Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-GTR-GLP-002-2016

12 de enero de 2016

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CONTENIDO

CAPITULO 1 1

PROYECCIÓN DE DEMANDA 1
INTRODUCCIÓN *1*
SUMARIO *2*
METODOLOGÍA Y ALCANCE *9*
EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010) 9
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2013 14
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES 16
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS: 17
EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO *19*
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS 21
DATOS DEMOGRAFICOS 21
INFLACIÓN 26
PODER ADQUISITIVO 29
ACTIVIDAD ECONÓMICA 31
EVOLUCION HISTORICA 31
MANUFACTURA 32
PRODUCTO INTERNO BRUTO CON BASE AÑO 2007 33
EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMIA NACIONAL 34
PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO 2013- 2014 34
PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO 37
SECTOR MANUFACTURERO 40
INDICADORES ELÉCTRICOS 43
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL GWH 43
CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWHIND 45
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 47
BALANCE ELÉCTRICO 47
POTENCIA ELECTRICA DEL SISTEMA 48
DEMANDA MÁXIMA 48
FACTOR DE CARGA (FC) 49
PÉRDIDAS DE ENERGÍA 54
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 59
PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA 67
INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO *71*
MEGA PROYECTOS *75*
MEGA PROYECTOS ESTATALES 76
SANEAMIENTO DE LA BAHÍA 79
TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ 83
ESCENARIO MODERADO 85
ESCENARIO DEMANDA ALTA 87
EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN 91
DEMANDA ADICIONAL NO ESTRUCTURADA 95
CONSUMO CONSOLIDADO DE LOS MEGA PROYECTOS ESTATALES 97
MEGA PROYECTOS PRIVADOS 99
PANORAMA 99
ANTECEDENTES. 99
PROYECTO MINERO PETAQUILLA 100
PROYECTO MINERO COBRE PANAMA 101
DEMANDA ELECTRICA 101
RETIRO E INYECCION 102
ACTUALIZACION DEL PROYECTO 105
AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO 105
PRONOSTICOS AJUSTADOS DEL SEGMENTO DE CONSUMO BLOQUE 106

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE *109*
PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS *110*
ESCENARIO MEDIO O MODERADO 115
ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA 116
ESCENARIO BAJO O PESIMISTA 117
ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS 118
PRONOSTICOS 118
ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELECTRICO 122
CONFIABILIDAD DE LOS PRONOSTICOS 123
CONCLUSIONES *126*
REFERENCIAS *132*
CURVAS TÍPICAS. 135
EDEMET *135*
EDECHI *139*
ENSA *140*
CHANGUINOLA *146*
DESAGREGACIÓN POR BARRA 147

CAPITULO 2 151

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN 151
INTRODUCCIÓN *151*
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES *152*
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 152
GENERALIDADES 152
TIPOS DE CONDUCTORES 152
ESTRUCTURAS 153
AISLAMIENTOS DE LAS LÍNEAS 154
HERRAJES Y ACCESORIOS 154
HILO DE GUARDA 155
HILO DE GUARDA OPGW – OPTICAL POWER GROUND WIRE 155
SUBESTACIONES 157
GENERALIDADES 157
UBICACIÓN 158
CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA 158
Configuración Barra sencilla: 158
Configuración Barra Principal y de Transferencia: 158
Configuración Interruptor y Medio: 158
TIPOS DE INTERRUPTORES 159
PROTECCIONES 160
COMPENSACIONES 161
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN *163*
LÍNEAS 163
SUBESTACIONES 167
CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS UNITARIOS 167
CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS TIPO LOTE 169
CÁLCULO DE MONTAJE Y OBRAS CIVILES 169
CÁLCULO DE OTROS COSTOS 170
CÁLCULO DE COSTOS DE TERRENO 170
CÁLCULO DEL VNR PARA LAS SUBESTACIONES 170

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1 - Pronósticos de La Demanda 3
Gráfico 1. 2 - Desviaciones del Modelo 14
Gráfico 1. 3 - Tasas de Crecimiento Poblacional 23
Gráfico 1. 4 - Población (Millones de habitantes) 24
Gráfico 1. 5 - Crecimiento del IPC 27
Gráfico 1. 6 - IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas 29
Gráfico 1. 7 - Poder Adquisitivo 30
Gráfico 1. 8 - Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2013 32
Gráfico 1. 9 - Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2012 33
Gráfico 1. 10 - Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP 38
Gráfico 1. 11 - PIBMAN y Participación en el PIBREA 41
Gráfico 1. 12 - Consumo IND. Vs GWHTOT 41
Gráfico 1. 13 - PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ... 43
Gráfico 1. 14 - Relación PIB / EE 45
Gráfico 1. 15 - PIB Industrial / Electricidad 46
Gráfico 1. 16 - Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – Años 2001 -2012 48
Gráfico 1. 17 - Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG 49
Gráfico 1. 18 - Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible 50
Gráfico 1. 19 - Factor de Carga 52
Gráfico 1. 20 - Pérdidas Totales de Energía Eléctrica 54
Gráfico 1. 21 - Perdidas de Transmisión EE 56
Gráfico 1. 22 - Perdidas de Distribución EE 57
Gráfico 1. 23 - Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad 60
Gráfico 1. 24 - IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial 62
Gráfico 1. 25 - Evolución Histórica de Precios Reales de La Electricidad 63
Gráfico 1. 26 - Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013 64
Gráfico 1. 27 - Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica 65
Gráfico 1. 28 - Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2014 69
Gráfico 1. 29 - Pronostico de Energía 118
Gráfico 1. 30 - Pronósticos de Demanda 120
Gráfico 1. 31 - Comparativo de Proyecciones DMG 124
Gráfico 1. 32 - Proyecciones DMG 125
Gráfico 1. 33 - Curva Típica de Carga EDEMET - Panamá 135
Gráfico 1. 34 - Curva Típica de Carga Línea 115-6 135
Gráfico 1. 35 - Curva Típica de Carga Línea 115-8 136
Gráfico 1. 36 - Curva Típica de Carga Línea 115-11 136
Gráfico 1. 37 - Curva Típica de Carga Línea 115-38 137
Gráfico 1. 38 - Curva Típica de Carga Línea 115-22 137
Gráfico 1. 39 - Curva Típica De Carga Chorrera 138
Gráfico 1. 40 - Curva Típica De Carga Llano Sánchez 138
Gráfico 1. 41 - Curva Típica De Carga Mata de Nance 139
Gráfico 1. 42 - Curva Típica De Carga Progreso 139

Gráfico 1. 43 - Curva Típica De Carga Las Minas 44 140
Gráfico 1. 44 - Curva Típica De Carga France Field 115 140
Gráfico 1. 45 - Curva Típica De Carga Chilibre 141
Gráfico 1. 46 - Curva Típica De Carga Tocumen 141
Gráfico 1. 47 - Curva Típica De Carga Línea 115-10 142
Gráfico 1. 48 - Curva Típica De Carga Línea 115-9 142
Gráfico 1. 49 - Curva Típica De Carga Santa María 143
Gráfico 1. 50 - CURVA TÍPICA DE CARGA CERRO VIENTO 143
Gráfico 1. 51 - Curva Típica De Carga Geehan 144
Gráfico 1. 52 - Curva Típica De Carga Provincia de Colón (S/E France Field, S/E BLM, S/E Colón 1 y S/E Monte Esperanza) 144
Gráfico 1. 53 - Curva Típica De Carga Ensa – Panamá (Provincia de Panamá - S/E Panamá, S/E Cerro Viento, S/E Geehan, S/E Tocumen, S/E Santa María y S/E 24 de Diciembre) ... 145
Gráfico 1. 54 - Curva Típica De Carga 24 de Diciembre 145
Gráfico 1. 55 - Curva Típica De Carga Cemex 146
Gráfico 1. 56 - Curva Típica De Carga Changuinola 146

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 - Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo 5
Tabla 1. 2 - Pronósticos de Demanda por Escenarios 7
Tabla 1. 3 - Consumo Gran Cliente 11
Tabla 1. 4 - Evaluación Predictiva del Modelo Año 2005 – 2013 11
Tabla 1. 5 - Evaluación Predictiva del Modelo Año 2005 – 2013 (Porcentual) 12
Tabla 1. 6 - Validación proyección primer año del pronóstico PESIN 2014-2028. 15
Tabla 1. 7 - Insumos del Modelo 20
Tabla 1. 8 - Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios 26
Tabla 1. 9 - Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB 38
Tabla 1. 10 - Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía 44
Tabla 1. 11 - Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible 44
Tabla 1. 12 - Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial 44
Tabla 1. 13 - Tasas Anuales Acumulativas por Periodo 47
Tabla 1. 14 - Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG 49
Tabla 1. 15 - Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh 55
Tabla 1. 16 - Perdidas en Transmisión en GWh 55
Tabla 1. 17 - Perdidas en Distribución en GWh 55
Tabla 1. 18 - Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2013 60
Tabla 1. 19 - Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014 61
Tabla 1. 20 - Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT 66
Tabla 1. 21 - Variación del Precio Internacional del Crudo BRENT 70
Tabla 1. 22 - Pronóstico para la Carga de la Provincia de Bocas del Toro. 74
Tabla 1. 23 - Consumo de Energía en Las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de La Bahía 79
Tabla 1. 24 - Consumo de Energía en Las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales 80
Tabla 1. 25 - Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales 80
Tabla 1. 26 - Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía 81
Tabla 1. 27 - Demanda Potencial del Metro – Esc. Conservador 86
Tabla 1. 28 - Demanda Potencial del Metro – Esc. Demanda Alta 88
Tabla 1. 29 - Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda 89
Tabla 1. 30 - Consumo Energético del Sistema Masivo Metro – Demanda & Consumo Anual 90
Tabla 1. 31 - Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW 93
Tabla 1. 32 - Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh . 93
Tabla 1. 33 - Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen 95
Tabla 1. 34 - Demanda Consolidada de Megaproyectos Estatales Identificados 97
Tabla 1. 35 - Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN 103
Tabla 1. 36 - Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado Nacional 104
Tabla 1. 37 - Demanda Consolidada Megaproyectos Estatales & Minera Panamá 107
Tabla 1. 38 - Demanda Consolidada del Segmento Bloque 109

Tabla 1. 39 - Resumen de Premisas Escenario Moderado 111
Tabla 1. 40 - Resumen de Premisas Escenario Optimista 112
Tabla 1. 41 - Resumen De Premisas Escenario Pesimista 113
Tabla 1. 42 - Descripción de las siglas del Modelo de Demanda 114
Tabla 1. 43 - Escenario Medio o Moderado 115
Tabla 1. 44 - Escenario Alto u Optimista 116
Tabla 1. 45 - Escenario Bajo o Pesimista 117
Tabla 1. 46 - Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo 120
Tabla 1. 47 - Desagregación por Barra (Parte 1) 148
Tabla 1. 48 - Desagregación por Barra (Parte 2) 149
Tabla 1. 49 - Desagregación por Barra (Parte 3) 150

Tabla 2. 1 - Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión (en B./ Km.) 164
Tabla 2. 2 - Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles 165
Tabla 2. 3 - Detalle Porcentual de Otros Costos 165
Tabla 2. 4 - Costo Unitario de las líneas de transmisión 165
Tabla 2. 5 - Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones 168
Tabla 2. 6 - Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote 169
Tabla 2. 7 - Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles 170
Tabla 2. 8 - Relación porcentual de Otros Costos 170
Tabla 2. 9 - Costo Unitario de Subestaciones 171

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo Tomo I - 1	Metodología y Alcance del Modelo.
Anexo Tomo I - 2	Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales.
Anexo Tomo I - 3	Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
Anexo Tomo I - 4	Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.
Anexo Tomo I - 5	Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

En el Reglamento de Transmisión se establece que ETESA deberá incluir en el Plan de Expansión una sección denominada “Estudios Básicos”, la cual deberá contemplar:

- Pronósticos de Demanda para los próximos 15 años
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes del Sistema de Transmisión



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 1

PROYECCIÓN DE DEMANDA

INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión [1] , en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2015-2029. Tal como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo proporciona una serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas. Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.

[1] De acuerdo a la resolución JD-2627, de enero del 2001, el ERSP hoy ASEP ordenaba a ETESA la utilización del informe Indicativo de Demanda, elaborado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), para las actualizaciones de los Planes de Expansión. Por lo cual los pronósticos de los PESIN`s 2002 al 2005, se realizaron en estrecha relación con el Indicativo de Demanda.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

SUMARIO

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.4 a 5.7% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.4 a 5.5%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

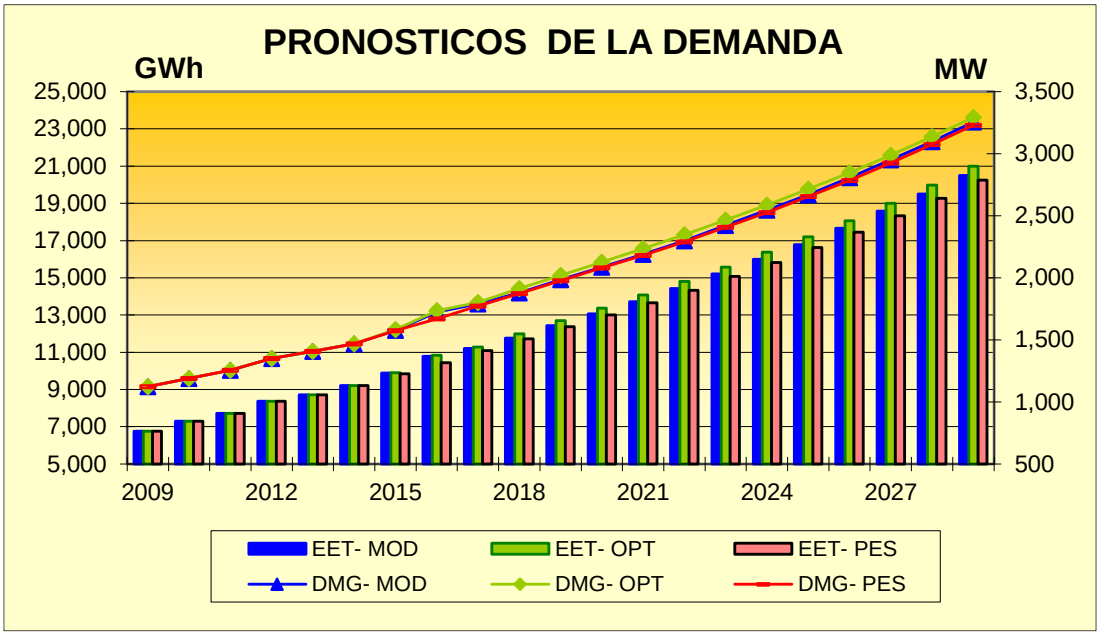


GRÁFICO 1. 1 - PRONÓSTICOS DE LA DEMANDA

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva que ha mantenido Panamá, en especial el resultado del último periodo de crecimiento, años 2006 – 2012, con una tasa de crecimiento promedio anual de 9.0%, tasa superior a los mejores promedios históricos que tuvo la economía nacional, de acuerdo a los registros estadísticos de los últimos sesenta años. Perspectivas se basaron en factores dinámicos externos, como es el desarrollo del transporte marítimo internacional y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en recuperación expansiva, y al efecto del boom inmobiliario de los últimos diez años, producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros, que por diversas razones han decidido asentarse en nuestro país.

Esta positiva prospectiva, solo fue empañada por el retroceso económico del año 2009, donde el país solo logro alcanzar un crecimiento positivo de solo 3.9%, a la sombra de una crisis económica mundial, que introdujo significativas incertidumbres a la economía internacional con sus efectos remanentes en la economía nacional. Pero, aunque el registro del producto nacional fue bajo, el mismo se consideró positivo ante una generalizada contracción mundial.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, desde el tercer trimestre del año 2009, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la esperada reorientación positiva de la mayor parte de las economías europeas, reimpulsaron el crecimiento económico global, de manera que en los años 2010, 2011, 2012 y 2013, se registraron tasas de 7.6, 10.4, 10.2 y 8.4%, respectivamente. Evidenciando el cambio a la tendencia positiva, e inicio de un nuevo ciclo de crecimiento. Los registros preliminares del año 2014, acumulados al segundo trimestre de 6.16 %, sugieren que el país alcanzara un crecimiento anual global de 6.43%, al final del año.[2]

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2015 y 2016 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, lideradas por la conclusión de las obras de mayor envergadura de la ampliación del Canal, de la reanudación y ejecución de los proyectos estatales de infraestructura como el sistema masivo de transporte, el Metro de la Ciudad de Panamá; y de otras fuerzas dinámicas al entorno interno, como el incremento de las actividades turísticas, de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional.

Aunque, con el tiempo el efecto de la lenta pero sostenida recuperación del comercio mundial pueda llevar a la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, vuelvan a ser los motores principales del nuevo impulso económico. Con lo que es de esperar, que luego del año 2017, la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento sostenido del PIB de 5 a 6%, por varios años.

Estas perspectivas económicas marcan de por sí, la tendencia a seguir de las proyecciones de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los estimados de crecimiento anual de energía en el corto plazo (2015-2018), reflejan crecimientos más altos, 6.3, 6.8 y 6.2%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2019-2029), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, entre 5.1 y 5.2%, respondiendo a escenarios levemente más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que se le impone a la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

[2] De acuerdo a la Fondo Monetario Internacional (FMI), Panamá alcanzara una tasa sostenida anual de 6.6%, en el quinquenio (2010-2014). Noviembre, del 2010.

CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2015-2018)	6.30%	6.38%	6.82%	6.84%	6.19%	6.28%
LARGO PLAZO (2019-2029)	5.18%	5.12%	5.23%	5.07%	5.10%	5.08%
ANALISIS (2015-2029)	5.48%	5.45%	5.65%	5.54%	5.39%	5.40%

TABLA 1. 1 - CAMBIOS PORCENTUALES EN ENERGÍA Y DEMANDA POR PERIODO

Al igual que en los pronósticos de los tres últimos Informes anuales, se destaca la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado. Proyectos que culminaron a fines del año 2013 y principios del 2014 en donde sobresalen el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la operación de la primera línea del sistema de transporte masivo para la Capital del País, "El Metro".

A la fecha se espera la conclusión de otros proyectos estatales, no directamente intensivos en consumo eléctrico, pero que han de crear las facilidades viales para el impulso de nuevos desarrollos inmobiliarios, los cuales deberán reflejarse dentro del periodo de análisis.[3]

Los altos valores de crecimiento se derivan de la entrada simultánea en operación en este periodo definido, no solo de la Línea 1 del Metro de Panamá, sino de la ejecución y operación de las líneas 2 y 3 del SMP; de la operación del PTAR y de las estaciones de bombeo del Saneamiento de la Bahía, de la nueva terminal del Aeropuerto de Tocumen y facilidades anexas, los cuales se encuentran a la fecha en vías de realización, y han de requerir de inyecciones importantes de potencia para desarrollar las funciones para las cuales fueron creadas.

Es necesario destacar que en los tres primeros años del periodo crítico o de corto plazo, años 2015-2018, la potencia y energía crecen en tasas menores de crecimiento anual sostenido de ambos cuantificadores a las planteadas en los informes de los años anteriores, dado las postergaciones, suspensión de obras o al cambio conceptual de algunos proyectos anteriormente considerados.[4]

Al igual que en los Pronósticos 2014 - 2028, en este informe no se ha analizado con la profundidad necesaria la situación coyuntural el atraso del consorcio GUPC, contratista de las obras principales de la ampliación del Canal, tercer juego de esclusas, en las perspectivas inmediatas de corto plazo

[3] Nuevas fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), extensión de los corredores viales de la ciudad y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil, o en vías de contratación.

[4] Petaquilla, Desarrollo Minera Panamá, Ciudad Gubernamental, Ciudad Hospitalaria, etc.

del servicio eléctrico en el país. Obras, inicialmente programadas a entrar en operación a mediados del año 2014, pero que luego de varias paralizaciones y de las varias adendas en el plazo de ejecución obtenida por el contratista de las obras, presentan un atraso excesivo, ante las expectativas, de ingresos esperados.

El significativo atraso en la ejecución de obras, señala como fecha más temprana de entrada en operaciones el mes de abril del año 2016.[5] Dada la importancia de la actividad canalera y actividades conexas sobre el PIB nacional (1/5 del Producto), esta paralización tiene fuertes implicaciones macroeconómicas negativas, aunque indirectas sobre las proyecciones de energía presentadas, en el presente informe.

Atrasos que se transmutaran en probables montos significativos de sobrecostos, lo que conlleva a la disminución y postergación de las utilidades programadas a entregar al Estado de Panamá como beneficiario directo del paso geográfico, causando en primer lugar, perjuicios importantes en el flujo de ingresos requeridos para inversiones nacionales y en todas aquellas actividades conexas.

A la vez, es importante tener en cuenta para el desempeño de los pronósticos presentados, los posibles atrasos el desarrollo minero para la explotación de cobre y oro, que han de requerir altos montos de inversión, focalizados en el área de Donoso, provincia de Colon. Esta fuerte inversión de más de 6,000 millones de dólares, en un solo proyecto es solamente comparable en inversión y efectos a la ampliación del canal y al proyecto integral del Transporte Masivo de la ciudad de Panamá.

[5] Un atraso de casa idos años a la fecha, lo cual puede tener efectos significativos en la operación e ingresos del Canal. Dada la importancia de la actividad canalera y de las actividades conexas sobre el PIB nacional (1/5 del Producto), puede tener implicaciones significativas en las proyecciones de energía presentadas, en el presente informe.

A continuación se presentan los pronósticos de demanda de energía eléctrica 2015-2029.

PRONOSTICOS DE DEMANDA
POR ESCENARIOS
AÑOS 2009 - 2029

AÑOS	ENERGIA TOTAL (GWH)			DEMANDA (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	6,753.7	6,753.7	6,753.7	1,122.0	1,122.0	1,122.0
2010	7,290.3	7,290.3	7,290.3	1,190.4	1,190.4	1,190.4
2011	7,722.5	7,722.5	7,722.5	1,254.5	1,254.5	1,254.5
2012	8,359.8	8,359.8	8,359.8	1,351.3	1,351.3	1,351.3
2013	8,722.1	8,722.1	8,722.1	1,408.9	1,408.9	1,408.9
2014	9,211.3	9,211.3	9,211.3	1,467.5	1,467.5	1,467.5
2015	9,871.9	9,906.5	9,849.0	1,577.2	1,582.8	1,573.6
2016	10,780.6	10,839.4	10,431.8	1,724.4	1,733.8	1,668.6
2017	11,198.1	11,278.5	11,085.2	1,790.1	1,801.3	1,772.7
2018	11,762.0	11,991.2	11,712.2	1,879.1	1,912.2	1,872.6
2019	12,425.2	12,692.2	12,372.3	1,983.9	2,021.0	1,977.7
2020	13,069.4	13,372.8	13,012.9	2,085.6	2,126.1	2,079.6
2021	13,719.7	14,084.6	13,649.4	2,188.1	2,235.9	2,180.9
2022	14,421.5	14,812.7	14,330.8	2,298.6	2,348.0	2,289.3
2023	15,201.8	15,580.7	15,070.0	2,421.6	2,466.0	2,406.8
2024	15,991.5	16,367.7	15,825.8	2,545.9	2,586.7	2,527.0
2025	16,782.8	17,210.1	16,627.6	2,670.3	2,715.7	2,654.4
2026	17,657.6	18,069.8	17,448.6	2,807.8	2,847.1	2,784.9
2027	18,573.7	18,999.7	18,336.6	2,951.8	2,989.1	2,926.0
2028	19,497.1	19,977.5	19,269.9	3,096.7	3,138.2	3,074.3
2029	20,502.7	21,004.1	20,247.9	3,254.5	3,294.5	3,229.6

TABLA 1. 2 - PRONÓSTICOS DE DEMANDA POR ESCENARIOS



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

METODOLOGÍA Y ALCANCE

ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE), la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA diseño una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.[6]

Como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados anteriormente, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio no menor de 98%. Con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptables para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelentes. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.[7]

EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, se desarrolló en el plan de expansión del periodo 2007-2021 un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo (menores en 130 GWh). Al igual que se originó una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de compiladas y registradas por la SNE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.[8]

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector "Bloque", como "Grandes Clientes" desde el año 2001 [9] , correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en "Grandes

[6] Este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

[7] Para mayor detalle técnico del modelo, refiéranse a Anexo de Metodología del Modelo.

[8] En este punto es necesario mencionar, que desde el inicio de los Pronostico de la DMG por ETESA, se hace el ajuste a este parámetro, al deducir la demanda interna de Autoridad del Canal (ACP), en razón que los registros del CND solo registran como oferta el aporte del primero al Mercado Mayorista de Electricidad (MME),sin definir pérdidas.

[9] Propuesta de Modificación al Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad. Anexo a la resolución no. jd-3233. Del 1º de julio de 2001 – 30 de junio de 2005.

Clientes".[10] Dado que las diferencias de los registros de los sectores "Industrial" y "Bloque" fueron de magnitudes similares, pero inversas (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración particular del consumo nacional.

En consideración que el modelo de predicción de PREEICA es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de evolución de la industria nacional.

Un análisis más exhaustivo de los consumos eléctricos industriales, realizado durante la elaboración del Pronóstico de Demanda 2010 – 2024, reflejo que hasta el año 2004, el sector de consumo de los Grandes Clientes correspondió en su totalidad a consumos de tipo industrial, en un 100%. Pero, desde ese año en adelante este consumo particular se fue reduciendo paulatinamente su participación porcentual dentro del segmento de Grandes Clientes, desde 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009, al ser requerido el servicio de consumo por Bloque por diversos clientes que se dedican a actividades diferentes a la actividad manufacturera .

En consideración a estas evidencias, era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente, a partir del informe del Pronóstico del 2010-2024 se distribuyen y asignan sectorialmente los consumos de los grandes clientes, de acuerdo a la función principal a que se dediquen estos grandes clientes.[11]

La siguiente tabla, Tabla 1. 3 - Consumo Gran Cliente muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

[10] En primera instancia, el registro de los "Grandes Clientes" durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas agroindustriales del Grupo MELO.

[11] A partir del año 2013 se incorporan consumo de tipo gubernamental al segmento de Grandes Clientes, como la Contraloría General de la República (CGRP) y la Caja del Seguro Social (CSS).

CONSUMO GRAN CLIENTE
ANUAL 2001 - 2014
EN MWh

AÑOS	CONSUMO POR TIPO								CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE							
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE
2001	2	50.196,7							2	50.196,7	*100,0%*			
2002	2	70.784,1							2	70.784,1	*100,0%*			
2003	2	74.372,9							2	74.372,9	*100,0%*			
2004	7	98.610,0							7	98.610,0	*100,0%*			
2005	7	83.179,7	2	3.989,6					9	87.169,3	*95,4%*	*4,6%*		
2006	5	34.267,0	3	14.039,0					8	48.306,0	*70,9%*	*29,1%*		
2007	1	35.211,0	3	16.310,0					4	51.521,0	*68,3%*	*31,7%*		
2008	1	36.343,0	3	17.903,0					4	54.246,0	*67,0%*	*33,0%*		
2009	1	36.848,2	8	20.481,0			3	23.112,6	12	80.441,8	*45,8%*	*25,5%*		*28,7%*
2010	2	172.140,3	8	44.618,0			2	75.136,1	12	291.894,5	*59,0%*	*15,3%*		*25,7%*
2011	2	183.223,9	38	82.420,3			1	70.992,6	41	336.636,8	*54,4%*	*24,5%*		*21,1%*
2012	2	211.181,9	40	85.753,7			1	78.082,7	43	375.018,2	*56,3%*	*22,9%*		*20,8%*
2013	5	225.098,0	42	89.775,6	2	3.976,6	1	83.465,9	50	402.316,2	*56,0%*	*22,3%*	*1,0%*	*20,7%*
2014	6	231.076,3	41	89.988,9	2	22.017,7	1	85.688,6	50	428.771,5	*53,9%*	*21,0%*	*5,1%*	*20,0%*
TOTAL		**1.542.533,0**		**465.279,1**		**25.994,3**		**416.478,5**		**2.450.284,9**	*63,0%*	*19,0%*	*1,1%*	*17,0%*

(*) A partir del mes de octubre de 2009 el item Ricamar, dentro del consumo comercial corresponde a una diversidad de puntos de entrega de Grandes Clientes, pertenecientes a la cadena de Supermercados de Super 99 : S/M 99 Los Andes , S/M 99 La Cabima , S/M 99 El Dorado, S/M 99 Puerto Escondido, S/M 99 Los Pueblos, etc. Los cuales pasaron de 8 a 40 puntos de entrega.

TABLA 1. 3 - CONSUMO GRAN CLIENTE

Continuando con esta validación, se revisaron los pronósticos de los planes del año 2005 a la fecha, con el fin de verificar la bondad de la previsión del modelo diseñado por PREEICA. Comparando los resultados preliminares del año en curso con los respectivos estimados del plan de expansión de cada año. Periodo consecuente con las instrucciones del Regulador, para que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complementara con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND.

Los resultados históricos reales de este periodo 2005-2013, con respecto a las proyecciones del primer año del modelo de los Pesin's analizados en el periodo muestran desvíos aceptables de los registros reales.

En esa consideración, presentamos seguidamente, el resumen de las desviaciones de los resultados del modelo utilizado, para la proyección de la demanda en el plazo inmediato. En el cual se compara el estimado de consumo del primer año proyectado versus los registros reales que presentan al final del mismo.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2013

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO								
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-219.0	-13.2	81.8	387.1
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7	2.8	31.1	46.4

TABLA 1. 4 - EVALUACIÓN PREDICTIVA DEL MODELO AÑO 2005 – 2013

Con respecto a los pronósticos analizados del PESIN 2005-2019, al PESIN 2011-2025, los desvíos promedios de los escenarios Moderado y Optimista, versus los valores reales alcanzados por el sistema eléctrico, muestran tres etapas bien diferenciadas. La primera correspondiente al periodo 2005-2007 con desvíos promedios de energía y demanda menores a un 2%. Seguido de un periodo de máximas desviaciones, 2008-2009, para terminar con cifras de desvíos mínimas, menores a uno por ciento en el periodo 2010-2011. En suma los desvíos promedios derivados del Modelos de PREEICA, con respecto a las proyecciones anuales globales del modelo, durante su ejecución muestran en promedio desvíos menores a 1%.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO
AÑOS 2005 -2013

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)								
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)	2012 (REAL)	2013 (REAL)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.00%	-0.17%	0.98%	4.44%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%	0.22%	2.30%	3.30%

TABLA 1. 5 - EVALUACIÓN PREDICTIVA DEL MODELO AÑO 2005 – 2013 (PORCENTUAL)

En una primera instancia las cifras preliminares del año 2008 se cuantificaron en 295 GWh, un 4.6% para la energía y 1.6% para la DMG. Pero al compararlo con las cifras reales documentadas por la SNE el desvío de la energía llegó a 454 GWh o sea un 7.3%. Este desvío documentado se focalizaba en el monto de pérdidas global del sistema, registrado en una cantidad de 777 GWh, lo que resultaba en una diferencia promedio de más de 200 GWh, una caída considerable con respecto a los registros de pérdidas de los últimos años.

De lo que se deducía, que el modelo de demanda presentaba desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, pérdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009. Por lo cual, esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidencio en el análisis del pronóstico anterior, años 2010 – 2024, en una corrección apreciable de este rubro, a 924.3 GWh.[12] Con lo cual, en ese año el desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modificó a solo 4.8 %. Al igual, las correcciones imputables a este error en el registro de las Pérdidas, significo un cambio significativo en la desviación del pronóstico del 2009-2024 de -1.84% a 0.96% en la DMG y de 5.92% a valor corregido de 2.88% en el pronóstico de energía.

En el caso del pronóstico 2010-2025, el año 2010 se modifica por esta misma causa, a solo una desviación de solo -7.4 GWh, para una desviación relativa de solo –0.1%. Con respecto a la DMG del año 2010, el pronóstico se desvió en una magnitud de -48.7 GWh, relativamente

[12] El error consistía, en la consideración que se tomó como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez que la misma era realmente de importación de energía (73.4 GWh), durante el año 2008.

para un -4.09% del registro alcanzado por sistema interconectado.

En términos generales, se observa que la capacidad predictiva del modelo para los años 2005 al 2007, mantuvo un nivel de confianza promedio de aproximadamente del 98%. Donde los pronósticos se quedaron por debajo de los valores reales alcanzados, causados principalmente por el empuje positivo de la economía durante estos años, ante pronósticos conservadores.

Referente a los registros del año 2008 y 2009, los efectos derivados de la crisis económica global, resultó en desvíos significativos de los pronósticos. Que por cierto fueron en sentido contrario, estos pronósticos resultaron sobreestimados con referencia a los resultados reales alcanzados, en razón a los recientes indicadores de crecimiento económico. Las desviaciones presentadas en el año 2008, fueron de aproximadamente 5% en energía, debido principalmente a un menor consumo de los sectores comercial y oficial. Lo que derivó evidentemente en una desviación aproximada de 5% en potencia.

Con respecto al año 2009, la desviación en energía del año 2009 es de 2.9 % y de aproximadamente en 1% en DMG. La sobrestimación en energía, se originó en menores consumos en ese año en los sectores comercial y Bloque, en conjunto con un mayor consumo del sector residencial, del cual se esperaba una disminución significativa, a efecto de la reciente campaña de sustitución de bombillos, efecto contrarrestado por la política de subsidio eléctrico. La baja desviación en potencia, es resultado de la ulterior corrección de la estimación de pérdidas.

Para el año 2010, gracias a la elaboración de un pronóstico conservado, en consideración a los aleteos retardados de la crisis económica global se presentan desviaciones en sentido contrario, subestimación ante los resultados reales, cerca del -4% en DMG.

En cambio, gracias a los ajustes realizados a las previsiones en el modelo de demanda, los registros del año 2011 y 2012, presentan desviaciones menores o aproximados al 2.0%, con lo cual se puede afirmar que los parámetros de confianza son más que aceptables.

El compendio de las desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo de análisis de los años 2005 – 2012, permite afirmar, que aun con las falencias mencionadas, la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple de PREEICA, se mantiene dentro de grados de calificación más que aceptables. El siguiente gráfico muestra, que las desviaciones máximas se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4%, para ubicarse en los dos últimos años, en una franja promedio dentro de menos 2%. Lo cual permite calificar estas predicciones entre buenas y excelentes.

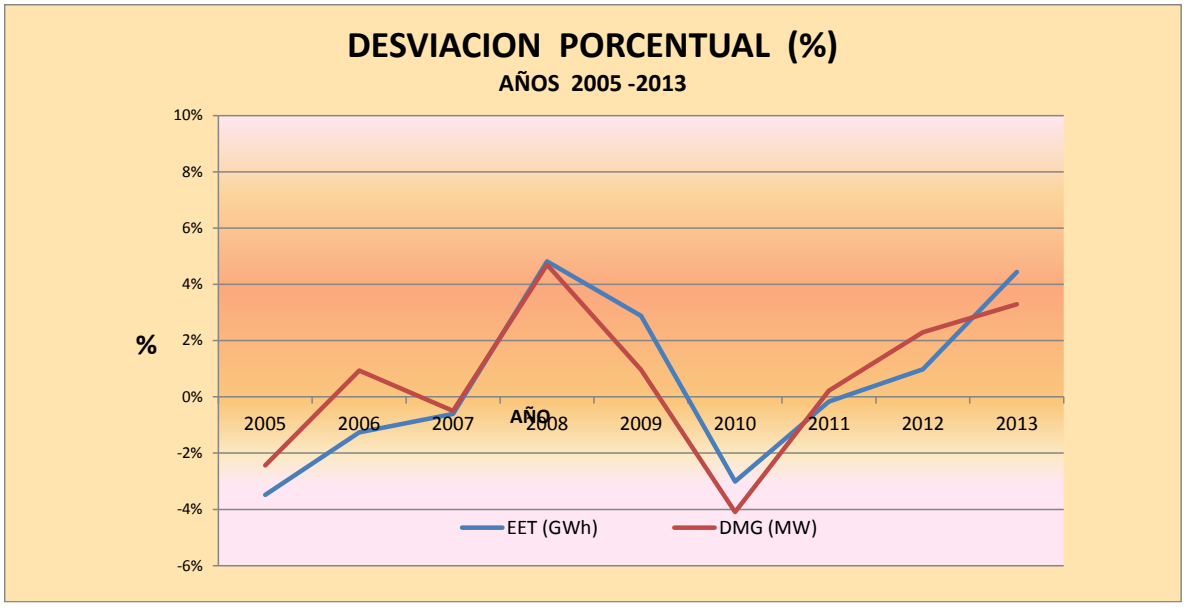


GRÁFICO 1. 2 - DESVIACIONES DEL MODELO

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2013

Aunque el análisis de los pronósticos globales del modelo versus los resultados reales presentados por el sistema eléctrico nacional, muestran en los últimos años desvíos aceptables, pero a lo interno de la estructura de consumo se han presentado desvíos de magnitud en los consumos sectoriales, algunos de los cuales se anulan entre sí. Por consiguiente, para validar de mejor forma el actual instrumento de pronóstico, se realiza el ejercicio de comparar en primera instancia, los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Modelo de PREEICA del PESIN 2014-2028, con los resultados preliminares para el año en curso.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2014-2028, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto al estimado previsto del año 2013, con base a los datos preliminares conocidos del año, a la fecha de elaboración del documento. Datos y registros que se encontraban compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros rubros solo presentan cifras hasta el primer semestre del año en curso. Para lo cual se proyectan los meses restantes del año analizado, en concordancia al comportamiento promedio de los consumos de estos meses en los últimos cinco años. En la tabla siguiente, se presenta la validación estimada para la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2014-2028.

VARIABLE	CONSUMO 2014 (GWh o MW)		
	PROYECCIÓN [1]		2014 (E) [2]
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	Octubre Projectado
Residencial	2,417.7	2,418.1	2,520.6
Comercial	3,885.5	3,889.4	3,432.3
Industrial	737.1	743.4	702.9
Oficial	898.8	900.2	860.3
Alumbrado	163.1	163.3	168.4
Autoconsumo	5.7	5.7	6.3
Bloque	179.0	179.0	87.2
Otros	2.8	2.8	4.0
Pérdidas	1,321.1	1,320.9	1,429.3
TOTAL	**9,610.7**	**9,622.8**	**9,211.3**
DMG	**1,535.5**	**1,537.4**	**1,467.5**

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	-102.98	-4.1%	-102.50	-4.1%	-102.7	-4.1%
Comercial	453.18	13.2%	457.07	13.3%	455.1	13.3%
Industrial	34.19	4.9%	40.51	5.8%	37.3	5.3%
Oficial	38.49	4.5%	39.85	4.6%	39.2	4.6%
Alumbrado	-5.30	-3.1%	-5.05	-3.0%	-5.2	-3.1%
Autoconsumo	-0.62	-9.8%	-0.61	-9.7%	-0.6	-9.8%
Bloque	91.88	105.4%	91.88	105.4%	91.9	105.4%
Otros	-1.21	-30.2%	-1.20	-30.1%	-1.2	-30.1%
Pérdidas	-108.18	-7.6%	-108.41	-7.6%	-108.3	-7.6%
TOTAL	**399.45**	4.3%	411.53	4.5%	405.5	4.40%
DMG	**68.04**	**4.6%**	69.97	**4.8%**	69.0	4.70%

[1] Proyección fechada 25 feb 2015

[2] Estimados a Dic. 2014

TABLA 1. 6 - VALIDACIÓN PROYECCIÓN PRIMER AÑO DEL PRONÓSTICO PESIN 2014-2028.

El pronóstico del año 2014 con respecto al estimado anual, fundamentado en los registros preliminares del consumo registrado hasta el mes de octubre, muestran una desviación global 405de 4 % de energía eléctrica de los diversos segmentos, con la excepción del segmento de Comercial que se sobrestimo en más de 450 GWh, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue estimada en un rango del 5%.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

a) La proyección del consumo global de energía, para el año 2014, se sobrestimo en el escenario moderado en más de 400 GWh, para una desviación promedio de 406 GWh, lo cual representa un desvío promedio de 4%. En gran parte debido al retraso en la entrada de inversiones estatales no finalizadas y a los efectos colaterales de un año electoral.

b) El estimado promedio de la DMG del año de 1,467 MW, es menor en aproximadamente 69 MW a los registros máximos proyectados en el Modelo. La desviación porcentual promedio es de 4.7%. Demanda sobrestimada gracias al retraso de obras como la cadena de frio (refrigeración de abastos), etc. Curiosamente la demanda máxima registrada del sistema es 1,467.9, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida, se estima en 32 MW.[13]

c) Con respecto a las desviaciones sectoriales, los resultados fueron muy significativos en magnitud, en donde se destaca el segmento de

[13] Reporte Diario de Operación del CND, del 17 de abril de 2013, el cual fija la demanda pico del sistema en 1443.94 MW, como el máximo del año. Demanda que incluye la potencia autogenerada de 32 MW por ACP.

consumo correspondiente a las pérdidas globales del sistema. En el periodo anterior las pérdidas superaron el estimado en un promedio de más de 108 GWh, correspondiente a una desviación promedio de 8%, con respecto a los registros preliminares del sector. Esta diferencia es difícil de explicar, puede corresponder al incremento de la generación hidro proveniente del occidente del país, incluido el verano en que hubo racionamiento de energía eléctrica.

d) En cambio, los sectores básicos de consumo correspondientes a los segmentos Residencial, Comercial, Industrial y el sector gubernamental, destaca el consumo del sector comercial el cual explica en 100% la desviación global del año. Una sobrestimación de 450 GWh, Probablemente originado en los problemas de la Zona Libre de Colon, el retraso de mega obras esperadas y a los efectos colaterales del año electoral. Los otros sectores básicos presentan desvíos menores de 5%, que se compensan entre sí, como el sector industrial representado por la industria ligera el cual presento una mayor actividad, gracias al incremento de la demanda interna de productos y servicios, derivada del movimiento de capitales y a la inversión directa extranjera a los interno de nuestra economía.

e) El segmento Bloque, componente del sector básico de consumo, pronosticaba un consumo de 179 GWh, se sobreestimó en promedio en 91 GWh. Debido a su vez en el retraso y/ entrada parcial en operación de proyectos estatales considerados.

f) El alumbrado Público creció mucho más allá de lo que se esperaba creciera con la nuevas construcciones de vías y la incorporación de este servicio a más comunidades. Su acierto muestra una desviación de subestimación 5.GWh, 3.1%.

ALCANCE DE LAS PROYECCIONES

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2012 y 2026.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar que por presentación de la data original, la proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta a la fecha de 44 años (1970 – 2014), periodo del cual se tabularon desde el inicio 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.

	VARIABLES	DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
TOTAL		**80**	**20**	**100**	**100%**

TABLA 1.6 - VARIABLES DE LOS PRONÓSTICOS

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas.

En el periodo 2005-2008, se consideró teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o "moderado" y un escenario de alto crecimiento u "optimista". En el cambiante contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional en el corto y mediano plazo, se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico 2009-2023, se agregó el escenario bajo o pesimista.

DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS:

ESCENARIO MEDIO O MODERADO: con el objetivo de crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora. En consecuencia, se estima el consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias y se consideran incrementos basados en cambios evidentes.

ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA: con el objetivo de visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.

ESCENARIO BAJO O PESIMISTA: tiene el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

El escenario Moderado, considera un derrotero de crecimiento conservador, fundamentado en el desarrollo económico reciente, sin dejar de lado la evolución del entorno internacional. Específicamente el probable efecto, en la evolución de las principales actividades económicas nacionales, de las turbulencias financieras, que asolaron la economía norteamericana, al igual que el sector financiero de Europa y Asia en los años 2009 y 2010. Además, el escenario Moderado considera incrementos futuros de demanda de energía, de mega proyectos estatales en ejecución, con cierta certidumbre.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido que propician la inversión privada extranjera.[14] Adicionalmente, se

[14] Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra en una tendencia de crecimientos, aunque dado el entorno económico-comercial global este año

prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas, posibles retrocesos adicionales más allá del periodo de 2008-2009, derivados de una crisis internacional, que no da claras señales de su fin, ya que a la fecha, no son claras aun las dimensiones de los problemas económicos estructurales de Europa y de los propios Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos. La misma ha derivado en una des-aceleración paulatina de la economía china y de otros *"tigres asiáticos"*, lo cual obliga a restructuraciones a lo interno de sus economías. Por ejemplo, la cual ha caído de un promedio anual sostenido de más de 10% en las dos décadas anteriores, a cerca de 7% en los dos últimos años.

La profundización de estos males en otros ámbitos de la relación económica mundial, significaría que la actividad nacional más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que transita alrededor de los servicios del Canal de Panamá y sus derivados, que explica más de un quinto de la economía nacional sufriría de un sostenido e importante des – aceleramiento. Lo que se traduciría en una operación disminuida del Canal, ante las expectativas que se analizaron para la toma de la decisión de la ampliación del Canal, que preveía una inmensa cantidad de beneficios para la economía nacional, a partir del año 2015.

Situación que sumado a otros efectos derivados del estado de la economía mundial en otras actividades, influirían negativamente en el desempeño de las mismas, como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la actividad de Transporte y Almacenamiento, explican la mitad del Producto Interno Bruto, lo definirían un des-aceleramiento total de los parámetros macroeconómicos y por consiguiente se reflejaría en el corto plazo en una deprimida demanda eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que los tres escenarios tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de las variables explicativas del modelo.[15]

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, el pronóstico medio o moderado, se ha elaborado de manera que refleje las mayores posibilidades de ocurrencia. Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en movimientos geopolíticos imprevistos, en problemas bélicos internacionales o en inesperadas catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

el empuje económico ha desacelerado.

[15] Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. También, por considerarlo conceptualmente más apropiado, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

La base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 44 años (1970-2014); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 5 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las variables que definen las perspectivas.

Consecuentemente con el cronograma de trabajo para la elaboración de los "estudios básicos", los datos del último año, 2014, no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (De los 6, 9, o 10 primeros meses del año en curso), en su mayoría datos preliminares, a la fecha de cálculo de las proyecciones. Lo que obliga a estimar una cantidad de datos de cierre, este periodo de datos calculados, corresponde a los meses de octubre - diciembre de cada año.[16]

Las cantidades esperadas de los últimos meses se estimaron, con base en promedios mensuales, tasas promedios históricas, cambios previstos por acciones predefinidas, respetando la permanencia de la data estadística. Lo cual conlleva a conformar un año base, de cierre, con posibles sub o sobre estimaciones.

Por metodología se presenta un listado simplificado de la base de datos utilizados como insumos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

[16] La data referente a la facturación del año en curso, en este caso 2014, proviene de un estimado basado en los estados de la facturación, registrada en los primeros seis meses del año por ASEP.

	CANTIDAD		DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA		
	DATOS SOCIOECONÓMICOS						
		POBLACIÓN					
1	1	1	Población rural	Fórmula			
2	2	2	Población rural masculina	CGR			
3	3	3	Población rural femenina				79%
4	4	4	Población urbana	Fórmula			
5	5	5	Población urbana masculina	CGR			
6	6	6	Población urbana femenina				
7	7	7	Población total	Fórmula	7	7%	
		PRECIOS					
8	8	1	Inflación de Panamá	COPE			
9	9	2	IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula			
10	10	3	Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula	3	3%	
		VALOR AGREGADO (PIB)					
11	11	1	Agricultura, silvicultura y caza				
12	12	2	Pesca				
13	12	3	Explotación de minas y canteras				
14	13	4	Industria manufacturera				
15	13	5	Electricidad, gas y agua				
16	14	6	Construcción				
17	14	7	Comercio al por mayor y al por menor				
18	15	8	Hoteles y restaurantes				
19	15	9	Transporte, almacenamiento y comunicaciones	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)			
20	16	10	Intermediación financiera				
21	16	11	Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler				
22	17	12	Enseñanza privada				
23	17	13	Actividades de servicios sociales y de salud				
24	18	14	Otras actividades comunitarias, sociales y personales				
25	18	15	Servicio de intermediación financiera				
26	19	16	Productores de servicios gubernamentales				
27	19	17	Productores de servicios domésticos				
28	20	18	Derechos de importación e ITBM				
29	20	19	ITBM que grava las compras de los hogares				
30	21	20	Producto interno bruto del sector comercial	Fórmula			
31	21	21	Producto interno bruto del sector manufacturero				
32	22	22	Producto interno bruto real según				
33	22	23	Producto interno bruto real de sectores subtitutos		69	69%	
	DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD						
34	1		Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006			
35	2		Factor de carga eléctrica				
36	3		Ventas de energía en alumbrado público				
37	4		Energía autoconsumida por distribuidoras				
38	5		Ventas de energía bloques independientes				
39	6		Generación bruta de energía eléctrica	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICIA (COPE)			
40	7		Ventas de energía en sector comercial				
41	8		Energía eléctrica disponible				
42	9		Ventas de energía en sector industrial				
43	10		Generación neta de energía eléctrica				
44	11		Ventas de energía en sector oficial				
45	12		Ventas de energía en otros sectores				
46	13		Pérdidas de energía eléctrica	Fórmula			
47	14		Pérdidas no técnicas	COPE			
48	15		Pérdidas técnicas en distribución				
49	16		Pérdidas técnicas en generación y transmisión				
50	17		Ventas de energía en sector residencial				
51	18		Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)	Fórmula			
52	19		Ventas de energía eléctrica				
53	20		Demanda máxima de potencia eléctrica				
54	21		Potencia eléctrica instalada	COPE	21	21%	21%
			TOTAL		100	100%	100%

TABLA 1. 7 - INSUMOS DEL MODELO

A continuación, en el siguiente acápite, se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Los indicadores socioeconómicos analizados como variables primordiales en este análisis incluyen a los datos demográficos y de actividad económica, incluyendo la inflación.

DATOS DEMOGRAFICOS

El Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, ejecuta cada diez años, los respectivos censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población. De los datos censales, el INEC con la ayuda del Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE), componente de CEPAL, realiza las conciliaciones, estimaciones, proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050.[17]

En el mes de mayo del anterior año 2010, se realizó el último censo de población, el Undécimo Censo de Nacional Población y el VII de Vivienda, del cual se derivaron los indicadores demográficos de la estructura y otros aspectos sobresalientes de la población panameña. Los últimos datos censales muestran no solo un cambio estructural de la población, resultante de cambios culturales, sino también de la imprecisión de anteriores premisas demográficas. Por lo cual fue necesario realizar una conciliación demográfica de los años 1950-2010 y adecuar la proyección de población para los años 2010-2050. Esta nueva versión de proyección se realizó en base a los nuevos datos censales del 2010 y a los registros de los nacimientos y defunciones anuales que lleva la Sección de Estadísticas Vitales del INEC. Lo que se resumen en el documento, Estimaciones y Proyecciones de la Población total del País, por Sexo y Edad: años 1950-2050.[18]

De acuerdo a sus resultados, es evidente que existe una disminución significativa de la fecundidad a nivel nacional, resultando en la última década en una tasa anual de crecimiento promedio (TCP) de 1.80, cuando en la década 1990-2000 se estimaba para este periodo un TCP mayor de 2.00. Este lento crecimiento poblacional, paso en esta última década de 3,040,701 a 3,661,835 personas, con 50.3 % de la población total concentrada en la provincia de Panamá, casi toda ella, población urbana.

A la fecha de elaboración de este informe, en el mes de diciembre del 2014, solo es disponible la información básica o preliminar del censo 2010, entre las cuales podemos mencionar la nueva versión de la proyección de población del país, por provincia, comarca, sexo y edad, no así la referencia de población urbana – rural, premisa muy necesaria para la modelización de los pronósticos de consumo de electricidad.

Con esta nueva proyección se estimó al 1 de julio del 2010 una población total, levemente diferente al estimado estadístico anterior de 3,585,654 habitantes, con un TCP de 1.78%, para los próximos cinco años, según la muevas hipótesis de evolución futura, aún vigentes. La nueva cifra de población establecidas por el INEC, para el primero

[17] Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (http://www.cepal.org/estadisticas/).

[18] El cual se elaboró con el apoyo de los especialistas en demografía de CELADE, una nueva versión de la proyección. La cual se presentó en julio del 2011, como un avance del boletín definitivo.

de julio de 2010 es de 3,661,835.[19] No existe aún información segmentada de la población urbana y rural, variable imprescindible en la regresión del segmento de consumo residencial, que explica en la actualidad el 26% del consumo total de electricidad, en el país.[20]

Durante el periodo 2010 -2020, la hipótesis anterior, aún vigente espera que la población panameña creciera a un ritmo de 1.44 por ciento anual, para alcanzar una población total, al 1 de julio de 2020 de 4,278,500 habitantes. Esta caída en la fecundidad nacional en conjunto con un saldo neto migratorio registrado también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual.[21]

En consideración, que al presente el INEC no tiene aún las hipótesis de crecimiento poblacionales alternativos, para utilizar en los escenarios optimistas o pesimistas de pronósticos de la energía eléctrica, mucho menos los estimados de distribución de la población en urbano y rural. En este informe de Estudios Básicos del PESIN 2015 – 2029, partiendo de la población pre - estimada para el año 2010, en alrededor de 3.7 millones de personas, se utilizaran con las consideraciones del caso, los TPC anuales derivados de las hipótesis alta y baja de la anterior proyección poblacional.

Según esta proyección, publicada por el Instituto de Estadísticas y Censo, basada a su vez en el X Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda, la población total de la República, al 1 de julio de 2010, se estimaba en 3.5 millones de personas, de las cuales se consideraba que el 64.6% (2.26 millones de personas) habitaría en las áreas urbanas.[22] Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, pose el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida “Región Metropolitana” más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79.7% (4/5) de la población urbana del país.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento histórico de la población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana. (Eje del Canal)

En primera instancia, el INEC pronosticaba un crecimiento anual de 1.66%, para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de “turismo residencial”. Derivado de la misma proyección, la

[19] INEC, Boletín No. 13 Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, por Sexo y Edad, editado el 15 de octubre del 2012

[20] A fecha muy reciente, que no ha permitido su análisis, el INEC ha editado proyecciones más completas de la población por Sexo y edad a 2000 -2030. Fecha de edición, 19 de diciembre de 2012.

[21] Los registros migratorios, están actualmente bajo un nuevo programa llamado “Crisol de Razas”, que conlleva la documentación de esta población flotante, actualmente indocumentada.

[22] Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.

entidad pronosticaba una tasa de crecimiento urbano y rural en la República de 1.98 y 1.07 respectivamente, por cada 100 personas. Parámetros en disminución en comparación a los estimados del quinquenio anterior de 2.26 y 1.11.

Es así, que se observa en la siguiente gráfica, que la tasa de crecimiento rural se mantiene con crecimientos marginalmente negativos, lo que implica la fuerte migración interna hacia el área urbana, especialmente el área metro. Además, durante este periodo se han ido integrando mayores servicios públicos a más cantidades de pequeños poblados del interior del país, con lo que han adquirido características urbanas, transformando la caracterización de la población de estos asentamientos.

En suma, la población urbana viene creciendo, pero su tasa de crecimiento anual viene cayendo, condicionada por los cambios demográficos de un país urbano, como es la menor cantidad de hijos por familia, con lo cual la población total viene creciendo cada vez más lentamente.

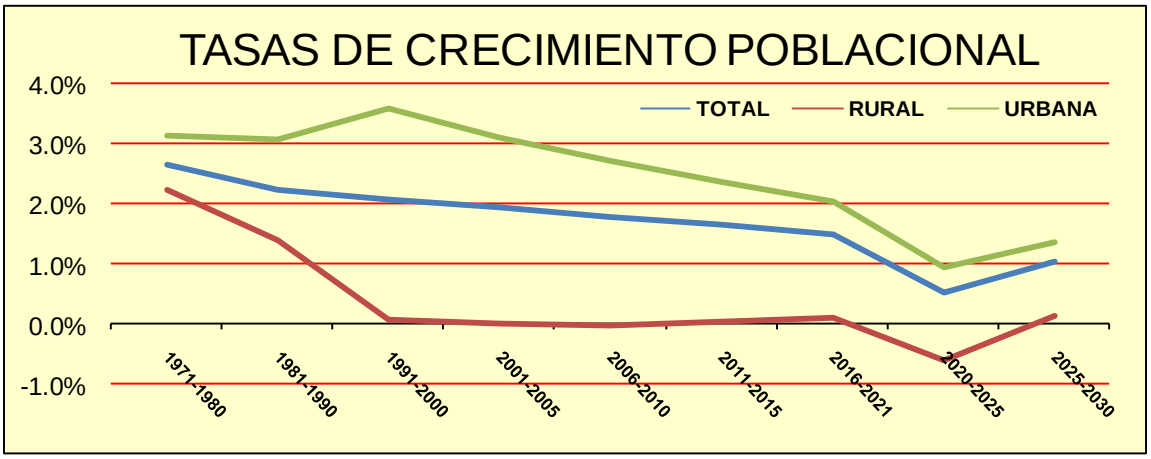


GRÁFICO 1. 3 - TASAS DE CRECIMIENTO POBLACIONAL

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2015-2029), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 888 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2029, de 4 millones 567 mil 200 habitantes. Pero solo 316, 557 habitantes adicionales en edad de trabajar, mayores de 15 años y menores de 64 años, lo que se traduce en una estructura de población productiva que se reduce, de 72% a 66%.

Esta estructura de población muestra un TPC anual de 1.34% aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran eventos o condiciones extraordinarios, que podrían incrementarlas. Así, como a la inexistencia actual de políticas generales de estado de largo plazo, que incentiven el desarrollo de aéreas rurales, con el propósito final de retener población y mucho menos incrementarla.

Como se puede apreciar en la gráfica, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. Este comportamiento obedece, tanto a la migración campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.

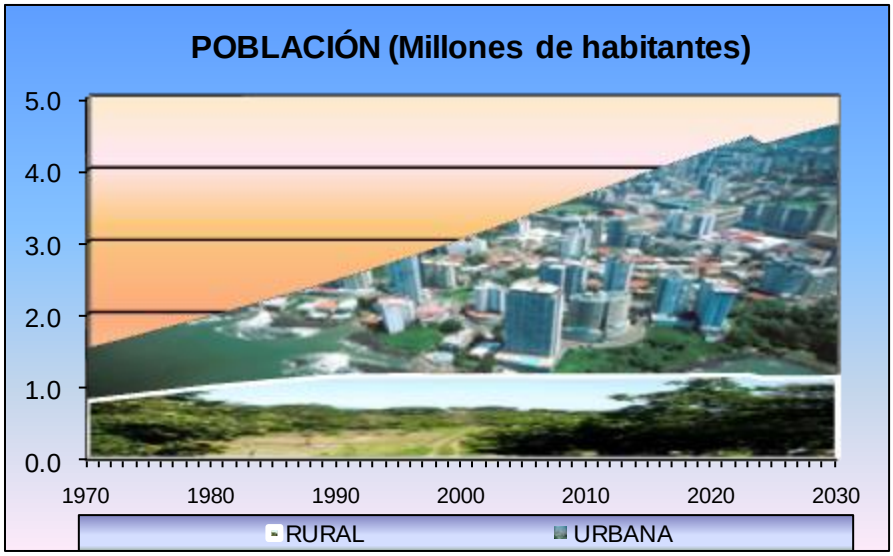


GRÁFICO 1. 4 - POBLACIÓN (MILLONES DE HABITANTES)

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, se analizaron en los pronósticos de demanda precedentes, las perspectivas de tres grupos de recientes actividades, que podrían propiciar significativos crecimientos de población, no previstos en las proyecciones derivadas del X Censo de Población.

La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la "Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas[23]"

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales Como mega puertos y astilleros, casas matrices de empresas multinacionales, últimamente el desarrollo de enclaves mineros, entre otras actividades. Desde los años 2009 y 2010 se han tramitado una gran cantidad de permisos de trabajo a extranjeros, especialmente los permitidos dentro de la legislación laboral, de hasta un 10% de la planilla de una compañía. Mano de obra especializada no solo para las empresas inmersas en la ampliación del canal, lo mismo que en el área económica especial Panamá – Pacífico. Así, como de empresas multinacionales que mudan oficinas regionales al país, por las ventajas comparativas que se ofrecen para su establecimiento. De acuerdo a las estadísticas del MEF más de 5,000 permisos de trabajo, se han concedido a empresas en los últimos dos años.[24] Aunque es necesario mencionar, que las estadísticas disponibles no permiten inferir, si los permisos

[23] INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá. http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/

[24] Por lo general, profesionales de alto nivel que viajan con sus familias, requiriendo servicios. Con lo cual se estima puede estimar una población flotante de hasta 20,000 personas.

anuales no son concurrentes o el plazo de los permisos y por consiguiente la permanencia de esta población flotante.

El "Turismo Residencial". Derivado de la construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al "turismo residencial" de reciente promoción masiva. Segmento que dispone de escasa información cuantitativa y abundante información cualitativa, de valor "condicional" para estimar el impacto poblacional, dado que la mayoría de ella es de carácter apreciativo de los promotores o de los grupos de interés. En este caso, inferir con base en los comentarios y afirmaciones provenientes de los promotores, de los empresarios de la construcción y de los registros del comportamiento del Sector Construcción. Este comportamiento se debió a los avances de las inversiones privadas, donde sobresalían los proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá, [25] de igual forma, los proyectos destinados al turismo residencial, en las aéreas costeras de la provincia de Panamá, Coclé y de las tierras altas de Chiriquí. El cual estaba destinado, en su mayoría, a la venta en el exterior, especialmente en Norteamérica y Europa (específicamente España.)

El cambio del entorno económico mundial, consecuente con la crisis financiera e inmobiliaria norteamericana y luego europea del año 2007 y 2008 hizo decaer significativamente esta demanda, que rigió los años 2005-.2009. Con lo cual se atenuaron temporalmente las anteriores expectativas generadas por el llamado "turismo residencial", el cual tuvo un impacto especifico en la actividad construcción, al postergarse totalmente varios de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, algunos otros se minimizaban o modificaban en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes. Adicionalmente, la cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción y ocupación de las mismas.

Dada la incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante y considerando el marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitieron los cálculos generados, anteriormente, pues se supuso que el análisis migratorio internacional dentro de las `proyecciones de población contemplaba el fenómeno. "Dada la incertidumbre de comportamiento futuro de esta variable, la proyección se desarrolló bajo el supuesto que…. *el saldo migratorio sería positivo y con tendencia al descenso. Se estima que esta corriente migratoria fluctuará entre*

[25] Del año 2006, existían más de 10 proyectos de edificios en construcción en Panamá que competían entre los más altos de América Latina, con más de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios más en construcción de menor envergadura que complementaban una fuerte oferta de bienes y raíces en el mercado.

3,000 a 2,500 personas por quinquenio…."[26]

A la fecha, se menciona una nueva condición que puede generar presión al incremento potencial de la población, derivado del impulso económico la creación, instalación y crecimiento de las empresas en el país, encuentran limitante en la escasez de mano de obra especializada, "que podría ser solucionada con la legalización de inmigrantes." [27] Esta nueva condición debe ser tema de consideración para análisis más profundos sobre el tema poblacional.

Como mencionamos anteriormente, para los escenarios de proyección de la demanda de electricidad se utilizaron los escenarios de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta, e Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica optimista y baja, respectivamente. [28] Con respecto al escenario de demanda medio se utiliza la proyección de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010.

A continuación se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección del INEC, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, en que implícitamente se consideran los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2014	1.72%	1.72%	1.72%
2015-2018	1.33%	1.56%	0.99%
2019-2024	1.16%	1.44%	0.80%
2025-2029	0.99%	1.33%	0.58%
2015-2029	1.15%	1.44%	0.78%

TABLA 1. 8 - TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

INFLACIÓN

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Tanto que a la inversa de lo que sucedía en la mayor parte de los países de la región latinoamericana, en Panamá se registraron largos periodos de tiempo

[26] Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

[27] SIP: La mayor limitante es la escasez de mano de obra. La Prensa miércoles 12 de diciembre de 2011, Economía, página 54ª.

[28] Ídem

(1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios mayores al 1.5%, para una tasa de crecimiento promedio del nivel de precios de solo 0.9% anual.

En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento económico sostenido que el país ha tenido en los últimos seis años (2007-2014)[29], se manifiesta con una tasa promedio anual de 5.1%, magnitud de dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como en el año 1982.

El estimado de inflación promedio anual para el año 2014 se espera aproximarse al 3 %, menor al registros alcanzados respectivamente en los tres años anteriores 2011 a 2013, el cual fueron de 5.9%, 5.7% y 4%, superados solos por el parámetro máximo alcanzado en el año 2008, de 8.1%, o sea el tercero más alto en un largo periodo de más de 30 años.

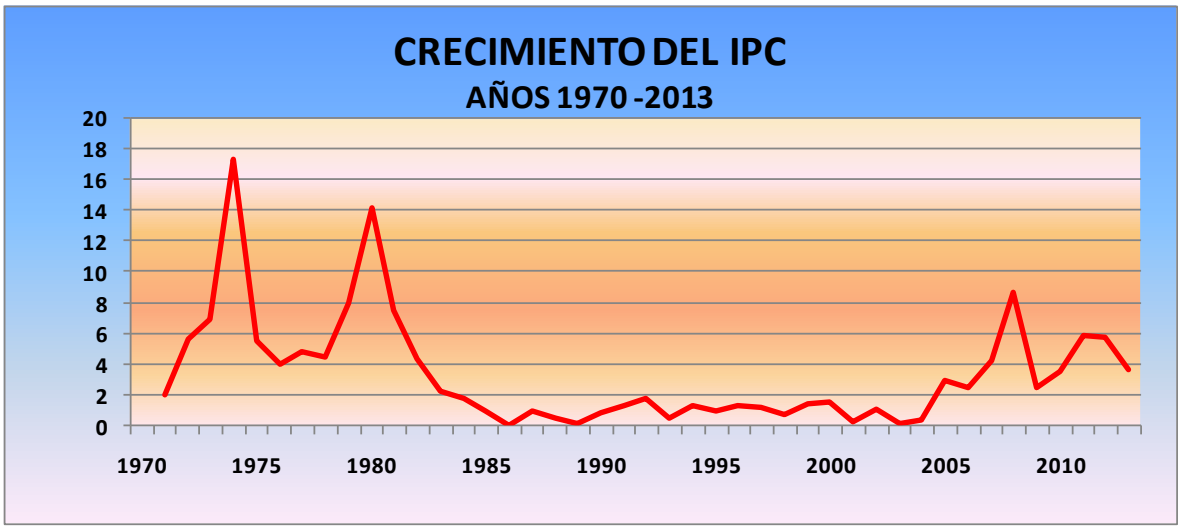


GRÁFICO 1. 5 - CRECIMIENTO DEL IPC

El grafico general muestra etapas muy definidas del efecto inflacionario en la economía nacional, una primera etapa de alta inflacionaria años 1970- 1984. La etapa siguiente que cubre dos décadas 1985-2004, donde el efecto fue casi imperceptible, de aproximadamente 1%. Seguida de la etapa reciente caracterizada por registros de inflación elevados.

Los altos registros en la serie, sus máximos son correspondientes a los años 1970- 1973 1979-1981, entronizados dentro de las anteriores crisis económicas mundiales, provocadas también, por el fuerte incremento de los precios del crudo, años 1973–1974 y 1980-1982. Resultado de los cambios geopolíticos y del incipiente control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte del naciente cartel de la OPEP, ocasionando a su vez una escasez mundial de liquidez

[29] De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República (Anexo I-3, Cuadro No. 5).

por parte de las economías importadoras netas de combustibles.

El periodo de alta inflación reciente en nuestro país, es impulsada principalmente por variables exógenas al sistema económico nacional. Especialmente por el incremento sostenido en estos años de los precios de los combustibles y sus derivados, al igual que el efecto en los alimentos y artículos primordiales de consumo.

Con la caída espectacular del precio del petróleo en el 2008, de un máximo de 146 dólares por barril de crudo en junio a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del año, se minimizó la fuerte presión sobre la espiral de precios mundiales y en el país, con su inmediato efecto en el poder adquisitivo. Pero los altos índices mensuales ya alcanzados por el IPC durante el año 2008, se convirtieron de inmediato en un des-acelerador del consumo doméstico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero con 4.9% a diciembre a un 1.9% con respecto a los mismos meses del año 2008. Como un efecto directo de los precios de los alimentos, el rubro cayó de 12.6 a -0.2%, respectivamente. Gracias, a esto se alcanzó una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 fue consecuente principalmente con la desaceleración económica de ese año dada la disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo en una banda entre 60 y 70 $/b., principal causa del efecto inflacionario doméstico.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento promedio anual de 3.5 con respecto al año 2009. Los registros mensuales variaron de 3.1 en el mes de enero a un 4.9 en el mes de diciembre, aumentando paulatinamente. Indicador de inflación mayor al año anterior, lo que señala un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la anterior gráfica.

Los registros mensuales del incremento de los precios en el año 2011 y durante el año 2012 evidencian un creciente impulso de los precios, que inicia el año anterior con un registro mensual de 4.8 para alcanzar el mes de diciembre un parámetro de 6.8%, con lo cual la inflación promedio del año 2011 resultó ser de 5.9%, casi el doble del parámetro del año anterior, 2010.

En cambio el año 2012 inicio con un indicador de precios de 6.1%, y que se mantuvo en los primeros seis meses con precios alrededor del 6%, tuvo significativas declinaciones de precios en el segundo semestre del año, hasta alcanzar una variación de 4.6% en el mes de diciembre, para promediar una inflación anual de 5.7%.

Aunque este efecto de la inflación en los últimos años, no es equitativa en todos los rubros, ni además sobre los diferentes segmentos en que se compone la sociedad panameña. Ya que el efecto inflacionario es más fuerte en el área de costo de los alimentos o sea sobre la “canasta básica”, el rubro Alimentos y Bebidas, impacta con mayor fuerza en los grupos más vulnerables de la sociedad, segmentos de la población de menores ingresos. El impacto de este rubro se

refleja con los incrementos mensuales de hasta 9.5, para terminar el año con una inflación promedio anual en este rubro, de 8.1%. [30]

Curiosamente, el comportamiento entre el indicador total y el incremento de precios de los alimentos y bebidas en el año 2011 muestra incrementos similares, lo que indica que existe otro rubro importante que contribuye significativamente al incremento inflacionario de la economía nacional. Por ejemplo el año 2008, donde se destaca el rubro de transporte, por el incremento de precios de los combustibles, tanto como el precio de compra de los nuevos vehículos.[31]

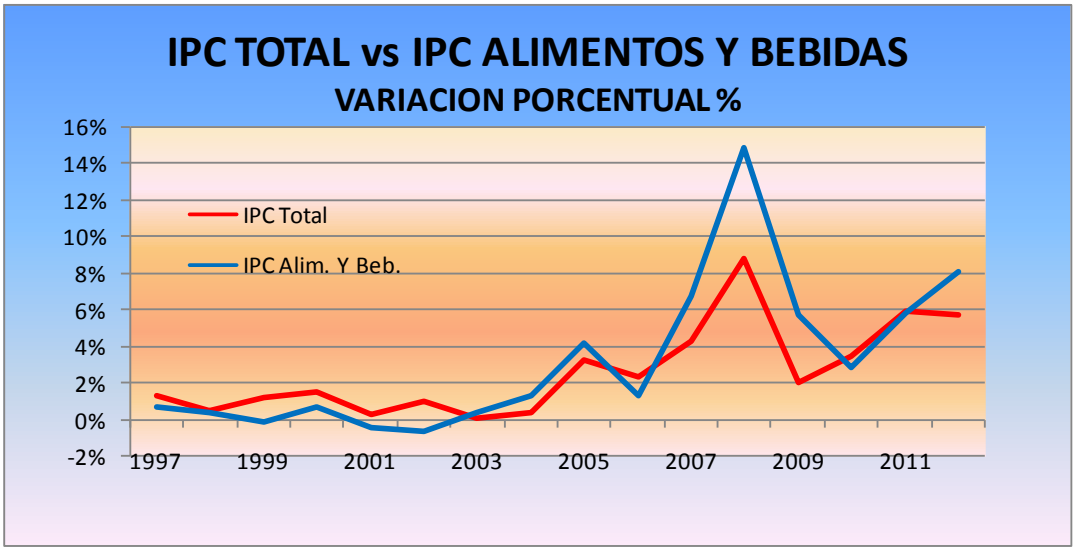


GRÁFICO 1. 6 - IPC TOTAL VS IPC ALIMENTOS Y BEBIDAS

PODER ADQUISITIVO

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico, utilizado para comparar de una manera realista el nivel de vida, entre diferentes periodos, regiones o entre distintos países, atendiendo al Producto Interno Bruto per Cápita en términos del coste de vida en cada país. (Entendiendo por coste vida el nivel de la inflación). O en su defecto, Poder adquisitivo (PA) es el monto de valor de un bien o un servicio comparado al monto pagado. Si el ingreso monetario se mantiene igual, pero aumenta el nivel de precios, el poder adquisitivo de tal ingreso baja.

[30] El grupo de bienes y servicios correspondientes a la Alimentos y Bebidas, de acuerdo al diseño del IPC tiene una importancia de 32 5%, menor al valor asignado en el IPC con base en el año 1987 el cual fue fijado en su momento en un 35%, lo que refleja el cambio estimado en las condiciones de vida actuales en el panameño urbano. Al ser este rubro el de mayor peso ponderado a medida, que se disminuye el ingreso familiar, su efecto proporcionalmente mayor en los estratos bajos.

[31] El grupo de bienes y Servicios de Transporte es el segundo en importancia dentro del diseño del IPC con 13.8% En el año 2012, este rubro tuvo una variación de 10.2%.

La inflación no implica siempre un poder adquisitivo que cae con respecto al ingreso real de uno mismo, pues el ingreso monetario de uno puede aumentar más rápido que la inflación. Entonces, por definición, el poder adquisitivo de un dólar decrece a la vez que el nivel general de precios aumenta.



GRÁFICO 1. 7 - PODER ADQUISITIVO

Aunque el país ha crecido en los últimos seis años a una tasa promedio anual de más de 8%, impulso sostenido que se espera, debe ir más allá del término de las obras de expansión del canal. Aunque, el alto valor sostenido de este parámetro en estos años, ha reducido en estos años el nivel de desempleo, no así un efecto igual sobe la pobreza. Aun los ingresos de gran parte de la población nacional, no alcanzan para cubrir todas sus necesidades básicas. El poder adquisitivo de esta población se ha reducido en el año 2014, un 34%, con respecto al poder de compra del año 2003. Lo que en otras palabras, significa que 100 Balboas del año 2014, solo compran bienes por sesenta y seis Balboas, que se compraban en el año 2003.

Pero es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar estadunidense, esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, con respecto a sus compras en Europa y Oriente. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de la moneda norteamericana la cual ha estado variando anualmente su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (hasta un -50% en algunos casos). Por consiguiente el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso de lo que indica únicamente el IPC.

ACTIVIDAD ECONÓMICA
EVOLUCION HISTORICA

Panamá tiene en la actualidad, tres formas diferentes de evaluar el desempeño económico de la población que vive en el territorio nacional. En primer lugar el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) presenta el Producto Interno Bruto (PIB), segmentado por actividad económica.[32] Estadístico nacional con una mayor serie de tiempo, más de 60 años de datos.

No obstante, los cambios estructurales ocurridos en la economía durante los últimos años, justifican la necesidad de disponer de herramientas adicionales de análisis en períodos de tiempo menores a un año; que permita preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones. Por lo cual DEC desarrolló desde la década de 80', el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE), como el método apropiado de medir las actividades económicas en periodos menores de un año.[33]

A posteriori, la necesidad de dotar a la región de modernas técnicas estadísticas para el seguimiento de los fenómenos económicos más importantes de un país (producción, precios, empleo, base monetaria y otros) en períodos sub-anuales, se desarrolló por el INEC a partir del año 2005, la herramienta estadística Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT), para determinar el comportamiento de la economía panameña en el corto plazo.[34]

Aunque ambos indicadores de corto plazo están disponibles por el INEC, no son totalmente comparables un indicador con otro por no ser sus cifras por categoría económica, cien por ciento comparables y compatibles. Por lo cual su uso está determinado por los objetivos de la investigación.

Siendo el PIB anual, el estadístico nacional segmentado por actividad económica más antiguo que mide el desempeño de la actividad económica con una mayor serie de tiempo, más de 60 años de datos.[35] Por esta razón, es el indicador referente establecido para valorar de la producción del país a través del tiempo.

Al momento del desarrollo del Modelo PREEICA, año 2006, existían varias series que median las Cuentas Nacionales (PIB), para los años 1946-2006, referidas a los antiguos años base 1950, 1960, 1970 y 1982 y el año base 1996 (vigente al momento). Los consultores de PREEICA tomaron como referencia la Serie Base 1982, para el pronóstico del Modelo de la demanda eléctrica, debido a que al momento cubría un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980, años 1970 -1979 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002-2005, que procedían de la nueva Serie con Base en el año 1996, se empalmaban a la base del año 1982.

[32] Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCD, Comisión Europea.
[33] DEC, Dirección de Estadística y Censo, antigua INEC.
[34] El estadístico PIBT, a la fecha no contempla una serie extensa de datos.
[35] Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCD, Comisión Europea.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total a precios de 1982 y por su importancia en el consumo de electricidad, el PIB de la Industria Manufacturera.[36]

Con el fin de proveer elementos de juicio La evolución histórica del PIB en los últimos 40 años muestra en general un crecimiento estable, con un parámetro crecimiento anual sostenido en el periodo de 4.88%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.939 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto a la media. Es importante señalar que las tasas de crecimiento promedio obtenidas en los últimos años son significativas, por ejemplo, en el periodo 2005 -2013, se sitúan en un 8.8% anual.

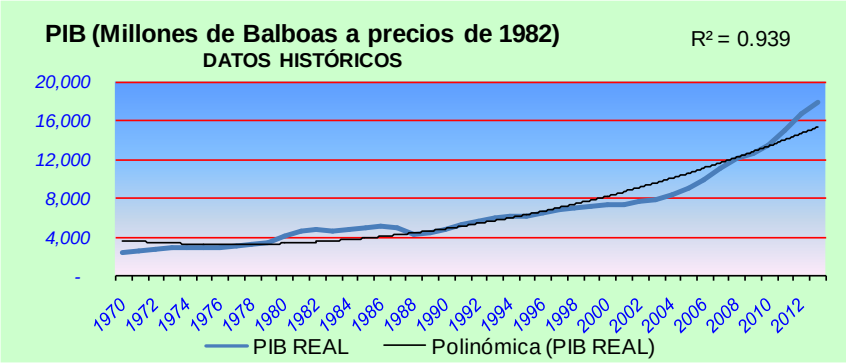


GRÁFICO 1. 8 - EVOLUCIÓN DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO - AÑOS 1970-2013

Luego del anterior periodo de crecimiento, a efecto de la crisis financiera global desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, sobrevino un retroceso en el año 2009, donde Panamá fue una de la pocas economías del sistema global, en obtener una tasa positiva, 3.2%. Aunque, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el anterior periodo de crecimiento. Luego, se finaliza los años siguientes, con crecimientos de 7.6%, 10.9 y 10.8% respectivamente para los años 2010 - 2011 y 2012, para una tasa promedio de 9% Al alcanzar en los primeros años del periodo crecimientos aproximados a los dos dígitos, la economía nacional retorno a la zona de excelentes perspectivas.

MANUFACTURA

En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.851), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenifico en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto

[36] Dada la importancia que tiene la Industria para el pronóstico de la energía eléctrica, se analiza la actividad económica de la Manufactura. Normalmente esta actividad es de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo de la electricidad de un país.

interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, esta tendencia giro en sentido contrario, empujado probablemente por los otros sectores de la economía en crecimiento, como aquellos del sector terciario. Los cuales han tenido efectos de arrastre, especialmente en la industria ligera de suministros de alimentos procesados y bebidas, así como otras actividades de la industria ligera y semi- pesada, relacionados especialmente con una actividad líder, como la construcción. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de poco menos del 4%. Ciclo que termina en el año 2009, con un registro de -0.6%, con respecto al 2008, contracción resultante de la crisis global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el 2010, fueron parcialmente favorables, más bien se estabiliza el proceso productivo, ya que en términos reales se obtiene una leve recuperación del Producto sectorial, de menos del 0.3% con respecto al año 2008. En los años subsiguientes 2011, 2012 y el año 2013 se alcanzar un promedio de producto favorable de aproximadamente 3%.

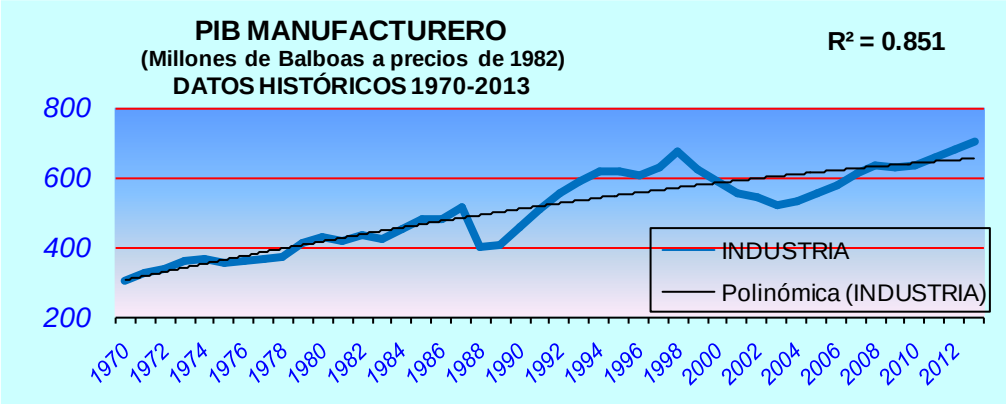


GRÁFICO 1. 9 - EVOLUCIÓN DEL PRODUCTO MANUFACTURERO - AÑOS 1970-2012

Así mismo, los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarros tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento, debido a situaciones coyunturales de las propias actividades o a la presión de la competencia externa, por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.

PRODUCTO INTERNO BRUTO CON BASE AÑO 2007

En el presente informe 2015-2029, se hace necesario reactualizar la información estadística de base al año 1982, como estaba establecida desde el inicio en el modelo PREEICA desde el año 2003, a

la nueva y reciente serie del PIB, con base en el año 2007.

El INEC presenta en el año 2012, cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica aprecios corrientes y constantes, actualizadas e incorporando mejoras requeridas.

Dada la dinámica de en las economías se requieren actualizaciones más recientes posibles de las estructuras de las cuentas nacionales, con el fin de se generen variables siempre representativas de la evolución económica anual y comparar su comportamiento en el tiempo.

Por consiguiente, en este informe se empalmaran serie de registros anuales de datos producción nacional 2007-2013, con las series de años bases 1970, 1982, y 1996, del periodo utilizado en el Modelo de Pronósticos, años 1970 -2014.

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMIA NACIONAL

Como se observa en la Figura 1.9, luego que el Producto real estuvo creciendo a una rata de 4.6%, en la década anterior, 1991-1998, con sus altas y bajas se presentó un periodo recesivo, quinquenio 1999-2003 en que la tasa de crecimiento cayó hasta 0.3%, en el año 2001. Luego se presenta un nuevo ciclo o periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en el quinquenio de 8.7%, solo superado en la última década, por los países en desarrollo con mayor dinamismo, a nivel mundial. Países de Asia, China con 10.8% e India con 8.9% con tasas de crecimiento anual sostenidas, durante este periodo, gracias a las excelentes condiciones de mano de obra barata, dentro de un mundo globalizado. Al final del año 2009, Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana, al registrar un crecimiento real de solo 3.2%.

Con respecto a los factores de impulso extra nacional, las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían en el futuro inmediato la alta volatilidad que se presentó en los precios del petróleo, en el 2009 y en consecuencia de todas las fuentes de energía, afectando los precios de las principales materias primas, con lo cual llevo al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía doméstica.

Crisis financiera global desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, con lo cual sobrevino un retroceso global de la economía en el año 2009, donde Panamá fue una de la pocas economías en obtener una tasa positiva, de 3.2%. Aunque positivo, fue un significativo desaceleramiento con respecto a los momios obtenidos en el reciente periodo de crecimiento. Luego, se retoma el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 7.8%, para el periodo 2009-2014.

PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO 2013- 2014

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2013-2014, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en la década anterior, años 2001-2013, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de elaboración de estas proyecciones, no se dispone de

la información oficial respecto al crecimiento del PIB para todo el año 2014, motivo por el cual ETESA estima la evolución del PIB de este año, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Internacionales: FMI, BANCO MUNDIAL, CEPAL, BID. De las Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP). De los Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Econom yInsight, Fitch Ratings, Moody's. De otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.

Metodológicamente, se estima un promedio simple consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales. Por consiguiente, se obtiene el estimado de crecimiento del PIB para el año 2013, calculado en primeras instancias, como el promedio simple de los estimados emitidos por las diversas fuentes, ajustándolo con las tasas promedio anual del PIB Trimestral, elaboradas por el INEC, excluyendo los resultados del IMAE.[37]

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2014, la tasa de crecimiento del PIB finalice entre 6.3% y 6.7%. Nivel de crecimiento que organismos internacionales como el FMI, CEPAL marcaban al termino del año anterior, como tope en la mejor de las condiciones, un 6.5%.[38]

Por consiguiente utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2014 y tratando de mantener la estructura y crecimiento lento de las actividades económicas del año electoral, registradas al segundo trimestre del PIBT, ETESA utilizara como registro moderado del PIB, más adecuado para el comportamiento económico del año en curso, un parámetro de crecimiento conservador de 6.43%.

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores recientes de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener las estructuras participativas, similares a las mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. En el Anexo I-3, Cuadro No. 4 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2015. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos más favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignaban en principio a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 5.0% y 7.0%,[39] pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantenía una expectativa medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en

[37] La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.
[38] Información estimada al III Trimestre de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 20 de diciembre del 2013. Los estimados para los últimos tres trimestres son de 7.3, 7.7 y 8.9, para un estimado acumulado al III Trimestre de 7.98%, comparado con el mismo periodo del año 2012.
[39] BID 6.0%, CEPAL 5.0%, FMI 6.7%.

los magno proyectos en ejecución, más en razón al comportamiento de las actividades económicas del primer semestre, se inclina por cifras mucho más satisfactorias. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, desde el año anterior consideraban una expectativa de crecimiento más conservador, para lo cual estimaban un rango del PIB entre 5 y 6.5%.

El análisis sectorial y por actividad económica del año en curso, 2014, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el ámbito interno. Los escenarios conllevan alcanzar como registros máximo, promedio y mínimo, de 8.9, 7.0, 3.07%, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI. En el Anexo I-3, Cuadro No. 6 se presenta el PIB estimado para el año 2015, por escenario, división económica y actividad.

PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia del último quinquenio, que se caracterizó en su primera parte, por un crecimiento sostenido, promedio de 8.7%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de la zonas francas (ZLC, Petróleo).

Además, al reciente el desarrollo inmobiliario de alto costo, en conjunto con el incremento del turismo de temporada y el denominado "turismo residencial" de ciudadanos extranjeros de medianos y altos ingresos que invierten en residencias permanentes, al incremento en la inversión extranjera (IED) con respectivo impulso de los servicios de intermediación financiera.

En contraposición, al comportamiento del indicador en los últimos años, la economía nacional ha debido superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual paso por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con un indicador de 3.9%. [40]

Por consiguiente, luego de un ciclo de alto crecimiento económico interno (PIB), reflejado por un alto promedio anual del indicador de 8.7% anual, y una tasa alcanzada en los años 2007 y 2008, de más de dos dígitos, 12.1 y 10.3% respectivamente. La desaceleración del año 2009, con un registro preliminar de aproximadamente 3.9 %, casi un tercio menor, del promedio de los últimos años. Con lo cual, Panamá limitó en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico (2004-2008).Para luego retomar el buen desempeño de la economía en donde se alcanza una tasa promedio anual de 9.3%, para el periodo trianual 2009-2012.

Hasta el informe del PESIN 2011-2024, los pronósticos fueron derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidos en el estudio de la Consultoría Económica INTRACORP revisado en abril de 2006.[41] Cuál era al momento, el estudio vigente, más completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que señalaban el rumbo del crecimiento nacional.

Esta concepción integral del resultado futuro de la economía nacional, en el transcurso de los años 2006-2011, derivado de las perspectivas del entorno externo y de la propia dinámica interna de la economía doméstica variaron ostensiblemente con respecto a los estimaciones pronosticados por INTRACORP, como muestra el siguiente cuadro.

[40] INEC, Registros revisados del año 2008 y año 2009.

[41] Análisis de "Evaluación Socio Económica del programa de Ampliación de la Capacidad del Canal, Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas", documento elaborado por INDESA, para Autoridad del Canal (ACP)

COMPARACION TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB
ESCENARIOS DEL INTRACORP 2005-2010 vs REGISTROS REALES
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL
EN UNIDADES PORCENTUALES

PERIODO	AÑOS	REGISTROS REALES	TIPO	MEJOR ESCENARIO	ESCENARIO MAS PROBABLE	PEOR ESCENARIO
1	2005					
2	2006	8.53	(R)	8.96	8.01	6.87
3	2007	12.11	(R)	5.00	4.35	3.70
4	2008	10.12	(R)	6.41	5.84	5.38
5	2009	3.86	(R)	6.61	6.14	5.77
6	2010	7.45	(P)	6.56	5.88	5.57
7	2011	10.85	(E)	2.34	1.78	1.43
	PROMEDIO	**8.82**		**5.98**	**5.33**	**4.79**

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006
Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

TABLA 1. 9 - COMPARACIÓN DE TASA DE CRECIMIENTO DEL PIB

En donde las tasas presentadas por INTRACORP, se quedaron cortas con respecto a los registros de crecimiento alcanzados, en el último quinquenio. Es así, como en la mejor opción o sea el escenario optimista, las diferencias han sido en promedio de casi 3 puntos porcentuales, con respecto a una tasa promedio real, como muestra la siguiente gráfica. En el año 2011 esta diferencia se acentúa a no menos de 7 unidades porcentuales, de acuerdo a la concepción de crecimiento del informe de INTRACORP.

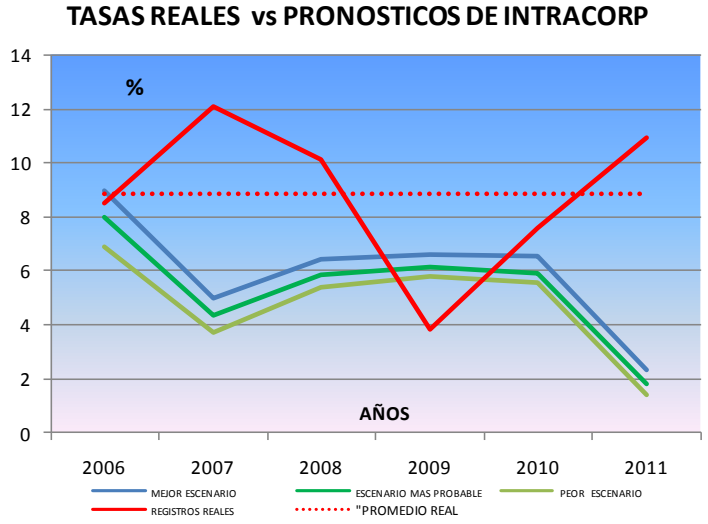


GRÁFICO 1. 10 - TASAS REALES VS PRONÓSTICOS DE INTRACORP

Por consiguiente, en el PESIN 2013-2027 se ha decidido apartarnos de esta perspectiva, utilizando en el corto plazo, años 2013-2016, el promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera, pues estos pronósticos contemplan una visión más reciente y documentada de fenómenos económicos recientes que interactúan a nivel global y doméstico.

Estas positivas perspectivas de crecimiento se fundamentan, en primer lugar en el supuesto de "un ambiente económico internacional de mayor crecimiento, con un comercio regional y mundial más dinámico", las cuales derivarían en una tasa estable de crecimiento mundial estable durante todos esos años, de 5%. A lo interno, estas perspectivas se complementarían con factores dinámicos internos, en el corto plazo, derivados de la ampliación exitosa del tercer juego de esclusas del Canal, a un suave aterrizaje del auge de la construcción, al impulso sostenido del turismo a lo largo del territorio nacional y a la inversión pública sostenida de obras de infraestructura.

A última hora se han profundizado algunos nubarrones ante las favorables expectativas del crecimiento económico. Muy en especial en aquellas actividades que se fueron en estos últimos años los principales motores de esta economía, actividades de sector terciario, como las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC) y de la Ampliación del Canal.

Los golpes sufrido últimamente por el sector de la reexportación, primero por la restricción de divisas por parte de Venezuela, y en menor medida por otros países de la región con respecto a las compras en la ZLC, aunado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. El primero por provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra, que se materializa al inicio del año por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC de establecer reservas o provisión especifica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hace casi imposible que paguen las mercancía recibidas a crédito.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos no provenientes de países que tuvieran tratados comerciales. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros de manufactura colombiana, produce inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región aledaña.

Por otro lado, al inicio del 2014, se paralizaron las obras principales de construcción del Tercer juego de esclusas del Canal de Panamá, programadas a entrar en operación a mitad del año 2014, por el contratista principal, Consorcio GUPC.[42]

La paralización produjo atrasos y sobres costos no totalmente cuantificados, que ha llevado a adendas para la entrega final de las obras a abril del año 2016, como fecha más temprana Atraso que se transformaran en la disminución y postergación de ingresos por peaje y con efectos inmediatos y retardados en todas aquellas actividades conexas al emporio de transporte.

La importancia de la actividad canalera y de las actividades conexas sobre el PIB en los últimos años (1/5 del

[42] A la fecha ya se encontraban las obras con un atraso oficializado de ocho meses, lo cual fijaba la entrega de obras, en abril del 2015.

Producto), origina en primer lugar, perjuicios importantes en la proyección de la economía nacional, en el corto plazo, lo cual infiere a su vez dilema en las proyecciones de energía eléctrica, en el corto y mediano plazo

SECTOR MANUFACTURERO

El historial estadístico de la Industria Manufacturera, no vislumbra en primera instancia elementos que muestren fuertes posibilidades de crecimientos importantes en los próximos años, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y aun recesivos. Pero en cambio los voceros del sector miran el futuro inmediato de manera positiva al creer, que el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, el desarrollo exitoso de los diversos tratados de comercio negociados con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros presentan oportunidades que podrán ser aprovechadas por el sector.

Según voceros del sector, "los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%".[43] Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

Aunque, el sector manufacturero había mantenido históricamente su participación estructural en el PIB de más de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000; y no obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2014, la producción industrial ha disminuido, la cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB, gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento de viejas políticas en que se sustentaba el sector, llegando hasta una participación promedio estimada de los últimos cuatro años cinco años de solo 5.3 %. En cambio, solo se alcanzan en la producción manufacturera valores en el año 2014, que representa el 4.8 % de la actividad económica nacional, en los últimos dos años 2013-2014, siendo este registro el más bajo en toda la serie, lo que corresponde a una tasa de declinación de la actividad de aproximadamente 4.4 % anual.[44]

[43] Ídem.
[44] Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)

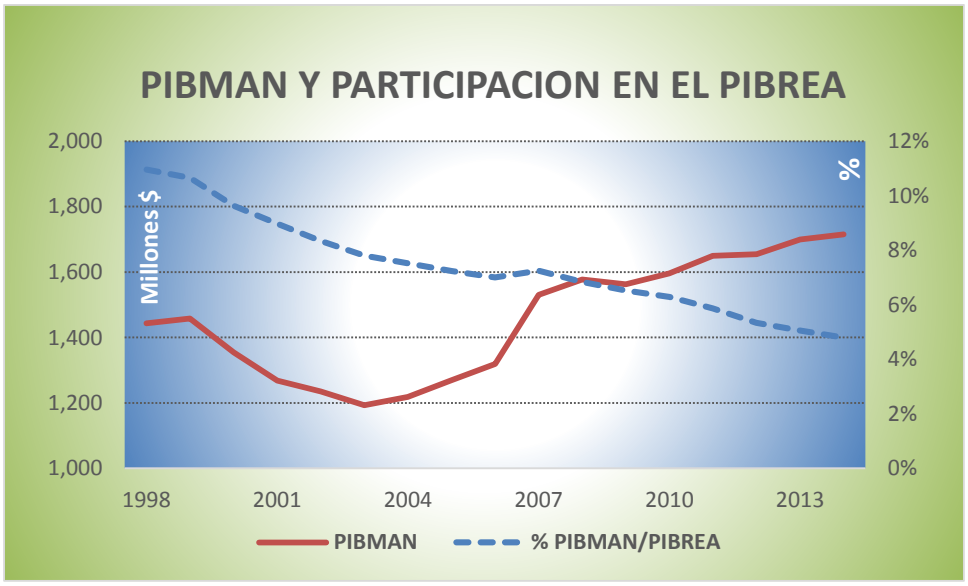


GRÁFICO 1. 11 - PIBMAN Y PARTICIPACIÓN EN EL PIBREA

Para que el sector manufacturero alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del mismo que le permitan competir no solo en el mercado doméstico, sino aprovechar las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior, en un entorno competitivo que se incrementa periodo a periodo. La figura siguiente evidencia la actual declinación de la actividad netamente industrial, identificando cada vez más nuestra economía nacional como una economía de servicios. Mientras se incrementa el consumo global de la energía eléctrica, en el tiempo, el consumo especifico de la industria se mantiene constante, pasando de una participación de 16% a 9% en el periodo 1998-2014.

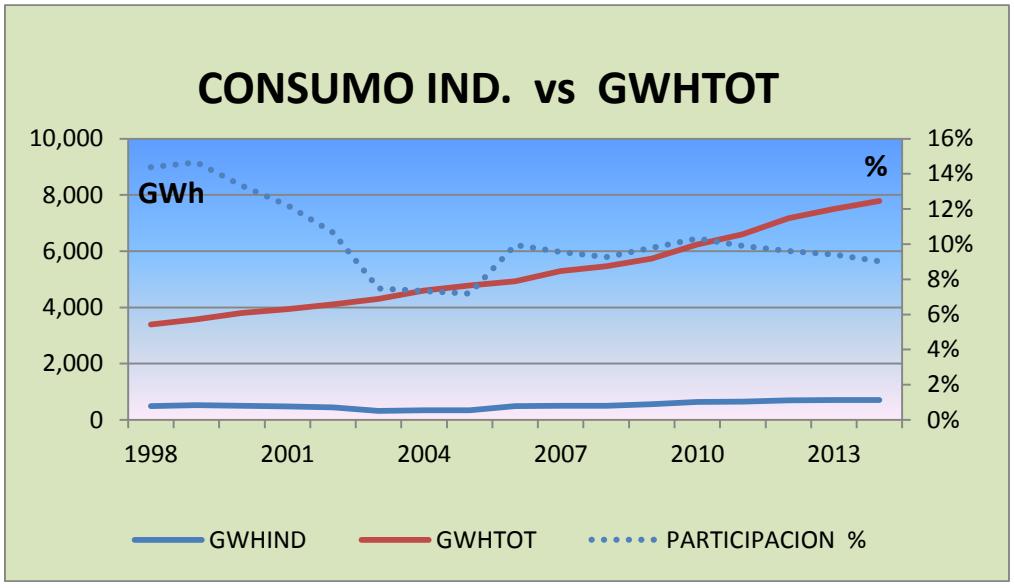


GRÁFICO 1. 12 - CONSUMO IND. VS GWHTOT

En consideración a estos antecedentes, se infirió el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 6%, con tasas que representen el actual derrotero del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas, más acordes con comportamiento de la variable estos últimos años.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía eléctrica, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes y que su consumo actual no sobrepasa el 10% de las ventas totales de energía en el sistema.[45] Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica, que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno adicional a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de estos costos en los diferentes procesos de transformación. Con lo que se convierte en una condición negativa más, que contribuye a la recesión de este consumo, lo que aceleraría su actual línea declinante.

Por otro lado, existen oportunidades, o sea fuerzas positivas hacia el incremento del consumo eléctrico. Las condiciones cambiantes proclives al desarrollo del área de transporte multimodal favorecen la introducción de servicios de refrigeración, empaque y distribución de productos latinoamericanos hacia aéreas lejanas del globo. Pero, cualquier repunte significativo e imprevisto de este tipo de consumo, en aéreas especificas del país, sin los debidos refuerzos del sistema eléctrico nacional, podrían originar en el mediano plazo, importantes fallas de potencia y/o de energía.

En consecuencia se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento del sector manufacturero para el periodo 2015-2029, de 4.6, 4.5 y 4.8%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista. En el Anexo I- 3, Cuadro No. 10 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo I-3, Cuadros No. 11, 12 y 13, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronostico 2014-2028 En el Cuadro No. 14, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores.

[45] De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP

INDICADORES ELÉCTRICOS

A continuación se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas de las principales variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL GWH

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

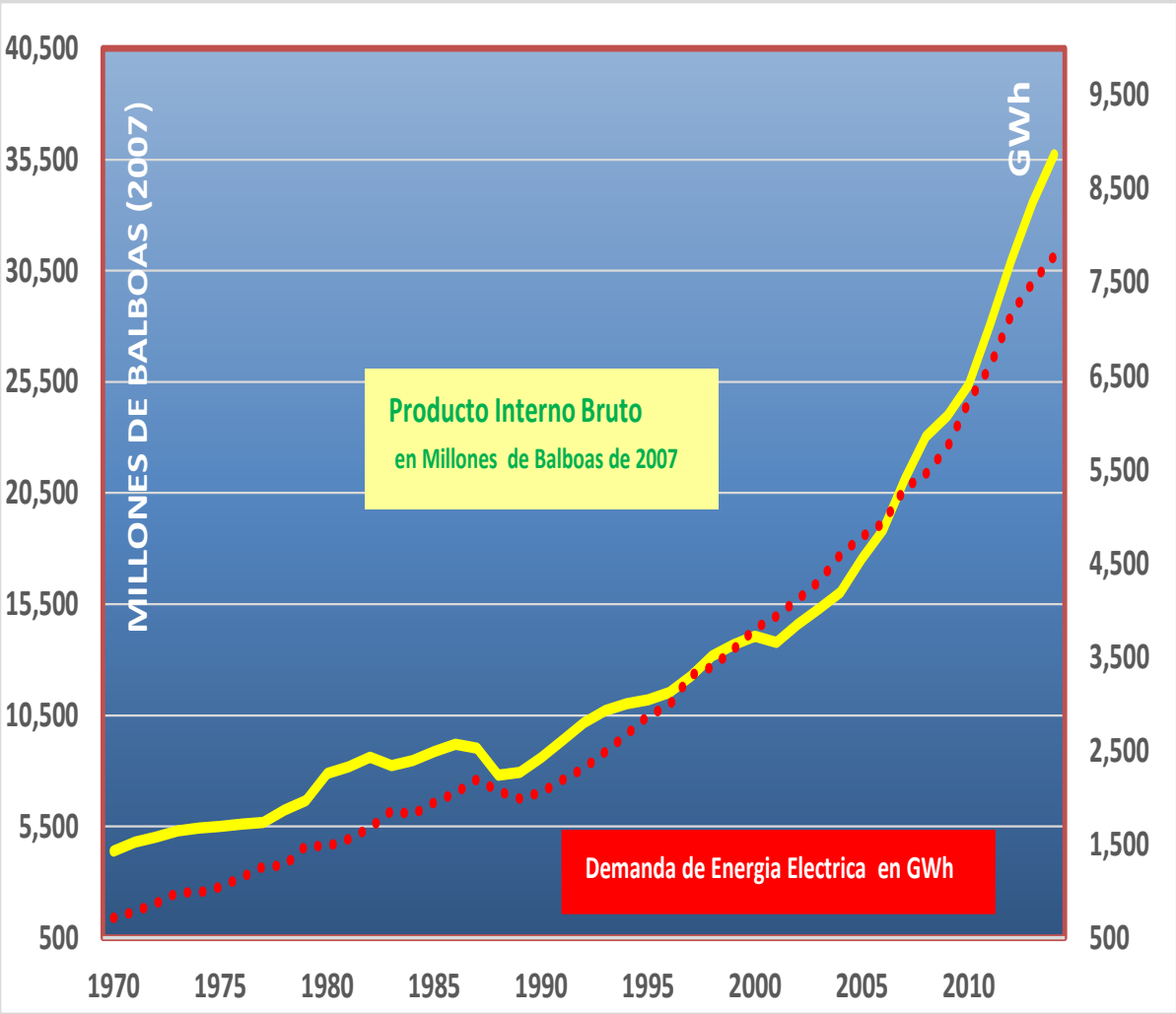


GRÁFICO 1. 13 - PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,

Pero, como se observa en el grafico a partir del 2006 se tiene un incremento mayor en la tendencia del crecimiento del PIB mientras la tendencia de la demanda eléctrica es menos espectacular, con lo cual se observa podemos decir que en los últimos cinco años se produce nacionalmente más producto versus unidad de electricidad consumida, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, como se evidencia en las tablas siguientes:

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGIA																		
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TASAS
PIB REAL (MILLONES $)	13,170.5	13,686.4	14,058.1	14,138.8	14,817.9	15,291.2	16,194.2	17,546.2	18,839.3	21,121.8	23,053.8	23,970.1	25,372.8	28,105.5	30,985.5	33,573.5	35,730.7	6.4%
VENTAS TOTALES (GWh)	3,392.3	3,578.0	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,501.7	7,782.0	5.4%
PIB/ VENTAS TOTALES ($/kWh)	3.882	3.825	3.698	3.594	3.603	3.550	3.525	3.670	3.819	3.987	4.221	4.177	4.071	4.259	4.321	4.475	4.591	1.0%

TABLA 1. 10 - PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGÍA

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE																		
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TASAS
PIB REAL (MILLONES$ 2007)	13,170.5	13,686.4	14,058.1	14,138.8	14,817.9	15,291.2	16,194.2	17,546.2	18,839.3	21,121.8	23,053.8	23,970.1	25,372.8	28,105.5	30,985.5	33,573.5	35,730.7	6.4%
EE DISPONIBLE (GWh)	4,295.8	4,474.5	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,211.3	4.9%
PIB/ EE DISPONIBLE ($/kWh)	3.066	3.059	2.830	2.828	2.838	2.862	2.907	3.072	3.214	3.402	3.610	3.549	3.480	3.639	3.706	3.849	3.879	1.5%

TABLA 1. 11 - PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL																		
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TASAS
PIB INDUSTRIAL (MILLONES $)	1,443.0	1,458.4	1,354.0	1,268.8	1,235.6	1,193.5	1,218.4	1,269.6	1,318.8	1,530.7	1,577.2	1,563.1	1,596.0	1,650.3	1,655.1	1,699.8	1,715.6	1.1%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	487.6	524.3	506.4	480.6	438.6	321.7	336.4	343.5	490.7	506.1	505.9	562.0	642.9	653.0	689.1	705.7	702.9	2.5%
PIB $_{INDUSTRIAL}$/ CONSUMO ($/kWh)	2.959	2.782	2.674	2.640	2.817	3.710	3.622	3.696	2.688	3.024	3.117	2.781	2.482	2.527	2.402	2.409	2.441	-1.4%

TABLA 1. 12 - PRODUCTO INTERNO BRUTO Y CONSUMO ELÉCTRICO INDUSTRIAL

En las tablas anteriores, se observa como el producto real versus el consumo eléctrico total, representado, ya sea por las ventas totales o por la energía disponible, reflejan el modo de uso de la energía eléctrica para crear producto. De estas cifras se deriva la gráfica de la Figura 1.14, en donde se puede observar, que inicialmente se tiene un periodo negativo (1999 -2003), en que se consumió más energía por unidad de riqueza creado.

En el periodo subsiguiente, 2004-2008, el sistema mejoro el uso de la energía eléctrica, creando más riqueza por kWh consumido. Esto puede llevar a la concepción de una falsedad, al pensar que a partir del 2004 el sistema nacional es más eficiente en el uso de la energía eléctrica, cuando se debe considerar que gran parte del producto nacional proviene del sector servicios, cuyo consumo eléctrico no varía significativamente con el valor agregado aportado. Esto es así, en razón las características propias del sector servicios.

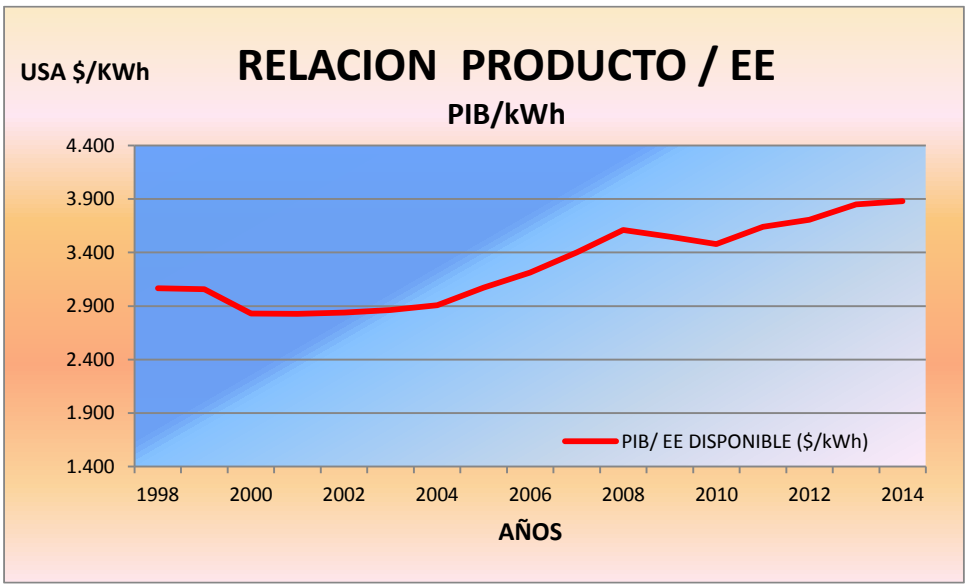


GRÁFICO 1. 14 - RELACIÓN PIB / EE

CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWHIND

Por otro lado, el valor agregado del sector industrial, segmento de la producción que es reconocido por la intensidad de consumo energético, particularmente energía eléctrica, mantiene un indicador inestable pero declinando, con una tasa anual sostenida para el periodo 1998 - 2010 de -2.9%. Este indicador de unidad monetaria producida por kWh, paso de 1.4 en 1998 a un estimado de 1.0 en el año 2014. Con lo que se infiere que el sector consume más energía eléctrica por unidad de valor agregada aportada por año.

Al plasmar esta información en una gráfica, se observa que controversialmente dentro del periodo 1999-2003, el de mayor caída del producto del sector industrial, con un

parámetro sostenido de -4.9%, se dio el mayor crecimiento de la relación producto vs consumo eléctrico, el cual pasó temporalmente de un valor de 1.2 $ de producto por kWh consumido, en el año 2002 a un parámetro de 1.6 en el año 2003, un crecimiento de 33%.

La interpretación de este fenómeno es difícil, en el periodo analizado se escenificó el retiro de gran parte del parque industrial semipesado, el cual se sustentaba en la llamada política de "sustitución de importaciones", proceso agotado por el nuevo proceso de mercado global en que nuestro sector industrial requería de fuertes inversiones para competir. Con lo cual se infiere que en el periodo, o se retiró gran parte del parque industrial existente e ineficiente en el uso de la energía eléctrica, o que el valor agregado aportado por el sector fue de mayor cuantía.

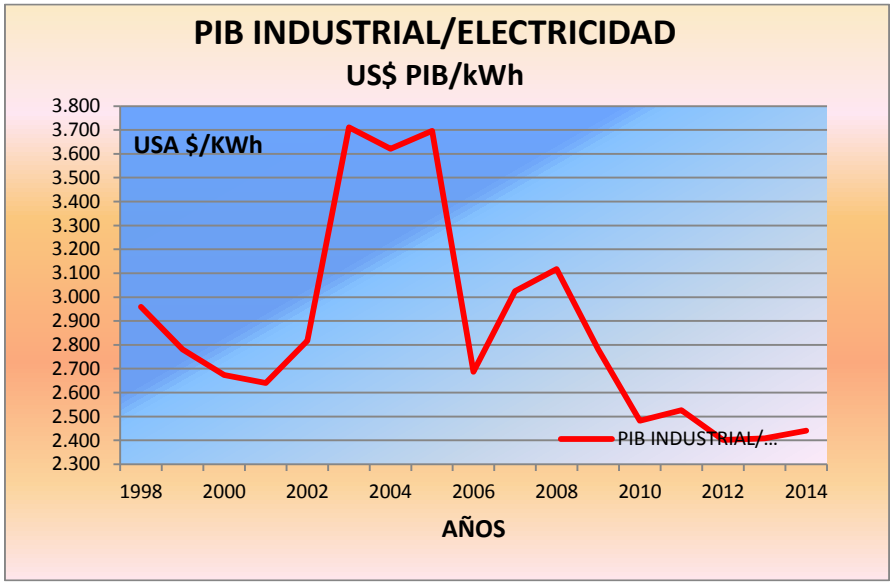


GRÁFICO 1. 15 - PIB INDUSTRIAL / ELECTRICIDAD

Como se observa en la gráfica y se plasma en la tabla siguiente, se inicia una tendencia a partir del año 2005 a la fecha, año 2014, una disminución del PIB que mide el aporte del sector manufacturero, lo que infiere, una producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía el recurso eléctrico.

Que implica una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto de solo 1.1% anual, mientras la energía eléctrica consumida por el sector fue de 2.3%.[46] La combinación de ambos indicadores muestra una declinación del valor agregado de esta actividad por unidad de consumo eléctrico, la cual ha mantenido una tasa declinante de 1.2% para todo el periodo analizado. Lo que se traduce en la pérdida de importancia de esta actividad ante el sector terciario, servicios.

[46] Para mayor detalle ver las Tablas 1.12 y 1.13

Para contrarrestar esta tendencia el sector requerirá de inversiones significativas, la búsqueda de oportunidades no tradicionales, para una mejor utilización del equipamiento o de mejores procesos de producción.

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS POR PERIODO				
PERIODOS	**1998-2202**	**2203-2008**	**2009-2014**	**1998-2014**
PIB INDUSTRIAL (MILLONES $)	-4%	6%	2%	1.1%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	-3%	9%	5%	2.3%
PIB INDUSTRIAL/ CONSUMO(kWh)	-1%	-3%	-3%	-1.2%

TABLA 1. 13 - TASAS ANUALES ACUMULATIVAS POR PERIODO

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
BALANCE ELÉCTRICO

A continuación se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:

OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

DEMANDA

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

BALANCE

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2012) de los principales sectores, indica que se mantiene la estructura de los últimos cinco años, en donde el 46% de la energía eléctrica que se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 53% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

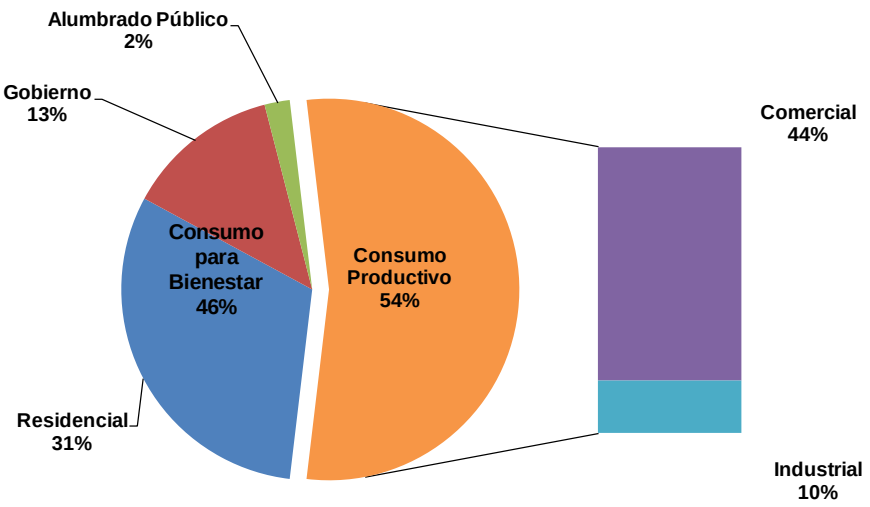


GRÁFICO 1. 16 - ESTRUCTURA DE CONSUMO PROMEDIO DE ELECTRICIDAD – AÑOS 2001 - 2012

POTENCIA ELECTRICA DEL SISTEMA

Al fin del año 2013, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,456.8 MW,[47] mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,443.9 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2014 es de 9,148 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzaran 7,782 GWh.

DEMANDA MÁXIMA

Tanto en la tabla siguiente, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño DMG, registrándose incrementos porcentuales anuales, no menores de 4%. Destacándose dos periodos bien definidos, 1970-1979 con 8% y los últimos cuatro años 2013-2010 con un 6 % de crecimiento anual sostenido.

[47] Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución, el volumen de oferta de ACP al SIN, se incluye los 28.8 MW de Sistemas Aislados (8.9 de Petroterminales y 19.9 MW de de la zona este de la Provincias de Panamá, Darién y área del Golfo de Panamá.

PERIODOS	MAX	INCREMENTO TOTAL	INCREMENTO PROMEDIO	INCREMENTO ANUAL
	MW	MW	MW	%
1970-1979	285.4	146	16	8.3%
1980-1989	474.8	161	16	3.9%
1990-1999	754.5	308	31	5.5%
2000-2009	1122.0	367	37	4.2%
2010-2014	1467.5	345	69	5.4%

TABLA 1. 14 - DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PANAMEÑO - DMG

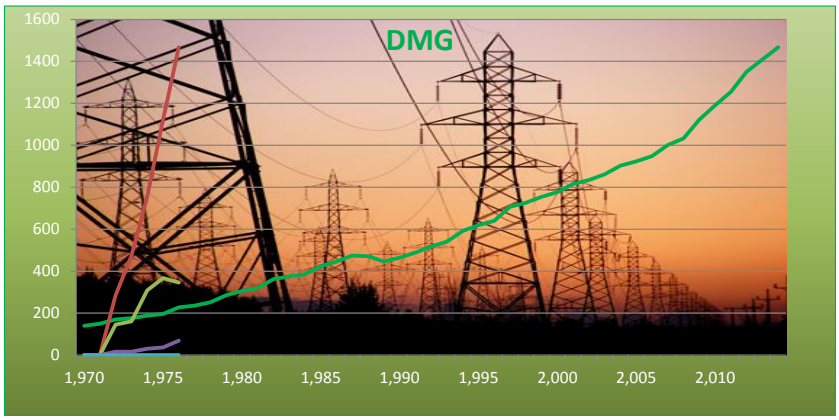


GRÁFICO 1. 17 - DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PANAMEÑO - DMG

Como dato adicional tenemos que en los últimos 14 años, correspondientes al periodo 2000-2014, que se enmarca en el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda ha estado creciendo en un promedio anual de aproximadamente 49 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años. La década anterior 2000-2009 se creció a una rata de 4%, aproximadamente 38 MW por año. Mientras que en los últimos cinco años 2010-2014, la demanda creció 5.4% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 70 MW por año. Destacándose el periodo anual 2012-2011, en donde se creció 100 MW.

Es importante mencionar que estos registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado Nacional, del periodo 1999-2012, considera el equipamiento total de la generación eléctrica de la ACP, no solo la oferta contratada.

FACTOR DE CARGA (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo. El FC del SIN ha mantenido una estabilidad consistente a través del tiempo, de acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, con un factor promedio de 67.6, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%. Esta evolución, está asociada a invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual recibió durante ese periodo, escasas e ineficaces señales de

precios que incentivaran formas de consumo más eficientes.

En consideración al comportamiento histórico del FC, el modelo desarrolla la siguiente ecuación, del cual se deriva el estimado del factor. Es la relación del pronóstico de la sumatoria de los sectores de consumo, entre la DMG por el total de horas anuales.

Factor de Carga = Energía Eléctrica Disponible *1000/ (DMG * 8760h)

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que se inicia a partir del año 1999, el FC ajustado del sistema integrado tuvo leves incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8 u. para el año 2007, con un factor promedio 70.2 u., para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 u., pero en los años 2009 y 2010, el FC registró una importante, disminución con valores de 68.7 u., 68.9, y regresando de este comportamiento errático en los años subsiguientes 2011-2014 a registros promedios normales de 70.3 u., 70.7 u. y 71.4 u., respectivamente.

En una primera etapa, 2001-2006 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.7%, para un valor promedio del periodo de 70.0 u., en cambio el periodo posterior 2007-2012 ha resultado en un crecimiento más lento del parámetro, con 0.2% de crecimiento anual, pero con un valor promedio del parámetro de 70.3 u., aun con el retroceso del parámetro en los año 2009-2010.

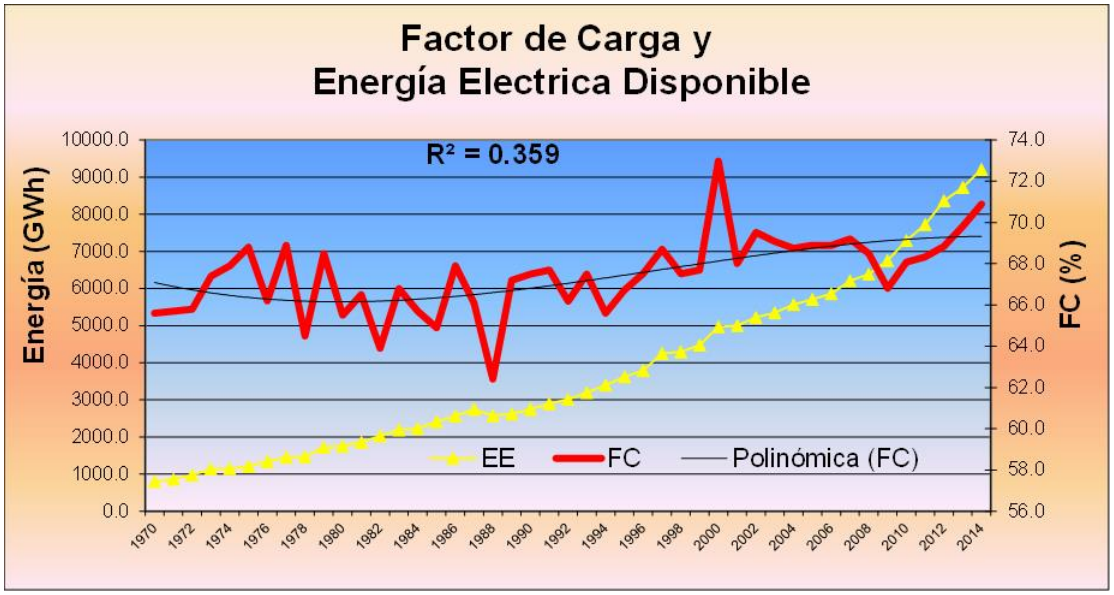


GRÁFICO 1. 18 - FACTOR DE CARGA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE

El parámetro registra un punto de inflexión en el periodo bianual 2009-2010, en donde el FC presenta una caída a 66.8 u. para luego subir a 68.1 u., una reducción porcentual acumulada anual del factor de 0.6%, con respecto al año 2008, el año siguiente 2011 se registra un valor promedio anual de 68.3 u., de 68.8. u. en

2012, con 69.9 u. en el año 2013, alcanzando en el último año estimado, 2014 un valor esperado de 70.9 u., solamente por debajo del valor máximo histórico alcanzado por este parámetro de 73.0 u., en el año 2000.

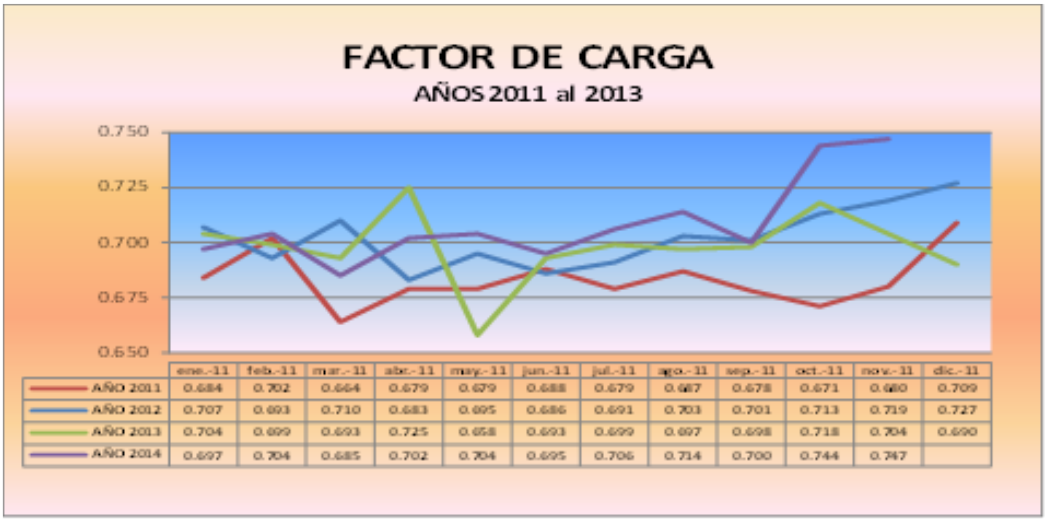
La variación no uniforme de este parámetro en el último periodo, especialmente en los años 2009-2010, es consecuente de un incremento significativo en el sistema de la potencia máxima requerida, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Probablemente gracias al incremento del consumo eléctrico residencial y comercial no eficiente, derivado de una alta percepción de calor, alcanzada en estos años en periodos específicos de tiempo, en ausencia de una mejora significativa del equipamiento climático de los usuarios residenciales y comerciales. Adicional a un uso más ineficiente del ligero equipamiento industrial, debido al retroceso momentáneo que experimentó la economía doméstica en este subsector por esos años, consecuente con una crisis económica global.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable que muestra el FC, en estos los últimos años, específicamente del año 2007 al presente, está asociado probablemente a variables tales, como la mayor penetración del servicio eléctrico, dirigido a grupos sociales no viables comercialmente. Situación consecuente con la integración de sistemas aislados y del servicio a nuevas aéreas de consumo, alejadas de los actuales centros de distribución. Áreas caracterizadas por consumos bajos, lo cual implica incrementos en la potencia, sin un respectivo incremento significativo en el consumo energético, correspondiente a las características intrínsecas de esta nueva población integrada.

Por otro lado se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, especialmente aquellas consideradas industrias semi-pesadas, uno de los principales sectores de consumo que por lo general incide en la mejora de ese factor, correspondiente a un uso intensivo y ordenado de la energía eléctrica.

Igualmente, debemos considerar la actividad turística, especialmente en el periodo de verano, acorde con la llamada temporada alta de sector hotelero. Del cual se deriva el efecto de una población flotante, correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en aéreas de veraneo, que pernoctan por pocos días al año o de manera irregular, que cuando exigen energía al sistema lo hacen sin medir su carga y consumo.

En los años 2011 – 2014, se observa un leve incremento anual del parámetro FC, a través del comportamiento mensual del parámetro. Análisis, que indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera ligera y a la mejor utilización del consumo del sector residencial, comercial, consecuente con posibles repuestas a la señales tarifarias de la electricidad, y a una mejor gestión de la distribución eléctrica específicamente en el sector residencial.



	ene.-11	feb.-11	mar.-11	abr.-11	may.-11	jun.-11	jul.-11	ago.-11	sep.-11	oct.-11	nov.-11	dic.-11
AÑO 2011	0.684	0.702	0.664	0.679	0.679	0.688	0.679	0.687	0.678	0.671	0.680	0.709
AÑO 2012	0.707	0.693	0.710	0.683	0.695	0.686	0.691	0.703	0.701	0.713	0.719	0.727
AÑO 2013	0.704	0.699	0.693	0.725	0.658	0.693	0.699	0.697	0.698	0.718	0.704	0.690
AÑO 2014	0.697	0.704	0.685	0.702	0.704	0.695	0.706	0.714	0.700	0.744	0.747	

GRÁFICO 1. 19 - FACTOR DE CARGA

En conclusión, la explicación al fenómeno presentado en el FC de los últimos años, se debe a la concurrencia de una diversidad de elementos, correspondientes al particular comportamiento de los principales sectores de consumo: residencial, oficial, comercial e industrial.

Por ejemplo, en el sector residencial el nivel de consumo, es influenciado por el incremento del precio de la electricidad, el cual su vez es derivado del efecto inflacionario de los combustibles importados para generación. El efecto de los mismos sobre la electricidad residencial, es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Indicador que en términos reales, muestra que los consumidores pagan en el año 2012, el mismo precio real de la electricidad, de acuerdo al registro en el año 2003. En el acápite sobre los precios de la electricidad, se muestra en detalle esta información.

La señal de precios en el sector residencial tiene efectos contradictorios en la determinación del FC, pues el incremento de los precios aporta a la disminución del consumo global del sistema, pero el sector participa parcialmente en el pico DMG. Muy por el contrario cuando el consumidor recibe señales de precios a la baja, se desentiende del consumo, afectando además la carga del sistema.

Adicionalmente, la disminución paulatina del consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima, en consideración a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, contribuye a desmejorar el parámetro global del FC. La Manufactura es en la mayor parte de los sistemas eléctricos, el segmento de consumo que define en gran medida el parámetro FC del sistema, ya que de recibir las señales de precio y de regulación adecuadas, contribuye grandemente al incremento o decremento de FC.

Pero en el caso de nuestro sistema, la actividad de manufactura, carece de una verdadera industria pesada, ya que históricamente la industria nacional fue enfocada o incentivada hacia el área de “sustitución de importaciones”. Aún más la existencia en el pasado de algunas

industrias con operaciones de una relativa intensidad energética, se han ido retirando a medida que el "proceso económico de sustitución de importaciones" es remplazado por el reciente y creciente fenómeno económico de la "globalización".

Por otro lado, el nuevo enfoque económico del país, se enmarca en los servicios internacionales: financieros y seguros, en el transporte, almacenaje y manejo de la carga internacional, y como último pilar del mismo, el desarrollo intensivo de la actividad turística.

Estas actividades tienden a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales, edificios de oficinas y complejos residenciales de lujo, pero a la vez sus instalaciones centrales de aire acondicionado contribuyen en demasía a los picos de demanda del final de la mañana y de los inicios de la tarde, en los días hábiles, especialmente en los días calurosos de la estación seca y en los días muy húmedos de la estación lluviosa.

Por otro lado, el sector oficial que mantuvo en años anteriores, 2007-2008, una campaña de ahorro energético con lo cual controló la tasa de incremento del consumo del sector, aunque en ese periodo el sector oficial crecía en volumen. Pero en los años subsiguientes, por el tipo de operación propia y del inamovible horario de trabajo, el sector no pudo contribuir significativamente en la disminución de la DMG.

El Modelo de proyección de la Demanda, utilizado por ETESA, para el pronóstico del mediano y largo plazo, requiere que se determine o estime exógenamente, la evolución de FC del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo estimado.

Con el fin de optimizar la evolución del desarrollo del sistema, en el escenario medio o moderado, se ajusta el factor de carga, por la integración del consumo del área de Bocas del Toro, y de los megaproyectos de infraestructura estatal. Para lo cual se asume que mantendrán los actuales hábitos de consumo de la sociedad panameña.

Lo que significa, que en por lo menos cuatro años, 2018, mejore una décima porcentual, ritmo que se debe mantener hasta alcanzar un posible factor de carga tope de 72.0 u., en el año 2027. Lo que significa un crecimiento de 0.6 % en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.06%, o sea un parámetro conservador, lo cual se considera consistente con los datos históricos del FC.

Con respecto al escenario optimista, se proyectó el actual parámetro de FC, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de uso de la energía eléctrica en los consumidores panameños, no residenciales. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán algunas políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requerida, que impulsaran modificaciones de impacto a largo plazo, en el comportamiento de consumo actual.

Con lo cual, para efectos del pronóstico optimista, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del FC, se calculó para el periodo 2015-2029 el factor, con base en la fórmula de pronóstico lineal del programa Excel. El resultado proyecta una mejora en el actual parámetro de FC, que partiendo del valor ajustado de 71.5 en 2015, alcanza

en el año 2029 un excelente factor de carga de 73.0, en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.15%,

Con respecto al escenario pesimista se plantea mantener el factor de carga casi constante, creciendo hasta un factor de 71.6, en el último año de la serie de acuerdo al escenario moderado, para un incremento anual sostenido del factor de 0.02% anual.

En el Anexo I-3, Cuadro No.15 y No. 15-A, se presentan los detalles del análisis y de los cálculos concernientes al FC.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

Pérdidas totales = Energía Eléctrica Disponible - Ventas Totales de Energía

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las pérdidas en transmisión (PTT) y distribución (PD) con respecto a la energía disponible (EE).

Pérdidas totales = Pérdidas en transmisión + Pérdidas de Distribución

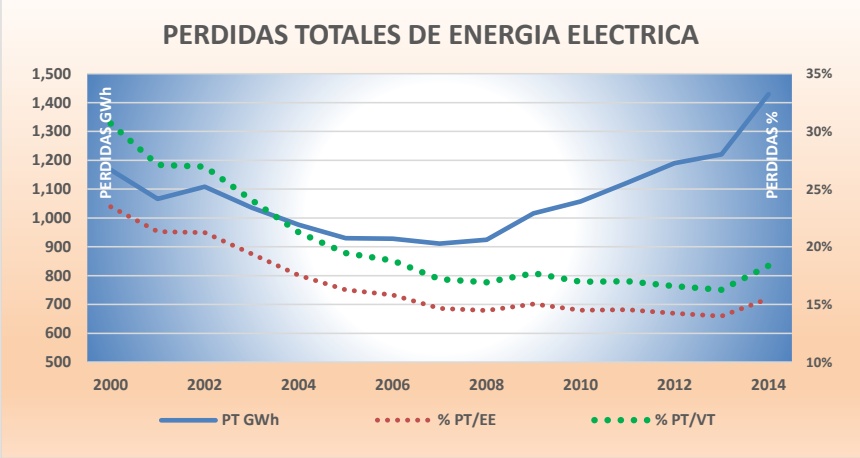


GRÁFICO 1. 20 - PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como se muestran en la figura de Pérdidas Totales del Sistema y en las tablas siguientes, las pérdidas documentadas obtenidas de la ecuación, declinaron ostensiblemente, en el periodo 2000-2009, en que se registró una tasa de declinación sostenida anual de -1.5%, mientras la energía disponible crecía anualmente en una tasa sostenida de 3.5%. En este periodo, las pérdidas evolucionaron de 1,166 a 1,016 GWh. A partir del 2010 se dio una inflexión pasando a crecer las pérdidas totales en 7.1 % anual, mientras la energía disponible creció anualmente 6.4%, en el periodo 2010-2014.

Aunque durante todo el periodo de análisis, 2000-2009, la representación proporcional de las pérdidas con respecto a la energía disponible y a la energía entregada para el consumo ha estado declinando. De Los datos preliminares del año 2014, se observa que las pérdidas totales se estiman en un 15.5 % de la energía disponible, equivalente al 18.4% de las ventas totales estimadas, cuando en el año 2000 estos parámetros alcanzaron registros de 23 y 30 % respectivamente

AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,386.4	6,753.7	7,290.3	7,722.5	8,359.8	8,722.1	9,211.3
VENTAS TOTALES (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.8	4,594.6	4,781.1	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,737.9	6,232.7	6,599.6	7,170.1	7,501.7	7,782.0
PERDIDAS TOTALES (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.8	976.4	929.9	927.8	910.9	924.3	1,015.8	1,057.6	1,122.9	1,189.7	1,220.4	1,429.3
PARTICIPACION PT/EE (%)	*23.5%*	*21.3%*	*21.2%*	*19.4%*	*17.5%*	*16.3%*	*15.8%*	*14.7%*	*14.5%*	*15.0%*	*14.5%*	*14.5%*	*14.2%*	*14.0%*	*15.5%*
PARTICIPACION PT/VT (%)	*30.7%*	*27.1%*	*27.0%*	*24.0%*	*21.3%*	*19.5%*	*18.8%*	*17.2%*	*16.9%*	*17.7%*	*17.0%*	*17.0%*	*16.6%*	*16.3%*	*18.4%*
VARIACION ANUAL PT (%)		*-8.6%*	*4.0%*	*-6.6%*	*-5.7%*	*-4.8%*	*-0.2%*	*-1.8%*	*1.5%*	*9.9%*	*14.4%*	*6.2%*	*6.0%*	*2.6%*	*17.1%*

TABLA 1. 15 - ENERGÍA DISPONIBLE, VENTAS Y PÉRDIDAS EN GWH

PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	172.9	132.0	191.6	153.3	186.6	160.5	118.4	124.2	149.8	162.1	189.5	169.9	231.0	222.0	276.6
PARTICIPACION PTT/EE (%)	*3.5%*	*2.6%*	*3.7%*	*2.9%*	*3.4%*	*2.8%*	*2.0%*	*2.0%*	*2.3%*	*2.4%*	*2.6%*	*2.2%*	*2.8%*	*2.5%*	3.0%
PARTICIPACION PTT/VT (%)	*4.5%*	*3.4%*	*4.7%*	*3.6%*	*4.1%*	*3.4%*	*2.4%*	*2.3%*	*2.7%*	*2.8%*	*3.0%*	*2.6%*	*3.2%*	*3.0%*	3.6%
VARIACION ANUAL PTT (%)		*-23.6%*	*45.2%*	*-20.0%*	*21.7%*	*-14.0%*	*-26.2%*	*4.9%*	*20.6%*	*8.2%*	*16.9%*	*-10.4%*	*36.0%*	*-3.9%*	24.6%

TABLA 1. 16 - PERDIDAS EN TRANSMISIÓN EN GWH

PERDIDAS EN DISTRIBUCION (GWh)	993.5	934.0	917.1	882.4	789.8	769.5	809.4	786.7	774.5	853.7	868.1	953.0	958.7	998.4	1,152.7
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/EE (%)	20.0%	18.7%	17.6%	16.5%	14.2%	13.5%	13.8%	12.7%	12.1%	12.6%	11.9%	12.3%	11.5%	11.4%	12.5%
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/VT (%)	26.1%	23.7%	22.3%	20.5%	17.2%	16.1%	16.4%	14.8%	14.2%	14.9%	13.9%	14.4%	13.4%	13.3%	14.8%
VARIACION ANUAL PD (%)		*-6.0%*	*-1.8%*	*-3.8%*	*-10.5%*	*-2.6%*	*5.2%*	*-2.8%*	*-1.6%*	*10.2%*	*1.7%*	*9.8%*	*0.6%*	*4.1%*	15.5%

TABLA 1. 17 - PERDIDAS EN DISTRIBUCIÓN EN GWH

En consideración a los avances obtenidos en la presente década, en la disminución de las pérdidas totales del sistema, con respecto al volumen de las ventas de electricidad, se pasó de un parámetro más de 30%, registrado al inicio de la década del 2000 a un parámetro estimado de alrededor de 14% en el año 2013, Lo que significó una tasa declinante de 3.9% durante estos 13 años. Es importante enfatizar que este parámetro global declino aceleradamente en 7.6% anual, en el periodo 2000-2005, para pasar a una declinación más lenta 2.3% anual de los años 2006 al 2010. Con lo cual se alcanza un parámetro de declinación de 1.5% anual, para todo el periodo de 2000 –al 2013. Por otro lado, se estima un aumento significativo en las pérdidas totales, un cambio porcentual de 18% en el último año, debido al incremento del flujo eléctrico proveniente del occidente del país. Por consiguiente, se espera que en el futuro inmediato, la disminución de las pérdidas totales del sistema, sean más graduales.

Con respecto a las pérdidas de transmisión (PTT), provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, en el registro del Sistema de Medición Comercial, SCADA, muestra dos etapas bien diferenciadas. Un primer periodo con pérdidas estables, años 2000 -2006 y un segundo periodo en que las pérdidas de transmisión crecen paulatinamente, años 2007 -2014. En el periodo reciente, se tiene que en los años 2012 y 2013 las pérdidas de transmisión (PTT) representaron el 2.8 y 2.5 % de la energía disponible, equivalente al 3.2% y 3 % de las ventas totales. Disminuciones en el transporte del flujo eléctrico, razonables con el fuerte despacho de las centrales térmicas del área metropolitana, en las temporadas seca de ambos años, dada la escasez de energía hidroeléctrica que se tuvo en estos periodos.

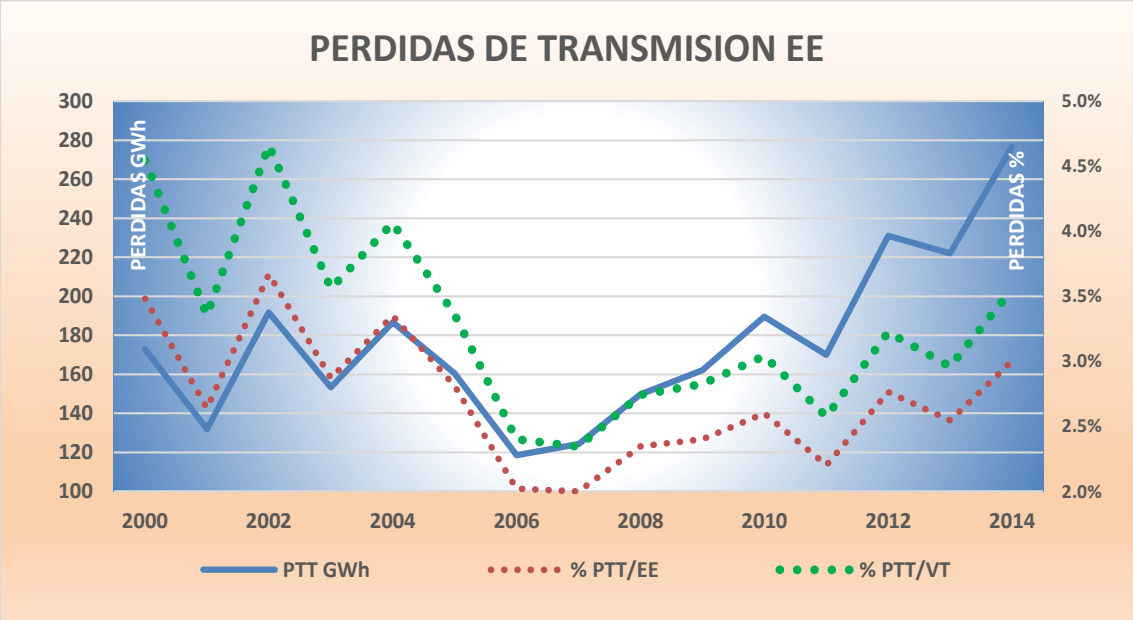


GRÁFICO 1. 21 - PERDIDAS DE TRANSMISIÓN EE

Con respecto al año anterior 2013, es importante destacar, que las pérdidas del sistema de transmisión estimadas para el año 2014 se incrementaron en 53 GWh o sea un 25 %, debido primordialmente al incremento significativo en ese año, del trasporte de la generación hidroeléctrica proveniente del occidente del país y a la

suspensión temporal de operaciones de un significativo plantel térmico, lo que originó un incremento sustancial en el transporte del flujo.

La diferencia de las pérdidas totales con las PTT, queda asignada al sistema de distribución (PD), que al igual que las PTT tiene en el periodo de análisis 2000 -2014 dos etapas bien definidas, una primero parte años 2000 -2007 con una tasa de declinación anual sostenida de -3.3 % y en una segunda etapa, años 2008 – 2014 con un crecimiento 6.9 % anual sostenido. La primera refleja los esfuerzos del sistema para lograr eficiencia, reduciendo las pérdidas de un 26 % a un 14.7 % con respecto de la energía entregada al consumo. En la etapa posterior se refleja entre varias razones, la creciente urbanización, el desarrollo turístico y la creación de grandes centros comerciales a lo largo del país, con una fuerte demanda de energía para el acondicionamiento climático.

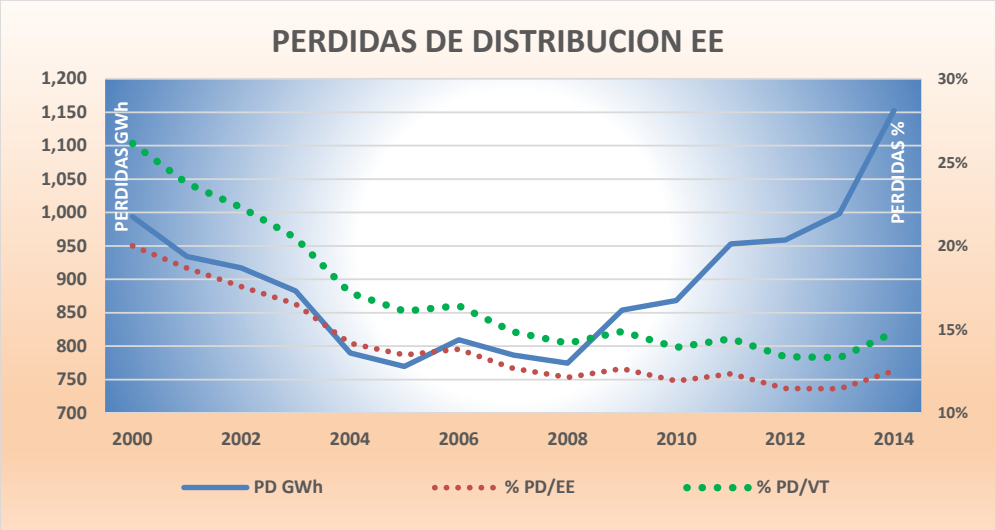


GRÁFICO 1. 22 - PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN EE

Como ejemplo observamos que los registros de PD en el año 2012 y año 2013, fueron de 11.5 y el 11.4 % de la energía disponible, equivalentes al 13.4 y el 13.3 % de las ventas totales, mientras los estimados respectivos para el año 2014, son el 12.5 % y 14.3%. [48] Disminución significativa con relación a los registros presentados anteriormente, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 20% y 26% respectivamente, de la energía disponible y ventas totales de energía eléctrica al inicio del periodo de análisis, en el año 2000.

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a alcanzar registros menores de 15% en las pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas. A la fecha se considera que las pérdidas técnicas de distribución (PTD), han alcanzado parámetros entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales, [49] Por

[48] Inferidos con los avances a diciembre del CND y de los indicadores económicos del INEC.

[49] En los últimos años, no se dispuso de información estadísticas segregada, con la oportunidad que los plazos de entrega de los estudios básicos exigen, por lo cual se ha hicieron las estimaciones respectivas ELEKTRA (ENSA) informo por medio de la

consiguiente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las perdidas No Técnicas de Distribución (PNTD), que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, de manera conservadora, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 3.3 % de la energía disponible, equivalente probablemente a un 4.0% de las ventas totales, a partir del año 2015. En el año 2014 se estima que las mismas alcanzaran 3.6% de las ventas. Esta elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2015, es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, del flujo proveniente de la generación hidroeléctrica, inmediatamente se incorporen a la operación total, una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en ejecución, del área de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Por ejemplo, desde el año 2010 a la fecha, se incorporaron de esta área, al sistema eléctrico nacional, de manera escalonada 721 MW de nueva generación hidroeléctrica. De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas en el periodo 2015 -2017, se espera que de esta área extrema del País, en el futuro inmediato se incorporen al sistema de generación unos 360 MW más de fuente hídrica y eólica. Para un gran total de más de 1080 MW, de generación específicamente renovable. Adicionalmente se tiene programado la instalación de aproximadamente 350 MW, de fuente eólica, dentro del periodo de corto plazo 2015-2018, así como la inserción de una gran cantidad de proyectos fotovoltaicos, casi todos en el área central del país, del año 2016 en adelante.

Todo esto reduciría significativamente la participación de la generación térmica proveniente de las centrales eléctricas de los alrededores del centro de carga nacional, lo cual implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país, y consecuentemente un incremento en las perdidas de transmisión del sistema. Con la entrada en operación después del año 2016, de la Tercera Línea 230 kV, y de la Cuarta Línea 500 kV, la cual se espera este operación a inicios de la próxima década.[50] Con la adición de esta nueva infraestructura, las expectativas giran a la disminución paulatina de las PTT con respecto al a los parámetros esperados para el periodo 2015-2020.

De no existir situaciones imprevistas que modifiquen en el corto plazo la actual estructura del sistema, se estima que por lo menos las pérdidas totales de distribución mantendrán y disminuirán los valores promedios alcanzados en el periodo más reciente 2007-2014, menores al 12% de la energía disponible aproximadamente, un aproximado de 14% de las ventas totales. Si se mantienen las inversiones requeridas por el mejoramiento de las redes de distribución. Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado, parámetros totales de pérdidas de 14% de las ventas totales en el periodo 2014 -2017.

Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución se encontraban entre 6.5 y 7%

[50] La Cuarta Línea 500 kV, Chiriquí Grande (Bocas del Toro) – Panamá III, se encuentra en diseño.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución al término del largo plazo (2018-2028), no sobrepasen un tope de 6%, como premisa general considerada en los escenarios de pérdidas. La misma es consecuente, con esperados cambios en la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas posibles de alcanzar, iniciar el año 2015 con un parámetro de pérdidas técnicas, de 7.5%, para luego obtener en el horizonte del modelo, año 2029 parámetros de 6.9 %, 6.75 % y 7.5%, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2015 -2029:

En el escenario Moderado de Pérdidas, las PT se mantienen alrededor de 20% de las ventas totales, en el periodo 2015 al 2020. Como meta, se espera alcanzar un porcentaje de pérdidas de 17% en el año 2029. Las cantidades de pérdidas esperadas, son producto de la hipótesis de incremento esperado de las pérdidas de transmisión por incremento del flujo y a un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas de distribución, para mantener o reducir las mismas del 7.5% al 6.9% de las ventas totales, al año 2029. Las perdidas cuantificadas de este escenario corresponden al escenario de Bajo consumo.

Para el escenario Optimista de Pérdidas, la reducción de las PT es mayor, llegando a 15.9% de las ventas totales en el año 2029. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general. Estas pérdidas corresponden al escenario Moderado de Consumo.

Con respecto a un escenario Pesimista de Pérdidas, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las pérdidas no técnicas podrían alcanzar valores de hasta 7%, hasta el año 2025, casi 1% más con respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica alcanzar en el año 2029, un parámetro de 18.9% de pérdidas totales con relación a las ventas totales. Estas pérdidas corresponden al escenario Alto de Consumo.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo I-3, Cuadro No. 16.

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Recibir una "*energía eléctrica onerosa*", es la percepción general del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales., del sistema eléctrico nacional. Pero en realidad el precio real de la electricidad pagada por los consumidores en Panamá es estable, y aún más el precio real pagado en el año 2011, fue menor a el precio pagado por este mismo consumidor en el año 2003.

A precios corrientes el servicio eléctrico, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 $/MWh en el año 1970 a 178.6 $/MWh en el año 2013, para un valor promedio anual durante todo el periodo de 11 centésimos por KWh, reflejando un crecimiento de solo 4.1%, o sea una tasa anual sostenida, en un periodo de 43 años. Para el año 2014 se estima un precio corriente de 17.94 centésimos de Balboas por kWh consumido.

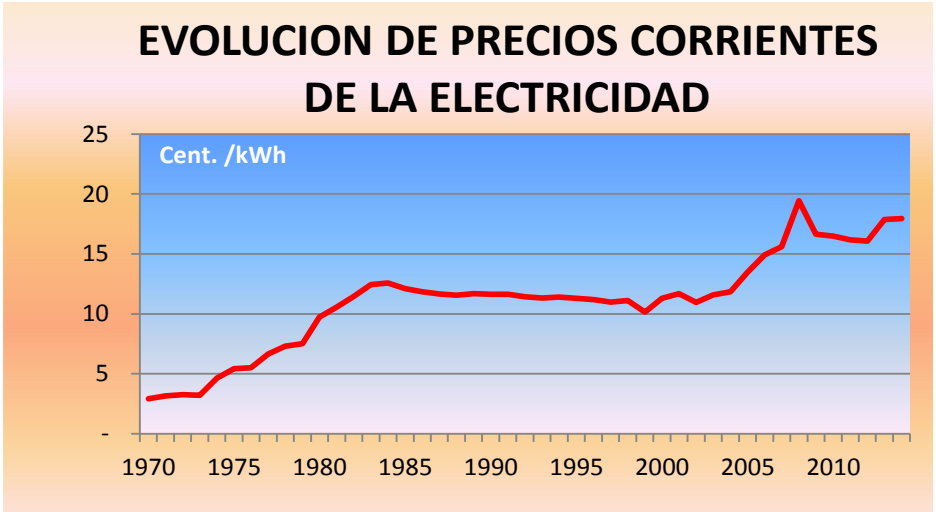


GRÁFICO 1. 23 - EVOLUCIÓN DE PRECIOS CORRIENTES DE LA ELECTRICIDAD

La evolución de los precios de la electricidad pagados por los consumidores nacionales del año 1970 a la fecha se pueden separar en tres etapas bien diferenciadas, una primera etapa años 1970 -1984, catorce años en que el precio de la electricidad se incrementó de 2.93 cent/kWh a un precio de 12.54 cent/kWh, incrementándose anualmente en 11%. Una segunda etapa en donde los precios estuvieron estabilizados, años 1985-2003, 15 años en que el promedio de precios fue de 11.39 cent/kWh, con una variación anual sostenida durante este periodo de - 0.4%. Una tercera etapa, años 2003-2014, en que el precio varió anualmente 3.5% con dos sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina en mayor detalle, en la siguiente tabla.

CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PRECIO ELECTRICIDAD CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.1	17.9	17.9
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	-0.5%	11.1%	0.4%

TABLA 1. 18 - PRECIOS CORRIENTES DE LA ELECTRICIDAD - AÑOS 2003-2013

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2014, muestra tres sub-etapas bien marcadas, la primera comprendida por los años 2003 – 2008, con precios crecientes de la electricidad, en donde el precio se incrementa en forma sostenida anual por 10.9%, pasando de 10.95 centavos por kWh en el año 2002 a 19.4 cent/kWh en el año 2008, techo histórico de este parámetro. [51] Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009-2012 el precio cae en 4.9% anualmente alcanzando un precio de 16.08 cent/kWh en el 2013. En los últimos dos años el precio promedio de la electricidad ha tenido un repunte alcanzando un precio estimado de 17.94 cent/kWh, o sea una tasa de crecimiento

[51] Este punto máximo de precios de la electricidad es coincidente con el máximo valor histórico alcanzado por el crudo de petróleo, en el mundo.

en estos dos años de 5.6%. Si se obvia el precio del año 2009 se tiene un precio promedio de la electricidad consumida de 15.33 cent/kWh, con una tasa de crecimiento sostenido para todo el periodo de 4% anual.

Con el fin aclarar el enunciado inicial de este acápite, de que existe una percepción errada de costo de la electricidad pagada por los consumidores, se relaciona esta serie de precios corrientes de la energía eléctrica, con respecto al nivel de precios nacional. Efecto inflacionario medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Con base en octubre de 2002. (Oct. 2002 =100)[52]

CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	105.7	119.3	133.3	142.9	161.0	110.7	104.1	104.0	111.2	118.5	113.5
VARIACION (%)		0.2%	12.9%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-4.2%

TABLA 1. 19 - VARIACIÓN DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD (IPC) - AÑOS 2003-2014

El análisis de la tabla de precios reales de la electricidad a nivel de consumidor presenta una etapa inicial con un periodo bianual estable, 2003 – 2004, en donde el indicador de precio se incrementó anualmente en un 2.8% sobre el índice del precio base del 2002. Luego pasa a un periodo de cuatro años 2005- 2008, de precios crecientes de la electricidad con una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio, al pasar el IPC de la electricidad de 105.7 u. a 161.0 u., techo alcanzado por el servicio de electricidad.

En cambio, del 2009 al 2011, el indicador de precio real de la electricidad disminuyo de 161 a 104 u., una caída de 31%, cayendo a una tasa anual sostenida de 13.6. Es interesante enfatizar que el precio real pagado por los consumidores en el año 2011, es menor al precio pagado en el año 2003, un 0.1% menor. Del 2012 al año anterior se registró un aumento real de la electricidad al consumidor de 6.9%, subsiguiente el indicador refleja un incremento de 6.6%, para reducirse en el año 2014, en 4.2%, de acuerdo a los estimados de venta.

Este fenómeno se observa con mayor facilidad, en la siguiente gráfica, el consumidor residencial paga en el año 2011 casi el mismo precio real que en el 2003, en unidades monetarias de octubre del 2002. Además, se observa que precio pagado en el año 2012 se reimpulsa un leve crecimiento de precios del servicio, que termina en el año 2014 cuando el mismo tiene una disminución significativa de 4.5%. El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedece en gran parte al costo de adquisición temporal que alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.[53]

Otra observación importante de esta gráfica, es que índice de precios del servicio eléctrico contribuye al índice al índice inflacionario global, pero no está entre los rubros más importantes. Se puede observar que aun cuando el

[52] INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2012, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

[53] Es este punto es necesario mencionar que el IPC de la electricidad, registrado por el INEC refleja el costo pagado por el consumidor directo, Monto de pago que presenta subsidios abonados directamente por el Estado.

indicador de precio de la electricidad 2008 -2014 declina y se estabiliza, para una tasa de crecimiento sostenido de 0.5 %, el indicador global al consumidor mantiene una tasa crecimiento de 4.4% anual sostenido.

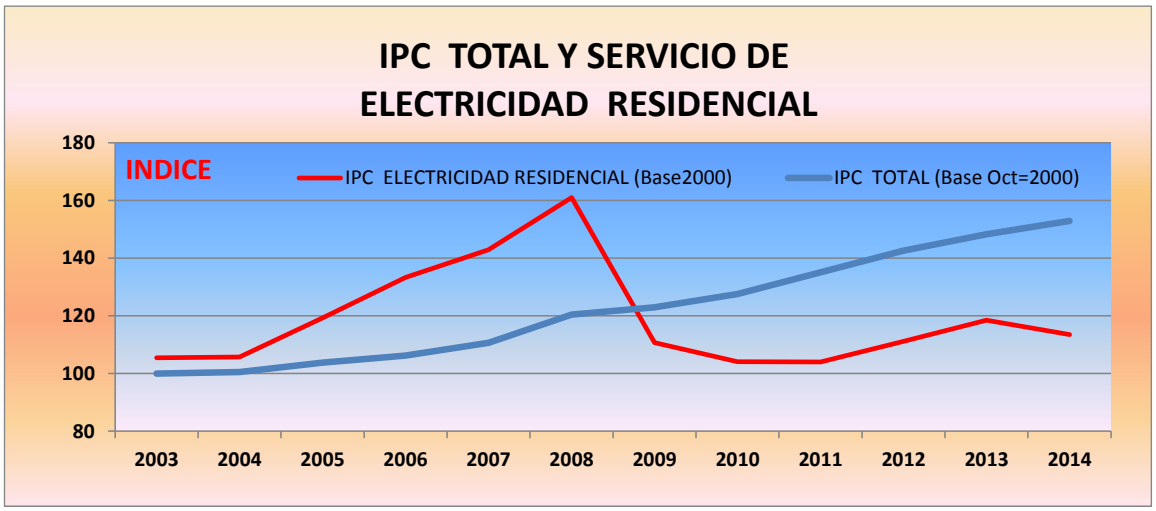


GRÁFICO 1. 24 - IPC TOTAL Y SERVICIO DE ELECTRICIDAD RESIDENCIAL

El análisis de la totalidad de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 2002), muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1998, año que marca el cambio al nuevo régimen de producción y distribución de la electricidad en Panamá, muestran una tasa de incremento promedio anual de los precios en 28 años de solo 1.5% de crecimiento real anual. [54] Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la restructuración del subsector eléctrico, el país disfruto de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,[55] periodo inicial de la restructuración del subsector eléctrico, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente, 2004 al 2012, la tasa de incremento anual fue de 3.0%, en donde se destacan por su volatilidad los años 2008 y 2009, con la alta variación entre 2008-2007, en que el precio de energía eléctrica impulsado por el alto precio alcanzado por los combustibles, creció cerca 15% y la declinación de los precios al año siguiente llevo a una variación inversa en el 2009-2008, donde el precio cayó un 16%, con lo cual se contrarrestó el efecto anterior, regresando en la práctica al precio del año 2007. En los años subsiguientes el precio cae hasta el precio real pagado en el 2003. Reflejando un crecimiento sostenido anual de solo 0.1% en el periodo 2003 -2014.

[54] Se seleccionó este periodo de referencia, para visualizar el efecto del cambio de régimen del sistema eléctrico nacional, de un monopolio estatal a un sistema privatizado de la generación y distribución del sector. En cumplimiento de la LEY Nª 6, del 3 de febrero de 1997. En la que se "Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.

[55] La implementación real de la reestructuración del subsector eléctrico, es a partir de julio de 1998, pero por conveniencia estadística se contabilizan los efectos a partir del año 1999.

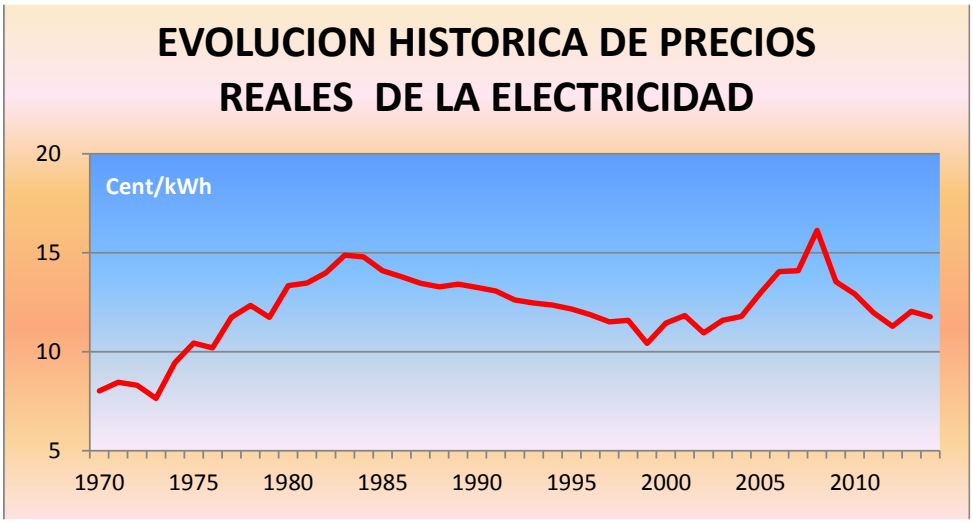


GRÁFICO 1. 25 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD

Con lo que para todo el periodo del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2014), el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 0.1%. Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por venta del servicio eléctrico por parte de las distribuidoras, contienen tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos, por un grupo considerable de los consumidores residenciales. Por lo cual, es necesario mencionar, que la señal recibida por los consumidores finales del sistema, es de una energía consumida más barata, aunque "en su opinión" recibe un servicio oneroso.

Como se señala en ediciones anteriores de los pronósticos, las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentaban en los pronósticos de precios internacionales del crudo de petróleo, elaborados por la "Energy Information Administration (EIA-DOE)".[56] Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizaban como referentes, por considerarlas conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

Como se señaló en los cambios anteriormente realizados al modelo, el análisis histórico del periodo 2000-2007, demostró, que con alguna relatividad, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasaba un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo I-3, Cuadro No. 17).

En consecuencia, para las anteriores proyecciones se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecería en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo de fijación de precios locales se mantenía en el régimen de tarifas que entro en vigencia a partir del año 2007.

[56] Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007. Ediciones anuales subsiguientes.

Pero en los últimos cuatro años esta probable correspondencia, anteriormente encontrada entre la variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez más disímil, como lo muestra la Figura 1.28, para los años 2008-2013.

Esta nueva realidad, es consecuente con la volatilidad puntual a la alta del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados, gracias no solo a las características intrínsecas del propio crudo, a la presión de la demanda, a la escasez momentánea de los suministros, de problemas estructurales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y a otros elementos coyunturales de los fenómenos de geopolítica global, que inciden en este importante insumo.

Además, en el periodo actual la volatilidad de este insumo, hacia la baja de precios radica en la coyuntura temporal del mercado de crudo, en donde se dan reducciones importantes de la demanda mundial del insumo, consecuente con economías europea, japonesa y otros países del llamado "*primer mundo"* casi en recesión y disminuciones de las expectativas económica de Chinas y de los otros *"tigres asiáticos".* [57] En la actualidad, se presentan sobre ofertas de combustibles líquidos, en razón de la inserción de volúmenes importantes de otras fuentes energéticas liquidas diferentes al petróleo convencional, como son los bio- combustibles, combustibles derivados del gas natural (GTL), combustibles derivados del carbón (CTL) y nuevas modalidades de crudos, originados en las nuevas tecnologías de explotación (pre-sal, crudo de pizarra, y los llamados de *"crudos y gases apretados"*).

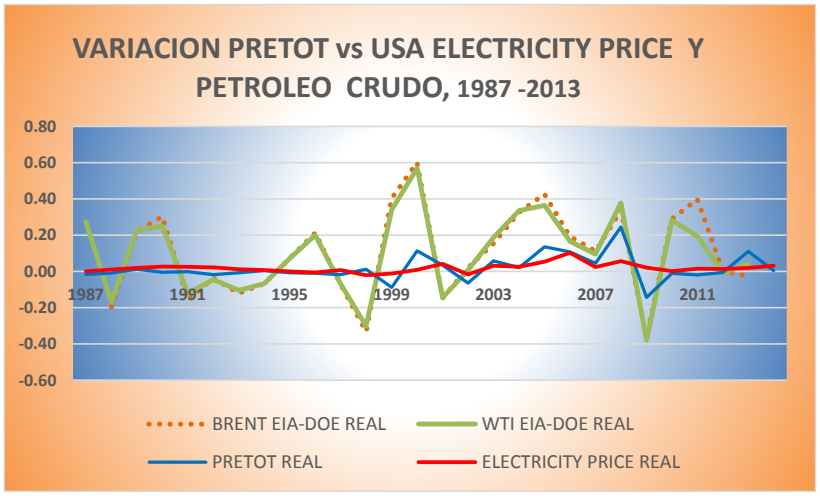


GRÁFICO 1. 26 - VARIACIÓN PRETOT VS ELECTRICITY PRICE Y PETRÓLEO CRUDO 1987-2013

Por consiguiente desde la versión de los Pronósticos de Demanda 2014 -2028, se ha preferido encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local. Luego de analizado algunas alternativas, se observó una correspondencia histórica entre las variaciones del precio promedio de la energía eléctrica total consumida en

[57] OECD, Organization for Economic Cooperation and Development, organización de las principales economías del Mundo, "*países del primer mundo*"

Panamá (PRETOT), con la variación histórica del indicador de precio promedio al consumidor final de todas la regiones en los Estados Unidos (End-Use Prices)[58], como se evidencia con mayor claridad en la figura 1.29, en donde se muestra una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

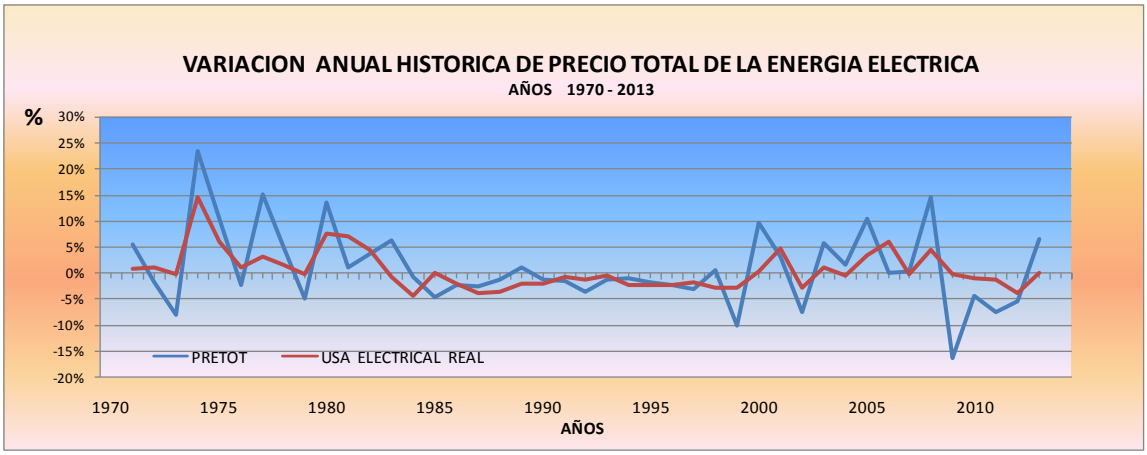


GRÁFICO 1. 27 - VARIACIÓN ANUAL HISTÓRICA DE PRECIO TOTAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Dada la correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores, del precio PRETOT y el precio promedio a los consumidores en USA, presentado por el EIA-DOE. Aunque, es necesario destacar que los precios promedios de la energía eléctrica entregada los consumidores de cada sistema, fuera de las obvias economías de escala, es dependiente del mix de fuentes, así como de la robustez de sus sistemas transmisión y distribución.

Aun con las diferencias planteadas ETESA decidió utilizar como referencia para el pronóstico de precios de la electricidad en el Modelo, el indicador de pronóstico de precios para la electricidad al consumidor final, que elabora el EIA-DOE, para el territorio norteamericano, en los próximos 35 años. La bondad de estos pronósticos se fundamenta, en la conjunción integrada de las premisas de consumo, existencia actualizada de los inventarios energéticos en general, precios y suministros de importación de los crudos, costos mundiales de la refinación de los combustibles, perspectivas de ingreso, etc., por un grupo permanente de especialistas dedicado únicamente a estos menesteres.[59]

En la Tabla siguiente se presenta por año los pronósticos de precios de la electricidad en Panamá, PRETOT, para el periodo 2015-2029, derivados de la variación de precios anual de los precios de la electricidad al consumidor final, pronosticados por el EIA-DOE.[60]

[58] EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average. Ediciones anuales subsiguientes

[59] Ídem, hm2010.d020310a.

[60] El detalle de los Precios PRETOT, se encuentra en el Anexo I-3, Cuadro 17

AÑO	PRETOT HISTORICO En Balboas 2007	Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA			PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT			VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT		
				TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA			c/r Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
		Cent 1982/ kWh	Cent 2012/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
							Reference	High Growth	Low Growth	Reference	High Growth	Low Growth
1998	12.83	12.00	11.63									
1999	11.53	11.60	11.25									
2000	12.65	11.32	10.98									
2001	13.06	11.48	11.13									
2002	12.10	11.12	10.78									
2003	12.80	11.22	10.88									
2004	13.03	11.21	10.87									
2005	14.38	11.43	11.09									
2006	15.55	12.22	11.85									
2007	15.60	12.16	11.79									
2008	17.88	12.39	12.01									
2009	14.97	12.70	12.31									
2010	14.31	12.52	12.15									
2011	13.25	12.33	11.96	11.93	11.93	11.93						
2012	12.47	12.25	11.88	**11.88**	**11.88**	**11.88**						
2013	13.37	12.31	11.94	11.61	11.60	11.60	13.37	13.37	13.37			
2014	13.07	12.50	12.12	11.74	11.92	11.66	13.07	13.07	13.07			
2015				11.92	12.25	11.74	13.27	13.43	13.46	0.0155	0.0275	0.0297
2016				12.00	12.32	11.72	13.36	13.50	13.35	0.0063	0.0053	-0.0083
2017				12.12	12.25	11.91	13.49	13.43	13.58	0.0101	-0.0051	0.0171
2018				12.25	12.30	12.14	13.64	13.48	13.63	0.0111	0.0039	0.0043
2019				12.34	12.34	12.26	13.74	13.52	13.49	0.0074	0.0027	-0.0103
2020				12.33	12.29	12.35	13.73	13.47	13.47	-0.0009	-0.0035	-0.0020
2021				12.30	12.23	12.33	13.70	13.40	13.34	-0.0024	-0.0053	-0.0097
2022				12.22	12.16	12.37	13.60	13.33	13.42	-0.0071	-0.0054	0.0061
2023				12.18	12.14	12.37	13.56	13.31	13.36	-0.0030	-0.0018	-0.0044
2024				12.30	12.19	12.35	13.69	13.36	13.35	0.0097	0.0043	-0.0008
2025				12.33	12.30	12.40	13.73	13.48	13.42	0.0028	0.0086	0.0055
2026				12.37	12.36	12.36	13.77	13.55	13.32	0.0029	0.0055	-0.0078
2027				12.44	12.48	12.50	13.85	13.68	13.51	0.0062	0.0097	0.0148
2028				12.48	12.54	12.56	13.90	13.75	13.43	0.0030	0.0047	-0.0059
2029				12.53	12.59	12.58	13.95	13.80	13.39	0.0040	0.0041	-0.0034
2030				12.62	12.74	12.60	14.05	13.96	13.39	0.0070	0.0115	0.0000

TABLA 1. 20 - PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN PANAMÁ, PRETOT

ETESA dejo de utilizar la variación de los precios del crudo internacional de petróleo, como referencia para obtener las señales que ayudaren a pronosticar la futura variación de precios promedios de la electricidad en Panamá, PRETOT. Como había venido haciendo desde el año 2007 hasta el informe del Pronóstico de la Demanda 2011-2025, por encontrar que en los últimos años, la correlación en las tendencias de ambos indicadores de precios, se había estado alejando entre sí.

El EIA-DOE, presenta sus proyecciones de precios del crudo de manera que reflejen la volatilidad y e incertidumbres de los precios mundiales del crudo, información disponible por Internet, lo cual permite el análisis de las condiciones del mercado futuro de los combustibles fósiles, así como de otras fuentes energéticas alternativas. [61]

Como se informó en el Pronóstico de Demanda Eléctrica 2011- 2025, existía un cambio en la visual a corto y largo plazo de la EIA –DOE, en la cual la Agencia reconoce que los riesgos geopolíticos eran considerables en la determinación mundial del precio futuro de los combustibles fósiles, a medida que se incrementaba paulatinamente el consumo de las principales economías mundiales, y se agregaban nuevas y crecientes demandas de las economías emergentes, que iban de la mano con la declinación de las "*reservas probadas"* de los yacimientos de las principales "economías occidentales", OECD, lo que señalaba una senda futura de precios altos y de la no garantía de suministros en el mediano plazo.[62]

Dada estas preocupaciones, en el Annual Energy Outlook 2011, AEO2011, el EIA-DOE concibió y resumió nuevas perspectivas, de los precios mundiales del crudo de petróleo, en términos constantes, más acordes con la situación mundial del mercado del crudo.[63]

Las tres perspectivas del precio del petróleo se basaban en escenarios distintos, cada uno con asunciones alternativas que reflejan supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo. En resumen, los tres escenarios de precios de AEO2014, incluyen diferentes hipótesis sobre: (1) las decisiones de inversión y producción de por la organización de los países exportadores petróleo (OPEP), (2) desarrollo de nuevos recursos de crudo apretados y *bitúmenes* en los países que no pertenecen a la OPEP (incluyendo los Estados Unidos) y (3) crecimiento de la demanda de China, del Medio Oriente y de otros países no pertenecientes a la OCDE.

El caso conservador o de Referencia asume una continuación de las tendencias actuales de crecimiento económico en términos de acceso a los recursos de la OPEC y de los países fuera

[61] Organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. es la fuente principal de información sobre la energía de EE.UU. y, por ley, sus datos, análisis y previsiones son independientes de la aprobación del Gobierno de los Estados Unidos.

[62] Explicación más detallada se encuentra Estudios Básicos 2011 - 2025

[63] En el Anexo No. I - 5, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

del Cartel (producción convencional), de precios aceptables de las fuentes fósiles, del incremento de producción no convencional por parte de las economías de la OECD, donde la participación de la oferta y el crecimiento de la economía mundial iban de la mano.

El escenario de menores precios mundiales (Low Oil Prices), asumía un crecimiento económico mundial más bajo que en el caso de referencia, resultando en una menor demanda mundial de crudos. Un incremento de la producción de países de la OPEP el cual desplaza crudos más caros de los países productores no pertenecientes a la OPEP.

El escenario de Precios altos del crudo (High Oil Prices), se fundamentaba en un crecimiento económico más intenso de los países fuera de la OECD, que conducen a un incremento de la demanda de combustibles, mientras por el lado de la oferta, la producción convencional es restringida por decisiones políticas y limitaciones físicas a los recursos. (Cuotas, regímenes fiscales y otras restricciones ajenas al mercado), con una menor producción doméstica en conjunto con mayores costos de producción no convencional.

Por consiguiente se espera que por el lado de la oferta, los países productores occidentales desarrollaran políticas fiscales y regímenes de inversiones que incentivaran la explotación domestica de sus yacimientos y no depender de la producción de la OPEP y otros productores fuera de OECD, lo que conllevaría a la baja efectiva de los precios mundiales del crudo y otros combustibles fósiles.

En el escenario de precio de crudo bajo, la OPEP suple el 51% de la demanda mundial de los hidrocarburos en el horizonte de la proyección, año 2040, comparado con el 44% en el caso de Referencia. En el escenario alto de precio (High Oil Price) se asume un alto crecimiento económico y poco desarrollo de nuevos recursos por parte de países de la OPEP. Una cuota de países productores no pertenecientes a la OPEP con un 62% de la demanda mundial de hidrocarburos en el año 2040, comparado con el 60 %en el caso de referencia y el 57 % en el escenario de precio bajo. La participación de la OPEP en la oferta mundial de hidrocarburos nunca excederá el 40 %, en el escenario de alto precio.

A la fecha de emisión del presente informe de pronóstico de la demanda eléctrica 2015-2009 el panorama del mercado mundial del petróleo se ha invertido. En los últimos cuatro meses del 2014, los precios del crudo y sus derivados han caído dramáticamente. El crudo Brent, como referente de este insumo, fue el "*comodities"* con el mayor desplome de precio, durante el año 2014, un derrumbe de precio de aproximadamente 46%. El precio de este insumo paso de aproximadamente 97 dólares el barril, a fines del segundo trimestre dela año 2014, a 45 dólares el barril, en enero del 2005

A inicios del año 2015 el desplome de los precios petroleros continua, consecuente con el auge del "*crudo de esquisto"* de Norteamérica, que paso su producción doméstica de 4 a 9 millones de barriles diarios, con lo cual los tanques de almacenamiento se llenaron, descendiendo los precios internos de los combustibles considerablemente. La sobreabundancia temporal de crudo en suelo estadounidense redujo las importaciones en aproximadamente 4 millones de barriles diarios, originando una sobreoferta mundial del crudo en la Cuenca norte del Atlántico, que en conjunción de los problemas económicos

de Europa, articula una mayor sobreoferta de crudo, presionando los precios mundiales del insumo hacia la baja

En la siguiente grafica se presentan gráficamente las perspectivas futuras del crudo, Brent del Mar del Norte, de acuerdo a las proyecciones vigentes del EIA, AEO2014 en dólares de 2012.[64]

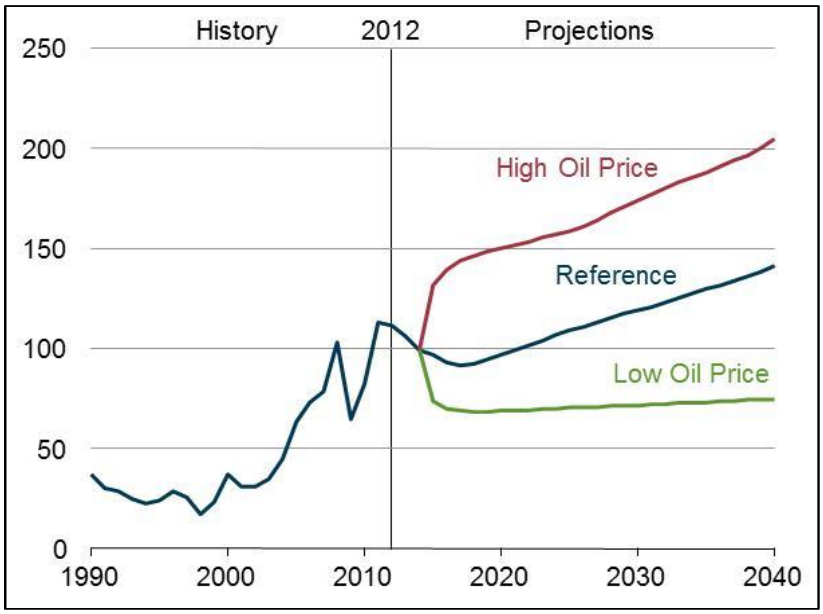


GRÁFICO 1. 28 - PERSPECTIVAS FUTURAS DEL CRUDO, BRENT DEL MAR DEL NORTE – EIA-AEO2014

En estas proyecciones, el Caso de Referencia (conservador o moderado), se utiliza como base el precio promedio de 111.65 $/barril en el 2012, 106.52 y 98.89 $/barrill en los años 2013 y 2014, respectivamente. Disminuye hasta el año 2017 con un precio promedio esperado de 91.84 $/barril, para luego retomar un crecimiento de 1.7% anual sostenido hasta el año 2040 para un precio promedio final de 141.46 $ por barril, en el horizonte de la proyección de precios. Para una tasa anual promedio de todo el periodo 2014-2040 de 1.4%.

Para los escenarios alto y bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzan precio de 204.24 y 74.90 dólares por barril, con tasas anuales para el periodo de pronósticos de 2.8 y -1.1 %, respectivamente.

[64] A partir del AEO2013 el EIA utiliza Brent Spot Price como el crudo de referencia, a efectos comparativos.

VARIACION DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO BRENT AÑOS 2006- 2040 AEO 2014 TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL			
PERIODO	REFERENCE	LOW OIL PRICE	HIGH OIL PRICE
2006-2010	3.2%	3.2%	3.2%
2011-2015	3.3%	-2.3%	9.8%
2016-2020	-0.1%	-1.3%	2.7%
2021-2025	2.4%	0.4%	1.1%
2026-2030	1.8%	0.4%	1.8%
2031-2035	1.7%	0.4%	1.6%
2036-2040	1.7%	0.4%	1.7%
2015-2040	1.4%	-1.1%	2.8%

TABLA 1. 21 - VARIACIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO BRENT

Recientemente, los precios reales de los crudos han estado alcanzando rangos de precios a la baja, no previstos anteriormente por el EIA-DOE, en sus ediciones de AEO 2009 al AEO 2014. El precio del crudo ha tenido la caída más prolongada de su historia, hasta el 31 de diciembre del 2014, el precio se desplomo un 48%.

En la práctica, los precios alcanzados obedecen al letargo actual en la economía mundial, con poca demanda de *"comodities*", entre ellos los combustibles. Coyuntura económica, que comparten, gran parte de las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente anteriormente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China).

A la vez un "Boom" energético por un robusto crecimiento de la oferta de crudo domestico de Norteamérica y otros países de OECD, gracias a la explotación de los bitúmenes, de *"nuevos crudos apretados y de pizarra", bio-combustibles* y a la utilización de combustibles líquidos derivados del Carbón y Gas Natural.[65] Esta conjunción de sobreoferta de combustibles y una débil demanda ha contribuido al incremento de los inventarios y una caída mundial de los precios.

Las recientes expectativas del EIA-DOE, se fundamentan en fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD durante el año 2015, consecuente con la abrupta caída de los precios del crudo de más de 50 dólares el barril, en un periodo de seis meses. En sus pronósticos de corto plazo, STEO de enero 2015, EIA presenta las últimas expectativas sobre el precio de los hidrocarburos para los años 2015 -2016. Se consideran que los bajos precios de crudos se mantienen al igual que la acumulación de inventarios durante el primer semestre del 2015, en el segundo semestre un reimpulso de la demanda debe llevar los precios a un

[65] Solo la producción doméstica estadunidense represento el 80% del crecimiento del suministro global en el año 2014,

promedio de 67 dólares el barril para el fin del año 2015, lo que resulta en un re-estimado anual del precio promedio de 58 $/barril.[66] Para el año 2016 se considera una mejor dinámica de la economía, disminución de inventarios resultarían en leves incrementos del crudo Brent, alcanzando un precio promedio de 75 $/barril.

Esta reciente declinación de precios del crudo, en asocio con otros factores pertinentes contribuye a una mayor incertidumbre en los pronósticos lo que causa una desviación significativa de las proyecciones publicadas por el EIA. Entre estos factores tenemos que volúmenes de los nuevos crudos que contribuyen a la oferta, utilizan tecnología que dependen para su rentabilidad de precios del crudo más altos, aunado ante la reducida capacidad de repuesta de la oferta ante precios bajos, ya que los usual es reducir la oferta para obtener mejores precios, a pesar de la reciente declaración de la OPEP de mantener la producción de 30 millones barriles diarios,

La mayor parte de los países productores pertenecientes a la OPEP y productores fuera del cartel dependen en gran medida en los ingresos del petróleo para financiar sus economías, por lo cual si los precios del crudo siguen cayendo o se mantienen en un nivel inferior, estos países deberán tomar decisiones políticas difíciles, algunas de las cuales podrían llevar a programas de austeridad y recortes a subsidios para combustibles que podrían provocar disturbios sociales, dejando algunos países vulnerables, donde se afectaría la propia infraestructura petrolera. Con lo que nuevas interrupciones de suministro son una posibilidad real, presentando una mayor incertidumbre en la previsión de suministro de petróleo mundial

Por lo cual, ETESA considera que dada la incertidumbre actual del mercado de crudo, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo le enviaran señales al mercado para la búsqueda del equilibrio hacia la alta. La reciente concepción del EIA sobre de los precios para el crudo de petróleo, aun refleja una noción futura aceptable de los precios de los combustibles. Solo se introducen a las proyecciones del AEO 2014, los parámetros del STEO para los años 2015 y 2016, de 58 y 75 $ por barril, sin alterar totalmente el pronóstico publicado.

Por lo cual propone para el escenario medio o moderado de energía eléctrica, se considere la variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil). Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de precios bajos del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el High Price (Anexo I-3, Cuadro No. 1).

INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO

Con la puesta en servicio en el año 2009, de la S/E Changuinola 230/115/34.5 kV, se integró la provincia de Bocas del Toro al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A la fecha el servicio eléctrico de la provincia era atendido por dos empresas: Bocas Fruit Company (BOFCO) y EDECHI S.A. – Petroterminales de

[66] STEO: Short Term Energy Outloook, Análisis de corto plazo de los elementos energéticos del EIA.

Panamá. La primera atiende el distrito de Changuinola, y la segunda los distritos de Bocas del Toro y Chiriquí Grande.

Al no tener el área agregada de BOFCO, un agente especifico de distribución del SIN, se incorporó temporalmente la carga como nueva dentro del Modelo de Demanda. La carga correspondiente a dicha región, se simula como demanda adicional dentro del sector de consumo denominado "Bloque", a partir del año 2009.

La Empresa Bocas Fruit Co. (BOFCO), fue un enclave de producción de banano de exportación, donde la empresa fue responsable desde hace décadas, no solo de la autogeneración de electricidad para el consumo de sus actividades agroindustriales, sino también del suministro total a nivel de distribución de gran parte del área económica de esta zona aislada, dada su calidad de enclave.[67]

Para la estimación del consumo a conectarse en la S/E Changuinola, en el año 2009 se utilizaron los datos suministrados al CND por BOFCO,[68] y en primera instancia los datos de la Empresa Petroterminales de Panamá, S.A. (PTP), Empresa localizada en la zona y dedicada al transbordo transoceánico de crudo de petróleo, con el fin de bombear el crudo de la terminal atlántica a la terminal de Charco Azul, en el océano Pacifico. La solicitud consiste en conectar el SIN a su sistema de bombeo en el área de Chiriquí (S/E) Cañazas, con un requerimiento de hasta 200 GWh anuales. Esta última carga atendida anteriormente por su propio sistema de autogeneración.

En el año 2010, a partir del mes de marzo, PTP dejó de ser un Gran Cliente, haciéndose cargo de su demanda y energía, la distribuidora EDECHI, por lo cual a partir de este año no suma a los aportes del segmento Bloque dentro del Modelo de Consumo. Como resultado de esta condición, el CND modifica a partir del mes de julio de 2010 las demandas máximas y coincidentes del sistema. [69]

A partir de abril del año 2011 el Gobierno Nacional garantiza la continuación del servicio eléctrico en las áreas, anteriormente servida por BOFCO, a través del sistema de interconectado nacional, asumiendo la compra de los activos del sistema de distribución y comercialización a terceros de energía eléctrica a la sociedad Bocas Fruit Co. LLXC (BOFCO). La prestación de este servicio, inclusive la modernización de la red de electrificación quedo a cargo de la Oficina de Electrificación Rural (EOR), una vez fueron adquiridos los activos de BOFCO.[70]

[67]BOFCO, vendía sus excedentes de energía a la población área, en virtud de la autorización de su Contrato Ley, En el año 1997, la ASEP, en consideración de la Ley 6, por medio de la Resolución JD-1242 insto a la empresa frutera a mantener el servicio eléctrico a la población, hasta que se implementara una concesión de distribución. No es hasta el año 2010, que el Estado toma la decisión de adquirir los activos eléctricos de BOFCO, para cederlos a una futura concesión administrativa de distribución, en el año 2013, cuando se cumple el plazo para la convocatoria del proceso de competitivo de libre concurrencia.

[68]Plan Indicativo de Demanda

[69]Mediante las notas AES-GME 60-10- del 15 de julio de 2010, AES-GME 62-10- del 22 de julio de 2010, AES-GME 65-10- del 10 de agosto de 2010, la Empresa AES PANAMA como representante de Bocas Fruit CO., entregó al CND consumo de energía, curvas típicas y las proyecciones de demanda, factor de carga y demanda máxima, del 2011 al año 2031.

[70] La prestación del servicio eléctrico de los distritos de Chiriquí Grande y Bocas del toro están registrados dentro de los registros d demanda y entrega de energía de EDECHI.

Con el fin de no incluir ruidos innecesarios al Modelo de Regresión PREEICA, el consumo correspondiente al área de Bocas del Toro, que se registra como Gran Cliente, como bloque consumo bajo la denominación de la OER.

Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento de esta previsión, resultante de los contratos de suministro respectivos. Con respecto al escenario optimista, se establece un incremento adicional de 5% a las previsiones de BOFCO, a partir del año 2015, a efecto de una potencial expansión económica de la Provincia de Bocas del Toro, que impulse positivamente un sostenido desarrollo regional. [71] Adicionalmente, se estableció un escenario pesimista para efectos comparativos, el cual considera una contracción anual de 2.5% de la demanda de BOFCO, a partir del año 2015.

Con la demanda prevista de AES-BOFCO, el consumo de energía de la provincia de Bocas del Toro a atender por el SIN, se incrementa en periodo evaluado de 22.5, 34.8 y 19% en los escenarios Moderado, optimista y pesimista respectivamente. La diferencia en el consumo eléctrico entre el esenario moderado - optimista y moderado – pesimista son de +10 y -3 GWh al final del periodo de referencia, año 2029, o sea entre un 10% y un -2.5%. A la fecha de entrega del presente informe, se tiene conocimiento de un cambio reciente en la caracterización futura del bloque de demanda, Integración de la Provincia de Bocas del Toro, BOFCO.[72]

Con la demanda prevista de AES-BOFCO, el consumo de energía de la provincia de Bocas del Toro a atender por el SIN, se incrementa en el periodo evaluado de 22.5, 34.8 y 19.4% respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista. La diferencia en consumo eléctrico entre el escenario moderado y optimista y el escenario pesimista son de + 10 y - 3 GWh al final del periodo de referencia, año 2029, o sea entre un 10% y – 2.5%.

En el Anexo I-3, Cuadro No.20, se presentan las tablas de pronóstico para la carga de la Provincia de Bocas del Toro, en el periodo 2011-2029.

[71] Consecuente con la reciente disponibilidad del fluido eléctrico confiable, con precios de la electricidad adecuados, de recursos naturales de la región y de los impactos de un desarrollo del “turismo estacional y residencial”,

[72] Por Nota de OER, se le informo al CND-ETESA, que apartir del 2015 el suministro de energía prestado por la OER, seria operado por EDECHI. A la fecha de entrega del presente informe (Marzo 2015) no se tiene confirmación del perfeccionamiento y puesta en marcha de este trámite. Referencia: Nota OER/464-2013, con fecha del 28 de agosto de 2014.

AÑO	BOFCO			ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	Pronostico AES - BOFCO			Σ BOFCO		Ajuste BOFCO + 10%		Ajuste BOFCO -2. 5%	
	MWH	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2009	23112.63								
2010	75,136.1	**75.14**		**75.1**		**75.1**		**75.1**	
2011	70,992.6	**70.99**	-5.51%	**71.0**	-5.51%	**71.0**	-5.51%	**71.0**	- 5.51
2012	78,543.5	**78.08**	9.99%	**78.1**	9.99%	**78.1**	9.99%	**78.1**	9.99
2013	81,466.1	**83.47**	6.89%	**83.5**	6.89%	**83.5**	6.89%	**83.5**	6.89
2014	82,688.1	87.15	4.42%	**87.2**	4.42%	**87.2**	4.42%	**87.2**	4.42
2015	83,928.4	83.93	-3.70%	83.9	-3.70%	88.1	1.11%	81.8	- 6.11
2016	85,292.1	85.29	1.62%	85.3	1.62%	89.6	1.62%	83.2	1.62
2017	86,571.5	86.57	1.50%	86.6	1.50%	95.2	6.33%	84.4	1.50
2018	87,870.1	87.87	1.50%	87.9	1.50%	96.7	1.50%	85.7	1.50
2019	89,188.1	89.19	1.50%	89.2	1.50%	98.1	1.50%	87.0	1.50
2020	90,526.0	90.53	1.50%	90.5	1.50%	99.6	1.50%	88.3	1.50
2021	93,609.0	93.61	3.41%	93.6	3.41%	103.0	3.41%	91.3	3.41
2022	93,749.4	93.75	0.15%	93.7	0.15%	103.1	0.15%	91.4	0.15
2023	95,507.6	95.51	1.88%	95.5	1.88%	105.1	1.88%	93.1	1.88
2024	97,299.1	97.30	1.88%	97.3	1.88%	107.0	1.88%	94.9	1.88
2025	99,124.6	99.12	1.88%	99.1	1.88%	109.0	1.88%	96.6	1.88
2026	100,984.9	100.98	1.88%	101.0	1.88%	111.1	1.88%	98.5	1.88
2027	102,883.4	102.88	1.88%	102.9	1.88%	113.2	1.88%	100.3	1.88
2028	104,817.6	104.82	1.88%	104.8	1.88%	115.3	1.88%	102.2	1.88
2029	106,788.2	106.79	1.88%	106.8	1.88%	117.5	1.88%	104.1	1.88
Tasa Anual			*1.36%*	*22.5%*	*1.36%*	34.78%	*2.01%*	19.47%	*0.99%*

TABLA 1. 22 - PRONÓSTICO PARA LA CARGA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO.

MEGA PROYECTOS

En los últimos años, se incentivan y desarrollan algunos proyectos, que dada la magnitud de los recursos que insumen ante el tamaño e nuestra economía, son considerados como Mega Proyectos. Estos al igual que requieren de altos montos de inversión, cantidades inusuales de mano de obra, tecnología no tradicional, por lo general son de consumos intensivos de energía eléctrica, en la que se destaca entre otros la Ampliación del Canal de Panamá, la construcción del Tercer juego de Esclusas.

Dado el impacto que proyectos de esta magnitud tienen en el suministro futuro de la energía eléctrica, requieren de un mayor análisis. Los mismos pueden ser divididos entre proyectos incentivados y desarrollados en la esfera estatal y proyectos de índole totalmente privados.

Dentro del segundo grupo tenemos proyectos de desarrollo integrales de nuevas urbanizaciones a lo largo del país, en Islas de Punta Pacifica, en Chitré, Archipiélago de las Perlas, etc. El desarrollo de nuevos centros comerciales y de negocios especiales como “Aerópolis”, el desarrollo de minas para la extracción de minerales metalizados, que requieren de enclaves de explotación, el cual será analizado en detalle.

El posible impacto de los requerimientos de carga puntuales de algunos proyectos mencionados en el informe, pero que aún no son considerados en detalle en el presente pronóstico de la energía eléctrica 2015-2029 de energía y demanda, sean estales o privados. Sus posibles requerimientos de energía y potencia, son considerados dentro de la regresión del Modelo de Proyección PREEICA. En especial requerimientos energéticos que se diluyen más allá del periodo crítico 2014 -2017, ya que se supone que las ecuaciones de regresión de los sectores comercial e industrial, fundamentadas en los promisorios pronósticos del PIB, implícitamente absorben estos posibles requerimientos.

MEGA PROYECTOS ESTATALES

Desde la proyección de energía eléctrica del PESIN 2011-2025, se incluyen los consumos intensivos de energía eléctrica, de magnas obras en desarrollo por parte del Estado, en la que se destacan entre otros la Ampliación del Canal, el proyecto integral de Saneamiento de la Bahía, la implementación de un sistema de Transporte Masivo en la Ciudad de Panamá (METRO), Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumén. [73] Proyectos, que se encuentran en diferentes niveles de ejecución y de los mismos, solo el primero tiene garantizado con la ACP el suministro de su carga, por lo cual los requerimientos directos de energía de este proyecto no han de ser considerados en el pronóstico.

Por el contrario, los futuros requerimientos de energía eléctrica de los proyectos de tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (2013), del Metro (2014) y de la expansión del aeropuerto internacional, que por ser puntuales no serían considerados en la regresión del Modelo, son incorporados al Pronóstico de energía, dentro del segmento Bloque. En consideración al impacto en el sistema de estos requerimientos eléctricos, y por la conveniencia operativa del modelo de pronósticos.

En el documento de Estudios Básicos, Pronósticos 2011–2025 se resumieron estos proyectos, con la mejor estimación a la fecha, de los probables inicios de operación y de un estimado de carga que los mismos requerirán del Sistema Interconectado en el periodo de estudio. Los datos relevantes de esta información son agregados en este informe.

Por otro lado, en el periodo se han mencionado otros grandes proyectos de índole gubernamental, que a la fecha de edición de este informe, los mismos no estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, un segundo grupo, que por sus características específicas, la implementación de sus operaciones no tiene implicaciones significativas sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica. Un tercer grupo conformado por obras que luego de terminadas requerirán de significativas carga para su operación, pero por carecer de información en detalle, estas cargas respectivas, aun no son consideradas aisladamente, en este informe.

Pertenecientes a ese primer grupo tenemos la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la nueva Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá, conformados por un conjunto de edificios con grandes equipos de refrigeración e instalaciones intensivas en consumo eléctrico, que pueden incrementar significativamente la carga, desde el inicio de operaciones. Proyectados los mismos, para el área cercana al Canal y que de acuerdo a un programa gubernamental anterior deberían estar en operación a fines del año 2015, no son considerados. [74]

[73] Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, Diciembre del 2009.

[74] A la fecha no existe un plan en firme sobre la terminación del complejo, mucho menos de los requerimientos de energía eléctrica.

A la fecha, de elaboración de este informe, aun no se tiene disponible detalle alguno que permita definir sus respectivos requerimientos de energía eléctrica, para agregar al Pronóstico como consumos adicionales, por lo cual es de esperar que estos requerimientos específicos sean absorbidos por la proyección del segmento gubernamental.

En el segundo grupo se ubican aquellos proyectos de alta inversión, pero que por sus características implícitas no implican para su operación el requerimiento de significativas cantidades de energía eléctrica, como son las nuevas fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de las diversas obras de la nueva viabilidad para el tránsito de la Ciudad de Panamá, última fase del corredor Norte, Vía Panorámica Howard – Campana, un Tercer puente sobre el Canal y otras obras propuestas a nivel de perfil.

El tercer grupo conformado por algunos proyectos públicos como el desarrollo de la Cadena de Frio, Construcción de los nuevos Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Chiriquí, Colon y Coclé, no presentan una proyección de operaciones futuras que permitan estimar los requerimientos energía y potencia con algún grado de precisión.

Sobre el proyecto de la nueva ciudad gubernamental, es necesario hacer un aparte especial, ya que aunque el proyecto supero la etapa de conceptualización y que el Gobierno Nacional se encuentra en busca de los financiamientos que permitan su implementación, dentro del periodo de corto plazo de los pronósticos, años 2014-2017, no será considerado, para la entrega de una energía incremental por parte del sistema. La razón es simple, no es una demanda nueva, sino la sustitución y/o centralización en un solo punto, de carga actual dispersa a través de la ciudad.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

El 8 de Agosto de 2013, se realizó la inauguración oficial de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales. El proyecto Saneamiento de la Ciudad y la Bahía de Panamá es un proyecto de Estado, realizado en varias administraciones gubernamentales, que ha sido diseñado para solucionar el problema de las aguas residuales de la ciudad capital, que hoy día son vertidas a las quebradas, ríos y otros afluentes; causando contaminación ambiental y riesgos de salud para la población.

Este proyecto, esta detallado en todas sus partes en el informe de Estudios Básicos 2011-2025. Por lo cual solo se agregaran las cifras pertinentes.[75]

CONSUMO DE ENERGIA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO DEL SISTEAMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA
En kWh

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	TOTAL
2014	5,392,000	3,875,000		12,165,000				21,432,000
2015	5,494,000	3,949,000		12,165,000	10,228,000		5,054,000	36,890,000
2016	5,596,000	4,022,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,119,000
2017	5,692,000	4,095,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,288,000
2018	5,800,000	4,169,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,470,000
2019	5,902,000	4,242,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000		5,054,000	42,645,000
2020	6,004,000	4,315,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	47,874,000
2021	6,106,000	4,388,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,049,000
2022	6,208,000	4,461,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,224,000
2023	6,309,000	4,535,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,399,000
2024	6,411,000	4,608,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,574,000
2025	6,614,000	4,681,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,850,000
2026	6,614,000	4,754,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	48,923,000
2027	6,716,000	4,827,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,098,000
2028	6,817,000	4,900,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,272,000
2029	6,919,000	4,972,000	5,054,000	12,165,000	10,228,000	5,054,000	5,054,000	49,446,000
TOTAL	101,239,000	72,594,000	70,756,000	201,939,000	153,420,000	53,948,222	75,810,000	859,259,333

TABLA 1. 23 - CONSUMO DE ENERGÍA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO DEL SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHÍA.

[75] Las cifras de demanda eléctrica y consumo de energía eléctrica de las estaciones de bombeo y de la PTAR, han sido ajustadas de acuerdo a información reciente entregada por ENSA.
Nota DI-ADM-040-2015 DEL 28 de enero del 2015

CONSUMO ELECTRICO DE ESTACIONES DE BOMBEO DE LAS AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PAITILLA	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.6	6.6	6.7	6.8	6.9
BOCA LA CAJA	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.9	5.0
RIO ABAJO	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
MATIAS HERNANDEZ	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
JUAN DIAZ	0.0	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
CUADA RADIAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
TOCUMEN	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
TOTAL	21.4	36.9	42.1	42.3	42.5	42.6	47.9	48.0	48.2	48.4	48.6	48.9	48.9	49.1	49.3	49.4

TABLA 1. 24 - CONSUMO DE ENERGÍA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO DE LAS AGUAS RESIDUALES

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)																
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ENERGIA	15.5	25.6	40.9	40.9	40.9	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1

TABLA 1. 25 - CONSUMO ELÉCTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En consecuencia de los requerimientos de energía totales del Proyecto del Saneamiento de la Bahía, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2014-2029, por operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en la siguiente tabla.

CONSUMO DE ENERGIA EN EL PROYECTO DEL SANAEAMIENTO DE LA BAHIA

En GWh

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2014	21.4	15.5	36.9
2015	36.9	25.6	62.4
2016	42.1	40.9	83.0
2017	42.3	40.9	83.2
2018	42.5	40.9	83.4
2019	42.6	51.1	93.8
2020	47.9	51.1	99.0
2021	48.0	51.1	99.2
2022	48.2	51.1	99.3
2023	48.4	51.1	99.5
2024	48.6	51.1	99.7
2025	48.9	51.1	100.0
2026	48.9	51.1	100.0
2027	49.1	51.1	100.2
2028	49.3	51.1	100.4
2029	49.4	51.1	100.6
TOTAL	719	1,033	1,771

TABLA 1. 26 - CONSUMO DE ENERGÍA EN EL PROYECTO SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

La Planta de Tratamiento de Aguas Residuales PTAR, entro en funcionamiento de pruebas en el mes de mayo 2013 y durante ese periodo inicio recibiendo aproximadamente hasta 1,800 litros por segundo de aguas residuales que antes se vertían a los ríos Matías Hernández y Matasnillo. En estos ríos, la apariencia del agua y el olor percibido en sus alrededores ya ha mejorado

notablemente. Este Proyecto de Saneamiento continuará sus esfuerzos para seguir conectando al sistema las colectoras y redes que permitirán que más áreas de la ciudad sean saneadas.

Con la conexión al sistema de saneamiento, del Interceptor Costero, que recoge aguas residuales que se vertían a la Bahía en el área de la Avenida Balboa. También se conectarán las colectoras de Ríos Abajo, Tapia y Tocumen, para conducir las aguas servidas de esas áreas hasta la referida planta de tratamiento.

A la fecha, el proyecto trata 2.2 metros cúbicos de aguas residuales por segundo, instalados los tres módulos del proyecto, se proyecta alcanzar una capacidad de 6.6 m3/s de aguas residuales tratadas.

Además, este Ministerio está en el proceso de contratación para la construcción de las colectoras Curundú y Juan Díaz, obras de mejoramiento para las áreas del Río Matasnillo, quebrada La Iguana, Paitilla, Punta Pacifica que en conjunto permitirán que se culmine la Primera Etapa de este mega proyecto.

Adicionalmente, se planifica el diseño y ejecución de las etapas subsiguientes del Proyecto de Saneamiento de la Ciudad y la Bahía de Panamá.

Obras en proceso de ejecución y/o contratación de construcción:

- Construcción de las Redes de Alcantarillado de San Miguelito (Segunda Etapa) en construcción.
- Construcción de la Colectora Curundú y Obras de Saneamiento de Matasnillo. Estudios previos y licitación.
- Construcción de la Colectora Juan Díaz (Segunda Etapa). Estudios previos y licitación

Con la construcción de la colectora de Curundú, la segunda etapa de la colectora de Juan Díaz, la colectora de la quebrada La iguana, equivalentes a 50 km de la red que se sumaran a los 82 km ya instalados. En total serán ocho colectoras y 140 km de redes de alcantarillado sanitario.

Este 10 % pendiente de obras del proyecto, tiene como meta concluir en el año 2017.

TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

Al igual que el mego proyecto anterior el Sistema Masivo de transporte de la ciudad de Panamá, "Metro", se encuentra detallado en los Estudios Básicos 2011-2025. En un inicio la Secretaria del Metro (SMP), mantuvo como metas previas de su Plan Maestro, la implementación en su totalidad de la Línea 1, al inicio del año 2014, completando la construcción adicional de los 2 km., de la segunda fase de la Línea 1, (Tramo San Isidro- Los Andes), en el año 2015.[76] A continuación del plan, la Secretaria pretendía poner en operaciones, a inicios del año 2018, los 19 km. de la primera fase de la Línea 2 (Tramo La Doña - San Miguelito) con sus respectivas estaciones de abordaje, con lo cual permitiría el acceso expedito y cómodo de una gran porción de la población de las comunidades del extremo este de la ciudad, al centro y oeste de la ciudad, con punto final de llegada la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación enlace de San Miguelito.[77]

En la actualidad los tiempos planeados de los mega-proyectos de Estado, se han modificado, en razón de la necesaria revisión de prioridades, de la evaluación de los recursos disponibles y la estabilización de la deuda externa, por parte de la nueva dirección gubernamental del país. Aunque, la imperiosa necesidad del transporte masivo, para el área este de la ciudad, forzó la reprogramación inmediata de la construcción del viaducto de la fase 1 de la Línea 2 y sus estaciones de abordaje, proyecto que se encuentra en la etapa de licitación y adjudicación, para el primer cuatrimestre del año 2015.

Dada la experticia adquirida por los contratistas de ejecución de las obras, de la empresa de inspección de la construcción, inclusive de los obreros de construcción nacionales que participaron de la implementación de la Línea 1 y a la ausencia de obras subterráneas, de esta fase del Metro se espera que la Fase 1 de la Línea 2 pueda estar finalizada en noviembre del 2018 y en operación, a principios del año 2019, un periodo de cuatro años.[78]

Además, el nuevo gobierno, solicito a la Secretaría del Metro de Panamá (SMP), el trazado preliminar de una nueva extensión de Línea 1 del Metro, que iría desde San Isidro hasta Villa Zaíta, en el corregimiento de Las Cumbres, al norte de la ciudad. Un nuevo tramo de extensión de 2.5 kilómetros aproximadamente con una nueva subestación terminal, de la Línea 1. De implementarse esta nueva fase, la línea ferroviaria contaría con una extensión cerca a los 18 kilómetros de extensión y estaría compuesta por una estación elevada adicional, lo que haría

[76] La extensión de la Línea 1, un tramo de 2.1 kilómetros, que tendrá un costo de 181.4 millones de dólares, recibió orden de proceder a partir del 3 de octubre del 2014.

[77] Con respecto a la línea 2 del metro, la Secretaría del Metro de Panamá informó en diciembre del 2013, que ya se empezaron a hacer los términos de referencia para los estudios de esa línea, la se espera licitar en el 2014, lo que adelantaría su operación en dos o tres años, probablemente año 2017.Escenario AD.

[78] Los términos de la licitación es por 42 meses, con la posible orden de proceder en antes de junio del presente año, año 2015.

un total de 16 estaciones. La aprobación final y presupuesto del proyecto de extensión adicional a la Línea 1, deben ser determinados por el Gobierno.

Por otro lado la línea 3 del SMP, planeada como acceso que va desde la Terminal de Albrook hasta La Chorrera, ya se encuentra en la etapa final de estudio, por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), encargada de realizar el estudio de factibilidad para su construcción.[79] La cooperación para el estudio, así como un posible y módico financiamiento del total de las obras de esta Línea del SMP, por parte del gobierno japonés, siempre y cuando sean intereses japoneses lo que ejecuten las obras.

En paralelo la SMP colabora con la Autoridad del Canal de Panamá, encargada de hacer los estudios del cuarto puente vial sobre el Canal, ya que, para lograr la conectividad del sistema férreo con el sector oeste de la ciudad, la tercera línea requerirá de un paso férreo doble sobre la estructura que se construya.

Bajo un análisis conservador, el gobierno actual considera que las obras mencionadas de la Línea 3 del SMP, se pueden completar sin contratiempos en un lapso de seis años, luego de la orden de proceder, dentro del periodo de análisis de la presente proyección de demanda eléctrica, años 2015-2029, por lo cual sería de interés agregar la carga originada por esta expansión del transporte masivo urbano, a los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

Un elemento adicional a considerar en la proyección de la demanda y consumo de energía del sistema masivo de transporte de la Ciudad de Panamá, es la posible conexión de la Línea 2, estación UTP (Tocumen) – Aeropuerto Internacional de Tocumen, denominada Extensión 2 de la Fase 2 de línea 2, comprende una extensión de viaducto férreo de 3 kms, y una estación terminal. Esta nueva facilidad, de un metro ligero de tres carriles, permitiría el acceso de los empleados y usuarios del aeropuerto al sistema masivo de transporte metropolitano. Esta extensión tendría su estación de acceso junto a la nueva Terminal Sur, actualmente en construcción.

Los beneficios de esta conexión al sistema Metro, para la operación aeroportuaria, facilitando un nuevo modo del acceso a las instalaciones del terminal aéreo, reduce la necesidad de espacios para estacionamientos, mejora el uso de la viabilidad dentro y en las cercanías de las instalaciones aeroportuarias, son más que suficientes para que la AIT, luego de finalizadas las principales obras de la expansión aeroportuaria, este anuente a financiar esta conexión al sistema de transporte masivo.

Seguramente es de esperar que se inicien en poco tiempo las obras para completar La línea 2, Fase San Miguelito – Hotel Miramar, luego de finalizada la fase 1. Obras que por la experticia adquirida, considerando su complejidad y extensión aproximada del viaducto férreo de por lo menos 8 Kms, la mitad de la distancia probablemente ha de ser soterrada, junto a la construcción de 6 nuevas estaciones.

[79] La Secretaría del Metro de Panamá informó que ya se firmó el acuerdo con la agencia para los alcances de este estudio.

Siendo optimistas estas obras podrían realizarse en un plazo de 36 meses, con entrada en operación en el año 2020. Aunque, no se tiene información precisa de esta Línea, pero con base en los kilómetros de Línea de construcción férrea, 8 Km y la necesidad de construir 5 nuevas estaciones de paso y una estación terminal en la Avenida Balboa, considerando tres de ellas de tipo soterradas, por su inserción al centro urbanístico de la ciudad de Panamá. Los estimados de los requerimientos de potencia de 5.0 a 6.6 MW adicionales en el horizonte de la proyección, año 2029.

ESCENARIO MODERADO

En vista que el reciente escenario de desarrollo del SMP se convierte en el nuevo escenario conservador del Plan Maestro del Transporte Masivo, el cual comprende la operación completa de la Línea 1 Albrook – Los Andes, desde agosto del año anterior, 2014. A continuación la entrada en operación de la fase 2 Los Andes –San Isidro, así como la entrada en operación de la nueva subestación soterrada del Ingenio, en el primer semestre del 2015,. Para el año 2020 se tiene la construcción y operación de la fase 1 de la Línea 2 La Doña -San Miguelito y a continuación completar la extensión 1 de la Fase 1 de la Líneas 2, La Doña – Felipillo de en el año 2022, para el aprovechamiento de la economía de escala, ya que se encontrarían equipos y personal ociosos del contratista, disponible para la extensión de la Línea.

El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación de Fase 2 de la Línea 2, San Miguelito – Hotel Miramar (Ave. Balboa), a inicios del año 2023. Con el fin, de sacar los mayores réditos posibles de la cobertura espacial del sistema masivo de transporte, la AIT construirá y pondría en servicio la conexión de metro ligero Estación UTP-Aeropuerto en el año 2024.

Inicialmente este plan en ejecución del servicio del Metro de la Cuidad de Panamá, para operar la Línea 1, requería de 10 a 13 MW, en el periodo de estudio, 2014-2029. Incluye el inicio de operaciones en el año 2015, de una nueva subestación soterrada, El Ingenio a mitad de la Línea 1.

La incorporación de la fase 2 de la Línea 1, comprende la operación una nueva y más grande estación terminal al final de la Línea 1, Estación de San Isidro y la extensión de aproximadamente 2 kms de Línea. Por lo que se estima una demanda adicional de aproximadamente 1.2 MW, para el año 2015, que progresivamente alcanzara en el año 2029 un parámetro de 1.5 MW.

De la implementación de la primera fase de la Línea 2, la demanda se incrementa inicialmente en 12 MW, al año 2021 creciendo a 15 MW,[80] en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, año meta para completar el escenario inicial de movilización total del transporte urbano en la ciudad de Panamá. Plan que contemplaba, además de la construcción de la segunda

[80]Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en correspondencia a una operación longitudinal de 22 Km., mayor a la Línea 1 y la construcción de una nueva estación terminal adicional a otras 14 estaciones de abordaje.

fase de la Línea 2 y la Línea 4 al año 2035, la construcción y operación del monorriel en la línea 3.

En resumen el escenario conservador, se fundamenta en el programa a largo plazo del SMP, conceptualizado originalmente en el Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá. La fase 2, de la Línea 1 Los Andes –San Isidro en el primer trimestre del 2015, la fase 1 de la Línea 2 La doña –San Miguelito, en el año 2019, la extensión de las línea 2 La Doña – Felipillo en el año 2020; La fase 2 de la línea 2 para el año 2023, en conjunto con la construcción por la AIT de la conexión UTP –Aeropuerto .En el horizonte del estudio del pronóstico 2015-2029, se estima una demanda máxima del SMP, en un escenario conservador del año 2029 de 34 MW.

Los requerimientos en potencia del Escenario Moderado o Conservador:

DEMANDA POTENCIAL DEL METRO DEMANDA MAXIMA ESPERADA ESCENARIO CONSERVADOR POTENCIA (MW)							
Año	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	Línea 2, F 1 Ext	Línea 2, F 2	ínea 2, F 2 Ext	TOTAL
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	
2014	9.6						9.6
2015	10.1	1.2					11.3
2016	10.6	1.3					11.8
2017	10.7	1.3					12.0
2018	10.8	1.3					12.1
2019	10.9	1.3	10.5				22.7
2020	11.4	1.4	11.0	1.2			25.0
2021	12.0	1.4	11.1	1.3			25.8
2022	12.1	1.4	11.2	1.3			26.1
2023	12.3	1.4	11.8	1.3	5.0		31.7
2024	12.4	1.4	11.9	1.3	5.3	1.0	33.3
2025	12.5	1.4	12.0	1.3	5.3	1.1	33.6
2026	12.6	1.4	12.2	1.3	5.4	1.1	34.0
2027	12.8	1.4	12.3	1.3	5.4	1.1	34.3
2028	12.9	1.5	12.4	1.3	5.5	1.1	34.6
2029	13.0	1.5	12.5	1.4	5.5	1.1	35.0

TABLA 1. 27 - DEMANDA POTENCIAL DEL METRO – ESC. CONSERVADOR

Los registros estimados para el escenario conservador, se basan en expectativas realistas, en la disponibilidad de los recursos para su implementación y con una alta probabilidad de ejecución en el tiempo. Las cuales consisten en implementar las fases programadas del Metro, de acuerdo al cronograma establecido. Que consisten en la continuación de las siguientes fases de implementación de las obras, de acuerdo al programa planteado en la Tabla 1.26. [81] Este escenario

[81] Los ejecutivos del Metro de Panamá, mencionan el adelantamiento al año 2017 de la implementación de la Línea 2. Con respecto a la fase 2 de Línea 2, queda pendiente a los resultados de las primeras fases y estado financiero futuro de la economía nacional.

conservador es representativo del consumo del Transporte Masivo par los pronósticos Moderado y Pesimista del modelo.

ESCENARIO DEMANDA ALTA

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, se considera que de mantenerse las actuales expectativas favorables para el escenario conservador, es posible pensar que ante la entrada en operación de la fase 1 de la Línea 2, en el año se impulse de inmediato la construcción de extensión de la fase 1 de la Línea 2, La Doña – Felipillo, para aprovechar la economía de escala, gracias a los ahorros que se crean en la continuación de obras similares, con equipo que va quedando ocioso al término de etapas anteriores de las obras principales del contrato, Fase1 Línea 2. De manera que esta fase y su extensión estén completas y en operación en el mismo año 2019.

Otro elemento a considerar en el escenario de Demanda Alta, proviene de la posible presión socio política, de parte de los potenciales usuarios provenientes del área este de la ciudad, en asocio con la masa de trabajadores de construcción cesantes, luego de terminadas las principales obras de la Ampliación del Canal y de otras mega obras estatales, para que se inicien antes del año 2018 las obras de la Fase 2 de la Línea 2, inmediatamente entren en operación las instalaciones de la fase 1 de la Línea 2, a medida que no hayan en ejecución más mega obras estatales. Por lo cual se puede esperar que estas instalaciones pueden estar en operación a más tardar en el año 2021.

Los requerimientos en potencia del escenario de Demanda Alta:

DEMANDA POTENCIAL DEL METRO DEMANDA MAXIMA ESPERADA ESCENARIO DE DEMANDA ALTA POTENCIA (MW)								
Año	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	.ínea 2, F 1 Ext	Línea 2, F 2	Línea 2, F 2 Ext 2	Linea 3 F1	TOTAL
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	
2014	9.6							9.6
2015	10.1	1.2						11.3
2016	10.6	1.3						11.8
2017	10.7	1.3						12.0
2018	10.8	1.3						12.1
2019	10.9	1.3	10.5	1.2				23.9
2020	11.4	1.4	11.0	1.3				25.1
2021	12.0	1.4	11.6	1.3	5.0	1.0		32.3
2022	12.1	1.4	11.7	1.3	5.3	1.1		32.9
2023	12.3	1.4	12.3	1.3	5.3	1.1		33.6
2024	12.4	1.5	12.4	1.3	5.4	1.1		34.0
2025	12.5	1.5	12.5	1.3	5.4	1.1		34.3
2026	12.6	1.5	12.6	1.3	5.5	1.1		34.7
2027	12.8	1.5	12.8	1.3	5.5	1.1		35.0
2028	12.9	1.5	12.9	1.4	5.6	1.1		35.4
2029	13.0	1.5	13.0	1.4	5.6	1.1		35.7

TABLA 1. 28 - DEMANDA POTENCIAL DEL METRO – ESC. DEMANDA ALTA

En este punto debemos mencionar, que en ambos escenarios el moderado y de alta demanda no se consideran por igual los requerimientos energéticos de la entrada en operación de la Línea 3, un monorriel Albrook – Arraiján (Ciudad del Futuro), no más tarde del año 2021. El proyecto tiene el apoyo total de la Agencia de Desarrollo del Estado de Japón (JAICA), la cual ha comprometido un financiamiento benévolo y de largo plazo.

Aunque, se tiene certeza casi total que la Línea 3, para una conexión cómoda, rápida, segura y económica de los habitantes de las comunidades al oeste del canal de Panamá con las terminales de transporte urbano y del sistema de Metro de la Cuidad Capital, se llevara a cabo en los próximos años. El nivel incipiente de los estudios de la Línea 3 del metro, no permite por el momento incluir los potenciales requerimientos eléctricos de este futuro servicio de transporte, consumidor intensivo de energía, en el presente informe de demanda. Estas cantidades no cuantificadas aun, agregaran por igual presión en los escenarios futuros de demanda de la energía eléctrica.

En el cuadro siguiente se presentan los cálculos estimados de consumo en energía por el propuesto transporte masivo METRO, en ambos escenarios.

CONSUMO ESTIMADO DEL SMP SEGÚN ESCENARIO DE DEMANDA

AÑOS	ESCENARIO CONSERVADOR						ESCENARIO DEMANDA ALTA					
	DEMANDA MAXIMA MW	Consumo Anual días Laborables MWh	Consumo Anual días sabados MWh	Consumo Anual días Domingo MWh	Consumo Anual días de asueto MWh	Consumo Anual MWh	DEMANDA MAXIMA MW	Consumo Anual días Laborables MWh	Consumo Anual días sabados MWh	Consumo Anual días Domingo MWh	Consumo Anual días de asueto MWh	Consumo Anual MWh
2014	9.6	14,143	2,246	1,997	461	18,847	9.6	14,143	2,246	1,997	461	18,847
2015	11.3	39,884	6,335	5,631	1,299	53,149	11.3	39,884	6,335	5,631	1,299	53,149
2016	11.8	41,878	6,652	5,913	1,364	55,807	11.8	41,878	6,652	5,913	1,364	55,807
2017	12.0	42,297	6,718	5,972	1,378	56,365	12.0	42,297	6,718	5,972	1,378	56,365
2018	12.1	42,720	6,785	6,031	1,392	56,928	12.1	42,720	6,785	6,031	1,392	56,928
2019	22.7	80,273	12,750	11,333	2,615	106,971	23.9	84,516	13,424	11,932	2,754	112,626
2020	25.0	88,529	14,061	12,499	2,884	117,974	25.1	88,742	14,095	12,529	2,891	118,257
2021	25.8	91,204	14,486	12,877	2,972	121,538	32.3	114,215	18,141	16,125	3,721	152,203
2022	26.1	92,116	14,631	13,005	3,001	122,753	32.9	116,161	18,450	16,400	3,785	154,796
2023	31.7	112,213	17,823	15,843	3,656	149,534	33.6	118,925	18,889	16,790	3,875	158,479
2024	33.3	117,578	18,675	16,600	3,831	156,684	34.0	120,114	19,078	16,958	3,913	160,064
2025	33.6	118,895	18,884	16,786	3,874	158,439	34.3	121,316	19,269	17,128	3,953	161,665
2026	34.0	120,084	19,073	16,954	3,912	160,023	34.7	122,529	19,462	17,299	3,992	163,282
2027	34.3	121,285	19,264	17,124	3,952	161,624	35.0	123,754	19,656	17,472	4,032	164,914
2028	34.6	122,497	19,457	17,295	3,991	163,240	35.4	124,992	19,853	17,647	4,072	166,563
2029	35.0	123,722	19,651	17,468	4,031	164,872	35.7	126,241	20,051	17,823	4,113	168,229

TABLA 1. 29 - CONSUMO ESTIMADO DEL SMP – SEGÚN ESCENARIO DE DEMANDA

Para el estimado energético se utilizó una mecánica basada en el uso del transporte propuesto, en primer lugar se determinó un perfil de carga horaria, por días laborables, sábados, domingo y en consideración a los tradicionales días de asueto del país. Con lo cual se definió, el monto de energía anual que este proyecto demandaría al SIN, en un escenarios alternativos, conservador y de alta demanda, desde el año 2015 al año 2029.

En el cuadro siguiente se resumen los requerimientos de potencia y energía eléctrica de un escenario moderado y de alta consumo, para el periodo de análisis 2015-2029.

CONSUMO ENERGETICO DEL SISTEMA MASIVO METRO
DEMANDA y CONSUMO ANUAL

AÑOS	ESCENARIO CONSERVADOR		ESCENARIO ALTO	
	MWh	GWh	MWh	GWh
2014	18,847.2	18.8	18,847.2	18.8
2015	53,149.1	53.1	53,149.1	53.1
2016	55,806.6	55.8	55,806.6	55.8
2017	56,364.6	56.4	56,364.6	56.4
2018	56,928.3	56.9	56,928.3	56.9
2019	106,971.5	107.0	112,625.6	112.6
2020	117,974.2	118.0	118,256.9	118.3
2021	121,538.1	121.5	152,203.1	152.2
2022	122,753.5	122.8	154,796.0	154.8
2023	149,534.2	149.5	158,479.4	158.5
2024	156,683.7	156.7	160,064.2	160.1
2025	158,439.0	158.4	161,664.9	161.7
2026	160,023.4	160.0	163,281.5	163.3
2027	161,623.6	161.6	164,914.3	164.9
2028	163,239.9	163.2	166,563.5	166.6
2029	164,872.3	164.9	168,229.1	168.2

TABLA 1. 30 - CONSUMO ENERGÉTICO DEL SISTEMA MASIVO METRO – DEMANDA & CONSUMO ANUAL

EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN

La evaluación de los registros de operaciones del Aeropuerto de Internacional de Tocumén (AIT), el más importante del país y el de mayor tráfico de la región centroamericana, revelaban que la capacidad en la atención aeroportuaria de la terminal, llegaba rápidamente a su nivel de saturación. Específicamente el movimiento de pasajeros en la terminal aérea había promediado una tasa de crecimiento anual de 7%, en el quinquenio 2000-2005, como se evidencia en la tabla siguiente. Con lo cual se infería que el movimiento de pasajeros, se duplicaría cada 10 años, sobrepasando la capacidad de atención del AIT.

Por lo que, la continuación óptima de las operaciones del aeropuerto requería de la remodelación y expansión de las infraestructuras si se deseaba mantener el nivel de la terminal. La repuesta fue la implementación de un ambicioso plan maestro de mejoras a la terminal, que en un periodo de 25 años, debía permitir que el aeropuerto manejara hasta 30 millones de pasajeros en el último año del plan, año 2030.[82]

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, constaba de cuatro fases bien definidas, en obras a realizar y plazos de implementación, se deberían realizar en varias administraciones, por lo cual es considerado un “proyecto estratégico del estado de Panamá”.

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros -2008

Fase 2: Construcción del Muelle Norte-2015

Fase 3: Construcción del Muelle Sur -2020

Fase 4: Nueva Expansión de la Terminal -2025

La primera fase de ampliación y modernización de las instalaciones de la vieja terminal, iniciada en el año 2004, concluyo en el 2008, aportó amplias y cómodas salas de abordaje, de entrega de equipajes, de la adecuación del área comercial y de la mejora de las 14 puertas de embarque existentes más la incorporación de ocho nuevas zonas, para un total de 22 nuevas facilidades de embarque y desembarque. Además, esta fase incluyo la construcción de edificios de gestión y administración del AIT, así como mejoras sustanciales a las áreas de mantenimiento del AIT.

Gracias al sostenido crecimiento económico de nuestro país, años 2006-2010, especialmente en su función de destino turístico y de negocios, el movimiento de pasajeros en Tocumen se duplicó, se ordena el adelanto e implementación inmediata de la fase 2 del plan maestro vigente, el “Muelle Norte”. Inversión de $100 millones, la cual es una edificación de dos niveles de 21.000 metros cuadrados que cuenta con 12 nuevos puentes de abordajes, pista de rodaje para las naves, salas de espera, comercios, vías de servicios, bodegas, oficinas para las líneas aéreas y oficinas administrativas.

En conocimiento, que el movimiento total de pasajeros para el año 2015, alcanzaría prematuramente el tope de 10 millones de

[82] Con base en una tasa de crecimiento de sostenida de 10% anual, muy por debajo de las tasas de crecimiento presentadas en los últimos años del quinquenio 2001-2005

pasajeros. [83] Se entiende que para mantener la competitividad del AIT, la mejor alternativa, es la construcción de inmediato de la nueva Terminal Sur, comprende 75 mil m^2 de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de equipajes, salas de espera áreas comerciales y de 30 nuevos puertas de abordaje que permitirá procesar a AIT hasta 15 millones de pasajeros anuales.[84]

Además el proyecto que debe estar en operaciones en el año 2017 incluye una Nueva torre de control, Plataforma de estacionamientos de aeronaves, sistema de abastecimiento de combustibles, una nueva pista de aterrizaje, calles de rodamiento. Además el suministro y puesta en servicio de generadores de reserva para la nueva terminal nuevas áreas de estacionamientos. La culminación de esta expansión permitiría, pasar de las actuales 32 operaciones por hora en la actualidad, duplicando la misma a un límite de capacidad de 63 operaciones por hora.

Por lo cual, se estableció en el contrato de ampliación de la fases 3 y 4, la construcción de una nueva subestación eléctrica encapsulada, con dos transformadores de potencia, 115/13.8 kV (7.5/9.375 MVA) y sus equipos auxiliares que alimente única y exclusivamente el aeropuerto AIT, conectada a dos instalaciones de transmisión de ENSA, para mayor confiabilidad.[85] Instalación estimada inicialmente en 8 millones de dólares, que le permitirá comprar un flujo eléctrico firme y constante, que derivarían a su vez en ahorros futuros de facturación, gracias a la utilización de equipos más eficientes.[86]

En las tablas siguientes se muestran los cambios en los requerimientos de potencia y energía, por parte del SIN. Información que maneja la empresa Distribuidora ENSA, basada en en la modificación del nuevo plan maestro de Desarrollo aeroportuario.[87]

[83] Manejo máximo de las actuales facilidades aeroportuarias de AIT.

[84] IATA, Asociación Internacional de Transporte Aéreo, Zurich. Según Manual IATA el Nivel C: Buen nivel de servicio. Condiciones de flujo estables, demoras aceptables y buen nivel de confort.

[85] Contrato 038/12 ODEBRECHT, Diseño y construcción S/E encapsulada aislada denominada Aeropuerto Internacional de Tocumen, 115 /13.8 kV. Con dos (2) Transformadores de Potencia y equipos auxiliares. En un esquema de anillo con dos Líneas de 115 kV y dos salidas para transformadores.

[86] Supuestamente, esta conexión al SIN, deberá de ser en 115 KV, conectada en barra adicional dentro de la Subestación Tocumén, y de una nueva S/E Corredor Sur. Ambas de ENSA, para una mayor seguridad de suministro.

[87] Las cifras de demanda eléctrica y consumo de energía eléctrica de las estaciones de bombeo y de la PTAR, han sido ajustadas de acuerdo a información reciente entregada por ENSA.
Nota DI-ADM-040-2015 DEL 28 de enero del 2015

DEMANDA (MW) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	3.0	3.0	3.0	3.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	12.0	12.0

TABLA 1. 31 - PROYECTO EXPANSIÓN AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN - DEMANDA MW

CONSUMO (MWh) AÑOS 2014 -2024

	AÑOS										
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
EXPANSION AIT	18,287	18,287	18,287	18,287	54,861	54,861	54,861	54,861	54,861	73,148	73,148

TABLA 1. 32 - PROYECTO EXPANSIÓN AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN – CONSUMO MWh

Del nuevo Plan de Desarrollo Aeroportuario, solo quedaría pendientes la construcción de un “Muelle Sur”, de la nueva Terminal que se ha de desarrollar y culminar en el año 2020, para alcanzar un tope de servicio, de hasta a 18 millones de pasajeros. [88] Para las operaciones adecuadas de estas nuevas instalaciones aeroportuarias, se requiere de una fuerte ampliación del servicio eléctrico.

Consecuente con la tendencia de crecimiento de los servicios aeroportuarios de Tocumen, la promoción turística del país y en conjunción con el servicio de transbordo a los cruceros, empuja la necesidad terminar la última etapa de la expansión de cinco fases planeada para el horizonte del año 2030.

Una vez que la Terminal Sur del aeropuerto esté operando a plena capacidad, con una capacidad de 63 operaciones por hora 63 operaciones, deberá comenzar a ejecutarse la quinta fase de la Ampliación planeada, para expandir las instalaciones más hacia el sur. Con esta nueva expansión de un “Muelle Sur”, que agregarían unos 13 puertos de abordaje, con sus respectivas expansiones en las áreas de atención pública y áreas de operación, que incrementarían la capacidad operativa del aeropuerto a 73 por hora. Esto debiera iniciarse en los próximos 5 a 10 años, dependiendo crecimiento de las operaciones aeroportuarias.

Para efectos de los pronósticos de energía eléctrica, se ha supuesto que la implementación de esta fase estaría en operaciones en el año 2023, en el Escenario Moderado, resultando en una demanda adicional de 3 MW, con un estimado de consumo anual de 73.15 GWh, de ese año en adelante. Para el Escenario de demanda Alta se considera que la implementación estará lista en el año 2020, con lo cual se adelantaran los parámetros de demanda y consumo estimados.

[88] En la práctica, las dos primeras fases están completadas.

DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN						
AÑOS	BAJO CONSUMO		CONSUMO MODERADO		ALTO CONSUMO	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2014	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2015	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2016	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2017	3	18.29	3	18.29	3	18.29
2018	9	54.86	9	54.86	9	54.86
2019	9	54.86	9	54.86	9	54.86
2020	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2021	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2022	9	54.86	9	54.86	12	73.15
2023	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2024	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2025	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2026	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2027	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2028	9	54.86	12	73.15	12	73.15
2029	9	54.86	12	73.15	12	73.15

TABLA 1. 33 - DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA – EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN

DEMANDA ADICIONAL NO ESTRUCTURADA

En este punto es necesario mencionar, que el Gobierno Nacional, a través de Tocumen S.A., adquirió de la Universidad de Panamá en el año 2012, 325 hectáreas de terrenos aledaños al aeropuerto, para expandir la terminal aérea. El objetivo principal de esta adquisición, es obtener facilidades para la instalación de nuevas bodegas de almacenamiento, nuevos tanques de combustibles y para la nueva subestación eléctrica.

Por otro lado parte de los terrenos se orientaran a la construcción de una Ciudad Aeroportuaria, "Airport City Concept", para ofrecer a los viajeros, en la propia zona del aeropuerto un lugar de negocios, comercio y entretenimiento. O sea, un polo logístico con centros comerciales, hoteles, centros de convenciones e infraestructura para promover el turismo de salud.

Paralelamente, un grupo de inversionistas privados proyecta destinar 400 millones de dólares para desarrollar otras 850 hectáreas cercanas a la pista de aterrizaje. La promotora creara la

infraestructuras básicas, para que terceros construyan un complejo residencial, hoteles, centro de negocios y bodegas de almacenamiento, “Aeropólis”.

Los inversionistas estiman que este proyecto privado generara inversiones cercanas a los 6 mil millones de dólares, en donde la primera etapa del complejo albergue hoteles, un centro de negocios, bodegas de almacenamiento y un complejo residencial. Las expectativas de desarrollo de esta ciudad aeroportuaria denominada también “Panatrópolis”, por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.[89]

Al no tener cronograma de inversiones, de información detallada de edificaciones, de una estimación previa de la población permanente y transitoria, del tamaño del centro de negocios, de la capacidad de hospedaje en hoteles y hospitales, y de los otros elementos que configuran estos nuevos centros logísticos, dificulta estimar algún parámetro de requerimiento de potencia y consumo de energía. Por lo cual se estima que el suministro de este requerimiento eléctrico, este contemplado “implícitamente” dentro del Pronósticos de Energía Alto, ya que el mismo se debe a un alto crecimiento económico derivado especialmente del crecimiento del sector servicios y comercio; y del sector residencial.

Al cierre de este informe 2015-2029, se agrega un nuevo elemento a tomar en cuenta con respecto al desarrollo de estos proyectos, como es nueva ley No 39, que declara como área protegida al refugio de vida silvestre sitio Ramsar Humedal Bahía de Panamá, aprobado por el pleno legislativo y sancionado por el presidente el 2 de febrero del 2015. La norma tiene mucha importancia en la protección de la vida silvestre porque permite detener el avance de construcciones de infraestructuras que afectan el ecosistema. Elemento que puede hacer inviables parte o la totalidad de estos planes.

[89] Referente a los desarrollos que se están realizando en las inmediaciones del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la AIT menciona que están en conversaciones con los proponentes de los proyectos porque la idea no es competir, sino ofrecer una oferta complementaria.

CONSUMO CONSOLIDADO DE LOS MEGA PROYECTOS ESTATALES

En la siguiente tabla se presenta el consumo consolidado de los mega proyectos estatales: Saneamiento de la Bahía, Transporte Masivo Metropolitano (METRO) y de la Expansión del Aeropuerto de Tocumen.

DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	TRANSPORTE METRO		AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011									
2012									
2013	14.19						14.19	14.19	14.19
2014	36.89	18.85	18.85	18.29	18.29	18.29	74.02	74.02	74.02
2015	62.45	53.15	53.15	18.29	18.29	18.29	133.88	133.88	133.88
2016	83.01	55.81	55.81	18.29	18.29	18.29	157.10	157.10	157.10
2017	83.18	56.36	56.36	18.29	18.29	18.29	157.83	157.83	157.83
2018	83.36	56.93	56.93	54.86	54.86	54.86	195.15	195.15	195.15
2019	93.76	106.97	112.63	54.86	54.86	54.86	255.59	261.24	255.59
2020	98.99	117.97	118.26	54.86	73.15	54.86	271.82	290.39	271.82
2021	99.16	121.54	152.20	54.86	73.15	54.86	275.56	324.51	275.56
2022	99.34	122.75	154.80	54.86	73.15	54.86	276.95	327.28	276.95
2023	99.51	149.53	158.48	73.15	73.15	54.86	322.19	331.14	303.91
2024	99.69	156.68	160.06	73.15	73.15	54.86	329.52	332.90	311.23
2025	99.96	158.44	161.66	73.15	73.15	54.86	331.55	334.77	313.26
2026	100.03	160.02	163.28	73.15	73.15	54.86	333.21	336.46	314.92
2027	100.21	161.62	164.91	73.15	73.15	54.86	334.98	338.27	316.69
2028	100.38	163.24	166.56	73.15	73.15	54.86	336.77	340.09	318.48
2029	100.56	164.87	168.23	73.15	73.15	54.86	338.58	341.93	320.29

TABLA 1. 34 - DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS

Como se mencionó anteriormente, se tienen otros grandes proyectos estatales, que a la fecha de edición de este informe, no están totalmente conceptualizados y/o configurados, que aunque como resultado de la implementación puedan tener fuertes implicaciones sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica, no están siendo considerados en las actuales proyecciones de energía eléctrica. A la fecha, se desconocen los principales parámetros que ayudarían a determinar los requerimientos eléctricos de estos proyectos, como es la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, el Desarrollo de la Cadena de Frio, el nuevo Centro hospitalario de la CSS.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

MEGA PROYECTOS PRIVADOS

De los diversos proyectos de iniciativa privada solo es de interés particular, para la proyección de la demanda máxima y de la energía eléctrica a consumir en el futuro inmediato, dado su impacto futuro en estos parámetros, lo es la expansión minera en el país. Una industria con una expectativa de inversión de más de seis mil millones, solo comparable en Panamá a la expansión del canal. Por otro lado la operación de la industria minera es de consumo intensivo de energía, específicamente de energía eléctrica.

PANORAMA

Luego de un anticipado periodo de prospección minera de varias décadas, se tiene un reciente protagonismo del subsector de *"alta minería"* en Panamá, un reconocido segmento alto intensivo de energía eléctrica[90]. A lo largo del País, existen en estudio y desarrollo unos 12 proyectos mineros para la explotación de minerales metalizados, especialmente preciosos (oro, plata y cobre). Algunos de los estudios han alcanzado nivel de reconocimiento de yacimientos con reservas de metal probadas y aunque otros estudios no han llegado a comprobar todas sus reservas, se encuentran en etapas muy avanzadas de evaluación.

En el corto plazo, este desarrollo minero se concreta con una gran inversión minera, que se ha de traducir en un incremento significativo del consumo eléctrico en el país. Un mega proyecto minero, con una inversión inicial en el año 2016, cuantificada en más de 2,000 millones de dólares, por parte de la empresa Minera Panamá, con el fin de producir y exportar anualmente 300,000 toneladas de cobre, con lo cual se espera elevar a Panamá al nivel del sexto país exportador de este mineral. En total, la inversión de este proyecto minero se estima en 6,200 millones de dólares, monto superior a lo comprometido por Panamá, para lo que el País considera el proyecto cumbre de este siglo, la Ampliación del Canal.

ANTECEDENTES.

El conocimiento por parte de la de la Corona Española al descubrimiento de la denominada "Castilla de Oro", de la existencia de yacimientos minerales preciosos en la zona circundante a Cerro Petaquilla motivó el interés de sus representantes en la época colonial, del desarrollo en esta área de una actividad minera rudimentaria, para lo que desde finales del siglo XVI y parte del siglo XVII, se explotaran yacimientos superficiales. El Cerro Petaquilla y sus alrededores se constituyó en ruta obligada de los exploradores del oro y que según destacan relatos y crónicas de historiadores, era un área donde se instalaron fundiciones y marcas para

[90] Desde inicios de la década de 1960

sellar el oro que se fundía para la Corona Española.

El agotamiento de estos yacimientos superficiales y la existencia de aéreas más productivas en México y de los nuevos descubrimientos de Sudamérica, hicieron a los españoles perder interés en la minería en Panamá.

No es hasta la segunda mitad del siglo XX, que renace el interés por estas áreas por su potencial en riquezas minerales y es así que en el año 1967 el Gobierno de la República a través de la Dirección General de Recursos Minerales del Ministerio de Comercio e Industrias en conjunto con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), iniciaron el desarrollo de investigaciones geológicas de lo que en su momento se denominó "Área 65" – Cerro Petaquilla del Proyecto minero de Azuero, concluyendo que existía mineralización de cobre y molibdeno de tipo porfídico en el área selvática de la provincia de Colón.

Posteriormente un consorcio de japoneses realizó algunas exploraciones en el área y estudios más profundos que los existentes entre los años de 1970 y 1977, pero luego se retiraron porque en esa fecha el precio internacional del cobre cayó. En el año de 1990, empresas de capital canadiense retoman los estudios de factibilidad del área, que dieron como resultado el hallazgo de la actual mina de oro que opera Gold Mining Company.

Seguido entre 1997 y 1998, Minera Panamá entra al área a realizar más estudios y evaluaciones. Desde ese entonces a la fecha, solo en el área de Petaquilla se han realizado ocho estudios de impacto ambiental, para el aprovechamiento de estos recursos, aprobados todos por la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM).

PROYECTO MINERO PETAQUILLA

A la fecha se encuentra en explotación el proyecto minero en el área de Cerro Petaquilla, y que hoy se conoce como Proyecto Minero Molejón que desarrolla la sociedad Petaquilla Gold, S.A., en razón de la cesión que se le hiciera a esta última sociedad para el desarrollo de la concesión que inicialmente fuera otorgada a Minera Petaquilla, S.A., empresa que explota en el sitio de Colina la mina de oro de Molejón, Distrito de Donoso, provincia de Colon.

El proyecto minero aurífero, que se viene desarrollando en Panamá con el aporte de capital canadiense, producirá 120.000 onzas de oro por año. El proyecto Cerro Petaquilla se encuentra ubicado en el área de Molejón en el distrito de Donoso, Provincia de Colón, 130 kilómetros al noreste de la ciudad de Panamá.

A partir del 24 de diciembre de 2009 la empresa recibió de parte del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Comercio e Industrias, la autorización para el inicio de la explotación comercial del recurso aurífero; siendo así que desde entonces se ha consumado la aspiración que por siglos ha motivado el interés por el área del Cerro Petaquilla: la extracción comercial del oro, al amparo del cumplimiento de normas legales, técnicas y ambientales exigidas para el desarrollo de la actividad minera en el país.

Petaquilla Minerals, anunció que en el año 2012 elevó su producción de oro de 6 mil 500 onzas que extraía mensualmente

hasta octubre a 8 mil 562 onza en noviembre. La minera también señaló que el nivel de eficiencia de su planta de producción se encontraba en un 95.2%, rango que espera seguir incrementando.

El Proyecto en su Fase I consiste de la conexión dentro de un subsistema definido por explotación y beneficio de la Mina EL MOLEJON, entre 1.500 y 2000 toneladas/día de material aurífero por PETAQUILLA MINERALS LTD. La cual iniciará operación comercial con una demanda eléctrica de 7 MW atendidos en su primera fase, mediante dos generadores provisionales a diésel con capacidad de más de 4 MW.

La empresa contempla para una etapa posterior del proyecto, iniciar la explotación del mineral de cobre dentro de su área de concesión minera, que requeriría al menos de una oferta 160MW en el área de explotación del sitio de Colina. La demanda seria alimentada por una instalación generadora de 200 MW, localizada a 40 km en la costa atlántica, Para garantizarse la oferta eléctrica de su infraestructura industrial, la empresa Petaquilla Gold, S.A espera llevar energía eléctrica mediante una línea de interconexión a la red, por medio de una nueva instalación en Cerro Suela, en el distrito de Rio Grande, Provincia de Coclé.

Dada la incertidumbre de esta segunda fase, ETESA considera que en el corto plazo la empresa autogenera sus necesidades energéticas, con lo cual el consumo eléctrico de la misma no tiene en la actualidad o en el futuro inmediato, implicaciones en el Sistema Integrado Nacional.

PROYECTO MINERO COBRE PANAMA

Paralelamente la empresa Minera Panamá desarrolla en la misma área el proyecto Cobre Panamá, que se encuentra en la fase de construcción para desarrollar una mina de cobre de clase mundial en la provincia de Colón, Panamá. La reserva concesionada de Cobre Panamá, cuya duración de vida minera se espera que sea de más de treinta años, es una de las más grandes del mundo. La inversión total prevista para este proyecto es de US$ 6.4 mil millones, siendo así la mayor inversión privada realizada en un solo proyecto en la historia de Panamá.

Minera Panamá, S.A. es una empresa panameña subsidiaria de First Quantum Minerals Corporation, una empresa minera internacional registrada en Canadá. Minera Panamá, S.A., utilizará tecnología de punta que se complementará con las mejores prácticas de la industria. Desde el punto de vista de la empresa, esta sinergia beneficiará a las comunidades vecinas, los colaboradores accionistas del proyecto y a Panamá.[91]

DEMANDA ELECTRICA

Minera Panamá construirá una central energética que tendrá una capacidad máxima de 300 MW, de los cuales utilizará un aproximado de 225 – 250 MW para sus operaciones y el excedente se cederá al sistema nacional. con lo cual podrá aportar a la red nacional de energía 50 MW, a partir del año 2018, cuando la

[91] En el año 2013,. El consorcio minero canadiense de origen sudafricano First Quantumn(FQM), logro el control de Minera Panama al comprar a Immet Mining Corporation (IMC), por una suma de más de 5,000 millones de dólares.

emepresa inicie en firme las operaciones del proyecto de extracción de cobre en el Distrito de Donoso, Provincia de Colón.

Este excedente de energía lo aportarán a la red nacional mediante una línea de transmisión eléctrica que será conectada a la subestación de transmisión de Llano Sánchez, ubicada en el Corregimiento de El Roble, distrito de Aguadulce, provincia de Coclé.[92]

Durante los años 2014 al 2017, continuará la construcción de la mina y la central eléctrica, la infraestructura interna y servicios auxiliares de la planta de producción del mineral. Minera Panamá, se suministrará parte de las necesidades de fluido eléctrico por medio de agentes generadores de la red o autogeneración diésel en los sitios correspondientes, durante la etapa de construcción.[93]

Proyecto

Ubicación *Distrito de Donoso, Provincia de Colón, República de Panamá*

Accionistas First QuamtummineralsCorporation*(100 %)*

Tipo de yacimiento de metal

Metal primario *Cobre*

Metales secundarios *Oro y molibdeno*

Producto final *Concentrado de cobre y molibdeno*

Ciclo de vida potencial *30+ años*

Grado aproximado *0.41% de cobre*

Infraestructura *20 km de la costa atlántica*

Producción por año *Aprox. 255,000 t/a*

RETIRO E INYECCION

A partir de abril del año 2017, se estima que la empresa minera, autogenerará sus necesidades de electricidad y además, dispondrá de un excedente de potencia la cual podrá despachar a la red nacional. En los cuadros siguientes se presenta la proyección general de demanda y oferta preparada por Minera Panamá.
De la tabla siguiente se infiere que durante el periodo de mantenimiento de su central eléctrica, la potencia requerida por las operaciones de Minera Panama en los meses de octubre y noviembre, deberá ser provista por la Red. El paro forzoso de cada unidad de generación, 137 MW por 30 días calendarios, resulta en una potencia faltante que alcanzara en el año 2027 magnitudes de 137 MW, que el Sistema Interconectado Nacional deberá proveer.[94]

[92] Información contemplada en la solicitud de Viabilidad de Conexión
[93] Idem
[94] Es importante destacar que este requerimiento de potencia adicional al SIN, tendrá efectos significativos en la demanda máxima de los meses de octubre y noviembre de cada año del periodo de análisis, situación que la metodología del Modelo de Demanda no cuantifica.

DEMANDA MAXIMA DE MINERA PANAMA vs SIN

AÑO	ESTIMACION DE DEMANDA		POTENCIA INTERCAMBIADA	
	DEMANDA MAXIMA		POTENCIA REQUERIDA	
	PICO	PROMEDIO	POTENCIA FIRME	POTENCIA REQUERIDA
	EN MW			
2014				
2015	40	37		
2016	40	37		
2017	226	197	137	
2018	228	199	137	89
2019	234	202	137	91
2020	236	204	137	97
2021	240	208	137	103
2022	243	213	137	106
2023	253	218	137	116
2024	255	220	137	118

TABLA 1. 35 - DEMANDA MÁXIMA DE MINERA PANAMÁ VS SIN

Con respecto a la energía, los aportes inyectados por Minera Panamá a la Red van disminuyendo en relación directa al incremento de operaciones de las actividades sustantivas de la empresa. La tasa de disminución de los aportes de energía inyectados al sistema, caerán de manera sostenida anualmente en 7%, del año 2017 al 2024. No obstante, MPSA podrá aumentar su capacidad de autogeneración a medida que aumenta la actividad extractiva de la mina.[95]

[95] Los valores provistos por Minera Panama, en la tabla 1.33, podrían variar de existir restricciones en la red de transmisión o en el despacho nacional. Además, es de considerar el cambio en las fechas de entrada en operación de la planta de carbón y/o la mina podrían variar, en base al programa de construcción.

AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

AÑO	AUTOGENERACION NETA		SISTEMA INTERCONECTADO	
	AUTOGENERACION NETA	CONSUMO INTERNO	RETIRADO	INYECTADO
	En MWh			
2014				
2015			27,528	
2016			327,672	
2017	1,560,391	264,847	79,920	1,295,545
2018	2,117,606	1,600,199	35,071	550,641
2019	2,117,606	1,630,588	38,309	525,330
2020	2,117,606	1,646,049	40,893	512,453
2021	2,117,606	1,676,971	46,061	486,699
2022	2,117,606	1,716,916	52,736	453,429
2023	2,117,606	1,756,863	59,412	420,159
2024	2,117,606	1,772,323	61,996	407,282
2025	2,117,606	1,800,693	66,943	316,913
2026	2,117,606	1,829,518	71,974	288,088
2027	2,117,606	1,858,804	77,088	258,802
2028	2,117,606	1,888,559	82,288	229,047
2029	2,117,606	1,918,790	82,288	198,816

TABLA 1. 36 - AUTOGENERACIÓN MINERA PANAMÁ & ENERGÍA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Información reciente proveniente de Minera Panama, le permiten a ETESA a considerar atrasos significativos en la programación de obras presentadas en el estudio de viabilidad de conexión de Minera Panama. Un año por lo menos en la construcción de la Línea de conexión de 230.kV Punta Rincón - Mollejón – Llano Sánchez, del año 2014 a inicios del 2015 y en la propia puesta en operación de la Planta de Carbón de 300 MW, del 2016 al 2017.

Esta reprogramación significa modificaciones a los requerimientos en potencia y energía previstos por ETESA al SIN.

ACTUALIZACION DEL PROYECTO

Durante el transcurso del año 2013, se dieron cambios importantes en la estructura de patrimonio del proyecto Cobre Panama. El consorcio minero canadiense de origen australiano, First Quantumn Minerals Ltd.(FQM), logró el control de Minera Panama al adquirir a Immet Mining Corporation (IMC). First Quantum Minerals Ltd. (FQM) es una empresa de minería y metales reconocido y de rápido crecimiento que actualmente opera siete minas en producción y está desarrollando cinco proyectos a nivel mundial, incluyendo el proyecto Cobre Panamá. Actualmente produce cobre, níquel, oro, zinc y metales del grupo del platino.

AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO

El proyecto Cobre Panama, es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África en fases más avanzadas de desarrollo y/o producción. Por lo cual, el plan de desarrollo de la Mina ha estado sujeta al proceso de reorganización, revisión integral y logística, que da lugar a su nueva programación.

FQM desarrolla el proyecto Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y el desarrollo de obras. El proyecto continúa con la ejecución de la planta concentradora de mineral, de las carreteras, planta de energía, el puerto, un minero ducto y una línea de trasmisión y subestaciones asociadas. Con base en esta información ETESA debió considerar un atraso en el retiro e inyección de energía y potencia al SIN, bajo los siguientes supuestos: Planta concentradora del mineral en operación, para finales de 2017. La central eléctrica iniciará operaciones durante el año 2017.La Línea 230 KV Llano Sánchez – Sitio de Mina - Punta Rincón, para finales del año 2015. Durante el periodo de construcción 2015-2017, el proyecto Cobre Panama generará sus necesidades de energía eléctrica y/o la adquirirá del SIN.

Los resultados de aplicar esta estimación son válidos para el escenario moderado y el escenario alto. Para la proyección pesimista se considera un atraso adicional de un año, a la entrada en operación de la planta de concentrado y de la central eléctrica de Punta Rincón.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

PRONOSTICOS AJUSTADOS DEL SEGMENTO DE CONSUMO BLOQUE

Los retiros de energía del sistema por Minera Panamá, por conveniencia del Modelo de Demanda utilizado por ETESA, se convierten en un incremento adicional al segmento de Bloque del Modelo de Pronósticos 2015-2029.

En la Demanda Consolidada de energía eléctrica de los Megaproyectos del segmento de consumo Bloque, Minera Panama no demandó energía alguna del SIN durante el año 2014, consecuente con el atraso de la construcción de la Línea de transmisión, 230 kV Punta Rincón –Llano Sánchez y la nueva realidad ante la compra del proyecto por FQM de los activos de IMC, modificándose el cronograma de obras del proyecto.

Con respecto a la energía, el desfase en la puesta en operación de la planta de procesamiento del mineral y de la central de generación a carbón. Obligará al SIN a suministrarle al Proyecto 82 y 324 GWh, durante 2015 y 2016, respectivamente. A partir de la entrada en operación de la central de generación a carbón, el proyecto solo deberá retirar de la red electica nacional, niveles de energía eléctrica de 34 a 62 GWh, del año 2017 al 2024, por los requeridos mantenimientos del plantel térmico.

La estimación a mediano plazo de los requerimientos de electricidad de Minera Panama para continuar su explotación de mineral de cobre durante los meses de mantenimiento de sus unidades de generación, en los meses de octubre y noviembre del año 2025 al año 2029, llevan a un retiro de Minera Panama por 82 GWh, en el año 2028.

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAMA

CUADRO No. 21 - B
MANDA CONSOLIDADA DE AES - BOFCO, MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAM
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029
En GWh

AÑOS	PRONOSTICOS AES-BOFCO			TOTAL MEGAPROYECTOS			MINERA PANAMA **	
	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	PESISMISTA
2010	75.1	75.1	75.1					
2011	71.0	71.0	71.0					
2012	78.1	78.1	78.1					
2013	83.5	83.5	83.5					
2014	87.2	87.2	87.2	74.02	74.02	74.02		
2015	83.9	88.1	81.8	133.88	133.88	133.88	27.53	
2016	85.3	89.6	83.2	157.10	157.10	157.10	327.67	
2017	86.6	95.2	84.4	157.83	157.83	157.83	79.92	
2018	87.9	96.7	85.7	195.15	195.15	195.15	35.07	35.07
2019	89.2	98.1	87.0	255.59	261.24	255.59	38.31	38.31
2020	90.5	99.6	88.3	271.82	290.39	271.82	40.89	40.89
2021	93.6	103.0	91.3	275.56	324.51	275.56	46.06	46.06
2022	93.7	103.1	91.4	276.95	327.28	276.95	52.74	52.74
2023	95.5	105.1	93.1	322.19	331.14	303.91	59.41	59.41
2024	97.3	107.0	94.9	329.52	332.90	311.23	62.00	62.00
2025	99.1	109.0	96.6	331.55	334.77	313.26	66.94	66.94
2026	101.0	111.1	98.5	333.21	336.46	314.92	71.97	71.97
2027	102.9	113.2	100.3	334.98	338.27	316.69	77.09	77.09
2028	104.8	115.3	102.2	336.77	340.09	318.48	82.29	82.29
2029	106.8	117.5	104.1	338.58	341.93	320.29	87.58	87.58

TABLA 1. 37 - DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES & MINERA PANAMÁ

En la tabla anterior, se presenta la demanda consolidada del segmento Bloque ajustada por la incorporación de la demanda esperada por Minera Panama.

Esta demanda consolidada de los mega proyectos de infraestructura y de aquellos alto intensivos de consumo eléctrico, son totalizados por convención del Modelo PREEICA en el segmento de consumo Bloque. El Ajuste por incorporación del consumo de Minera Panama al segmento de consumo eléctrico Bloque, se presenta en la siguiente tabla, por escenario de crecimiento esperado.

Los resultados de aplicar esta estimación, son válidos para el escenario moderado y el escenario alto. Para la proyección pesimista se considera un atraso adicional de un año, a la entrada en operación de la planta de concentrado.

Durante el periodo 2015 -2029, el proyecto Cobre Panama generara sus necesidades de energía eléctrica, por lo cual solo requerirá de energía durante los periodos de mantenimiento de las turbinas de la central.

Aunque FMQ informo que tiene toda la intención de desarrollar Cobre Panama, este proyecto es parte de una empresa que se encuentra en expansión a nivel mundial, con otros proyectos en América Latina, Europa y África en fases más avanzadas de desarrollo. Por consiguiente, los nuevos propietarios del proyecto pueden preferir operar con estándares y regulaciones operativos propias. Por lo cual el plan de desarrollo de la Mina de Mollejón tendrá atrasos por reorganización y revisión integral y logística del proyecto, que tomará un tiempo adicional, antes de orden de continuación.

FQM desarrollara Cobre Panama, con base a lo ya construido por IMC, pero con algunos cambios, en plazos y desarrollo de obras. El proyecto sigue incluyendo la planta concentradora de mineral, carreteras, planta de energía, puerto, un minero ducto y una línea de trasmisión y estaciones asociadas (80% de avance).

En la actualidad, la explotación de la actividad minera mundial, esta presionada por la baja demanda de sus productos, así como la mayoría de los otros “comidities”, consecuente con la caída de pedidos de las fábricas ya que crecimiento global pierde impuso, ante el reacomodo de la principales economías del mundo, lo que ha afectado especialmente a las economías emergentes que dependen a su vez de las importaciones de materias primas.

Con base en esta información, ETESA considerara para un escenario pesimista un atraso en la operación de la mina hasta el año 2018, con lo cual los retiros de energía y potencia al SIN, se modifican.

CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE

Por convección del modelo de demanda de PREEICA, se totaliza el consumo de la nueva carga de los mega proyectos de infraestructura y del consumo correspondiente a la integración de la Provincia de Bocas del Toro en la columna correspondiente al consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.

Es necesario exponer que la energía consumida por los componentes de los proyectos en ejecución, Metro, Saneamiento de la Bahía y la ampliación del Aeropuerto de Tocumen, durante el año 2014 está insumida dentro de los segmentos de consumo Oficial y Comercial. El consumo registrado del segmento Bloque del año 2014 corresponde a la energía de Bocas del Toro.

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75.1		75.1		75.1	
2011	71.0	*-5.5*	71.0	*-5.5*	71.0	*-5.5*
2012	78.1	*10.0*	78.1	*10.0*	78.1	*10.0*
2013	83.5	*6.9*	83.5	*6.9*	83.5	*6.9*
2014	87.2	*4.4*	87.2	*4.4*	87.2	*4.4*
2015	245.3	*181.5*	249.5	*186.3*	215.7	*147.5*
2016	570.1	*132.4*	574.3	*130.2*	240.3	*11.4*
2017	324.3	*-43.1*	333.0	*-42.0*	242.2	*0.8*
2018	318.1	*-1.9*	326.9	*-1.8*	315.9	*30.4*
2019	383.1	*20.4*	397.7	*21.7*	380.9	*20.6*
2020	403.2	*5.3*	430.9	*8.3*	401.0	*5.3*
2021	415.2	*3.0*	473.5	*9.9*	412.9	*3.0*
2022	423.4	*2.0*	483.1	*2.0*	421.1	*2.0*
2023	477.1	*12.7*	495.6	*2.6*	456.4	*8.4*
2024	488.8	*2.5*	501.9	*1.3*	468.1	*2.6*
2025	497.6	*1.8*	510.8	*1.8*	476.9	*1.9*
2026	506.2	*1.7*	519.5	*1.7*	485.4	*1.8*
2027	515.0	*1.7*	528.5	*1.7*	494.1	*1.8*
2028	523.9	*1.7*	537.7	*1.7*	503.0	*1.8*
2029	532.9	*1.7*	547.0	*1.7*	512.0	*1.8*
Tasa Anual	*527.7%*	*13.03%*	*533.2%*	*13.22%*	*502.6%*	*12.72%*

TABLA 1. 38 - DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE

En el Anexo I- 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ
RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS
ESCENARIO MEDIO = MODERADO

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opcion mas probable.	6.98%	6.10%	6.30%	5.60%
PIBMAN	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución cíclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total, con tasas que representen el actual derrotero del sector.	2.11%	3.93%	4.28%	3.83%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Moderado por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	181.5%	132.4%	18.5%	4.7%
FCTOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	70.70	7.90	70.70	71.10
PERDIDAS	Reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.69	20.31	21.89	16.14
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (Reference Case del AEO 2014 EIA-DOE)	1.550	0.630	0.108	0.200
POBLACION	Utiliza la de Hipotesi Media de crecimiento de la población, elaborada por el INEC con base en los datos censales recabados con el último Censo de Población, de mayo del 2010. Revision Boletin No. 13	1.370	1.342	1.327	1.086
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.058	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.030	0.03	0.03	0.03

TABLA 1. 39 - RESUMEN DE PREMISAS ESCENARIO MODERADO

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Mejor opcion	8.92%	6.40%	7.54%	6.50%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado.Se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB.	1.76%	4.76%	5.17%	4.84%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Optimista por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	186.3%	130.2%	19.3%	4.7%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	70.80	71.30
		5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.69	20.31	21.89	16.21
		2.0%	3.1%	3.2%	-2.7%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (High Maroeconomic Grow Case del AEO 2014 EIA-DOE)	2.754	0.530	0.790	0.210
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta.	1.583	1.565	1.556	1.393

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.058	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.030	0.03	0.03	0.03

TABLA 1. 40 - RESUMEN DE PREMISAS ESCENARIO OPTIMISTA

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - 2029

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ

RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS

ESCENARIO BAJO = PESIMISTA

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2015	2016-2015	2015-2018	2019-2029
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opción menos favorable	3.07%	3.50%	3.58%	3.60%
	0%	0.01	-0.01	-0.02	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, en donde se aplican tasas disminuidas.	2.11%	3.79%	3.71%	3.23%
	0%	0.02	0.04	0.04	0.03
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Pesimista por la Intrgracion de la Prov. Bocas del Toro mas los consusmos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	147.50%	11.40%	18.3%	4.4%
FCTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	69.20	69.40	69.40	7.30
		2.16%	2.16%	2.16%	2.16%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.90	17.28	23.09	18.22
		3.09%	4.42%	4.59%	-2.12%
PRECIOS EE	Con referencia a las Tasas de Proyeccion USA Electricity - End Use Prices (Low Macroeconomic Grow Case del AEO 2014 EIA-DOE)	2.97	-0.83	1.07	-0.16
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica pesimista.	1.023	1.002	0.987	0.701
SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	**1.9**	**1.8**	**1.8**	**1.9**
	ALUMBRADO PÚBLICO	1.793	1.700	1.737	1.750
	AUTOCONSUMO	0.06	0.07	0.07	0.07
	OTROS	0.03	0.03	0.03	0.03

TABLA 1. 41 - RESUMEN DE PREMISAS ESCENARIO PESIMISTA

A continuación se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:

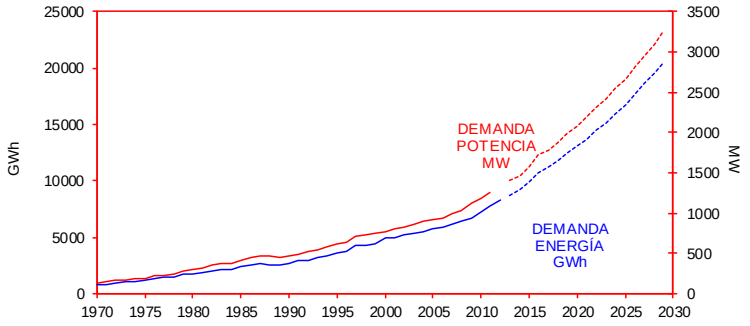
SIGLA	SECTOR DE CONSUMO	DESCRIPCIÓN
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado.
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	Se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro y de los megaproyectos.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos (jubilados, tarifas especiales)
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.

TABLA 1. 42 - DESCRIPCIÓN DE LAS SIGLAS DEL MODELO DE DEMANDA

ESCENARIO MEDIO O MODERADO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Medio	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2014	5.2	4.9
Pronóstico	2014	2015	7.2	7.5
	2015	2019	5.9	5.9
	2015	2029	5.4	5.3



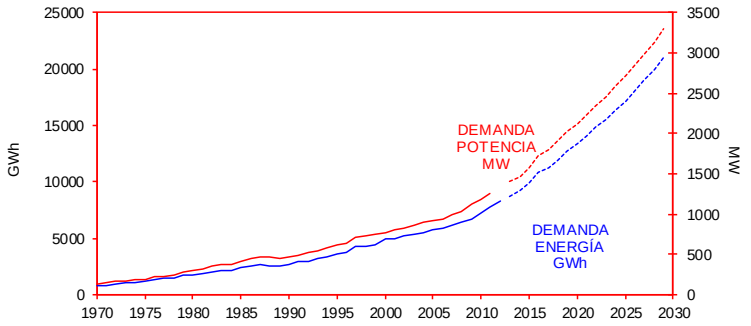
AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2014	5.9	7.3	4.0	3.8	5.7	-2.8	0.8	-6.9	3.1	5.2		4.9	
2014-2015	4.4	7.2	3.3	4.4	5.5	-8.5	181.5	-25.3	5.3	7.2		7.5	
2015-2019	4.1	7.1	5.1	4.5	3.7	6.6	11.8	5.6	6.4	5.9		5.9	
2015-2029	3.7	6.9	4.9	4.5	5.0	5.8	5.7	5.5	4.4	5.4		5.3	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	9.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,001.4	5.6
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,032.3	3.1
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,122.0	8.7
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,190.4	6.1
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,254.5	5.4
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,351.3	7.7
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,408.9	4.3
2014	2,520.6	3,432.3	702.9	860.3	168.4	6.3	87.2	4.0	1,429.3	9,211.3	5.6	1,467.5	4.2
2015	2,631.2	3,679.0	726.4	898.1	177.5	5.8	245.3	3.0	1,505.5	9,871.9	7.2	1,577.2	7.5
2016	2,744.0	3,942.6	755.9	937.9	174.0	6.3	570.1	3.1	1,646.8	10,780.6	9.2	1,724.4	9.3
2017	2,858.9	4,225.3	801.6	979.8	184.1	6.7	324.3	3.3	1,814.0	11,198.1	3.9	1,790.1	3.8
2018	2,976.1	4,527.2	844.5	1,024.0	194.6	7.1	318.1	3.5	1,867.0	11,762.0	5.0	1,879.1	5.0
2019	3,095.3	4,846.8	887.1	1,069.7	205.5	7.4	383.1	3.7	1,926.6	12,425.2	5.6	1,983.9	5.6
2020	3,216.6	5,184.3	931.3	1,116.7	216.9	7.9	403.2	3.9	1,988.6	13,069.4	5.2	2,085.6	5.1
2021	3,339.9	5,542.1	976.5	1,165.6	228.9	8.3	415.2	4.1	2,039.1	13,719.7	5.0	2,188.1	4.9
2022	3,465.2	5,923.0	1,024.7	1,216.8	241.5	8.8	423.4	4.4	2,113.9	14,421.5	5.1	2,298.6	5.1
2023	3,592.5	6,327.8	1,073.7	1,270.5	254.6	9.2	477.1	4.6	2,191.8	15,201.8	5.4	2,421.6	5.3
2024	3,721.6	6,758.0	1,123.1	1,327.1	268.5	9.7	488.8	4.8	2,289.9	15,991.5	5.2	2,545.9	5.1
2025	3,852.5	7,216.6	1,172.4	1,387.2	283.0	10.3	497.6	5.1	2,358.1	16,782.8	4.9	2,670.3	4.9
2026	3,985.3	7,704.8	1,231.4	1,450.9	298.4	10.8	506.2	5.4	2,464.4	17,657.6	5.2	2,807.8	5.2
2027	4,119.8	8,223.9	1,290.0	1,518.3	314.6	11.4	515.0	5.7	2,575.0	18,573.7	5.2	2,951.8	5.1
2028	4,256.1	8,776.5	1,350.8	1,589.7	331.6	12.0	523.9	6.0	2,650.6	19,497.1	5.0	3,096.7	4.9
2029	4,394.0	9,361.3	1,413.2	1,664.4	349.5	12.7	532.9	6.3	2,768.5	20,502.7	5.2	3,254.5	5.1

TABLA 1. 43 - ESCENARIO MEDIO O MODERADO

ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Alto	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2014	5.2	4.9
Pronóstico	2014	2015	7.5	7.9
	2015	2019	6.4	6.3
	2015	2029	5.5	5.4



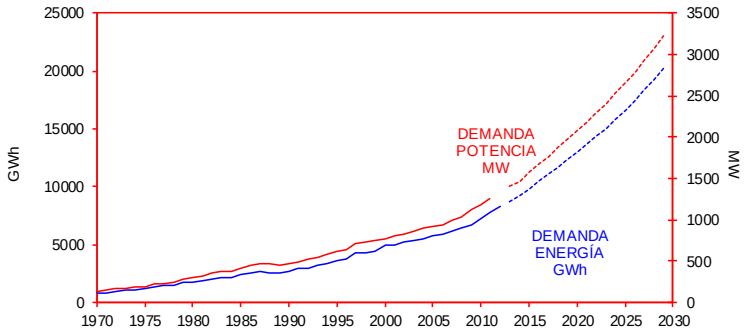
AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2014	5.9	7.3	4.0	3.8	5.7	-2.8	0.8	-6.9	3.1	5.2		4.9	
2014-2015	4.4	7.3	3.3	4.5	5.5	-8.4	186.3	-25.3	7.1	7.5		7.9	
2015-2019	4.2	7.2	5.7	4.6	5.3	11.7	12.4	7.1	8.5	6.4		6.3	
2015-2029	3.7	6.9	5.3	4.6	5.5	7.3	5.8	6.0	5.0	5.5		5.4	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	9.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	211.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	211.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,001.4	5.6
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,032.3	3.1
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,122.0	8.7
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,190.4	6.1
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,254.5	5.4
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,351.3	7.7
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	154.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,408.9	4.3
2014	2,520.6	3,432.3	702.9	860.3	168.4	6.3	87.2	4.0	1,429.3	9,211.3	5.6	1,467.5	4.2
2015	2,631.6	3,682.9	726.5	899.3	177.7	5.8	249.5	3.0	1,530.4	9,906.5	7.5	1,582.8	7.9
2016	2,744.8	3,948.9	758.5	939.3	184.3	7.6	574.3	3.3	1,678.4	10,839.4	9.4	1,733.8	9.5
2017	2,860.2	4,233.0	809.9	982.2	195.2	8.0	333.0	3.5	1,853.5	11,278.5	4.1	1,801.3	3.9
2018	2,977.8	4,538.7	859.1	1,027.4	206.5	8.5	326.9	3.7	2,042.7	11,991.2	6.3	1,912.2	6.2
2019	3,097.6	4,866.0	906.7	1,074.8	218.4	9.0	397.7	3.9	2,118.1	12,692.2	5.8	2,021.0	5.7
2020	3,219.5	5,205.7	955.3	1,122.5	230.7	9.5	430.9	4.1	2,194.5	13,372.8	5.4	2,126.1	5.2
2021	3,343.4	5,568.3	1,006.0	1,172.5	243.6	10.0	473.5	4.4	2,262.9	14,084.6	5.3	2,235.9	5.2
2022	3,469.4	5,952.7	1,059.4	1,225.0	257.1	10.6	483.1	4.6	2,350.7	14,812.7	5.2	2,348.0	5.0
2023	3,597.3	6,363.1	1,114.5	1,280.1	271.4	11.2	495.6	4.9	2,442.8	15,580.7	5.2	2,466.0	5.0
2024	3,727.1	6,798.8	1,172.5	1,338.0	286.3	11.8	501.9	5.1	2,526.1	16,367.7	5.1	2,586.7	4.9
2025	3,858.8	7,263.4	1,232.0	1,399.7	302.1	12.4	510.8	5.4	2,625.5	17,210.1	5.1	2,715.7	5.0
2026	3,992.4	7,758.0	1,296.3	1,464.7	318.7	13.1	519.5	5.7	2,701.3	18,069.8	5.0	2,847.1	4.8
2027	4,127.7	8,282.0	1,362.7	1,533.6	336.2	13.8	528.5	6.0	2,809.2	18,999.7	5.1	2,989.1	5.0
2028	4,264.8	8,839.2	1,432.0	1,605.8	354.5	14.6	537.7	6.4	2,922.4	19,977.5	5.1	3,138.2	5.0
2029	4,403.6	9,430.4	1,504.0	1,682.0	373.8	15.4	547.0	6.7	3,041.1	21,004.1	5.1	3,294.5	5.0

TABLA 1. 44 - ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Bajo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
	1990	2014	5.2	4.9
Pronóstico	2014	2015	6.9	7.2
	2015	2019	5.9	5.9
	2015	2029	5.3	5.3



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2014	5.9	7.3	4.0	3.8	5.7	-2.8	0.8	-6.9	3.1	5.2		4.9	
2014-2015	4.4	7.0	3.1	4.1	5.3	-8.6	147.5	-25.4	6.7	6.9		7.2	
2015-2019	4.1	7.0	4.7	4.4	0.8	0.0	15.3	4.1	6.4	5.9		5.9	
2015-2029	3.7	6.8	4.5	4.4	4.0	3.0	6.4	5.0	4.5	5.3		5.3	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	914	8017		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1,139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1,148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1,214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1,348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1,450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1,469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1,724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1,756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1,863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2,030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2,193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2,225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2,412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2,565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2,748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2,579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2,624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2,746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2,896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3,011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3,199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3,400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1,000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3,619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1,041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3,795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1,181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4,254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1,004.6	1,342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4,295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1,041.9	1,449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4,474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1,118.1	1,569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1,166.4	4,967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1,161.3	1,619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1,066.0	4,999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1,261.0	1,733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1,108.7	5,221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1,341.2	1,947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1,035.8	5,342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1,437.7	2,065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5,571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1,495.8	2,178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5,711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1,534.2	2,133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5,861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1,628.5	2,342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6,208.8	5.9	1,001.4	5.6
2008	1,647.2	2,471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6,386.4	2.9	1,032.3	3.1
2009	1,801.9	2,482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1,015.8	6,753.7	5.8	1,122.0	8.7
2010	1,974.0	2,651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1,057.6	7,290.3	7.9	1,190.4	6.1
2011	2,084.1	2,879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1,122.9	7,722.5	5.9	1,254.5	5.4
2012	2,248.0	3,177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1,189.7	8,359.8	8.3	1,351.3	7.7
2013	2,380.0	3,326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1,220.4	8,722.1	4.3	1,408.9	4.3
2014	2,520.6	3,432.3	702.9	860.3	168.4	6.3	87.2	4.0	1,429.3	9,211.3	5.6	1,467.5	4.2
2015	2,630.5	3,671.9	724.4	895.9	177.3	5.8	215.7	3.0	1,524.5	9,849.0	6.9	1,573.6	7.2
2016	2,742.7	3,931.3	752.5	934.6	155.3	5.0	240.3	3.0	1,667.1	10,431.8	5.9	1,668.6	6.0
2017	2,857.0	4,209.1	793.9	975.6	164.1	5.3	242.2	3.1	1,834.9	11,085.2	6.3	1,772.7	6.2
2018	2,973.4	4,504.4	832.1	1,018.2	173.3	5.5	315.9	3.3	1,886.2	11,712.2	5.7	1,872.6	5.6
2019	3,092.0	4,819.2	871.6	1,062.7	182.9	5.8	380.9	3.5	1,953.7	12,372.3	5.6	1,977.7	5.6
2020	3,212.5	5,152.0	912.4	1,108.6	192.9	6.0	401.0	3.7	2,023.8	13,012.9	5.2	2,079.6	5.2
2021	3,335.1	5,504.0	953.8	1,155.9	203.4	6.3	412.9	3.9	2,074.2	13,649.4	4.9	2,180.9	4.9
2022	3,459.6	5,878.2	997.7	1,205.3	214.4	6.5	421.1	4.1	2,143.8	14,330.8	5.0	2,289.3	5.0
2023	3,586.1	6,275.0	1,042.0	1,256.8	225.9	6.8	456.4	4.3	2,216.6	15,070.0	5.2	2,406.8	5.1
2024	3,714.3	6,695.0	1,086.6	1,310.8	237.9	7.1	468.1	4.6	2,301.5	15,825.8	5.0	2,527.0	5.0
2025	3,844.4	7,142.7	1,130.5	1,367.9	250.5	7.4	476.9	4.8	2,402.6	16,627.6	5.1	2,654.4	5.0
2026	3,976.3	7,618.8	1,182.4	1,428.2	263.9	7.7	485.4	5.1	2,480.9	17,448.6	4.9	2,784.9	4.9
2027	4,109.8	8,124.9	1,234.0	1,492.0	277.9	8.1	494.1	5.3	2,590.5	18,336.6	5.1	2,926.0	5.1
2028	4,245.1	8,663.2	1,287.5	1,559.5	292.7	8.4	503.0	5.6	2,705.1	19,269.9	5.1	3,074.3	5.1
2029	4,382.0	9,233.9	1,342.4	1,630.4	308.2	8.8	512.0	5.9	2,824.4	20,247.9	5.1	3,229.6	5.1

TABLA 1. 45 - ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

PRONOSTICOS

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.2, 6.4, y 6.8% a corto plazo (2015-2018), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2019-2029) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.1 y 5.2 % de crecimiento anual sostenido.

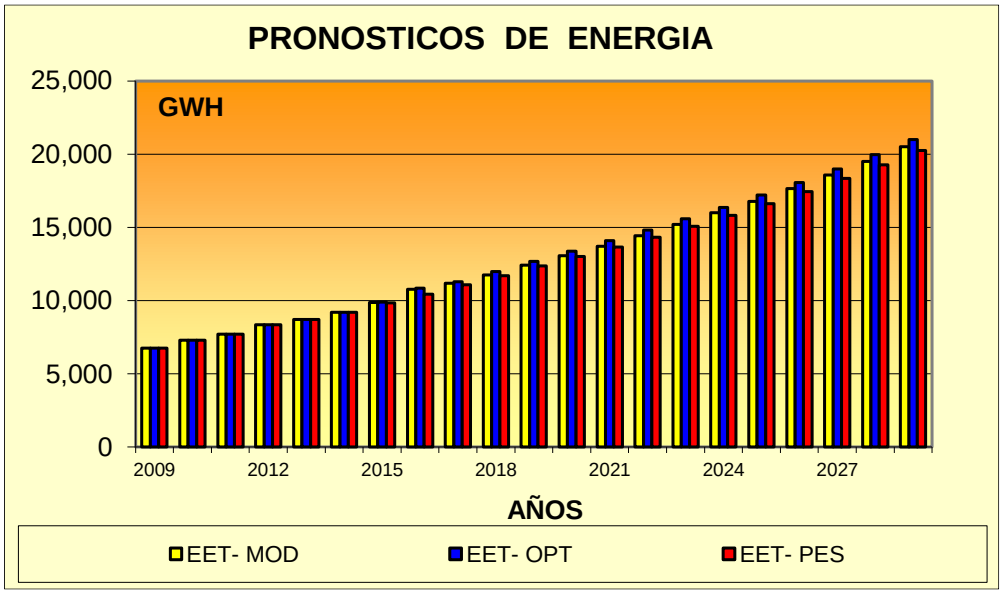


GRÁFICO 1. 29 - PRONOSTICO DE ENERGÍA

Para todo el período de análisis, 2015-2029 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 5.4, 5.5 y 5.7%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 5 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco general de factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados Los cuales presentan alternativas de desarrollo de la economía, realistas y viables, que no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez puedan crear demandas eléctricas muy disparejas entre sí.

La fundamentación de estos análisis en el corto plazo, se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, de aprobar la ampliación del Canal de Panamá, convergente con la ejecución simultanea de varios mega proyectos estatales de modernización de la infraestructura física, económica y

social, todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 6.3 y 6.8% a corto plazo (2015-2018) y entre 5.1 y 5.27% a largo plazo (2019-2029) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2015-2029), los resultados esperados, se encuentran respectivamente en 5.0 y 5.12%.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia se mantienen en magnitud con una leve declinación con respecto a los estimados en los tres escenarios alternativos con respecto a los presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2014-2028. Esta leve disminución, 1 a 2 décimas de por ciento, refleja elementos de índole interna y aspectos derivados del reacomodo del comercio y economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes expectativas económicas más realistas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles Por lo cual, los plazos de culminación de algunos proyectos anteriormente planteados se alargan en el tiempo, o son postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros vuelven a las etapas de pre factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes sean acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejen en los pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica a un nivel de 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento global y de la región latinoamericana, que se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos, Rusia y China y a la presente debilidad de las economías emergentes ante una futura crisis, terreno fértiles, para la declinación y/o paralización practica del comercio mundial, con sus efectos derivados en las actividades motores de la economía nacional.

En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

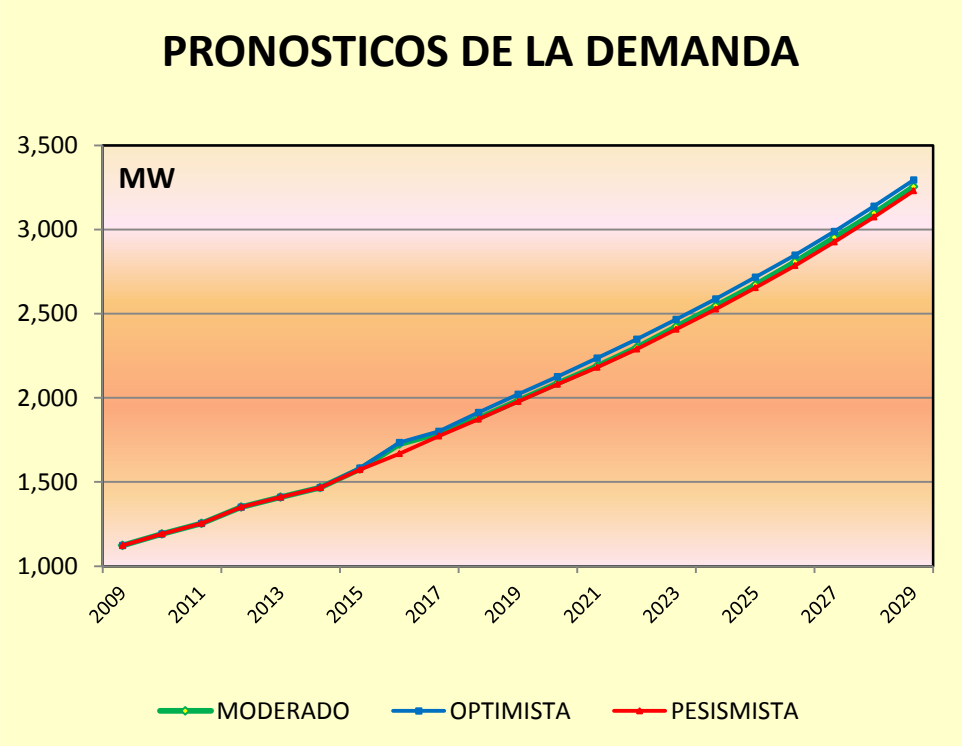


GRÁFICO 1. 30 - PRONÓSTICOS DE DEMANDA

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y de potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de las premisas utilizadas, muy poca diferencias entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo simultaneo de varios mega proyectos estatales de infraestructura y desarrollos privados de magnitud, que se realizan en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2015-2018)	637.7	102.9	695.0	111.2	625.2	101.3
LARGO PLAZO (2019-2029)	794.6	125.0	819.4	125.7	776.0	123.4
ANALISIS (2015-2029)	752.8	119.1	786.2	121.8	735.8	117.5

TABLA 1. 46 - INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGÍA & DEMANDA POR PERIODO

Aunado a las incertidumbres consideradas anteriormente en los Pesin's 2012 y 2013, para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los

escenarios moderado y optimista, la paralización y suspensión de varios proyectos públicos y privados. Siendo hoy en día, la situación de mayor alarma, el atraso del proyecto de ampliación del Canal, cuyas obras no se terminaran a tiempo, con probables y significativos sobrecostos, lo que conlleva a la disminución y postergación en los próximos dos o tres años de las utilidades programadas para entrega a Panamá. Lo que podrá causar importantes disminuciones en el flujo de inversiones públicas, y por ende en crecimiento del PIB, especialmente dentro del periodo crítico del plan, años 2015- 2016.

Entre las anteriores incertidumbres que inciden en la caída del PIB y por consiguiente una baja en la demanda eléctrica en el costo plazo, es la postergación y/o cancelación total de lujosos proyectos urbanísticos del sector construcción. Algunos de los cuales, a la fecha están obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009). Dado que gran parte de esta demanda provenía de países, que han sido fuertemente golpeadas por esta crisis, que resulto en una mayor restricción en el crédito bancario nacional y externo.

En el caso del medio y largo plazo, la incertidumbre se presenta en la inserción real de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el pronóstico 2015-2029. [96] Proyectos mencionados en informes de pronósticos anteriores, pero no incluidos específicamente en las actuales premisas de los escenarios, por su incipiente estado de desarrollo y/o la falta de información que precise detalles de inversión, capacidad y plazos para la entrada en operación, algunos de ellos se han postergado indefinidamente. Entre estos tenemos: el Panama International Merchandise Mart (PIMM) [97] ; Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Centro Energético de las Américas. [98] De acometerse la construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, las tasas de crecimiento real de la demanda se dispararía significativamente.

Por otro lado, las restricciones de crédito internacional condicionadas por los bajos parámetros de crecimiento o el estancamiento de la economía de los principales países del hemisferio norte, tienen la propiedad de desincentivar o contraer la demanda eléctrica doméstica, en el medio y largo plazo.

[96] Como ejemplo el magno y complejo proyecto de la “Ciudad Aeroportuaria”, mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; la expansión portuaria (Mega Puertos de Farfán y Corozal).

[97] Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de $545 millones que se construirá, en El Limón, Provincia de Colón, con un terreno de 560 hectáreas, el PIMM ocupara 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la vía Transístmica y el Lago Gatún. La primera fase del proyecto puede costar 50 millones de dólares y podría estar en operaciones en el año 2015.

[98] Es un mega complejo petroquímico que incluye refinerías, plantas petroquímicas, instalaciones marinas y terminales de almacenamiento. La fase inicial del proyecto tiene un estimado de costo directo de $1.300 millones.

ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELECTRICO

La distribución sectorial del consumo de la energía disponible en el sistema eléctrico nacional refleja interesantes resultados. Los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, seguirán siendo el sector comercial y el residencial, seguidos en orden por el segmento de las pérdidas de energía eléctrica, el sector oficial, el sector industrial. En el año 2014, la participación respectiva de estos sectores en el consumo eléctrico fue de 37, 27, 16, 9.3, y 8%, en el mismo orden.

El historial de participación muestra como el sector comercial ha ido creciendo paulatinamente en detrimento especialmente de las pérdidas totales del sistema y del consumo del sector residencial, que reducen en el tiempo su participación. De acuerdo a los escenarios presentados, se espera que en el año 2029, esta estructura de consumo varíe a 46% en sector comercial, 21% sector residencial, 13% en pérdidas totales del sistema. Por otro lado los sectores oficial e industrial mantienen su participación relativa, con una leves declinación con respecto a los registros del año 2014, para parámetros esperados de 8 y 7%, respectivamente en el año 2029.

El segmento de pérdidas viene reduciendo su participación en consumo del sistema, con una tasa de declinación de 0.63 % anual en los últimos cinco años, luego de declinar casi 7% anual en quinquenio anterior 204-2008, gracias a las mejoras continúas en el equipamiento de los sub-sistemas de transmisión y distribución

El análisis de los registros de los dos años 2008 y 2009, muestra que la participación en el consumo total de pérdidas totales de energía eléctrica habían alcanzado los parámetros de 12.0 y 12.5%, cuando en el año 2000 su participación sectorial fue de 23.6%. La revisión de la data de pérdidas conllevo a un incremento de la data elaborada por el SNE. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2014-2028, hizo las correcciones necesarias, por la cual estas pérdidas en 14.5 y 15% para los años listados.

Con lo cual, las tasas de crecimiento de pérdidas son levemente estabilizadas hasta el año 2027, en un rango entre 12.9 y 13.3% dependiendo de las premisas de los escenarios. Es importante anotar que en el periodo inicial, posterior a la reforma del subsector eléctrico (1989-2001), las pérdidas de energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado el sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).[99]

En el caso del segmento de consumo residencial, el modelo espera menores aportes al consumo global del sistema, es producto de la absorción casi total de la demanda residencial urbana, a la que agregan sectores de población de menores ingresos, con lo cual, son de esperar consumos básicos. Por otro lado, después crecer en promedio el consumo residencial 7.4% anualmente en el periodo 2009-2014, el modelo pronostica un crecimiento de solo 4.2 % anual durante el corto plazo y de 3.6 % anual en el largo plazo 2019-2029. Se

[99] Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

infiere que la modernización del equipamiento familiar, cada vez más eficientes, aunado a incomodos precios de la energía eléctrica para los usuarios residenciales, conducirán a menores consumos.

El segmento de consumo Bloque incluye el consumos de energía eléctricos diversos, originados en la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, el consumo integral del proyecto del Saneamiento de la Bahía (del PTAR y de equipos auxiliares), de la expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen, la explotación de minerales metálicos (cobre) Además, del consumo de una nueva sub-actividad económica no tipificada de consumo eléctrico, el transporte masivo urbano. (Metro).

Todas esta sub- actividades de consumo, que han de entrar en operaciones en el primer quinquenio del presente pronóstico, se agrupan dentro del segmento Bloque a menos que se realicen segmentaciones adicionales al consumo eléctrico. De no ser así, el sector industrial, comercial y el residencial se repartirían proporcionalmente el 2% del consumo alcanzado en el horizonte del plan por el segmento de consumo denominado Bloque, con un mayor peso en segmento de consumo gubernamental (Oficial).

Los resultados para los 15 años de proyección del pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, aproximadamente del 42% al 55% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a 22%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

CONFIABILIDAD DE LOS PRONOSTICOS

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se compararon las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2015-2035), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.[100]

Las demandas totales de potencia del CND, corresponden a las documentadas en el Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información del Agentes Distribuidores del Mercado Mayorista de Electricidad, “Mercado”. Además, contempla la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes en el Mercado. Específicamente, volúmenes de energía y potencia de varios Supermercados metropolitanos, y otras industrias existentes, modificando las demandas totales coincidentes con las pérdidas en punta del consumo.

[100] Informe Indicativo de Demandas 2015-2035, de Diciembre 2014. Este informe contiene los detalles mensuales de las proyecciones de demanda de potencia y el consumo de energía eléctrica de cada uno de los Participantes Consumidores.

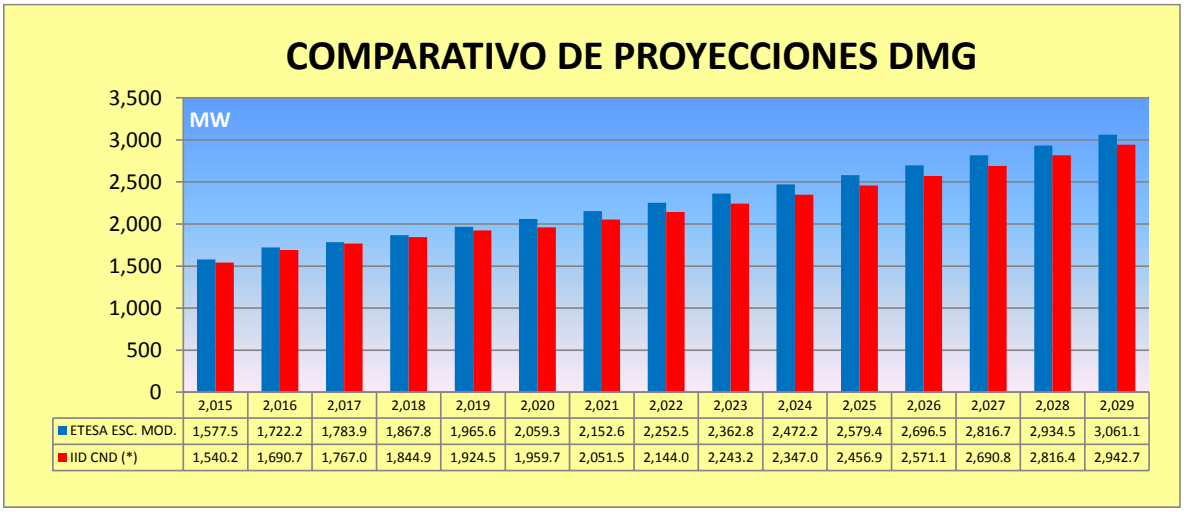


GRÁFICO 1. 31 - COMPARATIVO DE PROYECCIONES DMG

La anterior grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG Coincidentes de los Agentes Consumidores Participantes en el Mercado más las perdidas en la punta del CND, se definen dos periodos. Como muestran los datos insertos en la figura anterior, la proyección de la demanda del CND, muestra una declinación en el año 2020; ya que el año 2019 con 1925 MW, crece un 4.3%, pasa a crecer 1.8% en el año 2020, con 1960 MW, para nuevamente crecer 4.7% en el año 2021, con 2052 MW.[101]

Esta primera fase de tiempo, que va del 2015 al 2019, coincide con el periodo de corto plazo 2015-2018, en donde los pronósticos del CND se igualan a los estimados de ETESA con diferencias menores de 10 MW, una diferencia porcentual promedio anual de -0.2%. La segunda fase, que va del año 2020 al 2029, que comprende el mediano y largo plazo, los pronósticos de ETESA, pasan a superar los pronósticos del CND, iniciando con 72 MW en el año 2020 a 249 MW en el año 2029, horizonte del pronóstico de ETESA, para una diferencia promedio anual en los 10 años de 158 MW.

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada declarada por los Agentes Distribuidores, sin las pérdidas en punta son en promedio de 5.9% para los primeros cinco años (2015 y 2019), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2020-2024, se tienen diferencias mayores en promedio anual de 8%, acrecentándose anualmente estas diferencias al último quinquenio analizado, 2025-2029, para un promedio anual de 7.8%. Estas diferencias son escuetamente expuestas en la siguiente figura.

[101] Lo más probable sea el resultado de la fuerte disminución de la perdidas en punta, de unas pérdidas promedio de 4.6% anual en el cuatrienio anterior 2016-2019, a una tasa constante de 2.45% anual, a partir del 2020, a la entrada de la L/T de 500 kV, y equipos auxiliares.

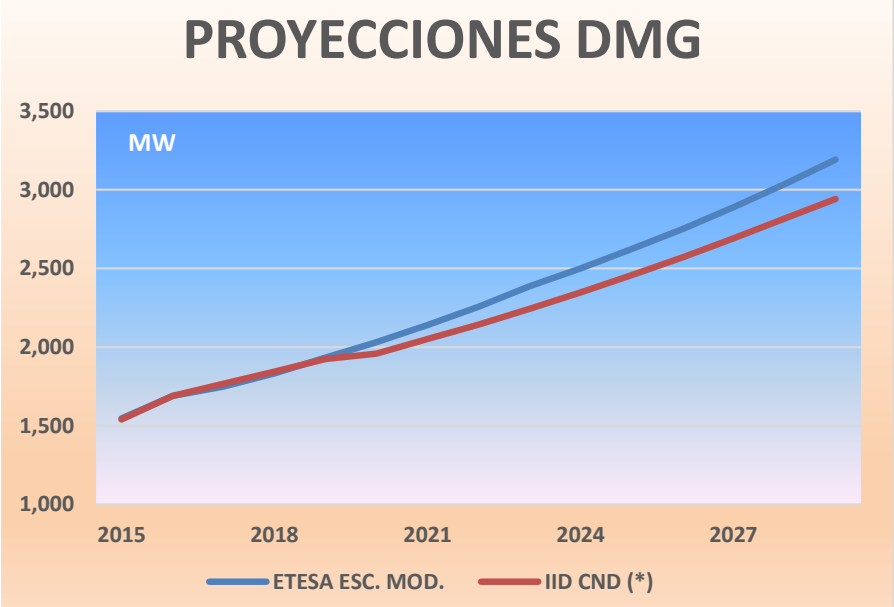


GRÁFICO 1. 32 - PROYECCIONES DMG

Estos porcentajes promedio de discrepancias se pueden explicar en sentido que los agregados de potencia, son el resultado de información de las empresas distribuidoras y de Grandes Clientes, los cuales son en gran parte conservadores y además pueden estar contemplando medidas de control y ahorro que no son del conocimiento general. Como los pronósticos de demanda, preparados por ETESA son anuales, tienen más importancia las discrepancias del periodo de corto plazo, en la cual diferencias de alrededor de dos unidades porcentuales (2.0%), o menos, son aceptables, de manera que este pronóstico se valida, en especial los resultados en el periodo crítico.

Para el periodo de Largo Plazo las diferencias de pronósticos de la demanda de ETESA con el CND se profundizan paulatinamente, llegando en el periodo 2019-2020 a diferencia de 5.1%, para un promedio anual en el periodo 2024-2020 de 5.1%. En los últimos años del largo plazo, correspondientes al extremo del periodo, el análisis de referencia de ETESA, 2025-2029, las diferencias con el CND se mantienen entre un 4 y un 5%, para una tasa diferencial anual de 4.6%. Para todo el periodo de análisis, se estima una tasa diferencial 3.8 %, en el último año del análisis, año 2029 la de discrepancia es de 4.0%.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CONCLUSIONES

De acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2015-2018), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 6.2 a 6.8% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 6.3 a 6.8%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias entre los escenarios menores al 0.5%, obedece a la fuerza de los factores positivos macroeconómicos que se perciben y manifiestan al presente para dichos años, especialmente los relacionados a la ejecución de los trabajos de ampliación del Canal de Panamá y a la ejecución en el corto plazo de magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas gubernamentales anti cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico, tanto moderado, como las opciones optimista y pesimista.

Por consiguiente, la inclusión de los consumos previstos de los proyectos de Saneamiento de la Bahía de Panamá, de la operación de Linea1 del sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro) y de la expansión de las facilidades aeroportuarias en Tocumén, de la implementación de enclaves mineros para la explotación de metales (cobre y oro), se incorporan dentro del segmento de consumo Bloque. Consumo que se suma a la energía correspondiente a la región, recién integrada al SIN, la región económica de Changuinola, en la provincia de Bocas del Toro. Por la cual el segmento Bloque pasa de 83.5 GWh en el año 533 a 547y 512 GWh en el año 2029, respectivamente en los escenarios Moderado, Optimista y Pesimista.

Entre las mayores incertidumbres que se evidencian en el presente pronóstico, están la precisión del comportamiento de la economía nacional en el periodo de corto plazo (2015-2018). En especial, el derrotero en este período de los agregados sectoriales que presentan mayor dinamismo, los cuales a su vez se convierten en los motores de empuje de las otras actividades nacionales, como es la operación del tercer juego de esclusas del Canal, la construcción, Comercio y las actividades dependientes del turismo de negocios y placer.

El comportamiento de la economía nacional desde el año 2010 al presente, hace suponer que las actividades dinamizantes de la economía panameña han logrado mitigar en parte los inciertos efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana, traspasada globalmente al área financiera mundial, efectos no superados totalmente por la economía mundial. El excelente comportamiento promedio del crecimiento económico alcanzado en el periodo 2010 - 2013, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 9.0%, viniendo de un parámetro deprimido de 3.9% en el año 2009. Pero aunque bajo, el parámetro alcanzado, en ese año, fue relativamente positivo dentro de un entorno latinoamericano y mundial de recesión.

Otra incertidumbre importante originada en la crisis económica global, es la certeza de continuación de grandes proyectos urbanísticos en la urbe metropolitana y en las aéreas de descanso en desarrollo a lo largo del país. Estos proyectos, fueron obstaculizados por factores no previstos en su previa programación, reticencia del

crédito bancario por los bancos nacionales y del exterior, hacia los promotores en la etapa de construcción y a las hipotecas individuales, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso en la época reciente, la Construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo de crecimiento anterior, 2004 - 2008.

Aunque, en el quinquenio 2009-2013, primo la cautela del sector financiero nacional como resabio de la crisis mundial del 2008-2009, ha estado declinando hasta su totalidad, el impulso agresivo que tenía esta actividad antes de este periodo, se perdió, ya que la construcción de residencias de lujo, la más dinámica, se ha mantenido de manera conservadora. El total de la actividad construcción no fue afectada, por la intervención estatal, cuya participación no solo incidió en los trabajos de la ampliación del canal, sino en otras grandes obras de infraestructura nacional. Por lo cual se espera que las actividades conexas mantengan el impulso necesario al desarrollo de la actividad de construcción, un reimpulso de los denominados turismos de temporada y/o residencial, y por consiguiente de las actividades concernientes a la explotación de hoteles y restaurantes.

Aun no se tiene información cierta sobre el desarrollo de algunos mega proyectos de índole privada, no listados, ni considerados explícitamente en este análisis, los cuales podrían incrementar las tasas de crecimiento del escenario optimista, en forma directa e indirecta. Los proyectos identificados, son de un alto valor de inversión y corresponden en gran parte a empresas con un potencial uso intensivo de la energía eléctrica, pero que las actividades en mención dependen de una mejora sustancial de las condiciones económicas globales.

Entre los proyectos no listados, ni incluidos en este análisis que pueden afectar sensiblemente las proyecciones de energía y potencia en el largo plazo, podemos mencionar: una magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; otros proyectos mineros de magnitud, nuevos puertos correspondientes a la expansión portuaria; un Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro Energético de las Américas. Todos estos proyectos tienen grados diversos de incertidumbre, algunos de estos proyectos se encuentran en niveles incipientes de ejecución y/o dependen de estados saludables de la economía mundial.

Finalmente, habrá que esperar a ver si el enrutamiento positivo de la economía mundial se sostiene, ya que las perspectivas de las instituciones multilaterales, han emitido conceptos en la cual se afirma que la crisis global toco piso. Pero en la práctica es de conocimiento de las propias instituciones multilaterales, aún existen resabios de la crisis global, que generan incertidumbres en el escenario futuro de las principales economías del globo. Por otro lado, se tiene la proliferación y/o actualización de legislaciones y tratados económicos en busca de la defensa de sus propios sectores económicos internos, lo cual podría afectar las expectativas de crecimiento del comercio mundial en el corto plazo y por ende en la economía nacional, dado el fuerte grado de inserción doméstica en la economía mundial.

De aun continuar en “sala de recobro la economía mundial, habrá que determinar con mayor precisión en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá), la cual ha correspondido a más de un quinto del PIB, en los últimos

tres años. Si la recuperación económica mundial no se realiza, los ingresos esperados por el canal ampliado disminuirían afectando el repago de las obras en construcción y sus costos financieros, lo cual derivaría en mayores restricciones financieras del Estado, que resultarían en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2015, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 6 y 7%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2014, prevén finalizar con una tasa cercana al 6.1%. Con respecto a los pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2015 - 2018, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.3%, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo va de 4.1 a 7.5%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2018-2028), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 3.5 a 6.3%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes (9% anual sostenido).

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo se concluye, que de acuerdo a los registros de los últimos tres años, se evidencia que el país obtiene más producto en unidades monetarias por unidad de energía eléctrica consumida, $PIB/kWh.

En los tres años anteriores la EIA, había reconocido, el estancamiento de la oferta de los crudos convencionales con costos incrementales en la extracción ante una demanda mundial creciente con restricciones mundiales en los procesos de refinación, con lo cual el precio esperado de los combustibles para generación eléctrica, se enfrentaba a precios reales de los combustibles crecientes, consecuente con el mayor costo del componente térmico.

Ante el incremento mundial de la demanda, la industria petrolera respondió a los costos incrementales de la oferta del crudo con nuevas tecnologías de exploración y extracción de crudos convencionales, de los nuevos crudos de esquito y de *"extrema profundidad"*, de bio-combustibles y de nuevas alternativas de combustibles. Gracias a esto era de esperar en el corto y mediano plazo, una estabilización o retardo en el precio futuro de los combustibles.

En cambio, el Mundo se encontró a fines del año 2014 y principios del presente, sorpresivamente con precios deprimidos del crudo y de los combustibles. En seis meses el crudo Brent, referencia internacional, cae un 55%, pasando de 112 a 50 dólares por el barril a mediados de enero 2015. En razón, a la contracción económica mundial de las principales economías, la demanda internacional de los combustibles disminuye frente al incremento gradual de las reservas mundiales, gracias a la extracción de crudos no convencionales como el crudo de esquistos, de pre- sal, al mejoramiento tecnológico de los procesos de refinación que conllevan mayor producción de combustibles. Además, este periodo confluye con la penetración mundial creciente de generación eléctrica convencional a gas natural y por otro lado de la fuerte inserción a nivel mundial de fuentes alternativas de generación eléctrica, con base en las tecnologías eólica, fotovoltaica y termo solar.

El Factor de Carga FC, que había venido disminuyendo de un factor promedio de 70.5 u, en el periodo 2001 - 2007, a 69.0 y 66.3 u. en los años 2008 y 2009. Comportamiento, asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta y se mantiene un uso no eficiente de la energía eléctrica en el sector residencial.

En los años 2011 -2013 el incremento de este parámetro FC indica un uso más eficiente del consumo eléctrico con respecto a los años anteriores, gracias al ligero aumento en estos años de la actividad manufacturera, gracias a una mayor utilización del consumo del sector comercial con base en un equipamiento moderno, a una mejor gestión de la distribución eléctrica y a aun posible efecto tarifario del servicio eléctrico, específicamente en el sector residencial.

En este punto, es de destacar que desde finales del año 2013 se presentaron dos situaciones no favorables a las expectativas de crecimiento económico nacional, ambas de tipo coyuntural, pero que pueden ocasionar en los próximos años efectos negativos de retardo de corte estructural**.** Muy en especial en aquellas actividades que han sido en estos últimos años, los principales motores de esta economía, actividades de sector terciario, como son las actividades de reexportación de la Zona Libre de Colon (ZLC) y las obras de Ampliación del Canal.

El sector de la reexportación, ZLC, debido soportar en los últimos dos años, la restricción de divisas por parte de Venezuela y en menor medida por otros países de la región con respecto a las compras en la zona franca, aunado al establecimiento de medidas de protección arancelaria por Colombia. Al provocar un desbalance en un gran sector de empresas de este enclave económico, con lo cual se crea un fantasma de quiebra de grandes empresas del sector, que se materializo al inicio del año 2014 por una Resolución de la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP), exigiéndoles a los Bancos con cartera riesgosas en la ZLC de establecer reservas o provisión especifica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hacen casi imposible que se paguen las mercancías recibidas a crédito, por empresarios venezolanos.

Con respecto a las medidas proteccionistas de Colombia, por el establecimiento de exagerados aranceles, a productos no provenientes de países con lo que el Estado Colombiano tuviera tratados comerciales. Haciendo énfasis en las áreas de los textiles, zapatos, artículos de cuero y otros donde compiten con la manufactura colombiana, produciendo inestabilidad en este pilar de la re-exportación de ZLC hacia la región latinoamericana aledaña.

La confluencia negativa de ambas situaciones se transmuta en una significativa e inmediata desaceleración de la actividad económica, representada por la ZLC. Hasta el año 2012 esta actividad de la zona franca redondeaba el 8% del PIB global.

Por otro lado, el retraso en las **obras principales de la ampliación del Canal, tercer juego de esclusas. Obras, originalmente programadas a entrar en operación en el mes de octubre del 2014, las cuales se ha reprogramado su entrada en operaciones hasta mediados del año 2016. Este retraso es consecuente con la paralización de las obras y otras acciones por parte del consorcio GUPC, contratista principal de las obras, en razón a desavenencias técnico- financieras con la ACP.**

Dada la importancia de la actividad canalera y sus actividades conexas sobre el Producto Interno Bruto, el retraso de obras no menor de dos años, tiene por concepto implicaciones significativas en el Modelo de proyección de la energía eléctrica, PREEICA. El efecto final en las proyecciones de la demanda eléctrica en el corto y largo plazo, deberá de analizarse, *a posteriori*, cuando entre en operación el nuevo juego de esclusas y se pueda cuantificar los efectos o impactos en el devenir nacional.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp; 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos; Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la Potencia Máxima consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras para el día 2 de julio de 2015.

EDEMET

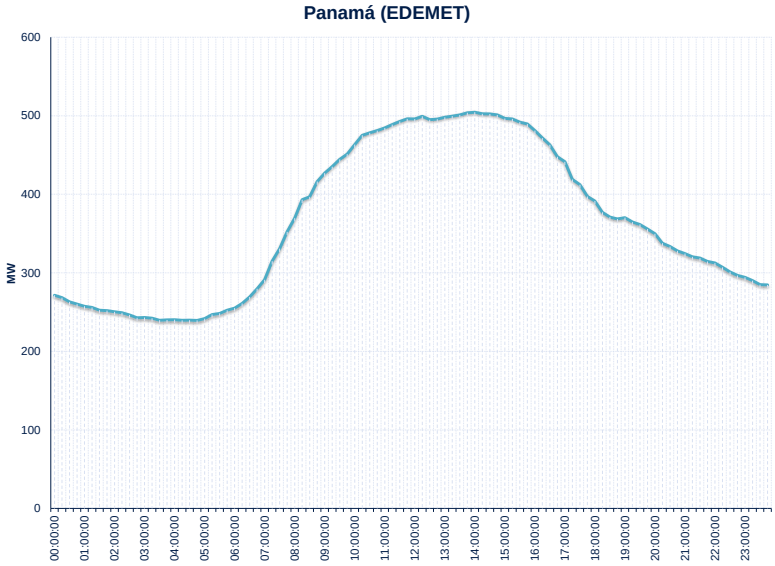


GRÁFICO 1. 33 - CURVA TÍPICA DE CARGA EDEMET - PANAMÁ

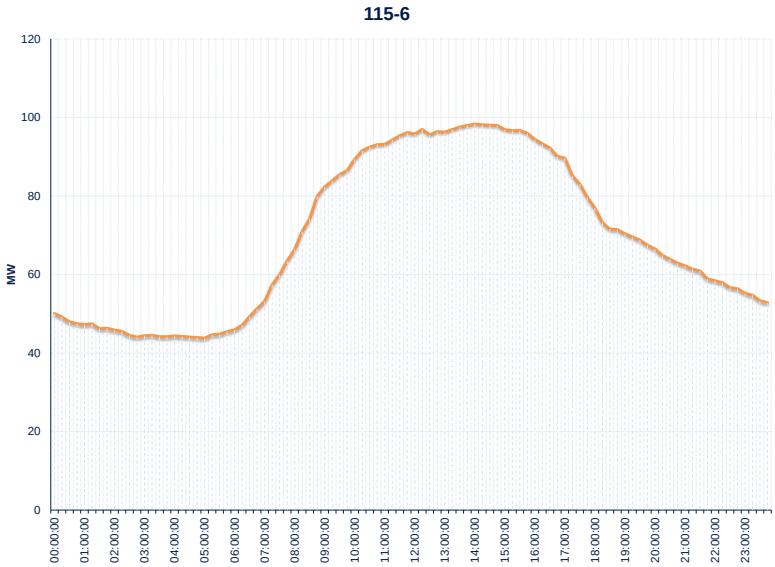


GRÁFICO 1. 34 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-6

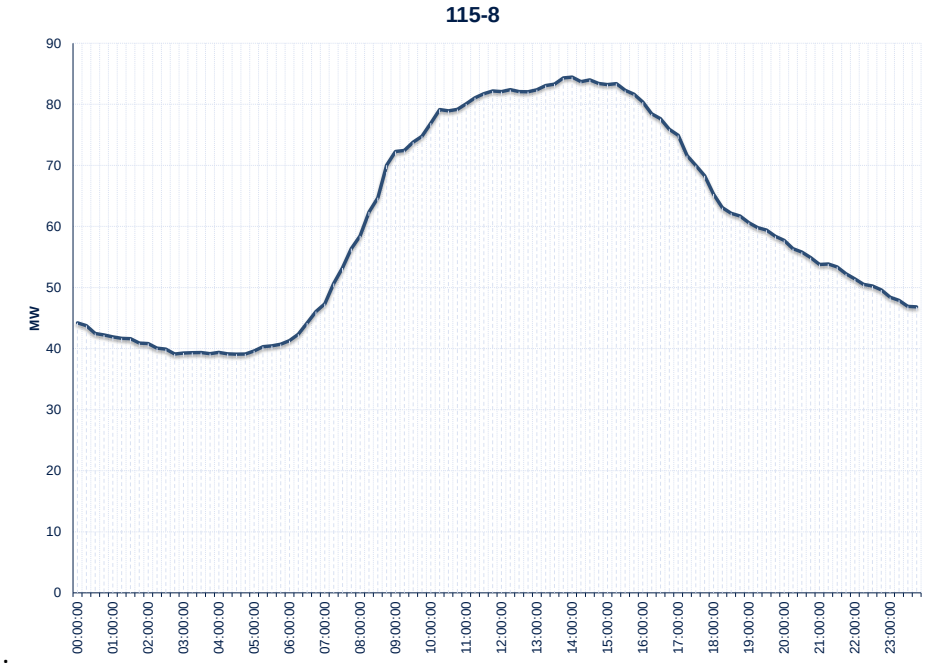


GRÁFICO 1. 35 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-8

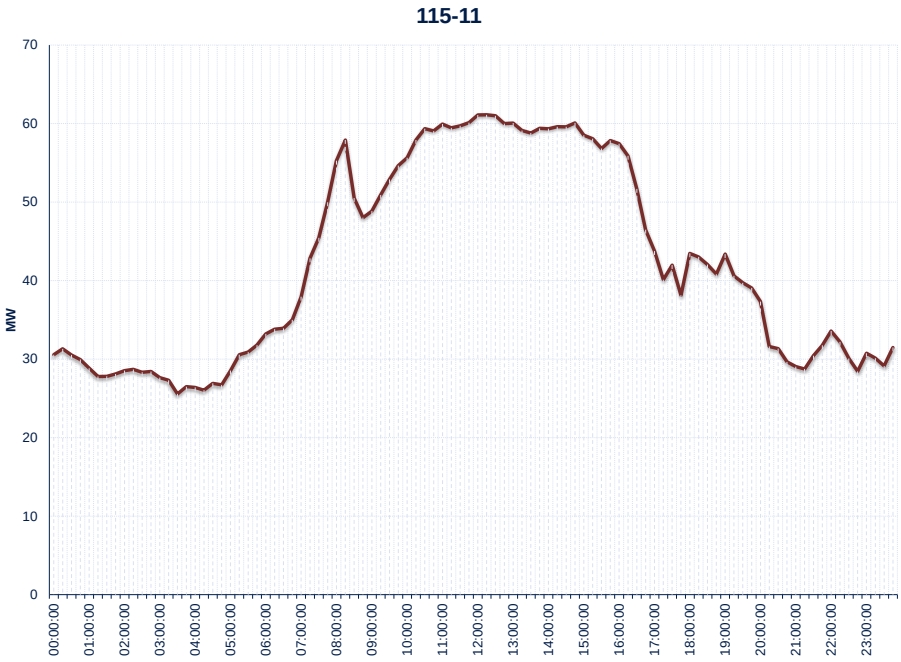


GRÁFICO 1. 36 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-11

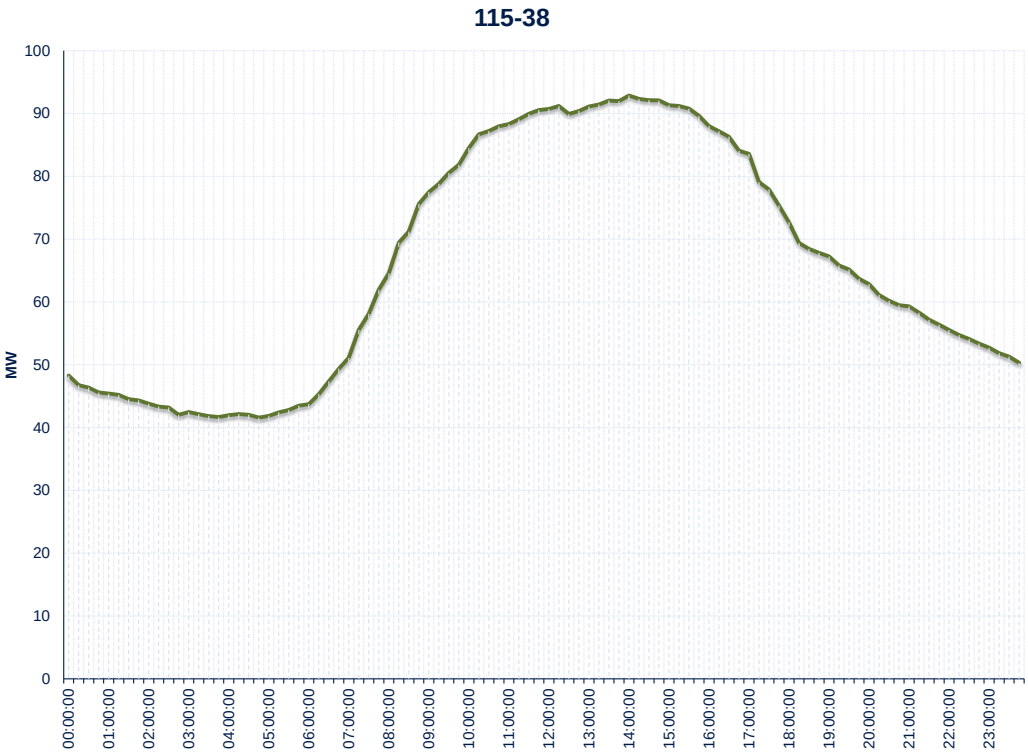


GRÁFICO 1. 37 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-38

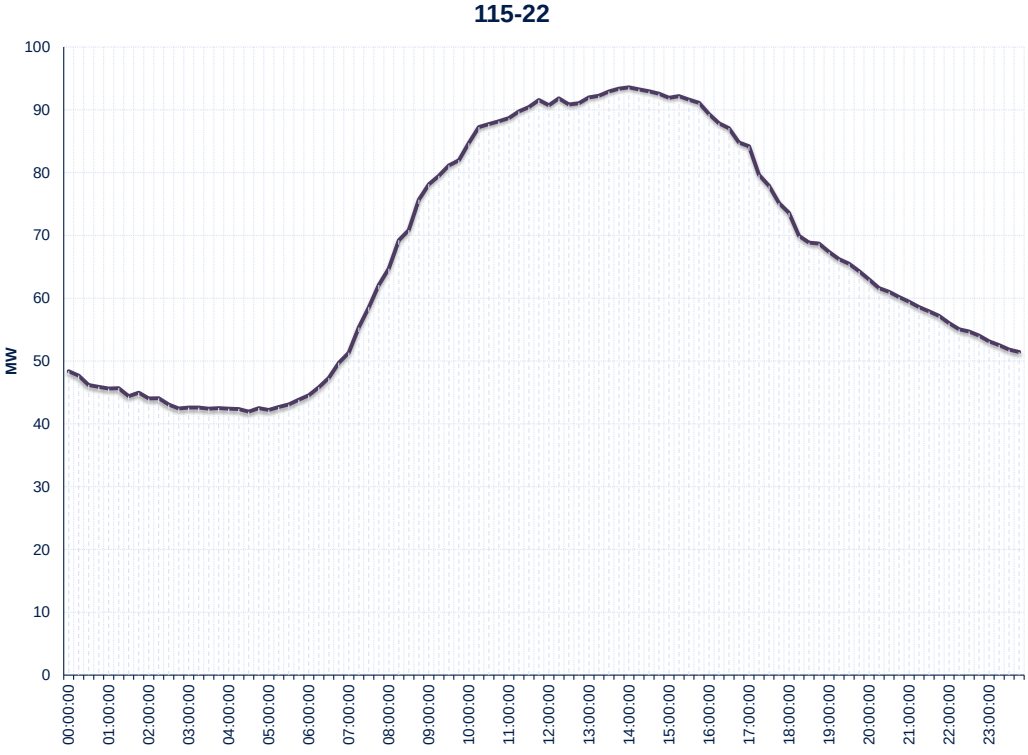


GRÁFICO 1. 38 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-22

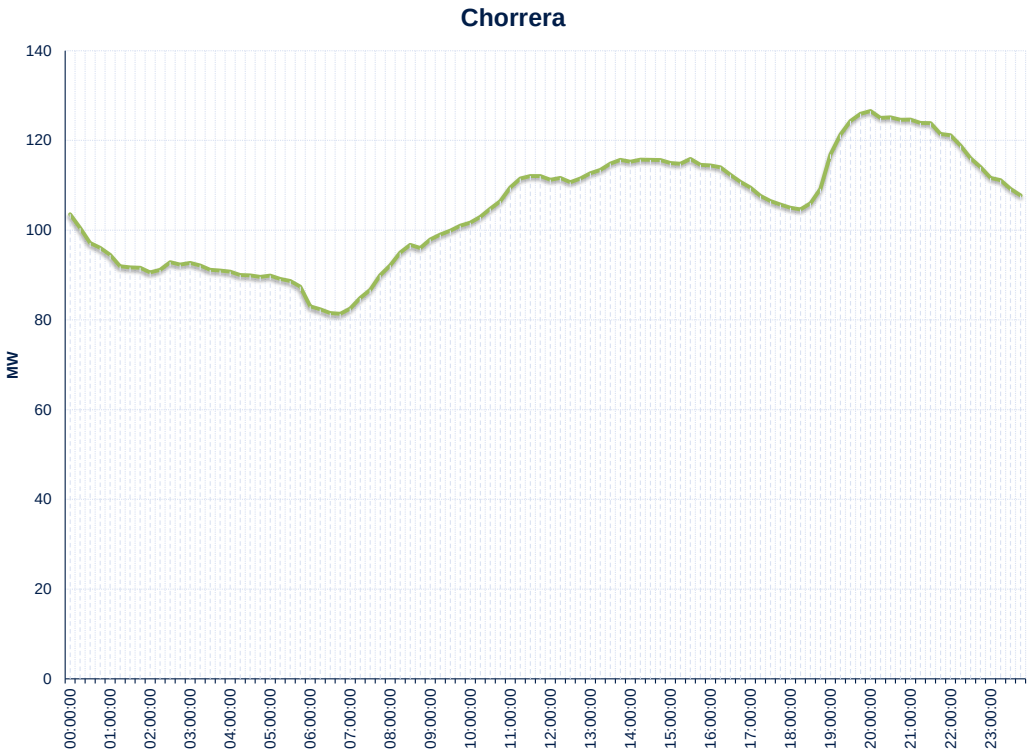


GRÁFICO 1. 39 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHORRERA

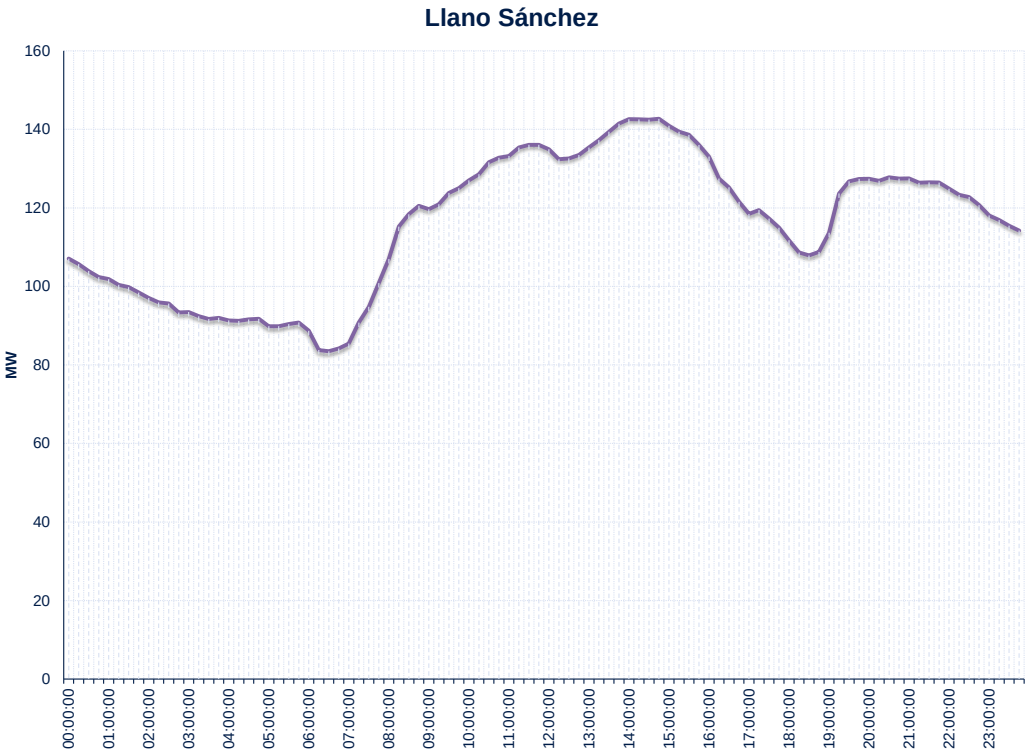


GRÁFICO 1. 40 - CURVA TÍPICA DE CARGA LLANO SÁNCHEZ

EDECHI

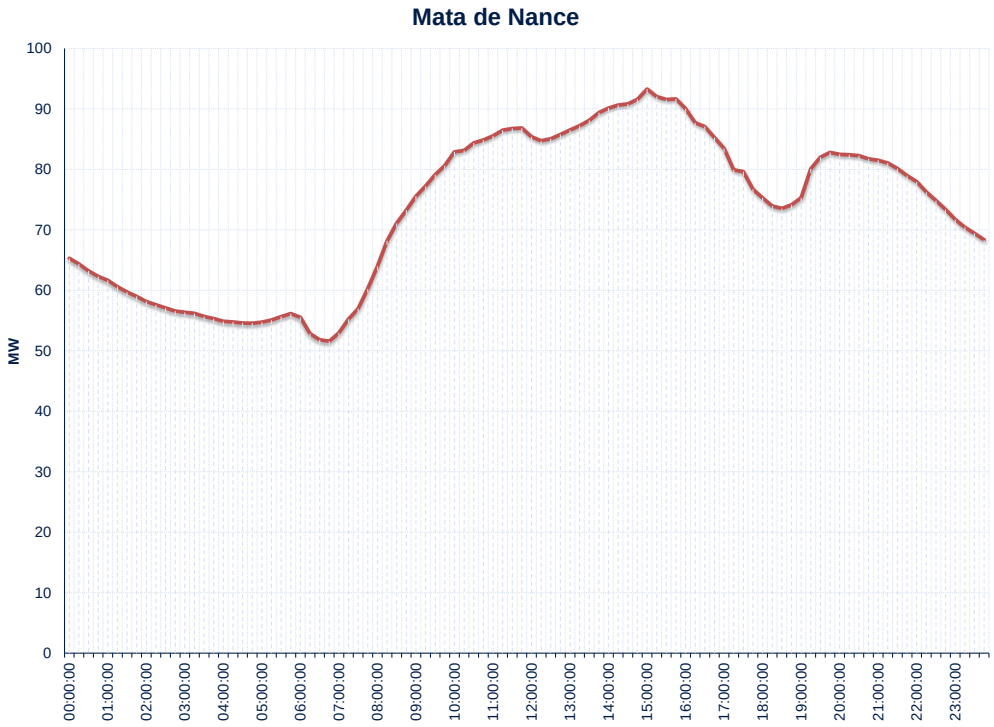


GRÁFICO 1. 41 - CURVA TÍPICA DE CARGA MATA DE NANCE

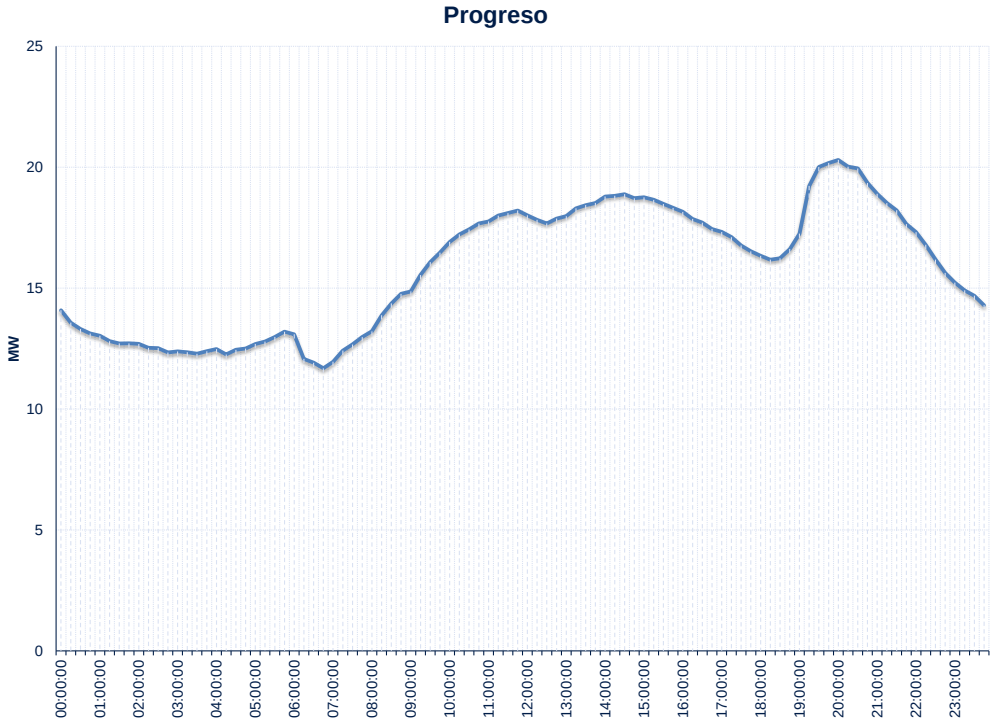


GRÁFICO 1. 42 - CURVA TÍPICA DE CARGA PROGRESO

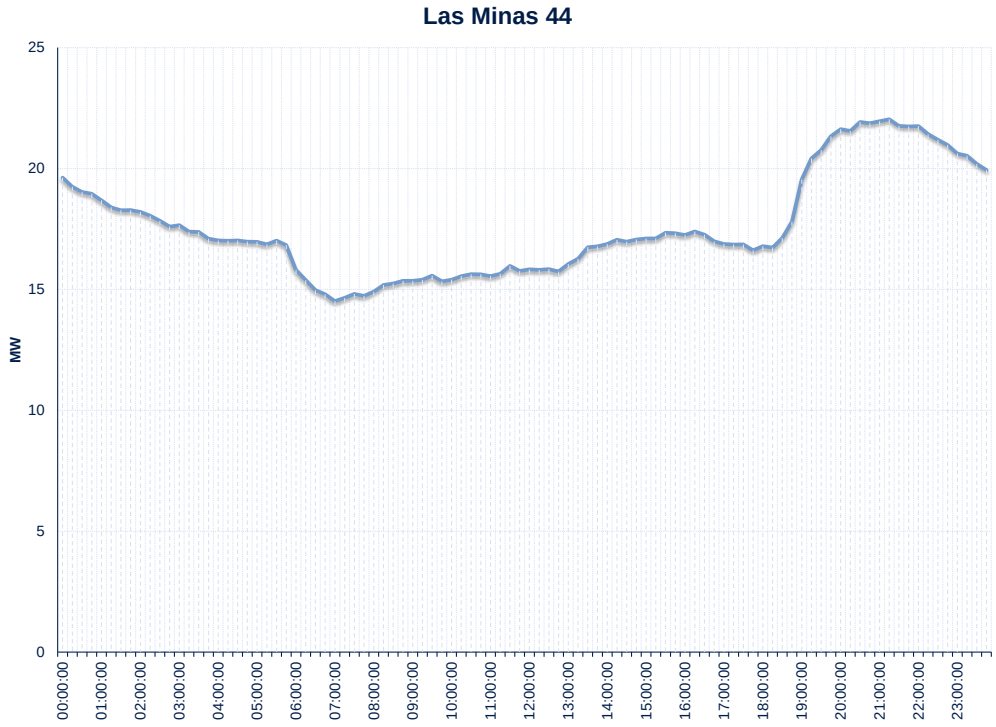


GRÁFICO 1. 43 - CURVA TÍPICA DE CARGA LAS MINAS 44

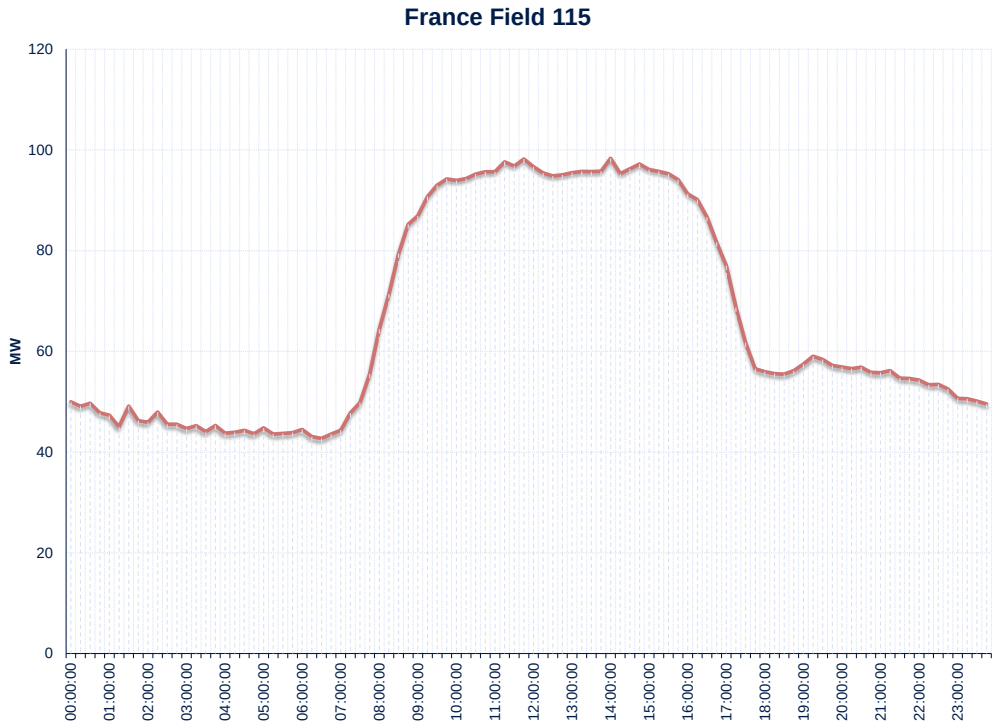


GRÁFICO 1. 44 - CURVA TÍPICA DE CARGA FRANCE FIELD 115



GRÁFICO 1. 45 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHILIBRE

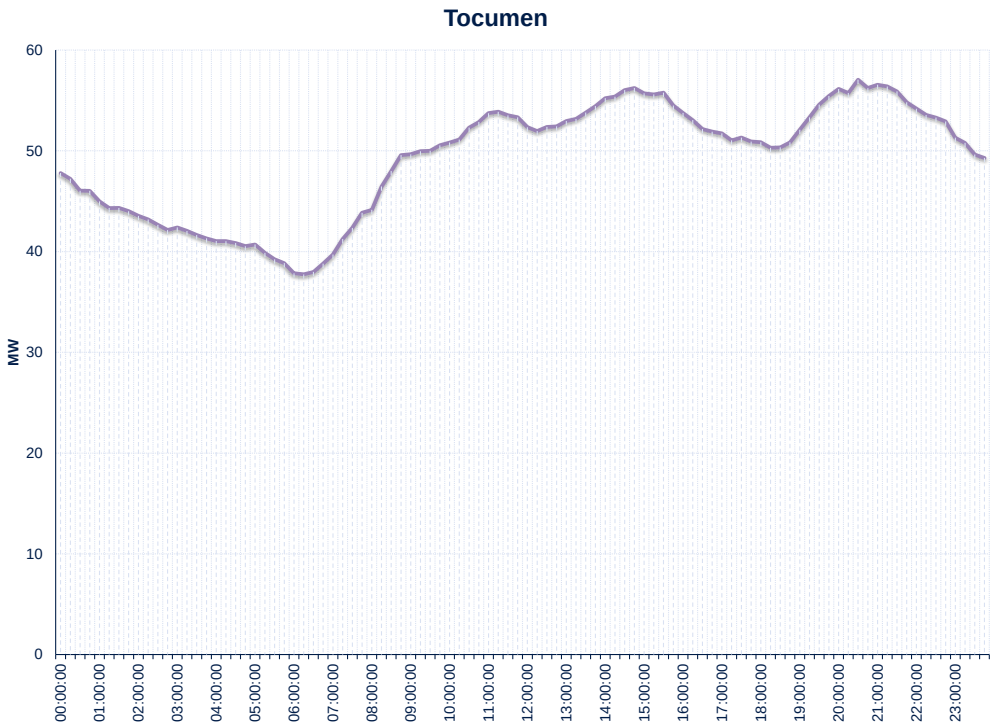


GRÁFICO 1. 46 - CURVA TÍPICA DE CARGA TOCUMEN

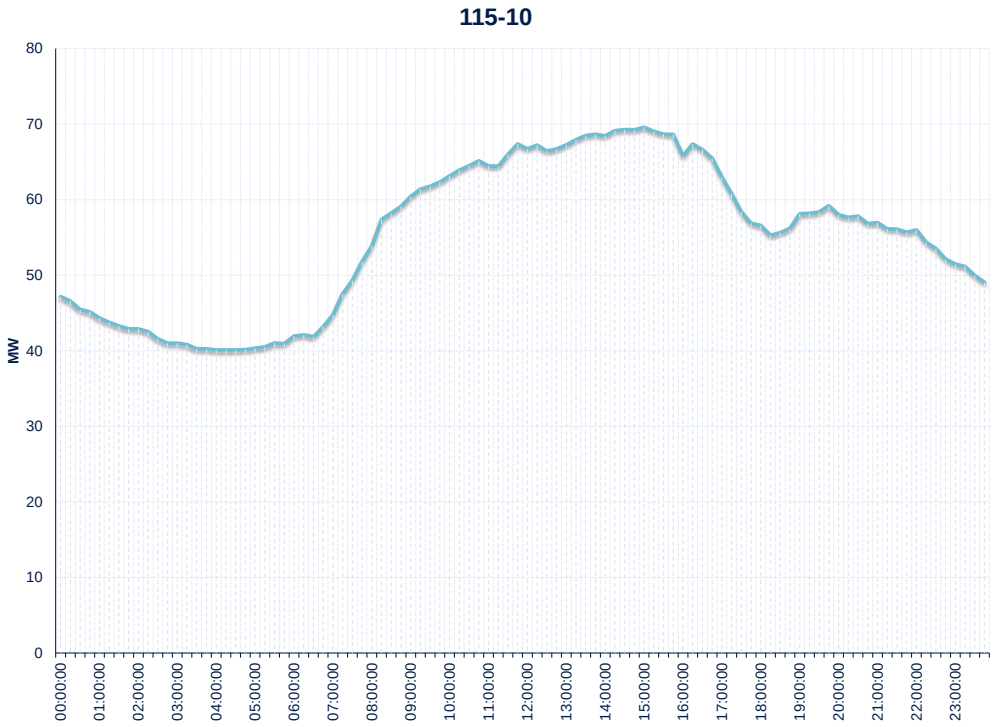


GRÁFICO 1. 47 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-10

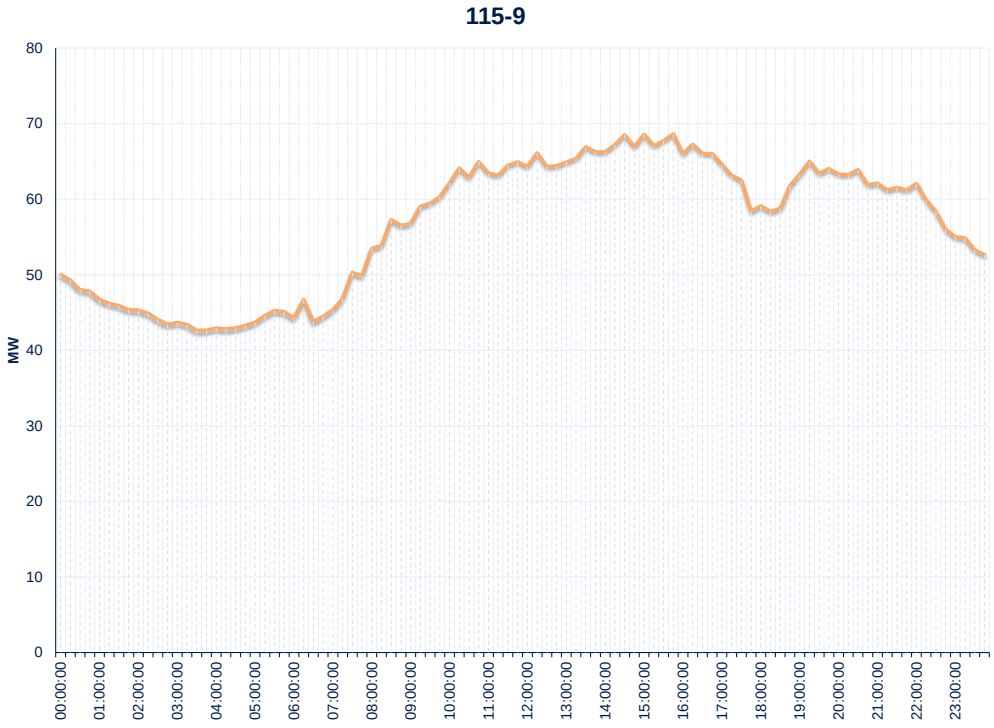


GRÁFICO 1. 48 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-9

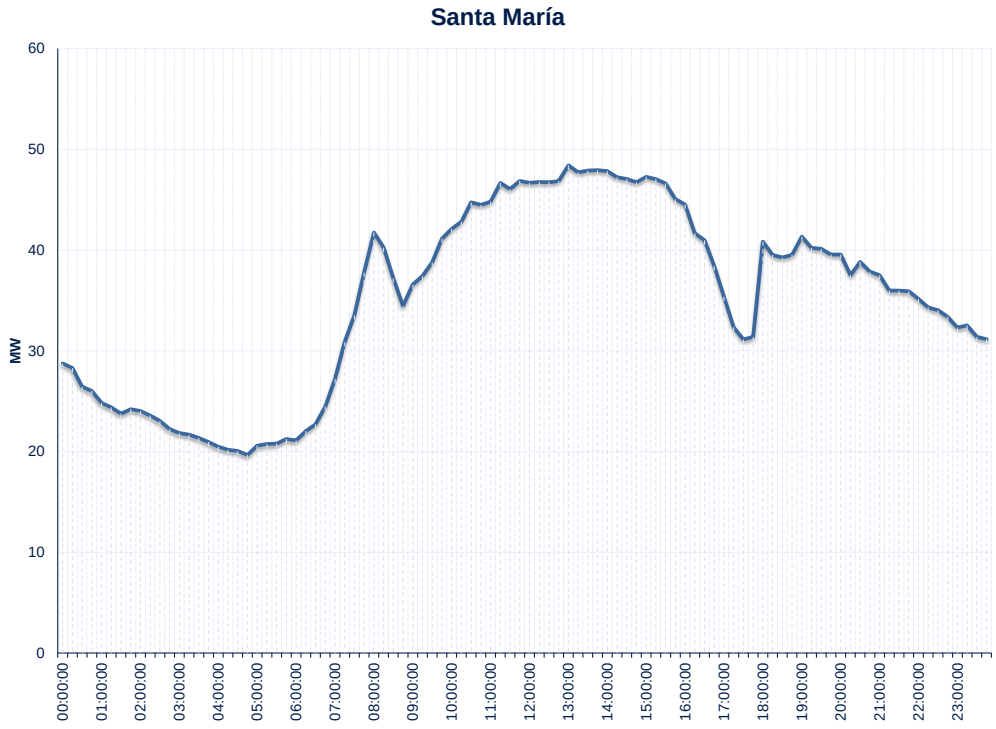


GRÁFICO 1. 49 - CURVA TÍPICA DE CARGA SANTA MARÍA

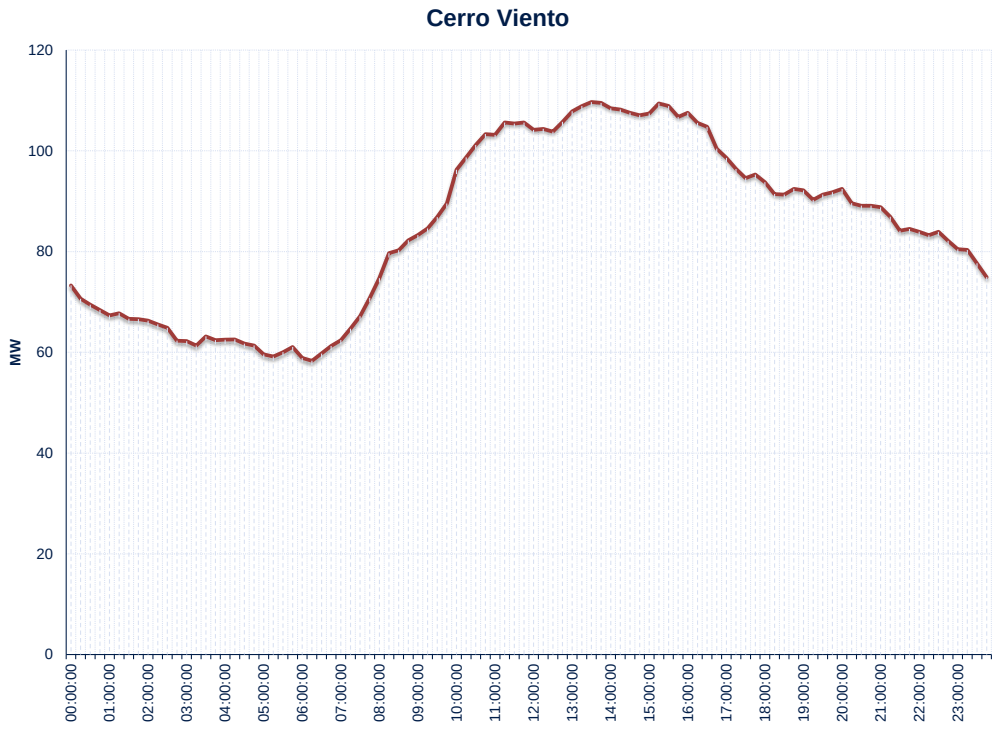


GRÁFICO 1. 50 - CURVA TÍPICA DE CARGA CERRO VIENTO



GRÁFICO 1. 51 - CURVA TÍPICA DE CARGA GEEHAN

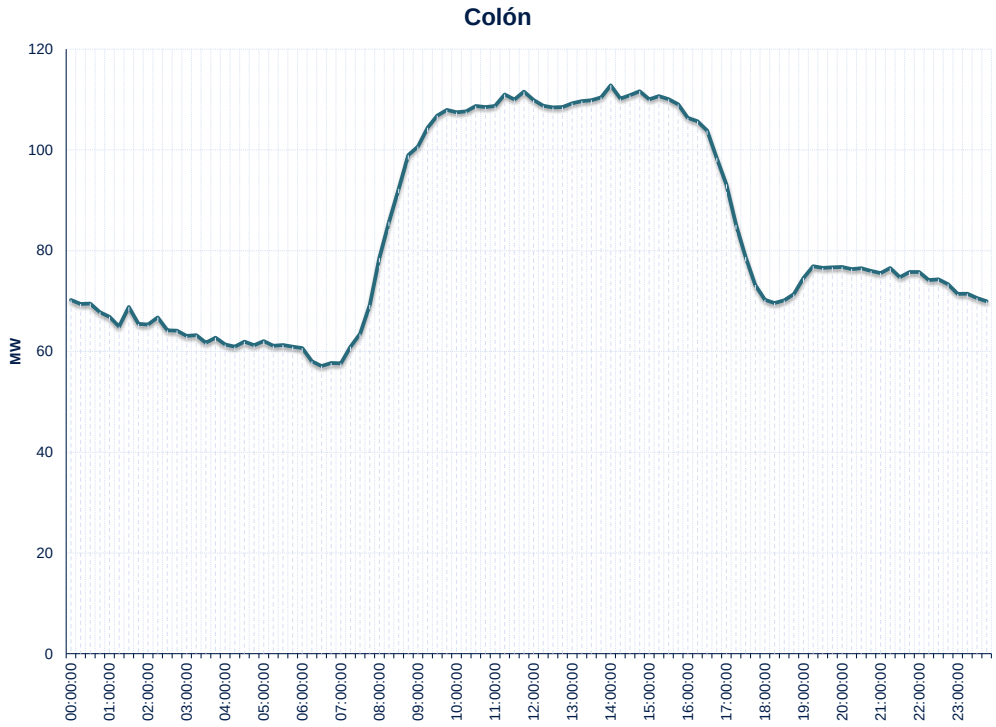


GRÁFICO 1. 52 - CURVA TÍPICA DE CARGA PROVINCIA DE COLÓN (S/E FRANCE FIELD, S/E BLM, S/E COLÓN 1 Y S/E MONTE ESPERANZA)

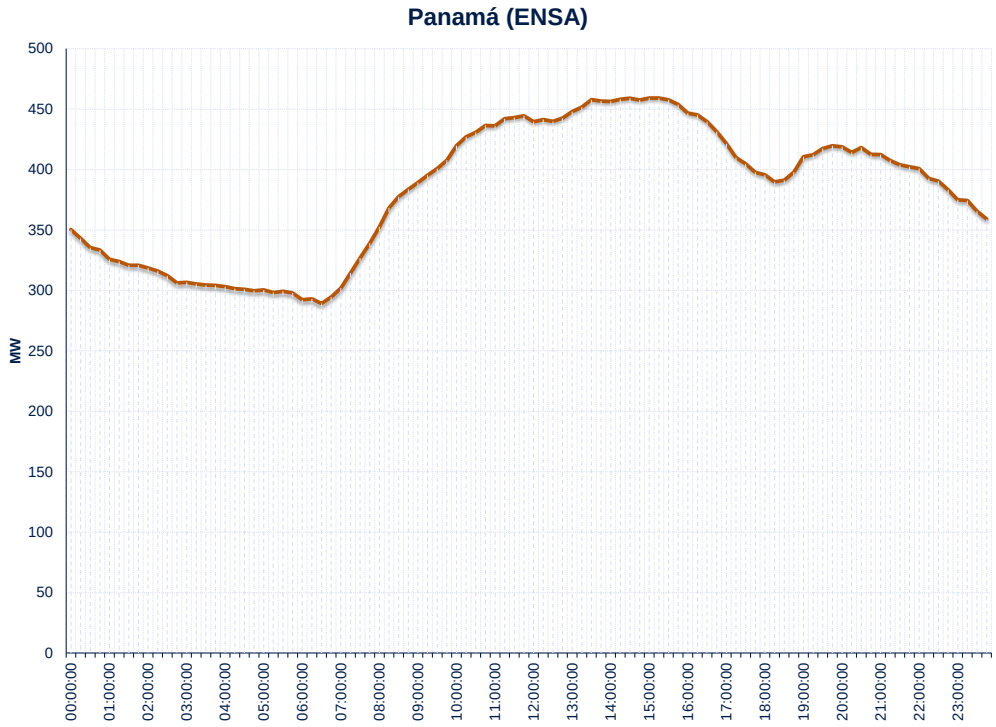


GRÁFICO 1. 53 - CURVA TÍPICA DE CARGA ENSA – PANAMÁ (PROVINCIA DE PANAMÁ - S/E PANAMÁ, S/E CERRO VIENTO, S/E GEEHAN, S/E TOCUMEN, S/E SANTA MARÍA Y S/E 24 DE DICIEMBRE)

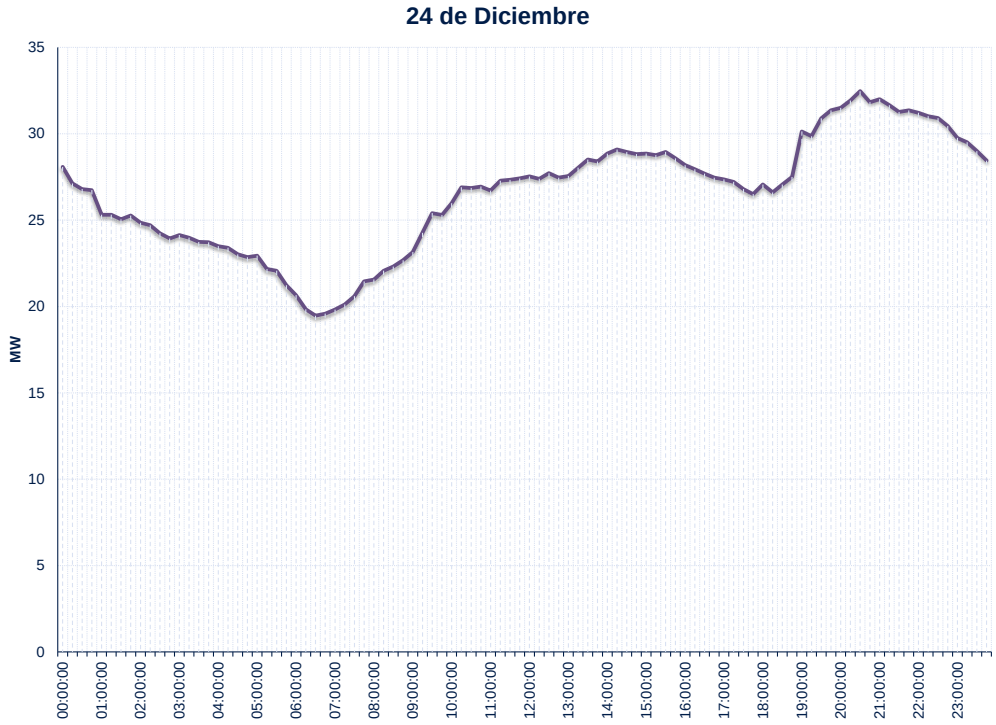


GRÁFICO 1. 54 - CURVA TÍPICA DE CARGA 24 DE DICIEMBRE

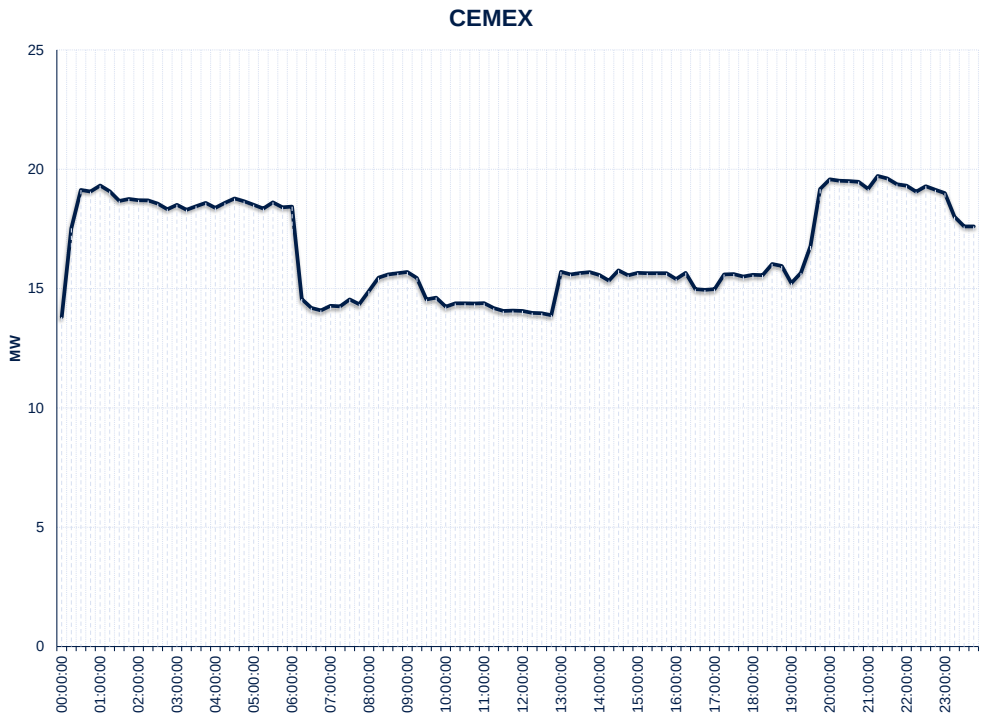


GRÁFICO 1. 55 - CURVA TÍPICA DE CARGA CEMEX

CHANGUINOLA

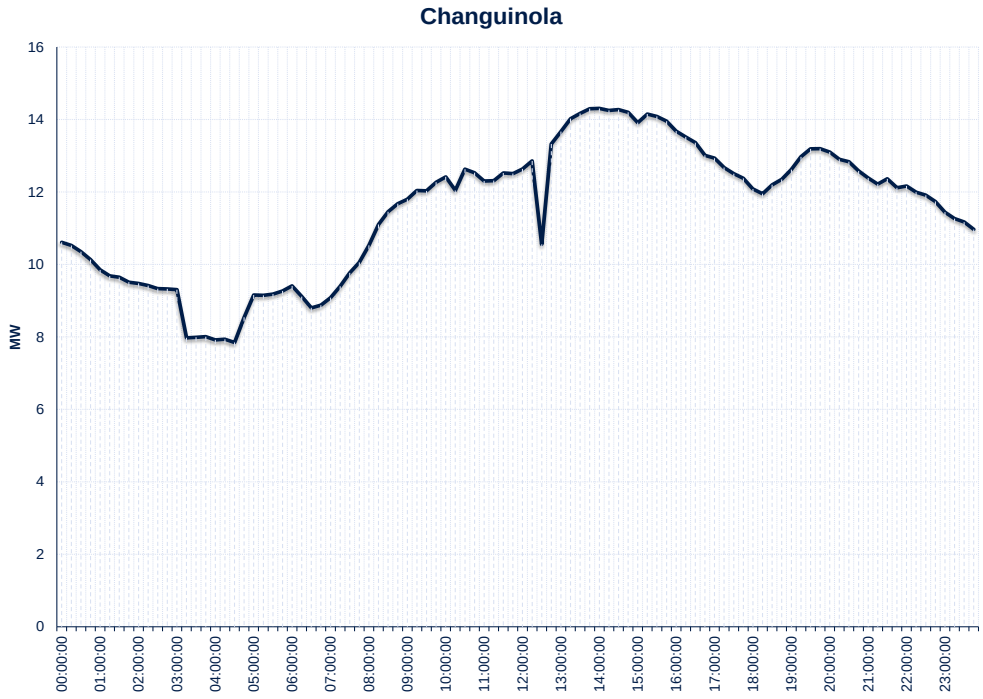


GRÁFICO 1. 56 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHANGUINOLA

DESAGREGACIÓN POR BARRA

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2014. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores[102], con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

[102] Notas: ENSA: nota DI-ADM-217-2015 del 13 de mayo de 2015; Gas Natural Fenosa: nota CM-373-15 (EDEMET y EDECHI) del 20 de abril de 2015.

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2028 (MW)														
PRONÓSTICO MEDIO	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
TOTAL GENERACIÓN	**1,577.20**	**1,724.40**	**1,790.10**	**1,879.10**	**1,983.90**	**2,085.60**	**2,188.10**	**2,298.60**	**2,421.60**	**2,545.90**	**2,670.30**	**2,807.80**	**2,951.80**	**3,096.70**
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	**64.58**	**106.72**	**96.00**	**104.62**	**104.73**	**104.50**	**118.65**	**117.82**	**117.61**	**117.86**	**117.80**	**118.27**	**118.55**	**118.63**
% DE PÉRDIDAS	**4.09%**	**6.19%**	**5.36%**	**5.57%**	**5.28%**	**5.01%**	**5.42%**	**5.13%**	**4.86%**	**4.63%**	**4.41%**	**4.21%**	**4.02%**	**3.83%**
CARGA (MW)	**1512.62**	**1617.68**	**1694.10**	**1774.48**	**1879.17**	**1981.10**	**2069.45**	**2180.78**	**2303.99**	**2428.04**	**2552.50**	**2689.53**	**2833.25**	**2978.07**
	1512.62	1617.68	1694.10	1774.48	1879.17	1981.10	2069.45	2180.78	2303.99	2428.04	2552.50	2689.53	2833.25	2978.07
DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)														
ENSA	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Tocumen (Incluye Vipasa)	59.1	63.6	70.5	74.6	79.0	82.6	85.6	87.7	92.6	96.8	101.1	105.1	109.9	113.0
Cerro Viento	74.6	74.3	68.7	69.9	72.0	74.1	75.5	74.5	76.7	78.8	80.4	82.1	84.1	86.0
Santa María	83.5	87.1	89.4	93.1	97.1	100.7	103.9	108.2	112.3	116.0	119.1	122.5	126.2	129.9
Monte Oscuro	81.4	83.7	55.6	56.8	58.6	60.4	61.8	63.7	65.7	67.7	69.4	71.2	73.3	75.3
Tinajitas	56.8	60.1	63.6	67.4	71.9	76.6	81.1	82.7	89.3	76.4	79.9	82.4	85.1	87.9
Geehan	13.5	14.4	14.9	16.0	16.7	17.2	17.6	18.1	18.8	19.3	19.8	20.4	21.0	21.6
Chilibre (Incluye el IDAAN)	32.7	32.4	32.6	33.1	34.0	34.8	35.4	36.3	37.3	38.2	39.0	39.8	40.7	41.6
Calzada Larga	7.9	8.0	8.2	8.4	8.8	9.2	9.5	9.9	10.3	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2
France Field	67.2	69.0	72.2	75.6	79.5	84.7	87.8	78.5	82.2	88.5	96.2	105.3	109.9	114.1
Bahía Las Minas	19.6	19.8	20.7	22.2	23.4	24.5	25.3	26.3	27.2	28.1	28.9	29.7	30.6	31.5
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)1	35.3	35.3	35.8	36.6	37.9	39.2	40.2	41.6	43.0	44.4	45.7	47.1	48.6	50.1
Nueva S/E Llano Bonito	22.2	26.5	24.2	26.4	28.9	31.8	35.1	37.6	40.3	42.8	45.5	49.8	52.9	56.0
Nueva S/E 24 de Diciembre	23.3	23.5	23.9	24.5	25.4	26.4	27.2	28.3	29.6	30.9	32.4	34.2	37.6	39.6
Nueva S/E Gonzalillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	26.8	30.7	33.4	36.0
Nueva S/E Costa del Este	0.0	0.0	45.1	46.9	50.8	54.4	55.2	56.5	57.9	59.2	60.2	61.4	62.7	63.9
Nueva S/E Brisas del Golf	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.8	10.6	11.7	14.1	15.3	16.4
Nueva S/E Cativá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	14.0	14.6	15.2	15.7	16.3	16.9
Nueva S/E Don Bosco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL ENSA	577.1	597.7	625.3	651.4	684.0	716.6	741.2	772.2	806.8	842.0	877.8	918.1	954.5	986.9

TABLA 1. 47 - DESAGREGACIÓN POR BARRA (PARTE 1)

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)														
EDEMET	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Llano Sánchez 115 KV	128.5	133.5	139.9	147.3	156.6	166.1	174.7	185.5	197.2	209.4	221.4	234.5	248.8	264.0
Llano Sánchez 34.5 KV	12.8	13.2	13.8	14.6	15.5	16.4	17.3	18.4	19.5	20.7	21.9	23.2	24.6	26.1
El Higo	27.7	28.9	30.3	31.9	33.9	36.0	37.9	40.2	42.7	45.4	48.0	50.8	53.9	57.2
Chorrera	113.5	76.4	80.0	84.1	89.3	94.0	98.6	104.3	110.6	116.9	123.2	130.1	137.6	145.5
San Francisco	103.5	100.4	105.3	110.9	118.0	124.7	131.2	139.2	147.9	156.9	165.8	175.5	186.2	197.4
Locería	117.5	108.4	113.6	119.7	127.2	134.4	141.4	149.9	159.3	168.9	178.4	188.7	200.2	212.2
Marañón	98.1	88.8	93.1	98.0	104.2	110.1	115.8	122.7	130.4	138.3	146.0	154.4	163.8	173.6
Centro Bancario	94.8	91.7	96.1	101.2	107.7	113.8	119.7	127.0	135.0	143.2	151.3	160.1	169.9	180.1
El Coco	7.1	7.0	7.4	7.8	8.4	8.7	9.2	9.8	10.5	11.0	11.7	12.4	13.2	13.9
Nueva S/E Bella Vista	0.0	28.8	30.1	31.8	34.1	36.4	38.6	41.2	44.1	47.1	50.1	53.4	56.9	60.7
Nueva S/E Burunga	0.0	41.1	43.0	45.5	48.7	52.0	55.1	58.9	63.0	67.3	71.6	76.2	81.4	86.7
Nueva S/E Arraiján	0.0	40.2	42.9	45.2	48.0	51.6	54.6	58.7	63.2	67.2	71.4	76.2	81.7	87.6
Nueva S/E Clayton	0.0	10.2	10.9	11.4	12.1	12.9	13.7	14.6	15.7	16.6	17.6	18.7	19.9	21.3
Nueva S/E La Floresta	0.0	10.5	10.9	11.5	12.3	13.0	13.8	14.7	15.6	16.6	17.6	18.7	19.9	21.1
TOTAL EDEMET	703.7	779.1	817.3	861.0	915.8	970.3	1021.5	1085.0	1154.9	1225.8	1296.1	1372.9	1457.9	1547.6
EDEMET (SERVICIO B)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Miraflores	25.7	26.5	27.6	29.1	31.0	33.0	34.8	37.1	39.6	42.0	44.6	47.3	50.3	53.3
Balboa	18.8	19.4	20.2	21.3	22.7	24.1	25.5	27.2	29.0	30.8	32.7	34.6	36.8	39.0
Summit	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4
Gamboa	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6
Howard	12.1	12.5	13.0	13.7	14.6	15.5	16.4	17.5	18.6	19.8	21.0	22.3	23.7	25.1
TOTAL EDEMET SERV. B	59.0	60.8	63.4	66.8	71.2	75.7	80.0	85.2	90.8	96.5	102.4	108.6	115.4	122.4

TABLA 1. 48 - DESAGREGACIÓN POR BARRA (PARTE 2)

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)														
EDECHI	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Caldera 115 KV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Progreso 34.5 KV	17.2	18.1	19.1	20.2	21.7	23.1	24.5	26.2	28.0	29.9	31.8	33.8	36.1	38.4
Progreso 115 KV	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
Mata de Nance 34.5 KV	60.7	64.5	68.6	72.5	78.1	83.1	88.2	94.3	100.9	107.8	114.6	122.0	130.2	138.4
Nueva S/E San Cristobal	17.8	18.3	19.2	20.3	21.6	23.1	24.5	26.1	27.9	29.7	31.6	33.6	35.8	38.3
Cañazas (PTP)	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3	3.6	3.8
Isla Colon	0.0	3.7	3.9	4.2	4.5	4.8	5.0	5.4	5.8	6.1	6.5	7.0	7.4	7.9
TOTAL EDECHI	98.6	107.6	114.0	120.5	129.5	137.9	146.2	156.2	167.0	178.4	189.6	201.8	215.3	229.2

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)														
GRANDES CLIENTES	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Super 99 (La Suma de Todos)	11.6	11.4	11.6	11.6	11.7	12.0	12.1	12.4	12.7	12.8	13.0	13.2	13.5	13.8
CEMEX	27.9	27.4	27.9	28.3	31.4	32.2	32.4	33.1	34.0	34.4	34.8	35.4	36.1	36.9
Argos Panamá	8.8	8.6	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.3	9.6	9.7	9.8	9.9	10.1	10.3
Mega Depot	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9
Ricamar	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3
Business Park	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4
Contraloría General de la República de Panamá	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Changuinola	13.7	13.2	13.7	13.9	14.3	15.0	14.3	14.5	14.9	15.1	15.4	15.8	16.2	16.6
Gold Mills	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
AVIPAC	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Cemento Interoceánico	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9
Hotel Bijao	1.0	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
Embajada USA	1.6	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8
TOTAL G. CLIENTES	74.2	72.5	74.0	74.8	78.7	80.6	80.5	82.3	84.4	85.4	86.6	88.1	90.1	91.9

Notas:

A) Con base al pronóstico de demanda con escenario medio o moderado publicado en el Tomo I - Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014.

B) El cuadro no considera la demanda de los autogeneradores "Minera Panamá, S.A." y "ACP". Sin embrago el sistema eléctrico (inyecciones y retiros) de estos autogeneradores es modelado en la Base de Dartos de ETESA y tomado en consideración para los estudios eléctricos.

C) Las pérdidas se han estimado con base a simulaciones realizadas para escenarios en condiciones de demanda máxima, para el periodo lluvioso y sin considerar intercambios con el MER.

D) 1 A partir del año 2015 la demanda correspondiente al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas 115 kV.

TABLA 1. 49 - DESAGREGACIÓN POR BARRA (PARTE 3)

CAPITULO 2

ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

GENERALIDADES

El sistema de transmisión eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 1766 Km. en líneas de doble circuito y 337 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 155 Km. y para líneas de circuito sencillo de 151 km.

TIPOS DE CONDUCTORES

El crecimiento de la demanda, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar
c. el análisis del diámetro mínimo aceptable
d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)[103], el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

En el Anexo Tomo I - 4 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

[103] Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado ¨Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV¨, en Octubre de 1997.

ESTRUCTURAS

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.

Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.
b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:

d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.

d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.

d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.

d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.

d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.

d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.

d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.

d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

AISLAMIENTOS DE LAS LÍNEAS

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230 KV y 115 KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.

b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.

c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

HERRAJES Y ACCESORIOS

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

a. Tipo de aislador seleccionado
b. Calibre del conductor
c. Calibre del hilo de guarda
d. Resistencia Mecánica deseada
e. Los mantenimientos deseados
f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA, normalizó la utilización de los herrajes largos denominados ¨herrajes para el mantenimiento de línea en caliente¨, los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

HILO DE GUARDA

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo 0° como apropiado.
b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

HILO DE GUARDA OPGW – OPTICAL POWER GROUND WIRE

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

SUBESTACIONES

GENERALIDADES

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de catorce (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cuatro (4) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			**S/E Seccionadoras Puras**	
230/115/34.5 KV	**115/34.5 KV**	**230/115/13.8 KV**	**115 KV**	**230 KV**
Chorrera	Caldera	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez	Charco Azul **	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance				
Progreso				
Changuinola				
Boquerón 3 *				

Nota:

* Boqueron 3: 230/34.5 KV

** Charco Azul: 115/4.16 KV

A continuación se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

UBICACIÓN

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación.
Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA:

Es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergízación de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.

CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA:

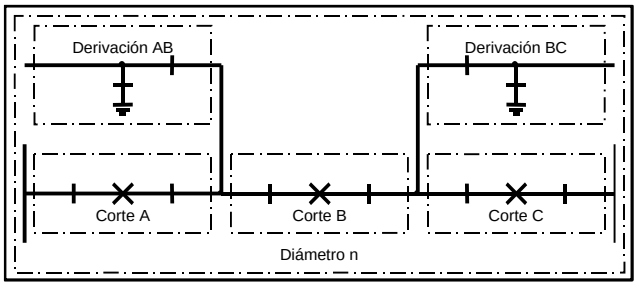
Este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para ¨amarrar¨ las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.

CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO:

Es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



TIPOS DE INTERRUPTORES

Aun cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF6 de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

PROTECCIONES

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance Ratio) [104] , se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo.

Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo Tomo I - 4 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

[104] SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

COMPENSACIONES

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

a. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panama (230kV)

b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)

c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV

d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV

e. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita)

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico
Mediante ¨Benchmarketing¨ se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).

b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N° 2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos
Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World

Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B/.)
1	**Costo de Torres de Acero**	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	51.09
	Línea 750 ACAR 230 KV	48.12
	Línea 1200 ACAR 230 KV	64.16
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	68.12
	Línea 636 ACSR 230 KV	81.26
	Línea 750 ACAR 230 KV	64.16
	Línea 1200 ACAR 230 KV	85.54
	Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	106.92
2	**Costo de Aisladores y Herrajes**	
	115 KV	3.97
	230 KV	6.94
	230 KV 2 cond. por fase	13.88
3	**Costo de Conductores**	
	Conductor 636 ACSR	22.55
	Conductor 750 ACAR	23.52
	Conductor 1200 ACAR	28.52
	230 KV 2 cond. por fase	47.04
4	**Costo de Hilo de Guarda y Accesorios**	
	OPGW	7.20
	7No.8	2.08
5	**Costo de Sistema de Puesta a Tierra**	
	115 KV	3.75
	230.00	4.78
	230 KV 2 cond. por fase	5.74

TABLA 2. 1 - COSTO UNITARIO DE LOS EQUIPOS BÁSICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (EN B./ KM.)

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	26%	26%	32%	26%

TABLA 2. 2 - DETALLE PORCENTUAL ASOCIADOS A LOS COSTOS DE MONTAJE Y OBRAS CIVILES

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	5%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

TABLA 2. 3 - DETALLE PORCENTUAL DE OTROS COSTOS

Costos Unitarios de Líneas B/./km (Miles)	
Líneas	Plan 2015
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	195.48
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	245.91
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	276.31
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	310.37
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	202.68
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	302.03
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	246.08
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	366.20
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	516.01
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	391.51
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	239.74
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	322.94
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

TABLA 2. 4 - COSTO UNITARIO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
c. Otras Actividades del proyecto
d. Otros Costos asociados al Proyecto

CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS UNITARIOS

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado ¨benchmarketing¨, el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- CONTRATO GG-045-2013: Subestación San Bartolo 230/34.5 KV
- CONTRATO GG-020-2013: Bancos de Capacitores S/E Panamá II y S/E Panamá
- CONTRATO GG-018-2012: Ampliación de Subestaciones Santa Rita y Panamá II 115 KV
- CONTRATO GG-079-2012: Subestación El Higo 230 KV
- CONTRATO GG-017-2012: Equipos para la Conexión del Transformador T5 S/E Panamá
- CONTRATO GG-082-2011: Equipos para la Conexión de los Transformadores T3 de S/E Chorrera y S/E Llano Sánchez
- CONTRATO GG-065-2010: Reemplazo de Interruptores de 115 KV en Subestación Panamá
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-003075: Ampliación Subestación Changuinola 230 KV y Ampliación Subestación Guasquitas 230 KV
- LICITACION N°. 2010-2-78-0-08-LP-000066: Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR)

S/E		
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	62,196
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	11,538
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	7,907
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	12,042
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	1,804,491
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	3,200,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	245,898
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	1,400,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	132,155
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	124,802
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	21,112
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	16,460
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	12,649
16	Pararrayos 192 KV	5,411
17	Pararrayos 96 KV	2,790
18	CT 230 KV	15,512
19	CT 115 KV	10,569
20	PT 230 KV	13,666
21	PT 115 KV	11,121
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	2,959,395
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,695,573
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,043,961
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	810,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	160,000
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	524,971
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	231,012
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporad	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	48,034
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	7,445
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	8,700
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,229
37	PT 34.5KV	9,185
38	CT 34.5 KV	6,330

TABLA 2. 5 - COSTOS UNITARIOS DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS TIPO LOTE

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras[105]. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002[106] mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	5.00
Servicios auxiliares	12.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00
Equipo de Comunicaciones	15.00
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

TABLA 2. 6 - RELACIÓN PORCENTUAL DE LOS COSTOS DE EQUIPOS POR LOTE

CÁLCULO DE MONTAJE Y OBRAS CIVILES

Para el cálculo de los ítem 0003[107] se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

[3] Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

[106] Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

[107] Costos referentes a montajes y obras civiles

Detalle	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

TABLA 2. 7 - RELACIÓN PORCENTUAL DEL MONTAJE Y OBRAS CIVILES

CÁLCULO DE OTROS COSTOS

Para el caso de los ítems 0004[108] se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	5.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

TABLA 2. 8 - RELACIÓN PORCENTUAL DE OTROS COSTOS

CÁLCULO DE COSTOS DE TERRENO

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

CÁLCULO DEL VNR PARA LAS SUBESTACIONES

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

[108] Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base: El Total del Costo Base se obtiene a al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR: El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
	Plan 2014
Adición 1 int. 115 KV	1,037,236
Adición 2 int. 115 KV	1,770,621
Adición 3 int. 115 KV	2,807,856
Adición 1 int. 230 KV	1,659,722
Adición 2 int. 230 KV	2,933,017
Adición 3 int. 230 KV	4,592,739

TABLA 2. 9 - COSTO UNITARIO DE SUBESTACIONES

En el Anexo Tomo I - 4 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

ANEXO I - 1

Metodología & Alcance del Modelo.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

METODOLOGÍA Y ALCANCE DEL MODELO

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y de la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos tipos de métodos para pronosticar la demanda de la energía eléctrica, (métodos analíticos y econométricos). Todos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de las ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, en que se determinan los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo típico de energía eléctrica, por hogar.

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones de corto plazo. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), con el fin de proveer la base estadística necesaria, para caracterizar la demanda de empleo, es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización de electricidad, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica.

Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)[1], la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.[2]

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza disminuyo a un promedio no mayor de 96%.

Para seguidamente, en el año 2010, el error de predicción en energía y potencia se acercó al 4%, los datos reales del 2011 presentan desviaciones menores de 0.5% con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelente. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.

El análisis de confianza para último año analizado con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presenta cifras hasta el primer semestre del año 2014, confirma una capacidad predictiva no menor de 96.5%.

[1] Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

[2] Este modelo, realiza en la práctica, el mismo análisis que los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 o XLSTAT-Pro 6.1.9, herramientas comerciales de Pronósticos.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

Y= fLineal (X) = X ß

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

ß = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.[3] En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, en el cuarto y último paso se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo I-1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, los consultores de PREEICA, seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación (R^2) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado (R^2adj) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

[3] Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.

$$90\% \leq R^2adj \leq 100\%$$

Auto-correlación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay auto-correlación, si es cercano a cero o cuatro hay auto- correlación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de auto-correlación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$dU < d < 4 - dU \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera (χ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera (χ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi\alpha \text{ o } P(\chi\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. El modelo elaborado por el PREEICA, seleccionó los modelos regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F\alpha \text{ o } P(F\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$-t\alpha/2 < t < t\alpha/2 \text{ o } P(t\alpha/2 > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los principales sectores de consumo del sistema eléctrico de Panamá, los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. En el Anexo I-2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

Las ecuaciones de regresión resultantes, que explican las proyecciones del Modelo para el periodo 2014 – 2028 son:

Sector Residencial:

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.[4]

GWHRES (T) = 0.9970×GWHRES (T-1) + 0.0863×POBURB (T) - 0.2031×POBRUR (T) + 137.3794

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES (t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB (t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Consecuente con la data histórica analizada por los consultores de PREEICA, que cubrían el periodo de 1970 al 2002, llegaron a la conclusión que el precio ponderado real de la energía eléctrica, no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, a partir del periodo 2002 a la fecha, a efecto de política social, los precios pagados por los consumidores residenciales han recibido subsidios. Dichos subsidios, han ido incrementándose a través del tiempo, originando “ruidos” que se convierten al presente, en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica. Situación que amerita un análisis estadístico más minucioso de este subsector de consumo.

[4] Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2012 - 2026, al igual que en los otros sectores.

Aunque el modelo de regresión para el presente análisis, refleja un coeficiente de correlación ajustado de 99.7%.

Sector Comercial:

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye principalmente las actividades compiladas en las actividades de "comercio al por mayor y al por menor", y al consumo correspondiente a los "hoteles y restaurantes". Se incluyen otras actividades, como las "inmobiliarias, empresariales y alquiler", así como la "enseñanza privada".

GWHCOM (T) = 1.0143×GWHCOM (T-1) + 0.0230×PIBCOM (T) - 8.1346 × PRETOT (T) + 109.4050

Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año t GWHCOM (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHCOM (t-1) y al PIB real correspondiente al sector comercial en el mismo año PIBCOM (t), e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PRETOT (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, en donde el coeficiente de correlación ajustado es de los más altos, 99.7%.

Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su substitución de su producto a efecto de la importación y/o innovación. Con lo cual su valor producto es sustituido por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios substitutos: "comercio al por mayor y al por menor"; "hoteles y restaurantes"; "construcción"; "transporte, almacenamiento y comunicaciones"; y "servicios de intermediación financiera".

GWHIND(T) = 0.6279×GWHIND(T-1) + 0.1643×PIBMAN(T) - 0.0020×PIBSUB(T) -49.2238

Con un nivel de confianza de más de 95%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año t GWHIND (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND (t-1) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN (t), e inversamente proporcional al PIB real producido en el año por los sectores substitutos PIBSUB (t).

La actividad errática de este subsector de consumo, debido al proceso de globalización económica, que conlleva a etapas diferentes de industrialización ligera, como reflejo de la sustitución importaciones, la aparición de ventas en bloque de energía eléctrica. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Con un coeficiente de correlación ajustado de 97%.

Sector Oficial:

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

GWHOFI (T) = 0.9529×GWHOFI (T-1) + 0.0016×PIBREA (T-1) – 16.7833

En el modelo 2014 – 2028, no se puede afirmar con un nivel de confianza de solo 85%, que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año t GWHOFI (t), son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHOFI (t-1) y al PIB real del año anterior PIBREA (t-1).

Con el límite mínimo aceptable de 85%, el modelo falla parcialmente en una de las pruebas estadísticas, el correspondiente a la prueba individual en que la constante se sale de límites y en la prueba del estadístico de regresión en donde el test Jarque Bera no cumple con los niveles de confianza esperados. Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.3%. El test estadístico Jarque Bera mide la simetría de la data, o sea que distribución de la mismos tienen diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal.

Es posible que las falencias estadísticas de este subsector de consumo se deban a las diferentes funciones que ejecuta el sector oficial: administrativas, judiciales, de seguridad y a la creación de infraestructura de desarrollo. Actividades que se incrementan o disminuyen no con base solamente en variables físicas o económicas, sino a aspectos políticos y sociales, que son muy cambiantes en el corto plazo, debido a la subjetividad con que se manejan estos aspectos.

CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del primer pronóstico de demanda elaborado por ETESA en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y a las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo anualmente, en aquellos aspectos en donde se ameritara y estuviera disponible la información requerida. Por lo cual se han desde el PESIN 2007-2021, se han realizado los siguientes cambios:

1) El consumo de Bloque o Grandes Clientes se ajusta. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría "Bloque", aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, así como otros rubros del PIB, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlos, con descuento del valor agregado producido por los "Grandes Clientes".

   Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introducía distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, en primera instancia se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

   La modificación de los componentes del consumo Bloque o "Grandes Clientes", desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias). Dadas las condiciones respectivas de cada uno estos clientes, ante sus respectivas tarifas, se observó la reducción paulatina de la participación de la actividad netamente industrial en este segmento de consumo, en 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente seguir asignando todo el consumo de Bloque al sector industrial.

   Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen, los participantes en este segmento de grandes clientes. En el año 2010, la estructura de este segmento corresponde en 60% a Industrias, 13% a Comercial y un 27% a Otro. La compilación de datos de los grandes clientes

2001 – 2011, lleva este año a distribuir este consumo, 56% industrial, 23% comercial y 21% específicamente al Bloque (Bocas del Toro).

2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerad por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009, pero en vista a que mientras el parámetro del CND indicaba disminución del mismo, el parámetro ajustado indica otro sentido. Por consiguiente, a partir del pronóstico 2010-2024 se decidió utilizar como factor de carga el dato promedio compilado a diario por el CND.

3) Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantuvieron con la misma participación estructural, hasta el PESIN 2012-2026 debido a que a la fecha no se encontraron las variables explicativas que determinen los derroteros de las mismas. Pronósticos 2006 - 2012

   En el Pronóstico 2013 - 2027.se aplicaron mínimos cambios a estos rubros derivados de los escenarios recomendados, aunque el cambio total no se manifiesta en una diferenciación amplia.

4) Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección.[5] A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.

5) La evolución de los precios de la energía eléctrica En una primera instancia se decidió desfasar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos

[5] Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.

datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiono a medida que transcurrió el periodo del año 2007 al 2012. La variación del precio real de la electricidad consumida en Panamá, con la variación desfasada del precio del crudo importado por los Estados Unidos, como referencia del precio de compra nacional de los combustibles, para generación es cada vez más disímil.

A partir de la versión 2014-2028 se encontró una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el precio promedio de venta en USA, de la energía eléctrica al consumidor final, datos compilados por EIA-DOE. La evidencia correspondiente será exhibida en el acápite respectivo a la determinación de los pronósticos precios de la energía eléctrica (PRETOT)

6) En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado y cualquier otro de la misma magnitud serán asignados al sector de consumo Bloque, por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características futuras de Grandes Clientes.

7) Cambios en la Proyección de Población Derivado de la ejecución del XI Censo de Población, levantado el 16 de mayo de 2010, el cual resulto en estimados menores de población a las cifras de proyección basadas en el censo anterior. “De acuerdo a los resultados, se puede señalar que el país ha pasado de una tasa anual de crecimiento de 2.00 en la década 1990 - 2000 a una tasa de 1.84 entre 2000 y 2010, situación que según las estimaciones se mantendrá durante los próximos 25 años, como consecuencia directa de la disminución de fecundidad a nivel nacional”.[6]

[6] INEC. XI Censo Nacional de Población y VI de Vivienda del año 2010, Resultados Finales Básicos.

Por consiguiente en el presente pronóstico 2012- 2026 se aplicara la respectiva "conciliación demográfica" a los datos de población 1970 -2010 y se aplicara la nueva proyección de población 2010- 2050.[7]

8) Introducción de carga de Minera Panama En el Pronóstico 2013 - 2027 se tuvo que incluir la demanda de Proyecto Minera Panama o Cobre Panama, la cual introduce una autogeneración de 320 MW, a partir del año 2016, comparte inyecciones significativas al SIN, sobre los 50 MW anuales con retiros durante dos meses (octubre –noviembre) por mantenimiento de sus unidades de generación. En el periodo de transición, durante los años 2014 -2015, la minera requería de retiros importantes de la Red del SIN.
Luego de la compra de Minera Panama por otro *Holding* minero, en el primer trimestre del año 2013, la gestión del negocio ha cambiado, sin necesidad del retiro de energía eléctrica del SIN para operaciones, las cuales serán autogeneradas por la empresa.

9) Cambio del Año Base (CAB) de los estadísticos PIB e IPC. Dada la dinámica en las economías, se requieren actualizaciones más frecuentemente posibles de las Cuentas Nacionales CN, de los índices de precios IP's En el año 2005, el INEC, presento el cambio de Año Base del Índice de Precios al Consumidor, IPC, con base Octubre de 2002, cambios que reemplazan a las anteriores versiones de estas mediciones macroeconómicas, con base en el año 1987, 15 años de registros.

   Desde el año 2013, el INEC presenta cifras macroeconómicas anuales con una base de referencia más reciente, para las series del PIB por categoría de actividad económica e incorporando mejoras requeridas, actualizadas a precios corrientes y constantes del nuevo año base 2007. Reemplazando los registros con la anterior base, año 1996, 17 años de registros

   En el presente informe 2015-2029, se hizo necesario reactualizar toda la información estadística de base, año 1982, como estaba establecida en el modelo PREEICA, desde el inicio, año 2003, por los consultores. Por lo cual la data estadística del Modelo, se ha reactualizado a una más nueva y reciente serie, con base en el año 2007.

   En el presente pronóstico 2015-2029 se aplicaron estos cambios de base, de manera que el Pronóstico, incluya desde este momento, las nuevas

[7] INEC. Boletines 13 y 14 Estimaciones y Proyecciones de la Población de la Republica por Región y Sexo. Octubre y Diciembre de 2012.

actividades económicas, la incorporación de nuevos productos, el cambio tecnológico que afecta los costos de producción y los niveles de precios de los productos; del cambio de las estructuras impositivas; del cambio en los patrones de consumo final e inversión; y de las influencias del sector externo.

CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, dentro de modelos econométricos en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Al Presente ETESA, no ha determinado aún las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción de la Demanda Eléctrica.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

ANEXO I – 2

Bondad de Ajustes
&
Regresiones Sectoriales

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
MODELOS DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR COMERCIAL

GWHCOM(T) = 1.0143×GWHCOM(T-1) + 0.0230×PIBCOM(T) - 8.1346×PRETOT(T) + 109.4050

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2014
FUTURO	2015	2029

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	44

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9968
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9965
Durbin-Watson (d)	1.8139
Jarque Bera (χ)	2.8182
Log likehood	-236.9574
Schwarz	11.1148

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza ($1-\alpha$)	75%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student ($t\alpha/2$)	1.1673
Fisher ($F\alpha$)	1.4239
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	2.7726

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	40	109.4050	59.7885	1.8299	7.5E-02
PIBCOM	40	0.0230	0.0158	1.4510	1.5E-01
PRETOT	40	-8.1346	4.4714	-1.8193	7.6E-02
DESFASE	40	1.0143	0.0314	32.3067	2.8E-30

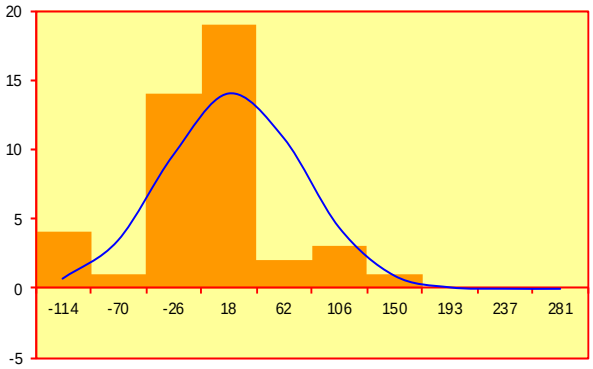
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

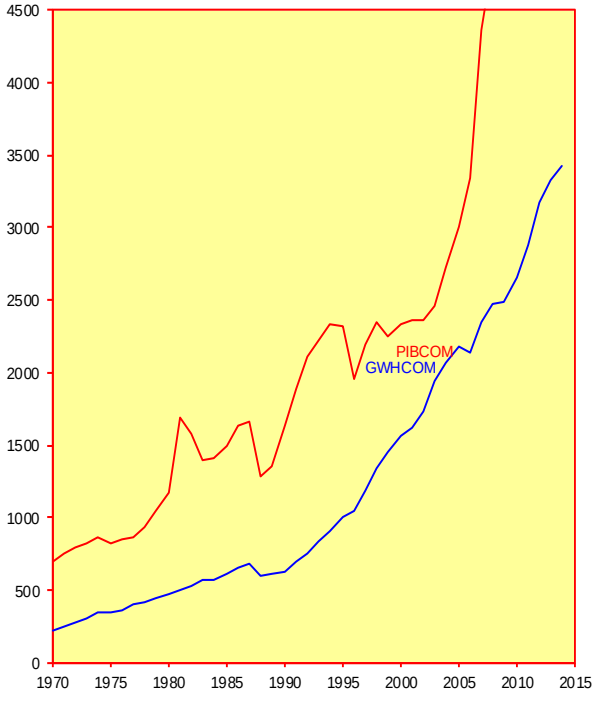
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	43	38097563	885990	4128	7.3E-50
SEC	3	37974911	12658304		
SRC	40	122652	3066		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-135.8950	-91.9829	-113.9390	4	1	2%
-91.9829	-48.0707	-70.0268	1	3	9%
-48.0707	-4.1586	-26.1146	14	10	31%
-4.1586	39.7536	17.7975	19	14	63%
39.7536	83.6658	61.7097	2	11	88%
83.6658	127.5779	105.6218	3	4	98%
127.5779	171.4901	149.5340	1	1	100%
171.4901	215.4022	193.4462	0	0	100%
215.4022	259.3144	237.3583	0	0	100%
259.3144	303.2265	281.2705	0	0	100%





C:Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2015-29 \ Sin Ahorro... ETESA-PLAN 2015

REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR RESIDENCIAL

GWHRES(T) = 0.9970×GWHRES(T-1) + 0.0863×POBURB(T) - 0.2031×POBRUR(T) + 137.3794

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2014
FUTURO	2015	2029

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	44

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9980
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9979
Durbin-Watson (d)	2.0313
Jarque Bera (χ)	8.6239
Log likehood	-207.6086
Schwarz	9.7808

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza ($1-\alpha$)	91%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student ($t_{\alpha/2}$)	1.7375
Fisher ($F\alpha$)	2.3186
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	4.8159

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: $\beta j = 0$ vs H1: $\beta j \neq 0$

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 >|t|)
CTE	40	137.3794	617875	2.2234	3.2E-02
POBURB	40	0.0863	0.0496	17389	9.0E-02
POBRUR	40	-0.2031	0.0833	-2.4393	19E-02
DESFASE	40	0.9970	0.0457	218049	8.2E-24

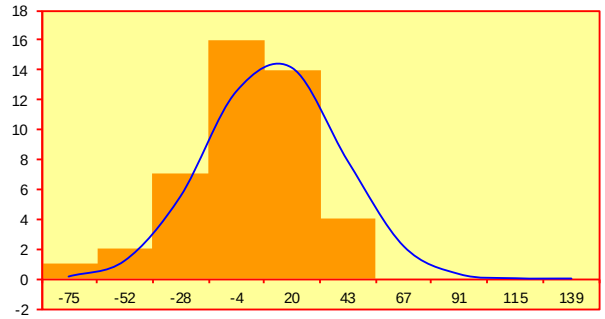
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

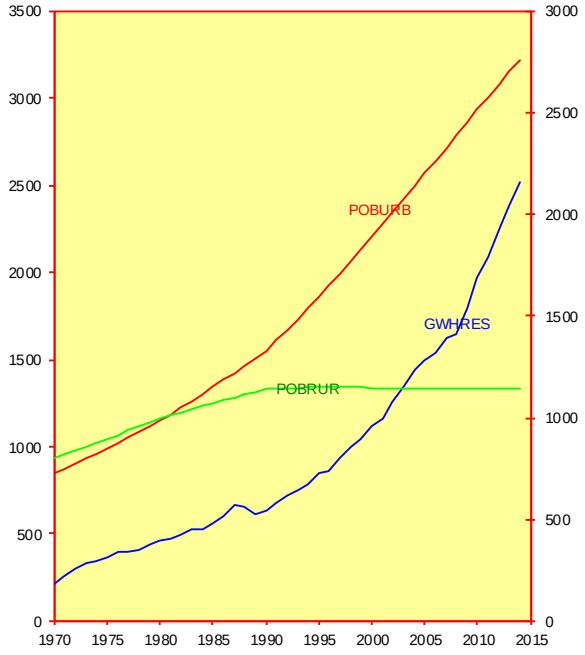
H0: $\beta 1 = .. = \beta j = .. = \beta m = 0$ vs H1: $\beta 1 \neq .. \neq \beta j \neq .. \neq \beta m \neq 0$

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα >F)
STC	43	16444519	382431	6773	3.8E-54
SEC	3	16412211	5470737		
SRC	40	32308	808		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-87.1512	-63.3972	-75.2742	1	0	0%
-63.3972	-39.6433	-51.5203	2	1	3%
-39.6433	-15.8894	-27.7663	7	6	16%
-15.8894	7.8646	-4.0124	16	13	44%
7.8646	31.6185	19.7416	14	14	76%
31.6185	55.3725	43.4955	4	8	94%
55.3725	79.1264	67.2495	0	2	99%
79.1264	102.8804	91.0034	0	0	100%
102.8804	126.6343	114.7574	0	0	100%
126.6343	150.3883	138.5113	0	0	100%





REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR OFICIAL

GWHOFI(T) = 0.9529×GWHOFI(T-1) + 0.0016×PIBREA(T-1) - 16.7833

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2014
FUTURO	2015	2029

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	3
Observaciones (n)	44

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9937
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9933
Durbin-Watson (d)	1.9481
Jarque Bera (χ)	0.0296
Log likehood	-187.1043
Schwarz	8.7628

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	90%
Límite inferior (d_L)	1.3910
Límite superior (d_U)	1.6000
t-student (tα/2)	1.6829
Fisher (Fα)	2.4369
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	4.6052

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 > |t|)
CTE	41	16.7833	6.1711	2.7197	9.5E-03
PIBREA	41	0.0016	0.0009	1.7554	8.7E-02
DESFASE	41	0.9529	0.0345	27.5963	4.2E-28

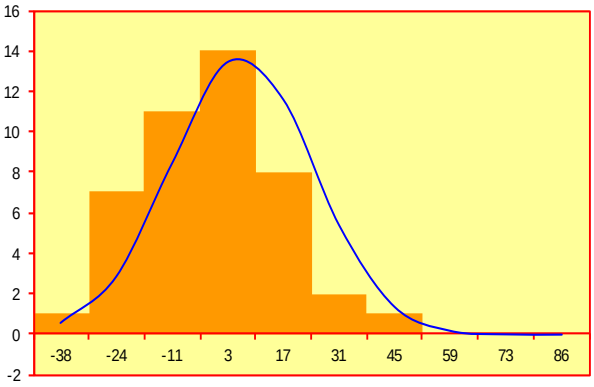
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

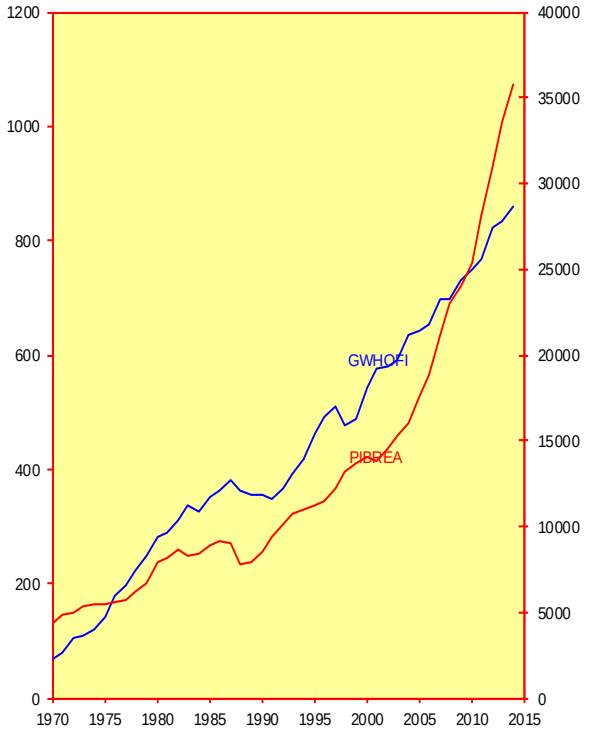
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα > F)
STC	43	2005857	46648	3212	8.8E-46
SEC	2	1993135	996568		
SRC	41	12722	310		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-45.1634	-31.3070	-38.2352	1	1	1%
-31.3070	-17.4507	-24.3789	7	3	8%
-17.4507	-3.5943	-10.5225	11	8	27%
-3.5943	10.2621	3.3339	14	13	58%
10.2621	24.1185	17.1903	8	12	84%
24.1185	37.9748	31.0467	2	5	96%
37.9748	51.8312	44.9030	1	1	100%
51.8312	65.6876	58.7594	0	0	100%
65.6876	79.5440	72.6158	0	0	100%
79.5440	93.4003	86.4722	0	0	100%





REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

GWHIND(T) = 0.6279×GWHIND(T-1) + 0.1643×PIBMAN(T) - 0.0020×PIBSUB(T) - 49.2238

INTERVALO DE TIEMPO		
PASADO	1971	2014
FUTURO	2015	2029

TAMAÑO DE LA MUESTRA	
Variables (m)	4
Observaciones (n)	44

ESTADÍSTICOS DE REGRESIÓN	
Coef. de correlación (R^2)	0.9693
Coef. ajustado (R^2_{ADJ})	0.9670
Durbin-Watson (d)	1.5643
Jarque Bera (χ)	2.16925
Log likehood	-213.7129
Schwarz	10.0582

VALORES CRÍTICOS	
Nivel de confianza (1-α)	70%
Límite inferior (d_L)	1.3380
Límite superior (d_U)	1.6590
t-student (tα/2)	1.0500
Fisher (Fα)	1.2631
Chi-cuadrado ($\chi^2\alpha$)	2.4079

PRUEBA ESTADÍSTICA INDIVIDUAL

H0: βj = 0 vs H1: βj ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	ESTIMADOR	ERROR	t	P(tα/2 >|t|)
CTE	40	-49.2238	23.3059	-2.1121	4.1E-02
PIBMAN	40	0.1643	0.0487	3.3703	1.7E-03
PIBSUB	40	0.0020	0.0018	1.0692	2.9E-01
DESFASE	40	0.6279	0.0988	6.3538	1.5E-07

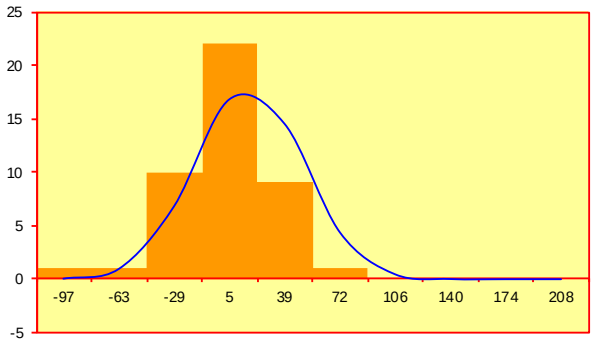
PRUEBA ESTADÍSTICA COLECTIVA

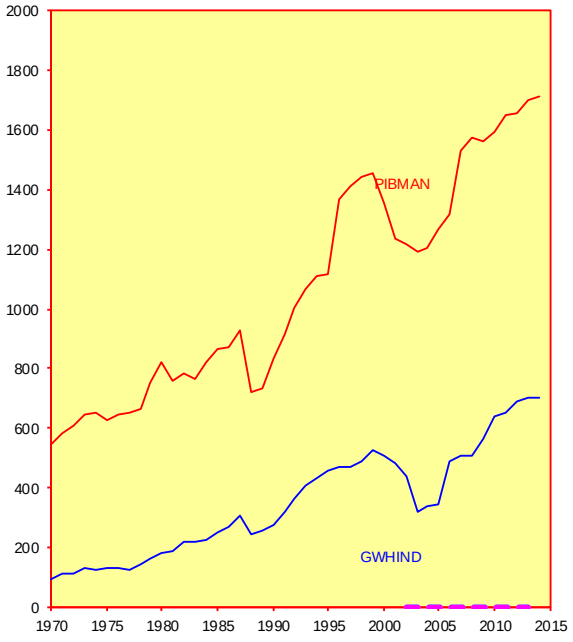
H0: β1 = .. = βj = .. = βm = 0 vs H1: β1 ≠ .. ≠ βj ≠ .. ≠ βm ≠ 0

VARIABLE	GRADOS	SUMA	PROMEDIO	F	P(Fα >F)
STC	43	1389580	32316	421	2.8E-30
SEC	3	1346940	448980		
SRC	40	42640	1066		

HISTOGRAMA DE RESIDUOS

MÍNIMO	MÁXIMO	PROMEDIO	FRECUENCIA	NORMAL	ACUMULADO
-113.7726	-79.9195	-96.8461	1	0	0%
-79.9195	-46.0665	-62.9930	1	1	2%
-46.0665	-12.2135	-29.1400	10	7	18%
-12.2135	21.6395	4.7130	22	17	56%
21.6395	55.4926	38.5660	9	15	89%
55.4926	89.3456	72.4191	1	4	99%
89.3456	123.1986	106.2721	0	0	100%
123.1986	157.0516	140.1251	0	0	100%
157.0516	190.9047	173.9781	0	0	100%
190.9047	224.7577	207.8312	0	0	100%





Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

ANEXO I - 3

Cuadros Soporte & Detalles de Cálculo.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029
PROYECCIONES DE DEMANDA

ANEXO I- 3
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS

No.	TITULO
1	**PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 13**
2	**TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2025**
3	INFLACIÓN, 1970-2014
4	PRONÓSTICO DEL PIB 2014, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)
5	PRONÓSTICO DEL PIB 2014, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)
6	PIB ESTIMADO AL AÑO 2014, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)
7	ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2015, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)
8	PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2015 - 2029
9	PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2015 - 2029
10	**ESCENARIO BASE CONSERVADOR**
11	**ESCENARIO ALTO OPTIMISTA**
12	**ESCENARIO BAJO PESIMISTA**
13	**RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS**
14	**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL**

PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029
PROYECCIONES DE DEMANDA

ANEXO I- 3
CUADROS SOPORTE Y DETALLE DE CÁLCULOS

No.	TITULO
15	**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL**
15 -A	**ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014**
16	PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
17	PRECIOS EE -ANALISIS HISTORICO
17-A	PRECIO HISTORICO DEL CRUDO DE PETROLEO
18	EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA EE
18 - A	EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)
19	PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)
20	DEMANDA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2009 -2024
21	DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
21 - A	DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE (CARGA INTEGRADA AL SIN)
22	RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
23	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO MEDIO
24	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO ALTO
25	PARTICIPACION POR SECTOR - ESCENARIO BAJO
26	DEMANDA MAXIMA DE GENERACION , POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2010-2024 (MW)

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

CUADRO No. 1

PROYECCIONES DE POBLACION TOTAL CENSO 2010 -INEC, BOLETIN No. 13

AÑOS	POBLACION TOTAL		POBLACION MASC	POBLACION FEM	TASAS URBANAS POBLACION URBANA	RURAL	TASAS INTERANUALES POBLACION TOTAL	URBANA	RURAL
1970	1,524,445		778,163	746,281	725,459	798,986			
1975	1,750,317	2.80%	891,719	858,597	851,792	898,525		3.26%	2.38%
1980	1,981,562	2.51%	1,007,171	974,390	986,184	995,378		2.97%	2.07%
1985	2,225,132	2.35%	1,129,208	1,095,923	1,152,036	1,073,096		3.16%	1.51%
1990	2,474,119	2.14%	1,252,452	1,221,666	1,332,040	1,142,079		2.95%	1.25%
1995	2,746,944	2.11%	1,387,815	1,359,128	1,594,684	1,152,260		3.66%	0.18%
2000	3,040,701	2.05%	1,535,364	1,505,336	1,892,922	1,147,779		3.49%	-0.08%
2005	3,351,007	1.96%	1,690,687	1,660,319	2,203,923	1,147,084		3.09%	-0.01%
2010	3,661,835	1.79%	1,844,961	1,816,873	2,516,842	1,144,993		2.69%	-0.04%
2015	3,975,404	1.66%	1,999,800	1,975,603	2,828,398	1,147,006		2.36%	0.04%
2020	4,278,500	1.48%	2,148,714	2,129,785	3,126,097	1,152,403		2.02%	0.09%
2025	4,565,559	1.31%	2,288,477	2,277,081	3,403,910	1,161,649		1.72%	0.16%
2030	4,834,846	1.15%	2,418,725	2,416,120	3,659,812	1,175,034		1.46%	0.23%
2035	5,083,229	1.01%	2,538,069	2,545,159	3,891,613	1,191,616		1.24%	0.28%
2040	5,306,666	0.86%	2,644,563	2,662,102	4,096,885	1,209,781		1.03%	0.30%
2045	5,483,952	0.66%	2,727,814	2,756,137	4,260,041	1,223,911		0.78%	0.23%
2050	5,625,442	0.51%	2,793,319	2,832,122	4,389,900	1,235,542		0.60%	0.19%

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

	AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC	POBLACION FEM		
	1970	**1,524,445**	**778,163**	**746,281**	**725,459**	**798,986**
1	**1971**	1,567,158	799,654	767,502	749,130	817,970
2	**1972**	1,611,068	821,738	789,327	773,573	837,405
3	**1973**	1,656,207	844,433	811,773	798,813	857,302
4	**1974**	1,702,612	867,754	834,857	824,877	877,671
5	**1975**	**1,750,317**	**891,719**	**858,597**	**851,792**	**898,525**
1	**1976**	1,794,299	913,699	880,599	877,119	917,111
2	**1977**	1,839,387	936,220	903,164	903,199	936,081
3	**1978**	1,885,607	959,297	926,308	930,054	955,443
4	**1979**	1,932,989	982,943	950,045	957,708	975,206
5	**1980**	**1,981,562**	**1,007,171**	**974,390**	**986,184**	**995,378**
1	**1981**	2,028,044	1,030,475	997,567	1,017,325	1,010,458
2	**1982**	2,075,616	1,054,318	1,021,296	1,049,449	1,025,766
3	**1983**	2,124,303	1,078,712	1,045,589	1,082,587	1,041,306
4	**1984**	2,174,133	1,103,671	1,070,460	1,116,772	1,057,081
5	**1985**	**2,225,132**	**1,129,208**	**1,095,923**	**1,152,036**	**1,073,096**
1	**1986**	2,272,839	1,152,846	1,119,991	1,185,977	1,086,551
2	**1987**	2,321,570	1,176,979	1,144,588	1,220,918	1,100,175
3	**1988**	2,371,345	1,201,617	1,169,724	1,256,889	1,113,969
4	**1989**	2,422,187	1,226,771	1,195,413	1,293,919	1,127,936
5	**1990**	**2,474,119**	**1,252,452**	**1,221,666**	**1,332,040**	**1,142,079**
1	**1991**	2,526,425	1,278,425	1,247,998	1,380,857	1,144,108
2	**1992**	2,579,837	1,304,936	1,274,899	1,431,463	1,146,141
3	**1993**	2,634,378	1,331,997	1,302,378	1,483,924	1,148,177

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

	AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC	POBLACION FEM		
4	**1994**	2,690,072	1,359,620	1,330,451	1,538,308	1,150,217
5	**1995**	**2,746,944**	**1,387,815**	**1,359,128**	**1,594,684**	**1,152,260**
1	**1996**	2,803,332	1,416,144	1,387,187	1,650,313	1,151,362
2	**1997**	2,860,878	1,445,052	1,415,825	1,707,882	1,150,466
3	**1998**	2,919,605	1,474,550	1,445,054	1,767,460	1,149,569
4	**1999**	2,979,538	1,504,650	1,474,887	1,829,115	1,148,674
5	**2000**	**3,040,701**	**1,535,364**	**1,505,336**	**1,892,922**	**1,147,779**
1	**2001**	3,100,374	1,565,243	1,535,130	1,951,396	1,147,640
2	**2002**	3,161,217	1,595,703	1,565,513	2,011,677	1,147,501
3	**2003**	3,223,255	1,626,756	1,596,498	2,073,819	1,147,362
4	**2004**	3,286,510	1,658,414	1,628,096	2,137,882	1,147,223
5	**2005**	**3,351,007**	**1,690,687**	**1,660,319**	**2,203,923**	**1,147,084**
1	**2006**	3,410,987	1,720,474	1,690,512	2,263,228	1,146,665
2	**2007**	3,472,040	1,750,785	1,721,253	2,324,129	1,146,247
3	**2008**	3,534,186	1,781,630	1,752,554	2,386,669	1,145,829
4	**2009**	3,597,444	1,813,019	1,784,424	2,450,891	1,145,411
5	**2010**	**3,661,835**	**1,844,961**	**1,816,873**	**2,516,842**	**1,144,993**
1	**2011**	3,722,505	1,874,939	1,847,564	2,576,279	1,145,395
2	**2012**	3,784,180	1,905,403	1,878,774	2,637,119	1,145,798
3	**2013**	3,846,877	1,936,363	1,910,511	2,699,397	1,146,200
4	**2014**	3,910,612	1,967,826	1,942,785	2,763,145	1,146,603
5	**2015**	**3,975,404**	**1,999,800**	**1,975,603**	**2,828,398**	**1,147,006**
1	**2016**	4,034,255	2,028,733	2,005,520	2,885,579	1,148,083
2	**2017**	4,093,977	2,058,085	2,035,889	2,943,915	1,149,162
3	**2018**	4,154,583	2,087,862	2,066,719	3,003,431	1,150,241

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

	AÑOS	POBLACION TOTAL	POBLACION MASC	POBLACION FEM		
4	**2019**	4,216,086	2,118,069	2,098,015	3,064,150	1,151,322
5	**2020**	**4,278,500**	**2,148,714**	**2,129,785**	**3,126,097**	**1,152,403**
1	**2021**	4,334,430	2,175,966	2,158,462	3,179,784	1,154,246
2	**2022**	4,391,092	2,203,565	2,187,524	3,234,392	1,156,093
3	**2023**	4,448,494	2,231,513	2,216,978	3,289,939	1,157,942
4	**2024**	4,506,646	2,259,815	2,246,829	3,346,439	1,159,794
5	**2025**	**4,565,559**	**2,288,477**	**2,277,081**	**3,403,910**	**1,161,649**
1	**2026**	4,618,189	2,313,953	2,304,233	3,453,617	1,164,314
2	**2027**	4,671,426	2,339,713	2,331,710	3,504,050	1,166,985
3	**2028**	4,725,276	2,365,759	2,359,514	3,555,220	1,169,662
4	**2029**	4,779,747	2,392,095	2,387,649	3,607,137	1,172,345
5	**2030**	**4,834,846**	**2,418,725**	**2,416,120**	**3,659,812**	**1,175,034**
1	**2031**	4,883,532	2,442,136	2,441,394	3,705,040	1,178,332
2	**2032**	4,932,709	2,465,774	2,466,931	3,750,828	1,181,639
3	**2033**	4,982,380	2,489,641	2,492,736	3,797,181	1,184,955
4	**2034**	5,032,552	2,513,738	2,518,811	3,844,107	1,188,281
5	**2035**	**5,083,229**	**2,538,069**	**2,545,159**	**3,891,613**	**1,191,616**
1	**2036**	5,127,151	2,559,019	2,568,129	3,931,828	1,195,227
2	**2037**	5,171,452	2,580,142	2,591,307	3,972,458	1,198,849
3	**2038**	5,216,136	2,601,439	2,614,693	4,013,508	1,202,482
4	**2039**	5,261,206	2,622,913	2,638,291	4,054,982	1,206,126
5	**2040**	**5,306,666**	**2,644,563**	**2,662,102**	**4,096,885**	**1,209,781**

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

POBLACION SEXO						TASAS INTERANUALES			
URBANA			RURAL			URBANA		RURAL	
Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina	Masculina	Femenina	Masculina	Femenina
94.9	353,306	372,152	114	424,857	374,128				
94.5	413,775	438,016	114	477,944	420,580	3.21%	3.31%	2.38%	2.37%
93.9	477,701	508,482	114	529,469	465,908	2.91%	3.03%	2.07%	2.07%
94.2	558,839	593,196	113	570,369	502,726	3.19%	3.13%	1.50%	1.53%
94.3	646,406	685,633	113	606,045	536,033	2.95%	2.94%	1.22%	1.29%
95.3	778,139	816,544	112	609,675	542,584	3.78%	3.56%	0.12%	0.24%
96.4	929,151	963,770	112	606,213	541,565	3.61%	3.37%	-0.11%	-0.04%
97.2	1,086,503	1,117,419	111	604,183	542,900	3.18%	3.00%	-0.07%	0.05%
97.7	1,243,834	1,273,007	111	601,126	543,866	2.74%	2.64%	-0.10%	0.04%
97.9	1,399,438	1,428,959	110	600,362	546,643	2.39%	2.34%	-0.03%	0.10%
98.0	1,547,042	1,579,054	109	601,671	550,731	2.03%	2.02%	0.04%	0.15%
97.8	1,683,286	1,720,623	109	605,190	556,458	1.70%	1.73%	0.12%	0.21%
97.6	1,807,585	1,852,226	108	611,140	563,893	1.44%	1.48%	0.20%	0.27%
97.3	1,919,103	1,972,509	108	618,965	572,650	1.20%	1.27%	0.25%	0.31%
97.0	2,016,826	2,080,058	108	627,736	582,044	1.00%	1.07%	0.28%	0.33%
96.6	2,093,334	2,166,706	108	634,480	589,430	0.75%	0.82%	0.21%	0.25%
96.3	2,153,329	2,236,570	107	639,989	595,552	0.57%	0.64%	0.17%	0.21%

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

POBLACION SEXO					
	URBANA			RURAL	
Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina
	353,306	**372,152**		**424,857**	**374,128**
	364,648	384,480		434,980	382,989
	376,354	397,217		445,345	392,059
	388,436	410,376		455,956	401,344
	400,905	423,971		466,821	410,850
	413,775	**438,016**		**477,944**	**420,580**
	363,605	383,422		487,831	429,278
	374,203	395,034		497,923	438,156
	385,111	406,997		508,224	447,218
	396,337	419,323		518,738	456,467
	477,701	**508,482**		**529,469**	**465,908**
	492,927	524,397		537,407	473,049
	508,637	540,810		545,465	480,300
	524,849	557,737		553,643	487,662
	541,577	575,193		561,944	495,137
	558,839	**593,196**		**570,369**	**502,726**
	575,348	610,628		577,332	509,218
	592,344	628,573		584,380	515,793
	609,843	647,045		591,514	522,453
	627,858	666,059		598,736	529,200
	646,406	**685,633**		**606,045**	**536,033**
	670,835	710,018		606,769	537,337
	696,187	735,270		607,494	538,644
	722,498	761,420		608,220	539,954

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

POBLACION SEXO					
	URBANA			RURAL	
Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina
	749,802	788,501		608,947	541,267
	778,139	**816,544**		**609,675**	**542,584**
	806,238	844,070		608,981	542,380
	835,351	872,523		608,288	542,176
	865,515	901,936		607,595	541,972
	896,769	932,341		606,904	541,769
	929,151	**963,770**		**606,213**	**541,565**
	958,683	992,709		605,806	541,832
	989,155	1,022,517		605,400	542,099
	1,020,594	1,053,220		604,994	542,366
	1,053,033	1,084,845		604,588	542,633
	1,086,503	**1,117,419**		**604,183**	**542,900**
	1,116,290	1,146,936		603,570	543,093
	1,146,895	1,177,232		602,958	543,286
	1,178,338	1,208,328		602,347	543,479
	1,210,643	1,240,246		601,736	543,673
	1,243,834	**1,273,007**		**601,126**	**543,866**
	1,273,505	1,302,773		600,973	544,420
	1,303,884	1,333,234		600,820	544,975
	1,334,987	1,364,408		600,667	545,531
	1,366,833	1,396,310		600,515	546,086
	1,399,438	**1,428,959**		**600,362**	**546,643**
	1,427,787	1,457,791		600,624	547,458
	1,456,710	1,487,204		601,764	548,910
	1,486,219	1,517,211		603,897	551,014

POBLACION TOTAL, URBANA Y RURAL , POR SEXO

POBLACION SEXO					
	URBANA			RURAL	
Ind.Mas. Urb	Masculina	Femenina	Ind.Mas. Rur	Masculina	Femenina
	1,516,325	1,547,824		606,504	553,424
	1,547,042	**1,579,054**		**601,671**	**550,731**
	1,573,379	1,606,404		602,373	551,872
	1,600,164	1,634,227		603,076	553,015
	1,627,405	1,662,533		603,780	554,160
	1,655,110	1,691,329		604,485	555,308
	1,683,286	**1,720,623**		**605,190**	**556,458**
	1,707,442	1,746,173		606,375	557,937
	1,731,946	1,772,103		607,563	559,420
	1,756,800	1,798,418		608,753	560,907
	1,782,012	1,825,124		609,945	562,398
	1,807,585	**1,852,226**		**611,140**	**563,893**
	1,829,358	1,875,681		612,697	565,634
	1,851,393	1,899,433		614,258	567,380
	1,873,693	1,923,486		615,823	569,131
	1,896,262	1,947,843		617,392	570,888
	1,919,103	**1,972,509**		**618,965**	**572,650**
	1,938,261	1,993,564		620,709	574,517
	1,957,611	2,014,845		622,459	576,389
	1,977,153	2,036,352		624,213	578,268
	1,996,891	2,058,089		625,972	580,153
	2,016,826	**2,080,058**		**627,736**	**582,044**

CUADRO No. 2
TASAS DE CRECIMIENTO DE POBLACION 1970-2025

AÑOS	POBTOT	RURAL	URBANA	POBTOT	RURAL	URBANA
	Población total	Población rural	Población urbana	Población total	Población rural	Población urbana
	Miles de habitantes	Miles de habitantes	Miles de habitantes	%	%	%
	Fórmula	Fórmula	Fórmula			
1970	1,524.4	799.0	725.5			
1971	1,567.1	818.0	749.1	2.8%	2.4%	3.3%
1972	1,611.0	837.4	773.6	2.8%	2.4%	3.3%
1973	1,656.1	857.3	798.8	2.8%	2.4%	3.3%
1974	1,702.5	877.7	824.9	2.8%	2.4%	3.3%
1975	1,750.3	898.5	851.8	2.8%	2.4%	3.3%
1976	1,794.2	917.1	877.1	2.5%	2.1%	3.0%
1977	1,839.3	936.1	903.2	2.5%	2.1%	3.0%
1978	1,885.5	955.4	930.1	2.5%	2.1%	3.0%
1979	1,932.9	975.2	957.7	2.5%	2.1%	3.0%
1980	1,981.6	995.4	986.2	2.5%	2.1%	3.0%
1981	2,027.8	1,010.5	1,017.3	2.3%	1.5%	3.2%
1982	2,075.2	1,025.8	1,049.4	2.3%	1.5%	3.2%
1983	2,123.9	1,041.3	1,082.6	2.3%	1.5%	3.2%
1984	2,173.9	1,057.1	1,116.8	2.4%	1.5%	3.2%
1985	2,225.1	1,073.1	1,152.0	2.4%	1.5%	3.2%
1986	2,272.5	1,086.6	1,186.0	2.1%	1.3%	2.9%
1987	2,321.1	1,100.2	1,220.9	2.1%	1.3%	2.9%
1988	2,370.9	1,114.0	1,256.9	2.1%	1.3%	2.9%
1989	2,421.9	1,127.9	1,293.9	2.2%	1.3%	2.9%
1990	2,474.1	1,142.1	1,332.0	2.2%	1.3%	2.9%
1991	2,525.0	1,144.1	1,380.9	2.1%	0.2%	3.7%
1992	2,577.6	1,146.1	1,431.5	2.1%	0.2%	3.7%
1993	2,632.1	1,148.2	1,483.9	2.1%	0.2%	3.7%
1994	2,688.5	1,150.2	1,538.3	2.1%	0.2%	3.7%
1995	2,746.9	1,152.3	1,594.7	2.2%	0.2%	3.7%
1996	2,801.7	1,151.4	1,650.3	2.0%	-0.1%	3.5%
1997	2,858.3	1,150.5	1,707.9	2.0%	-0.1%	3.5%
1998	2,917.0	1,149.6	1,767.5	2.1%	-0.1%	3.5%
1999	2,977.8	1,148.7	1,829.1	2.1%	-0.1%	3.5%
2000	3,040.7	1,147.8	1,892.9	2.1%	-0.1%	3.5%
2001	3,099.0	1,147.6	1,951.4	1.9%	0.0%	3.1%
2002	3,159.2	1,147.5	2,011.7	1.9%	0.0%	3.1%
2003	3,221.2	1,147.4	2,073.8	2.0%	0.0%	3.1%
2004	3,285.1	1,147.2	2,137.9	2.0%	0.0%	3.1%
2005	3,351.0	1,147.1	2,203.9	2.0%	0.0%	3.1%
2006	3,409.9	1,146.7	2,263.2	1.8%	0.0%	2.7%
2007	3,470.4	1,146.2	2,324.1	1.8%	0.0%	2.7%
2008	3,532.5	1,145.8	2,386.7	1.8%	0.0%	2.7%
2009	3,596.3	1,145.4	2,450.9	1.8%	0.0%	2.7%
2010	3,661.8	1,145.0	2,516.8	1.8%	0.0%	2.7%
2011	3,721.7	1,145.4	2,576.3	1.6%	0.0%	2.4%
2012	3,782.9	1,145.8	2,637.1	1.6%	0.0%	2.4%
2013	3,845.6	1,146.2	2,699.4	1.7%	0.0%	2.4%
2014	3,909.7	1,146.6	2,763.1	1.7%	0.0%	2.4%
2015	3,975.4	1,147.0	2,828.4	1.7%	0.0%	2.4%
2016	4,033.7	1,148.1	2,885.6	1.5%	0.1%	2.0%
2017	4,093.1	1,149.2	2,943.9	1.5%	0.1%	2.0%
2018	4,153.7	1,150.2	3,003.4	1.5%	0.1%	2.0%
2019	4,215.5	1,151.3	3,064.2	1.5%	0.1%	2.0%
2020	4,278.5	1,152.4	3,126.1	1.5%	0.1%	2.0%
2021	4,334.0	1,154.2	3,179.8	1.3%	0.2%	1.7%
2022	4,390.5	1,156.1	3,234.4	1.3%	0.2%	1.7%
2023	4,447.9	1,157.9	3,289.9	1.3%	0.2%	1.7%
2024	4,506.2	1,159.8	3,346.4	1.3%	0.2%	1.7%
2025	4,565.6	1,161.6	3,403.9	1.3%	0.2%	1.7%
2026	4,617.9	1,164.3	3,453.6	1.1%	0.2%	1.5%
2027	4,671.0	1,167.0	3,504.1	1.1%	0.2%	1.5%
2028	4,724.9	1,169.7	3,555.2	1.2%	0.2%	1.5%
2029	4,779.5	1,172.3	3,607.1	1.2%	0.2%	1.5%
2030	4,834.8	1,175.0	3,659.8	1.2%	0.2%	1.5%

promedio	TOTAL	RURAL	URBANA
1971-1980	2.66%	2.22%	3.12%
1981-1990	2.24%	1.38%	3.05%
1991-2000	2.08%	0.05%	3.58%
2001-2005	1.96%	-0.01%	3.09%
2006-2010	1.79%	-0.04%	2.69%
2011-2015	1.66%	0.04%	2.36%
2016-2021	1.48%	0.09%	2.02%
2020-2025	1.31%	0.16%	1.72%
2025-2030	1.15%	0.23%	1.46%

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN TIPOS DE POBLACION

PERIODOS	*POB TOTAL*	*RURAL*	*URBANA*
2012-2015	1.66%	0.04%	2.36%
2015-2018	1.52%	0.08%	2.11%
2019-2024	1.37%	0.14%	1.82%
2025-2029	1.18%	0.22%	1.51%
2019-2029	1.28%	0.17%	1.68%

VARIACION DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION TOTAL POR AÑO CALENDARIO,

SEGÚN CUATRO HIPOTESIS DE CRECIMIENTO

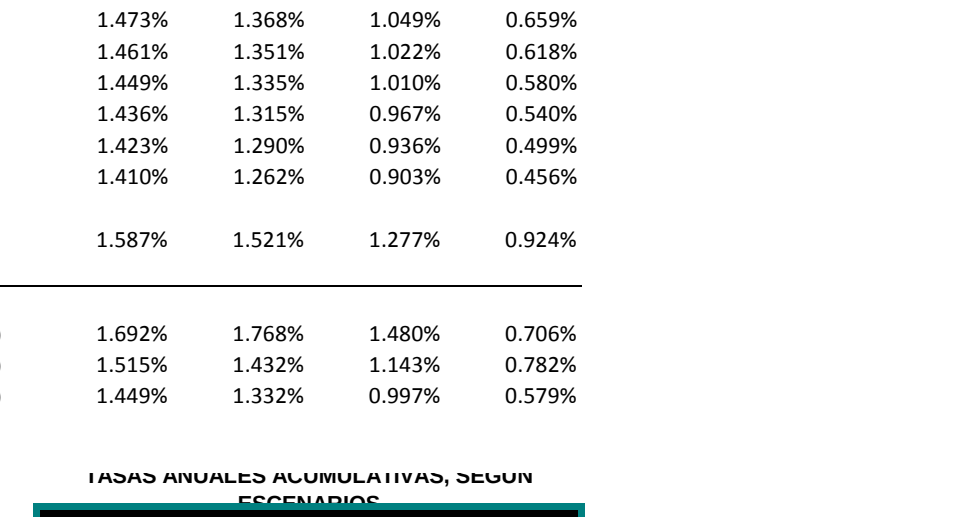
PERIODO 2010 2010 - 2030

AÑO	HIPOTESIS CONSTANTE	HIPOTESIS ALTA	HIPOTESIS MEDIA RECOMENDA	HIPOTESIS BAJA
2008				
2009	1.753%	1.722%	1.620%	1.291%
2010	1.732%	2.293%	1.569%	-0.912%
2011	1.711%	1.672%	1.518%	1.182%
2012	1.691%	1.648%	1.475%	1.128%
2013	1.671%	1.625%	1.436%	1.084%
2014	1.653%	1.604%	1.401%	1.049%
2015	1.637%	1.583%	1.370%	1.023%
2016	1.622%	1.565%	1.342%	1.002%
2017	1.606%	1.548%	1.313%	0.978%
2018	1.590%	1.527%	1.282%	0.946%
2019	1.583%	1.504%	1.247%	0.907%
2020	1.542%	1.478%	1.210%	0.861%
2021	1.533%	1.454%	1.174%	0.819%
2022	1.515%	1.431%	1.142%	0.782%
2023	1.499%	1.410%	1.110%	0.744%
2024	1.485%	1.389%	1.079%	0.703%
2025	1.473%	1.368%	1.049%	0.659%
2026	1.461%	1.351%	1.022%	0.618%
2027	1.449%	1.335%	1.010%	0.580%
2028	1.436%	1.315%	0.967%	0.540%
2029	1.423%	1.290%	0.936%	0.499%
2030	1.410%	1.262%	0.903%	0.456%
TASA	1.587%	1.521%	1.277%	0.924%
TASA(2014-2019)	1.692%	1.768%	1.480%	0.706%
TASA(2020-2024)	1.515%	1.432%	1.143%	0.782%
TASA(2025-2029)	1.449%	1.332%	0.997%	0.579%

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	*MODERADO*	*OPTIMISTA*	*PESIMISTA*
2007-2010	1.80%	1.80%	1.80%
2011-2014	1.46%	1.64%	1.11%
2015-2019	1.33%	1.56%	0.99%
2020-2024	1.14%	1.43%	0.78%
2025-2029	1.00%	1.33%	0.58%
2019-2029	1.09%	1.39%	0.70%
2015-2029	1.15%	1.44%	0.78%

924.1
15 1.27101642





CUADRO No. 3

INFLACIÓN, 1970-2014

AÑOS	IPCPAN IPC Anual de Panamá 2002 = 100 Fórmula	INFPAN Inflación de Panamá % COPE 1971-2002
1970	36.5	
1971	37.2	*1.9%*
1972	39.2	*5.6%*
1973	41.9	*6.8%*
1974	49.2	*17.3%*
1975	51.9	*5.4%*
1976	53.9	*4.0%*
1977	56.5	*4.8%*
1978	59.0	*4.4%*
1979	63.8	*8.1%*
1980	72.9	*14.2%*
1981	78.3	*7.5%*
1982	81.7	*4.3%*
1983	83.5	*2.2%*
1984	84.9	*1.7%*
1985	85.7	*0.9%*
1986	85.7	*0.0%*
1987	86.4	*0.9%*
1988	86.9	*0.5%*
1989	86.9	*0.1%*
1990	87.6	*0.8%*
1991	88.8	*1.3%*
1992	90.3	*1.8%*
1993	90.8	*0.5%*
1994	92.0	*1.3%*
1995	92.8	*0.9%*
1996	94.0	*1.3%*
1997	95.2	*1.2%*
1998	95.9	*0.7%*
1999	97.2	*1.4%*
2000	98.7	*1.5%*
2001	99.0	*0.3%*
2002	100.0	*1.0%*
2003	100.1	*0.1%*
2004	100.5	*0.4%*
2005	103.5	*2.9%*
2006	106.1	*2.5%*
2007	110.5	*4.2%*
2008	120.1	*8.7%*
2009	123.0	*2.4%*
2010	127.3	*3.5%*
2011	134.8	*5.9%*
2012	142.5	*5.7%*
2013	147.7	*3.6%*
2014	151.7	*2.7%*

PERIODO	PROMEDIO	TASA
1990-1999	*1.0%*	*1.1%*
1999-2014	*3.0%*	*3.0%*
1990-2007	*1.3%*	*1.4%*
1999-2005	*1.1%*	*1.1%*
2006-2012	*4.6%*	*4.6%*

CUADRO No. 5
PRONOSTICO DEL PIB TENDENCIAL HISTORICO
(Millones de Balboas del 2007)

CUADRO No. 5

PRONÓSTICO DEL PIB 2014, TENDENCIAL HISTÓRICO- (Millones de B/. 2007)

	BASE HISTÓRICA REAL						PRELIMINAR	E1		E2		E3		E4			E5	
										AJUSTES A LAS ESTIMACIONES AÑO 2014								
GRAN DIVISIÓN ECONÓMICA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TENDENCIAL 2007-2013		PROMEDIO DE CAMBIO DE Ultimos 3 Años 2011-13		PROMEDIO DE CAMBIO DE Ultimos 2 años 2012-13		AJUSTADO Estructuras Base E2			AJUSTADO Estructuras Base E2 y Promedios Pronosticos Publicados	al 30/Nov/2014
1. Agricultura, silvicultura y caza	826.6	848.1	749.9	764.4	808.2	847.5	863.1	839.2	-2.8%	898.7	4.1%	891.9	3.3%	898.7	4.1%		868.1	0.6%
2. Pesca	259.6	265.9	256.0	150.7	118.7	122.7	141.3	76.6	-45.8%	138.4	-2.1%	154.2	9.1%	138.4	-2.1%		133.6	-5.4%
3. Explotación de canteras	147.9	189.9	198.6	213.1	252.7	325.5	427.7	417.1	-2.5%	539.4	26.1%	556.3	30.1%	539.4	26.1%		521.0	21.8%
Subtotal Sector Primario	**1,234.2**	**1,303.8**	**1,204.5**	**1,128.2**	**1,179.6**	**1,295.6**	**1,432.1**	**1,332.9**	**-6.9%**	**1,576.5**	**10.1%**	**1,602**	**11.9%**	**1,577**	**10.1%**		**1,523**	**6.3%**
4. Industria Manufacturera	1,530.7	1,577.2	1,563.1	1,596.0	1,650.3	1,655.1	1,699.8	**1,717.5**	1.0%	1,735.9	2.1%	1,725.2	1.5%	1,735.9	2.1%	0.00456	1,676.7	-1.4%
5. Electricidad, gas y agua	606.3	682.9	932.2	756.1	901.8	836.4	862.2	946.1	9.7%	900.8	4.5%	843.1	-2.2%	900.8	4.5%		870.0	0.9%
6. Construcción	1,393.1	1,821.4	1,905.6	2,043.2	2,435.4	3,149.9	4,111.4	4,028.8	-2.0%	5,190.6	26.2%	5,342.0	29.9%	5,190.6	26.2%		5,013.5	21.9%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	3,591.8	3,822.8	4,165.5	4,713.4	5,295.2	5,892.5	6,253.2	6,712.5	7.3%	6,871.1	9.9%	6,795.3	8.7%	6,871.1	9.9%	-0.0393	6,636.5	6.1%
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	**7,121.9**	**7,904.3**	**8,566.4**	**9,108.7**	**10,282.7**	**11,534.0**	**12,926.6**	**13,404.9**	**52.5%**	**14,698**	**13.7%**	**14,706**	**13.8%**	**14,698**	**13.7%**		**14,197**	**9.8%**
8. Comercio al por mayor y al por menor	3,755.6	4,169.7	4,237.1	4,661.2	5,292.5	5,747.8	5,949.0	6,372.1	7.1%	6,453.0	8.5%	6,307.3	6.0%	6,453.0	8.5%		6,232.8	4.8%
9. Hoteles y Restaurantes	616.2	678.2	702.5	777.1	901.2	964.2	1,023.3	1,093.5	6.9%	1,121.7	9.6%	1,090.5	6.6%	1,121.7	9.6%		1,083.4	5.9%
10. Intermediación Financiera	1,807.9	1,988.6	1,969.9	2,011.1	2,164.0	2,341.4	2,566.8	2,575.2	0.3%	2,784.3	8.5%	2,795.5	8.9%	2,784.3	8.5%	1.08	2,689.2	4.8%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,592.4	1,741.6	1,728.6	1,782.7	1,880.1	2,124.3	2,316.1	2,322.0	**0.3%**	2,527.3	9.1%	2,570.7	11.0%	2,527.3	9.1%		2,441.0	5.4%
12. Enseñanza Privada	207.0	219.2	244.0	258.2	270.6	282.1	294.2	312.8	**6.3%**	307.3	4.4%	306.7	4.3%	307.3	4.4%		296.8	0.9%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-538.8	-570.1	-607.6	-630.5	-663.8	-709.5	-762.9	-784.4	**2.8%**	-812.9	6.6%	-817.8	7.2%	-812.9	6.6%		- 785.2	2.9%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**7,440.2**	**8,227.2**	**8,274.6**	**8,859.8**	**9,844.6**	**10,750.3**	**11,386.6**	**11,891.2**	**38.3%**	**12,381**	**8.7%**	**12,253**	**7.6%**	**12,381**	**8.7%**		**11,958**	**5.0%**
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	278.8	289.4	303.6	333.0	346.3	366.9	390.4	405.9	32.1%	411.7	5.4%	414.6	6.2%	411.7	5.4%		397.6	1.8%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	458.8	475.6	499.2	528.3	581.5	634.1	679.6	702.7	36.4%	739.1	8.8%	734.7	8.1%	739.1	8.8%	0.99	713.9	5.0%
15. Productores de servicios gubernamentales	1,848.4	1,923.6	1,953.7	2,007.5	2,108.3	2,264.0	2,379.5	2,416.2	16.9%	2,518.3	5.8%	2,528.0	6.2%	2,518.3	5.8%	1.05	2,432.3	2.2%
Construcción	180.5	207.2	209.1	212.3	236.5	288.2	352.2	341.5	38.8%	417.0	18.4%	429.9	22.0%	417.0	18.4%		402.8	14.4%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	1,530.8	1,582.2	1,746.0	1,880.0	2,012.5	2,143.2	2,297.5	2,411.5	42.2%	2,456.3	6.9%	2,454.8	6.8%	2,456.3	6.9%		2,372.4	3.3%
Hogares privados con servicio doméstico	182.6	188.7	187.2	190.0	202.0	207.0	203.5	210.7	10.6%	208.2	2.3%	204.3	0.4%	208.2	2.3%		201.1	-1.2%
16. Productores de servicios domésticos	1,894.0	1,978.1	2,142.3	2,282.3	2,451.0	2,638.4	2,853.2	2,963.8	40.2%	3,081.5	8.0%	3,088.9	8.3%	3,081.5	8.0%		2,976.4	4.3%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**4,480.0**	**4,666.8**	**4,898.7**	**5,151.2**	**5,487.1**	**5,903.4**	**6,302.8**	**6,488.6**	**31.5%**	**6,751**	**7.1%**	**6,766**	**7.4%**	**6,751**	**7.1%**		**6,520**	**3.4%**
Más: Derechos de importancion e ITBM	978.0	1,095.3	1,119.5	1,279.1	1,453.0	1,638.0	1,664.4	1,815.1	0.09	1,817.0	9.2%	1,781.3	7.0%	1,817.0	9.2%		1,755.0	5.4%
Más: ITBM que graba las compras de los hogares										-		-		-			-	
Más: Otros impuestos a los productores										-		-		-			-	
Menos: Subvenciones a los productos	-132.5	-143.5	-93.5	-154.2	-141.5	-135.7	-139.0	-141.7	0.02	-134.3	-3.4%	-137.8	-0.9%	-134.3	-3.4%		-129.7	-6.7%
Subtotal Impuestos y transferencias	**845.6**	**951.8**	**1,025.9**	**1,124.9**	**1,311.5**	**1,502.3**	**1,525.3**	**1,673.3**	**9.7%**	**1,682.7**	10.3%	**1,643.5**	**7.7%**	**1,682.7**	10.3%		**1,625.3**	6.6%
Producto Interno Bruto Real	**21,121.9**	**23,053.9**	**23,970.1**	**25,372.8**	**28,105.5**	**30,985.5**	**33,573.5**	**34,791.0**	**3.6%**	**37,089**		**36,970**		**37,088.8**			**35,822.9**	**35,822.9**
TASA DE CRECIMIENTO ANUAL		9.15%	3.97%	5.85%	10.77%	10.25%	8.35%	**3.6%**	**-56.6%**	**10.47%**		**10.12%**		**10.47%**			**6.70%**	
														6.7%		<--- Tasa promedio de consultas.		
														3.8%		<--- Diferencia		
														-1.80%				

FUENTE: Dirección de Estadisticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06

CUADRO No. 5
PRONOSTICO DEL PIB TENDENCIAL HISTORICO
(Millones de Balboas del 2007)

CUADRO No. 4
PRONÓSTICOS DEL PIB 2015, Emitidos y Publicados por Expertos

Pronosticos Estimados de Expertos publicados

	Desde	Hasta	Promedio
MEF- Gobierno	6.0	7.0	6.50
FMI	6.6	6.6	7.20
World BanK (Banco Mundial)	6.8	6.8	6.80
Banco Interamericano de Desarrrollo (BID)		7.0	7.00
CEPAL	6.0	7.0	6.50
INDESA(Marcos Fernadez G. Chapman)	6.0	7.0	6.50
Panama Economic Insight			
Deloitte	6.0	7.0	6.50
Moody's			
Fitch Ratings			
Latin Consulting			
JP Morgan's		6.5	6.50
Standart & Poor's			
BBVA			
ScotiaBank			
CAMARA DE COMERCIO DE PANAMA	7.0	7.0	7.00
APEDE			
Sindicato de Industriales de Panamá (SIP)			
CAPAC			
Colegio de Economistas		7.0	7.00
Otros Expeertos (N. Ardito barletta)			
Adolfo Quintero		6.5	6.50
Rolando Gordon			
INTRACORP			
The Economist Magazine			
IMAE (Dato original CGR)			
IMAE (Ajuste desfase histórico 3 últimos años)			
PIB IMAE (Ajuste desfase histórico 6 últimos años)			
Promedio simple	**6.34**	**6.85**	**6.73**
Promedio AJUSTADO (Sin Extremos)	**6.28**	**6.88**	**6.70**
MAXIMO			**7.20**
MINIMO			**6.50**

9.6%

CUADRO No. 5
PRONOSTICO DEL PIB TENDENCIAL HISTORICO
(Millones de Balboas del 2007)

TASAS DE CRECIMIENTO

ANUAL							MEJOR TASA	PEOR TASA	TASA ACUMULADA CAMBIO PROMEDIO ANUAL				
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Mejor Tasa	Peor Tasa	Histórica	Ultimos 5 Años	Ultimos 4 Años	Ultimos 3 Años	Ultimos 2 Años
	2.6%	-11.6%	1.9%	5.7%	4.9%	1.8%	5.7%	-11.6%	0.7%	0.4%	3.6%	4.1%	3.3%
	2.4%	-3.7%	-41.2%	-21.2%	3.4%	15.2%	15.2%	-41.2%	-9.6%	-11.9%	-13.8%	-2.1%	9.1%
	28.4%	4.6%	7.3%	18.6%	28.8%	31.4%	31.4%	4.6%	19.4%	17.6%	21.1%	26.1%	30.1%
	5.6%	**-7.6%**	-6.3%	4.6%	9.8%	10.5%	10.5%	-7.6%	2.5%	1.9%	4.4%	8.3%	10.2%
	3.0%	-0.9%	2.1%	3.4%	0.3%	2.7%	3.4%	-0.9%	1.8%	1.51%	2.1%	2.1%	1.5%
	12.6%	36.5%	-18.9%	19.3%	-7.3%	3.1%	36.5%	-18.9%	6.0%	4.8%	-1.9%	4.5%	-2.2%
	30.7%	4.6%	7.2%	19.2%	29.3%	30.5%	30.7%	4.6%	19.8%	17.7%	21.2%	26.2%	29.9%
	6.4%	9.0%	13.2%	12.3%	11.3%	6.1%	13.2%	6.1%	9.7%	10.3%	10.7%	9.9%	8.7%
	11.0%	**8.4%**	**6.3%**	**12.9%**	**12.2%**	**12.1%**	12.9%	6.3%	**10.4%**	**10.3%**	**10.8%**	**12.4%**	**12.1%**
	11.0%	1.6%	10.0%	13.5%	8.6%	3.5%	13.5%	1.6%	8.0%	7.4%	8.9%	8.5%	6.0%
	10.1%	3.6%	10.6%	16.0%	7.0%	6.1%	16.0%	3.6%	8.8%	8.6%	9.9%	9.6%	6.6%
	10.0%	-0.9%	2.1%	7.6%	8.2%	9.6%	10.0%	-0.9%	6.0%	5.2%	6.8%	8.5%	8.9%
	9.4%	-0.7%	3.1%	5.5%	13.0%	9.0%	13.0%	-0.7%	6.4%	5.9%	7.6%	9.1%	11.0%
	5.9%	11.3%	5.8%	4.8%	4.3%	4.3%	11.3%	4.3%	6.0%	6.1%	4.8%	4.4%	4.3%
	5.8%	6.6%	3.8%	5.3%	6.9%	7.5%	7.5%	3.8%	6.0%	6.0%	5.9%	6.6%	7.2%
	10.6%	**0.6%**	**7.1%**	**11.1%**	**9.2%**	**5.9%**	11.1%	0.6%	**7.3%**	**6.7%**	**8.3%**	**8.7%**	**7.5%**
	3.8%	4.9%	9.7%	4.0%	6.0%	6.4%	9.7%	3.8%	5.8%	6.2%	6.5%	5.4%	6.2%
	3.7%	5.0%	5.8%	10.1%	9.0%	7.2%	10.1%	3.7%	6.8%	7.4%	8.0%	8.8%	8.1%
	4.1%	1.6%	2.8%	5.0%	7.4%	5.1%	7.4%	1.6%	4.3%	4.3%	5.1%	5.8%	6.2%
	14.8%	0.9%	1.5%	11.4%	21.9%	22.2%	22.2%	0.9%	11.8%	11.2%	13.9%	18.4%	22.0%
	3.4%	10.4%	7.7%	7.0%	6.5%	7.2%	10.4%	3.4%	7.0%	7.7%	7.1%	6.9%	6.8%
	3.3%	-0.8%	1.5%	6.3%	2.4%	-1.7%	6.3%	-1.7%	1.8%	1.5%	2.1%	2.3%	0.4%
	4.4%	8.3%	6.5%	7.4%	7.6%	8.1%	8.3%	4.4%	7.1%	7.6%	7.4%	7.7%	7.9%
	4.2%	**5.0%**	**5.2%**	**6.5%**	**7.6%**	**6.8%**	7.6%	4.2%	**5.9%**	**6.2%**	**6.5%**	**7.0%**	**7.2%**
	12.0%	2.2%	14.3%	13.6%	12.7%	1.6%	14.3%	1.6%	9.3%	8.7%	10.4%	9.2%	7.0%
	8.3%	-34.8%	64.9%	-8.3%	-4.1%	2.4%	64.9%	-34.8%	0.8%	-0.6%	10.4%	-3.4%	-0.9%
	12.6%	**7.8%**	**9.6%**	**16.6%**	**14.5%**	**1.5%**	16.6%	1.5%	**10.3%**	**9.9%**	**10.4%**	**10.7%**	**7.8%**
	9.1%	**4.0%**	**5.9%**	**10.8%**	**10.2%**	**8.4%**	10.8%	4.0%	**8.0%**	**7.8%**	**8.8%**	**9.8%**	**9.3%**

PIB PRE ESTIMADO AÑO 2014
SEGUN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA POR TRIMESTRE
SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2014

CUADRO No. 6

PIB ESTIMADO AL AÑO 2014, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)

(En millones de Dólares de 2007)

GRAN DIVISION ECONOMICA	PIB I TRIM 2014 (E)	PIB II TRIM 2014 (E)	PIB I SEM 2014 (E)	TASAS DE CRECIMIENTO 2014-2013	ESTRUCTURA I SEMESTRE AÑO 2014 (%)	FACTOR MULTIPLE PROMEDIO (*)	PIB ESTRUCTURAL AÑO 2013 (%)	ESTRUCTURA AÑO 2013 (%)	FACTOR MULTIPLE AJUSTADO (**)	PIB PRE ESTIMADO AJUSTADO AÑO 2014	ESTRUCTURA AÑO 2014 (%)	
1. Agricultura, silvicultura y caza	199.6	248.2	447.8	17.16%	2.59%	1.84	822.1	2.30%	1.90	850.9	2.38%	16.52%
2. Pesca	27.0	31.4	58.4	-11.78%	0.34%	2.30	134.1	0.37%	2.75	160.6	0.45%	-13.67%
3. Explotación de minas y canteras	122.0	110.8	232.8	4.35%	1.34%	2.02	470.5	1.32%	2.01	467.2	1.31%	5.25%
Subtotal Sector Primario	**348.6**	**390.4**	**739.0**	**10.05%**	**4.27%**	**1.94**	**1,426.7**	**3.99%**	2.00	1,478.7	4.14%	8.71%
4. Industria Manufacturera	425.2	433.2	858.4	36.49%	4.96%	2.00	1,714.7	4.79%	2.00	1,715.6	4.80%	36.34%
5. Electricidad, gas y agua	206.0	199.9	405.9	17.69%	2.34%	2.04	826.3	2.31%	2.06	837.5	2.34%	19.19%
6. Construcción	1,188.3	1,087.5	2,275.8	143.27%	13.14%	2.04	4,646.1	12.99%	2.01	4,584.9	12.83%	146.62%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1,669.7	1,593.1	3,262.8	6.81%	18.84%	2.05	6,701.9	18.74%	2.04	6,643.1	18.59%	8.02%
Subtotal Sector Secundario y de Infraestructura	**3,489.2**	**3,313.7**	**6,802.9**	**37.04%**	**39.29%**	**2.04**	**13,888.9**	**38.83%**	2.03	**13,781.1**	38.57%	38.23%
8. Comercio al por mayor y al por menor	1,422.9	1,462.8	2,885.7	64.61%	16.67%	2.16	6,236.7	17.44%	2.14	6,186.7	17.31%	66.91%
9. Hoteles y Restaurantes	264.0	226.2	490.2	35.53%	2.83%	2.12	1,037.0	2.90%	2.12	1,040.4	2.91%	33.70%
10. Intermediación Financiera	645.7	647.2	1,292.9	17.48%	7.47%	1.99	2,572.8	7.19%	1.98	2,557.9	7.16%	20.13%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	594.9	691.1	1,286.0	100.25%	7.43%	2.04	2,618.8	7.32%	2.03	2,607.6	7.30%	95.71%
12. Enseñanza Privada	76.5	76.5	153.0	94.90%	0.88%	2.00	306.3	0.86%	2.00	305.5	0.86%	94.83%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-198.6	-196.4	-395.0	58.25%	-2.28%	2.02	-796.0	-2.23%	2.01	-793.6	-2.22%	57.86%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**2,805.4**	**2,907.4**	**5,712.8**	**54.97%**	**32.99%**	**2.09**	**11,975.7**	**33.48%**	2.08	**11,904.6**	33.32%	56.63%
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	95.8	98.9	194.7	88.85%	1.12%	2.03	395.6	1.11%	2.03	395.0	1.11%	90.05%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	172.2	171.7	343.9	-4.37%	1.99%	2.05	703.4	1.97%	2.06	707.1	1.98%	-3.27%
15. Productores de servicios gubernamentales	603.1	628.0	1,231.1	64.19%	7.11%	2.07	2,551.5	7.13%	2.05	2,529.5	7.08%	63.25%
Construcción	111.1	96.1	207.2	553.63%	1.20%	1.99	412.9	1.15%	1.98	410.7	1.15%	552.24%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	585.1	588.6	1,173.7	1.78%	6.78%	2.03	2,379.5	6.65%	2.02	2,371.0	6.64%	1.83%
Hogares privados con servicio doméstico	52.2	54.1	106.3	64.81%	0.61%	2.00	212.6	0.59%	1.98	210.0	0.59%	66.93%
16. Productores de servicios domésticos	748.4	738.8	1,487.2	19.03%	8.59%	2.03	3,005.1	8.40%	2.02	2,991.7	8.37%	18.85%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**1,619.5**	**1,637.4**	**3,256.9**	**32.29%**	**18.81%**	**2.04**	**6,655.6**	**18.61%**	2.03	6,623.3	18.54%	32.32%
Más: Derechos de importancia e ITBM								0.00%		0.0		
Más: ITBM que graba las compras de los hogares								0.00%		0.0		
Más: Otros impuestos a los productores								0.00%		0.0		
Menos: Subvenciones a los productos								0.00%		0.0		
Subtotal Impuestos y transferencias	**395.8**	**408.3**	**804.1**	**2.43%**	**4.64%**	**2.26**	**1,818.4**	**5.08%**	2.42	1,943.0	**5.44%**	4.97%
Producto Interno Bruto Real	**8,658.5**	**8,657.2**	**17,315.7**	**37.8%**	**100.0%**	2.06	**35,765.3**	**100.00%**	2.06	**35,730.7**	**100.00%**	38.56%
							35671.7					
TASA DE VARIACION	**6.04%**	**6.28%**	**6.16%**				**6.53%**			**6.43%**		
		-0.02%										

Fuente: Elaboracion propia con base en los boletines INEC, Panamá en Cifras 2002-06

CUADRO No. 7
ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2015, POR ACTIVIDAD ECONOMICA, DIVISION, ESCENARIO (2007=100)

ALTERNATIVAS A LA ESTIMACION DEL PIB DEL AÑO 2015
SEGÚN ACTIVIDAD ECONOMICA Y DIVISION ECONOMICA AL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2013
(En millones de dólares de 2007

GRAN DIVISION ECONOMICA	AÑO 2014					AÑO 2015								
						ESCENARIO OPTIMISTA (1)			ESCENARIO MODERADO (2)			ESCENARIO PESIMISTA (3)		
	PIB 2013 (P)	ESTRUCTURA ESTIMADA(P) AÑO 2013 (%)	PIB PRE-ESTIMADO AÑO 2014 (Est II Trim.)	VARIACION DEL PIB I SEM 2014-2013	VARIACION ANUAL DEL PIB ESTIMADA 2012-2011	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA (Promedio)	PIB ESTIMADO AÑO 2013 OPTIMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2013 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO AÑO 2013 MODERADO	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2013 (%)	VARIACION ANUAL DEL PIB AJUSTADA	PIB ESTIMADO AÑO 2013 PESISMISTA	ESTRUCTURA ESTIMADA AÑO 2013 (%)
1. Agricultura, silvicultura y caza	863.1	2.57%	850.9	-0.47%	-1.41%	0.72%	857.1	2.20%	1.93%	867.4	2.27%	-0.70%	845.0	2.29%
2. Pesca	141.3	0.42%	160.6	36.13%	13.64%	-9.64%	145.1	0.37%	0.00%	160.6	0.42%	0.00%	160.6	0.44%
3. Explotación de canteras	427.7	1.27%	467.2	11.92%	9.23%	19.35%	557.6	1.43%	7.35%	501.5	1.31%	-1.81%	458.7	1.25%
Subtotal Sector Primario	**1,432.1**	**4.27%**	**1,478.7**	**5.45%**		**5.48%**	**1,559.8**	4.01%	**3.43%**	**1,529.4**	4.00%	**0.00%**	**1,464.3**	3.98%
4. Industria Manufacturera	1,699.8	5.06%	1,715.6	0.53%	0.93%	1.76%	1,745.9	4.49%	2.11%	1,751.8	4.58%	1.67%	1,744.3	4.74%
5. Electricidad, gas y agua	862.2	2.57%	837.5	-1.02%	-2.87%	6.05%	888.1	2.28%	6.05%	888.1	2.32%	17.42%	983.4	2.57%
6. Construcción	4,111.4	12.25%	4,584.9	15.51%	11.52%	19.77%	5,491.2	14.11%	7.22%	4,915.9	12.86%	4.62%	4,796.9	13.02%
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	6,253.2	18.63%	6,643.1	7.67%	6.23%	9.68%	7,286.2	18.72%	9.68%	7,286.2	19.06%	1.05%	6,712.5	18.23%
Subtotal Sector Secundario y de infraestructura	**12,926.6**	**38.50%**	**13,781.1**	**8.59%**		**11.83%**	**15,411.3**	39.60%	**7.70%**	**14,842.0**	38.83%	**0.00%**	**14,237.1**	38.66%
8. Comercio al por mayor y al por menor	5,949.0	17.72%	6,186.7	3.27%	4.00%	7.97%	6,679.7	17.16%	10.01%	6,805.9	17.81%	1.62%	6,286.8	17.07%
9. Hoteles y Restaurantes	1,023.3	3.05%	1,040.4	-1.41%	1.68%	8.82%	1,132.2	2.91%	10.62%	1,151.0	3.01%	3.58%	1,077.7	2.93%
10. Intermediación Financiera	2,566.8	7.65%	2,557.9	3.16%	-0.35%	6.02%	2,711.8	6.97%	2.09%	2,611.4	6.83%	5.11%	2,688.6	7.30%
11. Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	2,316.1	6.90%	2,607.6	9.23%	12.59%	6.44%	2,775.6	7.13%	3.13%	2,689.1	7.04%	-0.74%	2,588.2	7.03%
12. Enseñanza Privada	294.2	0.88%	305.5	4.08%	3.85%	6.04%	324.0	0.83%	5.83%	323.3	0.85%	11.78%	341.5	0.93%
Menos: Servicio de intermediación financiera	-762.9	-2.27%	-793.6	6.33%	4.03%	5.97%	-841.0	-2.16%	3.76%	-823.5	-2.15%	10.49%	-876.8	-2.38%
Subtotal Sector Terciario (comercial y financiero)	**11,386.5**		**11,904.6**	**3.91%**		**7.37%**	**12,782.3**	32.84%	**7.16%**	**12,757.2**	33.38%	**0.00%**	**12,106.0**	32.87%
13. Actividades de servicio sociales y de salud privada	390.4	1.16%	395.0	1.67%	1.18%	5.77%	417.8	1.07%	9.71%	433.4	1.13%	4.88%	414.3	1.12%
14. Otras actividades comunitarias, sociales y personales	679.6	2.02%	707.1	4.37%	4.05%	6.77%	754.9	1.94%	5.84%	748.4	1.96%	4.96%	742.2	2.02%
15. Productores de servicios gubernamentales	2,379.5	7.09%	2,529.5	4.91%	6.30%	4.30%	2,638.3	6.78%	2.76%	2,599.2	6.80%	1.56%	2,569.0	6.98%
Construcción	352.2	1.05%	410.7	19.01%	16.61%	11.79%	459.1	1.18%	1.53%	417.0	1.09%	0.88%	414.3	1.13%
Actividades Inmobiliarias, empresariales y de alquiler	2,297.5	6.84%	2,371.0	2.99%	3.20%	7.00%	2,537.0	6.52%	7.68%	2,553.0	6.68%	10.36%	2,616.5	7.10%
Hogares privados con servicio doméstico	203.5	0.61%	210.0	3.61%	3.21%	1.82%	213.9	0.55%	1.49%	213.2	0.56%	-0.78%	208.4	0.57%
16. Productores de servicios domésticos	2,853.2	8.50%	2,991.7	5.01%	4.86%	7.29%	3,210.0	8.25%	6.40%	3,183.2	8.33%	0.00%	3,239.3	8.80%
Subtotal Sector Terciario (oficial y personal)	**6,302.7**		**6,623.3**	**4.70%**		**6.00%**	**7,021.0**	18.04%	**5.15%**	**6,964.2**	18.22%	**0.00%**	**6,964.7**	18.91%
Más: Derechos de importancion e ITBM	1,664.4	4.96%	2,120.1				2,339.1	6.01%		0.0	0.00%		2,244.2	6.09%
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	0.0	0.00%	0.0				0.0	0.00%		0.0	0.00%		0.0	0.00%
Más: Otros impuestos a los productores	0.0	0.00%	0.0				0.0	0.00%		0.0	0.00%		0.0	0.00%
Menos: Subvenciones a los productos	-139.0	-0.41%	-177.1				-195.3	-0.50%		0.0	0.00%		-187.4	-0.51%
Subtotal Impuestos y transferencias	**1,525.4**	4.54%	**1,943.0**	**5.44%**	27.38%	10.33%	**2,143.8**	5.51%		**2,130.4**	5.57%	5.86%	**2,056.8**	5.58%
Producto Interno Bruto Real	**33,573.3**		**35,730.7**	**6.16%**	6.43%		**38,918.1**	100.00%		**38,223.3**	100.00%		**36,828.9**	100.00%
			35,730.7											
TASA DE VARIACION			**6.43%**				**8.92%**			**6.98%**			**3.07%**	
			1,943.0				2,143.8			0.0			2,056.8	

Las tasas de variaciones utilizadas para degfinir el posible estado de los diferentes rubros del PIB en el año 2013, se enmarcan prtrincipalmente dentro de los pronosticos publicados por Entidades Internacionales y expertos economistas.

(1) **Comportamiento esperado con base en la variacion anual de uno de los mejores año del periodo 2005-2011. Variacion del Ultimo año 2011 (10.85%). PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anual. Columna AL**
(2) **Basado en el comportamiento historico promedio de los años 2001-2011. Casi similar a la variacion evidenciada en el año 2010. Resultando en una tasa de crecimiento promedio anual 2001-2011 (>7.4%). PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AM**
(3) **Basado en el peor comportamiento del periodo 2001-2011, Variacion anual del año 2009,(< 4.0%) . PIB Tres metodologias (M), Variacion de Tasa de crecimiento Anua Promedio. Columna AJ**

FUENTE: Desarrrollo propio con base en data de la Dirección de Estadisticas y Censo, Panamá en Cifras 2002-06

Más: Derechos de importancion e ITBM	2120.1	5.93%	2339.1	6.01%	2,324.6	6.08%	2,244.2	6.09%	
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	0.0		0.0		0.0		0.0		
Más: Otros impuestos a los productores	0.0		0.0		0.0		0.0		
Menos: Subvenciones a los productos	-177.1	-0.50%	-195.3	-0.50%	-194.1	-0.51%	-187.4	-0.51%	
Subtotal Impuestos y transferencias	1,943.0		2,143.8		2,130.4		2,056.8		
PROPORCION ESTRUCTURAL DEL 2008									
Más: Derechos de importancion e ITBM	599.1		661.0		656.9		634.2		
Más: ITBM que graba las compras de los hogares	518.5		572.1		568.5		548.9		
Más: Otros impuestos a los productores	1096.5		1209.8		1202.3		1160.7		
Menos: Subvenciones a los productos	-271.1		-299.1		-297.2		-287.0		
Subtotal Impuestos y transferencias	1943.0		2143.8		2130.4		2056.8		

CUADRO No. 8
PRONOSTICOS DEL PIB, AÑOS 2015 - 2029

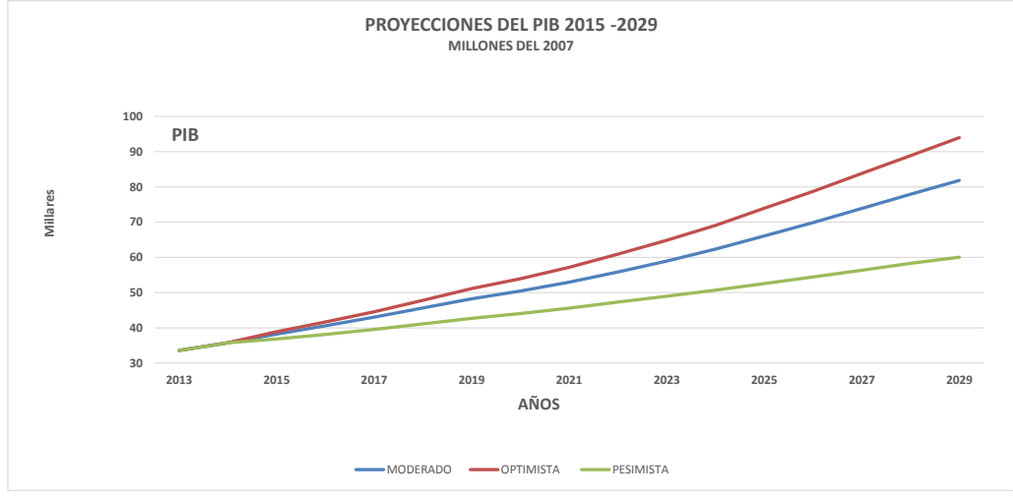
ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PESIN 2015-2029 EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2014

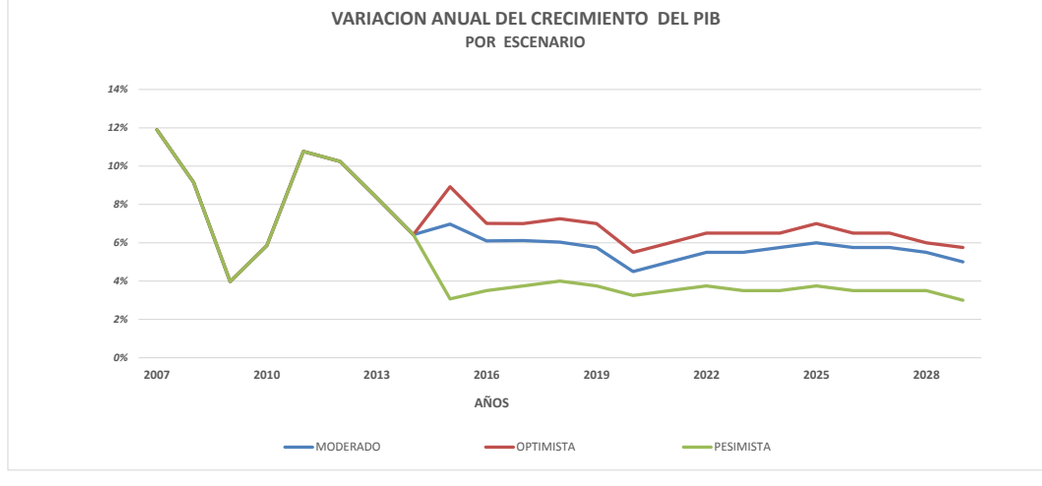
A precios del Año 2007

AÑOS		Producto Interno Bruto 2014 de 6.43% (1) ESCENARIO MODERADO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA (4 OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA (5) PESIMISTA	
			VAR. ANUAL		VAR. ANUAL		VAR. ANUAL
		(En miles de Balboas	(En %)	(En miles de Balboas	(En %)	(En miles de Balboas	(En %)
2007	REAL	21,121.9	11.90%	21,121.9	11.90%	21,121.9	11.90%
2008		23,053.9	9.15%	23,053.9	9.15%	23,053.9	9.15%
2009		23,970.1	3.97%	23,970.1	3.97%	23,970.1	3.97%
2010		25,372.8	5.85%	25,372.8	5.85%	25,372.8	5.85%
2011		28,105.5	10.77%	28,105.5	10.77%	28,105.5	10.77%
2012		30,985.5	10.25%	30,985.5	10.25%	30,985.5	10.25%
2013	PREELIMINAR	33,573.5	8.35%	33,573.5	8.35%	33,573.5	8.35%
2014	ESTIMADO	35,730.7	6.43%	35,730.7	6.43%	35,730.7	6.43%
2015		38,223.3	6.98%	38,918.1	8.92%	36,828.9	3.07%
2016	PRONOSTICOS	40,554.9	6.10%	41,646.3	7.01%	38,118.0	3.50%
2017		43,034.8	6.12%	44,561.5	7.00%	39,547.4	3.75%
2018		45,630.4	6.03%	47,792.3	7.25%	41,129.3	4.00%
2019		48,254.1	5.75%	51,137.7	7.00%	42,671.6	3.75%
2020		50,425.5	4.50%	53,950.3	5.50%	44,058.5	3.25%
2021		52,946.8	5.00%	57,187.3	6.00%	45,600.5	3.50%
2022		55,858.9	5.50%	60,904.5	6.50%	47,310.5	3.75%
2023		58,931.1	5.50%	64,863.3	6.50%	48,966.4	3.50%
2024		62,319.7	5.75%	69,079.4	6.50%	50,680.2	3.50%
2025		66,058.9	6.00%	73,914.9	7.00%	52,580.7	3.75%
2026		69,857.2	5.75%	78,719.4	6.50%	54,421.0	3.50%
2027		73,874.0	5.75%	83,836.2	6.50%	56,325.8	3.50%
2028		77,937.1	5.50%	88,866.3	6.00%	58,297.2	3.50%
2029		81,834.0	5.00%	93,976.2	5.75%	60,046.1	3.00%

Crecimiento Anual

Tipo		Periodo			
Estudio	2007-2029	**(2007-2026)**	**6.60%**	**7.24%**	**5.20%**
Histórico	2006-2013	(2007-2013)	**8.06%**	**8.06%**	**8.06%**
Pronostico	2015-2029	(2015-2029)	**5.59%**	**6.50%**	**3.55%**
Corto Plazo	2015-2018	(2015-2018)	**6.30%**	**7.54%**	**3.58%**
Medio Plazo	2019-2024	(2019-2024)	**5.33%**	**7.11%**	**3.55%**
Largo Plazo	2025-2029	(2025-2029)	**5.60%**	**6.50%**	**3.60%**
Periodo M y LP	2019-2028	(2019-2029)	**5.45%**	**6.34%**	**3.50%**





NOTAS:

(1) Escenarios a partir de un Producto Interno Bruto preeliminar del 2013 de 8.35%, y del pre -estimado para el año 2014 de 6.43%.

(2) Escenarios ajustados a partir de un Producto Interno Bruto estimado de año 2014 de 6.43%, derivado del comportamiento preliminar del PIB durante los dos primeros trimestres del año, con respecto al promedio estructural del mismo durante el periodo historico 2007-2013 . Boletin de la Dirección de Estadisticas y Censo,

(3) Las tasas de crecimiento de los escenarios moderado, optimista y pesimista para el 2015 con respecto al año precedente fueron estimadas en 6.98, 8.92 y 3.07 por ciento. Tasa derivadas de la simulacion del PIB, desarrollado para el año 2012. La Hoja EXCEL es PIB Estructural Estimado 2012.

(4) Las tasas de crecimiento previstas para el periodo inmediato de corto plazo 2015-2018, estan basada en las perpecstivas generales emitidos por entidades internacionales como FMI, Cepal de acuerdo al comportamiento excepcional de los ultimos años de la economia panameña.

(5) Para el periodo de mediano y largo plazo, las tasas de crecimiento estan basadas en el mismo concepto anterior, derivados de los efectos de la Ampliacion del Canal de Panamá

(6) Escenario Moderado esta basado en el escenario ***"mas probable"*** un poco por debajo de los parametros potenciales de crecimiento.

(7) Escenario Optimista esta basado en el ***"mejor escenario"*** , definido por el potencial de la economuia nacional de 7% anual sostenido.

(8) Escenario Pesimista esta basado en el ***"peor escenario"*** , de casi la mitad del crecimiento potencial de la economia nacioana, entre un tres (3) y un cuatro(4) % anual sostenido.

Fuente: Desarrollo de ETESA con base en al Segundo Trimestre del año 2014

CUADRO No. 9

PRONOSTICOS DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA, AÑOS 2015 - 2029

ESTIMADOS DE MONTOS Y VARIACIONES ANUALES DE LA ACTIVIDAD DE MANUFACTURA EN EL PRODUCTO INTERNO BRUTO

DURANTE EL PERIODO DE EVALUACION DEL PLAN 2015-2029

EN CONSIDERACION AL PIB ESTIMADO DE 2013

A Precios de 2007

AÑOS		Producto Interno Bruto 2011 de 10.91% (2)					
		ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO OPTIMISTA		ESCENARIO PESIMISTA	
		MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)	MONTOS (En miles de Balboas)	VAR. ANUAL (En %)
	1982=100						
2000		1,354.0		1,354.0		1,354.0	
2001		1,237.7		1,237.7		1,237.7	
2002		1,217.0		1,217.0		1,217.0	
2003		1,193.6		1,193.6		1,193.6	
2004		1,205.4		1,205.4		1,205.4	
2005		1,269.6		1,269.6		1,269.6	
2006	REAL	1,318.8	3.87%	1,318.8	3.87%	1,318.8	3.87%
2007		1,530.7	16.07%	1,530.7	16.07%	1,530.7	16.07%
2008		1,577.2	3.04%	1,577.2	3.04%	1,577.2	3.04%
2009		1,563.1	-0.90%	1,563.1	-0.90%	1,563.1	-0.90%
2010		1,596.0	2.11%	1,596.0	2.11%	1,596.0	2.11%
2011		1,650.3	3.40%	1,650.3	3.40%	1,650.3	3.40%
2012		1,655.1	0.30%	1,655.1	0.30%	1,655.1	0.30%
2013	PRELIMINAR	1,699.8	2.70%	1,699.8	2.70%	1,699.8	2.70%
2014	ESTIMADOS	1,715.6	0.93%	1,715.6	0.93%	1,715.6	0.93%
2015		1,751.8	2.11%	1,745.9	1.76%	1,751.8	2.11%
2016		1,820.6	3.93%	1,829.0	4.76%	1,818.2	3.79%
2017		1,964.5	7.90%	2,002.5	9.49%	1,940.8	6.74%
2018		2,028.5	3.26%	2,098.9	4.81%	1,984.8	2.27%
2019		2,103.6	3.70%	2,195.3	4.59%	2,047.5	3.16%
2020	PRONOSTICOS	2,191.2	4.16%	2,306.3	5.06%	2,120.4	3.56%
2021		2,275.3	3.84%	2,417.3	4.81%	2,189.6	3.27%
2022		2,370.5	4.19%	2,537.7	4.98%	2,268.9	3.62%
2023		2,458.1	3.70%	2,654.0	4.58%	2,339.6	3.12%
2024		2,542.2	3.42%	2,783.0	4.86%	2,408.1	2.93%
2025		2,619.4	3.04%	2,914.0	4.71%	2,469.4	2.55%
2026		2,755.6	5.20%	3,075.5	5.54%	2,580.5	4.50%
2027		2,850.2	3.43%	3,209.2	4.35%	2,651.9	2.77%
2028		2,957.2	3.75%	3,363.4	4.81%	2,735.9	3.17%
2029		3,068.2	3.75%	3,525.1	4.81%	2,822.6	3.17%

Crecimiento Anual

Tipo	Años	Periodo			
Estudio	23	**(2006-2029)**	**3.79%**	**4.39%**	**3.43%**
Histórico	4	(2000-2013)	**1.77%**	**1.77%**	**1.77%**
Pronostico	15	(2015-2029)	**3.95%**	**4.92%**	**3.37%**
Corto Plazo	4	(2015-2018)	**4.28%**	**5.17%**	**3.71%**
Medio Plazo	6	(2019-2023)	**3.83%**	**4.81%**	**3.27%**
Largo Plazo	5	(2025-2029)	**3.83%**	**4.84%**	**3.23%**

		589.2	589.2
		555.6	555.6
		541.0	541.0
	589.2	522.6	522.6
	555.6	533.5	533.5
	541.0	555.9	555.9
	522.6	577.5	577.5
	533.5	610.0	610.0
	555.9	633.9	633.9
	577.5	630.1	630.1
	609.4	637.0	637.0
	619.8	657.6	657.6
		679.7	679.7
			675.7
			684.0
			692.4
			701.0
			709.6
			718.3
			727.2
			736.1
			745.2
			754.4
			763.7
			773.1
			782.6
			792.2
			802.0

Fuente: Desarrollo de ETESA basados en La actualizacion de las series de cuentas Nacionales del INEC , a precios del año 2007.

CUADRO No. 10

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO BASE **MODERADO**

Millones de Balboas de 2007

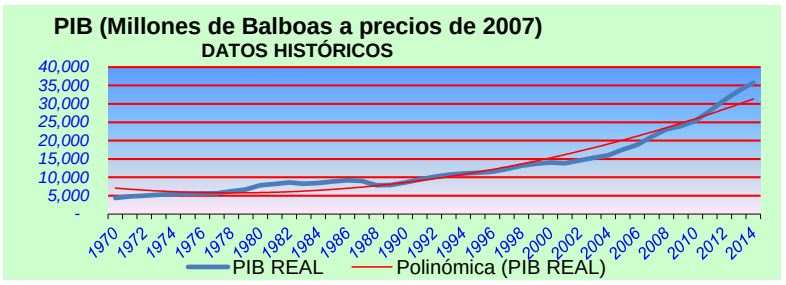
AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,379		545.9		12.5%
1971	4,801	9.6%	580.6	6.4%	12.1%
1972	5,020	4.6%	607.2	4.6%	12.1%
1973	5,289	5.4%	645.4	6.3%	12.2%
1974	5,419	2.4%	653.9	1.3%	12.1%
1975	5,513	1.7%	630.4	-3.6%	11.4%
1976	5,605	1.7%	646.2	2.5%	11.5%
1977	5,669	1.1%	653.9	1.2%	11.5%
1978	6,242	10.1%	664.2	1.6%	10.6%
1979	6,668	6.8%	751.4	13.1%	11.3%
1980	7,880	18.2%	822.6	9.5%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.1	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.5	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,579	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,686	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,058	2.7%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,791	-1.9%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,596	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,292	4.8%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,022	4.8%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,547	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,839	7.4%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	21,122	12.1%	1,530.7	16.1%	7.2%
2008	23,054	9.1%	1,577.2	3.04%	6.8%
2009	23,970	4.0%	1,563.1	-0.90%	6.5%
2010	25,373	5.9%	1,596.0	2.11%	6.3%
2011	28,106	10.8%	1,650.3	3.40%	5.9%
2012	30,986	10.2%	1,655.1	0.30%	5.3%
2013	33,573	8.4%	1,699.8	2.70%	5.1%
2014	**35,731**	**6.4%**	**1,715.6**	**0.93%**	**4.8%**
2015	38,223	7.0%	1,751.8	2.11%	4.6%
2016	40,555	6.1%	1,820.6	3.93%	4.5%
2017	43,035	6.1%	1,964.5	7.90%	4.6%
2018	45,630	6.0%	2,028.5	3.26%	4.4%
2019	47,912	5.0%	2,103.6	3.70%	4.4%
2020	50,068	4.5%	2,191.2	4.16%	4.4%
2021	52,571	5.0%	2,275.3	3.84%	4.3%
2022	55,463	5.5%	2,370.5	4.19%	4.3%
2023	58,513	5.5%	2,458.1	3.70%	4.2%
2024	61,878	5.8%	2,542.2	3.42%	4.1%
2025	65,745	6.3%	2,619.4	3.04%	4.0%
2026	69,690	6.0%	2,755.6	5.20%	4.0%
2027	73,871	6.0%	2,850.2	3.43%	3.9%
2028	78,303	6.0%	2,957.2	3.75%	3.8%
2029	82,453	5.3%	3,068.2	3.75%	3.7%
PROMEDIO		**5.7%**		**4.0%**	**4.2%**

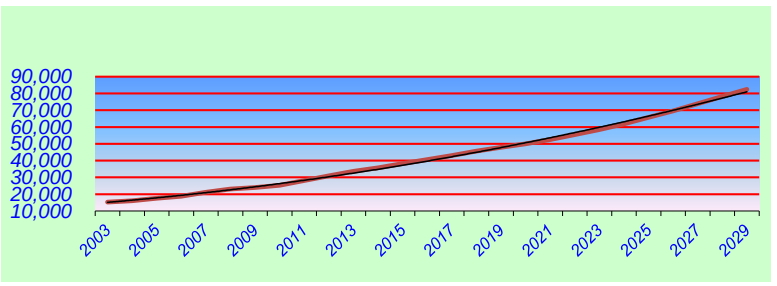
PREMISAS 8.021% 3.353%

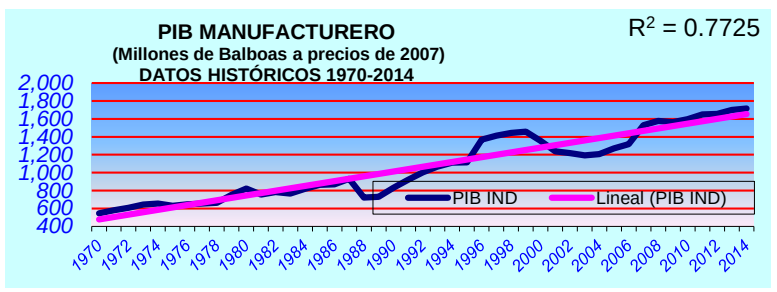
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 5.7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

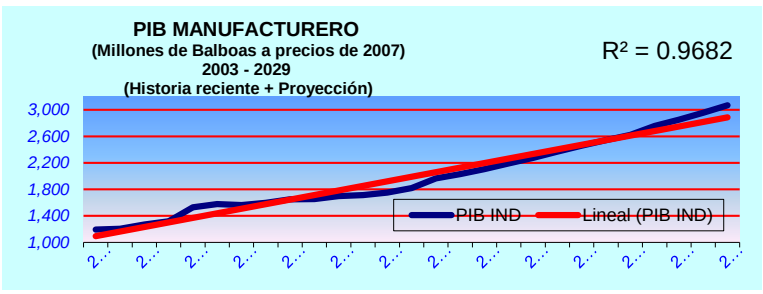
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.0% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años.

Promedios	PIB TOTAl TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.59%	-1.19%	1.41%	9.59%
1991-2000	5.09%	0.16%	5.25%	10.42%
2001-2013	6.99%	-5.08%	1.90%	6.93%
Máximo	**18.2%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-2.04%		
2014	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2014-2013	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2014-2017	6.40%	-2.69%	3.72%	4.61%
2018-2028	5.59%	-1.80%	3.79%	4.15%
2005-2013	8.38%			
2008-2013	8.06%			
2010-2013	8.81%			
1970-2013	4.97%			

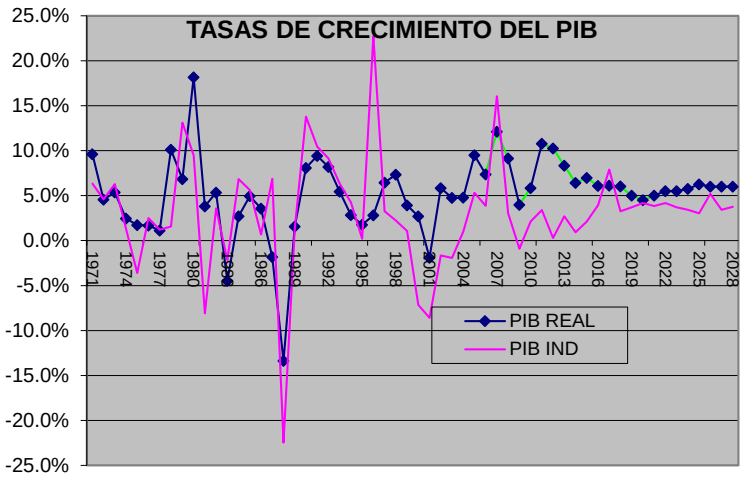


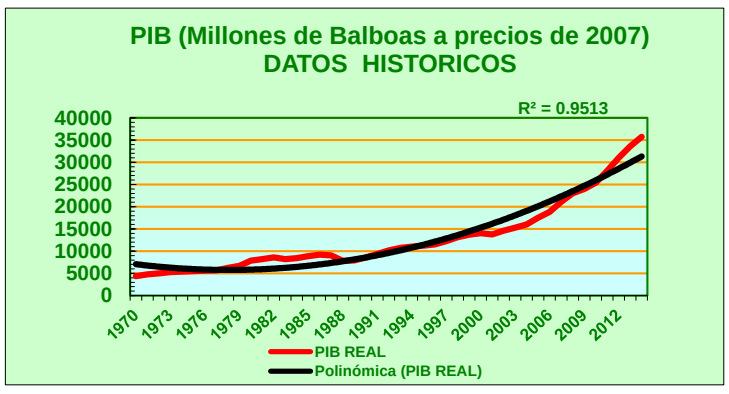






PIB MANUFACTURA





CUADRO No. 11

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO ALTO **ALTO**

Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL	VAR%	INDUSTRIA	VAR%	%/TOTAL
1970	4,379		545.9		12.5%
1971	4,801	9.6%	580.6	6.4%	12.1%
1972	5,020	4.6%	607.2	4.6%	12.1%
1973	5,289	5.4%	645.4	6.3%	12.2%
1974	5,419	2.4%	653.9	1.3%	12.1%
1975	5,513	1.7%	630.4	-3.6%	11.4%
1976	5,605	1.7%	646.2	2.5%	11.5%
1977	5,669	1.1%	653.9	1.2%	11.5%
1978	6,242	10.1%	664.2	1.6%	10.6%
1979	6,668	6.8%	751.4	13.1%	11.3%
1980	7,880	18.2%	822.6	9.5%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.1	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.5	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,579	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,686	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,058	2.7%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,791	-1.9%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,596	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,292	4.8%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,022	4.8%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,547	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,839	7.4%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	21,122	12.1%	1,530.7	16.1%	7.2%
2008	23,054	9.1%	1,577.2	3.04%	6.8%
2009	23,970	4.0%	1,563.1	-0.90%	6.5%
2010	25,373	5.9%	1,596.0	2.11%	6.3%
2011	28,106	10.8%	1,650.3	3.40%	5.9%
2012	30,986	10.2%	1,655.1	0.30%	5.3%
2013	33,573	8.4%	1,699.8	2.70%	5.1%
2014	**35,731**	**6.4%**	**1,715.6**	**0.93%**	**4.8%**
2015	38,918	8.9%	1,745.9	1.76%	4.5%
2016	41,409	6.4%	1,829.0	4.76%	4.4%
2017	44,515	7.5%	2,002.5	9.49%	4.5%
2018	47,742	7.2%	2,098.9	4.81%	4.4%
2019	51,084	7.0%	2,195.3	4.59%	4.3%
2020	53,638	5.0%	2,306.3	5.06%	4.3%
2021	56,856	6.0%	2,417.3	4.81%	4.3%
2022	60,552	6.5%	2,537.7	4.98%	4.2%
2023	64,488	6.5%	2,654.0	4.58%	4.1%
2024	68,680	6.5%	2,783.0	4.86%	4.1%
2025	73,487	7.0%	2,914.0	4.71%	4.0%
2026	78,264	6.5%	3,075.5	5.54%	3.9%
2027	83,351	6.5%	3,209.2	4.35%	3.9%
2028	88,352	6.0%	3,363.4	4.81%	3.8%
2029	93,432	5.8%	3,525.1	4.81%	3.8%
PROMEDIO		**6.6%**		**4.9%**	**4.2%**

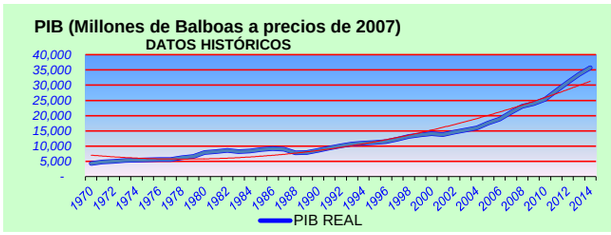
PREMISAS 8.021% 3.353%

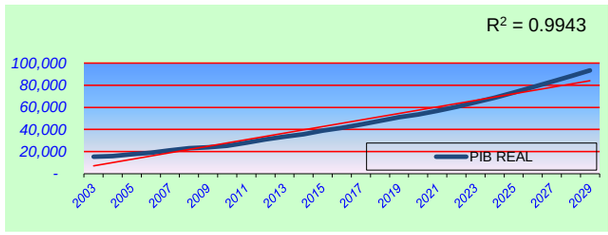
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 6.6%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

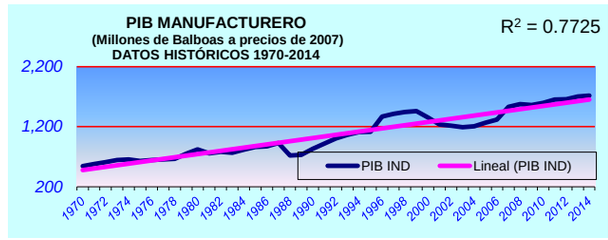
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 4.9% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años.

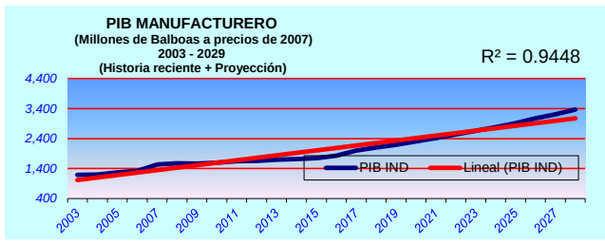
Promedios	PIB TOTAL TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.59%	-1.19%	1.41%	9.59%
1991-2000	5.09%	0.16%	5.25%	10.42%
2001-2013	6.99%	-5.08%	1.90%	6.93%
Máximo	**18.2%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-2.04%		
2014	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2015-2014	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2015-2018	7.31%	-3.08%	4.23%	4.55%
2019-2029	6.43%	-1.60%	4.83%	4.11%

2005-2013	8.38%
2008-2013	8.06%
2010-2013	8.81%
1970-2013	4.97%

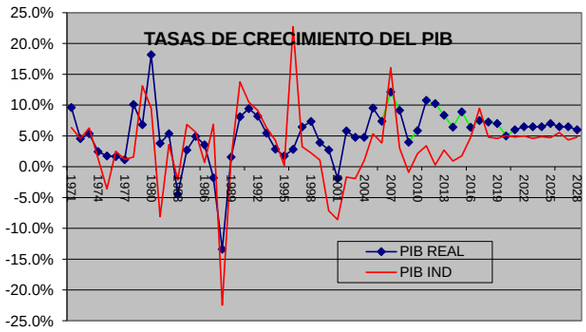


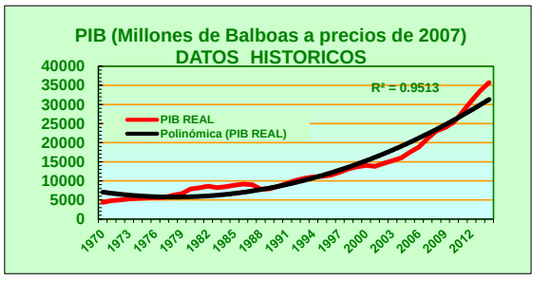






PIB MANUFACTURA





CUADRO No. 12

PRODUCTO INTERNO BRUTO

ESCENARIO BAJO **F BAJO**

Millones de Balboas de 2007

AÑO	TOTAL PIB REAL	VAR%	INDUSTRIA PIB IND	VAR%	%/TOTAL
1970	4,379		545.9		12.5%
1971	4,801	9.6%	580.6	6.4%	12.1%
1972	5,020	4.6%	607.2	4.6%	12.1%
1973	5,289	5.4%	645.4	6.3%	12.2%
1974	5,419	2.4%	653.9	1.3%	12.1%
1975	5,513	1.7%	630.4	-3.6%	11.4%
1976	5,605	1.7%	646.2	2.5%	11.5%
1977	5,669	1.1%	653.9	1.2%	11.5%
1978	6,242	10.1%	664.2	1.6%	10.6%
1979	6,668	6.8%	751.4	13.1%	11.3%
1980	7,880	18.2%	822.6	9.5%	10.4%
1981	8,180	3.8%	756.0	-8.1%	9.2%
1982	8,618	5.3%	783.1	3.6%	9.1%
1983	8,231	-4.5%	766.3	-2.1%	9.3%
1984	8,454	2.7%	818.8	6.8%	9.7%
1985	8,871	4.9%	864.7	5.6%	9.7%
1986	9,188	3.6%	870.7	0.7%	9.5%
1987	9,022	-1.8%	930.5	6.9%	10.3%
1988	7,815	-13.4%	721.5	-22.5%	9.2%
1989	7,937	1.6%	730.9	1.3%	9.2%
1990	8,579	8.1%	831.6	13.8%	9.7%
1991	9,388	9.4%	918.6	10.5%	9.8%
1992	10,158	8.2%	1,002.7	9.2%	9.9%
1993	10,712	5.5%	1,066.2	6.3%	10.0%
1994	11,017	2.9%	1,111.6	4.3%	10.1%
1995	11,210	1.8%	1,113.8	0.2%	9.9%
1996	11,525	2.8%	1,367.0	22.7%	11.9%
1997	12,270	6.5%	1,411.5	3.3%	11.5%
1998	13,170	7.3%	1,443.0	2.2%	11.0%
1999	13,686	3.9%	1,458.4	1.1%	10.7%
2000	14,058	2.7%	1,354.0	-7.2%	9.6%
2001	13,791	-1.9%	1,237.7	-8.6%	9.0%
2002	14,596	5.8%	1,217.0	-1.7%	8.3%
2003	15,292	4.8%	1,193.6	-1.9%	7.8%
2004	16,022	4.8%	1,205.4	1.0%	7.5%
2005	17,547	9.5%	1,269.6	5.3%	7.2%
2006	18,839	7.4%	1,318.8	3.9%	7.0%
2007	21,122	12.1%	1,530.7	16.1%	7.2%
2008	23,054	9.1%	1,577.2	3.0%	6.8%
2009	23,970	4.0%	1,563.1	-0.9%	6.5%
2010	25,373	5.9%	1,596.0	2.1%	6.3%
2011	28,106	10.8%	1,650.3	3.4%	5.9%
2012	30,986	10.2%	1,655.1	0.3%	5.3%
2013	33,573	8.4%	1,699.8	2.7%	5.1%
2014	**35,731**	**6.4%**	**1,715.6**	**0.93%**	**4.8%**
2015	36,829	3.1%	1,751.8	2.11%	4.8%
2016	38,486	4.5%	1,818.2	3.79%	4.7%
2017	40,411	5.0%	1,940.8	6.74%	4.8%
2018	42,027	4.0%	1,984.8	2.27%	4.7%
2019	43,603	3.8%	2,047.5	3.16%	4.7%
2020	45,020	3.3%	2,120.4	3.56%	4.7%
2021	46,596	3.5%	2,189.6	3.27%	4.7%
2022	48,343	3.8%	2,268.9	3.62%	4.7%
2023	50,035	3.5%	2,339.6	3.12%	4.7%
2024	51,786	3.5%	2,408.1	2.93%	4.7%
2025	53,728	3.8%	2,469.4	2.55%	4.6%
2026	55,609	3.5%	2,580.5	4.50%	4.6%
2027	57,555	3.5%	2,651.9	2.77%	4.6%
2028	59,570	3.5%	2,735.9	3.17%	4.6%
2029	61,357	3.0%	2,822.6	3.17%	4.6%
PROMEDIO		**3.7%**		**3.4%**	**4.7%**

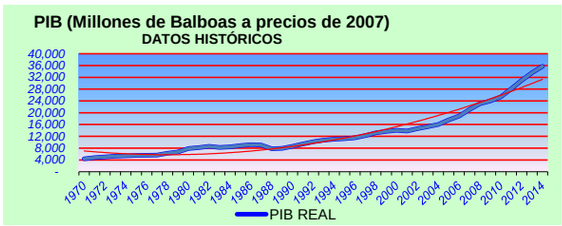
PREMISAS 8.351% 3.353%

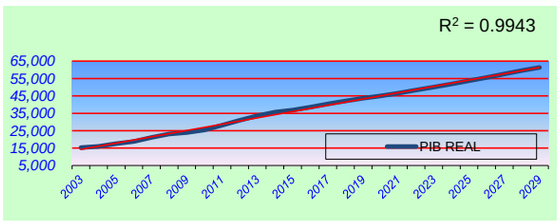
a) **PIB TOTAL:** Escenario conservador, con crecimiento promedio anual de 3.7%, para todo el periodo del horizonte de planeamiento.

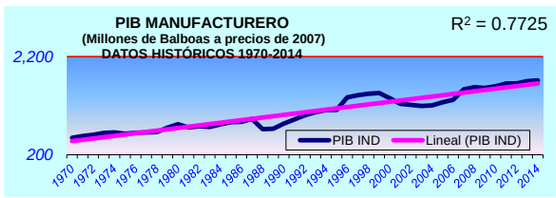
b) **PIB MANUFACTURERO:** Escenario conservador, con crecimiento promedio inferior al PIB total, manteniendo su participación estructural, en 3.4% del PIB Total. Promedio de los ultimos tres años.

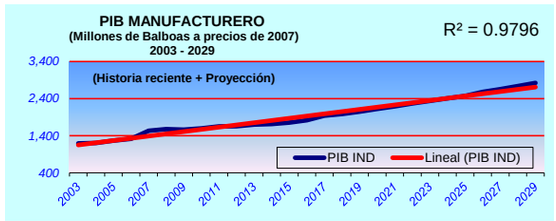
Promedios	PIB TOTAl TASA	DIF TASAS	INDUSTRIA TASA	% /TOTAL
1980-1990	2.59%	-1.19%	1.41%	9.59%
1991-2000	5.09%	0.16%	5.25%	10.42%
2001-2012	6.99%	-5.08%	1.90%	6.93%
Máximo	**18.2%**		**22.7%**	**12.2%**
Promedio		-2.04%		
2014	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2014-2013	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2014-2017	4.75%	-1.36%	3.39%	4.77%
2018-2028	3.59%	-0.42%	3.17%	4.66%

2005-2013	8.38%
2008-2013	8.06%
2010-2013	8.81%
1970-2013	4.97%

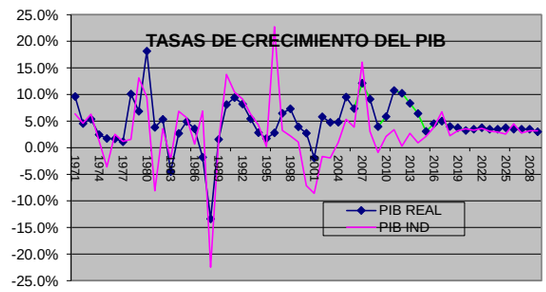


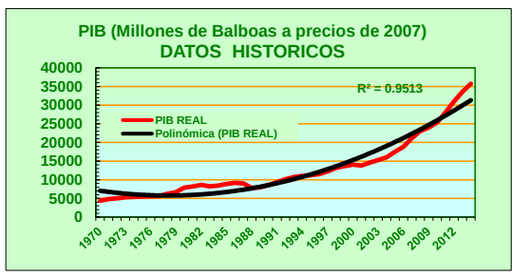






PIB MANUFACTURA





CUADRO No. 13
RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS

RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB, SEGÚN ESCENARIOS
2015-2029

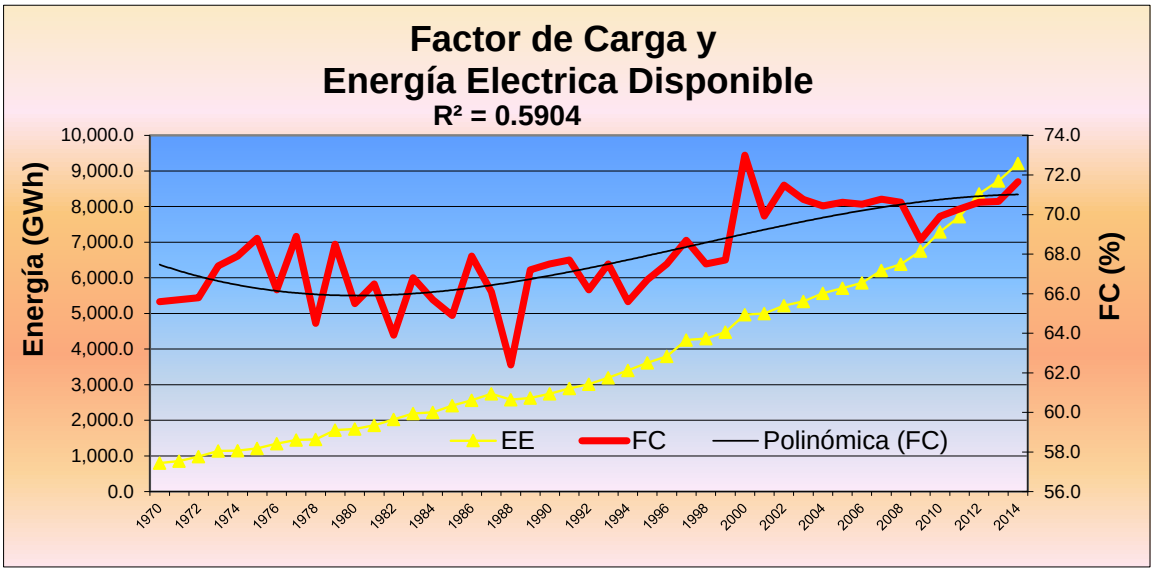
PERIODOS	TOTAL	DIFERENCIAS	INDUSTRIAL	
			TASA	% /TOTAL
TASAS HISTÓRICAS (PIB- base 982)				
1980-1990	2.59%	-1.19%	1.41%	9.59%
1991-2000	5.09%	0.16%	5.25%	10.42%
2001-2012	6.99%	-5.08%	1.90%	6.93%
Máximo	18.16%	0.00%	22.74%	12.20%
Promedio		-2.04%		
ESCENARIO MODERADO				
2013	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2014-2013	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2014-2017	6.40%	-2.69%	3.72%	4.61%
2018-2028	5.59%	-1.80%	3.79%	4.15%
ESCENARIO OPTIMISTA				
2013	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2014-2013	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2014-2017	7.31%	-3.08%	4.23%	4.55%
2018-2028	6.43%	-1.60%	4.83%	4.11%
ESCENARIO PESISMISTA				
2013	**6.43%**		**0.93%**	**4.80%**
2014-2013	8.35%	-5.65%	2.70%	5.06%
2014-2017	4.75%	-1.36%	3.39%	4.77%
2018-2028	3.59%	-0.42%	3.17%	4.66%

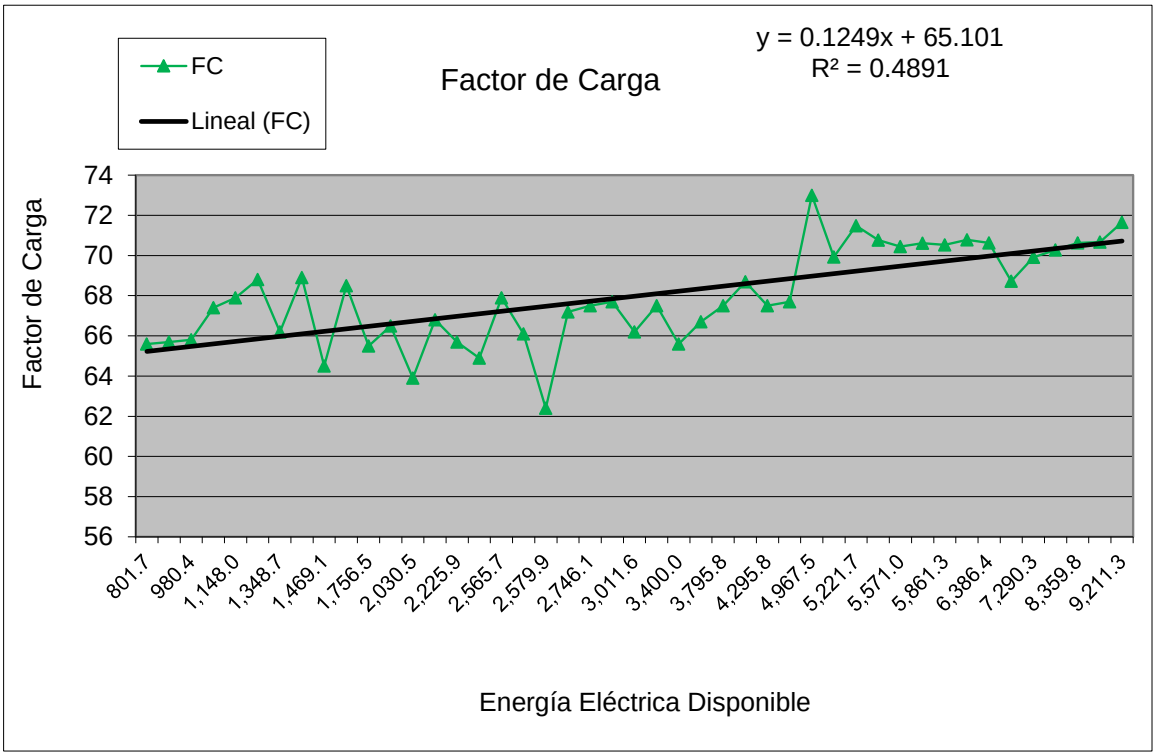
CUADRO No. 14
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA Y PROYECCIÓN LINEAL

	FC		EE			
		Var Anual		Estimado	Error	
1970	65.6		801.7	65.3	-0.31	0%
1971	65.7	0.2%	859.4	65.4	-0.29	0%
1972	65.8	0.2%	980.4	65.5	-0.27	0%
1973	67.4	2.4%	1,139.9	65.7	-1.75	-3%
1974	67.9	0.7%	1,148.0	65.8	-2.13	-3%
1975	68.8	1.3%	1,214.3	65.9	-2.91	-4%
1976	66.2	-3.8%	1,348.7	66.0	-0.19	0%
1977	68.9	4.1%	1,450.3	66.1	-2.77	-4%
1978	64.5	-6.4%	1,469.1	66.3	1.75	3%
1979	68.5	6.2%	1,724.0	66.4	-2.13	-3%
1980	65.5	-4.4%	1,756.5	66.5	0.99	2%
1981	66.5	1.5%	1,863.5	66.6	0.11	0%
1982	63.9	-3.9%	2,030.5	66.7	2.83	4%
1983	66.8	4.5%	2,193.5	66.9	0.05	0%
1984	65.7	-1.6%	2,225.9	67.0	1.27	2%
1985	64.9	-1.2%	2,412.9	67.1	2.20	3%
1986	67.9	4.6%	2,565.7	67.2	-0.68	-1%
1987	66.1	-2.7%	2,748.3	67.3	1.24	2%
1988	62.4	-5.6%	2,579.9	67.5	5.06	8%
1989	67.2	7.7%	2,624.7	67.6	0.38	1%
1990	67.5	0.4%	2,746.1	67.7	0.20	0%
1991	67.7	0.3%	2,896.6	67.8	0.12	0%
1992	66.2	-2.2%	3,011.6	67.9	1.74	3%
1993	67.5	2.0%	3,199.1	68.1	0.56	1%
1994	65.6	-2.8%	3,400.0	68.2	2.58	4%
1995	66.7	1.7%	3,619.4	68.3	1.60	2%
1996	67.5	1.2%	3,795.8	68.4	0.92	1%
1997	68.7	1.8%	4,254.4	68.5	-0.16	0%
1998	67.5	-1.7%	4,295.8	68.7	1.16	2%
1999	67.7	0.3%	4,474.5	68.8	1.08	2%
2000	73.0	7.8%	4,967.5	68.9	-4.10	-6%
2001	69.9	-4.2%	4,999.9	69.0	-0.90	-1%
2002	71.5	2.2%	5,221.7	69.1	-2.34	-3%
2003	70.8	-1.0%	5,342.6	69.3	-1.51	-2%
2004	70.4	-0.5%	5,571.0	69.4	-1.06	-1%
2005	70.6	0.2%	5,711.0	69.5	-1.11	-2%
2006	70.5	-0.1%	5,861.3	69.6	-0.90	-1%
2007	70.8	0.4%	6,208.8	69.7	-1.04	-1%
2008	70.6	-0.2%	6,386.4	69.9	-0.76	-1%
2009	68.7	-2.7%	6,753.7	70.0	1.27	2%
2010	**69.9**	1.7%	7,290.3	70.1	0.19	0%
2011	70.3	1.7%	7,722.5	70.2	-0.05	0%
2012	70.6	-0.9%	8,359.8	70.3	-0.28	0%
2013	70.7	-0.9%	8,722.1	70.5	-0.20	0%
2014	**71.7**	-0.9%	9,211.3	70.6	-1.07	-1%
	68.0	0.17%	Promedios---->		-0.04	-65.9%
	-0.2%					

Estimados: I AÑOS	PRNOSTICO LINEAL	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA		
2015	72.1	70.6	71.6	69.6	71.8	<--valores ideales a adopar por el modelo
2016	72.3	70.6	71.6	69.4	68.5	por mecanismo de cálculo de variación anual
2017	72.5	70.6	71.6	69.1	68.7	
2018	72.7	70.6	71.7	68.8	68.9	
2019	72.9	70.6	71.8	68.5	69.1	
2020	73.2	70.5	71.9	68.7	69.3	
2021	73.4	70.5	71.9	68.8	69.5	
2022	73.6	70.4	72.0	68.9	69.7	
2023	73.8	70.4	72.1	69.1	69.9	
2024	74.0	70.4	72.2	69.2	70.1	
2025	74.3	70.3	72.2	69.3	70.3	
2026	74.5	70.3	72.3	69.5	70.5	
2027	74.7	70.3	72.4	69.6	70.7	
2028	74.9	70.2	72.5	69.8	70.9	
2029	75.1	70.2	72.5	69.9	71.2	
2030	75.4	70.1	72.6	70.0	71.2	
2031	75.6	70.1	72.7	70.2	71.2	
2032	75.8	70.1	72.8	70.3	72.2	

AÑOS		VALOR	TASA
MODERADO			
2012-2014	3	71.7	0.00%
2015-2016	12	71.2	-0.05%
PERIODO			-0.05%
OPTIMO			
2012-2014	3	70.6	-0.01%
2015-2016	12	71.5	0.11%
PERIODO			0.09%
PESIMISTA			
2012-2014	5	69.2	-0.39%
2015-2016	10	70.6	0.19%
PERIODO			0.05%


Factor de Carga y
Energía Electrica Disponible
R² = 0.5904
Energía (GWh)
FC (%)
10,000.0
9,000.0
8,000.0
7,000.0
6,000.0
5,000.0
4,000.0
3,000.0
2,000.0
1,000.0
0.0
74.0
72.0
70.0
68.0
66.0
64.0
62.0
60.0
58.0
56.0
1970
1972
1974
1976
1978
1980
1982
1984
1986
1988
1990
1992
1994
1996
1998
2000
2002
2004
2006
2008
2010
2012
2014
EE
FC
Polinómica (FC)


FC
Lineal (FC)
Factor de Carga
y = 0.1249x + 65.101
R² = 0.4891
Factor de Carga
74
72
70
68
66
64
62
60
58
56
801.7
980.4
1,148.0
1,348.7
1,469.1
1,756.5
2,030.5
2,225.9
2,565.7
2,579.9
2,746.1
3,011.6
3,400.0
3,795.8
4,295.8
4,967.5
5,221.7
5,571.0
5,861.3
6,386.4
7,290.3
8,359.8
9,211.3
Energía Eléctrica Disponible

	PROMEDIO	VARIACION ANUAL
(1970-2010)	67.7	0.16%
(1970-1998)	66.6	0.10%
(1999-2008)	70.6	0.47%
(1999-2009)	70.4	0.15%
(1999-2010)	70.4	0.29%
(2000-2005)	71.0	0.70%
(2000-2008)	70.9	-0.41%
(2006-2010)	**70.6**	0.84%
(2009-2014)	70.3	0.24%
(2010-2014)	70.6	0.84%

CUADRO No. 15 - A
ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA SISTEMA INTERCONECTADO Años 2010 -2014

FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

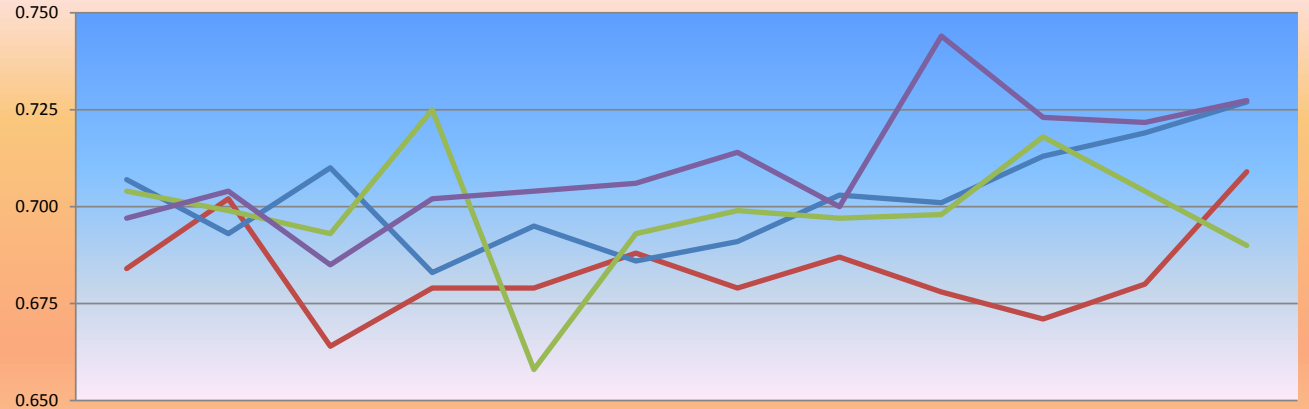
POR MESES (ENERO - DICIEMBRE)

AÑOS 2011 -2014

	FC AÑO 2011 REGISTRO	FC AÑO 2012 REGISTRO		FC AÑO 2013	FC AÑO 2013 REGISTRO		Estimado	FC AÑO 2014 REGISTRO
Ene	0.684	ene-12	0.707	ene-13	0.704	ene-14	0.704	0.697
Feb	0.702	feb-12	0.693	feb-13	0.699	ene-14	0.699	0.704
Mar	0.664	mar-12	0.710	mar-13	0.693	ene-14	0.693	0.685
Abr	0.679	abr-12	0.683	abr-13	0.725	ene-14	0.725	0.702
May	0.679	may-12	0.695	may-13	0.658	ene-14	0.658	0.704
Jun	0.688	jun-12	0.686	jun-13	0.693	ene-14	0.693	0.706
jul	0.679	jul-12	0.691	jul-13	0.699	ene-14	0.699	0.714
Ago	0.687	ago-12	0.703	ago-13	0.697	ene-14	0.697	0.700
Sept	0.678	sep-12	0.701	sep-13	0.698	ene-14	0.698	0.744
Oct	0.671	oct-12	0.713	oct-13	0.718	ene-14	0.700	0.723
Nov	0.680	nov-12	0.719	nov-13	0.704	ene-14	0.708	0.722
Dec	0.709	dic-12	0.727	dic-13	0.690	ene-14	0.727	0.727
PROMEDIO	**0.683**		**0.702**		**0.698**		0.700	**0.711**
Maximo	**0.709**		**0.727**		**0.725**		**0.727**	**0.744**

FACTOR DE CARGA

AÑOS 2011 al 2014



	ene.-13	feb.-13	mar.-13	abr.-13	may.-13	jun.-13	jul.-13	ago.-13	sep.-13	oct.-13	nov.-13	dic.-13
AÑO 2011	0.684	0.702	0.664	0.679	0.679	0.688	0.679	0.687	0.678	0.671	0.680	0.709
AÑO 2012	0.707	0.693	0.710	0.683	0.695	0.686	0.691	0.703	0.701	0.713	0.719	0.727
AÑO 2013	0.704	0.699	0.693	0.725	0.658	0.693	0.699	0.697	0.698	0.718	0.704	0.690
AÑO 2014	0.697	0.704	0.685	0.702	0.704	0.706	0.714	0.700	0.744	0.723	0.722	0.727

CUADRO N°. 16
PREMISAS Y PROYECCCIONES DE PERDIDAS DE ENERGIA

PREMISAS DE PROYECCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	Ventas de Energia Sectores Basicos	PERDIDAS		
		Total	Transmision	Distribución
2001	3,839	1,066	132.00	934.01
2002	4,014	1,109	191.64	917.08
2003	4,201	1,036	153.33	882.44
2004	4,475	976	186.63	789.76
2005	4,658	930	160.47	769.47
2006	4,813	928	118.39	809.40
2007	5,174	911	124.18	786.70
2008	5,320	924	149.76	774.50
2009	5,602	1,016	162.09	853.67
2010	6,094	1,058	189.54	868.07
2011	6,456	1,123	169.90	952.97
2012	7,015	1,190	231.00	958.68
2013	7,330	1,220	222.00	998.38
2014	7,603	1,429	276.60	1,152.69
TASAS	5.4%	2.3%	5.9%	1.6%

Estructura respecto a Energía Disponible		
	Transm.	Distrib.
5,000	2.6%	18.7%
5,222	3.7%	17.6%
5,343	2.9%	16.5%
5,571	3.4%	14.2%
5,711	2.8%	13.5%
5,861	2.0%	13.8%
6,209	2.0%	12.7%
6,386	2.3%	12.1%
6,754	2.4%	12.6%
7,290	2.6%	11.9%
7,723	2.2%	12.3%
8,360	2.8%	11.5%
8,722	2.5%	11.4%
9,211	3.0%	12.5%
	4.8%	1.0%	-3.0%

ESTADISTICAS DE ASEP
VENTAS DE ENERGIA POR EMPRES Y TIPO DE CLIENTE

	ENERGIA DISPONIBLE	ENERGIA COMPRADA	PERDIDAS DISTRIBUCION DECLARADAS		DIIFERENCIA	OTROS CONSUMOS
1.302465431	4999.9	4,594.49	711.86	15.49%	222.15	5.30
1.300715078	5221.7	4,777.63	739.12	15.47%	177.95	
1.271843851	5342.6	4,954.80	765.93	15.46%	116.51	
1.2448856	5571.0	5,117.03	659.79	12.89%	129.97	
1.225939251	5711.0	5,256.97	599.63	11.41%	169.83	
1.217728521	5861.3	5,540.28	654.93	11.82%	154.47	
1.199948746	6208.8	5,798.88	595.53	10.27%	191.17	
1.200373058	6386.4	5,963.75	688.40	11.54%	86.09	
1.205642852	6753.7	6,295.71	639.19	10.15%	214.48	
1.196367829	7290.3	6,593.88	652.73	9.90%	215.34	
1.196148761	7722.5	6,964.11	707.05	10.15%	245.92	
1.191632447	8359.8	7,547.83	749.83	9.93%	208.85	
1.189996694	8722.1	7,878.60	782.61	9.93%	215.77	
1.211478899	9211.3	8,148.10	877.20	10.77%	275.49	
	4.8%	4.5%	1.6%			

PORECENTAJE DE PÉRDIDAS RESPECTO A VENTAS SECTORES BASICOS(Relación requerida por el modelo)

Año		Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2001		27.77%	3.44%	24.33%	8.00%	16.33%
2002		27.62%	4.77%	22.84%	8.00%	14.84%
2003		24.66%	3.65%	21.01%	8.00%	13.01%
2004		21.82%	4.17%	17.65%	8.00%	9.65%
2005		19.96%	3.44%	16.52%	8.00%	8.52%
2006		19.28%	2.46%	16.82%	7.67%	9.14%
2007		17.60%	2.40%	15.20%	7.66%	7.54%
2008		17.37%	2.81%	14.6%	7.66%	6.90%
2009		18.13%	2.89%	15.2%	7.64%	7.60%
2010		17.36%	3.11%	14.2%	7.64%	6.61%
2011		17.39%	2.63%	14.8%	7.64%	7.12%
2012		16.96%	3.29%	13.7%	7.64%	6.03%
2013		16.65%	3.03%	13.6%	7.64%	5.98%
2014		18.80%	3.64%	15.2%	7.64%	7.52%
PROMEDIO						
	2001-2012	**20.49%**	**3.26%**	**17.24%**	**7.80%**	**9.44%**
	2001-2005	24.36%	3.9%	20.5%	8.0%	12.5%
	2006-2010	17.95%	2.7%	15.2%	7.7%	7.6%
	2011-2013	17.00%	2.98%	14.02%	7.64%	6.38%
	2014	18.80%	3.64%	15.16%	7.64%	7.52%

1.241060265	1.209926486	
2002	-0.00544891	-0.544891097
2003	-0.10720104	-10.72010357
2004	-0.11513830	-11.51383024
2005	-0.08506992	-8.506991633
2006	-0.03439264	-3.43926409
2007	-0.08671226	-8.671225938
2008	-0.01318071	-1.318070886
2009	0.04379183	4.379182508
2010	-0.04285923	-4.285923135
2011	0.00210007	0.210006685
2012	-0.02495850	-2.495850359
2013	-0.01815280	-1.815280389

PROYECCIONES DE PERDIDAS POR ESCENARIO

AÑO	MODERADO		OPTIMISTA		PESIMISTA	
	PERDIDAS %	Δ %	PERDIDAS %	Δ %	PERDIDAS %	Δ %
2015	0.192426	1.02364	0.189738	1.00934	0.192740	1.02531
2016	0.199384	1.036158	0.196511	1.035696	0.200008	1.037706
2017	0.207667	1.041544	0.204612	1.041227	0.208596	1.042942
2018	0.202202	0.973686	0.199220	0.973646	0.217239	1.041431
2019	0.198439	0.981388	0.194628	0.976950	0.212976	0.980377
2020	0.194865	0.981991	0.190316	0.977843	0.208945	0.981072
2021	0.189443	0.972177	0.184963	0.971875	0.204044	0.976543
2022	0.185757	0.980541	0.181765	0.982708	0.200803	0.984120
2023	0.182290	0.981336	0.178712	0.983207	0.197716	0.984624
2024	0.179709	0.985840	0.177104	0.990997	0.193773	0.980058
2025	0.178159	0.991377	0.173023	0.976958	0.190891	0.985129
2026	0.174641	0.980250	0.171470	0.991023	0.186148	0.975152
2027	0.173152	0.991478	0.169943	0.991099	0.183536	0.985967
2028	0.171693	0.991575	0.165944	0.976464	0.181048	0.986444
2029	0.170263	0.991671	0.164470	0.991119	0.178678	0.986908

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO MODERADO				Tasas
Transmisión aumenta al 2017 hasta no superar el		5.75%	0.18	
disminuye del 2018 al 2020 a		5.25%	-0.06	
aumenta al 2023 hasta no > de		4.00%	-0.07	
Al 2029 alcanza una tasa no > de		3.50%	-0.03	
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa anual de		0.75%	-0.28	
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en		<7.5%		
	2025	<7.0%		

	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2010	17.36%	3.11%	14.2%	7.64%	6.61%
2011	17.39%	2.63%	14.8%	7.64%	7.12%
2012	16.96%	3.29%	13.7%	7.64%	6.03%
2013	16.65%	3.03%	13.6%	7.64%	5.98%
2014	18.80%	3.64%	15.2%	7.64%	7.52%
2015	19.24%	4.28%	15.0%	7.50%	7.47%
2016	19.94%	5.03%	14.9%	7.50%	7.41%
2017	20.77%	5.91%	14.9%	7.50%	7.35%
2018	20.22%	5.57%	14.6%	7.35%	7.30%
2019	19.84%	5.25%	14.6%	7.35%	7.24%
2020	19.49%	4.95%	14.5%	7.35%	7.19%
2021	18.94%	4.61%	14.3%	7.20%	7.14%
2022	18.58%	4.29%	14.3%	7.20%	7.08%
2023	18.23%	4.00%	14.2%	7.20%	7.03%
2024	17.97%	3.89%	14.1%	7.10%	6.98%
2025	17.82%	3.79%	14.0%	7.10%	6.92%
2026	17.46%	3.69%	13.8%	6.90%	6.87%
2027	17.32%	3.59%	13.7%	6.90%	6.82%
2028	17.17%	3.50%	13.7%	6.90%	6.77%
2029	17.03%	3.41%	13.6%	6.90%	6.72%
Variacion periodo completo		**-0.2%**	**-1.5%**	**-0.7%**	**-0.8%**
Variacion Anual Promedio Periodo	-0.66%	1.33%	-0.10%	-0.60%	0.31%

ESCENARIO MODERADO

2009					
2010	-0.04285923	0.173557			
2011	0.00210007	0.173922			
2012	-0.02495850	0.169581			
2013	-0.01815280	0.166503			
2014	0.12900454	0.187982			
2015	0.02363877	0.192426			
2016	0.03615756	0.199384			
2017	0.04154358	0.207667			
2018	-0.02631381	0.202202			
2019	-0.01861190	0.198439			
2020	-0.01800874	0.194865			
2021	-0.02782327	0.189443			
2022	-0.01945939	0.185757			
2023	-0.01866399	0.182290			
2024	-0.01416034	0.179709			
2025	-0.00862259	0.178159	2017-2025	-0.01897481	
2026	-0.01974967	0.174641			
2027	-0.00852239	0.173152	**2028-2025**	-0.01224678	
2028	-0.00842525	0.171693			
2029	-0.00832909	0.170263			
		0.186673	18.67%		

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO OPTIMISTA				Tasas
Transmisión aumenta al 2017 % hasta no superar el		5.50%	0.18	
disminuye del 2018 al 2020 a		4.75%	-0.07	
aumenta al 2023 hasta no > de		4.00%	-0.06	
Al 2029 alcanza una tasa de		3.90%	-0.02	
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de		1.00%	-0.0229	
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en		<7.25%		
	2025	<6.5%		

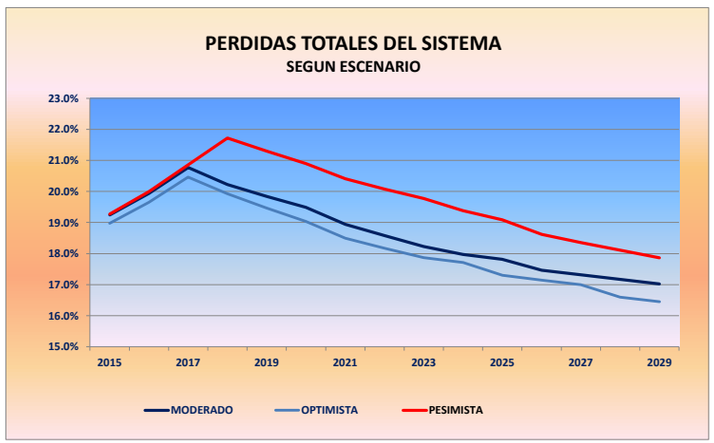
	Total	Transmisión	Distribución	Técnicas	No Técnicas
2010	17.36%	3.11%	14.2%	7.64%	6.61%
2011	17.39%	2.63%	14.8%	7.64%	7.12%
2012	16.96%	3.29%	13.7%	7.64%	6.03%
2013	16.65%	3.03%	13.6%	7.64%	5.98%
2014	18.80%	3.64%	15.2%	7.64%	7.52%
2015	18.97%	4.28%	14.7%	7.25%	7.45%
2016	19.65%	5.03%	14.6%	7.25%	7.37%
2017	20.46%	5.91%	14.5%	7.25%	7.30%
2018	19.92%	5.50%	14.4%	7.20%	7.23%
2019	19.46%	5.11%	14.4%	7.20%	7.15%
2020	19.03%	4.75%	14.3%	7.20%	7.08%
2021	18.50%	4.49%	14.0%	7.00%	7.01%
2022	18.18%	4.24%	13.9%	7.00%	6.94%
2023	17.87%	4.00%	13.9%	7.00%	6.87%
2024	17.71%	3.91%	13.8%	7.00%	6.80%
2025	17.30%	3.82%	13.5%	6.75%	6.73%
2026	17.15%	3.73%	13.4%	6.75%	6.67%
2027	16.99%	3.64%	13.4%	6.75%	6.60%
2028	16.59%	3.56%	13.0%	6.50%	6.53%
2029	16.45%	3.48%	13.0%	6.50%	6.47%
2030	16.30%	3.40%	12.9%	6.50%	6.40%
Variacion periodo completo		**-0.2%**	**-2.3%**	**-1.1%**	**-1.1%**
Variacion Anual Promedio Periodo	-0.89%	1.72%	-0.11%	-0.77%	0.13%

ESCENARIO OPTIMISTA

2009					
2010	-0.04285923	0.173557			
2011	0.00210007	0.173922			
2012	-0.02495850	0.169581			
2013	-0.01815280	0.166503			
2014	0.12900454	0.187982			
2015	0.00933932	0.189738			
2016	0.03569608	0.196511			
2017	0.04122726	0.204612			
2018	-0.02635370	0.199220			
2019	-0.02304975	0.194628			
2020	-0.02215689	0.190316			
2021	-0.02812512	0.184963			
2022	-0.01729179	0.181765			
2023	-0.01679259	0.178712			
2024	-0.00900274	0.177104			
2025	-0.02304182	0.173023	**2017-2025**	-0.02074360	-2.07435991
2026	-0.00897705	0.171470			
2027	-0.00890085	0.169943	**2028-2025**	-0.01382865	-1.38286531
2028	-0.02353580	0.165944			
2029	-0.00888134	0.164470			
		0.182334	18.23%		

PREMISAS PROYECCION ESCENARIO PESIMISTA					Tasas	
Transmisión aumenta al 2018 % hasta no superar el				5.75%	0.18	
disminuye del 2019 al 2020 a				5.25%	-0.06	
aumenta al 2024 hasta no > de				4.75%	-0.05	
Al 2026 alcanza una tasa de				4.25%	-0.05	
No Tecnicas de Distribución disminuyen en una tasa de				0.025%	-0.0158	
Técnicas de Distribución permanecen aproximadamente en				<7.5%		
			2025	<6.5%		
		Total	**Transmisión**	**Distribución**	**Técnicas**	**No Técnicas**
2010		17.36%	3.11%	14.2%	7.64%	6.61%
2011		17.39%	2.63%	14.8%	7.64%	7.12%
2012		16.96%	3.29%	13.7%	7.64%	6.03%
2013		16.65%	3.03%	13.6%	7.64%	5.98%
2014		18.80%	3.64%	15.2%	7.64%	7.52%
2015		19.27%	4.28%	15.0%	7.50%	7.50%
2016		20.00%	5.03%	15.0%	7.50%	7.47%
2017		20.86%	5.91%	14.9%	7.50%	7.45%
2018		21.72%	6.95%	14.8%	7.35%	7.42%
2019		21.30%	6.55%	14.7%	7.35%	7.40%
2020		20.89%	6.17%	14.7%	7.35%	7.37%
2021		20.40%	5.86%	14.5%	7.20%	7.35%
2022		20.08%	5.56%	14.5%	7.20%	7.32%
2023		19.77%	5.27%	14.5%	7.20%	7.30%
2024		19.38%	5.01%	14.4%	7.10%	7.27%
2025		19.09%	4.74%	14.3%	7.10%	7.25%
2026		18.61%	4.49%	14.1%	6.90%	7.22%
2027		18.35%	4.26%	14.1%	6.90%	7.20%
2028		18.10%	4.03%	14.1%	6.90%	7.17%
2029		17.87%	3.82%	14.0%	6.90%	7.15%
Variacion periodo completo			**0.8%**	**0.4%**	**-0.7%**	**1.2%**
Variacion Anual Promedio Periodo		-0.34%	1.75%	-0.10%	-0.46%	0.62%

	2009			
	2010	-0.04285923	0.173557	
	2011	0.00210007	0.173922	
	2012	-0.02495850	0.169581	
	2013	-0.01815280	0.166503	
	2014	0.12900454	0.187982	
	2015	0.02530984	0.192740	
	2016	0.03770649	0.200008	
	2017	0.04294241	0.208596	
	2018	0.04143065	0.217239	
	2019	-0.01962275	0.212976	
	2020	-0.01892795	0.208945	
	2021	-0.02345676	0.204044	
	2022	-0.01588043	0.200803	
	2023	-0.01537647	0.197716	
	2024	-0.01994169	0.193773	
	2025	-0.01487094	0.190891	
	2026	-0.02484783	0.186148	
	2027	-0.01403267	0.183536	
	2028	-0.01355576	0.181048	
	2029	-0.01309217	0.178678	
			0.197143	19.71%
2017-2025		-0.01102597		
2028-2025		-0.01749262		



CUADRO N°. 17
ANALISIS HISTORICO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

				IPCPAN			INFPAN		Precio de la EnergíaEléctrica				Precio del crudo de Petroleo WTI -EIA			
				IPC anual de Panamá (1987 = 100)			Inflación de Panamá	PROMEDIO RE	Precio Electricidad				Precio Corriente	1982 Prices		
	Facturación	Ventas	Precio	Fórmula- Modelo			COPE 1971-2002		Fórmula- Modelo	Var anual			EIA-DOE	EIA-DOE	Fórmula	
AÑO	Millones B/.	GWh	Centavos/KWh	IPC-B-1987	IPC-B-1982		%	B/.de 1982	B/.de 1982	B/.de 1982	Var.EEPma		Precio Corriente	1982 Prices	Var.Pet WTI -EAI	Var-Pma-desfase 1 año
1970	20.8	710.3	2.93	36.5	44.66			6.56	-							
1971	24.4	775.4	3.15	37.2	45.50	1.9%	0.85	6.92	-	0.00						
1972	28.4	869.8	3.27	39.3	48.04	5.6%	2.54	6.80	-	0.00						
1973	31.6	984.0	3.21	42.0	51.32	6.8%	3.28	6.26	-	0.00						
1974	45.6	980.7	4.65	49.3	60.21	17.3%	8.89	7.72	-	0.00						
1975	56.4	1,041.0	5.42	51.9	63.49	5.4%	3.28	8.53	-	0.00						
1976	63.0	1,143.1	5.51	54.0	66.03	4.0%	2.54	8.35	-	0.00						
1977	83.7	1,260.1	6.64	56.6	69.21	4.8%	3.17	9.60	-	0.00						
1978	92.5	1,268.2	7.29	59.1	72.28	4.4%	3.07	10.09	-	0.00						
1979	111.1	1,480.9	7.50	63.9	78.10	8.1%	5.82	9.61	-	0.00						
1980	143.4	1,472.3	9.74	73.0	89.21	14.2%	11.11	10.92	-	0.00		37.76	43.81			
1981	164.3	1,554.3	10.57	78.4	95.87	7.5%	6.67	11.03	39.07	39.07		39.86	42.30	-3%		
1982	191.7	1,674.8	11.45	81.8	100.00	4.3%	4.13	11.45	41.42	2.35	6.0%	35.23	35.23	-17%		
1983	230.3	1,850.6	12.44	83.6	102.22	2.2%	2.22	12.17	42.14	0.72	1.7%	30.86	29.69	-16%		
1984	228.4	1,816.5	12.57	85.0	103.92	1.7%	1.69	12.10	42.86	0.72	1.7%	29.64	27.48	-7%		
1985	235.1	1,944.1	12.09	85.8	104.87	0.9%	0.95	11.53	42.14	-0.72	-1.7%	28.07	25.26	-8%		
1986	242.0	2,045.1	11.83	85.8	104.87	0.0%	0.00	11.28	44.49	2.35	5.6%	15.15	13.34	-47%		
1987	255.2	2,191.1	11.65	86.6	105.82	0.9%	0.95	11.01	45.76	1.27	2.8%	19.36	16.56	24%		
1988	238.3	2,063.1	11.55	87.0	106.35	0.5%	0.53	10.86	43.05	-2.71	-5.9%	16.11	13.32	-20%		
1989	231.8	1,983.6	11.69	87.1	106.46	0.1%	0.11	10.98	42.86	-0.18	-0.4%	19.81	15.79	19%		
1990	238.8	2,053.0	11.63	87.9	107.43	0.9%	0.98	10.83	44.85	1.99	4.6%	24.59	18.87	20%		
1991	254.0	2,185.9	11.62	89.0	108.78	1.3%	1.34	10.68	46.66	1.81	4.0%	21.61	16.02	-15%		
1992	263.8	2,311.4	11.41	90.6	110.73	1.8%	1.96	10.31	50.10	3.44	7.4%	20.67	14.96	-7%		
1993	281.7	2,486.2	11.33	91.0	111.22	0.4%	0.49	10.19	51.91	1.81	3.6%	18.54	13.14	-12%		
1994	304.2	2,671.9	11.39	92.2	112.69	1.3%	1.47	10.10	55.71	3.80	7.3%	17.28	11.99	-9%		
1995	324.3	2,869.6	11.30	93.1	113.79	1.0%	1.10	9.93	60.23	4.52	8.1%	18.53	12.59	5%		
1996	333.9	2,984.0	11.19	94.3	115.26	1.3%	1.47	9.71	92.72	32.50	54.0%	22.23	14.82	18%		
1997	362.9	3,302.1	10.99	95.5	116.72	1.3%	1.47	9.42	93.47	0.74	0.8%	20.71	13.57	-8%		
1998	377.3	3,392.3	11.12	96.0	117.33	0.5%	0.61	9.48	94.33	0.86	0.9%	14.52	9.41	-31%	1%	
1999	362.8	3,578.0	10.14	97.2	118.80	1.3%	1.47	8.54	95.32	0.99	1.0%	19.36	12.36	31%	4%	
2000	429.4	3,801.1	11.30	98.7	120.63	1.5%	1.83	9.36	98.78	3.46	3.6%	30.45	19.04	54%	1%	
2001	459.9	3,933.9	11.69	99.0	121.00	0.3%	0.37	9.66	99.37	0.59	0.6%	26.08	15.94	-16%	4%	
2002	450.2	4,113.0	10.95	100.0	122.22	1.0%	1.22	8.96	103.27	3.90	3.9%	26.25	15.79	-1%	6%	
2003	499.2	4,306.8	11.59	100.0	122.22	0.0%	0.00	9.48	109.67	6.40	6.2%	31.26	18.42	17%	4%	
2004	544.3	4,594.6	11.85	100.5	122.83	0.5%	0.61	9.64	113.51	3.84	3.5%	41.62	23.85	29%	6%	
2005	643.3	4,781.1	13.45	103.8	126.87	3.3%	4.03	10.61	119.80	6.29	5.5%	56.73	31.46	32%	9%	
2006	735.9	4,933.5	14.92	106.2	129.80	2.3%	2.93	11.49	130.93	11.12	9.3%	66.27	35.61	13%	58%	
2007	826.5	5,297.9	15.60	110.7	135.30	4.2%	5.50	11.53	206.95	76.03	58.1%	71.95	37.56	5%	6%	
2008	1,061.1	5,462.1	19.43	120.4	147.16	8.8%	11.86	13.20	219.16	12.21	5.9%	99.04	50.59	35%	11%	
2009	955.5	5,737.9	16.65	123.0	150.33	2.2%	3.18	11.08	243.99	24.83	11.3%	62.32	31.50	-38%	6%	
2010	1,027.4	6,232.7	16.48	127.6	155.96	3.7%	5.62	10.57	258.20	14.21	5.8%	79.39	39.67	26%	5%	
2011	1,066.6	6,599.6	16.16	135.1	165.12	5.9%	9.17	9.79	270.62	12.42	4.8%	94.84	46.40	17%	4%	
2012	1,152.9	7,170.1	16.08	142.6	174.29	5.6%	9.17	9.23	282.13	11.52	4.3%	97.98	47.33	2%	4%	
2013	1,339.8	7,501.7	17.86	148.3	181.26	4.0%	6.97	9.85	294.19	12.06	4.3%	97.98	47.33	0%	0%	
2014	1,395.8	7,782.0	17.94													
														-37.5%		
TASAS			11.0%	7.09				4.5%			7.4%					
PRECIOS			-0.4%	11.39				-1.3%	VARIACION		PROMEDIO			ANUAL		
C/kWh			3.7%	15.22				-0.3%	1970-2010		7.4%			#¡NUM!		
									1970-1998		5.9%			#¡NUM!		
									1999-2010		9.6%			9.5%		
									1999-2005		3.9%			3.3%		
									2006-2010		4.8%			16.6%		
			15.33													

CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PRECIO ELECTRICIDAD CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	16.1	17.9	17.9
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	-0.5%	11.1%	0.4%

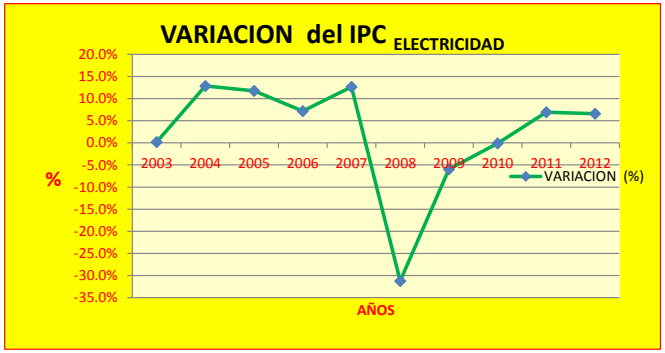
11% 1.8% 1.5% 4.0%

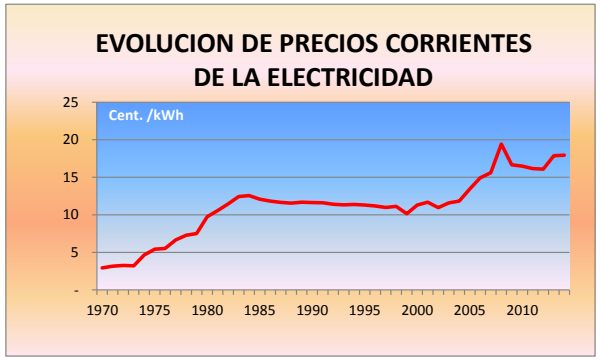
4.4% 4.2%

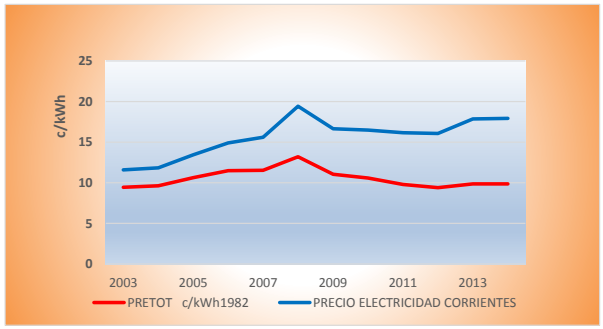
CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL (Base....)	105.5	105.7	119.3	133.3	142.9	161.0	110.7	104.1	104.0	111.2	118.5	113.5
VARIACION (%)		0.2%	12.9%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%	-0.1%	6.9%	6.6%	-4.2%

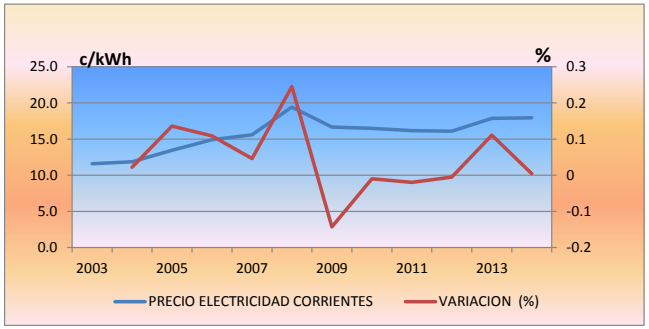
2.8%

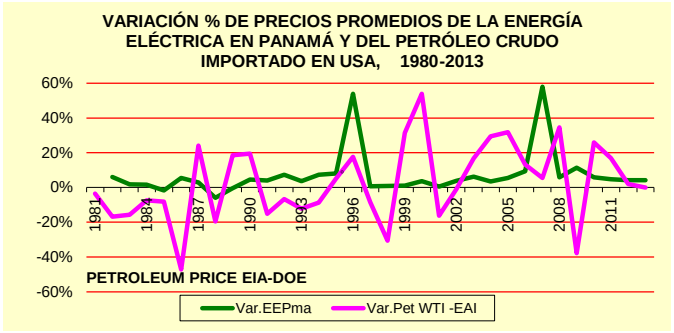
CLASE	AÑOS											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PRETOT c/kWh$_{1982}$	9.46	9.62	10.62	11.49	11.53	13.21	11.06	10.58	9.79	9.40	9.86	9.86
VARIACION (%)		1.8%	10.4%	8.1%	0.3%	14.6%	-16.3%	-4.4%	-7.4%	-4.0%	4.8%	0.0%











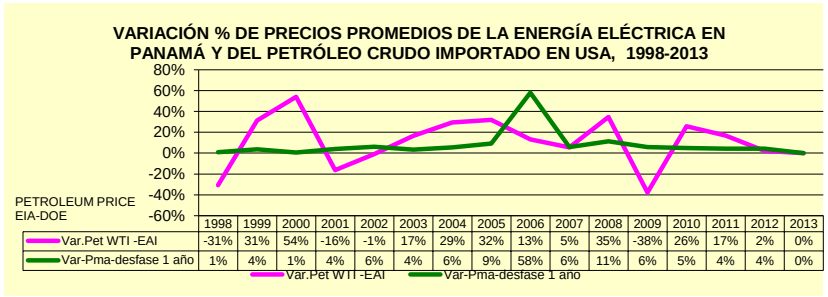
Desfase 1 año Pmá

IN CE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

AÑOS

2006

Estas fueron las gráficas usadas para variación de



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Var.Pet WTI -EAI	-31%	31%	54%	-16%	-1%	17%	29%	32%	13%	5%	35%	-38%	26%	17%	2%	0%
Var-Pma-desfase 1 año	1%	4%	1%	4%	6%	4%	6%	9%	58%	6%	11%	6%	5%	4%	4%	0%

32%
-28%
-53%
20%
7%
-13%
-24%
-23%
45%

1998-2006 -4%

2000-2006 -6%
2002-2006 -2%
203-2006 -4%

10.88% -4.62% 5.62%

-13.56% 0.59%

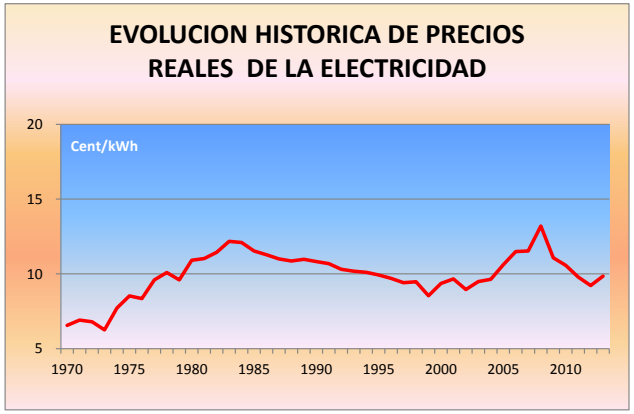
1.61%

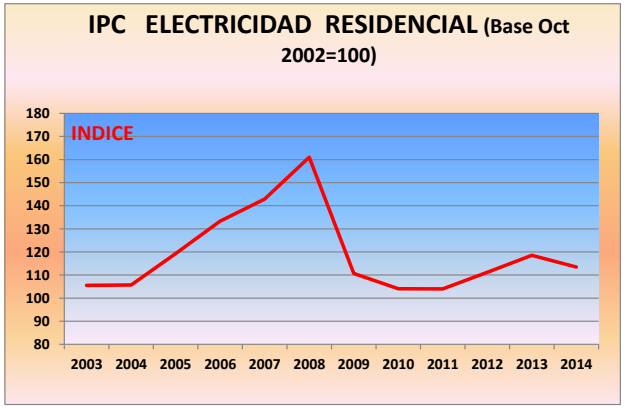
INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
OTROS SERVICIOS PARA LA VIVIENDA

Electricidad

AÑOS		INDICE Oct 2002=100
2003		105.5
2004		105.7
2005		119.3
2006		133.3
2007		142.9
2008		161.0
2009		110.7
2010		104.1
2011		104.0
2012		111.2
2013		118.5
2014	E	113.5

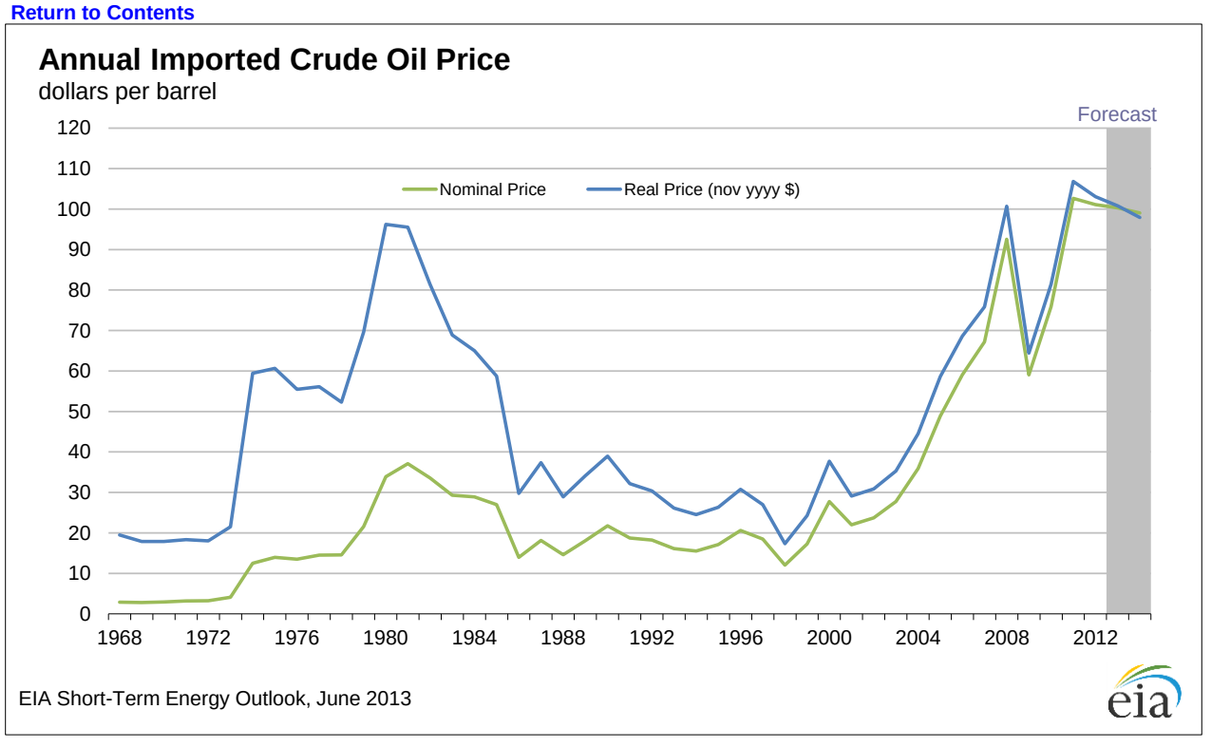
104.0 111.2





CUADRO N° 17 -A
PRECIO HISTORICO DEL CRUDO DE PETROLEO

EIA Short-Term Energy Outlook, noviembre 2013
Annual Average Imported Crude Oil Price
Return to Contents



Year	Consumer Price Index (1982-84=1)	Imported Crude Oil Price ($/barrel) Nominal	Real(Nov 20131)		Real(1982-84 =100)
1968	0.348	2.90	19.51		8.33
1969	0.367	2.80	17.86		7.63
1970	0.388	2.96	17.86		7.63
1971	0.405	3.17	18.32		7.83
1972	0.418	3.22	18.03		7.70
1973	0.444	4.08	21.51		9.19
1974	0.493	12.52	59.45		25.40
1975	0.538	13.95	60.66		25.91
1976	0.569	13.48	55.45		23.68
1977	0.606	14.53	56.10		23.96
1978	0.652	14.57	52.28		22.33
1979	0.726	21.57	69.58		29.72
1980	0.824	33.86	96.22		41.10
1981	0.909	37.10	95.52		40.80
1982	0.965	33.57	81.41		34.77
1983	0.996	29.31	68.92		29.44
1984	1.039	28.88	65.05		27.78
1985	1.076	26.99	58.73		25.08
1986	1.097	13.93	29.74		12.70
1987	1.136	18.14	37.37		15.96
1988	1.183	14.60	28.90		12.35
1989	1.239	18.07	34.14		14.58
1990	1.307	21.73	38.94		16.63
1991	1.362	18.73	32.20		13.75
1992	1.403	18.21	30.38		12.98
1993	1.445	16.13	26.14		11.17
1994	1.482	15.54	24.54		10.48
1995	1.524	17.14	26.34		11.25
1996	1.569	20.62	30.77		13.14
1997	1.605	18.49	26.96		11.52
1998	1.630	12.07	17.33		7.40
1999	1.666	17.27	24.27		10.37
2000	1.722	27.72	37.69		16.10
2001	1.770	21.99	29.08		12.42
2002	1.799	23.71	30.86		13.18
2003	1.840	27.73	35.28		15.07
2004	1.889	35.89	44.48		19.00
2005	1.953	48.89	58.61		25.04
2006	2.016	59.05	68.59		29.30
2007	2.073	67.19	75.86		32.40
2008	2.153	92.57	100.68		43.01
2009	2.146	59.04	64.42		27.51
2010	2.181	75.87	81.45		34.79
2011	2.249	102.65	106.84		45.63
2012	2.296	101.09	103.07		44.03
2013	**2.330**	**100.29**	**100.79**	1	**43.05**
2014	**2.368**	**99.03**	**97.93**	1	**41.83**
Base CPI (11/yyyy)	2.341				0

EIA Short-Term Energy Outlook, noviembre yyyy
Forecast / estimated values shown in **blue**
Real Price (nov yyyy $)
See Notes and Sources for more information

CUADRO N° 18
EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)

PRECIO PONDERADO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)

DATOS	AÑOS	IPC			PRETOT c/kWh (Incluye Subsidios)						
					PRECIOS CORRIENTES	Balboas/MWh Constantes 1987=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2002=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2007=100	
		1987=100	2002=100	2007=100	c/kWh	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual
1	1970	42.2	36.5	33.0	2.93	1.24		8.03		8.88	
2	1971	43.0	37.2	33.6	3.15	1.35	*9.5%*	8.47	*5.5%*	9.36	*5.5%*
3	1972	45.4	39.2	35.5	3.27	1.48	*9.6%*	8.32	*-1.7%*	9.20	*-1.7%*
4	1973	48.5	41.9	37.9	3.21	1.56	*5.1%*	7.66	*-7.9%*	8.47	*-7.9%*
5	1974	56.9	49.2	44.5	4.65	2.65	*69.9%*	9.45	*23.4%*	10.45	*23.4%*
6	1975	60.0	51.9	46.9	5.42	3.25	*22.9%*	10.45	*10.5%*	11.55	*10.5%*
7	1976	62.4	53.9	48.8	5.51	3.44	*5.8%*	10.22	*-2.2%*	11.30	*-2.2%*
8	1977	65.4	56.5	51.1	6.64	4.34	*26.3%*	11.75	*15.0%*	12.99	*15.0%*
9	1978	68.3	59.0	53.4	7.29	4.98	*14.7%*	12.36	*5.1%*	13.66	*5.1%*
10	1979	73.8	63.8	57.7	7.50	5.54	*11.1%*	11.76	*-4.8%*	13.00	*-4.8%*
11	1980	84.3	72.9	65.9	9.74	8.21	*48.3%*	13.37	*13.7%*	14.78	*13.7%*
12	1981	90.6	78.3	70.8	10.57	9.58	*16.6%*	13.50	*1.0%*	14.92	*1.0%*
13	1982	94.5	81.7	73.9	11.45	10.82	*12.9%*	14.01	*3.8%*	15.49	*3.8%*
14	1983	96.6	83.5	75.5	12.44	12.02	*11.1%*	14.91	*6.4%*	16.48	*6.4%*
15	1984	98.2	84.9	76.8	12.57	12.35	*2.7%*	14.81	*-0.6%*	16.38	*-0.6%*
16	1985	99.1	85.7	77.5	12.09	11.98	*-2.9%*	14.12	*-4.7%*	15.61	*-4.7%*
17	1986	99.1	85.7	77.5	11.83	11.73	*-2.1%*	13.82	*-2.1%*	15.27	*-2.1%*
18	1987	100.0	86.4	78.2	11.65	**11.65**	*-0.7%*	13.48	*-2.5%*	14.90	*-2.5%*
19	1988	100.5	86.9	78.6	11.55	11.61	*-0.3%*	13.30	*-1.3%*	14.70	*-1.3%*
20	1989	100.6	86.9	78.7	11.69	11.76	*1.3%*	13.44	*1.1%*	14.86	*1.1%*
21	1990	101.4	87.6	79.3	11.63	11.79	*0.3%*	13.27	*-1.2%*	14.67	*-1.2%*
22	1991	102.7	88.8	80.3	11.62	11.93	*1.2%*	13.09	*-1.4%*	14.47	*-1.4%*
23	1992	104.5	90.3	81.7	11.41	11.93	*-0.1%*	12.64	*-3.5%*	13.97	*-3.5%*
24	1993	105.0	90.8	82.1	11.33	11.90	*-0.2%*	12.49	*-1.2%*	13.80	*-1.2%*
25	1994	106.4	92.0	83.2	11.39	12.11	*1.8%*	12.38	*-0.8%*	13.69	*-0.8%*
26	1995	107.4	92.8	84.0	11.30	12.14	*0.2%*	12.17	*-1.7%*	13.46	*-1.7%*
27	1996	108.8	94.0	85.1	11.19	12.17	*0.3%*	11.90	*-2.3%*	13.15	*-2.3%*
28	1997	110.1	95.2	86.1	10.99	12.10	*-0.6%*	11.55	*-2.9%*	12.77	*-2.9%*
29	1998	110.9	95.9	86.7	11.12	12.33	*1.9%*	11.60	*0.5%*	12.83	*0.5%*
30	1999	112.5	97.2	88.0	10.14	11.41	*-7.5%*	10.43	*-10.1%*	11.53	*-10.1%*
31	2000	114.2	98.7	89.3	11.30	12.90	*13.1%*	11.45	*9.8%*	12.65	*9.8%*
32	2001	114.5	99.0	89.5	11.69	13.39	*3.8%*	11.81	*3.2%*	13.06	*3.2%*
33	2002	115.7	100.0	90.5	10.95	12.66	*-5.4%*	**10.95**	*-7.3%*	12.10	*-7.3%*
34	2003	115.8	**100.1**	90.5	11.59	13.42	*6.0%*	11.58	*5.8%*	12.80	*5.8%*
35	2004	116.3	**100.5**	90.9	11.84	13.78	*2.6%*	11.78	*1.8%*	13.03	*1.8%*

CUADRO N° 18
EVOLUCION DE PRECIO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (2007=100)

PRECIO PONDERADO REAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (EE)

DATOS	AÑOS	IPC			PRETOT c/kWh (Incluye Subsidios)						
					PRECIOS CORRIENTES	Balboas/MWh Constantes 1987=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2002=100		Balboas/MWh Constantes Oct. 2007=100	
		1987=100	2002=100	2007=100	c/kWh	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual	Indice	Variacion Anual
36	2005	119.7	**103.5**	93.6	13.46	16.11	*16.9%*	13.01	*10.4%*	14.38	*10.4%*
37	2006	122.7	**106.1**	95.9	14.92	18.30	*13.6%*	14.07	*8.1%*	15.55	*8.1%*
38	**2007**	127.9	**110.5**	**100.0**	15.60	19.95	*9.0%*	14.11	*0.3%*	**15.60**	*0.3%*
39	2008	139.0	**120.1**	108.7	20.98	29.16	*46.1%*	17.46	*23.7%*	19.30	*23.7%*
40	2009	142.3	**123.0**	111.3	16.65	23.70	*-18.7%*	13.54	*-22.5%*	14.97	*-22.5%*
41	2010	147.3	**127.3**	115.2	16.48	24.28	*2.5%*	12.95	*-4.4%*	14.31	*-4.4%*
42	2011	156.0	**134.8**	122.0	16.16	25.21	*3.8%*	11.99	*-7.4%*	13.25	*-7.4%*
43	2012	164.9	**142.5**	128.9	16.08	26.51	*5.2%*	11.28	*-5.9%*	12.47	*-5.9%*
44	2013	170.9	**147.7**	133.6	17.86	30.52	*15.1%*	12.09	*7.2%*	13.37	*7.2%*
45	2014	175.5	**151.7**	137.2	17.94	31.48	*3.1%*	11.82	*-2.2%*	**13.07**	*-2.2%*
	TASA CRECIMIENTO								*0.8%*		

*** IPC Pma y S.Mgto** **Var. % IPC 2014 $_{B\ 2007}$ =** **2.70%**

CUADRO No. 19

PROYECCION REAL DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (PRETOT)

AÑO	PRETOT HISTORICO En Balboas 2007	Historic Average Retail Prices of Electricity		PROYECCIONES REAL USA			PROYECCIONES DE PRECIOS PRETOT			VARIACIONES DE PRECIOS PRETOT		
				TOTAL AVERAGE ELECTRICITY USA			c/r Variaciones reales de Precios USA			Var. Reales de PRETOT/Precios USA		
		Cent 1982/ kWh	Cent 2012/ kWh	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
							Reference	High Growth	Low Growth	Reference	High Growth	Low Growth
1998	12.83	12.00	11.63									
1999	11.53	11.60	11.25									
2000	12.65	11.32	10.98									
2001	13.06	11.48	11.13									
2002	12.10	11.12	10.78									
2003	12.80	11.22	10.88									
2004	13.03	11.21	10.87									
2005	14.38	11.43	11.09									
2006	15.55	12.22	11.85									
2007	15.60	12.16	11.79									
2008	17.88	12.39	12.01									
2009	14.97	12.70	12.31									
2010	14.31	12.52	12.15									
2011	13.25	12.33	11.96	11.93	11.93	11.93						
2012	12.47	12.25	11.88	**11.88**	**11.88**	**11.88**						
2013	13.37	12.31	11.94	11.61	11.60	11.60	13.37	13.37	13.37			
2014	**13.07**	**12.50**	**12.12**	**11.74**	**11.92**	11.66	**13.07**	**13.07**	**13.07**			
2015				11.92	12.25	11.74	13.27	13.43	13.46	0.0155	0.0275	0.0297
2016				12.00	12.32	11.72	13.36	13.50	13.35	0.0063	0.0053	-0.0083
2017				12.12	12.25	11.91	13.49	13.43	13.58	0.0101	-0.0051	0.0171
2018				12.25	12.30	12.14	13.64	13.48	13.63	0.0111	0.0039	0.0043
2019				12.34	12.34	12.26	13.74	13.52	13.49	0.0074	0.0027	-0.0103
2020				12.33	12.29	12.35	13.73	13.47	13.47	-0.0009	-0.0035	-0.0020
2021				12.30	12.23	12.33	13.70	13.40	13.34	-0.0024	-0.0053	-0.0097
2022				12.22	12.16	12.37	13.60	13.33	13.42	-0.0071	-0.0054	0.0061
2023				12.18	12.14	12.37	13.56	13.31	13.36	-0.0030	-0.0018	-0.0044
2024				12.30	12.19	12.35	13.69	13.36	13.35	0.0097	0.0043	-0.0008
2025				12.33	12.30	12.40	13.73	13.48	13.42	0.0028	0.0086	0.0055
2026				12.37	12.36	12.36	13.77	13.55	13.32	0.0029	0.0055	-0.0078
2027				12.44	12.48	12.50	13.85	13.68	13.51	0.0062	0.0097	0.0148
2028				12.48	12.54	12.56	13.90	13.75	13.43	0.0030	0.0047	-0.0059
2029				12.53	12.59	12.58	13.95	13.80	13.39	0.0040	0.0041	-0.0034
2030				12.62	12.74	12.60	14.05	13.96	13.39	0.0070	0.0115	0.0000
				12.0731	12.2811	11.8776	**Corto Plazo (Promedio)**			0.0108	0.0079	0.0107
				-1.6%	**-1.5%**	**-1.8%**	**Tasa**			**1.1%**	**0.8%**	**1.1%**
				12.3481	12.3290	12.4025	**Largo Plazo (Promedio)**			0.0020	0.0021	-0.0016
				0.2%	**0.2%**	**0.3%**	**Tasa**			**0.2%**	**0.2%**	**-0.2%**

CUADRO No. 20
DEMANDA DE LA PROVINCIA DE BOCAS DEL TORO (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2013 -2027
Estimado 2012 y Proyeccciones 2013 - 2027

AÑO	BOFCO			ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	Pronostico AES - BOFCO			Σ BOFCO		Ajuste BOFCO + 10%		Ajuste BOFCO -2. 5%	
	MWH	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2009	23112.63								
2010	75,136.1	**75.14**		**75.1**		**75.1**		**75.1**	
2011	70,992.6	**70.99**	-5.51%	**71.0**	-5.51%	**71.0**	-5.51%	**71.0**	- 5.51
2012	78,543.5	**78.08**	9.99%	**78.1**	9.99%	**78.1**	9.99%	**78.1**	9.99
2013	81,466.1	**83.47**	6.89%	**83.5**	6.89%	**83.5**	6.89%	**83.5**	6.89
2014	82,688.1	87.15	4.42%	**87.2**	4.42%	**87.2**	4.42%	**87.2**	4.42
2015	83,928.4	83.93	-3.70%	83.9	-3.70%	88.1	1.11%	81.8	- 6.11
2016	85,292.1	85.29	1.62%	85.3	1.62%	89.6	1.62%	83.2	1.62
2017	86,571.5	86.57	1.50%	86.6	1.50%	95.2	6.33%	84.4	1.50
2018	87,870.1	87.87	1.50%	87.9	1.50%	96.7	1.50%	85.7	1.50
2019	89,188.1	89.19	1.50%	89.2	1.50%	98.1	1.50%	87.0	1.50
2020	90,526.0	90.53	1.50%	90.5	1.50%	99.6	1.50%	88.3	1.50
2021	93,609.0	93.61	3.41%	93.6	3.41%	103.0	3.41%	91.3	3.41
2022	93,749.4	93.75	0.15%	93.7	0.15%	103.1	0.15%	91.4	0.15
2023	95,507.6	95.51	1.88%	95.5	1.88%	105.1	1.88%	93.1	1.88
2024	97,299.1	97.30	1.88%	97.3	1.88%	107.0	1.88%	94.9	1.88
2025	99,124.6	99.12	1.88%	99.1	1.88%	109.0	1.88%	96.6	1.88
2026	100,984.9	100.98	1.88%	101.0	1.88%	111.1	1.88%	98.5	1.88
2027	102,883.4	102.88	1.88%	102.9	1.88%	113.2	1.88%	100.3	1.88
2028	104,817.6	104.82	1.88%	104.8	1.88%	115.3	1.88%	102.2	1.88
2029	106,788.2	106.79	1.88%	106.8	1.88%	117.5	1.88%	104.1	1.88
Tasa Anual			*2.32%*	*44.9%*	*2.19%*	59.41%	*2.73%*	41.30%	*2.04%*
Crecimiento del consumo			*31.9%*				*45.1%*		*28.6%*

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas por BOFCO y AES (Jul. 2010) en el Informe Indicativo de Demanda 2011-2031, del CND.

(b) Se considera un crecimiento adicional de 5% para el consumo previsto por BOFCO, a partir del año 2015, a efecto de una expansión económica de la región Bocatoreña en concordancia con in impulso adicional al desarrollo del pais.

(c) Se considera una contracción de 2.5% en el consumo pronosticado por BOFCO, a partir del año 2015, consecuente con un probable retroceso en la economía global y sus consecuentes efectos en la economia del Paìs y especificamente en la region.

CUADRO No. 21
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2014 -2028
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	TRANSPORTE METRO		AEREOPUERTO TOCUMEN *		TOTAL MEGAPROYECTOS	
		MODERADO	ALTO	MODERADO	BAJO	MODERADO	ALTO
2011							
2012				46.6	46.6	46.65	46.65
2013	56.7			52.3	52.3	109.04	109.04
2014	58.0	18.8	18.8	58.6	58.6	135.50	135.50
2015	59.1	53.1	53.1	65.7	65.7	177.99	177.99
2016	60.3	55.8	55.8	80.5	80.5	196.61	196.61
2017	61.4	56.4	56.4	98.6	98.6	216.34	216.34
2018	62.6	56.9	56.9	101.5	101.5	221.07	221.07
2019	63.8	107.0	112.6	104.6	104.6	275.36	281.01
2020	67.9	118.0	118.3	107.7	107.7	293.51	293.80
2021	76.3	121.5	152.2	110.9	110.9	308.78	339.45
2022	77.5	146.3	154.8	118.3	114.2	342.03	346.50
2023	78.6	150.7	158.5	121.8	117.7	351.12	354.76
2024	79.7	152.2	160.1	125.5	121.2	357.42	361.01
2025	81.0	153.7	161.7	129.2	124.8	363.95	367.48
2026	82.0	155.3	163.3	133.1	128.6	370.43	373.91
2027	83.2	156.8	164.9	137.1	132.4	377.15	380.58
2028	84.4	158.4	166.6	141.21	136.42	384.02	387.39
2029	85.6	160.0	168.2	145.44	140.51	391.03	394.34

* Corresponde al incremento de consumo por la expansion de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansion total con la construccion en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS

CUADRO No. 21 - A
DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2015 -2029
En GWh

AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	TRANSPORTE METRO		AEREOPUERTO TOCUMEN *			TOTAL MEGAPROYECTOS		
		MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO
2011									
2012									
2013	14.19						14.19	14.19	14.19
2014	36.89	18.85	18.85	18.29	18.29	18.29	74.02	74.02	74.02
2015	62.45	53.15	53.15	18.29	18.29	18.29	133.88	133.88	133.88
2016	83.01	55.81	55.81	18.29	18.29	18.29	157.10	157.10	157.10
2017	83.18	56.36	56.36	18.29	18.29	18.29	157.83	157.83	157.83
2018	83.36	56.93	56.93	54.86	54.86	54.86	195.15	195.15	195.15
2019	93.76	106.97	112.63	54.86	54.86	54.86	255.59	261.24	255.59
2020	98.99	117.97	118.26	54.86	73.15	54.86	271.82	290.39	271.82
2021	99.16	121.54	152.20	54.86	73.15	54.86	275.56	324.51	275.56
2022	99.34	122.75	154.80	54.86	73.15	54.86	276.95	327.28	276.95
2023	99.51	149.53	158.48	73.15	73.15	54.86	322.19	331.14	303.91
2024	99.69	156.68	160.06	73.15	73.15	54.86	329.52	332.90	311.23
2025	99.96	158.44	161.66	73.15	73.15	54.86	331.55	334.77	313.26
2026	100.03	160.02	163.28	73.15	73.15	54.86	333.21	336.46	314.92
2027	100.21	161.62	164.91	73.15	73.15	54.86	334.98	338.27	316.69
2028	100.38	163.24	166.56	73.15	73.15	54.86	336.77	340.09	318.48
2029	100.56	164.87	168.23	73.15	73.15	54.86	338.58	341.93	320.29

* Corresponde al incremento de consumo por la expansion de las operaciones aeroportuarias , originado en el inicio de entrada del nuevo Muelle Norte a mediados del 2012, y la futura expansion total con la construccion en el año 2015, del Muelle Sur. Expansion que debe cubrir hasta el año 2030.
Plan maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006 2030.

CUADRO No. 21 - A

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE

(CARGA INTEGRADA AL SIN)

Años 2015 -2029

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75.1		75.1		75.1	
2011	71.0	*-5.5*	71.0	*-5.5*	71.0	*-5.5*
2012	78.1	*10.0*	78.1	*10.0*	78.1	*10.0*
2013	83.5	*6.9*	83.5	*6.9*	83.5	*6.9*
2014	161.2	*93.1*	161.2	*93.1*	161.2	*93.1*
2015	245.3	*52.2*	249.5	*54.8*	215.7	*33.8*
2016	570.1	*132.4*	574.3	*130.2*	240.3	*11.4*
2017	324.3	*-43.1*	333.0	*-42.0*	242.2	*0.8*
2018	318.1	*-1.9*	326.9	*-1.8*	315.9	*30.4*
2019	383.1	*20.4*	397.7	*21.7*	380.9	*20.6*
2020	403.2	*5.3*	430.9	*8.3*	401.0	*5.3*
2021	415.2	*3.0*	473.5	*9.9*	412.9	*3.0*
2022	423.4	*2.0*	483.1	*2.0*	421.1	*2.0*
2023	477.1	*12.7*	495.6	*2.6*	456.4	*8.4*
2024	488.8	*2.5*	501.9	*1.3*	468.1	*2.6*
2025	497.6	*1.8*	510.8	*1.8*	476.9	*1.9*
2026	506.2	*1.7*	519.5	*1.7*	485.4	*1.8*
2027	515.0	*1.7*	528.5	*1.7*	494.1	*1.8*
2028	523.9	*1.7*	537.7	*1.7*	503.0	*1.8*
2029	527.7	*0.7*	541.7	*0.7*	506.7	*0.7*
Tasa Anual	*527.7%*	*8.23%*	*533.2%*	*8.42%*	*502.6%*	*7.94%*

(a) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Moderado de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(b) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Optimista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

(c) Corresponde a la suma de la demanda previstas en el Escenario Pesismista de la Provincia de Bocas del Toro mas los consumos previstos para los megaproyectos de infraestructura de la Ciudad de Panama hasta el año 2025

	52.2%	54.8%	33.8%
	132.4%	130.2%	11.4%
Corto Plazo	18.5%	19.3%	18.3%
Largo Plazo	4.7%	4.7%	4.4%

CUADRO No. 21 - B
DEMANDA CONSOLIDADA MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAMA

CUADRO No. 21 - A

DEMANDA CONSOLIDADA DE AES - BOFCO, MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS y MINERA PANAMA
(CARGA INTEGRADA AL SIN)
Años 2014 -2028
En GWh

AÑOS	PRONOSTICOS AES-BOFCO			TOTAL MEGAPROYECTOS			MINERA PANAMA **	
	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	ALTO	BAJO	MODERADO	PESISMISTA
2010	75.1	75.1	75.1					
2011	71.0	71.0	71.0					
2012	78.1	78.1	78.1					
2013	83.5	83.5	83.5					
2014	87.2	87.2	87.2	74.02	74.02	74.02		
2015	83.9	88.1	81.8	133.88	133.88	133.88	27.53	
2016	85.3	89.6	83.2	157.10	157.10	157.10	327.67	
2017	86.6	95.2	84.4	157.83	157.83	157.83	79.92	
2018	87.9	96.7	85.7	195.15	195.15	195.15	35.07	35.07
2019	89.2	98.1	87.0	255.59	261.24	255.59	38.31	38.31
2020	90.5	99.6	88.3	271.82	290.39	271.82	40.89	40.89
2021	93.6	103.0	91.3	275.56	324.51	275.56	46.06	46.06
2022	93.7	103.1	91.4	276.95	327.28	276.95	52.74	52.74
2023	95.5	105.1	93.1	322.19	331.14	303.91	59.41	59.41
2024	97.3	107.0	94.9	329.52	332.90	311.23	62.00	62.00
2025	99.1	109.0	96.6	331.55	334.77	313.26	66.94	66.94
2026	101.0	111.1	98.5	333.21	336.46	314.92	71.97	71.97
2027	102.9	113.2	100.3	334.98	338.27	316.69	77.09	77.09
2028	104.8	115.3	102.2	336.77	340.09	318.48	82.29	82.29
2029	106.8	117.5	104.1	338.58	341.93	320.29	82.29	82.29

##

*

**

CUADRO No. 22
RESUMEN DE PRONOSTICOS DE DEMANDA
Años 2015 -2029

PRONOSTICOS DE DEMANDA
ESCENARIOS
AÑOS 2015 - 2029

AÑOS	ENERGIA TOTAL[1] (GWH)			DEMANDA[2] (MW)		
	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESISMISTA
	EET- MOD	EET- OPT	EET- PES	DMG- MOD	DMG- OPT	DMG- PES
2009	**6,753.7**	**6,753.7**	**6,753.7**	**1,122.0**	**1,122.0**	**1,122.0**
2010	**7,290.3**	**7,290.3**	**7,290.3**	**1,190.4**	**1,190.4**	**1,190.4**
2011	**7,722.5**	**7,722.5**	**7,722.5**	**1,254.5**	**1,254.5**	**1,254.5**
2012	**8,359.8**	**8,359.8**	**8,359.8**	**1,351.3**	**1,351.3**	**1,351.3**
2013	**8,722.1**	**8,722.1**	**8,722.1**	**1,408.9**	**1,408.9**	**1,408.9**
2014	9,211.3	9,211.3	9,211.3	1,467.5	1,467.5	1,467.5
2015	9,687.4	9,697.9	9,661.0	1,547.8	1,549.4	1,543.5
2016	10,563.6	10,604.3	10,208.4	1,689.7	1,696.2	1,632.8
2017	10,935.4	11,009.3	10,817.1	1,748.1	1,758.3	1,729.8
2018	11,468.9	11,573.2	11,383.1	1,832.3	1,845.6	1,820.0
2019	12,110.9	12,241.7	11,993.7	1,933.8	1,949.3	1,917.2
2020	12,734.8	12,890.1	12,587.6	2,032.2	2,049.4	2,011.7
2021	13,420.5	13,640.6	13,269.4	2,140.3	2,165.5	2,120.2
2022	14,156.2	14,394.6	13,982.4	2,256.3	2,281.7	2,233.6
2023	14,974.7	15,192.3	14,726.8	2,385.4	2,404.5	2,352.0
2024	15,707.8	16,026.3	15,466.8	2,500.7	2,532.7	2,469.7
2025	16,489.6	16,837.0	16,237.5	2,623.6	2,656.8	2,592.2
2026	17,298.7	17,751.0	17,020.5	2,750.8	2,796.8	2,716.6
2027	18,177.0	18,682.2	17,883.7	2,888.7	2,939.1	2,853.7
2028	19,103.4	19,661.6	18,792.4	3,034.2	3,088.6	2,998.1
2029	20,112.2	20,710.8	19,768.3	3,192.5	3,248.5	3,153.1

[1] GWHDIS Energia Disponible del Sistema
[2] MWDEM Demanda Máxima de Potencia Eléctrica

CUADRO No. 23
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO MEDIO

AÑOS 2014 -2028
ESCENARIO MEDIO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		13.9%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.3%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		5.1%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.4%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.8%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.6%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.1%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.7%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.010	0.000	0.145	1.000		6.1%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.009	0.000	0.145	1.000		0.054
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.009	0.000	0.142	1.000		0.077
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.010	0.000	0.140	1.000		0.043
2014	0.274	0.373	0.076	0.093	0.018	0.001	0.009	0.000	0.155	1.000		8.8%
2015	0.267	0.373	0.074	0.091	0.018	0.001	0.025	0.000	0.153	1.000		7.4%
2016	0.255	0.366	0.070	0.087	0.016	0.001	0.053	0.000	0.153	1.000		6.9%
2017	0.255	0.377	0.072	0.088	0.016	0.001	0.029	0.000	0.162	1.000		7.0%
2018	0.253	0.385	0.072	0.087	0.017	0.001	0.027	0.000	0.159	1.000		5.8%
2019	0.249	0.390	0.071	0.086	0.017	0.001	0.031	0.000	0.155	1.000		5.5%
2020	0.246	0.397	0.071	0.085	0.017	0.001	0.031	0.000	0.152	1.000		5.4%
2021	0.243	0.404	0.071	0.085	0.017	0.001	0.030	0.000	0.149	1.000		5.6%
2022	0.240	0.411	0.071	0.084	0.017	0.001	0.029	0.000	0.147	1.000		5.8%
2023	0.236	0.416	0.071	0.084	0.017	0.001	0.031	0.000	0.144	1.000		5.5%
2024	0.233	0.423	0.070	0.083	0.017	0.001	0.031	0.000	0.143	1.000		4.9%
2025	0.230	0.430	0.070	0.083	0.017	0.001	0.030	0.000	0.141	1.000		4.9%
2026	0.226	0.436	0.070	0.082	0.017	0.001	0.029	0.000	0.140	1.000		4.7%
2027	0.222	0.443	0.069	0.082	0.017	0.001	0.028	0.000	0.139	1.000		4.9%
2028	0.218	0.450	0.069	0.082	0.017	0.001	0.027	0.000	0.136	1.000		4.9%
2029	0.214	0.457	0.069	0.081	0.017	0.001	0.026	0.000	0.135	1.000		5.1%

CUADRO No. 24
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO ALTO

ESCENARIO ALTO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publi	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		13.9%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.3%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		5.1%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.4%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.8%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.6%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.1%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.7%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.010	0.000	0.145	1.000		6.1%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.009	0.000	0.145	1.000		5.4%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.009	0.000	0.142	1.000		7.7%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.010	0.000	0.140	1.000		4.3%
2014	0.274	0.373	0.076	0.093	0.018	0.001	0.009	0.000	0.155	1.000		9.0%
2015	0.266	0.372	0.073	0.091	0.018	0.001	0.025	0.000	0.154	1.000		7.8%
2016	0.253	0.364	0.070	0.087	0.017	0.001	0.053	0.000	0.155	1.000		7.1%
2017	0.254	0.375	0.072	0.087	0.017	0.001	0.030	0.000	0.164	1.000		7.5%
2018	0.248	0.378	0.072	0.086	0.017	0.001	0.027	0.000	0.170	1.000		5.8%
2019	0.244	0.383	0.071	0.085	0.017	0.001	0.031	0.000	0.167	1.000		5.5%
2020	0.241	0.389	0.071	0.084	0.017	0.001	0.032	0.000	0.164	1.000		5.6%
2021	0.237	0.395	0.071	0.083	0.017	0.001	0.034	0.000	0.161	1.000		5.9%
2022	0.234	0.402	0.072	0.083	0.017	0.001	0.033	0.000	0.159	1.000		5.7%
2023	0.231	0.408	0.072	0.082	0.017	0.001	0.032	0.000	0.157	1.000		5.6%
2024	0.228	0.415	0.072	0.082	0.017	0.001	0.031	0.000	0.154	1.000		5.5%
2025	0.224	0.422	0.072	0.081	0.018	0.001	0.030	0.000	0.153	1.000		5.0%
2026	0.221	0.429	0.072	0.081	0.018	0.001	0.029	0.000	0.149	1.000		5.3%
2027	0.217	0.436	0.072	0.081	0.018	0.001	0.028	0.000	0.148	1.000		5.0%
2028	0.213	0.442	0.072	0.080	0.018	0.001	0.027	0.000	0.146	1.000		5.0%
2029	0.210	0.449	0.072	0.080	0.018	0.001	0.026	0.000	0.145	1.000		5.0%

CUADRO No. 25
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL PRONOSTICO DE ENERGIA ELECTRICA DE PANAMA
ESCENARIO BAJO

AÑOS 2014 -2028
ESCENARIO BAJO

AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	D%GWH	MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrao publico	Autoconsumo	Bloque	Otros	Perdidas	Energia		Carga
1970	0.261	0.278	0.120	0.087	0.017	0.011	0.104	0.009	0.114	1.000		
1971	0.296	0.286	0.129	0.092	0.019	0.011	0.060	0.009	0.098	1.000		7.0%
1972	0.307	0.279	0.117	0.106	0.019	0.009	0.040	0.010	0.113	1.000		13.9%
1973	0.296	0.270	0.113	0.094	0.016	0.008	0.061	0.006	0.137	1.000		3.3%
1974	0.299	0.297	0.109	0.105	0.017	0.003	0.016	0.010	0.146	1.000		7.2%
1975	0.298	0.290	0.109	0.117	0.016	0.003	0.012	0.012	0.143	1.000		4.4%
1976	0.292	0.270	0.096	0.132	0.015	0.003	0.029	0.011	0.152	1.000		15.8%
1977	0.278	0.273	0.088	0.135	0.016	0.004	0.065	0.010	0.131	1.000		3.6%
1978	0.281	0.285	0.097	0.152	0.016	0.005	0.016	0.011	0.137	1.000		7.0%
1979	0.258	0.258	0.094	0.145	0.015	0.005	0.074	0.009	0.141	1.000		13.2%
1980	0.260	0.273	0.105	0.160	0.018	0.005	0.009	0.008	0.162	1.000		7.0%
1981	0.255	0.267	0.101	0.154	0.018	0.006	0.025	0.008	0.166	1.000		4.7%
1982	0.246	0.262	0.107	0.153	0.017	0.006	0.025	0.008	0.175	1.000		13.2%
1983	0.241	0.259	0.100	0.154	0.017	0.006	0.061	0.008	0.156	1.000		3.5%
1984	0.234	0.258	0.103	0.147	0.017	0.006	0.044	0.008	0.184	1.000		2.9%
1985	0.232	0.253	0.105	0.145	0.016	0.005	0.043	0.007	0.194	1.000		9.9%
1986	0.237	0.252	0.104	0.141	0.015	0.005	0.036	0.006	0.203	1.000		5.2%
1987	0.241	0.247	0.111	0.138	0.015	0.005	0.033	0.007	0.203	1.000		6.5%
1988	0.254	0.235	0.096	0.141	0.016	0.005	0.045	0.008	0.200	1.000		-0.8%
1989	0.234	0.233	0.097	0.136	0.016	0.005	0.027	0.008	0.244	1.000		-5.2%
1990	0.232	0.231	0.101	0.129	0.016	0.005	0.026	0.008	0.252	1.000		4.1%
1991	0.232	0.243	0.111	0.121	0.016	0.004	0.020	0.008	0.245	1.000		5.2%
1992	0.238	0.250	0.122	0.122	0.015	0.004	0.009	0.007	0.233	1.000		6.0%
1993	0.234	0.262	0.128	0.123	0.014	0.004	0.005	0.006	0.223	1.000		4.5%
1994	0.232	0.269	0.126	0.122	0.013	0.004	0.014	0.006	0.214	1.000		9.3%
1995	0.234	0.277	0.127	0.128	0.015	0.004	0.004	0.005	0.207	1.000		4.7%
1996	0.227	0.274	0.123	0.129	0.016	0.004	0.007	0.005	0.214	1.000		3.3%
1997	0.220	0.278	0.111	0.119	0.015	0.006	0.023	0.004	0.224	1.000		10.4%
1998	0.234	0.312	0.114	0.111	0.015	0.004	0.000	0.000	0.210	1.000		2.8%
1999	0.233	0.324	0.117	0.109	0.015	0.002	0.000	0.000	0.200	1.000		3.9%
2000	0.225	0.316	0.102	0.109	0.011	0.002	0.000	0.000	0.235	1.000		3.0%
2001	0.232	0.324	0.096	0.116	0.016	0.002	0.000	0.001	0.213	1.000		5.1%
2002	0.241	0.332	0.084	0.111	0.015	0.002	0.000	0.002	0.212	1.000		2.2%
2003	0.251	0.365	0.060	0.110	0.018	0.002	0.000	0.001	0.194	1.000		3.4%
2004	0.258	0.371	0.060	0.114	0.019	0.001	0.000	0.001	0.175	1.000		4.8%
2005	0.262	0.381	0.060	0.112	0.019	0.001	0.000	0.001	0.163	1.000		2.3%
2006	0.262	0.364	0.084	0.112	0.020	0.000	0.000	0.001	0.158	1.000		2.8%
2007	0.262	0.377	0.082	0.112	0.019	0.000	0.000	0.001	0.147	1.000		5.6%
2008	0.258	0.387	0.079	0.109	0.020	0.001	0.000	0.002	0.145	1.000		3.1%
2009	0.267	0.368	0.083	0.108	0.019	0.001	0.003	0.000	0.150	1.000		8.7%
2010	0.271	0.364	0.088	0.103	0.018	0.001	0.010	0.000	0.145	1.000		6.1%
2011	0.270	0.373	0.085	0.100	0.018	0.001	0.009	0.000	0.145	1.000		5.4%
2012	0.269	0.380	0.082	0.098	0.018	0.001	0.009	0.000	0.142	1.000		7.7%
2013	0.273	0.381	0.081	0.096	0.019	0.001	0.010	0.000	0.140	1.000		4.3%
2014	0.274	0.373	0.076	0.093	0.018	0.001	0.009	0.000	0.155	1.000		4.2%
2015	0.267	0.373	0.074	0.091	0.018	0.001	0.022	0.000	0.155	1.000		7.2%
2016	0.263	0.377	0.072	0.090	0.015	0.000	0.023	0.000	0.160	1.000		6.0%
2017	0.258	0.380	0.072	0.088	0.015	0.000	0.022	0.000	0.166	1.000		6.2%
2018	0.254	0.385	0.071	0.087	0.015	0.000	0.027	0.000	0.161	1.000		5.6%
2019	0.250	0.390	0.070	0.086	0.015	0.000	0.031	0.000	0.158	1.000		5.6%
2020	0.247	0.396	0.070	0.085	0.015	0.000	0.031	0.000	0.156	1.000		5.2%
2021	0.244	0.403	0.070	0.085	0.015	0.000	0.030	0.000	0.152	1.000		4.9%
2022	0.241	0.410	0.070	0.084	0.015	0.000	0.029	0.000	0.150	1.000		5.0%
2023	0.238	0.416	0.069	0.083	0.015	0.000	0.030	0.000	0.147	1.000		5.1%
2024	0.235	0.423	0.069	0.083	0.015	0.000	0.030	0.000	0.145	1.000		5.0%
2025	0.231	0.430	0.068	0.082	0.015	0.000	0.029	0.000	0.144	1.000		5.0%
2026	0.228	0.437	0.068	0.082	0.015	0.000	0.028	0.000	0.142	1.000		4.9%
2027	0.224	0.443	0.067	0.081	0.015	0.000	0.027	0.000	0.141	1.000		5.1%
2028	0.220	0.450	0.067	0.081	0.015	0.000	0.026	0.000	0.140	1.000		5.1%
2029	0.216	0.456	0.066	0.081	0.015	0.000	0.025	0.000	0.139	1.000		5.1%

CUADRO No. 26
REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2028 (MW)

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2028 (MW)														
PRONÓSTICO MEDIO	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
TOTAL GENERACIÓN	**1,577.20**	**1,724.40**	**1,790.10**	**1,879.10**	**1,983.90**	**2,085.60**	**2,188.10**	**2,298.60**	**2,421.60**	**2,545.90**	**2,670.30**	**2,807.80**	**2,951.80**	**3,096.70**
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	**64.58**	**106.72**	**96.00**	**104.62**	**104.73**	**104.50**	**118.65**	**117.82**	**117.61**	**117.86**	**117.80**	**118.27**	**118.55**	**118.63**
% DE PÉRDIDAS	**4.09%**	**6.19%**	**5.36%**	**5.57%**	**5.28%**	**5.01%**	**5.42%**	**5.13%**	**4.86%**	**4.63%**	**4.41%**	**4.21%**	**4.02%**	**3.83%**
CARGA (MW)	**1512.62**	**1617.68**	**1694.10**	**1774.48**	**1879.17**	**1981.10**	**2069.45**	**2180.78**	**2303.99**	**2428.04**	**2552.50**	**2689.53**	**2833.25**	**2978.07**
	1512.62	1617.68	1694.10	1774.48	1879.17	1981.10	2069.45	2180.78	2303.99	2428.04	2552.50	2689.53	2833.25	2978.07
DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)														
ENSA	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Tocumen (Incluye Vipasa)	59.1	63.6	70.5	74.6	79.0	82.6	85.6	87.7	92.6	96.8	101.1	105.1	109.9	113.0
Cerro Viento	74.6	74.3	68.7	69.9	72.0	74.1	75.5	74.5	76.7	78.8	80.4	82.1	84.1	86.0
Santa María	83.5	87.1	89.4	93.1	97.1	100.7	103.9	108.2	112.3	116.0	119.1	122.5	126.2	129.9
Monte Oscuro	81.4	83.7	55.6	56.8	58.6	60.4	61.8	63.7	65.7	67.7	69.4	71.2	73.3	75.3
Tinajitas	56.8	60.1	63.6	67.4	71.9	76.6	81.1	82.7	89.3	76.4	79.9	82.4	85.1	87.9
Geehan	13.5	14.4	14.9	16.0	16.7	17.2	17.6	18.1	18.8	19.3	19.8	20.4	21.0	21.6
Chilibre (Incluye el IDAAN)	32.7	32.4	32.6	33.1	34.0	34.8	35.4	36.3	37.3	38.2	39.0	39.8	40.7	41.6
Calzada Larga	7.9	8.0	8.2	8.4	8.8	9.2	9.5	9.9	10.3	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2
France Field	67.2	69.0	72.2	75.6	79.5	84.7	87.8	78.5	82.2	88.5	96.2	105.3	109.9	114.1
Bahía Las Minas	19.6	19.8	20.7	22.2	23.4	24.5	25.3	26.3	27.2	28.1	28.9	29.7	30.6	31.5
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)1	35.3	35.3	35.8	36.6	37.9	39.2	40.2	41.6	43.0	44.4	45.7	47.1	48.6	50.1
Nueva S/E Llano Bonito	22.2	26.5	24.2	26.4	28.9	31.8	35.1	37.6	40.3	42.8	45.5	49.8	52.9	56.0
Nueva S/E 24 de Diciembre	23.3	23.5	23.9	24.5	25.4	26.4	27.2	28.3	29.6	30.9	32.4	34.2	37.6	39.6
Nueva S/E Gonzalillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	26.8	30.7	33.4	36.0
Nueva S/E Costa del Este	0.0	0.0	45.1	46.9	50.8	54.4	55.2	56.5	57.9	59.2	60.2	61.4	62.7	63.9
Nueva S/E Brisas del Golf	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.8	10.6	11.7	14.1	15.3	16.4
Nueva S/E Cativá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	14.0	14.6	15.2	15.7	16.3	16.9
Nueva S/E Don Bosco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL ENSA	577.1	597.7	625.3	651.4	684.0	716.6	741.2	772.2	806.8	842.0	877.8	918.1	954.5	986.9
EDEMET	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Llano Sánchez 115 KV	128.5	133.5	139.9	147.3	156.6	166.1	174.7	185.5	197.2	209.4	221.4	234.5	248.8	264.0
Llano Sánchez 34.5 KV	12.8	13.2	13.8	14.6	15.5	16.4	17.3	18.4	19.5	20.7	21.9	23.2	24.6	26.1
El Higo	27.7	28.9	30.3	31.9	33.9	36.0	37.9	40.2	42.7	45.4	48.0	50.8	53.9	57.2
Chorrera	113.5	76.4	80.0	84.1	89.3	94.0	98.6	104.3	110.6	116.9	123.2	130.1	137.6	145.5
San Francisco	103.5	100.4	105.3	110.9	118.0	124.7	131.2	139.2	147.9	156.9	165.8	175.5	186.2	197.4
Locería	117.5	108.4	113.6	119.7	127.2	134.4	141.4	149.9	159.3	168.9	178.4	188.7	200.2	212.2
Marañón	98.1	88.8	93.1	98.0	104.2	110.1	115.8	122.7	130.4	138.3	146.0	154.4	163.8	173.6
Centro Bancario	94.8	91.7	96.1	101.2	107.7	113.8	119.7	127.0	135.0	143.2	151.3	160.1	169.9	180.1
El Coco	7.1	7.0	7.4	7.8	8.4	8.7	9.2	9.8	10.5	11.0	11.7	12.4	13.2	13.9
Nueva S/E Bella Vista	0.0	28.8	30.1	31.8	34.1	36.4	38.6	41.2	44.1	47.1	50.1	53.4	56.9	60.7
Nueva S/E Burunga	0.0	41.1	43.0	45.5	48.7	52.0	55.1	58.9	63.0	67.3	71.6	76.2	81.4	86.7
Nueva S/E Arraiján	0.0	40.2	42.9	45.2	48.0	51.6	54.6	58.7	63.2	67.2	71.4	76.2	81.7	87.6
Nueva S/E Clayton	0.0	10.2	10.9	11.4	12.1	12.9	13.7	14.6	15.7	16.6	17.6	18.7	19.9	21.3
Nueva S/E La Floresta	0.0	10.5	10.9	11.5	12.3	13.0	13.8	14.7	15.6	16.6	17.6	18.7	19.9	21.1
TOTAL EDEMET	703.7	779.1	817.3	861.0	915.8	970.3	1021.5	1085.0	1154.9	1225.8	1296.1	1372.9	1457.9	1547.6

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

EDEMET (SERVICIO B)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Miraflores	25.7	26.5	27.6	29.1	31.0	33.0	34.8	37.1	39.6	42.0	44.6	47.3	50.3	53.3
Balboa	18.8	19.4	20.2	21.3	22.7	24.1	25.5	27.2	29.0	30.8	32.7	34.6	36.8	39.0
Summit	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4
Gamboa	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6
Howard	12.1	12.5	13.0	13.7	14.6	15.5	16.4	17.5	18.6	19.8	21.0	22.3	23.7	25.1
TOTAL EDEMET SERV. B	59.0	60.8	63.4	66.8	71.2	75.7	80.0	85.2	90.8	96.5	102.4	108.6	115.4	122.4
EDECHI	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Caldera 115 KV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Progreso 34.5 KV	17.2	18.1	19.1	20.2	21.7	23.1	24.5	26.2	28.0	29.9	31.8	33.8	36.1	38.4
Progreso 115 KV	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
Mata de Nance 34.5 KV	60.7	64.5	68.6	72.5	78.1	83.1	88.2	94.3	100.9	107.8	114.6	122.0	130.2	138.4
Nueva S/E San Cristobal	17.8	18.3	19.2	20.3	21.6	23.1	24.5	26.1	27.9	29.7	31.6	33.6	35.8	38.3
Cañazas (PTP)	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3	3.6	3.8
Isla Colon	0.0	3.7	3.9	4.2	4.5	4.8	5.0	5.4	5.8	6.1	6.5	7.0	7.4	7.9
TOTAL EDECHI	98.6	107.6	114.0	120.5	129.5	137.9	146.2	156.2	167.0	178.4	189.6	201.8	215.3	229.2

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

GRANDES CLIENTES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Super 99 (La Suma de Todos)	11.6	11.4	11.6	11.6	11.7	12.0	12.1	12.4	12.7	12.8	13.0	13.2	13.5	13.8
CEMEX	27.9	27.4	27.9	28.3	31.4	32.2	32.4	33.1	34.0	34.4	34.8	35.4	36.1	36.9
Argos Panamá	8.8	8.6	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.3	9.6	9.7	9.8	9.9	10.1	10.3
Mega Depot	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9
Ricamar	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3
Business Park	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4
Contraloría General de la República de Panamá	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Changuinola	13.7	13.2	13.7	13.9	14.3	15.0	14.3	14.5	14.9	15.1	15.4	15.8	16.2	16.6
Gold Mills	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
AVIPAC	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Cemento Interoceánico	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9
Hotel Bijao	1.0	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
Embajada USA	1.6	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8
TOTAL G. CLIENTES	74.2	72.5	74.0	74.8	78.7	80.6	80.5	82.3	84.4	85.4	86.6	88.1	90.1	91.9

Notas:

A) Con base al pronóstico de demanda con escenario medio o moderado publicado en el Tomo I - Estudios Básicos del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014.

B) El cuadro no considera la demanda de los autogeneradores "Minera Panamá, S.A." y "ACP". Sin embrago el sistema eléctrico (inyecciones y retiros) de estos autogeneradores es modelado en la Base de Dartos de ETESA y tomado en consideración para los estudios eléctricos.

C) Las pérdidas se han estimado con base a simulaciones realizadas para escenarios en condiciones de demanda máxima, para el periodo lluvioso y sin considerar intercambios con el MER.

D) 1 A partir del año 2015 la demanda correspondiente al anillo en 44kV será servida desde S/E Monte Esperanza que se alimentará mediante líneas 115 kV.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

ANEXO I - 4

Costos, Selección del Conductor

&

Requerimientos de Protección.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Costo Unitario
de
Líneas de Transmisión

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		13.88	0.00	13.88	13.88
2. Conductores y accesorios	1.00		41.96	0.00	41.96	41.96
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.21	0.00	0.21	0.21
4. OPGW y accesorios	1.00		0.72	0.00	0.72	0.72
4. Sistema puesta a tierra	1.00		5.19	0.00	5.19	5.19
5. Torres y accesorios	1.00		81.26	0.00	81.26	81.26
Sub-Total Materiales				**0.00**	**143.23**	**143.23**
6. Fundaciones	1.00	0.26		37.46		37.46
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.75		1.75
8. Montaje	1.00	0.28		39.43		39.43
Total Costo Base				**78.64**	**143.23**	**221.87**
9. Contingencias	0.10			7.86	14.32	22.19
10. Ingeniería y Administración	0.08			17.75		17.75
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.66		6.66
13. Inspección	0.05			11.09		11.09
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.31		13.31
COSTO TOTAL				**152.82**	**157.55**	**310.37**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		13.88	0.00	13.88	13.88
2. Conductores y accesorios	1.00		47.04	0.00	47.04	47.04
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.08	0.00	2.08	2.08
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		64.16	0.00	64.16	64.16
Sub-Total Materiales				**0.00**	**139.15**	**139.15**
6. Fundaciones	1.00	0.26		36.39		36.39
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.70		1.70
8. Montaje	1.00	0.28		38.31		38.31
Total Costo Base				**76.40**	**139.15**	**215.55**
9. Contingencias	0.10			7.64	13.92	21.56
10. Ingeniería y Administración	0.08			17.24		17.24
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.47		6.47
13. Inspección	0.05			10.78		10.78
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.93		12.93
COSTO TOTAL				**148.96**	**153.07**	**302.03**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.94	0.00	6.94	6.94
2. Conductores y accesorios	1.00		23.52	0.00	23.52	23.52
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.08	0.00	2.08	2.08
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		64.16	0.00	64.16	64.16
Sub-Total Materiales				**0.00**	**108.69**	**108.69**
6. Fundaciones	1.00	0.26		28.42		28.42
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.33		1.33
8. Montaje	1.00	0.28		29.92		29.92
Total Costo Base				**59.68**	**108.69**	**168.36**
9. Contingencias	0.10			5.97	10.87	16.84
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.47		13.47
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.05		5.05
13. Inspección	0.05			8.42		8.42
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.10		10.10
COSTO TOTAL				**120.18**	**119.56**	**239.74**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.94	0.00	6.94	6.94
2. Conductores y accesorios	1.00		23.52	0.00	23.52	23.52
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		48.12	0.00	48.12	48.12
Sub-Total Materiales				**0.00**	**90.57**	**90.57**
6. Fundaciones	1.00	0.26		23.68		23.68
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.11		1.11
8. Montaje	1.00	0.28		24.93		24.93
Total Costo Base				**49.73**	**90.57**	**140.29**
9. Contingencias	0.10			4.97	9.06	14.03
10. Ingeniería y Administración	0.08			11.22		11.22
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.21		4.21
13. Inspección	0.05			7.01		7.01
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.42		8.42
COSTO TOTAL				**103.06**	**99.62**	**202.68**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		13.88	0.00	13.88	13.88
2. Conductores y accesorios	1.00		57.04	0.00	57.04	57.04
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.08	0.00	2.08	2.08
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		85.54	0.00	85.54	85.54
Sub-Total Materiales				**0.00**	**170.54**	**170.54**
6. Fundaciones	1.00	0.26		44.60		44.60
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.09		2.09
8. Montaje	1.00	0.28		46.95		46.95
Total Costo Base				**93.63**	**170.54**	**264.17**
9. Contingencias	0.10			9.36	17.05	26.42
10. Ingeniería y Administración	0.08			21.13		21.13
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.93		7.93
13. Inspección	0.05			13.21		13.21
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			15.85		15.85
COSTO TOTAL				**178.61**	**187.59**	**366.20**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.94	0.00	6.94	6.94
2. Conductores y accesorios	1.00		28.52	0.00	28.52	28.52
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.08	0.00	2.08	2.08
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		85.54	0.00	85.54	85.54
Sub-Total Materiales				**0.00**	**135.07**	**135.07**
6. Fundaciones	1.00	0.34		45.88		45.88
7. Derecho de vía	1.00	0.02		2.15		2.15
8. Montaje	1.00	0.36		48.29		48.29
Total Costo Base				**96.32**	**135.07**	**231.39**
9. Contingencias	0.10			9.63	13.51	23.14
10. Ingeniería y Administración	0.08			18.51		18.51
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.94		6.94
13. Inspección	0.05			11.57		11.57
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.88		13.88
COSTO TOTAL				**174.35**	**148.58**	**322.94**

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		6.94	0.00	6.94	6.94
2. Conductores y accesorios	1.00		28.52	0.00	28.52	28.52
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.78	0.00	4.78	4.78
5. Torres y accesorios	1.00		64.16	0.00	64.16	64.16
Sub-Total Materiales				**0.00**	**111.60**	**111.60**
6. Fundaciones	1.00	0.26		29.09		29.09
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.44		1.44
8. Montaje	1.00	0.28		31.04		31.04
Total Costo Base				**61.57**	**111.60**	**173.17**
9. Contingencias	0.10			6.16	11.16	17.32
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.85		13.85
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.20		5.20
13. Inspección	0.05			8.66		8.66
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.39		10.39
COSTO TOTAL				**123.32**	**122.76**	**246.08**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		7.96	0.00	7.96	7.96
2. Conductores y accesorios	1.00		45.10	0.00	45.10	45.10
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.09	0.00	2.09	2.09
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.75	0.00	3.75	3.75
5. Torres y accesorios	1.00		68.12	0.00	68.12	68.12
Sub-Total Materiales				**0.00**	**134.23**	**134.23**
6. Fundaciones	1.00	0.25		33.17		33.17
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.21		1.21
8. Montaje	1.00	0.22		29.51		29.51
Total Costo Base				**63.89**	**134.23**	**198.12**
9. Contingencias	0.10			6.39	13.42	19.81
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.85		15.85
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.94		5.94
13. Inspección	0.05			9.91		9.91
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.89		11.89
COSTO TOTAL				**131.36**	**147.65**	**279.02**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.97	0.00	3.97	3.97
2. Conductores y accesorios	1.00		22.55	0.00	22.55	22.55
3. Hilo de Guarda y accesori	1.00		2.09	0.00	2.09	2.09
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.75	0.00	3.75	3.75
5. Torres y accesorios	1.00		68.12	0.00	68.12	68.12
Sub-Total Materiales				**0.00**	**107.69**	**107.69**
6. Fundaciones	1.00	0.32		33.93		33.93
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.24		1.24
8. Montaje	1.00	0.28		30.19		30.19
Total Costo Base				**65.36**	**107.69**	**173.04**
9. Contingencias	0.10			6.54	10.77	17.30
10. Ingeniería y Administraci	0.08			13.84		13.84
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.19		5.19
13. Inspección	0.05			8.65		8.65
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.38		10.38
COSTO TOTAL				**127.46**	**118.45**	**245.91**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	**CANTIDAD KM**	**COSTO UNITARIO LOCAL**	**COSTO UNITARIO EXTR.**	**COSTO TOTAL LOCAL**	**COSTO TOTAL EXTR.**	**COSTO TOTAL**
1. Aisladores y herrajes	1.00		3.97	0.00	3.97	3.97
2. Conductores y accesorios	1.00		22.55	0.00	22.55	22.55
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.75	0.00	3.75	3.75
5. Torres y accesorios	1.00		51.09	0.00	51.09	51.09
Sub-Total Materiales				**0.00**	**88.57**	**88.57**
6. Fundaciones	1.00	0.27		24.02		24.02
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.87		0.87
8. Montaje	1.00	0.24		21.37		21.37
Total Costo Base				**46.27**	**88.57**	**134.84**
9. Contingencias	0.10			4.63	8.86	13.48
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.79		10.79
11. EIA B/.* kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.05		4.05
13. Inspección	0.05			6.74		6.74
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.09		8.09
COSTO TOTAL				**98.06**	**97.42**	**195.48**

LINEA DE TRANSMISION DE 500 KV CIRCUITO SENCILLO 2 CONDUCTOR 1200 ACAR POR FASE (Miles de B/.)						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		27.77	0.00	27.77	27.77
2. Conductores y accesorios	1.00		57.04	0.00	57.04	57.04
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		2.08	0.00	2.08	2.08
4. OPGW y accesorios	1.00		7.20	0.00	7.20	7.20
4. Sistema puesta a tierra	1.00		9.57	0.00	9.57	9.57
5. Torres y accesorios	1.00		171.08	0.00	171.08	171.08
Sub-Total Materiales				**0.00**	**274.75**	**274.75**
6. Fundaciones	1.00	0.39		107.77		107.77
7. Derecho de vía	1.00	0.02		5.88		5.88
8. Montaje	1.00	0.41		113.46		113.46
Total Costo Base				**227.11**	**274.75**	**501.86**
9. Contingencias	0.10			22.71	27.47	50.19
10. Ingeniería y Administración	0.08			40.15		40.15
11. EIA B/.* kM	3.75			3.75		3.75
12. Diseño	0.03			15.06		15.06
13. Inspección	0.05			25.09		25.09
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			30.11		30.11
COSTO TOTAL				**378.98**	**302.22**	**681.20**

Costo Unitario de Subestaciones

ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	1	62,196	62,196
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	11,538	23,076
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	-	132,155	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	21,112	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,460	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	-	5,411	-
17	Pararrayos 96 KV	3	2,790	8,369
18	CT 230 KV	-	15,512	-
19	CT 115 KV	6	10,569	63,414
20	PT 230 KV	-	13,666	-
21	PT 115 KV	3	11,121	33,363
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**210,289**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**210,289**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	10,514
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	25,235
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	105,145
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	147,202
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	31,543
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	52,572
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**582,501**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	87,375
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	145,625
	TOTAL COSTO BASE			**815,501**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	40,775
48	Diseño		3.00	24,465
49	Ingeniería		4.00	32,620
50	Administración		4.00	32,620
51	Inspección		5.00	40,775
52	IDC		6.00	48,930
53	EIA		0.19	1,549
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,037,236**

ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	2	62,196	124,393
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	11,538	46,152
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	132,155	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	21,112	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,460	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	-	5,411	-
17	Pararrayos 96 KV	3	2,790	8,369
18	CT 230 KV	-	15,512	-
19	CT 115 KV	12	10,569	126,828
20	PT 230 KV	-	13,666	-
21	PT 115 KV	3	11,121	33,363
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**358,975**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**358,975**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	17,949
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	43,077
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	179,488
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	251,283
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	53,846
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	89,744
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**994,362**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	149,154
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	248,591
	TOTAL COSTO BASE			**1,392,107**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	69,605
48	Diseño		3.00	41,763
49	Ingeniería		4.00	55,684
50	Administración		4.00	55,684
51	Inspección		5.00	69,605
52	IDC		6.00	83,526
53	EIA		0.19	2,645
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,770,621**

ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	3	62,196	186,589
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	19,871	39,742
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	11,538	69,228
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	132,155	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	21,112	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,460	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	-	5,411	-
17	Pararrayos 96 KV	6	2,790	16,738
18	CT 230 KV	-	15,512	-
19	CT 115 KV	18	10,569	190,242
20	PT 230 KV	-	13,666	-
21	PT 115 KV	6	11,121	66,725
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**569,265**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**569,265**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	28,463
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	68,312
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	284,632
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	398,485
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	85,390
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	142,316
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,576,863**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	236,529
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	394,216
	TOTAL COSTO BASE			**2,207,608**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	110,380
48	Diseño		3.00	66,228
49	Ingeniería		4.00	88,304
50	Administración		4.00	88,304
51	Inspección		5.00	110,380
52	IDC		6.00	132,456
53	EIA		0.19	4,194
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**2,807,856**

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	62,196	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	11,538	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	132,155	132,155
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	21,112	21,112
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	16,460	32,920
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	3	5,411	16,234
17	Pararrayos 96 KV	-	2,790	-
18	CT 230 KV	6	15,512	93,074
19	CT 115 KV	-	10,569	-
20	PT 230 KV	3	13,666	40,998
21	PT 115 KV	-	11,121	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**336,492**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**336,492**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	16,825
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	40,379
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	168,246
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	235,544
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	50,474
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	84,123
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**932,082**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	139,812
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	233,021
	TOTAL COSTO BASE			**1,304,915**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	65,246
48	Diseño		3.00	39,147
49	Ingeniería		4.00	52,197
50	Administración		4.00	52,197
51	Inspección		5.00	65,246
52	IDC		6.00	78,295
53	EIA		0.19	2,479
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**1,659,722**

ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	62,196	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	11,538	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	132,155	264,309
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	21,112	21,112
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	16,460	65,839
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	3	5,411	16,234
17	Pararrayos 96 KV	-	2,790	-
18	CT 230 KV	12	15,512	186,147
19	CT 115 KV	-	10,569	-
20	PT 230 KV	3	13,666	40,998
21	PT 115 KV	-	11,121	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**594,640**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**594,640**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	29,732
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	71,357
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	297,320
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	416,248
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	89,196
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	148,660
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**1,647,152**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	247,073
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	411,788
	TOTAL COSTO BASE			**2,306,013**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	115,301
48	Diseño		3.00	69,180
49	Ingeniería		4.00	92,241
50	Administración		4.00	92,241
51	Inspección		5.00	115,301
52	IDC		6.00	138,361
53	EIA		0.19	4,381
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			**2,933,017**

ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM N°	**DESCRIPCION**	**Cantidad**	**Costo Unitario Suministro B/.**	**Total Suministro B/.**
1	Interruptores 115 KV	-	62,196	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	11,538	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	7,907	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	12,042	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	1,804,491	
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	245,898	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	132,155	396,464
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	124,802	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	21,112	42,224
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	16,460	98,759
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	12,649	-
16	Pararrayos 192 KV	6	5,411	32,467
17	Pararrayos 96 KV	-	2,790	-
18	CT 230 KV	18	15,512	279,221
19	CT 115 KV	-	10,569	-
20	PT 230 KV	6	13,666	81,997
21	PT 115 KV	-	11,121	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	2,959,395	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,695,573	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,043,961	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR		524,971	
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	231,012	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	48,034	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	7,445	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	8,700	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,229	-
37	PT 34.5KV	-	9,185	-
38	CT 34.5 KV	-	6,330	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			**931,132**
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			**931,132**
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	5.00	46,557
40	Servicios auxiliares	lote	12.00	111,736
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	465,566
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	70.00	651,792
43	Equipo de Comunicaciones	lote	15.00	139,670
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	25.00	232,783
	SUB TOTAL SUMINISTRO			**2,579,234**
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	15.00	386,885
46	Obras Civiles Generales	lote	25.00	644,809
	TOTAL COSTO BASE			**3,610,928**
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	180,546
48	Diseño		3.00	108,328
49	Ingeniería		4.00	144,437
50	Administración		4.00	144,437
51	Inspección		5.00	180,546
52	IDC		6.00	216,656
53	EIA		0.19	6,861
54	Terrenos	m2	0.0	-

Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN OPTIMA DE CONDUCTORES

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1. *Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas:* se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.

2. *Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación:*
   - 2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductors de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.
   - 2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.
   - 2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.
   - 2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced) : este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. *Determinación del diámetro mínimo aceptable:* el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.

3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KVrms/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.

3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona, basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para le cual no debe aparecer corona visible.

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 □V/m.

3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.

3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.

3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.

3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos ¨templates¨ depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.

3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.

3.9. Campo eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

4. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.
5. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
6. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.

Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.

Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km.) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para perdida de comunicación entre los relevadores de los extremo de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.

2. Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. La características mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.

Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatros es de un segundo.

3. Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

4. Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT(Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

5. Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.

En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

6. Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

7. Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

8. Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriete instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantaneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

9. Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT´s. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

10. Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Tomo I
Estudios Básicos

ANEXO I - 5

"Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015"

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

SECRETARÍA NACIONAL
DE ENERGÍA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

11 de marzo de 2015
Nota No.190-15

Ingeniero
Iván Barría
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015".

Con la muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Víctor Carlos Urrutia
Secretario de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos

SECRETARIA NACIONAL
DE ENERGIA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios

para la Revisión del Plan de Expansión

del Sistema Interconectado Nacional

2015

I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 "Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad"

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. ***Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. ***Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los

límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad"

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. ***Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. ***Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 3. ***Metodología para el cálculo de la potencia firme.***

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

Artículo 4. ***Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011 "Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones"

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

…

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

…

Artículo 11.
La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

…

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

…

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

"La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada."

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2,500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, "Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y

limpias, y dicta otras disposiciones.", y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión".

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 97: "Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos".

Artículo 99: "El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 1,850 $/MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen".

Informe de Capacidad Máxima de Generación: En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 de abril de 2011, "que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad" y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 13 de junio de 2013, "que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares", deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 $/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el

impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes hídricas, las siguientes:

    a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural, Carbón y Fotovoltaica.
    b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.

3. Pronóstico de Precios de los Combustibles

    a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2015:

        - Un escenario de precios base en torno a los 59.50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

        - Un escenario de precios altos en torno a los 71.40 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

        - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

    b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 59.50 y 71.40 US$/barril respectivamente más US$ 6.00/barril por transporte.

    c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2015:

- Un escenario de precios base en torno a los 3.07 US$/$10^6$ BTU, más 6.33 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 3.68 US$/$10^6$ BTU, más 6.33 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios "Henry Hub".

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 71.83 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 86.20 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base	
- Crudo Brent publicados por Platts	59.50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9.40 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	53.34 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	82.30 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59.97 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	78.33 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	71.40 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10.01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	62.81 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	97.56 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70.76 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	92.70 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they ***should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."***

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.

- **Proyectos fijos** son aquellos que:

  - Inician su operación dentro del periodo fijo,

  - O se encuentran efectivamente en construcción,

  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

  - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo						
Año	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
		Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
2015	Bajo Frío	58.00				401.72
	Barcaza - EGESA				72.00	
	Barro Blanco	28.84				
	Bonyic	31.80				
	Chiriquí Solar			9.00		
	Energía Solar II (Sun Edition)			10.00		
	Ikako I			9.90		
	Las Cruces	9.38				
	San Andrés	12.80				
	Unión Eólica Panameña		160.00			
2016	Bajo de Totuma	5.00				179.89
	Bugaba II	4.00				
	Cerro Patacón				10.00	
	Enel Fortuna Solar			9.90		
	Energía Solar III y IV			19.80		
	La Huaca	4.97				
	Los Planetas II	3.72				
	Panasolar			9.90		
	Pando	32.60				
	Síndigo	10.00				
	Solar 21 (UP)			20.00		
	Unión Eólica Panameña		50.00			
2017	Asturias	4.10				782.31
	Bajo Frío Solar			19.90		
	Burica	50.00				
	Caldera	6.10				
	Chuspa	6.65				
	Cuesta de Piedra	6.78				
	Energía Solar V y VI			19.80		
	Ikako 2			9.90		

	Rio Piedra	9.00				
	San Andrés II	9.90				
	San Bartolo	15.08				
	Santa María 82	25.60				
	Solar 21 (UP)			20.00		
	Terra 4 - Tizingal	4.50				
	Térmico – SNE 2331				350.00	
	Toabré		225.00			
2018	Antón		105.00			237.40
	Campo Solar Tocumen			45.00		
	FRV Progreso			36.00		
	S-M 82	25.6				
	SDR Boquerón			10.00		
	SDR Los Llanos			10.00		
	Ojo de Agua	5.80				
Total Instalado (MW)		**370.22**	**540.00**	**259.10**	**432.00**	**1,601.32**

- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

(a) Un escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.

- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.

- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2019.

(b) Un escenario renovable-térmico igual al (a) considerando además las posibilidades de generación de energías alternativas como Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2021.

OBSERVACIONES:

i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo.

ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y Chiriquí, ya sea por la costa atlántica ó pacifica, que debe estar lista con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones.

Los intercambios de energía a nivel regional han aumentado progresivamente en el año 2014, alcanzando los 1,300 GWh. La oportunidad de un incremento mayor de los niveles de intercambios de energía a partir del año 2015 dependerá de la estructura del parque de generación a nivel regional, de su competitividad relativa, de la capacidad de la Red de Transmisión Regional (RTR) y los refuerzos de transmisión de los países de la región.

A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementarán los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Objetivo del proyecto

La interconexión eléctrica con Colombia es un proyecto de interés nacional y un complemento fundamental para la consolidación de la visión de integración regional. El desarrollo de este proyecto representa la integración de la Comunidad Andina con Mesoamérica (quien ya cuenta con un mercado organizado a través de la red SIEPAC), y su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficios para los usuarios.

Descripción del proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 600 kilómetros y su capacidad de transporte de energía de 400 MW. El proyecto será desarrollado con la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa –HVDC- (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual asocia grandes ventajas desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Beneficios

La interconexión contribuye a la diversificación de la matriz energética del país, aumenta la confiabilidad del sistema y brinda una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación. Además del uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, asocia un beneficio importante por reducción de emisiones debido a la sustitución de combustibles fósiles.

Unidad ejecutora

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) es responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países. ICP tiene su sede en la ciudad de Panamá y como accionistas principales a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

(ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia.

Estatus

Contando con apoyo del BID, a finales de 2012, se formuló un trabajo de revisión estratégica con el propósito de analizar de manera objetiva el esquema definido para la viabilización de la interconexión y validar su consistencia con la visión prevista para este proyecto como medio de integración con el mercado regional de Mesoamérica. Producto de esta revisión, se identificaron escenarios factibles de viabilización del proyecto bajo un marco conceptual coherente con la normatividad de los países y se definieron opciones de desarrollo y de reducción de las incertidumbres para los participantes (agentes interesados en adquirir derechos de capacidad de la línea).

Avances

- El plan de trabajo para alcanzar la viabilidad del proyecto se ha sintetizado en una Hoja de Ruta con actividades a nivel estratégico y táctico que, además de estar orientada a movilizar el compromiso y voluntad de los países, deberá asegurar que se alcancen los beneficios económicos identificados a través de una inversión optimizada y un precio de energía competitivo que posibilite la consolidación de un mercado regional de corto y largo plazo.

- La prioridad actual es ejecutar los estudios técnicos y ambientales que minimicen riesgos e incertidumbres (a los participantes en el esquema) sobre la viabilidad del proyecto y evaluar los escenarios de financiación que permitan asegurar su viabilidad financiera bajo las condiciones propuestas.

- Los resultados alcanzados en 2013 fueron la actualización del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) en Colombia y la actualización del diseño básico del proyecto (líneas y estaciones).

- Una vez se apruebe el corredor ambiental para todo el proyecto, será posible ejecutar el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y el diseño detallado de la línea en los dos países.

- La meta en 2015 es tener un EIAS finalizado (para iniciar el proceso de licenciamiento ambiental en los dos países) y un diseño detallado (línea de transmisión en todos sus tramos) ejecutado.

Con base en la Hoja de Ruta del proyecto, y considerando la finalización del EIAS en el 2015, la fecha más temprana de entrada en operación de la interconexión sería el segundo semestre de 2018, asumiendo que no se presenten contratiempos no gestionables por las empresas que alteren el plan de trabajo definido.

Para efectos del Plan de Expansión, es importante considerar el plan de trabajo definido en la Hoja de Ruta del proyecto y los análisis eléctricos y energéticos actualizados recientemente con el propósito de definir su impacto e implicaciones en los planes recomendados de generación y transmisión.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

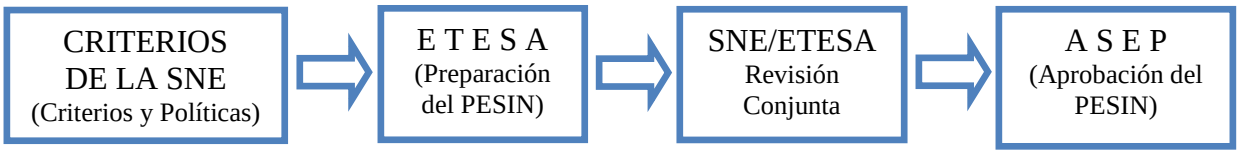
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 43 de 9 de agosto de 2012.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
- Ley 18 de 26 de marzo de 2013.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión
  [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2013
  de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC
  (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts, GAS DAILY 2014 y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Tomo II
Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-002-2016

12 de enero de 2016

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 · www.etesa.com.pa



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CONTENIDO

CAPITULO 1 1

INTRODUCCIÓN 1

CAPITULO 2 3

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS 3
PRONÓSTICOS DE DEMANDA *3*
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES *4*
CRITERIOS Y PARÁMETROS *7*
CRITERIO DE MÍNIMO COSTO 7
COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP) 7
CRITERIO DE CONFIABILIDAD. 7
COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA. 8
PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS 8
CRITERIOS ECONÓMICOS *8*

CAPITULO 3 9

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE 9
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA *12*
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA *15*
GENERACIÓN RENOVABLE *19*
PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTO GENERADORES *19*
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ *20*

CAPITULO 4 23

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA 23
POTENCIAL ENERGÉTICO *23*
POTENCIAL EÓLICO 23
POTENCIAL SOLAR 24
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO 25
POTENCIAL TÉRMICO 26
TURBA 26
COMBUSTIBLES FÓSILES 27
BIOGAS 27
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA *28*
PROYECTOS EÓLICOS 28
PROYECTOS FOTOVOLTAICOS 29
TURBA 31
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS 31
PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS 33

CAPITULO 5 37

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO 37

HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN 38
PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES 38
PERÍODO DE ESTUDIO 38
HIDROLOGÍA 38
DEMANDA 39
BLOQUES DE DEMANDA 39
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE. 39
PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS 39
SIMULACIONES 39

CAPITULO 6 47

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN 47
ESCENARIO DE REFERENCIA 49
ESCENARIO DE CARBÓN 53
ESCENARIO RENOVABLE 55
ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES 61
SENSIBILIDAD A 62
SENSIBILIDAD B 64
SENSIBILIDAD C 66
SENSIBILIDAD D 68
RESUMEN 71

CAPITULO 7 77

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (ICP) 77
Antecedentes y marco general de desarrollo del proyecto *77*
Descripción del proyecto *78*
Simulación *79*
ESCENARIO CON COLOMBIA *80*

CAPITULO 8 83

CONCLUSIONES 83

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3. 1 Capacidad Instalada 2000 - 2014 9
Gráfico 3. 2 Composición Porcentual del Sistema de Generación 10
Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente 12
Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación Año 2014 13

Gráfico 2. 1 Proyección de Precios del Combustible en USD por millón de BTU 6

Gráfico 3. 1 Capacidad Instalada 2000 - 2014 9
Gráfico 3. 2 Composición Porcentual del Sistema de Generación 10
Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente 12
Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación Año 2014 13

Gráfico 5. 1 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación. 37

Gráfico 6. 1 Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario de Referencia 50
Gráfico 6. 2 Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario de Referencia. 51
Gráfico 6. 3 Porcentaje de Participación de Generación del Escenario de Referencia 52
Gráfico 6. 4 Costos Marginales de Panamá del Escenario de Carbón 54
Gráfico 6. 5 Participación de Generación del Escenario de Carbón 55
Gráfico 6. 6 Costo Marginal de Panamá del Escenario de Renovables 58
Gráfico 6. 7 Participación de Generación del Escenario de Renovables 59
Gráfico 6. 8 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A 63
Gráfico 6. 9 Participación de Generación de la Sensibilidad A 64
Gráfico 6. 10 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B 65
Gráfico 6. 11 Participación de Generación de la Sensibilidad B 66
Gráfico 6. 12 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C 67
Gráfico 6. 13 Participación de Generación de la Sensibilidad C 68
Gráfico 6. 14 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D 69
Gráfico 6. 15 Participación de Generación de la Sensibilidad D 70
Gráfico 6. 16 Comparación de los Costos Marginales por Escenarios 74
Gráfico 6. 17 Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades 76

Gráfico 7. 1 Posible Corredor de Ruta de Interconexión Colombia - Panamá 79
Gráfico 7. 2, Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia vs Escenario con Colombia. 80
Gráfico 7. 3, Intercambios PA-CO del Escenario con Colombia. 81
Gráfico 7. 4, Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia. 82

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2. 1 Pronóstico de demanda 4
Cuadro 2. 2 Proyección de Precios del Combustible 5
Cuadro 2. 3 Poder Calorífico de los Combustibles 5
Cuadro 2. 4 Proyección de Precios del Combustible en USD por millón de BTU 6

Cuadro 3. 1 Comportamiento de la Capacidad Instalada 2000 - 2014 9
Cuadro 3. 2 Capacidad Instalada a diciembre de 2014 10
Cuadro 3. 3 Capacidad Instalada del SIN 11
Cuadro 3. 4 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente 14
Cuadro 3. 5 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente 16
Cuadro 3. 6 Programa del Retiro de Unidades Termoeléctricas 17
Cuadro 3. 7 Sistema de Generación Renovable Existente 19
Cuadro 3. 8 Pequeñas Centrales y Autogeneradoras 20
Cuadro 3. 9 Autoridad del Canal de Panamá 21

Cuadro 4. 1 Resultados de los Ensayos de la Turba. 27
Cuadro 4. 2 Proyectos Eólicos con Licencias Definitivas y Provisionales 29
Cuadro 4. 3 Proyectos Fotovoltaicos con Licencias Definitivas y en Tramité 30
Cuadro 4. 4 Proyectos Hidroeléctricos Considerados 32
Cuadro 4. 5 Proyectos Térmicos Candidatos Identificados 34
Cuadro 4. 6 Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos 35

Cuadro 5. 1 Parámetros de las Corridas SDDP 40
Cuadro 5. 2 Plan de Expansión de Costa Rica 41
Cuadro 5. 3 Plan de Expansión de El Salvador 42
Cuadro 5. 4 Plan de Expansión de Guatemala 43
Cuadro 5. 5 Plan de Expansión de Honduras 44
Cuadro 5. 6 Plan de Expansión de Honduras. (Continuación) 45
Cuadro 5. 7 Plan de Expansión de Nicaragua 46

Cuadro 6. 1 Cronograma de Expansión de Corto Plazo 48
Cuadro 6. 2 Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario de Referencia 49
Cuadro 6. 4 Costos del Escenario de Referencia 50
Cuadro 6. 5 Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario de Carbón 53
Cuadro 6. 6 Costos del Escenario de Carbón 54
Cuadro 6. 7 Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario Renovable 56
Cuadro 6. 8 Costos del Escenario de Renovables 57
Cuadro 6. 9 Sensibilidades Analizadas 61
Cuadro 6. 10 Sensibilidades Analizadas. (Continuación) 62

Cuadro 6. 11 Costos de Sensibilidad A. 63
Cuadro 6. 12 Costos de Sensibilidad B 65
Cuadro 6. 13 Costos de Sensibilidad C 67
Cuadro 6. 14 Costos de Sensibilidad D 69
Cuadro 6. 15 Comparación de Planes de Demanda Media 72
Cuadro 6. 16 Comparación de Planes de Demanda Media (Continuación) 73
Cuadro 6. 17 Comparación de Costos por Escenario 74
Cuadro 6. 18 Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades..... 75



Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario de Referencia

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario de Carbón

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario de Renovables

Tomo II - Anexo 4 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas

Tomo II - Anexo 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015

Tomo II - Anexo 6 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Tomo II - Anexo 7 Topologías de los Proyectos



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

El objetivo del presente estudio es determinar un plan indicativo de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) dentro de sus funciones esta preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

"Preparar el plan de expansión de generación para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo."

En respuesta a lo anterior, en este documento se presentan los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual busca dar luces y orienta a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios planteados.

El presente documento fue desarrollado durante los primeros meses del año 2015, en el cual se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2015 – 2029, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tales efectos, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- La información solicitada a los agentes en enero del año 2015, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015, emitidos por la SNE.
- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del mercado mayorista de energía.

A partir de los antecedentes mencionados, se obtiene un plan de generación indicativo donde se considera el crecimiento medio de la demanda, derivado de los análisis de Estudios Básicos. Con respecto a la generación, se hizo un estudio del potencial energético con que cuenta el país, además de las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial tomando en cuenta el costo de las mismas. De igual forma se considera el proyecto de interconexión SIEPAC.

Dicho esto se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que dan como resultado de las situaciones presentadas, además se busca comprobar y analizar las falencias y bondades con que cuenta el sistema para el corto y mediano plazo, con la finalidad de buscar y hacer los correctivos necesarios para subsanar dichos aspectos.

Este informe muestra resultados de un estudio del sistema eléctrico nacional, específicamente en el área de generación, bajo condiciones particulares de análisis. Por tratarse de una simulación, los datos presentados no son totalmente reales y sus resultados son proyectados a valor presente con base en el año 2015. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 2

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS y PARÁMETROS

PRONÓSTICOS DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2015 – 2029, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en Los Estudios Básicos 2015. Estas proyecciones de demanda (Cuadro 2. 1), indican que la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2015-2018), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 6.2 a 6.8% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 6.3 a 6.8%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

El pronóstico de energía esperado para el año 2015[1], se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 6 y 7%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2014, prevén finalizar con una tasa cercana al 6.1%. Con respecto a los pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2015 - 2018, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.3%, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo que va de 4.1 a 7.5%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2018-2028), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 3.5 a 6.3%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes (9% anual sostenido).

[1] ".En 2013 y 2014, durante la estación seca, el país ha enfrentado déficit en la generación. La falta de lluvias impidió que los principales embalses hidroeléctricos (Fortuna, Changuinola y Bayano) almacenaran suficiente agua para producir energía durante esta época.

El Gobierno se vio obligado a contratar plantas térmicas para sortear esta emergencia, aunque no fue suficiente. El daño que experimentó la planta térmica PAN-AM, que aportaba 96 megawatts, obligó a tomar medidas de ahorro para evitar el colapso del sistema en plena época seca."

En consideración a la demanda el consumo evitado de estas medidas de ahorro, no se ha estimado con precisión, lo cual pudiese provocar un leve sesgo en las proyecciones de la Demanda, ya que la metodología de la misma se fundamenta en los consumos de energía anuales.

CUADRO 2. 1 PRONÓSTICO DE DEMANDA

Año	Energia				Potencia[1]			
	Optimista		Moderado		Optimista		Moderado	
	GWh	Δ%GWh	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	MW	Δ%MW
2011	7,722.5	5.9	7,722.5	5.9	1,254.5	5.4	1,254.5	5.4
2012	8,359.8	8.3	8,359.8	8.3	1,351.3	7.7	1,351.3	7.7
2013	8,722.1	4.3	8,722.1	4.3	1,408.9	4.3	1,408.9	4.3
2014	9,211.3	5.6	9,211.3	5.6	1,467.5	4.2	1,467.5	4.2
2015	9,906.5	7.5	9,871.9	7.2	1,582.8	7.9	1,577.2	7.5
2016	10,839.4	9.4	10,780.6	9.2	1,733.8	9.5	1,724.4	9.3
2017	11,278.5	4.1	11,198.1	3.9	1,801.3	3.9	1,790.1	3.8
2018	11,991.2	6.3	11,762.0	5.0	1,912.2	6.2	1,879.1	5.0
2019	12,692.2	5.8	12,425.2	5.6	2,021.0	5.7	1,983.9	5.6
2020	13,372.8	5.4	13,069.4	5.2	2,126.1	5.2	2,085.6	5.1
2021	14,084.6	5.3	13,719.7	5.0	2,235.9	5.2	2,188.1	4.9
2022	14,812.7	5.2	14,421.5	5.1	2,348.0	5.0	2,298.6	5.1
2023	15,580.7	5.2	15,201.8	5.4	2,466.0	5.0	2,421.6	5.3
2024	16,367.7	5.1	15,991.5	5.2	2,586.7	4.9	2,545.9	5.1
2025	17,210.1	5.1	16,782.8	4.9	2,715.7	5.0	2,670.3	4.9
2026	18,069.8	5.0	17,657.6	5.2	2,847.1	4.8	2,807.8	5.2
2027	18,999.7	5.1	18,573.7	5.2	2,989.1	5.0	2,951.8	5.1
2028	19,977.5	5.1	19,497.1	5.0	3,138.2	5.0	3,096.7	4.9
2029	21,004.1	5.1	20,502.7	5.2	3,294.5	5.0	3,254.5	5.1

1 El Modelo, no incluye Autoconsumo de ACP
Referencia: ETESA, Estudios Básicos, Plan de Expansión 2015

PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación térmica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el “Annual Energy Outlook 2015 de la EIA/DOE”.

De acuerdo a esta metodología los precios de los combustibles son proyectados para el periodo 2015-2029. El Cuadro 2. 2 presenta la proyección anual promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía.

El Cuadro 2. 3, nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

CUADRO 2. 2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE

Año	Distillate Fuel Oil (Diesel Bajo en Azufre) USD$/Gal	Heavy Fuel Oil (HFO) (Bunker C) USD$/Gal	Coal Carbón Mineral USD$/ton	Gas Natural (CH_4) USD$/m^3	PROPANO (C_3H_8) USD$/m^3	ETANO (C_2H_6) USD$/m3
2015	1.96	1.27	78.33	0.26	0.17	0.14
2016	2.18	1.41	77.89	0.25	0.19	0.14
2017	2.26	1.46	78.82	0.27	0.19	0.14
2018	2.31	1.50	80.17	0.30	0.20	0.14
2019	2.36	1.53	81.37	0.32	0.20	0.14
2020	2.40	1.55	83.21	0.35	0.21	0.15
2021	2.46	1.60	84.73	0.38	0.21	0.16
2022	2.52	1.64	86.11	0.41	0.22	0.17
2023	2.59	1.68	87.49	0.46	0.22	0.18
2024	2.66	1.72	88.83	0.48	0.23	0.19
2025	2.73	1.77	89.81	0.51	0.23	0.20
2026	2.80	1.82	90.88	0.53	0.24	0.21
2027	2.87	1.86	91.95	0.55	0.25	0.21
2028	2.96	1.92	93.03	0.55	0.25	0.22
2029	3.04	1.97	93.74	0.58	0.26	0.22

Referencia: "Energy Information Administration´s – US Department of Energy" (Tasa de Crecimiento Abril. 2015)

CUADRO 2. 3 PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO) (Bunker C)	Barril	6,632.79	1,842.72	6,287,000.00	1,584,324.00
	gal	157.92	43.87	149,690.48	37,722.00
	ltr	41.67	11.58	39,496.17	9,953.03
Distillate Fuel Oil (Diesel Bajo en Azufre)	Barril	6,145.38	1,707.31	5,825,000.00	1,467,900.00
	gal	146.32	40.65	138,690.48	34,950.00
	ltr	41.93	11.65	39,739.39	10,014.33
Coal Carbón Mineral	Ton	23,363.23	6,490.77	22,145,238.10	5,580,600.00
	lb	11.65	3.24	11,045.01	2,783.34
Gas Natural (CH_4)	m^3	38,507.50	10,698.15	36,500,000.00	9,198,000.00
	ft^3	1,091.02	303.11	1,034,140.81	260,603.48
PROPANO (C_3H_8)	m^3	93,789.50	26,056.59	88,900,000.00	22,402,800.00
	ft^3	2,657.30	738.25	2,518,770.36	634,730.13
ETANO (C_2H_6)	m^3	66,570.50	18,494.61	63,100,000.00	15,901,200.00
	ft^3	1,886.12	524.00	1,787,788.64	450,522.74

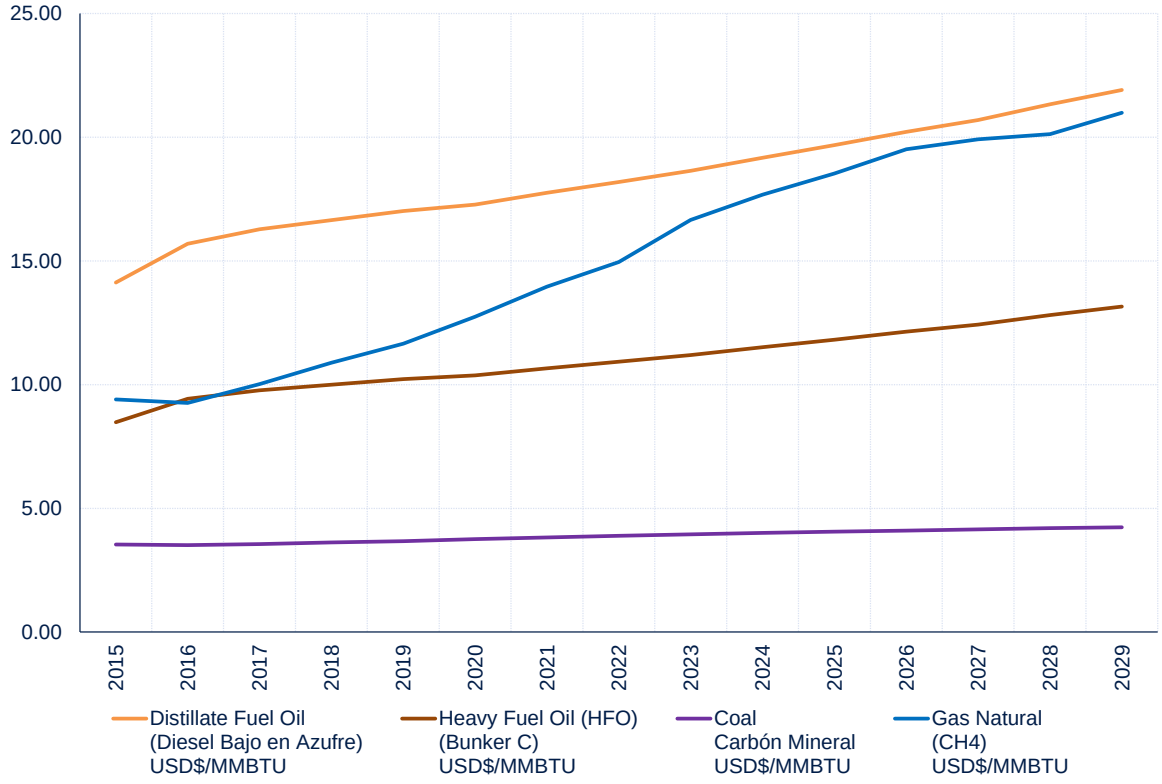
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CUADRO 2. 4 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE EN USD POR MILLÓN DE BTU

Año	Distillate Fuel Oil (Diesel Bajo en Azufre) USD$/MMBTU	Heavy Fuel Oil (HFO) (Bunker C) USD$/MMBTU	Coal Carbón Mineral USD$/MMBTU	Gas Natural (CH_4) USD$/MMBTU
2015	14.13	8.48	3.54	9.40
2016	15.70	9.43	3.52	9.26
2017	16.28	9.77	3.56	10.03
2018	16.65	10.00	3.62	10.89
2019	17.02	10.22	3.67	11.66
2020	17.28	10.38	3.76	12.75
2021	17.75	10.66	3.83	13.96
2022	18.19	10.92	3.89	14.96
2023	18.64	11.19	3.95	16.66
2024	19.17	11.51	4.01	17.68
2025	19.68	11.82	4.06	18.53
2026	20.22	12.14	4.10	19.52
2027	20.69	12.43	4.15	19.92
2028	21.33	12.81	4.20	20.13
2029	21.91	13.16	4.23	20.99

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GRÁFICO 2. 1 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE EN USD POR MILLÓN DE BTU



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CRITERIOS Y PARÁMETROS

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

CRITERIO DE MÍNIMO COSTO.

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP).

Este representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento) actualizados al año referencial, y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

CRITERIO DE CONFIABILIDAD.

i. *En el caso de la energía, para ningún año del período de planificación se permite déficit que supere el 2.0% de la demanda de cualquier mes, en más del 5.0% de las series hidrológicas.*
ii. *No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.*
iii. *El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo de 7.11%2*

[2] Que corresponde al porcentaje de Reserva aprobado para el Informe de Confiabilidad correspondiente al periodo 2014, mediante Resolución AN No. 6748-Elec de 28 de octubre de 2013, en concordancia a lo ordenado en la Resolución AN No.8410-Elec de 27 de marzo de 2015, en el resuelto segundo se ordena utilizar este porcentaje para la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo correspondiente al año 2015.

COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850.0 $/MWh, que corresponde al costo de energía no servida (CENS).

PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

CRITERIOS ECONÓMICOS

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se asume en 50 años. Se usará como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas valores que varían entre 12.50 $/kW-año y 175 $/kW-año dependiendo de la capacidad de la misma.

CAPITULO 3

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

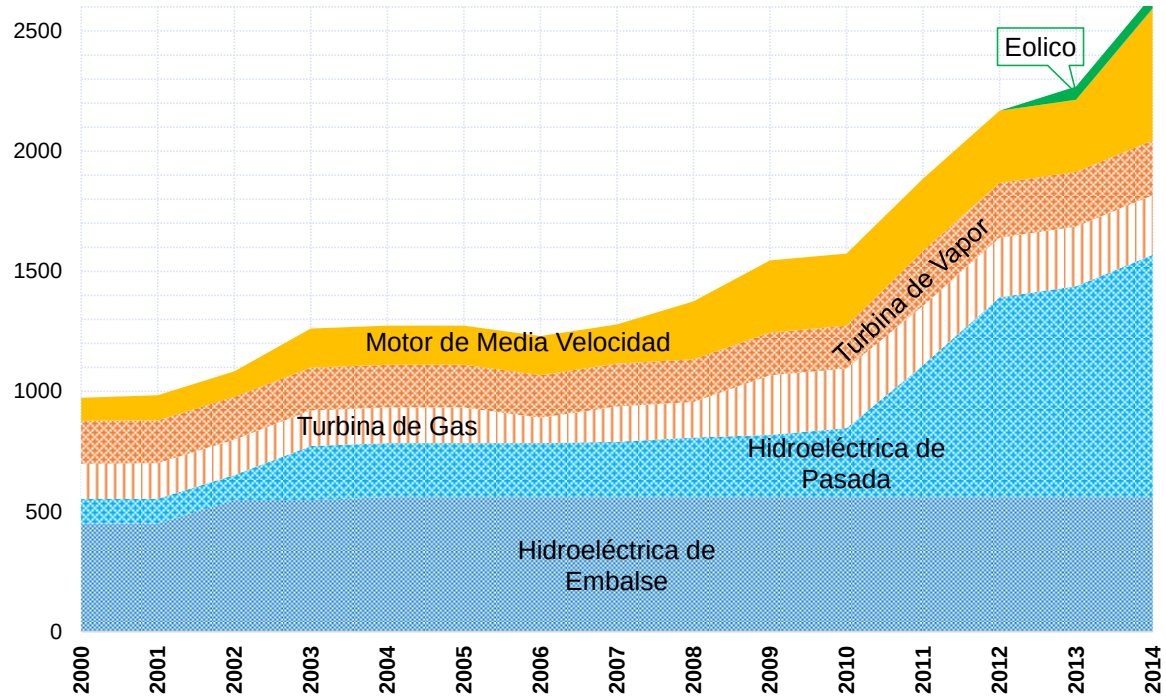
La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional se ha incrementado gradualmente en los últimos 15 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación.

CUADRO 3. 1 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA 2000 - 2014

Fecha	Capacidad instalada (MW)	Incremento (MW)	Incremento (%)
December de 2000	973.79		
December de 2010	1573.78	599.99	61.61
December de 2014	2649.73	1075.95	68.37

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GRÁFICO 3. 1 CAPACIDAD INSTALADA 2000 - 2014



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de diciembre de 2014, es de 2649.73 MW, presentando en comparación con diciembre de 2013 un incremento de potencia instalada 16.8 % como se puede observar en el Cuadro 3. 2.

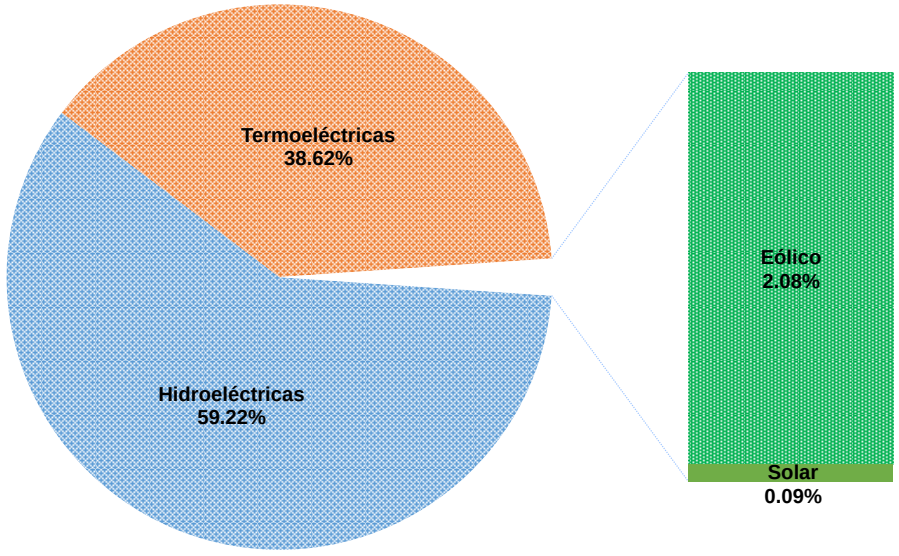
CUADRO 3. 2 CAPACIDAD INSTALADA A DICIEMBRE DE 2014

Tipo de Planta	Diciembre 2013	Participación (%)	Diciembre 2014	Participación (%)	Incremento (%)
Hidroeléctricas	1438.16	63.38	1569.13	59.22	5.8
Termoeléctricas	775.90	34.19	1023.20	38.62	10.9
Eólico	55.00	2.42	55.00	2.08	0.0
Solar	0.00	0.00	2.40	0.09	0.1
Total	**2269.06**	**100.00**	**2649.73**	**100.00**	**16.8**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

El sistema presenta una instalación de 1,569.13 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1023.20 MW a centrales termoeléctricas y 55 MW del parque eólico y 2.4 MW solar. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 59.22 % de capacidad instalada de origen hidroeléctrico, 38.62 % termoeléctrico, 2.08 % eólico y 0.09% solar[3] (Gráfico 3. 2). Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

GRÁFICO 3. 2 COMPOSICIÓN PORCENTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

[3] En noviembre de 2014 sufre un daño, el cual la mantendrá fuera de operación hasta aproximadamente mediados de 2015.

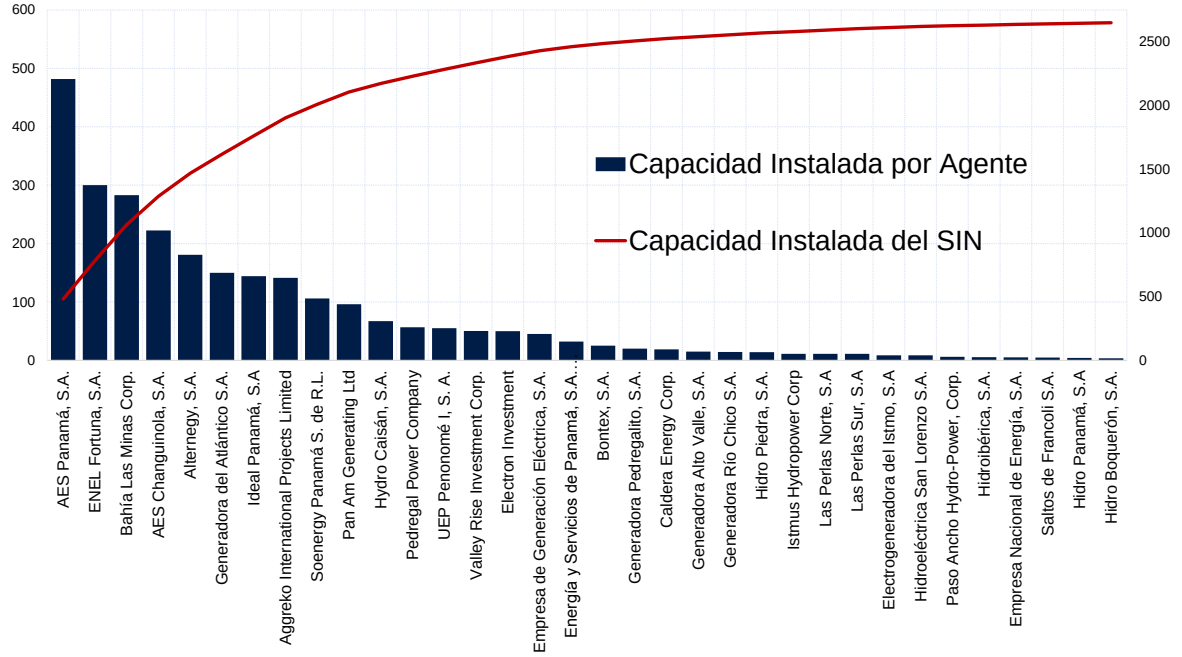
En el Cuadro 3. 3 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

CUADRO 3. 3 CAPACIDAD INSTALADA DEL SIN

Agente Generador	Capacidad Instalada MW	Participación (%)
AES Changuinola, S.A.	222.57	8.40
AES Panamá, S.A.	481.96	18.19
Aggreko International Projects Limited	141.36	5.33
Alternegy, S.A.	180.80	6.82
Bahía Las Minas Corp.	283.00	10.68
Bontex, S.A.	25.30	0.95
Caldera Energy Corp.	18.75	0.71
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.70	0.33
Electron Investment	49.95	1.89
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	45.20	1.71
Empresa Nacional de Energía, S.A.	5.12	0.19
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	11.32
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	32.08	1.21
Generadora Alto Valle, S.A.	15.00	0.57
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	5.66
Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	0.75
Generadora Río Chico S.A.	14.40	0.54
Hidro Boquerón, S.A.	3.57	0.13
Hidro Panamá, S.A	4.30	0.16
Hidro Piedra, S.A.	14.00	0.53
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.33
Hidroibérica, S.A.	5.36	0.20
Hydro Caisán, S.A.	67.20	2.54
Ideal Panamá, S.A	144.20	5.44
Istmus Hydropower Corp	11.10	0.42
Las Perlas Norte, S.A	11.10	0.42
Las Perlas Sur, S.A	11.10	0.42
Pan Am Generating Ltd	96.00	3.62
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.12	0.23
Pedregal Power Company	56.70	2.14
Saltos de Francoli S.A.	4.75	0.18
Soenergy Panamá S. de R.L.	105.94	4.00
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	2.08
Valley Rise Investment Corp.	50.40	1.90
Total	**2649.73**	**100.00**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

GRÁFICO 3. 3 CAPACIDAD INSTALADA POR AGENTE



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

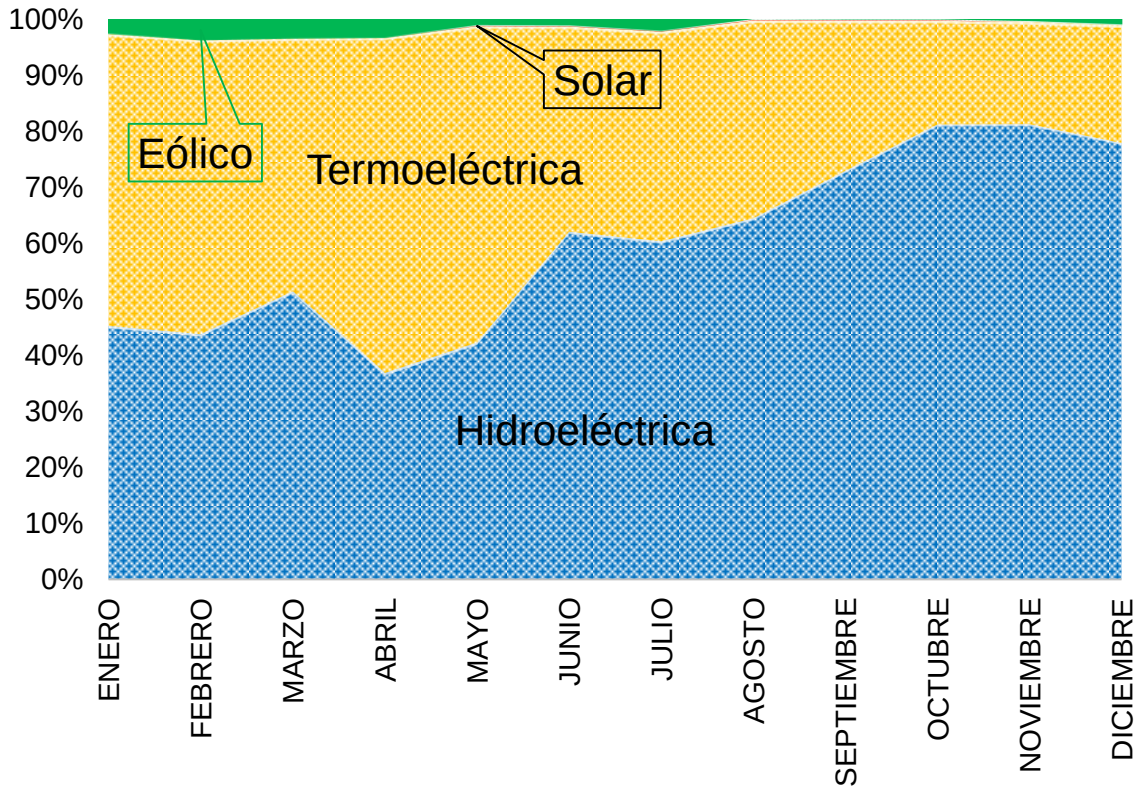
En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 35 centrales hidroeléctricas repartidas en 25 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES PANAMÁ que cuenta con 481.26 MW equivalentes al 18.87 % de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW). Cabe destacar que en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1063.21 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá y Bocas del Toro con 260 y 222MW, respectivamente.

La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados. La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2013, la generación alcanzó los 608.44 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2014 en promedio, cubrió el 61% de la demanda, teniendo en el mes de

octubre el máximo aporte del año con 81% y febrero con el mínimo con un 44% (Gráfico 3. 4). El aporte total fue de 4905 GWh.

GRÁFICO 3. 4 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN AÑO 2014



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

El Cuadro 3. 4 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en el Cuadro 3. 8.

CUADRO 3. 4 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Central	No. De Unidades	Capacidad Nominal @ f.p.= 1 (MVA)	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Anual Promedio (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	226.00	212.80	165.67	970.90
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	10.13	9.77	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	260.00	112.67	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	120.00	160.12	620.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	47.20	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.80	54.76	17.63	304.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	39.80	37.60	30.28	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	66.00	56.20	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	29.60	25.30	22.80	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	21.50	18.75	3.92	101.00
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.70	8.70	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	55.50	49.95	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.75	5.12	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	300.00	290.21	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	4	3.12	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7.00	6.60	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.50	2.50	0.80	11.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	16.80	15.00	3.06	60.70
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.00	20.00	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.24	14.40	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	2	4.20	3.57	0.90	20.20
Hidro Panamá, S.A	Antón I	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40	1.40	0.24	5.75
Hidro Panamá, S.A	Antón II	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40	1.40	0.24	5.75
Hidro Panamá, S.A	Antón III	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.50	1.50	0.26	5.75
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.60	14.00	1.72	64.00
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.80	8.70	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.30	5.36	0.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	75.90	67.20	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	98.00	88.20	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	61.00	56.00	20.07	263.90
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	11.10	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	11.10	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	11.10	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	7.20	6.12	4.30	37.00
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.28	4.75	0.93	24.65
				1644.41	**1569.13**	**1017.55**	**7109.03**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta finales del año 2013, era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, destacándose el complejo termoeléctrico de Bahía Las Minas, que cuenta con un Ciclo Combinado de Diésel y la planta termoeléctrica de carbón, con una capacidad de 120.0 MW. Completan la instalación de dicha provincia la planta térmica Cativá de 87.0 MW, el plantel térmico El Giral de 50.52 MW y el ciclo combinado de Termocolón con 150.0 MW de capacidad instalada. En total la provincia de Colón cuenta con el 25% de la capacidad instalada del país.

El resto de las plantas térmicas se ubican en las provincias de Panamá y Panamá Oeste. Este grupo está conformado por las plantas Pan-Am, Pacora, las turbinas de gas, propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) y las motores de Aggreko International Projects Limited y Soenergy Panamá S. de R.L. En el Cuadro 3. 5, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en el Cuadro 3. 8.

En el Cuadro 3. 6 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas térmicas.

CUADRO 3. 5 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible	
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul[1]	Motor de Media Velocidad	Diesel	112	141.36	104	76.986	Gal/MWh
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	Bunker C	10	87	83.5	62.4246	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 2)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67		
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 3)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67	0.5912	Ton /MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 4)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67		
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG5	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.3	93.8574	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG6	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.3	103.244	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.35	88.788	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9[2/4]	Turbina de Vapor	Diesel / Carbón	1	58	56.03	67.8174	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá[3]	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.42	116.34	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá[3]	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.19	114.66	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6[5]	Motor de Media Velocidad	Diesel	1	1	1	84.6317	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9[5]	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7[6]	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	50	49.18	100.157	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	50	49.18	102.043	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón[2]	Turbina de Vapor	Diesel	1	50	48.55	67.0404	Gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	Bunker C	6	96	96	57.5232	Gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Bunker C	3	56.97	53.52	58.7748	Gal/MWh
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2[1]	Motor de Media Velocidad	Diesel	84	105.94	80	76.9818	Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	15.48	15.6	61.2066	Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	34.92	34.92	58.7538	Gal/MWh
					1023.47	**925.1**		

1 Licencia Temporal - Retiro 1 de agosto de 2015 / septiembre de 2015
2 Turbina de Vapor de Ciclo Combinado
3 Retiro 1 de agosto de 2015
4 Modelada con la Planta de Carbón
5 Retiro enero de 2015
6 Retiro mayo de 2015

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

CUADRO 3. 6 PROGRAMA DEL RETIRO DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6	Motor de Media Velocidad	Diesel	1	21-Jan-2015
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9	Motor de Media Velocidad	Diesel	4.5	21-Jan-2015
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7	Motor de Media Velocidad	Diesel	4.5	5-May-2015
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel	141.36	11-Aug-2015
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá	Turbina de Gas	Diesel	21.4	11-Aug-2015
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá	Turbina de Gas	Diesel	21.4	11-Aug-2015
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2	Motor de Media Velocidad	Diesel	105.94	17-Sep-2015

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

GENERACIÓN RENOVABLE

A finales del año 2013, la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW, diversificando la matriz energética y aportando un 2.1 % de la potencia instalada. Actualmente la planta se encuentra en etapa de pruebas de conexión y se espera que a mediados del presente año entre en operación comercial. Dicha planta aportó en el año 2014, 113.19 GWh.

De igual forma en febrero de 2014, inició la operación de la primera planta solar fotovoltaica en la República de Panamá, la cual fue desarrollada por la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA), en la región central del país, específicamente localizada en la zona costera del Golfo de Parita, provincia de Herrera, dentro de las zonas de desarrollo del Parque Nacional de Sarigua, en un terreno de alrededor de 5 Hectáreas. Debido a un daño sufrido en noviembre de 2014, se encuentra fuera de operación lo cual no permitió completar la etapa de pruebas de conexión y se espera que a mediados del presente año entre en operación. Dicha planta aportó en el año 2014, 1,507.1 MWh.

En el Cuadro 3. 7, se muestran las plantas renovables existentes[4].

CUADRO 3. 7 SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	Fotovoltaica	1	2.40
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Etapa 1	Eólica	23	55.00
				57.40

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTO GENERADORES

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras menores de 1 MW declaradas como auto generador (Empresas Melo, S.A.) o que están conectadas a la red de distribución o

[4] A la fecha no han entrado en operación Comercial.

que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en el Cuadro 3. 8.

CUADRO 3. 8 PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTOGENERADORAS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapal, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.675
Café de Eleta	Hidro Candela	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.540
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.733
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.340
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1	0.400
				2.688

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 226 MW, de la cual un 26.55% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 73.45 % restante a plantas térmicas.

El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

El Cuadro 3. 9 detalla las plantas del ACP

CUADRO 3. 9 AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	1	Turbina de Gas	Diesel	9.70
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel	9.70
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel	17.55
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C	37.55
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C	37.55
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C	1.40
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C	1.40
Gatún	1	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica		5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica		5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica		5.00
Madden	1	Hidroeléctrica		12.00
Madden	2	Hidroeléctrica		12.00
Madden	3	Hidroeléctrica		12.00
			Σ	226

	Σ	%
Hidroeléctrica	60.00	26.55
Termoeléctrica	166.03	73.45

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 4

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza de los combustibles fósiles) o cambios en el ámbito nacional (sequias muy prolongadas). Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

POTENCIAL ENERGÉTICO

POTENCIAL EÓLICO

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual se puede utilizar para mover directamente una bomba de agua, o bien para generar electricidad a través un generador eléctrico. Existen turbinas de muchos tamaños, con innumerables especificaciones para diferentes entornos. Las de mayor tamaño están destinadas principalmente a granjas eólicas marinas. En los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha evolucionado drásticamente y sus costos se han hecho competitivos con las tecnologías convencionales.

La SNE ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 2 GW, siendo la provincia de Coclé dominante en este

aspecto con el 39% del potencial eólico identificado.

En la actualidad se cuenta con 26 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 9 licencias para la construcción y explotación de este recurso. Las empresas Fersa Panamá, S.A. (2 parques) con 330 MW, UEP Penonomé I, S.A. (1 parque) con 55 MW, UEP Penonomé II, S.A. (4 parques) con 280.8 MW, y Helium Energy Panamá, S.A. (2 parques) con 200 MW.

De igual manera se tienen 17 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación.

A finales del año 2013, se dieron los primeros aportes de energía eólica debido a la instalación del Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW y aportó al sistema 113.18 GWh en el año 2014. El parque se encuentra en período de pruebas y se espera que a mediados de año 2015 entre en operación comercial.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema. Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

POTENCIAL SOLAR

Las tecnologías más desarrolladas utilizando la irradiación solar son: la fotovoltaica y la de concentración solar. Las celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se pueden utilizar en conexión con la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

En las centrales de concentración, la radiación solar calienta un fluido, que a su vez mueve una máquina térmica y un generador eléctrico. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas. Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar.

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo la tecnología fotovoltaica, única tecnología desarrollada hasta el momento en Panamá, ha

experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación. Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de más 1 GW, y de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 47 % con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 69 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 21 licencias para la construcción y explotación de este recurso. La totalidad de los proyectos identificados suman 1169 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor potencial de energía eólica, con 34 proyectos identificados, totalizando 549.34 MW, además Chiriquí (20 proyectos) con 337.53 MW, Herrera (3 proyectos) con 21 MW, Los Santos (2 proyectos) con 18 MW, Panamá (7 proyectos) con 105 MW y Veraguas (3 proyectos) con 138 MW, completan los parques identificados.

En la actualidad la Empresa de Generación Eléctrica, S.A., cuenta con el primer parque solar de Panamá, Parque Solar Sarigua con 2.4 MW, el cual se encuentra fuera desde noviembre de 2014, debido a un daño en uno de sus equipos. Se espera que a mediados de 2015 restablezca operaciones.

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

La turbina hidráulica es una tecnología madura, y se ve evidenciado en que es la tecnología mayormente utilizada en la actualidad para el aprovechamiento del potencial del movimiento de las aguas. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua. Existen distintos tipos de turbinas.

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día. Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que la complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el mayor recurso con que cuenta el país, según datos de la

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 38 concesiones otorgadas y 33 en trámite, de los cueles suman 690.60 MW y 257.47 MW, respectivamente. Además se tienen 1561.63 MW instalados. Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

POTENCIAL TÉRMICO

TURBA

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeáceas sagitaria, rizoforo, en transición), cerca de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km2 con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el Cuadro 4. 1 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

CUADRO 4. 1 RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE LA TURBA.

Caracteristicas	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm^3 (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 ºF Tin condiciones reductoras 2310 ºF Tin condiciones de oxidación 2640 ºF fluido condiciones reductoras 2670 ºF condiciones de oxidación

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

COMBUSTIBLES FÓSILES

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles. Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas térmicas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

BIOGAS

El biogas es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

La empresa URBALIA S.A., administradora del relleno en Cerro Patacón, tienen previsto generar energía por medio de biogas que son generados por los residuos sólidos que provienen del distrito de Panamá, San Miguelito y Arraiján, el cual tiene la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), para llevar a cabo la construcción de la planta de electricidad, que tendrá capacidad para generar entre 8.2 MW.

SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

PROYECTOS EÓLICOS

En el primer semestre de 2015, se están incorporando al SIN, 4 parques eólicos propiedad de la empresa UEP Penonomé II, S.A (Nuevo Chagres, Rosa de los Vientos, Portobelo-Ballestillas y Marañón), los cuales cuentan con contratos de suministro de energía con las empresas distribuidoras, producto de la licitación para la Contratación de Suministro de Energía Eólica de Largo Plazo realizada en el año 2011.

En diciembre de 2013, se realizó la segunda licitación para la Contratación del Suministro de Energía para Centrales de Generación Eólica, donde resultaron adjudicadas tres empresas UEP Penonomé II, S.A, Fersa Panamá, S.A. y Natura Energy Corporation, por un período de quince (15) años, a partir del 1º de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2033.

A la fecha, se han dado avances importantes de proyectos eólicos, los cuales cuentan con viabilidad de acceso a la red de transmisión aprobados. Estos proyectos son: Parque Eólico Penonomé II (Rosa de los Vientos, Nuevo Chagres, Portobelo-Ballestillas y Marañón) 215 MW, Proyecto Eólico Toabré 225 MW, Proyecto Eólico Antón 105 MW, Proyecto Eólico Viento Sur 150 MW, Proyecto Eólico Escudero 50 MW, ubicados en las provincias de Coclé y Veraguas.

El interés mostrado por parte de inversionistas ha venido en aumento debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, hecho que se refleja en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En el Cuadro 4. 2 se presenta un listado de estos proyectos.

CUADRO 4. 2 PROYECTOS EÓLICOS CON LICENCIAS DEFINITIVAS Y PROVISIONALES

Empresa	Nombre del Proyecto	MW	Costo de Construcción $/KW	Provincia
Luz Eólica de Panamá, S.A.	Quijada del Diablo	150	2100	Chiriquí
Sociedad Eólica de Panamá, S.A.	Boquete	100	2100	Chiriquí
Energía Eólica Roanna	Roanna	24	2100	Chiriquí
Energia Verde, S.A.	Parque Eólico Chimenea	19.8	2100	Chiriquí
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Hornitos	34.5	2100	Chiriquí
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	80	2100	Coclé
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	74	2100	Coclé
WDP Panamá. S.A.	La Candelaria	10	2100	Los Santos
Unión Eólica Panameña, S.A.,	La Miel	25.5	2100	Los Santos
EU Coprporation S.A.	El Aguila	200	2100	Panamá
Innovent Central America, S.A.	Cerro Jefe	52	2100	Panamá
Natura Energy Corporation	Las Margaritas	50	2100	Panamá
Innovent Central America, S.A.	Los Manglares	136	2100	Panamá
Unión Eólica Panameña, S.A.	Cerro Azul	40.8	2100	Panamá
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	105	2100	Veraguas
Centroamericana de Renovables, S.A.	Veraguas I	91	2100	Veraguas
Santa Fe Energy, S.A.	La Vikinga	27	2100	Veraguas
Fersa Panamá, S.A.	Toabre	225	2450	Coclé
Fersa Panamá, S.A.	Antón	105	2450	Coclé
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Fase I	55	2000	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	2000	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Portobelo	47.5	2000	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	La Rosa de los Vientos	102	2000	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres	113.8	2000	Coclé
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	150	2100	Veraguas
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	50	2100	Veraguas
	Σ	2085		

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Actualmente, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A., desarrolló el primer plantel fotovoltaico que se integrará a la matriz energética nacional. El mismo cuenta con una potencia inicial instalada de 2.4 MW. Este proyecto se ubicará en la zona central del país, específicamente en el distrito de Parita, provincia de Herrera.

En la actualidad se cuenta con 21 licencias para la construcción y explotación de este recurso y con viabilidades de conexión aprobadas para estos parques solares. Además se cuenta con 48 parques con licencias provisionales.

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En el Cuadro 4. 3 se presenta un listado de estos proyectos.

CUADRO 4. 3 PROYECTOS FOTOVOLTAICOS CON LICENCIAS DEFINITIVAS Y EN TRAMITÉ

Empresa	Nombre del Proyecto	MW	Costo de Construcción $/KW	Provincia
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.1	1,900.00	Panamá
Azucarera Nacional, S.A.	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	1,900.00	Coclé
Agua Dulce Solar, Inc	Agua Dulce Solar	16.6	2,000.38	Coclé
Avanzalia Panamá, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Penonomé	120	1,900.00	Coclé
Bosque Solares de Coclé, S.A.	Bosquees Solares de Coclé	8.3	1,879.20	Coclé
Bosque Solares de Penonomé, Inc.	Bosque Solares de Penonomé	8.3	2,005.40	Coclé
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	9.99	1,841.84	Coclé
Enel Fortuna, S.A.	Chiriquí	9	1,900.00	Chiriquí
Green Electric, S.A.	La Mata	10	1,900.00	Veraguas
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	9.99	1,841.84	Coclé
Panama Solar Energy Providers Inc.	Campo Solar Tocumen	45	1,910.00	Panamá
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	9.9	2,172.96	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Progreso	49.5	3,074.40	Chiriquí
Solar Azuero Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Los Angeles	9.522	1,909.47	Los Santos
Solar Cocle Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Coclé	8.99	2,015.56	Coclé
Solar Panamá Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Paris	8.99	1,841.40	Herrera
Solar XXI, S.A.	Solar XXI	40	2,340.00	Chiriquí
Tecnisol III, S.A.	Ikako II	10	1,430.00	Chiriquí
Tecnisol IV, S.A.	Ikako III	10	1,430.00	Chiriquí
Tecnisol I, S.A.	Ikako	10	1,430.00	Chiriquí
Tecnisol II, S.A.	Ikako I	10	1,430.00	Chiriquí
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica Llano Sánchez	9.99	1,900.00	Coclé
Bajo Frio PV, S.A.	Proyecto Solar Bajo Frio	19.95	1,900.00	Chiriquí
Clean Energy Solution Corp.	Parque Solar JH	10	1,900.00	Coclé
Compañía Solar de Panamá	Scott Solar	77	1,900.00	Coclé
El Higo Investment, S.A.	El Higo I	10	1,900.00	Chiriquí
Empresa de Produccion de Energia Limpia, S.A. (EPEL)	Campo Solar Santiago	88	1,900.00	Veraguas
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Bugaba	3	1,795.92	Chiriquí
Farrallon Solar 2, S.A.	Farrallon Solar 2	9.96	1,900.00	Coclé
Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Granja Solar Camarones	20	1,900.00	Panamá
FRV Solar Panamá, S de RL	FRV Progreso	36	1,900.00	Chiriquí
Gallegos Solar, S.A.	Los Gallegos	0.9	2,110.00	Coclé
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica El Macano	4	1,900.00	Herrera
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica La Salamanca	8	1,900.00	Herrera
I Power Corp.	Parque Solar San Enrique	10	1,900.00	Panamá
Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	10	1,900.00	Coclé
Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	9.99	1,840.00	Coclé
Keira Development, Inc.	Central Fotovoltaica Chumical 1	40	1,900.00	Veraguas
Llano Sanchez Solar Power Cuatro, S.A.	Vista Alegre	9.99	1,840.00	Coclé
Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Milton Solar	9.99	1,840.00	Coclé
Llano Sanchez Solar Power Tres, S.A.	Sol Real	9.99	1,840.00	Coclé
Luz Energy International Corp.	Planta Solar Agua Fría	10	1,900.00	Coclé
Neoen Panamá, S.A.	Neoen - Chiriquí	30	1,900.00	Chiriquí
Panamá Generation Solar	El Estero	13.6	1,900.00	Coclé
Panamá Solar 1, S.A.	El Roble	18	1,900.00	Coclé
Panamá Solar 2, S.A.	Pocrí	16	1,900.00	Coclé
Panameña de Energía Solar II, Inc.	Panameña de Energía Solar II	9.9	1,900.00	Coclé
Panameña de Energía Solar III, Inc.	Panameña de Energía Solar III	9.9	1,900.00	Coclé
Panameña de Energía Solar IV, Inc.	Panameña de Energía Solar IV	9.9	1,900.00	Coclé
Panameña de Energía Solar V, Inc.	Panameña de Energía Solar V	9.9	1,900.00	Coclé
Panameña de Energía Solar VI, Inc.	Panameña de Energía Solar VI	9.9	1,900.00	Coclé
Photovoltaics Investment, Corp.	Photovoltaics Investment, Corp.	10	1,900.00	Chiriquí
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20MW	19.99	1,820.00	Chiriquí
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.5	1,900.00	Los Santos
Río Chico Solor Power	Pedregalito Solar I	5	1,900.00	Chiriquí
San Carlos Solar, S.A.	El Higo II	10	1,900.00	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Los Llanos	59.4	3,074.40	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Boquerón	19.8	3,074.40	Chiriquí
SDR Energy Panamá, S.A.	Mata de Nance	19.8	3,074.40	Chiriquí
Sol Real Istmo, S.A.	Sol de David	9.99	1,840.00	Chiriquí
Sol Real Uno, S.A.	Generadora Solar Caldera	5.5	1,900.00	Chiriquí
Sol Real Uno, S.A.	Estrella Solar	5	980.00	Coclé
Solar Energy World Corporation, S.A.	Parque Solar Fotovoltaico Anton	5	1,900.00	Coclé
Solar Green, S.A.	Planta Solar el Coco	10	1,600.00	Coclé
Solar Sur, S.A.	Solar Sur I	10	1,900.00	Panamá
Solar West, S.A.	Solar West I	10	1,900.00	Chiriquí
Solpac Investment, S.A.	Pacora II	10	1,900.00	Panamá
Solpacora, S.A.	Pacora I	10	1,900.00	Panamá
Town Center Eventos, Inc	Playa Blanca Solar	2	1,900.00	Coclé
		Σ 1169		

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

TURBA

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto. Además dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen considerados aquellos proyectos que mantienen esta situación.

El Cuadro 4.4 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización del Plan Indicativo de Generación 2015.

CUADRO 4. 4 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CONSIDERADOS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Energía Anual Promedio GWh	Costo Fijo O&M $/KW-Año	Costo de Construcción $/KW
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Filo de Agua	31.80	22.22	156.00	25.00	4351.17
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Filo de Agua	2.10	2.10	18.40	30.00	2249.67
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Filo de Agua	27.90	8.05	127.48	30.00	2249.67
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Filo de Agua	27.90	8.05	127.48	30.00	2249.67
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Filo de Agua	14.40	3.17	55.78	30.00	3019.66
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Filo de Agua	10.30	2.54	40.20	40.00	4466.02
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Filo de Agua	28.49	11.57	131.08	25.00	3922.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Filo de Agua	0.58	0.58	3.00	25.00	2000.00
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Filo de Agua	1.73	1.73	8.94	25.00	2000.00
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Filo de Agua	8.88	3.35	45.00	56.00	3716.22
Hidronorth Corp.	La Huaca	Filo de Agua	11.62	0.17	44.40	64.00	3614.46
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	Filo de Agua	5.86	1.36	28.96	160.00	4503.14
Electron Investment	Pando	Filo de Agua	32.90	25.13	170.80	23.35	2992.31
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Filo de Agua	5.00	1.95	33.11	80.00	3288.89
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Filo de Agua	17.30	1.28	57.94	31.25	2022.65
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Filo de Agua	15.25	5.64	64.14	30.00	3500.00
Generadora del Istmo S.A.	Cuesta de Piedra	Filo de Agua	4.78	0.83	23.13	80.00	5862.65
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Filo de Agua	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.92
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	Filo de Agua	5.20	1.03	20.70	160.00	3532.79
Aht,S.A.	Los Trancos	Filo de Agua	0.80	0.26	4.00	175.00	5000.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Filo de Agua	4.50	2.55	33.30	80.00	3500.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Filo de Agua	8.80	2.12	46.23	75.00	3068.18
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	Filo de Agua	4.10	1.23	21.19	80.00	3288.89
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Filo de Agua	9.00	2.70	38.63	55.00	3288.89
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Filo de Agua	9.90	2.43	43.30	75.00	3949.49
Caldera Power Inc.	Caldera	Filo de Agua	6.10	1.83	15.90	75.00	2390.75
Hidro Burica, S.A.	Burica	Filo de Agua	63.10	22.31	279.70	25.00	3169.57
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Filo de Agua	6.45	1.94	33.34	75.00	3288.89
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Filo de Agua	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.82
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Filo de Agua	28.35	8.51	91.97	25.00	3700.00
AHB, S.A.	Guayabito	Filo de Agua	0.90	0.36	6.00	156.00	4444.44
Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	Potrerillos	Filo de Agua	4.17	1.25	27.21	80.00	3115.26
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	Filo de Agua	20.00	1.07	60.83	41.21	5250.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Filo de Agua	7.80	7.40	24.80	125.00	3839.50
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	Filo de Agua	9.50	2.85	44.40	55.00	3116.51
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	Filo de Agua	13.79	4.14	46.34	40.00	3040.80
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II	Embalse	223.88	161.01	1120.00	12.50	5965.15
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	Filo de Agua	34.50	11.90	148.50	25.00	3677.07
Rìo Power, S.A.	Cerro Viejo	Filo de Agua	4.00	1.20	18.00	80.00	3500.00
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Filo de Agua	6.10	1.83	26.40	75.00	3594.77
Hidro Occidente, S.A	El Remance	Filo de Agua	8.00	2.40	38.00	55.00	3500.00
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	Filo de Agua	40.00	4.27	137.56	39.71	4750.00
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	Filo de Agua	20.00	4.48	68.27	41.21	3850.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Filo de Agua	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66
9 Power, S.A.	La Palma	Filo de Agua	3.00	0.24	9.51	80.00	3288.89
Natural Power & Resources, S.A.	Cañazas	Filo de Agua	5.94	0.68	27.17	75.00	3288.89
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	Filo de Agua	10.00	3.00	49.30	120.00	3800.00
Mifta Power, Inc.	Santa María	Filo de Agua	26.00	12.54	111.50	25.00	3700.00
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	Filo de Agua	7.62	1.03	39.09	31.25	3018.37
		Σ	729	374	3823	62	3474

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la confiabilidad y estabilidad del sistema. El Cuadro 4. 5 y Cuadro 4. 6 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

CUADRO 4. 5 PROYECTOS TÉRMICOS CANDIDATOS IDENTIFICADOS

Nombre	Capacidad Instalada MW	Rendimiento		Combustible Utilizado	Costo de O & M		Costo de Construcción $/kW
					Fijo $/kW-Año	Variable $/MWh	
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	56.9226	Gal/MWh	Bunker C		12.00	826.22
Termoeléctrica Energyst (PM1360)	19.68	71.38	Gal/MWh	Diesel	206.16	245.90	370.81
Termoeléctrica Energyst (XQC1600)	47.74	66.51	Gal/MWh	Diesel	206.16	245.90	370.81
IEP PANAMÁ UNO	102.60	63.8275	Gal/MWh	Diesel	52.50	2.50	747.56
Jinro Power	57.80	55.2417	Gal/MWh	Bunker C	26.47	8.97	1211.07
Atlantic Gateway Project (WARTSILA VASA 18V32)	82.50	71.8065	Gal/MWh	Bunker C	59.00	16.54	642.00
Atlantic Gateway Project (WARTSILA VASA 18V32)	9.40	71.6545	Gal/MWh	Bunker C	59.00	16.54	642.00
Amp. Panam	49.50	57.4644	Gal/MWh	Bunker C	7.00	12.00	1111.11
Bocatérmica	330.00	0.4102	Ton/MWh	Carbón	52.67	40.00	4442.24
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274.00	0.36	Ton/MWh	Carbón			

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

CUADRO 4. 6 PROYECTOS TÉRMICOS CANDIDATOS GENÉRICOS

Proyectos de Expansión	Capacidad Instalada MW	Rendimiento		Combustible Utilizado	Costo de O & M		Costo de Construcción $/kW	Programa de Inversión (%) Años de Construcción					Números de meses		
					Fijo $/kW-Año	Variable $/MWh		-5	-4	-3	-2	-1	Pre-inversión	Construcción	Total
Carbón	150	0.40	Ton/MWh	Carbón	54.2	4.5	3550.0		1.5	42.1	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	200	0.38	Ton/MWh	Carbón	49.2	3.9	3500.0	0.1	1.5	42	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	250	0.36	Ton/MWh	Carbón	47.3	3.5	3300.0	0.1	1.5	42	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	400	0.32	Ton/MWh	Carbón	38.0	2.8	3000.0	0.1	11.1	60	24.3	4.5	12	45	57
Carbón	500	0.30	Ton/MWh	Carbón	29.0	2.2	3000.0	0.1	11.1	60	24.3	4.5	12	45	57
Ciclo Combinado (Gas)	150	278.55	m^3/MWh	Gas Natural	18.6	3.5	1200.0			0.1	81.1	18.8	12	24	36
Ciclo Combinado (Gas)	200	264.52	m^3/MWh	Gas Natural	17.3	3.3	1100.0		0	2.3	78.9	18.8	12	27	39
Ciclo Combinado (Gas)	250	258.85	m^3/MWh	Gas Natural	16.3	3.1	1050.0		0.1	7.7	71.8	20.5	12	30	42
Ciclo Combinado (Diesel)	150	57.97	Gal/MWh	Diesel	16.6	3.1	1150.0			1.6	78.9	19.1	12	27	39
Ciclo Combinado (Diesel)	250	54.35	Gal/MWh	Diesel	14.5	2.8	1000.0		0.1	7.7	71.8	20.5	12	30	42
Motor de Media Velocidad	50	57.00	Gal/MWh	Búnker C	60.0	7.5	1000.0			0.1	51.1	48.8	12	20	32
Motor de Media Velocidad	100	55.05	Gal/MWh	Búnker C	47.5	6.2	1000.0		0	4.4	85.5	10	12	27	39
Turbina de Gas (Gas)	50	338.57	m^3/MWh	Gas Natural	14.5	2.5	700.0				0	100	6	10	16
Turbina de Gas (Gas)	100	277.80	m^3/MWh	Gas Natural	11.5	3.9	650.0				0.1	99.9	6	12	18
Turbina de Gas (Diesel)	100	66.00	Gal/MWh	Diesel	21.0	3.0	700.0				0.1	99.9	6	10	16

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

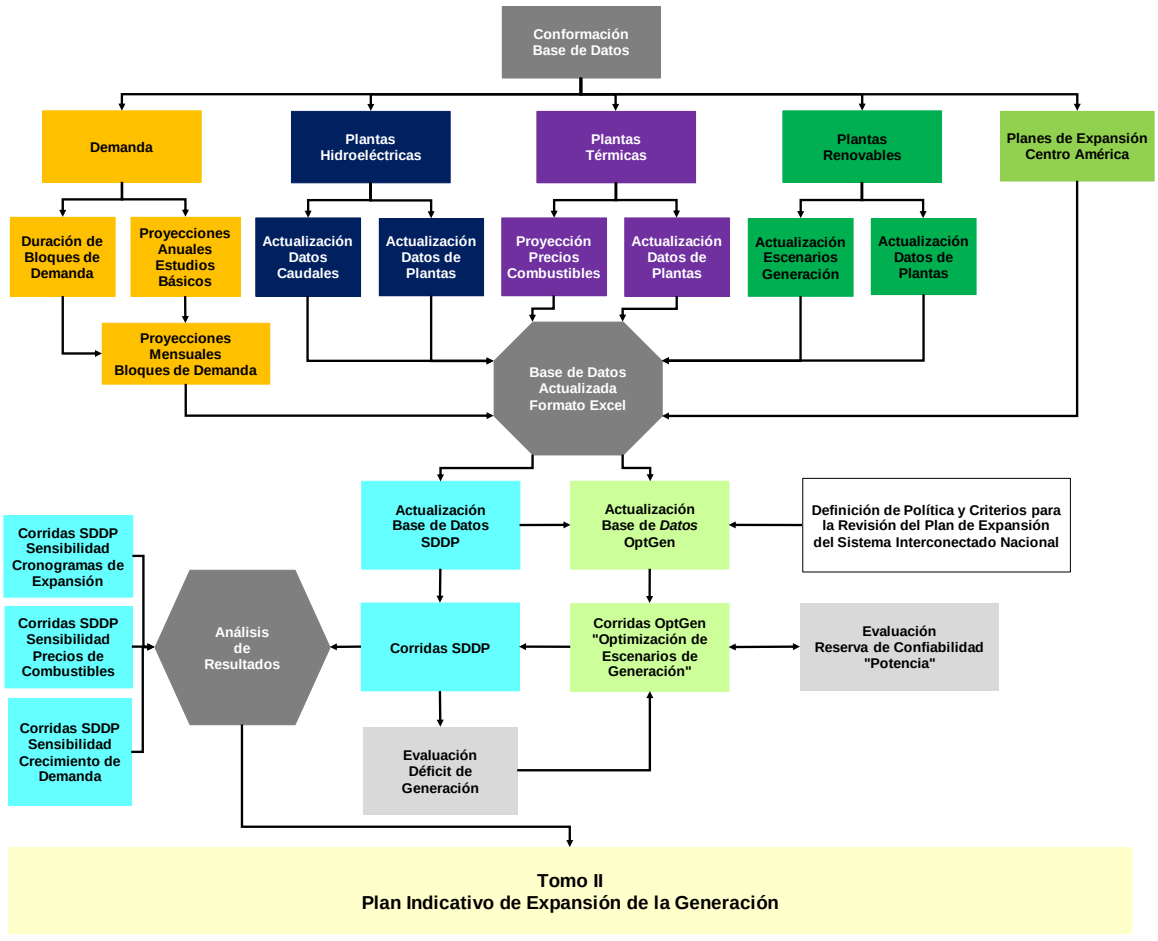
CAPITULO 5

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.

La Gráfico 5. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

GRÁFICO 5. 1 METODOLOGÍA GENERAL DE REALIZACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en enero de 2015.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas* para validar y ajustar los planes de expansión.

HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

OPTGEN-SDDP versión 7.0.6 Beta, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 12.0.7. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

PERÍODO DE ESTUDIO

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2015-2029, con un año de extensión. El período 2015-2018 es fijo y no está sujeto a optimización.

HIDROLOGÍA

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

DEMANDA

Se utilizaron dos escenarios de demanda. (1) El escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.48 % en energía 5.45 % en potencia; y (2) el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.65% y 5.86%. (Ver Capitulo 2).

Bloques de demanda

Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 2.97%
- Demanda Alta: 19.05%
- Demanda Media: 25.6%
- Demanda Baja: 20.24%
- Demanda Mínima: 32.14%.

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.

(Ver Capitulo 3).

PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS.

(Ver Capitulo 4)

SIMULACIONES

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En el Cuadro 5. 1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los

límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

CUADRO 5. 1 PARÁMETROS DE LAS CORRIDAS SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá Costa Rica Nicaragua Honduras El Salvador Guatemala
Objetivo del Estudio	Politica Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sinteticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinamica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2015
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	50
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.

CUADRO 5. 2 PLAN DE EXPANSIÓN DE COSTA RICA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Torito	Hidroeléctrica	50.00
2015	Orosí	Eólico	50.00
2015	Cachí	Hidroeléctrica	(105.00)
2015	Cachí 2	Hidroeléctrica	158.20
2015	TilaWind	Eólico	20.00
2015	Bijagua (CoopG)	Hidroeléctrica	18.00
2015	Chucás	Hidroeléctrica	50.00
2015	Río Macho	Hidroeléctrica	(120.00)
2015	Río Macho 2	Hidroeléctrica	140.00
2016	Campos Azules	Eólico	20.00
2016	Reventazón Minicentral	Hidroeléctrica	13.50
2016	Reventazón	Hidroeléctrica	292.00
2016	La Joya 2	Hidroeléctrica	64.00
2016	La Joya	Hidroeléctrica	(50.00)
2016	Altamira	Eólico	20.00
2016	Vientos de Miramar	Eólico	20.00
2016	Vientos de la Perla	Eólico	20.00
2017	Consuelo	Hidroeléctrica	14.00
2017	Eólico Cap1 Conc 2	Eólico	20.00
2017	La Esperanza Atirro	Hidroeléctrica	3.00
2017	Hidro Cap1 Conc 2	Hidroeléctrica	50.00
2017	Monte Verde 2	Hidroeléctrica	5.00
2017	Capulín	Hidroeléctrica	48.70
2017	Moín 1	Bunker	(19.50)
2019	Pailas 2	Geotérmica	55.00
2021	Turbina Proy 1	Diésel	80.00
2022	Turbina Proy 2	Diésel	80.00
2024	Borinquen 1	Geotérmica	55.00
2025	Diquís	Hidroeléctrica	623.00
2025	Diquís Minicentral	Hidroeléctrica	27.00

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 3 PLAN DE EXPANSIÓN DE EL SALVADOR

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Amp Ing. El Ángel	Biomasa	21.00
2015	Amp Ing. Chaparrastique	Biomasa	55.00
2015	H-Xacbal	Hidroeléctrica	30.00
2015	Fotovoltaico 15 de Septiembre	Solar	14.20
2016	Optimización Ahuachapán	Geotérmica	6.00
2016	C H 5 de Noviembre Ampliación	Hidroeléctrica	80.00
2016	Ingenio El Ángel	Biomasa	35.00
2017	FV Zona Oriental	Solar	60.00
2017	Berlín V-1	Geotérmica	6.00
2017	CH El Chaparral	Hidroeléctrica	65.70
2017	Eólico Matapán	Eólico	42.00
2017	Fotovoltaico Cerrón Grande	Solar	8.00
2018	Motores a GN	Gas Natural	380.00
2018	Ingenio Central Izalco	Biomasa	15.00
2019	Berlín V-2	Geotérmica	30.00
2019	Chinameca	Geotérmica	30.00
2023	CH El Cimarrón	Hidroeléctrica	261.00

Fuente: GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2014

CUADRO 5. 4 PLAN DE EXPANSIÓN DE GUATEMALA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN									
NOMBRE	Fuente	Potencia (MW)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7
GEO I	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
GEO II	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
GEO III	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
HIDRO-ALTV II	Hidroeléctrica	19.00	2020					2028	
HIDRO-ALTV III	Hidroeléctrica	63.00	2019				2018	2027	
HIDRO-ALTV IV	Hidroeléctrica	56.00		2015	2015	2015	2015	2026	2015
HIDRO-ALTV V	Hidroeléctrica	60.00				2028	2026		
HIDRO-ALTV VI	Hidroeléctrica	26.00			2014				2023
HIDRO-ALTV VII	Hidroeléctrica	21.00			2025	2025		2014	
HIDRO-ALTV VIII	Hidroeléctrica	111.00	2022			2025			
HIDRO-ALTV IX	Hidroeléctrica	163.00	2027	2023	2021		2028		2025
HIDRO-ALTV X	Hidroeléctrica	25.00		2014		2028			
HIDRO-ALTV XI	Hidroeléctrica	67.00							2023
HIDRO-ALTV XII	Hidroeléctrica	181.00							2027
HIDRO-BAJV I	Hidroeléctrica	32.00						2018	2021
HIDRO-BAJV II	Hidroeléctrica	78.00					2025		
HIDRO-CHIQ I	Hidroeléctrica	59.00	2023	2024	2023	2025	2023		
HIDRO-CHIQ II	Hidroeléctrica	57.00							
HIDRO-CHIQ III	Hidroeléctrica	27.00	2025		2021			2021	2020
HIDRO-CHIQ IV	Hidroeléctrica	120.00	2028	2021	2025				
HIDRO-PROG I	Hidroeléctrica	93.00							2027
HIDRO-QUIC I	Hidroeléctrica	41.00	2028					2019	
HIDRO-QUIC II	Hidroeléctrica	90.00			2016		2016		2019
HIDRO-QUIC III	Hidroeléctrica	43.00	2018	2018				2020	2021
HIDRO-QUIC IV	Hidroeléctrica	57.00			2014				2014
HIDRO-QUIC V	Hidroeléctrica	36.00	2020		2021		2021		
HIDRO-QUIC VI	Hidroeléctrica	140.00			2027				2025
HIDRO-QUIC VII	Hidroeléctrica	90.00		2022	2023				2015
HIDRO-ESCU I	Hidroeléctrica	28.00	2017	2022		2024			2018
HIDRO-GUAT I	Hidroeléctrica	50.00		2016	2016	2023	2017	2016	
HIDRO-HUEH I	Hidroeléctrica	198.00	2023			2022	2021		
HIDRO-HUEH II	Hidroeléctrica	114.00	2026	2020	2018		2023		
HIDRO-HUEH III	Hidroeléctrica	23.00		2014			2014		
HIDRO-HUEH IV	Hidroeléctrica	152.00				2025			
HIDRO-HUEH V	Hidroeléctrica	74.00				2024		2026	
HIDRO-IZAB I	Hidroeléctrica	11.00				2021		2021	2022
HIDRO-QUET I	Hidroeléctrica	35.00	2026	2027			2019		
HIDRO-QUET II	Hidroeléctrica	35.00						2019	2027
HIDRO-RETA I	Hidroeléctrica	25.00	2024			2024			
HIDRO-SNMA I	Hidroeléctrica	17.00	2018			2017			
HIDRO-SNMA II	Hidroeléctrica	31.00	2018	2018					2018
HIDRO-SNMA III	Hidroeléctrica	98.00	2024	2026	2023				
HIDRO-SNMA IV	Hidroeléctrica	75.00	2020	2020	2020			2020	2022
HIDRO-SNMA V	Hidroeléctrica	46.00						2027	2027
HIDRO-SNMA VI	Hidroeléctrica	150.00				2022	2024		2024
HIDRO-SNMA VII	Hidroeléctrica	40.00	2018	2018		2018	2018		
HIDRO-SNRO I	Hidroeléctrica	84.00	2022	2022	2022		2022	2028	2022
HIDRO-ZACP I	Hidroeléctrica	32.00		2016				2015	2026
GAS NATURAL I	Gas Natural	150.00		2015	2015				2015
HIBRIDO I	Bagazo - Carbón	100.00	2015						2021
HIBRIDO II	Bagazo - Carbón	100.00	2028		2018				2027
HIBRIDO III	Bagazo - Carbón	100.00	2018		2026				2028
Escenario 1	Biomasa - Carbón								
Escenario 2	Gas Natural								
Escenario 3	No Geotérmicas								
Escenario 4	Todos los Recursos								
Escenario 5	Exportaciones								
Escenario 6	Eficiencia Energética								
Escenario 7	Tendencias y Demanda Alta								

Fuente: GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2014

En el sistema de Guatemala se consideró el escenario de expansión 2.

CUADRO 5. 5 PLAN DE EXPANSIÓN DE HONDURAS

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Ampliación de Mesoamérica	Eólico	24.00
2015	Vientos de San Marcos	Eólico	49.50
2015	Quilio (privado)	Hidroeléctrica	0.69
2015	Puringla Sazagua	Hidroeléctrica	7.32
2015	Ojo de Agua	Hidroeléctrica	22.50
2015	San Alejo	Hidroeléctrica	2.10
2015	Zinguizapa	Hidroeléctrica	2.75
2015	Pencaligue	Hidroeléctrica	23.20
2015	Ojo de Agua Fase II (La Olanchar	Hidroeléctrica	3.00
2015	Río Betulia	Hidroeléctrica	5.55
2015	Río Pataste	Hidroeléctrica	1.00
2015	Los Planes Fase 1	Hidroeléctrica	4.00
2015	Los Planes Fase 2	Hidroeléctrica	2.00
2015	Green Energy	Biomasa	35.00
2015	Bioenergía R4E Puerto Cortés	Biomasa	1.56
2015	Caracol Knits	Biomasa	18.00
2015	Biomasa Merendón	Biomasa	18.00
2015	Ampliación de Tres Valles	Biomasa	7.50
2015	Proyectos solares	Solar	300.00
2016	Ampliación Vientos de San Marcc	Eólico	12.00
2016	VETASA Búnker (Alsthom y Sulze	Búnker	35.00
2016	BECOSA	Carbón/Coque	90.00
2016	Chinchayote (Grupo Terra)	Eólico	45.00
2016	Los Tablones / San Juan Ojojona	Eólico	40.00
2016	Churune	Hidroeléctrica	3.25
2016	Río Verde	Hidroeléctrica	8.20
2016	Rio Betulia	Hidroeléctrica	3.62
2016	Río Frío (Sesecapa)	Hidroeléctrica	3.40
2016	Platanares	Geotérmica	12.00
2016	Hidro Xacbal	Hidroeléctrica	45.00
2016	Jícaro I	Hidroeléctrica	7.50
2016	El Zapote	Hidroeléctrica	6.30
2016	Bioenergía R4E Choloma	Biomasa	1.56
2016	Jaremar	Biomasa	0.48
2016	Nacional de Ingenieros*	Diesel	(20.00)
2016	Elcosa*	Búnker	(80.00)
2016	Ampliación Lufussa 1*	Búnker	(33.50)

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 6 PLAN DE EXPANSIÓN DE HONDURAS. (CONTINUACIÓN)

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	Alao primera etapa	Hidroeléctrica	8.60
2017	Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.10
2017	La Entrada Fase 1	Hidroeléctrica	14.80
2017	Zompopero	Hidroeléctrica	14.98
2017	Jícaro II	Hidroeléctrica	14.90
2017	Naranjito	Hidroeléctrica	48.30
2017	Loma Larga	Hidroeléctrica	25.28
2017	HGPC	Biomasa	35.00
2018	Platanares	Geotérmica	23.00
2018	Santa Maria de Quipua	Hidroeléctrica	38.65
2018	Guano-I	Hidroeléctrica	14.80
2018	Jilamito	Hidroeléctrica	14.85
2018	Azacualpita	Hidroeléctrica	18.96
2018	Jaremar Biomasa de Palma Afric	Biomasa	25.00
2018	Geotérmica Azacualpa	Geotérmica	20.00
2018	Geotérmica Pavana	Geotérmica	20.00
2018	Piedras Amarillas	Hidroeléctrica	100.00
2018	Motores de media velocidad	Búnker	700.00
2018	Ceiba	Búnker	(26.60)
2018	Santa Fe	Diesel	(5.00)
2018	La Puerta Hitachi	Diesel	(18.00)
2018	La Puerta General	Diesel	(15.00)
2018	Lufussa 3**	Búnker	(210.00)
2018	Enersa**	Búnker	(200.00)
2018	Ampliación ENERSA**	Búnker	(30.00)
2019	Petacón	Hidroeléctrica	11.89
2019	Las Ventanas	Hidroeléctrica	8.52
2019	El Tornillito	Hidroeléctrica	160.20
2019	Emce 2**	Búnker	(60.00)
2019	Lufussa 2**	Búnker	(80.00)
2020	Turbinas de gas	Diesel	150.00
2020	VETASA	Búnker	(55.00)
2021	Llanitos	Hidroeléctrica	98.00
2021	Tablón	Hidroeléctrica	20.00
2021	Carbón	Carbón	250.00
2022	Jicatuyo	Hidroeléctrica	173.00
2024	La Tarrosa	Hidroeléctrica	150.00
2024	Valencia	Hidroeléctrica	270.00

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 7 PLAN DE EXPANSIÓN DE NICARAGUA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Larreynaga	Hidroeléctrica	17.20
2015	El Diamante	Hidroeléctrica	5.00
2016	Alba Rivas II	Eólico	63.00
2016	Alba Motor (140 MW)	Bunker	140.00
2016	Nicaragua 1	Bunker	(50.00)
2016	Nicaragua 2	Bunker	(50.00)
2017	Montelimar	Biomasa	30.00
2018	Salto Y-Y	Hidroeléctrica	26.00
2018	Casitas	Geotérmica	35.00
2018	CASUR (Ingenio)	Biomasa	24.00
2020	Tumarin	Hidroeléctrica	253.00
2020	El Barro	Hidroeléctrica	32.00
2020	Tipitapa PPA	Bunker	(50.90)
2020	Corinto PPA	Bunker	(68.50)
2020	Censa PPA	Bunker	(57.00)
2021	Boboké	Hidroeléctrica	70.00
2021	Romanicsa	Fotovoltaico	30.00
2021	Telica	Geotérmica	55.00
2023	Casitas	Geotérmica	35.00
2023	Cangiles	Hidroeléctrica	27.20
2024	Copalar Bajo	Hidroeléctrica	150.00
2024	Corriente Lira	Hidroeléctrica	40.00
2026	Hoyo	Geotérmica	50.00
2027	Casitas	Geotérmica	35.00

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CAPITULO 6

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2015 – 2025, y se desarrolla a partir de un escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía. Se analizan tres escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radica en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y una pequeña planta fotovoltaica. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

En el Cuadro 6. 1 se presenta el cronograma de expansión de corto plazo de los escenarios analizados.

CUADRO 6. 1 CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	BioGas	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
	1	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook			0.10					
	1	Capira Und. 6					1.00			
	1	Capira Und. 8 y 9					4.50			
	2	Bonyic	31.80							
	3	Rosa de los Vientos (Etapa 1)		25.00						
	3	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)		50.00						
	3	Estrella del Mar (Barcaza)					72.00			
	4	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1			0.96					
	4	Marañón		17.50						
	4	Portobello Ballestillas (Etapa 1)		15.00						
	5	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)		12.50						
	5	Rosa de los Vientos (Etapa 1)		27.50						
	5	Chitré Und. 3 y 7					4.50			
	6	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10							
2015	6	La Potra (Bajo Frio)	27.90					139.08	2788.81	1577.23
	6	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90							
	6	Chiriquí (San Juan)			9.87					
	6	Rosa de los Vientos (Etapa 2)		37.50						
	7	Rosa de los Vientos (Etapa 2)		12.50						
	8	La Mesa Fase 1			1.00					
	8	Divisa Solar			10.00					
	8	Aggreko Cerro Azul					141.36			
	8	TG1 Subestación Panamá					21.40			
	8	TG2 Subestación Panamá					21.40			
	9	Panamá 2					105.94			
	10	Portobello Ballestillas (Etapa 1)		17.50						
	11	Bugaba 2	5.86							
	12	Las Cruces	14.40							
	12	San Andres	10.30							
	12	Don Felix			9.99					
	1	Baitún G3	0.58							
	1	Bajo de Mina G3	1.73							
	1	Los Planetas 2	8.88							
	1	Atlantic Gateway Project (Kanan)					92.00			
	2	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)		52.50						
	2	Portobello Ballestillas (Etapa 2)		15.00						
	2	Amp. Panam					49.50			
	3	Proyecto Fotovoltaico			9.90					
2016	3	Cerro Patacón				8.20		441.40	3230.21	1724.38
	3	Jinro Power					57.80			
	4	La Huaca	11.62							
	6	Pando	32.90							
	6	Bajo de Totumas	5.00							
	6	Proyecto Fotovoltaico				10.00				
	7	Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49							
	12	El Sindigo	17.30							
	12	Proyecto Fotovoltaico				20.00				
	12	Proyecto Fotovoltaico				20.00				
	1	San Bartolo	15.25							
	3	La Herradura	5.20							
	5	Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)					274*			
	6	Los Trancos	0.80							
	6	Tizingal	4.50							
	8	Chuspa	8.80							
	9	Asturias	4.10							
	10	Río Piedra	9.00							
2017	10	San Andrés II	9.90					301.75	3531.96	1790.10
	11	Caldera	6.10							
	12	Burica	63.10							
	12	Proyecto Fotovoltaico			20.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	12	Proyecto Eólico		105.00						
	1	Ojo de Agua	6.45							
	5	CC GNL 381					381.00			
	10	Santa Maria 82	28.35							
2018	12	Proyecto Fotovoltaico			32.00			607.80	4139.76	1879.14
	12	Proyecto Fotovoltaico			35.00					
	12	Proyecto Fotovoltaico			9.90					
	12	Proyecto Fotovoltaico			10.10					
	12	Proyecto Eólico		105.00						
		Σ	**388**	**493**	**199**	**58**	**352**	**1490**		

Capacidad Instalada Actual = 2649.73 MW

● Retiro de Unidades.

* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

ESCENARIO DE REFERENCIA

De la metodología descrita en el capítulo 5 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de Gas Natural Licuado y Carbón a partir del 2019, cuyo cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en el Cuadro 6. 2.

CUADRO 6. 2 CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	BioGas	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
2019	1	Coal Power I					200.00	200.00	4339.76	1983.94
2020	2	Planta Térmica (Licitación)					400.00	623.88	4963.64	2085.57
	7	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88							
	3	Estrella del Mar (Barcaza)					72.00			
2021	3	Jinro Power					57.80	221.80	4741.84	2188.06
	3	Atlantic Gateway Project (Kanan)					92.00			
2022	1	Los Estrechos	9.50					44.00	4785.84	2298.63
	1	Tabasará II	34.50							
2023	1	Lalin III	20.00					120.00	4905.84	2421.57
	1	Proyecto Fotovoltaico			100.00					
2024	1	Lalin I	20.00					20.00	4925.84	2545.88
2025	1	TGN 200					200.00	200.00	5125.84	2670.29
2026	1	TGN 200					200.00	200.00	5325.84	2807.83
2027	1	Lalin II	40.00					140.00	5465.84	2951.76
	1	Proyecto Eólico		100.00						
2028	1	Carbonera 200 MW					200.00	200.00	5665.84	3096.70
2029	1	TGN 200					200.00	200.00	5865.84	3254.50
		Σ	**348**	**100**	**100**		**1178**	**1726**		
		Capacidad Instalada 2018 = 4139.76 MW								

● Retiro de Unidades.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En este escenario se instalan 3500 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 20.94% corresponden a plantas hidroeléctricas (736 MW), el 52.06% a plantas térmicas (1,831 MW) y 27% lo componen plantas renovables no convencionales, plantas eólicas (593 MW), plantas solares (349 MW) y BioGas. Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados, el resultado sería un total de 5,866 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

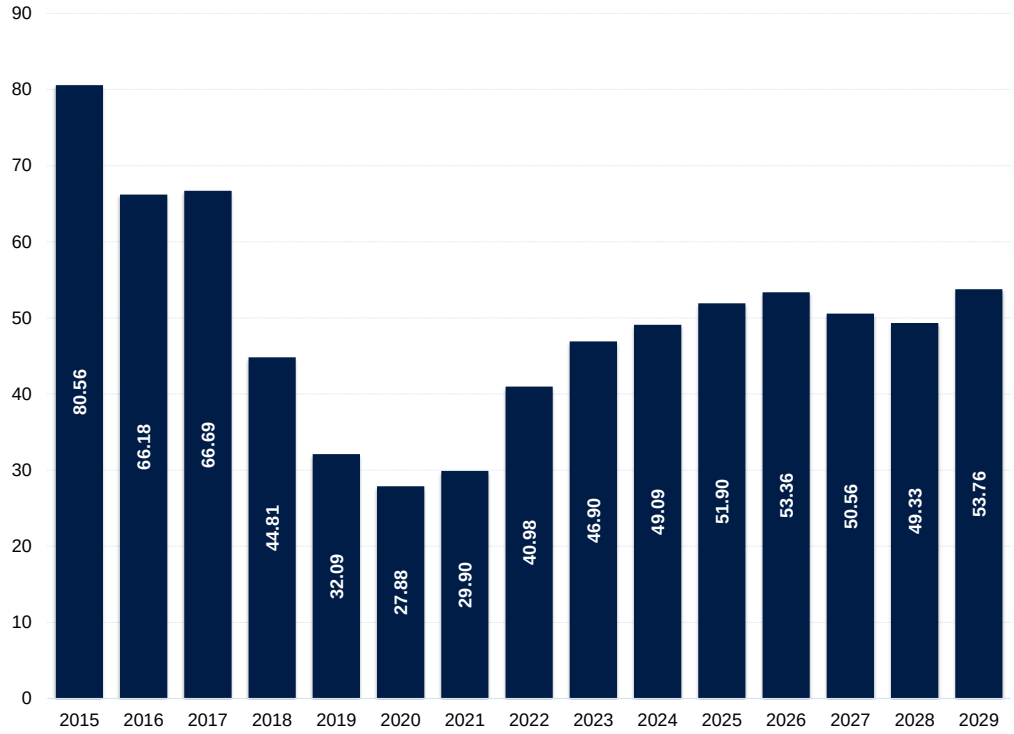
CUADRO 6. 3 COSTOS DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

Costo	Escenario Referencia
Inversión	4520.63
Déficit	0.00
Operativo	919.54
Ambiental	363.36
Total	**5803.53**

El Gráfico 6. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso de Referencia. Mostrando una disminución en promedio anual para el periodo de 2015 - 2021, debido a la gran entrada de proyectos hidroeléctricos y renovables que desplazarían generación a base de combustibles como Diésel y Bunker.

A partir del 2021 el costo marginal del sistema aumenta en promedio un 4% anual, comportamiento que se da debido la disminución de la brecha entre la demanda y la oferta, además del incremento hipotético del precio de los combustibles para esa fecha debido a un crecimiento de la demanda de los mismos.

GRÁFICO 6. 1 COSTO MARGINAL DE DEMANDA DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

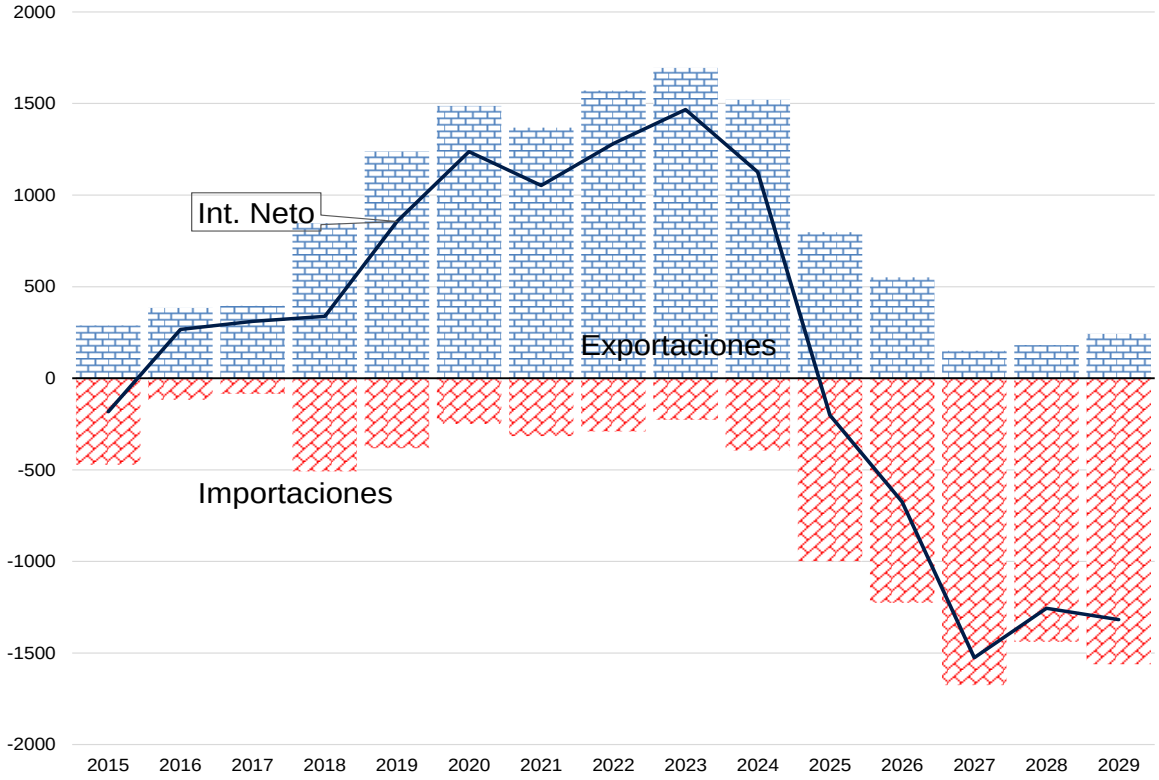


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La entrada de la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300MW y se presentan intercambios promedios de 1500 GWh anuales en el periodo comprendido del 2018 al 2025, como se observa en el Gráfico 6. 2.

Con la entrada de proyectos de gran envergadura en Centro América, como el proyecto Hidroeléctrico Diquis en Costa Rica en el 2025, Panamá pudiese aprovechar esta energía a precios competitivos.

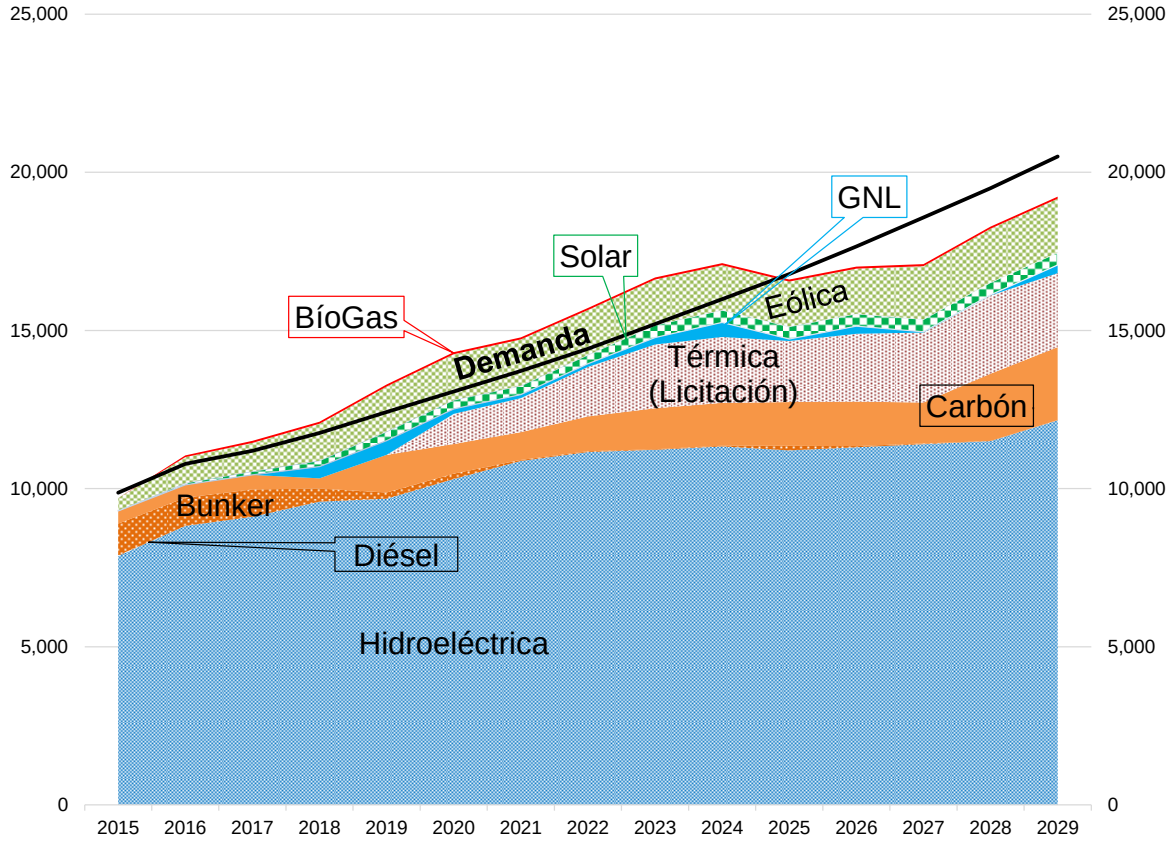
GRÁFICO 6. 2 INTERCAMBIOS DE ENERGÍA CON CENTROAMÉRICA DEL ESCENARIO DE REFERENCIA.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

En el Gráfico 6. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico. Además, se muestra que para el año 2021 la generación térmica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía luego de la entrada en operación de las plantas térmicas del 2018 al 2020 principalmente.

GRÁFICO 6. 3 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

ESCENARIO DE CARBÓN

En este escenario, al igual que en el anterior, se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen proyectos que utilizan carbón. Este Plan de Expansión de Generación de largo plazo se presenta en el Cuadro 6. 4.

CUADRO 6. 4 PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO DE CARBÓN

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	BioGas	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
2019	1	Coal Power I					200.00	200.00	4339.76	1983.94
2020	2	Planta Térmica (Licitación)					400.00	623.88	4963.64	2085.57
	7	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88							
	3	Estrella del Mar (Barcaza)					72.00			
2021	3	Jinro Power					57.80	221.80	4741.84	2188.06
	3	Atlantic Gateway Project (Kanan)					92.00			
2022	1	Los Estrechos	9.50					44.00	4785.84	2298.63
	1	Tabasará II	34.50							
2023	1	Lalin III	20.00					120.00	4905.84	2421.57
	1	Proyecto Fotovoltaico			100.00					
2024	1	Lalin I	20.00					20.00	4925.84	2545.88
2025	1	Carbonera 100 MW					100.00	100.00	5025.84	2670.29
2026	1	Carbonera 350 MW					350.00	350.00	5375.84	2807.83
	1	Lalin II	40.00							
2027	1	Proyecto Eólico		100.00				340.00	5715.84	2951.76
	1	Carbonera 200 MW					200.00			
2028	1	Carbonera 200 MW					200.00	200.00	5915.84	3096.70
		Σ	**348**	**100**	**100**		**1228**	**1776**		
		Capacidad Instalada 2018 = 4139.76 MW								

- Retiro de Unidades.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

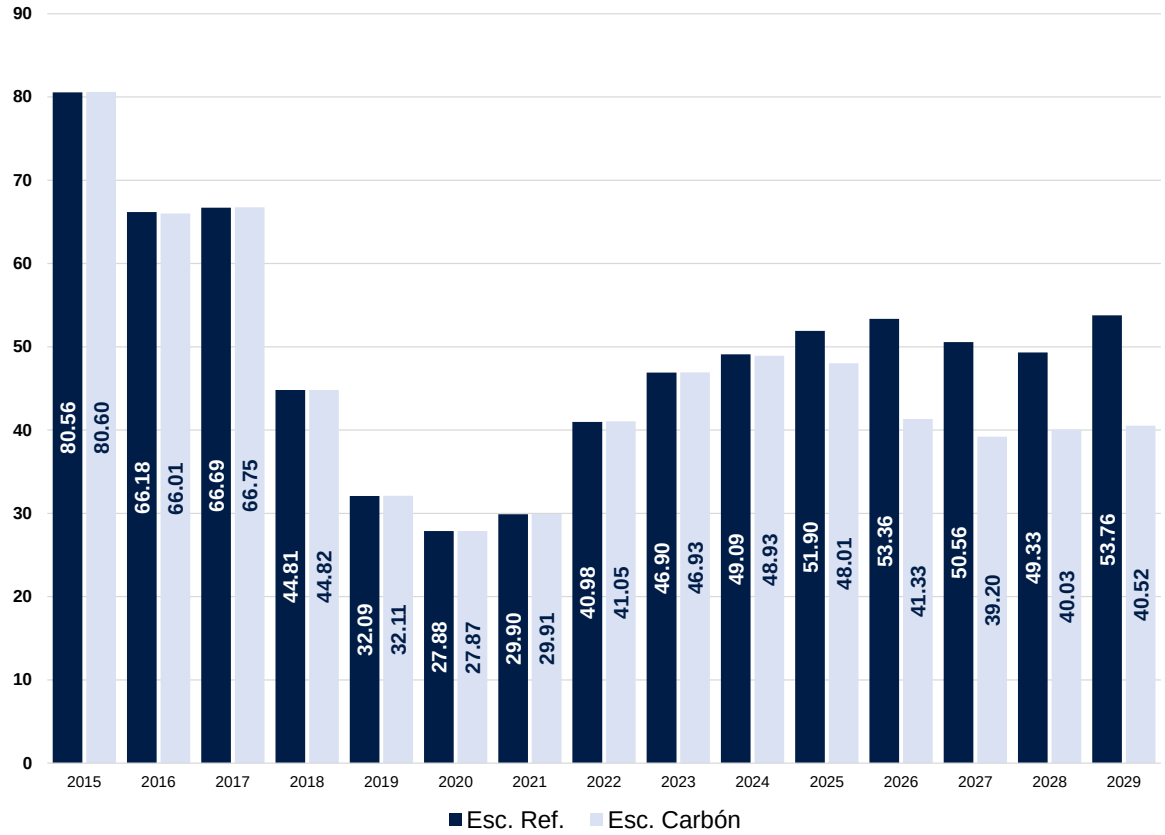
El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3566 MW de capacidad al sistema actual, donde el 20.64% corresponde a proyectos hidroeléctricos (736 MW), un 26.6 % a proyectos renovables (Eólicos – 593 MW, Solar – 349 MW y BíoGas – 8 MW) y el 52.7 % restante corresponde a plantas térmicas (1881 MW).

CUADRO 6. 5 COSTOS DEL ESCENARIO DE CARBÓN

Costo	Escenario Referencia	Escenario Carbón
Inversión	4520.63	4736.06
Déficit	0.00	0.00
Operativo	919.54	930.28
Ambiental	363.36	379.89
Total	**5803.53**	**6046.24**
	Diferencia:	**4.18%**

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que los mayores cambios se dan a partir del año 2026 ya que los costos operativos del carbón son considerablemente inferiores al resto de los combustibles. Los posibles costos marginales del sistema resultado del escenario Carbón pueden apreciarse en el Gráfico 6. 4.

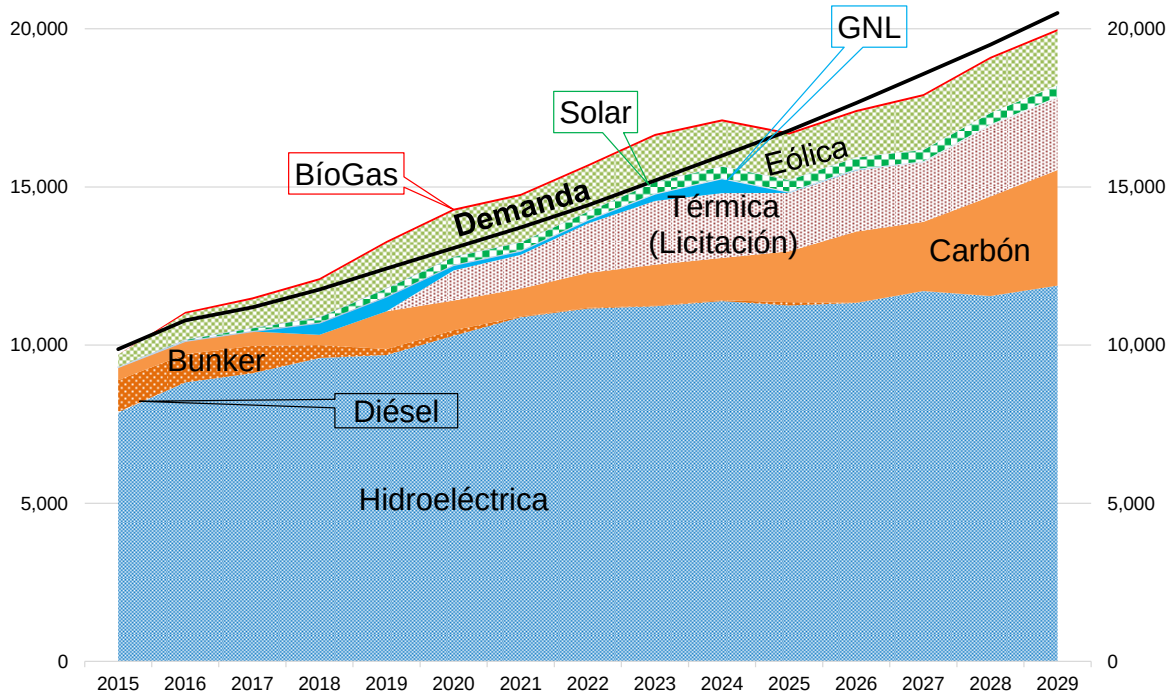
GRÁFICO 6. 4 COSTOS MARGINALES DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE CARBÓN



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el Gráfico 6. 5 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación térmica a base de Carbón. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por generación a base de Gas Natural y Bunker a partir del año 2024.

GRÁFICO 6. 5 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE CARBÓN



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

ESCENARIO RENOVABLE

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario, incluyen proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como proyectos de gas natural licuado a partir del 2019, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario se presenta en el Cuadro 6. 6.

CUADRO 6. 6 PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO RENOVABLE

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	BioGas	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
	1	Coal Power I					200.00			
	1	Caña Blanca	7.80							
	1	La Cuchilla	7.62							
	1	Proyecto Fotovoltaico			2.40					
2019	1	Proyecto Fotovoltaico			14.50			391.72	4531.48	1983.94
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.70					
	1	Proyecto Fotovoltaico			19.80					
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.90					
	1	Proyecto Eólico		120.00						
	1	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.00					
	1	Proyecto Fotovoltaico			0.90					
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.99					
	1	Proyecto Fotovoltaico			19.90					
2020	1	Proyecto Fotovoltaico			9.50			864.66	5396.14	2085.57
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.99					
	1	Proyecto Fotovoltaico			9.90					
	1	Proyecto Eólico		50.00						
	1	Proyecto Eólico		111.60						
	2	Planta Térmica (Licitación)					400.00			
	7	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)		223.88						
	1	La Laguna	13.79							
	1	El Recodo	10.00							
	1	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
	1	Proyecto Fotovoltaico			10.00					
2021	1	Proyecto Fotovoltaico			5.00			-52.01	5344.13	2188.06
	1	Proyecto Fotovoltaico			5.50					
	1	Proyecto Eólico		115.50						
	3	Estrella del Mar (Barcaza)					**72.00**			
	3	Jinro Power					**57.80**			
	3	Atlantic Gateway Project (Kanan)					**92.00**			
2022	1	Los Estrechos	9.50					44.00	5388.13	2298.63
	1	Tabasará II	34.50							
	1	Lalin III	20.00							
2023	1	Santa María	26.00					156.50	5544.63	2421.57
	1	Cerro La Mina	6.10							
	1	Proyecto Eólico		104.40						
	1	Lalin I	20.00							
	1	Guayabito	0.90							
2024	1	Potrerillos	4.17					129.07	5673.71	2545.88
	1	Cerro Viejo	4.00							
	1	Proyecto Fotovoltaico			100.00					
2025	1	TGN 200					200.00	300.00	5973.71	2670.29
	1	Proyectos Eólicos		100.00						
	1	TGN 200					200.00			
2026	1	El Remance	8.00					308.00	6281.71	2807.83
	1	Proyecto Fotovoltaico			100.00					
2027	1	Lalin II	40.00					45.94	6327.65	2951.76
	1	Cañazas	5.94							
2028	1	Carbonera 200 MW					200.00	300.00	6627.65	3096.70
	1	Proyecto Fotovoltaico			100.00					
2029	1	TGN 200					200.00	300.00	6927.65	3254.50
	1	Proyectos Eólicos		100.00						
		Σ	**218**	**925**	**466**		**1178**	**392**		
		Capacidad Instalada 2018 = 4139.76 MW								

● Retiro de Unidades.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La expansión del parque de generación hidro-térmico de este escenario contempla de igual forma a los escenarios anteriores, tales como: ciclos combinados en base a gas natural. Igualmente, se consideran proyectos renovables no convencionales tales como: parques eólicos y solares con la finalidad de analizar el comportamiento que tendría el sistema de darse la explotación masiva del potencial renovable con que cuenta el país.

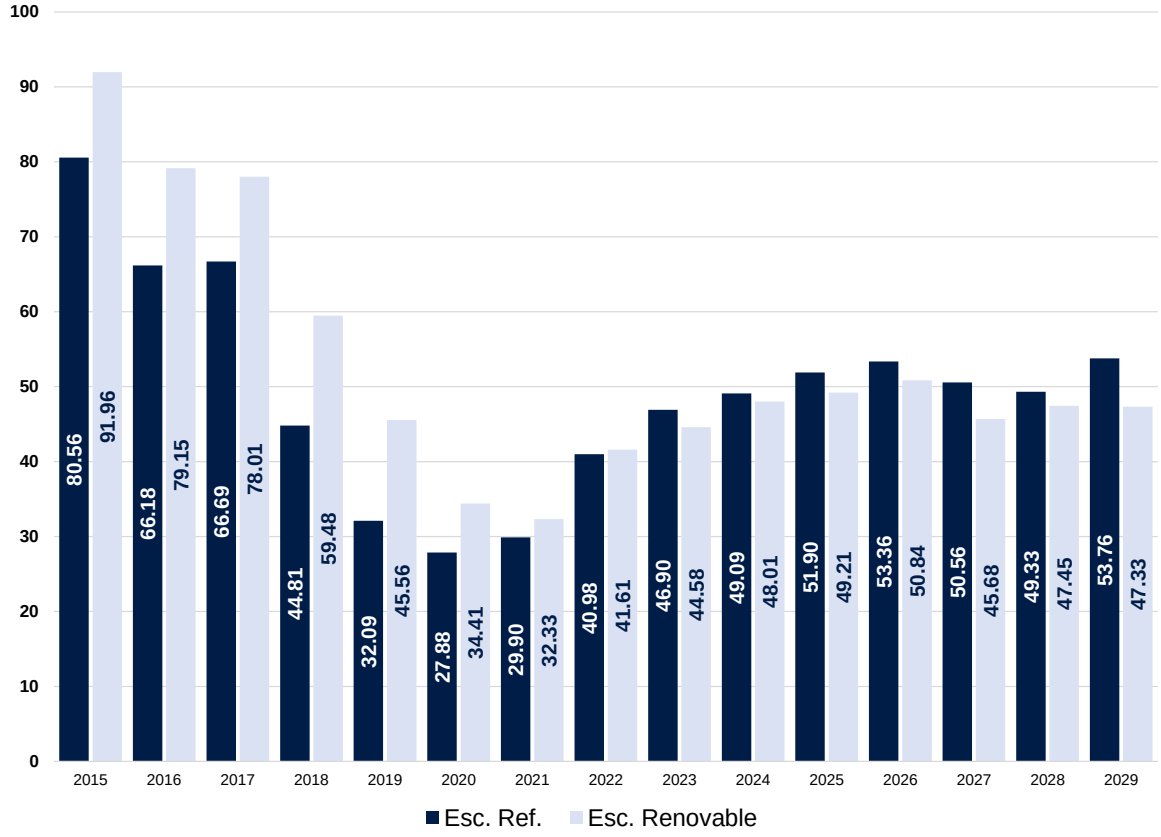
Para este escenario se agregan 4572 MW de capacidad al sistema actual, donde el 18.14% corresponde a proyectos hidroeléctricos (830 MW), el 40% corresponde a plantas térmicas (1831 MW) el 42% en proyectos renovables (Eólicos – 1094 MW, Solar - 715 MW y BíoGas 8 MW). A continuación el resumen de los costos de dicho escenario.

CUADRO 6. 7 COSTOS DEL ESCENARIO DE RENOVABLES

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovables
Inversión	4520.63	5189.59
Déficit	0.00	0.23
Operativo	919.54	1119.27
Ambiental	363.36	403.12
Total	**5803.53**	**6712.20**
	Diferencia:	**15.66%**

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo. Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

GRÁFICO 6. 6 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE RENOVABLES

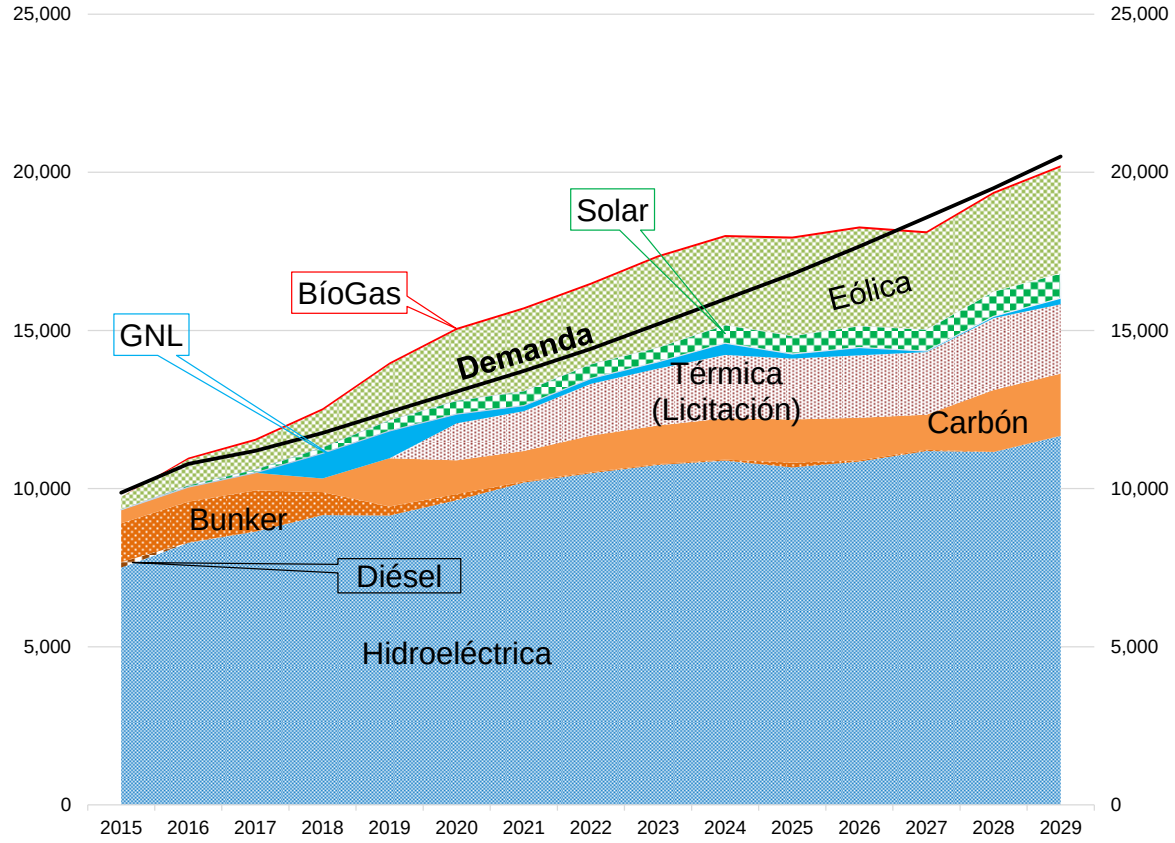


Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015.

En el Gráfico 6. 6 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario Referencia, dando como resultado una disminución a partir de 2023, ya que las fuentes renovables no tienen costos operativos. La energía producida con estas fuentes no presentan estabilidad en el tiempo, por lo tanto se dependería mucho de las interconexiones para garantizar el suministro de energía. Además se tendría que mantener plantas de respaldo para mantener la estabilidad del sistema, sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de la producción de gases de efecto invernadero, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución considerable.

La participación de la generación se muestra en el Gráfico 6. 7. Se puede percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia, es importante destacar que el sistema tendría la necesidad de mantener plantas de respaldo para garantizar el suministro confiable y constante de la energía demandada. Dichas plantas tendrían que ser térmicas eficientes y que puedan estar en línea en tiempo excesivamente cortos.

GRÁFICO 6. 7 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE RENOVABLES



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del escenario de Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se corroborá la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en los Cuadro 6. 8 y Cuadro 6. 9.

CUADRO 6. 8 SENSIBILIDADES ANALIZADAS

Nombre	Capacidad Instalada MW	Fecha	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D
Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	ene-15				
Capira Und. 6	1.00	ene-15				
Capira Und. 8 y 9	4.50	ene-15				
Bonyic	31.80	feb-15				
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00	mar-15				
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00	mar-15				
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	mar-15				
Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	abr-15				
Marañón	17.50	abr-15				
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00	abr-15				
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50	may-15				
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50	may-15				
Chitré Und. 3 y 7	4.50	may-15				
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	jun-15				
La Potra (Bajo Frio)	27.90	jun-15				
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	jun-15				
Chiriquí (San Juan)	9.87	jun-15				
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50	jun-15				
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50	jul-15				
La Mesa Fase 1	1.00	ago-15				
Divisa Solar	10.00	ago-15				
Aggreko Cerro Azul	141.36	ago-15				
TG1 Subestación Panamá	21.40	ago-15				
TG2 Subestación Panamá	21.40	ago-15				
Panamá 2	105.94	sep-15				
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50	oct-15				
Bugaba 2	5.86	nov-15				
Las Cruces	14.40	dic-15	dic-16			
San Andres	10.30	dic-15	dic-16			
Don Felix	9.99	dic-15	dic-16			
Baitún G3	0.58	ene-16	ene-17			
Bajo de Mina G3	1.73	ene-16	ene-17			
Los Planetas 2	8.88	ene-16	ene-16			
Atlantic Gateway Project	92.00	ene-16	ene-17			
Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50	feb-16	feb-17			
Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00	feb-16	feb-17			
Amp. Panam	49.50	feb-16	feb-17			
Panasolar	9.90	mar-16	mar-17			
Cerro Patacón	8.20	mar-16	mar-17			
Jinro Power	57.80	mar-16	mar-17			
La Huaca	11.62	abr-16	abr-17			
Pando	32.90	jun-16	jun-17			
Bajo de Totumas	5.00	jun-16	jun-17			
Planta Solar Fotovoltaica Paris	10.00	jun-16	jun-17			
Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49	jul-16	jul-17			
El Sindigo	17.30	dic-16	dic-17			
Solar XXI (Etapa 1)	20.00	dic-16	dic-17			
Agua Dulce Solar	20.00	dic-16	dic-17			
Retiro de Unidades						

Combustibles Altos

Demanda Alta

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CUADRO 6. 9 SENSIBILIDADES ANALIZADAS. (CONTINUACIÓN)

Nombre	Capacidad Instalada MW	Fecha	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D
San Bartolo	15.25	ene-17	ene-18			
La Herradura	5.20	mar-17	mar-18			
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*	may-17	may-18			
Los Trancos	0.80	jun-17	jun-18			
Tizingal	4.50	jun-17	jun-18			
Chuspa	8.80	ago-17	ago-18			
Asturias	4.10	sep-17	sep-18			
Río Piedra	9.00	oct-17	oct-18			
San Andrés II	9.90	oct-17	oct-18			
Caldera	6.10	nov-17	nov-18			
Burica	63.10	dic-17	dic-18			
Solar XXI (Etapa 2)	20.00	dic-17	dic-18			
Ikako II	10.00	dic-17	dic-18			
Ikako III	10.00	dic-17	dic-18			
Ikako	10.00	dic-17	dic-18			
Ikako I	10.00	dic-17	dic-18			
Planta Solar el Coco	10.00	dic-17	dic-18			
Toabré (Etapa 1)	105.00	dic-17	dic-18			
Ojo de Agua	6.45	ene-18	ene-19			
CC GNL 381	381.00	may-18	may-19			
Santa Maria 82	28.35	oct-18	oct-19			
Campo Solar Tocumen	32.00	dic-18	dic-19			
Progreso	35.00	dic-18	dic-19			
Los Llanos	9.90	dic-18	dic-19			
Boquerón	10.10	dic-18	dic-19			
Antón	105.00	dic-18	dic-19			
Coal Power I	200.00	ene-19				
Planta Térmica (Licitación)	400.00	feb-20				
Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88	jul-20		No se considera		
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	mar-21				
Jinro Power	57.80	mar-21				
Atlantic Gateway Project	92.00	mar-21				
Amp. Panam	49.50	mar-21				
Los Estrechos	9.50	ene-22				
Tabasará II	34.50	ene-22				
Lalin III	20.00	ene-23				
Proyecto Solar	100.00	ene-23				
Lalin I	20.00	ene-24				
TGN 200	200.00	ene-25		ene-24		
TGN 200	200.00	ene-26		ene-26		
Lalin II	40.00	ene-27				
Proyecto Eólico	100.00	ene-27				
CB 200	200.00	ene-28		ene-27		
TGN 200	200.00	ene-29		ene-28		
TGN 200	200.00			ene-29		

Combustibles Altos

Demanda Alta

* Excedente de Minera Panamá
Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

SENSIBILIDAD A

Este escenario analiza el atraso de un año, la entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo.

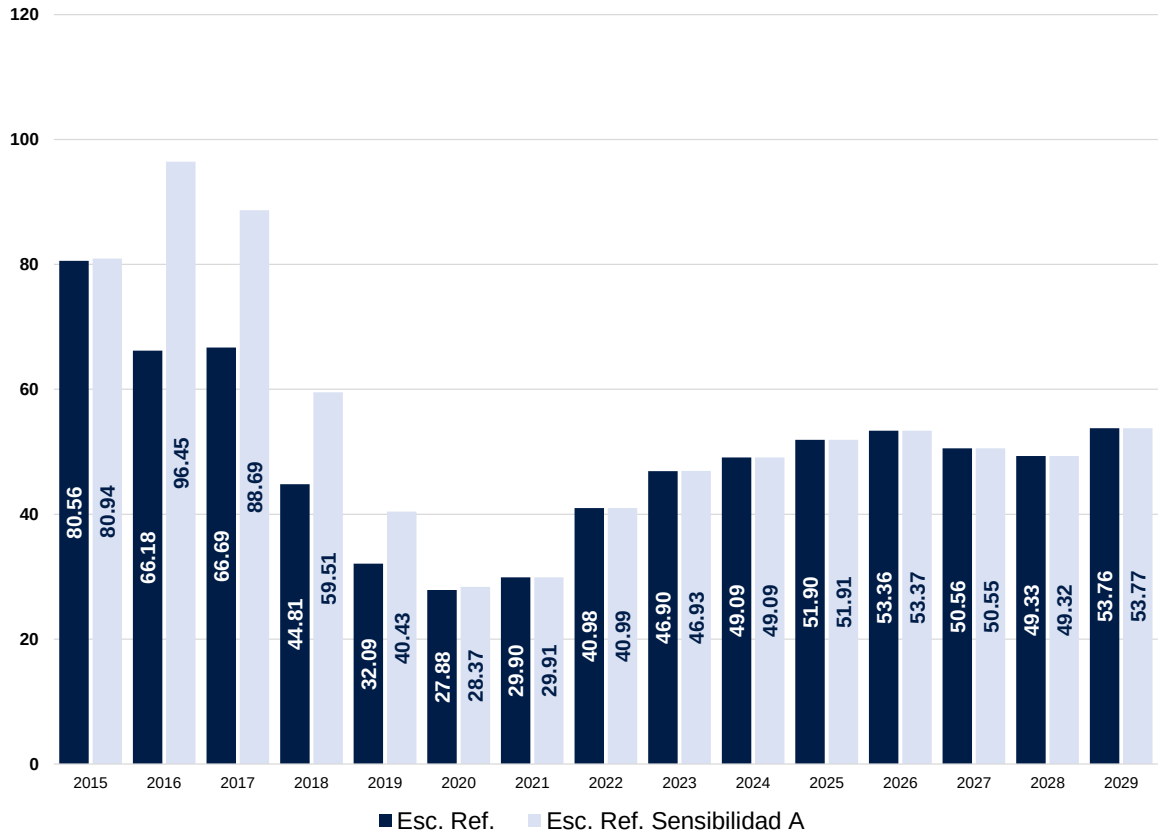
Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

CUADRO 6. 10 COSTOS DE SENSIBILIDAD A.

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad A
Inversión	4520.63	4232.54
Déficit	0.00	7.41
Operativo	919.54	993.36
Ambiental	363.36	377.39
Total	**5803.53**	**5610.71**
	Diferencia:	**-3.32%**

Como se puede apreciar en el Gráfico 6. 8 el CMS se ve claramente afectado en los 5 primeros años de estudio, debido a la alta dependencia que se tiene de los nuevos proyectos de generación, considerados con la entrada de proyectos térmicos en el año 2020, el sistema mostraría la robustez necesaria para estabilizar el sistema.

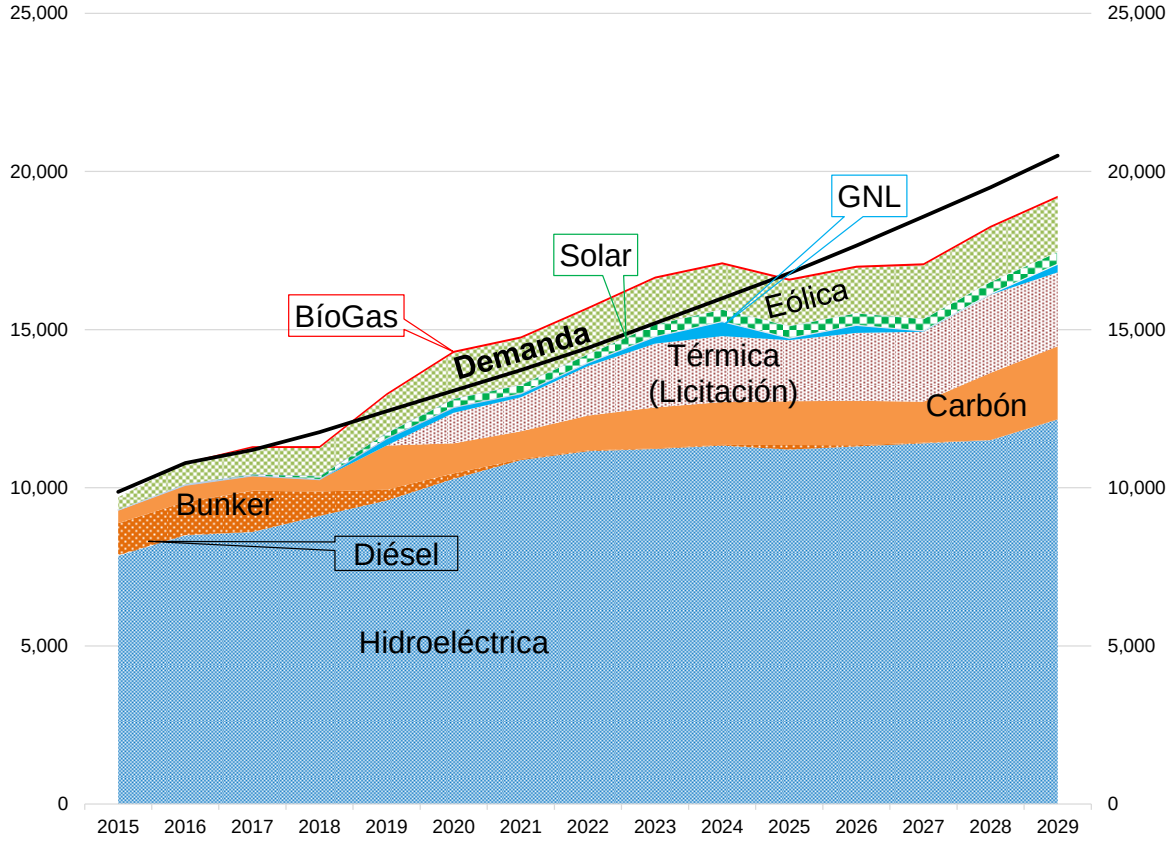
GRÁFICO 6. 8 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el Gráfico 6. 9 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

GRÁFICO 6. 9 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD A



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015.

SENSIBILIDAD B

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que causa la no construcción del proyecto hidroeléctrico Changuinola II.

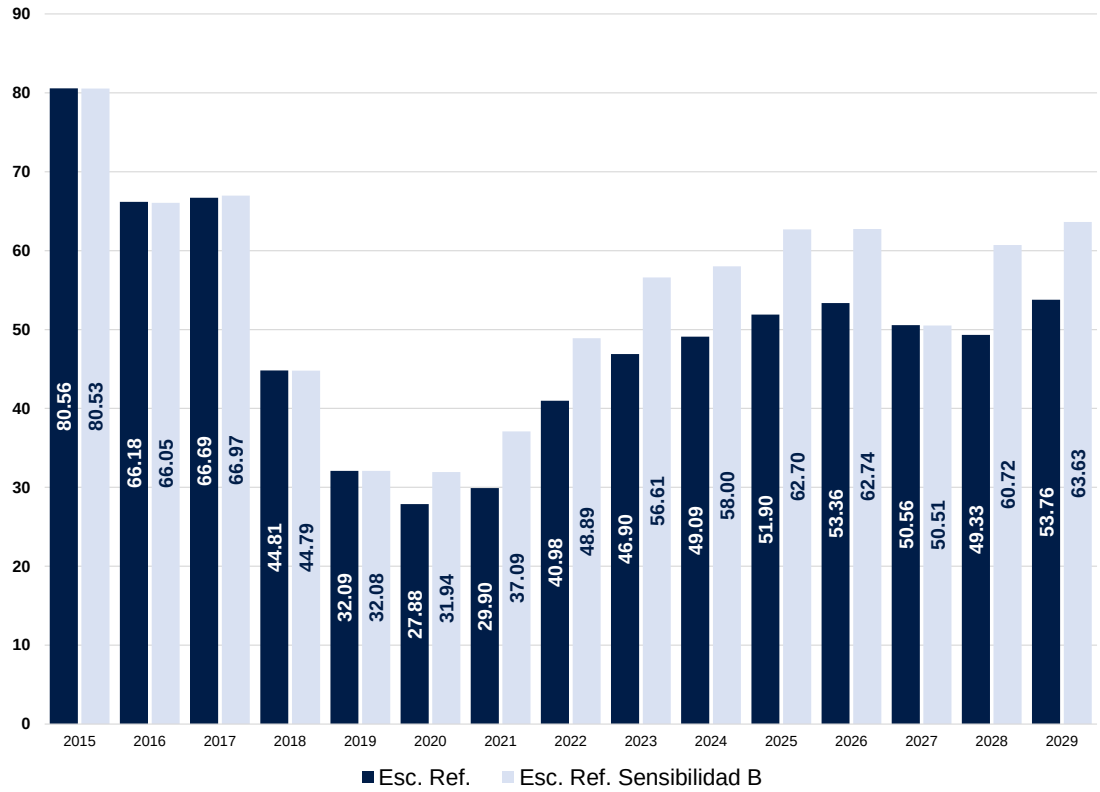
Por tratarse de un proyecto de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría si el mismo no se realizara.

CUADRO 6. 11 COSTOS DE SENSIBILIDAD B

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad B
Inversión	4520.63	4253.11
Déficit	0.00	0.00
Operativo	919.54	1067.50
Ambiental	363.36	415.00
Total	**5803.53**	**5735.62**
	Diferencia:	**-1.17%**

En el Gráfico 6. 10 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad B, se esperaría que se diera un aumento en la fecha donde entra este proyecto Changuinola II, esto se explica debido a que en el largo plazo el valor del agua tiende a aproximarse al costo marginal, y al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales en los últimos años.

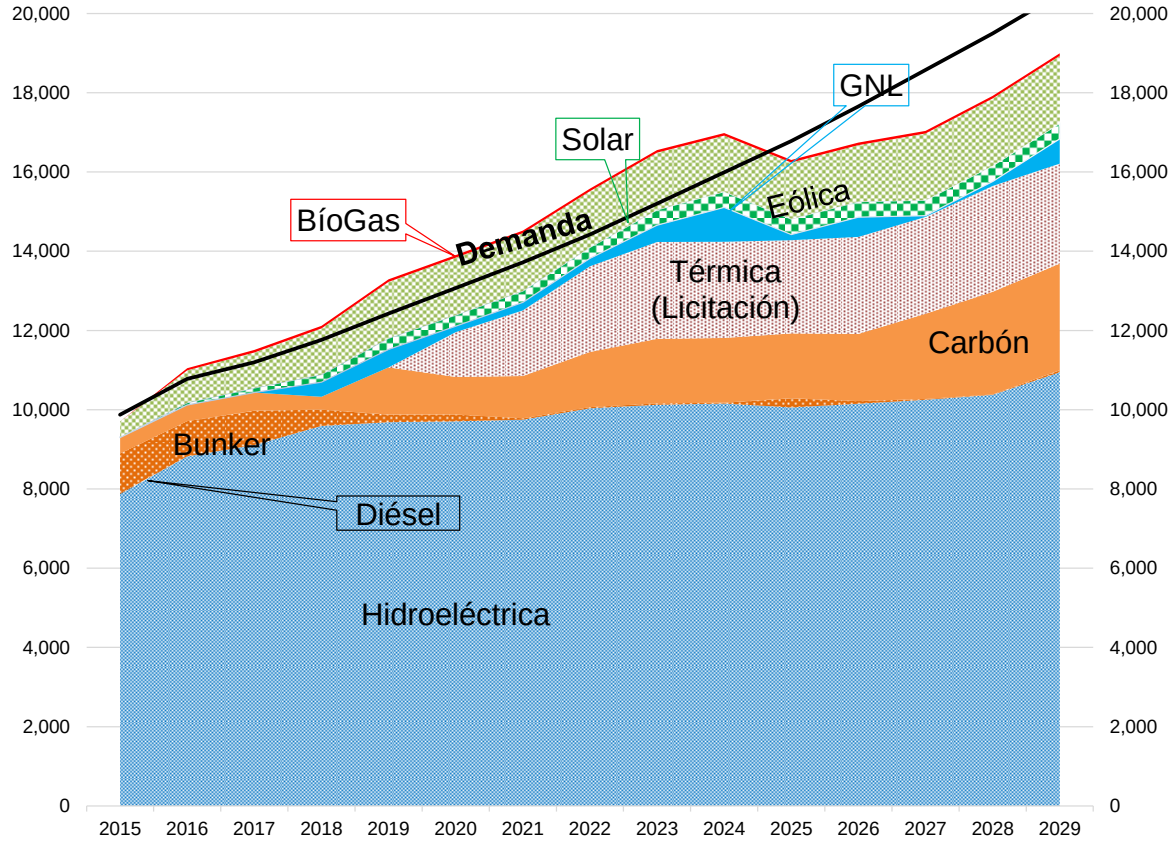
GRÁFICO 6. 10 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el Gráfico 6. 11 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. Cabe reiterar que parte de la generación de Chan II sería suplantada por generación térmica.

GRÁFICO 6. 11 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

SENSIBILIDAD C

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

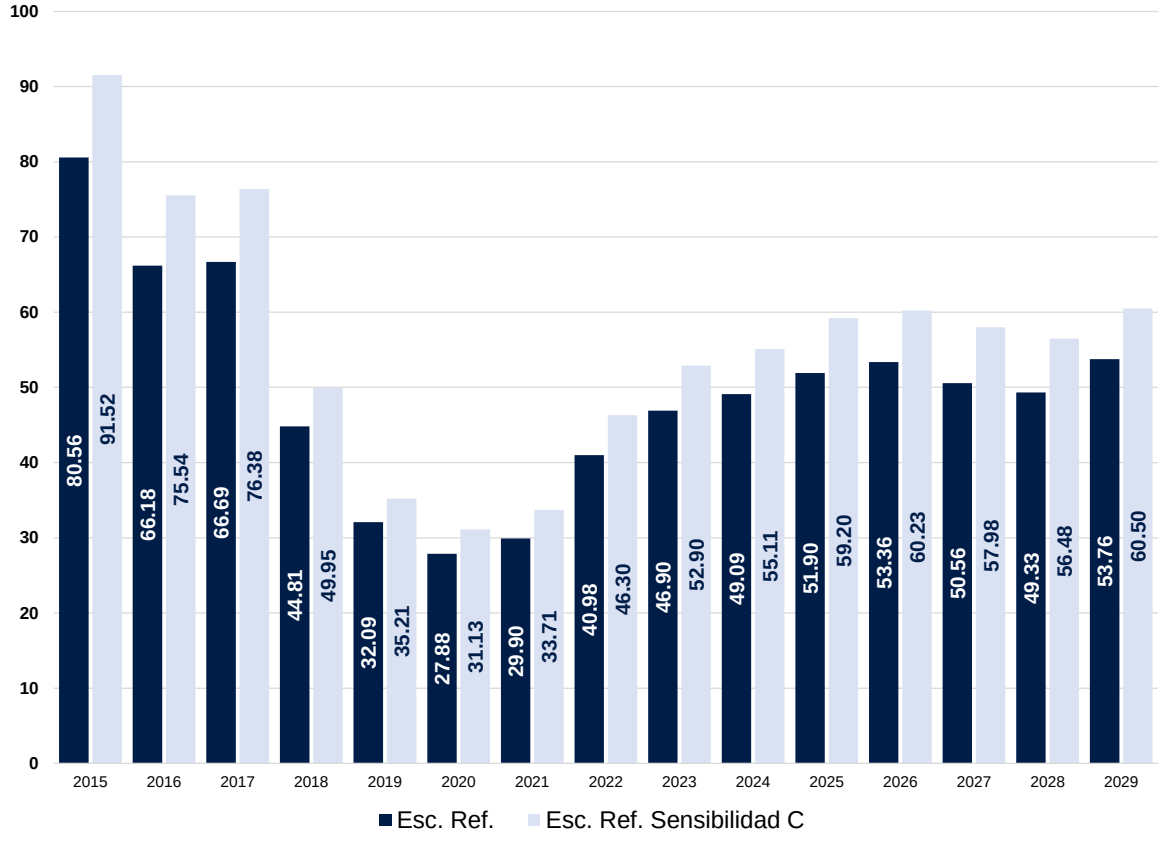
Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

CUADRO 6. 12 COSTOS DE SENSIBILIDAD C

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad C
Inversión	4520.63	4520.63
Déficit	0.00	0.00
Operativo	919.54	1046.55
Ambiental	363.36	361.88
Total	**5803.53**	**5929.07**
	Diferencia:	**2.16%**

El Gráfico 6. 12 refleja un aumento del CMS durante todo el periodo de estudio. La variación en promedio de los costos marginales, de presentarse un escenario de precios altos de combustibles, es de un 8% con respecto al Escenario de Referencia.

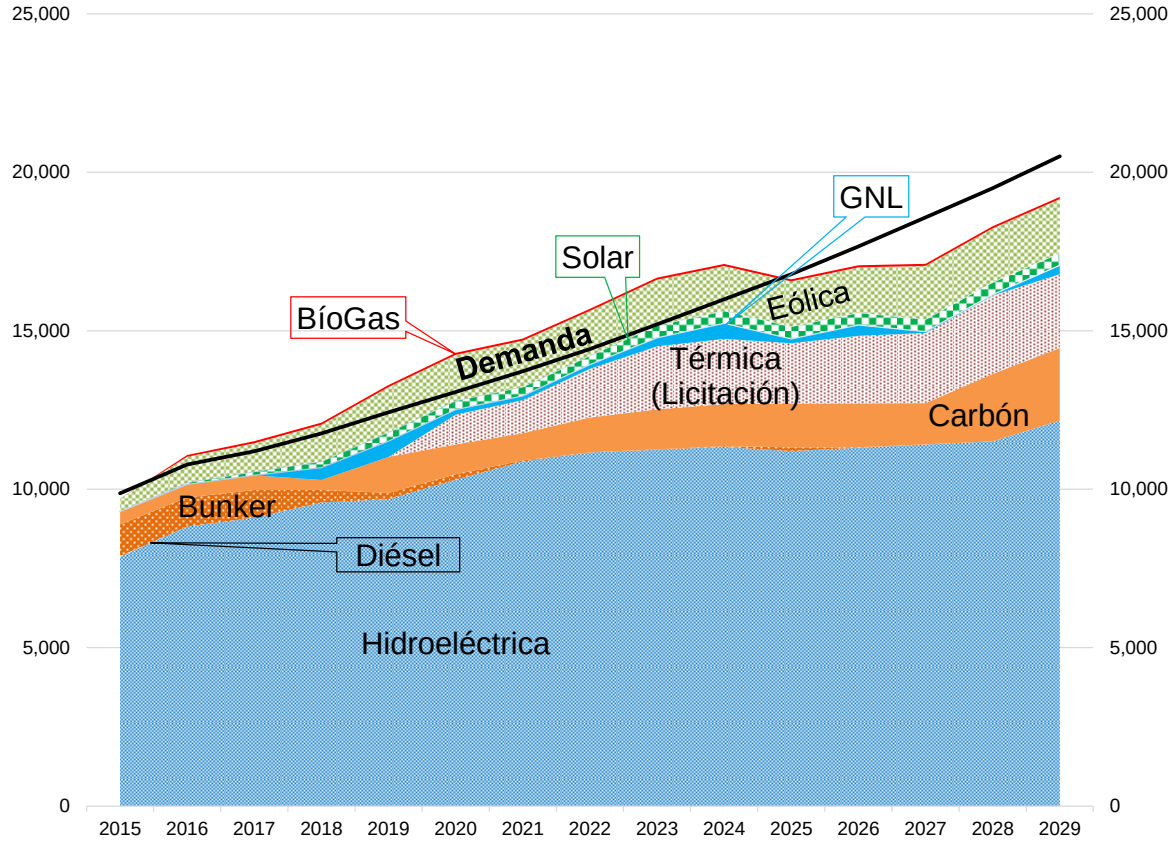
GRÁFICO 6. 12 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 6. 13, al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país.

GRÁFICO 6. 13 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD C



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

SENSIBILIDAD D

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone la ocurrencia de un escenario de demanda alta de modo que se evalúe la robustez del Plan de Expansión de Generación.

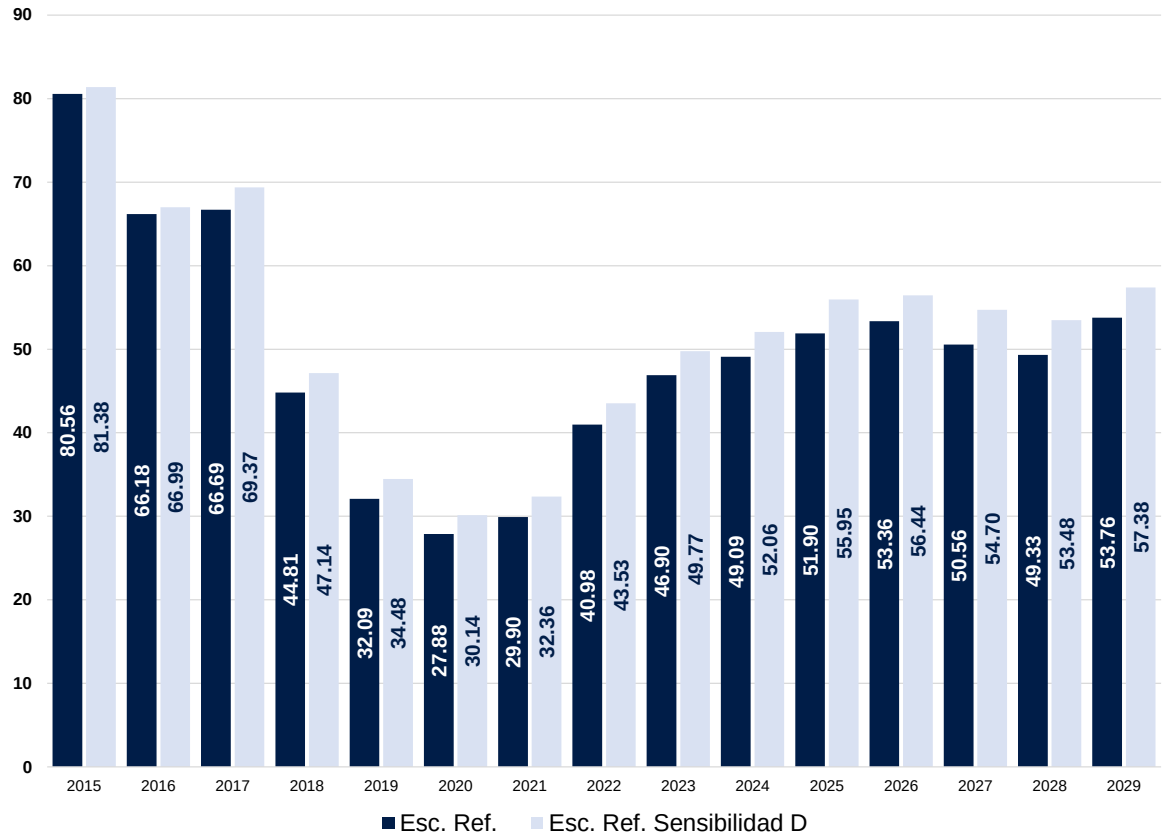
Con la finalidad de garantizar que el Plan de Expansión de Generación del país pueda atender de manera confiable un incremento inesperado de la demanda, debido a algún alza en el desarrollo económico u otro factor que le lleve a mayores requerimientos de la demanda, se procedió a realizar esta sensibilidad.

CUADRO 6. 13 COSTOS DE SENSIBILIDAD D

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad D
Inversión	4520.63	4520.63
Déficit	0.00	0.07
Operativo	919.54	986.43
Ambiental	363.36	385.39
Total	**5803.53**	**5892.51**
	Diferencia:	**1.53%**

En el Gráfico 6. 14 se muestra el comportamiento del CMS de esta sensibilidad, demostrando que en caso de contar con todos las plantas de generación en las fechas previstas no se deben tener inconvenientes ya que los costos marginales no aumentan considerablemente. En promedio se tiene un aumento del 1 % en todo el periodo en comparación con el Escenario de Referencia.

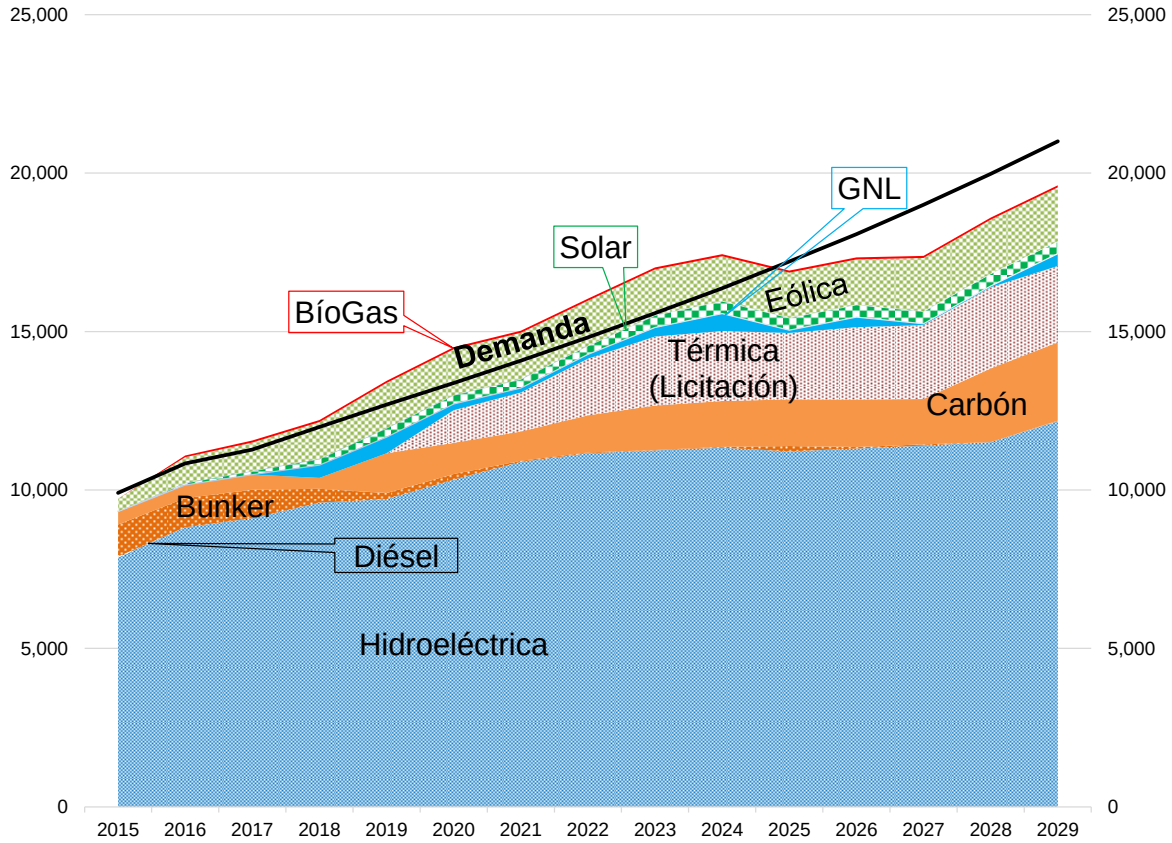
GRÁFICO 6. 14 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD D



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

En el Gráfico 6. 15 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad, debido al aumento de la demanda el sistema se vería obligado a generar más con plantas térmicas comparando con el Escenario de Referencia.

GRÁFICO 6. 15 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

RESUMEN

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En los Cuadro 6. 14 y Cuadro 6. 15 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En el Cuadro 6. 16 se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y costo ambiental (Emisiones de CO2) de los tres escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

Analizando el costo de inversión se observa que el Caso de Renovables mantienen un grado de inversión mayor a los demás casos dado que dicho caso contempla la entrada de todas las tecnologías estudiadas, mientras que por tratarse de un escenario donde se explota gran cantidad del potencial renovable con que cuenta el país, de igual forma El Escenario de Carbón presenta los costos operativos debido al bajo precio del carbón.

CUADRO 6. 14 COMPARACIÓN DE PLANES DE DEMANDA MEDIA

Nombre	Capacidad Instalada MW	2015			2016			2017			2018			2019			2020			2021			2022			2023			2024			2025			2026			2027			2028			2029		
Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	1	1	1																																								
Capira Und. 6	1.00	1	1	1																																								
Capira Und. 8 y 9	4.50	1	1	1																																								
Bonyic	31.80	2	2	2																																								
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00	3	3	3																																							
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00	3	3	3																																							
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	3	3	3																																							
Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	4	4	4																																							
Marañón	17.50	4	4	4																																							
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00	4	4	4																																							
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50	5	5	5																																							
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50	5	5	5																																							
Chitré Und. 3 y 7	4.50	5	5	5																																							
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	6	6	6																																							
La Potra (Bajo Frio)	27.90	6	6	6																																							
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	6	6	6																																							
Chiriquí (San Juan)	9.87	6	6	6																																							
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50	6	6	6																																							
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50	7	7	7																																							
La Mesa Fase 1	1.00	8	8	8																																							
Divisa Solar	10.00	8	8	8																																							
Aggreko Cerro Azul	141.36	8	8	8																																							
TG1 Subestación Panamá	21.40	8	8	8																																							
TG2 Subestación Panamá	21.40	8	8	8																																							
Panamá 2	105.94	9	9	9																																							
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50	10	10	10																																							
Bugaba 2	5.86	11	11	11																																							
Las Cruces	14.40	12	12	12																																							
San Andres	10.30	12	12	12																																							
Don Felix	9.99	12	12	12																																							
Baitún G3	0.58				1	1	1																																				
Bajo de Mina G3	1.73				1	1	1																																				
Los Planetas 2	8.88				1	1	1																																				
Atlantic Gateway Project (Kanan)	92.00				1	1	1																																				
Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50				2	2	2																																				
Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00				2	2	2																																				
Amp. Panam	49.50				2	2	2																																				
Proyecto Fotovoltaico	9.90				3	3	3																																				
Cerro Patacón	8.20				3	3	3																																				
Jinro Power	57.80				3	3	3																																				
La Huaca	11.62				4	4	4																																				
Pando	32.90				6	6	6																																				
Bajo de Totumas	5.00				6	6	6																																				
Proyecto Fotovoltaico	10.00				6	6	6																																				
Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49				7	7	7																																				
El Sindigo	17.30				12	12	12																																				
Proyecto Fotovoltaico	20.00				12	12	12																																				
Proyecto Fotovoltaico	20.00				12	12	12																																				
San Bartolo	15.25							1	1	1																																		
La Herradura	5.20							3	3	3																																		
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*							5	5	5																																		
Los Trancos	0.80							6	6	6																																		
Tizingal	4.50							6	6	6																																		
Chuspa	8.80							8	8	8																																		
Asturias	4.10							9	9	9																																		
Río Piedra	9.00							10	10	10																																		
San Andrés II	9.90							10	10	10																																		
Caldera	6.10							11	11	11																																		
Burica	63.10							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	20.00							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	10.00							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	10.00							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	10.00							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	10.00							12	12	12																																		
Proyecto Fotovoltaico	10.00							12	12	12																																		
Proyecto Eólico	105.00							12	12	12																																		

* Excedente de Minera Panamá

Retiro de Unidades

Escenario de Referencia

Escenario de Renovables

Escenario de Carbón

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CUADRO 6. 15 COMPARACIÓN DE PLANES DE DEMANDA MEDIA (CONTINUACIÓN)

Nombre	Capacidad Instalada MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ojo de Agua	6.45				1 1 1											
CC GNL 381	381.00				5 5 5											
Santa Maria 82	28.35				10 10 10											
Proyecto Fotovoltaico	32.00				12 12 12											
Proyecto Fotovoltaico	35.00				12 12 12											
Proyecto Fotovoltaico	9.90				12 12 12											
Proyecto Fotovoltaico	10.10				12 12 12											
Proyecto Eólico	105.00				12 12 12											
Caña Blanca	7.80					1										
Coal Power I	200.00					1 1 1										
Proyecto Eólico	120.00					1										
Proyecto Fotovoltaico	2.40					1										
Proyecto Fotovoltaico	14.50					1										
Proyecto Fotovoltaico	9.70					1										
Proyecto Fotovoltaico	19.80					1										
Proyecto Fotovoltaico	9.90					1										
La Cuchilla	7.62					1										
Proyecto Fotovoltaico	9.00						1									
Proyecto Fotovoltaico	0.90						1									
Proyecto Fotovoltaico	9.99						1									
Proyecto Fotovoltaico	19.90						1									
Proyecto Fotovoltaico	9.50						1									
Proyecto Fotovoltaico	9.99						1									
Proyecto Fotovoltaico	9.90						1									
Proyecto Fotovoltaico	10.00						1									
Proyecto Eólico	111.60						1									
Proyecto Eólico	50.00						1									
Planta Térmica (Licitación)	400.00						2 2 2									
Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88						7 7 7									
El Recodo	10.00							1								
Proyecto Fotovoltaico	10.00							1								
Proyecto Fotovoltaico	10.00							1								
Proyecto Fotovoltaico	5.00							1								
Proyecto Fotovoltaico	5.50							1								
Proyecto Eólico	115.50							1								
La Laguna	13.79							1								
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00							3 3 3								
Jinro Power	57.80							3 3 3								
Atlantic Gateway Project (Kanan)	92.00							3 3 3								
Tabasará II	34.50								1 1 1							
Los Estrechos	9.50								1 1 1							
Proyecto Eólico	104.40									1						
Cerro La Mina	6.10									1						
Santa María	26.00									1						
Lalin III	20.00									1 1 1						
Guayabito	0.90										1					
Proyecto Fotovoltaico	100.00									1 1						
Potrerillos	4.17										1					
Lalin I	20.00										1 1 1					
Cerro Viejo	4.00										1					
Proyecto Eólico	100.00											1		1	1	
TGN 200	200.00											1 1				
Proyecto Fotovoltaico	100.00												1			
El Remance	8.00												1			
TGN 200	200.00												1 1			
Cañazas	5.94													1		
Lalin II	40.00													1 1 1		
Carbonera 200 MW	200.00													1	1 1	
Proyecto Fotovoltaico	100.00														1	
Proyectos Eólico	100.00														1	
TGN 200	200.00															1 1
Carbonera 100 MW	100.00												1			
Carbonera 350 MW	350.00													1		
Carbonera 200 MW	200.00														1	

Escenario de Referencia

* Excedente de Minera Panamá

Escenario de Renovables

Retiro de Unidades

Escenario de Carbón

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

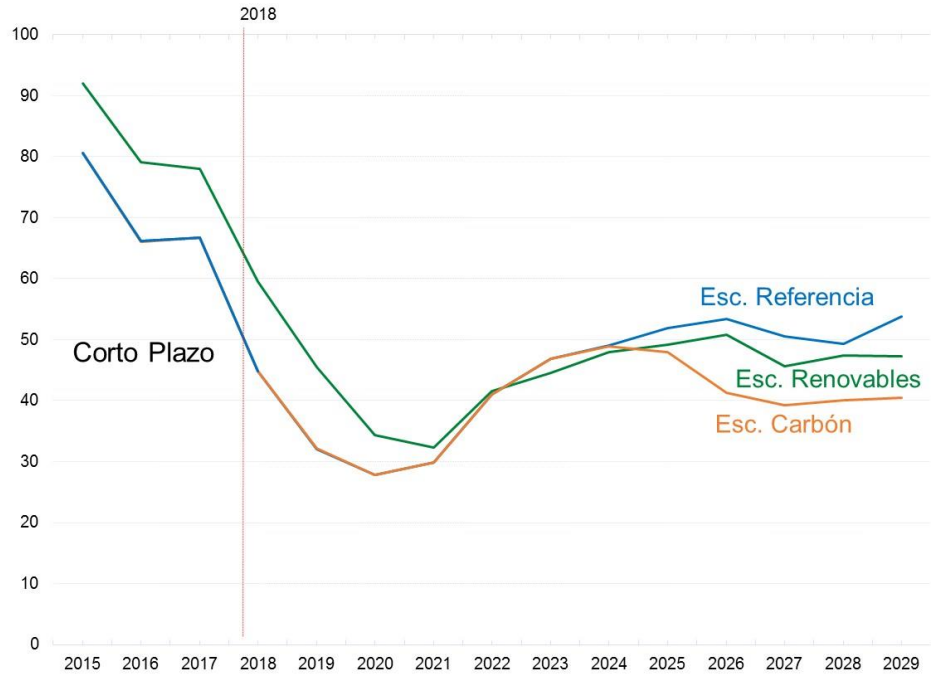
CUADRO 6. 16 COMPARACIÓN DE COSTOS POR ESCENARIO

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovables	Escenario Carbón
Inversión	4520.63	5189.59	4736.06
Déficit	0.00	0.23	0.00
Operativo	919.54	1119.27	930.28
Ambiental	363.36	403.12	379.89
Total	**5803.53**	**6712.20**	**6046.24**
	Diferencia:	**15.66%**	**4.18%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

A pesar de que analizando los costos se puede apreciar que el Caso Renovable y Carbón presentan una disminución con respecto al Caso de Referencia en el CMS y al igual que en sus costos de inversión, no obstante el escenario de renovables requiere una cierta cantidad de plantas de reserva por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales. De igual forma, el escenario de Carbón tiene implicaciones ambientales que se escapan de este estudio.

GRÁFICO 6. 16 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES POR ESCENARIOS



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

El Gráfico 6. 1 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre uno y otro. El comportamiento del costo marginal del Escenario de Carbón es

diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta costos variables térmicos muy bajos en comparación con los otros dos escenarios.

En el Cuadro 6. 17 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de mayor costo es la Sensibilidad C, donde se estudia el comportamiento del sistema si se presenta un aumento en los precios del combustible. Esto provocaría que los costos operativos aumenten 127 MM$, con respecto al Escenario de Referencia.

CUADRO 6. 17 COMPARACIÓN DE COSTOS ESCENARIO REFERENCIA VS SENSIBILIDADES

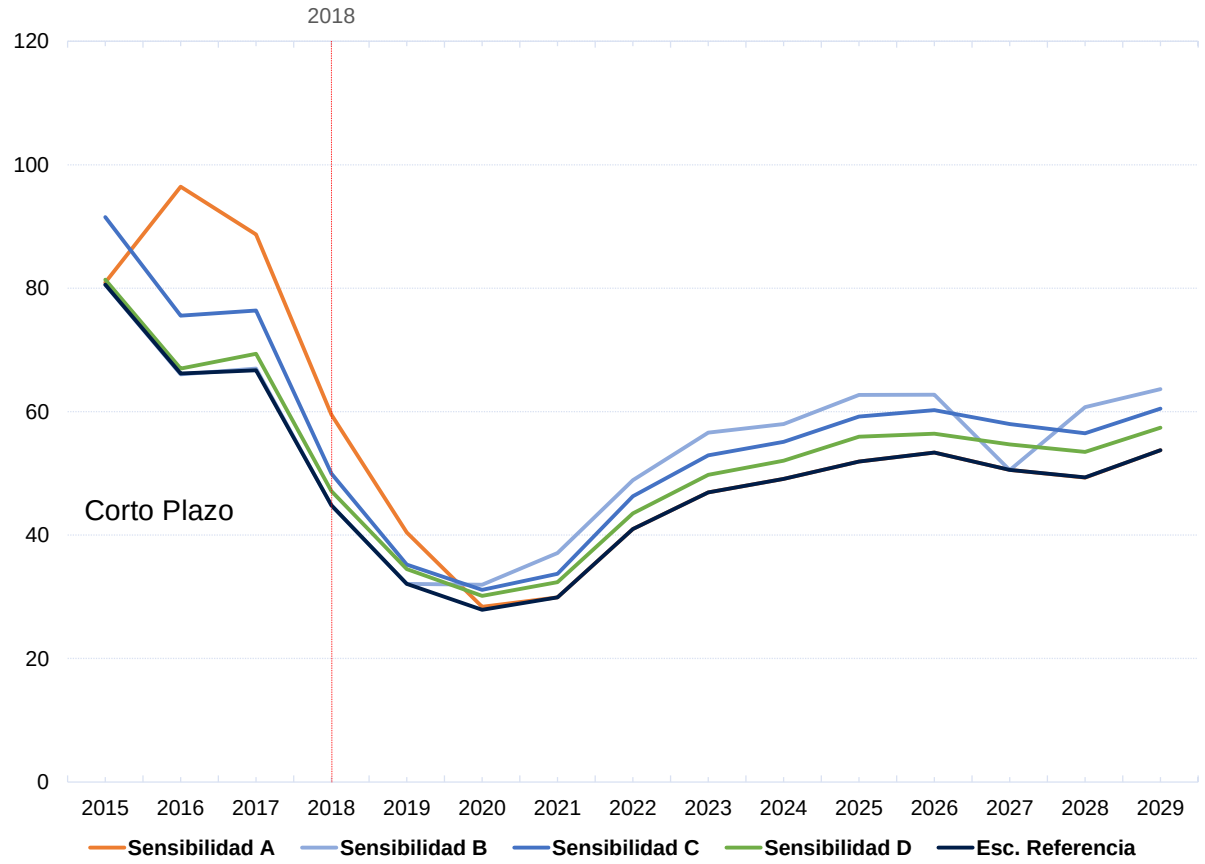
Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad A	Escenario Ref. Sensibilidad B	Escenario Ref. Sensibilidad C	Escenario Ref. Sensibilidad D
Inversión	4520.63	4232.54	4253.11	4520.63	4520.63
Déficit	0.00	7.41	0.00	0.00	0.07
Operativo	919.54	993.36	1067.50	1046.55	986.43
Ambiental	363.36	377.39	415.00	361.88	385.39
Total	**5803.53**	**5610.71**	**5735.62**	**5929.07**	**5892.51**
	Diferencia:	**-3.32%**	**-1.17%**	**2.16%**	**1.53%**

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

Tomando en cuenta solo el análisis de los costos se podría decir que el no construir la planta de Chan II, tendría repercusiones negativas para el país, y se tendría una alta dependencia de los intercambios provenientes de Centroamérica lo cual no es garantía debido a que la prioridad de cada nación es satisfacer su demanda, dejando a Panamá en un segundo plano en caso de tener la necesidad de suplir la demanda con los intercambios.

El Gráfico 6. 17 muestra el resultado de lo CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus en Escenario de Referencia, donde se aprecia que para todas las sensibilidades analizadas los costos operativos aumentan y la alta dependencia que se presenta de las importaciones.

GRÁFICO 6. 17 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES POR SENSIBILIDADES



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CAPITULO 7

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (ICP)

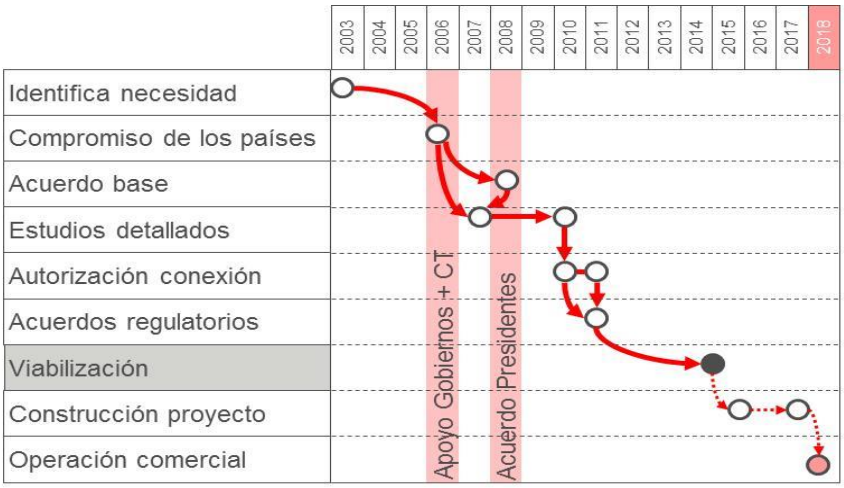
En esta sección, se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 400 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2020, con el objeto de observar el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

Antecedentes y marco general de desarrollo del proyecto

La interconexión entre Colombia y Panamá constituye un complemento fundamental para la consolidación de la visión de tener un mercado regional en operación. Esta iniciativa es afín con el interés de la banca multilateral y de los gobiernos de la región, y busca a través de su desarrollo consolidar los proyectos de interconexión eléctrica y el mercado regional en el marco del Proyecto Mesoamérica [5]. En la práctica, su ejecución conducirá a la integración entre el mercado andino y el mercado centroamericano, con los consecuentes beneficios para los agentes de los dos países y de la región.

Con la creación de la empresa binacional para el desarrollo del proyecto, el acuerdo del gobierno de la República de Colombia y el gobierno de la República de Panamá y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) vía recursos de Cooperación Técnica (CT), durante los últimos años se ha llevado a cabo la contratación de diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de diferentes consultorías sobre temas relevantes como la ingeniería básica, el estudio de impacto ambiental, la viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

[5] La Declaración Ministerial sobre el progreso de la Integración Energética Mesoamericana (Washington, junio de 2013) suscrita por los Gobiernos de los países integrantes de SIEPAC, junto con los Gobiernos de Belice, Colombia, México y República Dominicana, reafirmó el compromiso de evaluar las opciones y mecanismos que hagan realidad la integración energética entre los países miembros. Igualmente, impulsó de manera específica continuar con las acciones para la búsqueda de soluciones técnicas, sociales, ambientales y financieras que permitan llevar a cabo la infraestructura de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia



Descripción del proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la Subestación Panamá II (provincia de Panamá) hasta la Subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 600 kilómetros y su capacidad de transporte de energía de 400 Megavatios (MW). El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC), ya madura en el mundo pero nueva en la región, la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

GRÁFICO 7. 1 POSIBLE CORREDOR DE RUTA DE INTERCONEXIÓN COLOMBIA - PANAMÁ



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

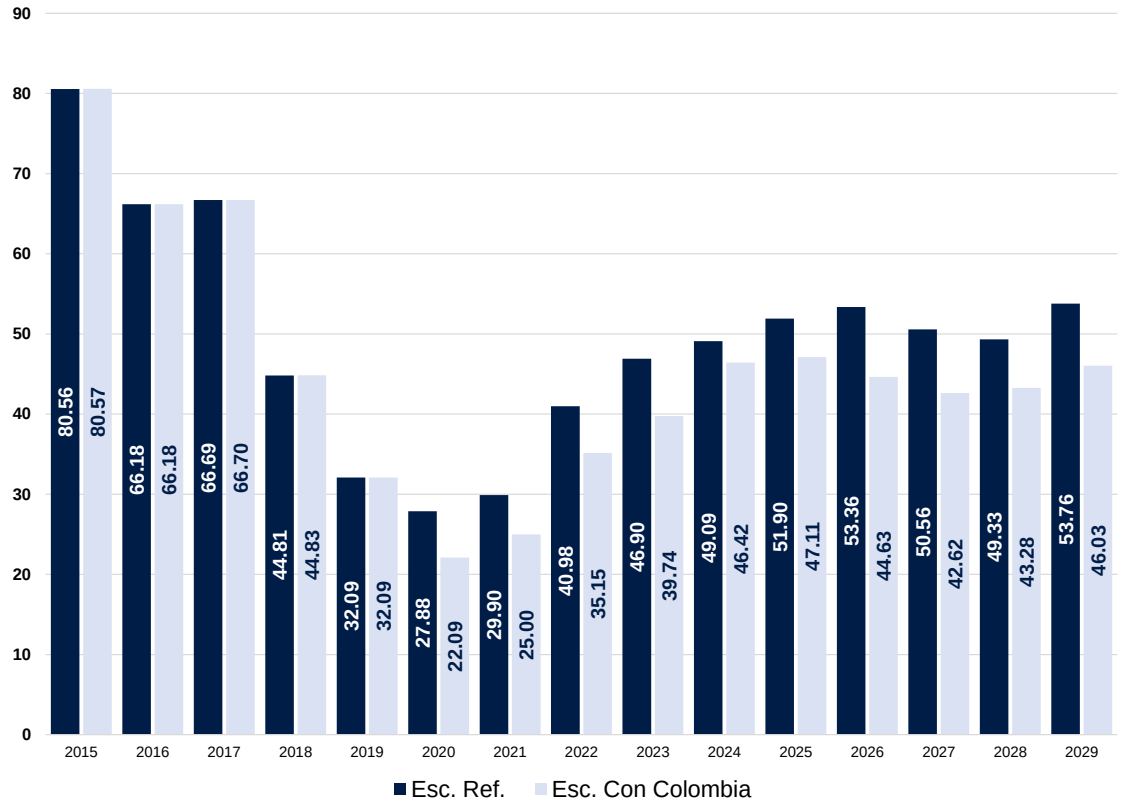
Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.

ESCENARIO CON COLOMBIA

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2020 como su fecha de entrada en operación.

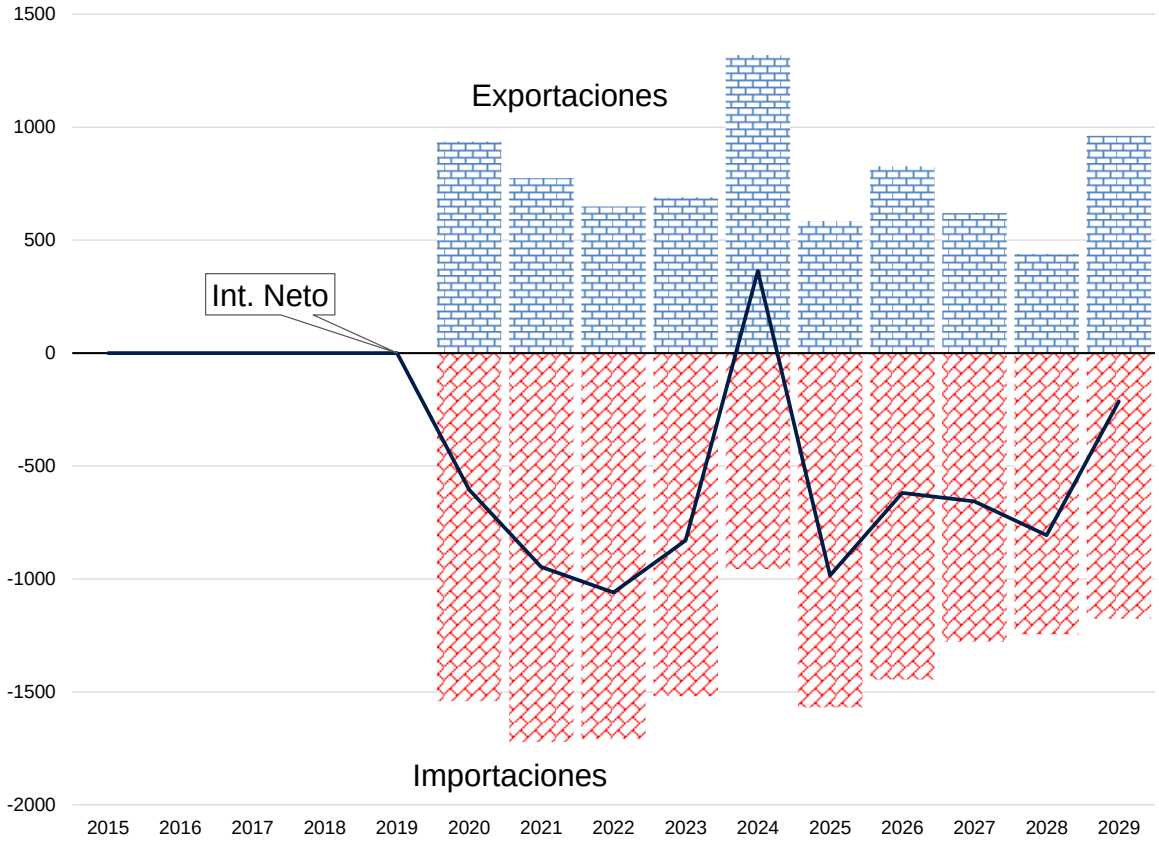
Como se muestra en el Gráfico 7. 2, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una disminución de aproximadamente 6 $/MWh en el CMS a lo largo del periodo de estudio.

GRÁFICO 7. 2, COSTOS MARGINALES DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE REFERENCIA VS ESCENARIO CON COLOMBIA.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

GRÁFICO 7. 3, INTERCAMBIOS PA-CO DEL ESCENARIO CON COLOMBIA.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

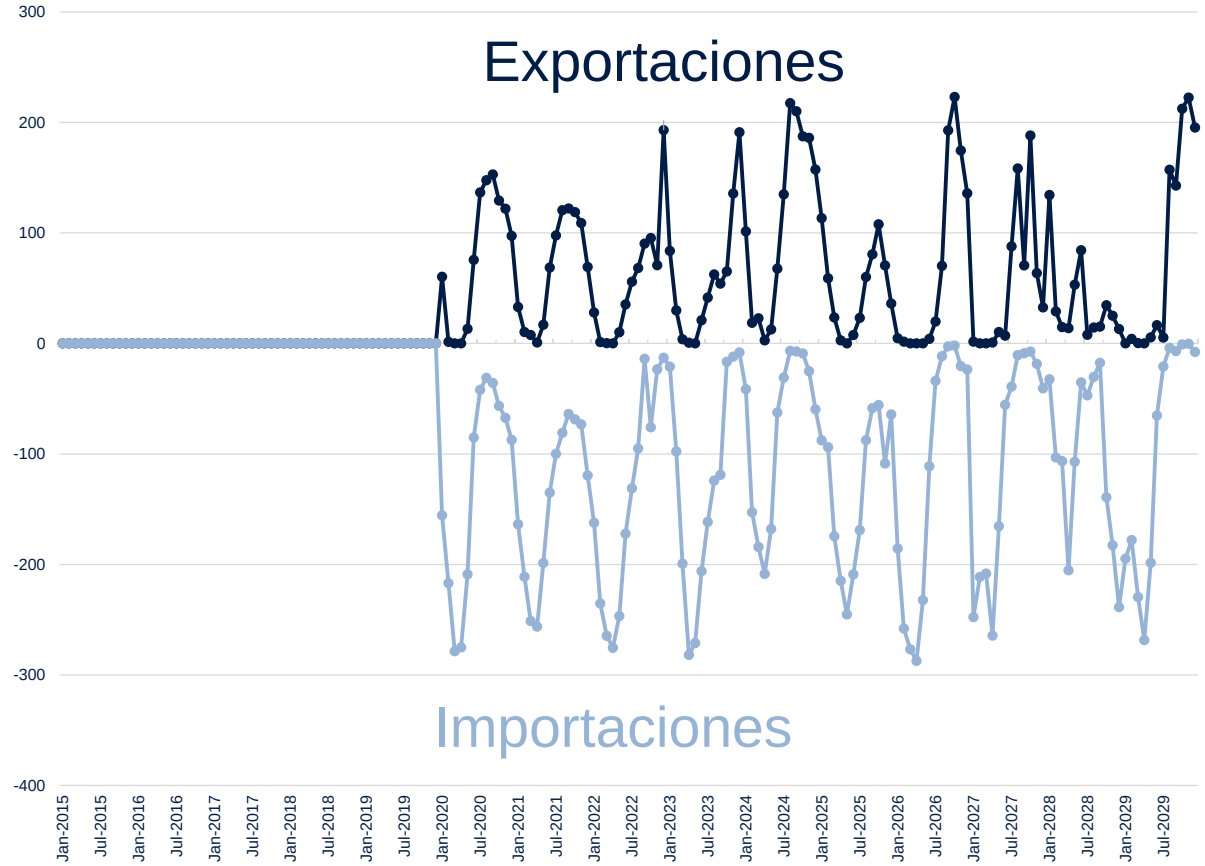
La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Las siguientes gráficas muestran los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos.

La hidrología panameña tiene un comportamiento estacional similar al de la región antioqueña colombiana; ambas tienen la influencia de la Zona de Convergencia Intertropical y se encuentran a latitudes similares. Por lo tanto, los períodos secos y húmedos tienden a coincidir. Durante los períodos húmedos en Panamá hay abundancia hidrológica que puede llegar incluso a ocasionar vertimientos en los embalses, lo que produciría la reducción en el costo marginal significativamente y, por lo tanto, la diferencia de CMS entre Panamá y Colombia es muy estrecha, a pesar de este comportamiento se presentan alto volúmenes de intercambios de energía en las dos, el principal aporte

de los intercambios por parte de Colombia se dará en la época seca debido a que durante este periodo Panamá presenta CMS muy elevados en comparación con los de Colombia.

El Gráfico 7. 4 ilustra la estacionalidad de estas transferencias. Cabe destacar que durante el análisis de los intercambios de Panamá con la interconexión CO-PA, parte de la energía es re-exportada hacia Centroamérica.

GRÁFICO 7. 4, INTERCAMBIOS MENSUALES PA-CO DEL ESCENARIO CON COLOMBIA.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CAPITULO 8

CONCLUSIONES

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento esperado de las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en enero de 2015.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, o sea nuevas fuentes renovables y no convencionales que permitan disminuciones en el CMS.

Basados en los análisis y proyecciones del modelo, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo, impide la optimización del plantel en expansión.

Panamá se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión del componente hidroeléctrico. Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de magnitud. Además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes desde el primer año del horizonte del estudio.

La entrada de las plantas renovables no convencionales del tipo fotovoltaicas y eólicas, producen un efecto importante en los costos marginal de operación dentro del Plan. Sin embargo, se debe considerar que por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe ser con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos. Conceptos, no totalmente contemplados en las herramientas informáticas utilizadas, en la simulación de este análisis económico de mínimo costo.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud.

Adicionalmente se estudia un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad; y la sensibilidad ante un imprevisto incremento sistemático de la demanda, durante todo el período de análisis. La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, ante el incremento del nivel de precios de los combustibles, solo mejoraría si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de “Cláusula de Combustible”.

Los análisis realizados ante una demanda alta de energía, no muestran diferencias apreciables en el costo marginal.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2020. Esto se observa que en el futuro contribuye a la diversificación de la matriz energética, aumentando la confiabilidad del sistema, y brinda una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 1

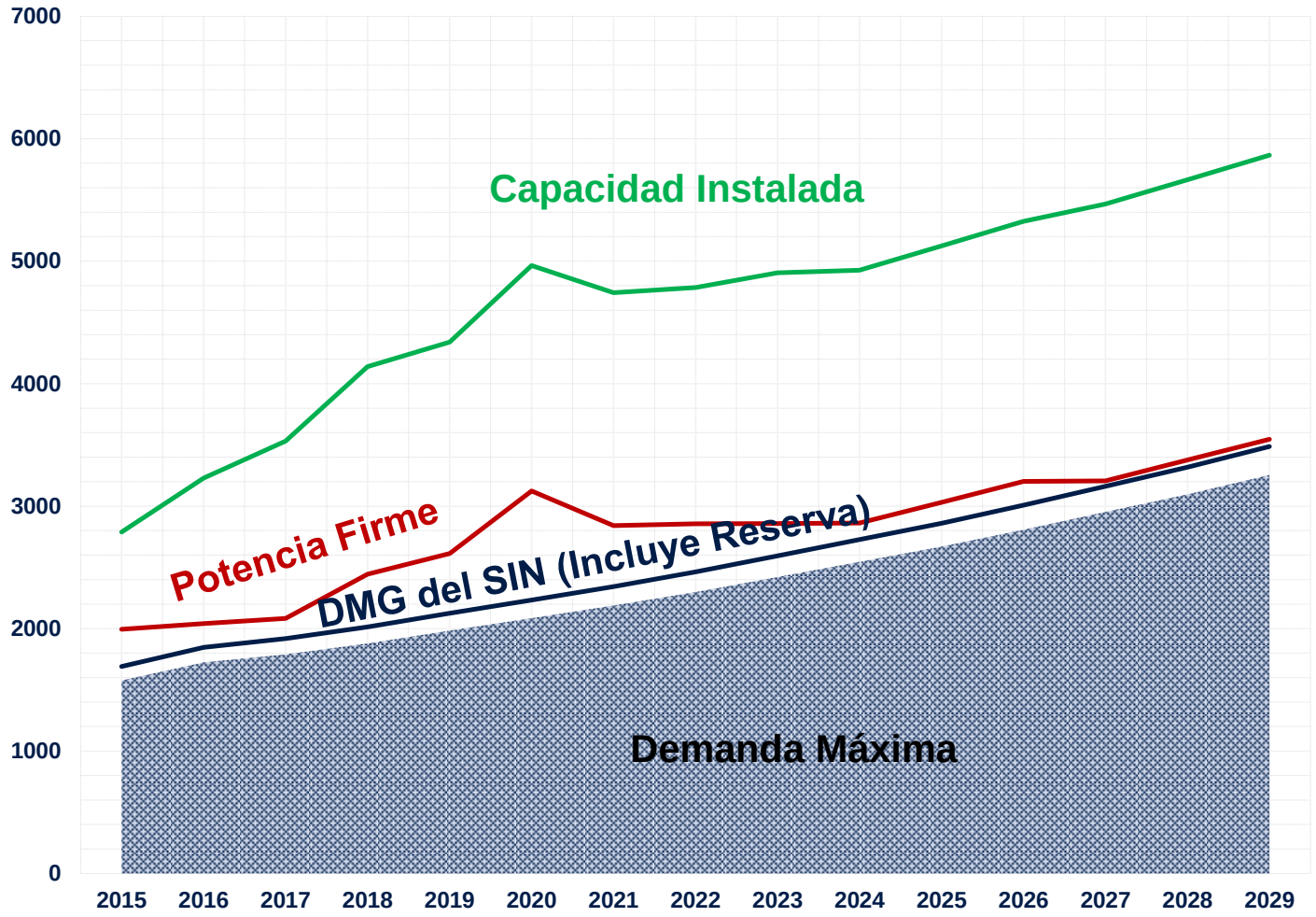
Salidas del Escenario de Referencia:

Escenario renovable-térmico considerando:

- **Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.**
- **Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) y gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.**
- **Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2019.**

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Gráfico N° A1.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario de Referencia



Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario de Referencia

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.800	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.770	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.000	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120
AES Panamá, S.A.	Estí	120.000	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.200	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.760	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630
Alternegy, S.A.	Lorena	37.600	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280
Alternegy, S.A.	Prudencia	56.200	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090
Bontex, S.A.	Gualaca	25.300	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800
Caldera Energy Corp.	Mendre	18.752	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.700	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	49.950	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.118	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.000	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.858	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.120	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	6.600	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.500	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.000	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20.000	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	14.400	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.570	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Panamá, S.A	Antón I	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón II	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón III	1.500	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.000	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.700	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.360	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	67.200	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140
Ideal Panamá, S.A	Baitún	88.200	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.000	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.100	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.120	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.754	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927
Total Hidroeléctrico		**1569.13**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul	141.36	96.71	96.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alternegy, S.A.	Cativa	87.00	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	40.00	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	40.00	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	58.00	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	35.00	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	35.00	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	35.00	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá	21.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá	21.40	11.21	11.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50.00	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50.00	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50.00	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10
Pan Am Generating Ltd	Panam	96.00	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51
Pedregal Power Company	Pacora	56.70	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2	105.94	70.95	70.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores	226*	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83
Total Termoeléctrico		**1023.20**	**867.11**	**857.11**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Etapa 1	55.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Renovable		**57.40**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Total Existente		**2649.73**	**1884.66**	**1874.66**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**

Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario de Referencia (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.80	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.10	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	5.86	1.36	1.36	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	14.40	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	10.30	2.54	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	0.58	0.58		0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	1.73	1.73		1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.88	3.35		3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17		0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172
Electron Investment	Pando	32.90	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	5.00	1.95		1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49	11.57		11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	17.30	1.28		1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	15.25	5.64			5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	1.03			1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026
Aht,S.A.	Los Trancos	0.80	0.26			0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.50	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	2.12			2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	4.10	1.23			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9.00	2.70			2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	9.90	2.43			2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
Caldera Power Inc.	Caldera	6.10	1.83			1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Hidro Burica, S.A.	Burica	63.10	22.31			22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94				1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51				8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88	161.01						161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	9.50	2.85								2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	34.50	11.90								11.90	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	20.00	1.07									1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	20.00	4.48										4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	40.00	4.27													4.27	4.267	4.267
		736.19	**331.36**	**47.49**	**93.25**	**135.35**	**145.79**	**145.79**	**306.80**	**306.80**	**321.55**	**322.62**	**327.09**	**327.09**	**327.09**	**331.36**	**331.36**	**331.36**

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	1	72	72	72	72	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	1	50		50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kanan Overseas 1, INC.	Atlantic Gateway Project	92	1	86		86	86	86	86	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	1	36		36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*	1	*74			*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74
Térmica	CC GNL 381	381	0.92	350				350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Coal Power I	Coal Power I	200	0.85	170					170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Térmica	Planta Térmica (Licitación)	400	0.88	350						350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	TGN 200	200	0.85	170											170	170	170	170	170
	TGN 200	200	0.85	170												170	170	170	170
	CB 200	200	0.85	170														170	170
	TGN 200	200	0.85	170															170
		2052		**1794**	**72**	**244**	**244**	**594**	**764**	**1114**	**906**	**906**	**906**	**906**	**1076**	**1246**	**1246**	**1416**	**1586**

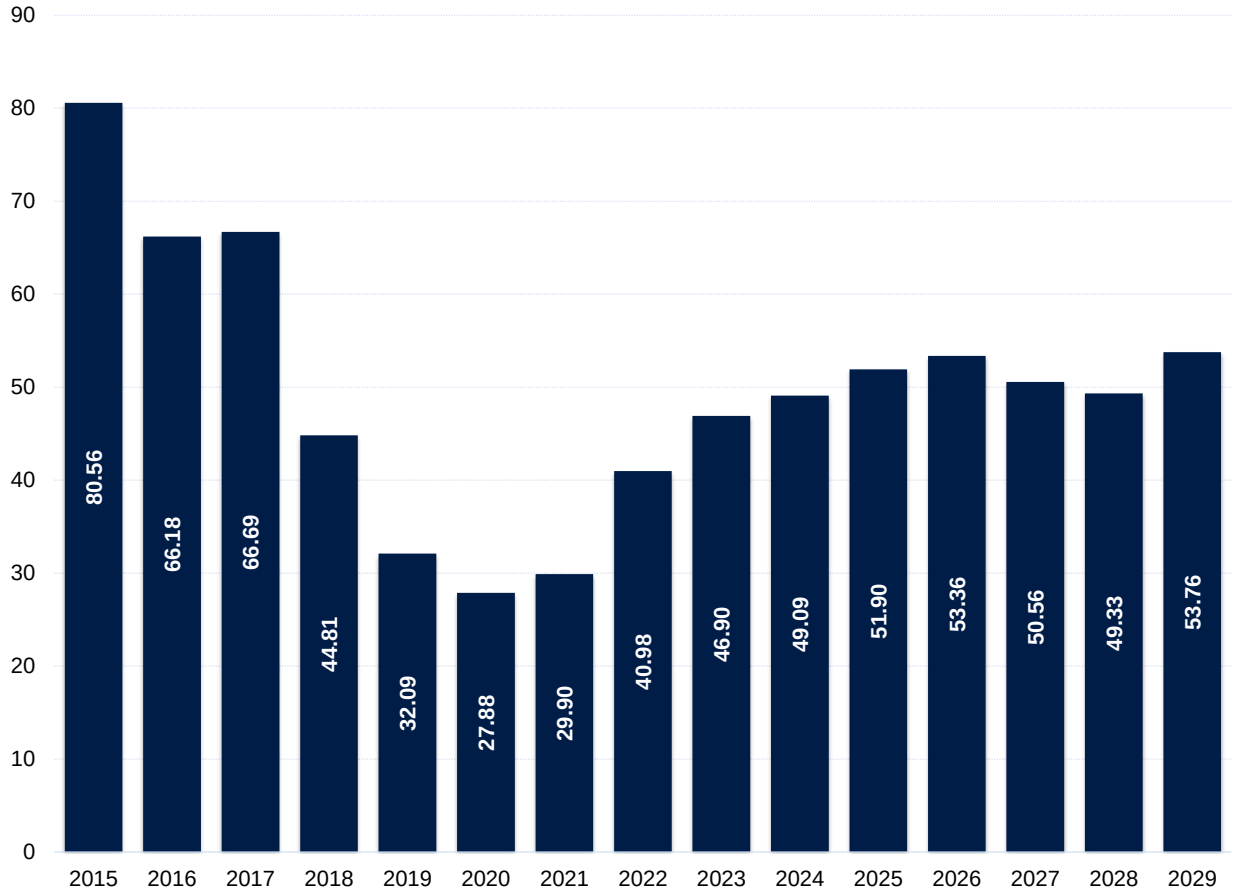
Cuadro N° A1.1 Capacidad Firme Escenario de Referencia (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azucarera Nacional, S.A.	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL Fortuna, S.A.	Chiriquí (San Juan)	9.87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grupo Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	10.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	9.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	32.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	35.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.10	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	100.00	0									0	0	0	0	0	0	0
		349	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.5	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	100	0													0	0	0
		593	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Biomasa (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.20	7.50		7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		8.20	**7.50**	**0.00**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**

CUADRO N° A1.2: Costos Marginales del Escenario de Referencia



Costo Marginal de Demanda
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2015	120.54	116.80	112.00	110.27	95.25	74.84	60.42	56.44	56.52	55.20	50.98	57.51	80.56
2016	72.10	81.27	82.49	88.31	84.89	69.79	63.86	57.95	49.21	39.74	49.41	55.20	66.18
2017	76.03	90.08	95.80	103.13	99.06	62.28	61.64	51.75	42.71	33.49	41.06	43.28	66.69
2018	44.55	75.91	83.79	94.03	74.36	46.99	31.17	19.53	15.67	15.08	15.59	21.11	44.81
2019	29.93	44.05	50.73	64.48	57.37	35.00	23.08	15.34	14.81	13.51	15.24	21.58	32.09
2020	33.59	43.53	46.81	54.02	44.79	29.24	16.02	12.61	12.35	12.13	13.12	16.33	27.88
2021	27.35	36.19	40.19	52.07	48.17	29.54	24.16	20.94	19.46	18.66	18.67	23.40	29.90
2022	35.23	47.50	53.31	77.47	62.10	40.15	33.04	30.55	28.11	27.23	25.85	31.20	40.98
2023	41.23	51.18	56.57	80.98	72.83	49.44	43.42	38.32	33.89	30.91	30.08	34.02	46.90
2024	44.13	53.75	58.13	77.19	74.09	53.67	43.54	37.22	35.41	36.84	33.52	41.62	49.09
2025	51.84	64.84	74.57	88.89	77.72	52.26	43.47	38.18	32.53	30.99	30.76	36.78	51.90
2026	54.61	65.23	74.59	92.87	84.61	54.99	45.27	38.65	33.88	31.10	30.03	34.48	53.36
2027	52.08	63.71	63.64	74.86	63.89	52.40	46.79	40.54	38.48	36.02	34.71	39.59	50.56
2028	43.21	58.42	54.93	66.24	59.09	46.57	45.40	43.20	42.38	43.17	44.03	45.28	49.33
2029	59.18	68.64	70.85	81.91	72.68	58.59	49.44	43.19	41.26	37.25	29.04	33.14	53.76

CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario de Referencia

Informe Final de Generación															
Planta	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PA_Algarrobo	56.72	57.36	56.67	56.45	55.91	56.13	56.73	57.72	57.53	58.17	57.76	56.98	56.63	57.69	56.66
PA_AntonI	7.40	7.93	7.82	7.71	7.67	7.68	7.80	7.88	7.59	7.64	7.93	7.65	7.79	7.70	7.69
PA_AntonII	7.40	7.93	7.82	7.71	7.66	7.68	7.80	7.88	7.59	7.64	7.93	7.65	7.79	7.70	7.69
PA_AntonIII	7.71	8.25	8.14	8.03	7.98	7.99	8.12	8.20	7.90	7.95	8.25	7.97	8.11	8.01	8.01
PA_Asturias	0.00	0.00	10.71	29.01	29.08	28.94	28.98	29.06	28.80	29.00	29.05	28.93	29.17	28.90	29.08
PA_B. Blanco	0.00	94.14	130.53	129.81	130.61	128.13	130.45	130.80	129.94	132.17	130.91	130.72	129.18	131.07	133.48
PA_B.BlancG3	0.00	8.34	16.55	16.55	16.55	16.55	16.54	16.55	16.54	16.55	16.55	16.54	16.55	16.55	16.55
PA_B.Totuma	0.00	21.39	33.63	33.39	33.43	33.08	33.08	33.46	33.54	33.65	32.93	33.47	33.58	33.48	34.26
PA_Baitun	501.72	510.99	513.43	508.94	515.81	511.00	514.37	514.64	505.38	514.78	511.16	512.46	510.60	511.76	512.07
PA_BaitunG3	0.00	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15
PA_Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Bartolo	0.00	0.00	70.49	70.83	69.55	70.33	71.94	71.02	70.78	72.39	70.65	71.25	70.52	70.88	72.66
PA_Bayano	476.10	629.11	586.79	590.40	626.00	583.93	600.12	618.99	617.73	596.14	588.09	631.24	656.58	656.20	909.76
PA_Bjo Mina	351.56	356.57	354.69	355.20	357.74	354.37	355.95	358.28	351.23	357.31	354.16	354.92	355.59	354.91	355.22
PA_BMina G3	0.00	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12
PA_Bonyic	173.52	171.76	173.81	173.02	171.80	176.60	172.52	172.88	172.95	174.54	174.19	171.81	172.43	174.05	172.98
PA_Bugaba	23.19	24.03	23.95	23.79	23.83	23.99	23.92	24.11	23.65	24.30	24.36	24.04	23.65	23.86	24.23
PA_Bugaba2	5.16	26.69	26.60	26.39	26.46	26.67	26.57	26.77	26.27	27.03	27.09	26.71	26.25	26.49	26.93
PA_Burica	0.00	0.00	26.21	313.36	309.62	316.31	315.07	317.45	314.59	318.81	315.05	315.53	312.28	315.22	315.76
PA_C.Mina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_C.Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_C.Viejo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Caldera	0.00	0.00	3.64	19.46	19.88	20.02	19.74	19.76	19.55	19.66	19.48	19.52	19.64	19.49	19.34
PA_CañaBlanc	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Cañazas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Chan I	1051.19	1106.71	1087.42	1081.38	1067.23	1062.72	1084.69	1087.20	1073.02	1086.77	1098.13	1103.36	1078.38	1098.84	1103.58
PA_Chan II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	610.87	1,032.44	1,036.46	1,045.38	1,029.28	1,017.80	1,047.01	1,009.77	1,012.08	1,077.29
PA_Chuspa	0.00	0.00	24.89	43.64	44.06	44.04	44.47	44.76	44.51	44.80	44.31	43.72	44.13	44.86	44.53
PA_Cochea	71.64	73.37	71.87	72.05	72.18	72.42	71.14	72.67	72.85	72.63	72.34	71.22	70.88	71.48	72.39
PA_Colorado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Concepcio	63.20	65.91	65.74	66.20	66.35	65.79	66.40	66.05	65.26	66.30	65.71	65.88	65.62	65.73	65.94
PA_Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Dolega	19.90	19.90	19.79	19.88	19.81	19.66	19.79	19.93	19.69	19.96	19.88	19.66	19.57	19.75	19.82
PA_El Alto	301.65	306.07	307.07	306.36	302.20	308.45	308.96	310.71	306.96	310.34	306.63	309.42	303.09	308.49	313.12
PA_El Fraile	27.59	29.77	28.74	28.60	28.92	28.51	28.99	28.90	28.77	29.31	28.79	28.94	28.90	28.98	29.64
PA_ElRecodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_ElRemance	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Esperanza	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Esti	647.34	673.47	650.46	653.51	649.43	641.91	662.68	677.38	679.84	686.79	666.77	672.55	661.42	666.53	706.20
PA_Estrechos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.19	42.29	43.11	41.94	41.99	41.62	42.05	42.78
PA_Estrella	261.23	278.51	267.33	271.14	262.28	263.10	265.78	271.93	273.20	271.11	270.68	272.86	266.79	277.47	271.30
PA_Fortuna	1519.21	1606.04	1610.99	1594.17	1626.26	1608.96	1625.04	1617.99	1651.30	1623.44	1582.61	1590.07	1585.50	1580.11	1843.78
PA_Gualaca	134.11	140.46	136.15	136.97	135.89	134.84	138.52	141.34	141.50	142.61	139.81	141.09	138.51	139.58	145.96
PA_Guayabito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_HidroGene	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_La.Potra	125.68	126.59	129.44	127.16	128.04	129.09	129.42	128.89	128.69	129.51	130.02	129.08	127.30	129.44	129.16
PA_LaCuchill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Laguna	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_LaHerrad	0.00	0.00	22.90	24.47	24.58	24.83	24.69	24.83	24.40	25.14	25.19	24.82	24.35	24.60	25.03
PA_LaHuaca	0.00	48.46	53.44	52.45	52.43	54.04	54.39	52.82	52.01	54.06	53.52	53.53	53.43	53.20	53.28
PA_LalinI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	79.71	76.86	76.03	108.17	109.41	108.56
PA_LalinII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	180.74	182.81	183.90
PA_LalinIII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	89.44	91.30	88.99	87.86	87.91	88.56	89.93
PA_LaPalma	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_LaPotraG3	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13
PA_LasCruces	5.19	61.23	60.44	59.81	58.98	59.83	60.40	61.22	61.18	60.90	60.68	61.01	59.94	60.01	61.06
PA_Lorena	202.13	210.89	208.60	208.92	208.12	207.58	209.54	210.11	209.60	211.54	210.26	211.23	208.35	209.46	210.53
PA_LosTranco	0.00	0.00	2.42	3.84	3.87	3.82	3.85	3.87	3.89	3.90	3.89	3.87	3.90	3.87	3.95
PA_Macano	14.46	14.89	14.52	14.33	14.74	14.43	14.54	14.59	14.46	14.62	14.65	14.95	14.42	14.66	15.18
PA_Mendre	19.63	24.67	24.05	22.46	25.27	25.45	22.31	17.34	19.51	18.60	17.56	16.33	15.44	16.78	24.72
PA_Mendre2	44.06	45.25	44.53	44.95	44.27	44.17	44.32	44.90	44.54	45.00	43.98	43.38	43.27	44.79	45.02
PA_MinChan I	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61
PA_MiniChan2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.85	112.84	112.77	112.79	112.84	112.81	112.73	112.84	112.71	112.77
PA_Mmonte	13.48	13.33	13.20	13.34	13.45	13.19	13.28	13.39	13.20	13.26	13.34	13.25	13.19	13.56	13.14
PA_Mon Lirio	286.09	289.57	292.23	293.80	288.31	290.26	291.53	294.86	292.49	295.93	293.18	293.03	288.54	292.91	296.13
PA_OjodeAgua	0.00	0.00	0.00	36.85	36.96	35.99	35.97	36.83	36.28	36.66	36.88	36.65	36.81	37.26	37.15
PA_Pando	0.00	129.93	183.14	184.02	181.11	183.30	183.60	185.49	184.81	186.86	183.78	184.69	180.92	183.00	183.82
PA_PasoAncho	34.30	35.45	36.01	35.60	35.27	35.76	35.82	36.02	35.98	36.06	35.77	36.13	35.70	36.06	36.46
PA_Pedreg2	66.18	68.67	66.88	67.10	68.07	66.53	67.75	68.87	66.81	68.24	67.19	68.09	66.06	69.26	67.84
PA_Pedregal	105.42	109.38	106.52	106.88	108.43	105.98	107.92	109.70	106.42	108.69	107.01	108.46	105.22	110.31	108.06
PA_Perlas N	58.60	61.08	60.96	61.36	61.52	60.99	61.58	61.25	60.53	61.47	60.91	61.08	60.81	60.94	61.15
PA_Perlas S	59.91	62.41	62.32	62.71	62.90	62.35	62.96	62.62	61.91	62.83	62.24	62.43	62.13	62.31	62.54
PA_Planetas1	28.66	28.95	28.83	28.83	29.01	28.56	28.89	28.95	28.70	29.04	28.97	28.80	28.75	28.86	29.08
PA_Planetas2	0.00	50.54	50.46	50.35	50.57	50.01	50.65	50.59	50.30	50.86	50.33	50.18	50.05	50.56	50.90
PA_Potrerill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Prudencia	325.17	339.29	335.66	334.65	333.77	334.15	335.96	337.47	336.70	338.97	337.51	338.31	333.83	335.80	338.82
PA_RioPiedra	0.00	0.00	17.37	69.67	69.77	68.73	69.62	70.17	69.66	70.09	70.11	70.04	70.10	70.42	69.99
PA_RP490	80.27	83.34	81.18	80.95	83.50	81.08	82.03	82.67	81.78	82.91	82.19	82.59	82.74	84.33	83.65
PA_S.Andres2	0.00	0.00	15.03	41.52	42.22	42.07	42.28	42.58	42.30	42.61	42.72	42.42	42.48	42.57	43.19
PA_Salsipued	125.68	126.59	129.44	127.16	128.04	129.09	129.42	128.89	128.69	129.51	130.02	129.08	127.30	129.44	129.16
PA_SanAndres	5.34	58.60	59.07	58.46	58.67	58.40	59.31	59.34	58.42	58.94	59.01	59.15	58.46	59.02	58.89
PA_Sindigo	0.00	9.76	103.20	104.98	103.87	102.27	103.00	105.77	103.64	106.02	104.47	102.76	103.32	105.32	102.43
PA_SM 82	0.00	0.00	0.00	37.46	101.17	99.57	100.58	101.84	100.58	104.16	101.06	100.95	103.27	101.15	106.64
PA_StaMaría	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Tab II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	171.81	170.99	174.34	172.10	173.20	171.30	174.16	175.35
PA_Tizingal	0.00	0.00	20.60	33.35	33.52	33.33	33.40	33.60	33.44	33.53	33.49	33.56	33.39	33.47	33.49
PA_Valles	319.73	335.74	327.28	331.18	321.59	326.59	325.99	333.46	332.55	333.29	329.81	330.17	324.18	336.89	329.56
PA_Yeguada	27.11	27.31	27.85	27.99	27.46	27.93	27.66	27.90	27.89	28.41	27.72	28.00	27.56	27.46	27.90
Diésel	23.99	0.28	0.86	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	920.34	893.05	859.50	408.69	192.67	170.90	30.46	24.21	15.08	22.36	140.67	39.93	19.62	0.22	7.84
Carbón	404.16	406.98	459.15	324.06	1191.33	936.55	878.76	1099.99	1295.14	1355.76	1384.43	1406.37	1294.42	2125.73	2305.71
GNL	0.00	0.00	0.00	369.39	452.29	157.98	112.07	101.55	220.71	457.71	61.57	240.63	23.24	18.46	261.91
Térmico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	954.18	1074.52	1564.76	2016.67	2081.85	1930.02	2144.23	2212.67	2474.83	2339.35
Solar	15.62	60.32	114.98	193.93	282.96	281.74	285.38	281.01	389.85	398.02	393.21	392.18	392.73	393.40	391.62
Eólico	391.08	815.08	897.37	1,162.04	1,424.67	1,446.06	1,459.44	1,416.98	1,443.38	1,413.62	1,424.70	1,426.71	1,683.27	1,699.67	1,700.66
BíoGas	0.00	54.20	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65
Oferta ACP	167.23	88.36	69.13	55.39	54.95	69.28	66.23	63.13	63.59	64.66	66.50	65.98	65.53	65.84	65.85
Total Hidro	7,386.51	8,322.58	8,643.36	9,130.36	9,233.64	9,831.39	10,409.47	10,686.00	10,759.31	10,861.24	10,740.65	10,833.83	10,943.97	11,029.95	11,688.67
Total Termico	1,348.49	1,300.32	1,319.51	1,102.94	1,836.30	2,219.62	2,095.79	2,790.50	3,547.60	3,917.68	3,516.69	3,831.16	3,549.96	4,619.24	4,914.81
Total Ren no Conv	406.70	929.60	1,077.00	1,420.61	1,772.28	1,792.44	1,809.47	1,762.63	1,897.88	1,876.30	1,882.56	1,883.54	2,140.65	2,157.72	2,156.93
Oferta ACP	167.23	88.36	69.13	55.39	54.95	69.28	66.23	63.13	63.59	64.66	66.50	65.98	65.53	65.84	65.85
Total Gen	9,308.93	10,640.86	11,109.00	11,709.30	12,897.17	13,912.74	14,380.97	15,302.26	16,268.37	16,719.88	16,206.40	16,614.51	16,700.10	17,872.75	18,826.26
Exportaciones	289.16	383.76	395.73	847.11	1,237.90	1,486.90	1,368.40	1,571.00	1,694.90	1,520.90	797.28	550.57	150.07	182.09	242.65
Importaciones	471.93	117.21	85.49	508.88	382.11	249.78	315.90	290.23	227.71	395.45	998.98	1,225.30	1,675.80	1,438.30	1,560.80
Demanda	9,871.88	10,780.64	11,198.05	11,761.97	12,425.32	13,069.54	13,719.80	14,421.50	15,201.70	15,991.40	16,782.80	17,657.50	18,573.60	19,497.00	20,502.70
Deficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 2

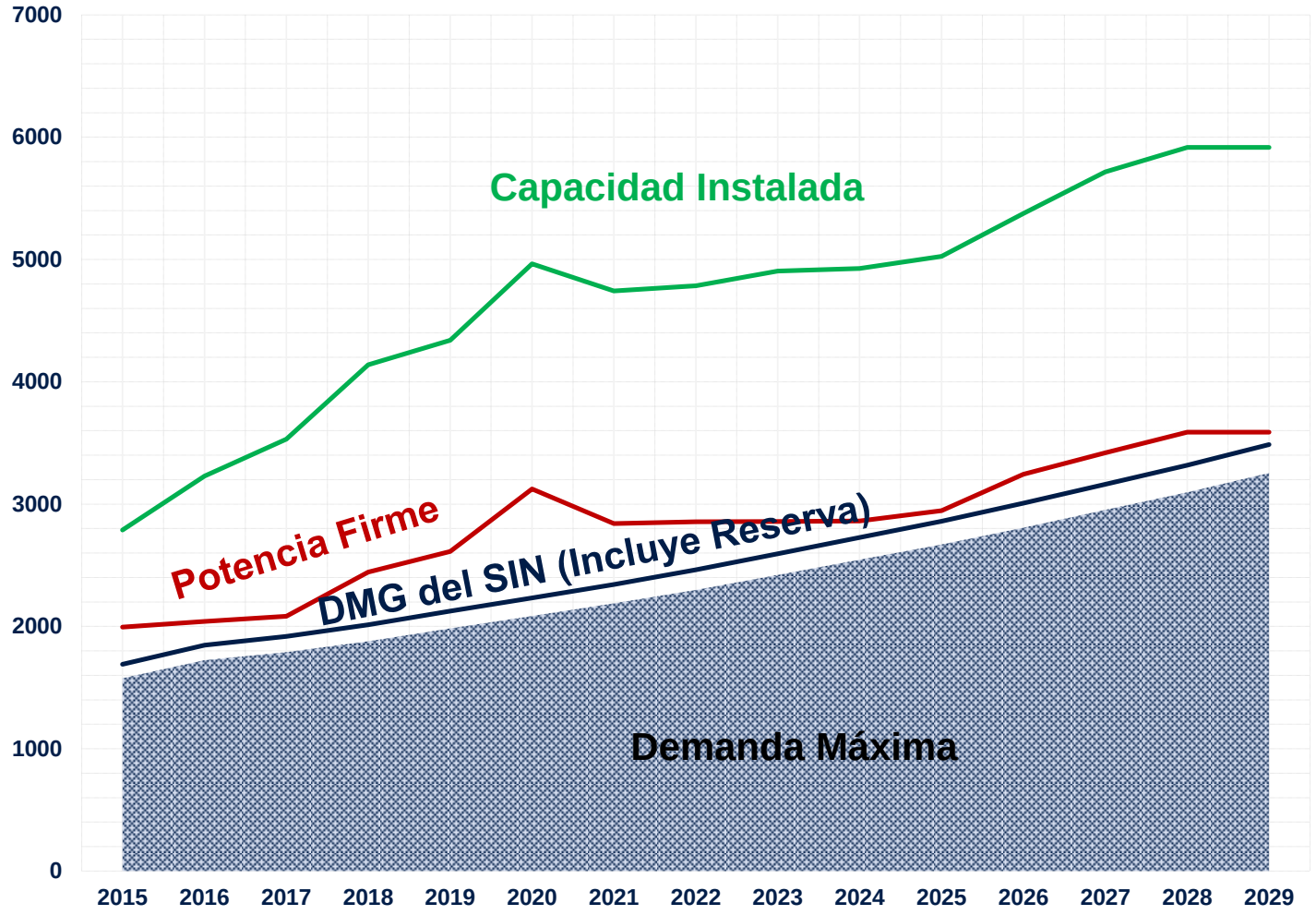
Salidas del Escenario de Carbón:

Escenario renovable-térmico considerando:

- **Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.**
- **Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) con licencia definitiva o en trámite.**
- **Considerar fuentes eólicas, solares y Carbón adicionales a partir del año 2019.**

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Gráfico N° A2.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario de Carbón



Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario de Carbón

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.800	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.770	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.000	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120
AES Panamá, S.A.	Estí	120.000	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.200	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.760	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630
Alternegy, S.A.	Lorena	37.600	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280
Alternegy, S.A.	Prudencia	56.200	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090
Bontex, S.A.	Gualaca	25.300	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800
Caldera Energy Corp.	Mendre	18.752	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.700	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	49.950	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.118	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.000	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.858	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.120	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	6.600	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.500	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.000	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20.000	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	14.400	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.570	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Panamá, S.A	Antón I	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón II	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón III	1.500	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.000	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.700	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.360	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	67.200	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140
Ideal Panamá, S.A	Baitún	88.200	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.000	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.100	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.120	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.754	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927
Total Hidroeléctrico		**1569.13**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul	141.36	96.71	96.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alternegy, S.A.	Cativa	87.00	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	40.00	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	40.00	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	58.00	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	35.00	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	35.00	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	35.00	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá	21.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá	21.40	11.21	11.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50.00	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50.00	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50.00	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10
Pan Am Generating Ltd	Panam	96.00	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51
Pedregal Power Company	Pacora	56.70	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2	105.94	70.95	70.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores	226*	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83
Total Termoeléctrico		**1023.20**	**867.11**	**857.11**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Etapa 1	55.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Renovable		**57.40**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Total Existente		**2649.73**	**1884.66**	**1874.66**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**

Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario de Carbón (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.80	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.10	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	5.86	1.36	1.36	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	14.40	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	10.30	2.54	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	0.58	0.58		0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	1.73	1.73		1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.88	3.35		3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17		0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172
Electron Investment	Pando	32.90	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	5.00	1.95		1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49	11.57		11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	17.30	1.28		1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	15.25	5.64			5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	1.03			1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026
Aht,S.A.	Los Trancos	0.80	0.26			0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.50	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	2.12			2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	4.10	1.23			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9.00	2.70			2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	9.90	2.43			2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
Caldera Power Inc.	Caldera	6.10	1.83			1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Hidro Burica, S.A.	Burica	63.10	22.31			22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94				1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51				8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88	161.01						161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	9.50	2.85								2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	34.50	11.90								11.90	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	20.00	1.07									1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	20.00	4.48										4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	40.00	4.27													4.27	4.267	4.267
		736.19	**331.36**	**47.49**	**93.25**	**135.35**	**145.79**	**145.79**	**306.80**	**306.80**	**321.55**	**322.62**	**327.09**	**327.09**	**327.09**	**331.36**	**331.36**	**331.36**

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	1	72	72	72	72	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	1	50		50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kanan Overseas 1, INC.	Atlantic Gateway Project	92	1	86		86	86	86	86	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	1	36		36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*	1	*74			*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74
Térmica	CC GNL 381	381	0.92	350				350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Coal Power I	Coal Power I	200	0.85	170					170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Térmica	Planta Térmica (Licitación)	400	0.88	350						350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	CB 100	100	0.85	85											85	85	85	85	85
	CB 350	350	0.85	297.5												297.5	297.5	297.5	297.5
	CB 200	200	0.85	170													170	170	170
	CB 200	200	0.85	170														170	170
		2102		**1837**	**72**	**244**	**244**	**594**	**764**	**1114**	**906**	**906**	**906**	**906**	**991**	**1289**	**1459**	**1629**	**1629**

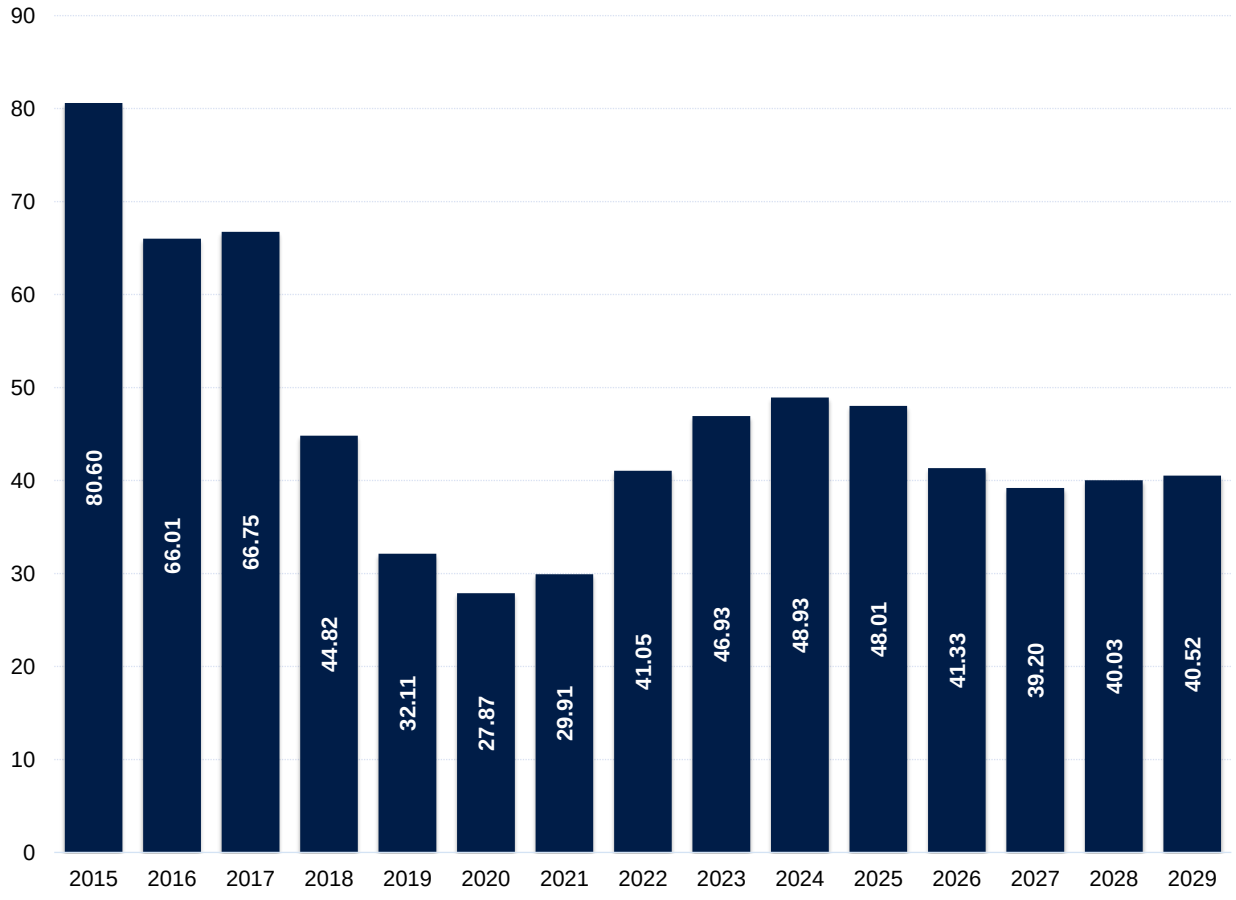
Cuadro N° A2.1 Capacidad Firme Escenario de Carbón (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azucarera Nacional, S.A.	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL Fortuna, S.A.	Chiriquí (San Juan)	9.87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grupo Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	10.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	9.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	32.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	35.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.10	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	100.00	0									0	0	0	0	0	0	0
		349	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.5	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	100	0													0	0	0
		593	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Biomasa (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.20	7.50		7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		8.20	**7.50**	**0.00**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**

CUADRO N° A2.2: Costos Marginales del Escenario de Carbón



Costo Marginal de Demanda
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2015	120.56	116.65	112.00	110.21	95.13	74.93	60.46	56.57	56.70	55.29	51.12	57.62	80.60
2016	71.96	81.37	82.70	86.76	84.39	69.65	63.97	58.01	49.23	39.80	49.21	55.12	66.01
2017	76.01	90.10	95.58	103.09	99.06	62.74	61.57	51.53	42.88	33.54	41.17	43.71	66.75
2018	44.41	75.96	83.67	94.15	74.26	47.03	31.12	19.66	15.59	15.10	15.67	21.16	44.82
2019	29.88	44.08	50.80	64.73	57.27	35.00	23.08	15.39	14.80	13.52	15.27	21.57	32.11
2020	33.43	43.78	46.80	54.16	44.67	29.19	16.05	12.66	12.37	12.07	13.02	16.25	27.87
2021	27.32	36.18	40.10	52.27	48.15	29.51	24.15	20.93	19.48	18.61	18.67	23.55	29.91
2022	35.26	47.55	53.38	77.72	62.41	40.17	33.03	30.51	28.17	27.22	25.86	31.33	41.05
2023	41.35	51.12	56.42	81.32	72.69	49.44	43.40	38.35	34.00	30.86	30.08	34.13	46.93
2024	44.08	53.84	58.01	77.53	73.97	53.63	43.43	37.20	35.38	36.41	33.00	40.67	48.93
2025	47.27	57.95	65.78	81.93	71.49	48.01	42.08	36.67	31.82	30.05	29.21	33.92	48.01
2026	40.75	45.33	46.72	62.10	56.90	40.17	39.35	36.82	32.87	31.94	30.44	32.53	41.33
2027	41.56	41.77	40.89	42.02	41.40	40.16	39.43	37.80	37.63	36.74	34.06	36.92	39.20
2028	35.85	37.30	38.86	39.55	38.40	39.56	40.91	40.31	40.78	42.34	43.03	43.53	40.03
2029	43.13	42.53	43.04	47.40	43.98	42.27	42.47	40.43	40.18	36.96	31.14	32.65	40.52

CUADRO N° A2.3: Informe Final de Generación del Escenario de Carbón

Informe Final de Generación															
Planta	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PA_Algarrobo	56.72	57.36	56.63	56.45	55.91	56.06	56.72	57.74	57.53	58.23	57.73	57.04	56.67	57.69	56.66
PA_AntonI	7.40	7.93	7.82	7.71	7.67	7.68	7.80	7.88	7.59	7.64	7.93	7.65	7.79	7.70	7.69
PA_AntonII	7.40	7.93	7.82	7.71	7.66	7.68	7.80	7.88	7.59	7.64	7.93	7.65	7.79	7.70	7.69
PA_AntonIII	7.71	8.25	8.14	8.03	7.98	7.99	8.12	8.20	7.90	7.95	8.25	7.97	8.11	8.01	8.01
PA_Asturias	0.00	0.00	10.71	29.01	29.08	28.94	28.98	29.06	28.80	29.00	29.05	28.93	29.17	28.90	29.08
PA_B. Blanco	0.00	94.14	130.53	129.81	130.61	128.13	130.45	130.80	129.94	132.17	130.91	130.72	129.18	131.07	133.48
PA_B.BlancG3	0.00	8.34	16.55	16.55	16.55	16.55	16.54	16.55	16.54	16.55	16.55	16.54	16.55	16.55	16.55
PA_B.Totuma	0.00	21.39	33.63	33.39	33.43	33.08	33.08	33.46	33.54	33.65	32.93	33.47	33.58	33.48	34.26
PA_Baitun	501.72	510.99	513.43	508.94	515.81	511.00	514.37	514.64	505.38	514.78	511.16	512.46	510.60	511.76	512.07
PA_BaitunG3	0.00	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15
PA_Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Bartolo	0.00	0.00	70.49	70.83	69.55	70.33	71.94	71.02	70.78	72.39	70.65	71.25	70.52	70.88	72.66
PA_Bayano	475.44	630.50	586.25	590.02	627.04	582.63	601.30	618.07	618.33	609.67	591.51	626.61	750.64	709.54	791.69
PA_Bjo Mina	351.56	356.57	354.69	355.20	357.74	354.37	355.95	358.28	351.23	357.31	354.16	354.92	355.59	354.91	355.22
PA_BMina G3	0.00	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12
PA_Bonyic	173.52	171.76	173.81	173.02	171.80	176.60	172.52	172.88	172.95	174.54	174.19	171.81	172.43	174.05	172.98
PA_Bugaba	23.19	24.03	23.95	23.79	23.83	23.99	23.92	24.11	23.65	24.30	24.36	24.04	23.65	23.86	24.23
PA_Bugaba2	5.16	26.69	26.60	26.39	26.46	26.67	26.57	26.77	26.27	27.03	27.09	26.71	26.25	26.49	26.93
PA_Burica	0.00	0.00	26.21	313.36	309.62	316.31	315.07	317.45	314.59	318.81	315.05	315.53	312.28	315.22	315.76
PA_C.Mina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_C.Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_C.Viejo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Caldera	0.00	0.00	3.64	19.46	19.88	20.02	19.74	19.76	19.55	19.66	19.48	19.52	19.64	19.49	19.34
PA_CañaBlanc	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Cañazas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Chan I	1051.32	1106.43	1087.19	1081.35	1068.00	1062.52	1084.77	1087.35	1073.17	1086.83	1099.44	1107.80	1088.62	1093.26	1104.38
PA_Chan II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	609.95	1,033.58	1,035.89	1,044.47	1,042.30	1,036.34	1,036.70	1,062.89	1,013.98	1,029.46
PA_Chuspa	0.00	0.00	24.89	43.64	44.06	44.04	44.47	44.76	44.51	44.80	44.31	43.72	44.13	44.86	44.53
PA_Cochea	71.64	73.37	71.87	72.05	72.18	72.42	71.14	72.67	72.85	72.63	72.34	71.22	70.88	71.48	72.39
PA_Colorado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Concepcio	63.20	65.91	65.74	66.20	66.35	65.79	66.40	66.05	65.26	66.30	65.71	65.88	65.62	65.73	65.94
PA_Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Dolega	19.90	19.90	19.79	19.88	19.81	19.66	19.79	19.93	19.69	19.96	19.88	19.66	19.57	19.75	19.82
PA_El Alto	301.65	306.07	307.07	306.36	302.20	308.45	308.96	310.71	306.96	310.34	306.63	309.42	303.09	308.49	313.12
PA_El Fraile	27.59	29.77	28.74	28.60	28.92	28.51	28.99	28.90	28.77	29.31	28.79	28.94	28.90	28.98	29.64
PA_ElRecodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_ElRemance	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Esperanza	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Esti	647.13	673.82	650.03	653.59	649.72	642.22	662.77	677.71	680.51	690.47	669.27	681.38	686.85	670.42	692.26
PA_Estrechos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42.19	42.29	43.11	41.94	41.99	41.62	42.05	42.78
PA_Estrella	261.25	278.76	267.49	271.04	262.30	263.17	265.74	271.91	273.20	271.27	271.09	272.92	267.06	277.58	271.30
PA_Fortuna	1517.79	1607.57	1610.64	1594.93	1625.40	1609.93	1623.95	1618.33	1650.47	1650.78	1599.65	1617.35	1692.32	1575.20	1753.67
PA_Gualaca	134.06	140.57	136.06	136.95	135.92	134.93	138.64	141.44	141.66	143.21	140.08	142.55	143.20	140.32	143.70
PA_Guayabito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_HidroGene	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_La.Potra	125.68	126.59	129.44	127.16	128.04	129.09	129.42	128.89	128.69	129.51	130.02	129.08	127.30	129.44	129.16
PA_LaCuchill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Laguna	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_LaHerrad	0.00	0.00	22.90	24.47	24.58	24.83	24.69	24.83	24.40	25.14	25.19	24.82	24.35	24.60	25.03
PA_LaHuaca	0.00	48.46	53.44	52.45	52.43	54.04	54.39	52.82	52.01	54.06	53.52	53.53	53.43	53.20	53.28
PA_LalinI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	79.71	76.86	76.03	108.17	109.41	108.56
PA_LalinII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	181.35	182.89	184.05
PA_LalinIII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	89.44	91.30	88.99	87.86	88.08	88.60	90.09
PA_LaPalma	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_LaPotraG3	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13	18.13
PA_LasCruces	5.19	61.23	60.44	59.81	58.98	59.83	60.40	61.22	61.18	60.90	60.68	61.01	59.94	60.01	61.06
PA_Lorena	202.08	210.95	208.56	208.91	208.10	207.68	209.60	210.18	209.59	212.01	209.51	211.80	211.85	208.34	208.49
PA_LosTranco	0.00	0.00	2.42	3.84	3.87	3.82	3.85	3.87	3.89	3.90	3.89	3.87	3.90	3.87	3.95
PA_Macano	14.46	14.89	14.52	14.33	14.74	14.43	14.54	14.59	14.46	14.62	14.65	14.95	14.42	14.66	15.18
PA_Mendre	19.56	24.60	24.19	22.48	25.23	25.30	22.26	17.27	19.30	18.76	17.18	14.99	12.60	14.87	23.74
PA_Mendre2	44.05	45.25	44.53	44.95	44.27	44.16	44.33	44.90	44.53	44.96	43.96	43.36	43.20	44.75	44.84
PA_MinChan I	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61
PA_MiniChan2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.85	112.84	112.77	112.79	112.84	112.81	112.73	112.84	112.71	112.77
PA_Mmonte	13.48	13.33	13.20	13.34	13.45	13.19	13.28	13.39	13.20	13.26	13.34	13.25	13.19	13.56	13.14
PA_Mon Lirio	286.09	289.57	292.16	293.80	288.31	290.30	291.52	294.86	292.48	295.93	293.18	293.03	288.54	292.91	296.13
PA_OjodeAgua	0.00	0.00	0.00	36.85	36.96	35.99	35.97	36.83	36.28	36.66	36.88	36.65	36.81	37.26	37.15
PA_Pando	0.00	129.93	183.14	184.02	181.11	183.30	183.58	185.49	184.81	186.86	183.78	184.69	180.92	183.00	183.82
PA_PasoAncho	34.30	35.45	36.01	35.60	35.27	35.76	35.82	36.02	35.98	36.06	35.77	36.13	35.70	36.06	36.46
PA_Pedreg2	66.18	68.67	66.88	67.10	68.07	66.53	67.75	68.87	66.81	68.24	67.19	68.09	66.06	69.26	67.84
PA_Pedregal	105.42	109.38	106.52	106.88	108.43	105.98	107.92	109.70	106.42	108.69	107.01	108.46	105.22	110.31	108.06
PA_Perlas N	58.60	61.08	60.96	61.36	61.52	60.99	61.58	61.25	60.53	61.47	60.91	61.08	60.81	60.94	61.15
PA_Perlas S	59.91	62.41	62.32	62.71	62.90	62.35	62.96	62.62	61.91	62.83	62.24	62.43	62.13	62.31	62.54
PA_Planetas1	28.66	28.95	28.83	28.83	29.01	28.56	28.89	28.95	28.70	29.04	28.97	28.80	28.75	28.86	29.08
PA_Planetas2	0.00	50.54	50.46	50.35	50.57	50.01	50.65	50.59	50.30	50.86	50.33	50.18	50.05	50.56	50.90
PA_Potrerill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Prudencia	325.10	339.38	335.60	334.63	333.73	334.29	336.04	337.55	336.68	339.62	336.45	339.11	338.73	334.23	335.95
PA_RioPiedra	0.00	0.00	17.36	69.69	69.74	68.67	69.62	70.18	69.68	70.14	70.08	70.09	70.14	70.42	69.99
PA_RP490	80.27	83.34	81.18	80.95	83.50	81.08	82.03	82.67	81.78	82.91	82.19	82.59	82.74	84.33	83.65
PA_S.Andres2	0.00	0.00	15.03	41.52	42.22	42.07	42.28	42.58	42.30	42.61	42.72	42.42	42.48	42.57	43.19
PA_Salsipued	125.68	126.59	129.44	127.16	128.04	129.09	129.42	128.89	128.69	129.51	130.02	129.08	127.30	129.44	129.16
PA_SanAndres	5.34	58.60	59.07	58.46	58.67	58.40	59.31	59.34	58.42	58.94	59.01	59.15	58.46	59.02	58.89
PA_Sindigo	0.00	9.76	103.20	105.00	103.80	102.09	103.03	105.80	103.66	106.12	104.40	102.82	103.38	105.32	102.43
PA_SM 82	0.00	0.00	0.00	37.46	101.17	99.57	100.58	101.84	100.58	104.16	101.06	100.95	103.27	101.15	106.64
PA_StaMaría	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Tab II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	171.78	171.02	174.68	172.10	172.88	172.33	174.32	174.29
PA_Tizingal	0.00	0.00	20.60	33.35	33.52	33.33	33.40	33.60	33.44	33.53	33.49	33.56	33.39	33.47	33.49
PA_Valles	319.75	335.84	327.26	331.15	321.70	326.51	325.94	333.46	332.57	333.47	329.83	330.26	324.25	336.95	329.56
PA_Yeguada	27.11	27.31	27.85	27.99	27.46	27.93	27.65	27.90	27.89	28.41	27.72	28.00	27.56	27.46	27.90
Diésel	23.99	0.36	0.89	0.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	922.74	889.76	860.58	408.74	192.78	171.55	30.18	24.18	15.33	22.66	106.58	7.65	0.00	0.00	0.00
Carbón	404.80	407.03	457.37	324.40	1191.57	937.36	876.99	1100.50	1296.36	1340.33	1607.49	2251.69	2186.74	3146.70	3654.97
GNL	0.00	0.00	0.00	369.94	451.54	157.00	116.29	102.72	220.11	455.67	24.75	23.89	0.00	0.00	4.40
Térmico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	954.44	1071.53	1564.02	2016.38	2047.49	1846.66	1934.02	1898.68	2259.01	2292.41
Solar	15.62	60.32	114.98	193.93	282.96	281.74	285.38	281.01	389.85	398.02	393.21	392.18	392.73	393.40	391.62
Eólico	391.08	815.08	897.37	1,162.04	1,424.67	1,446.06	1,459.44	1,416.98	1,443.38	1,413.62	1,424.70	1,426.71	1,683.27	1,699.67	1,700.66
BíoGas	0.00	54.20	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65
Oferta ACP	167.10	88.50	69.22	55.39	55.11	68.78	66.36	63.03	63.59	64.67	66.41	65.99	65.73	65.94	66.05
Total Hidro	7,384.14	8,326.02	8,641.81	9,130.71	9,234.74	9,830.20	10,411.01	10,685.51	10,758.96	10,921.42	10,781.77	10,860.82	11,246.04	11,075.06	11,410.41
Total Termico	1,351.53	1,297.15	1,318.84	1,103.89	1,835.90	2,220.35	2,094.98	2,791.42	3,548.18	3,866.15	3,585.48	4,217.25	4,085.42	5,405.71	5,951.77
Total Ren no Conv	406.70	929.60	1,077.00	1,420.61	1,772.28	1,792.44	1,809.47	1,762.63	1,897.88	1,876.30	1,882.56	1,883.54	2,140.65	2,157.72	2,156.93
Oferta ACP	167.10	88.50	69.22	55.39	55.11	68.78	66.36	63.03	63.59	64.67	66.41	65.99	65.73	65.94	66.05
Total Gen	9,309.46	10,641.26	11,106.87	11,710.60	12,898.03	13,911.78	14,381.82	15,302.59	16,268.61	16,728.54	16,316.22	17,027.60	17,537.84	18,704.43	19,585.16
Exportaciones	290.17	383.79	393.60	845.86	1,235.40	1,488.30	1,368.40	1,571.40	1,692.60	1,525.70	877.79	732.83	245.18	323.14	323.77
Importaciones	472.42	116.73	85.54	506.28	378.56	252.35	315.12	290.27	225.10	391.24	968.72	987.25	910.14	726.24	862.13
Demanda	9,871.88	10,780.64	11,198.05	11,761.97	12,425.32	13,069.54	13,719.80	14,421.50	15,201.70	15,991.40	16,782.80	17,657.50	18,573.60	19,497.00	20,502.70
Deficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 3

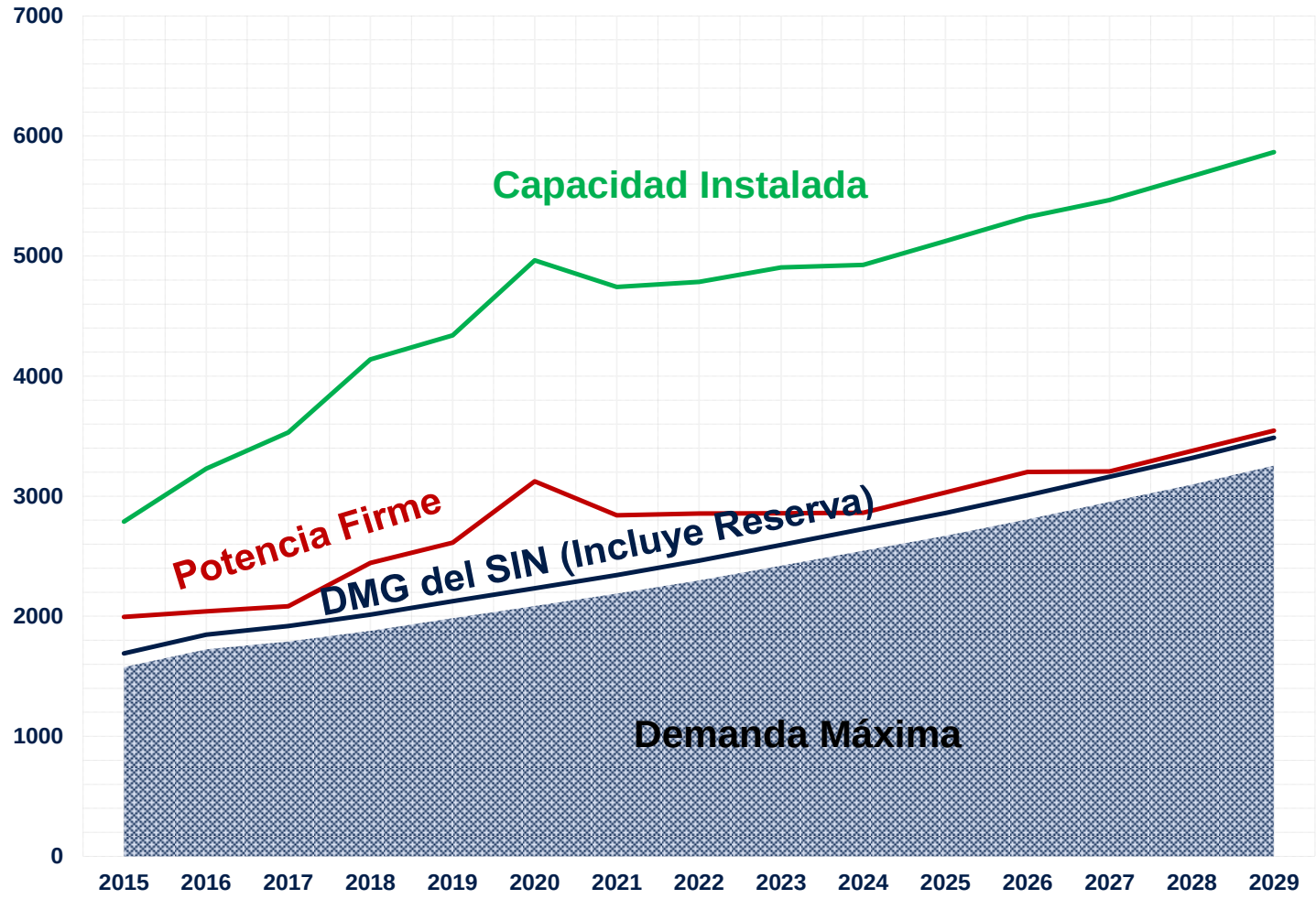
Salidas del Escenario de Renovables:

Escenario renovable-térmico considerando:

- **Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.**
- **Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales (bunker y diésel) y gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.**
- **Considerar fuentes eólicas, solares y gas natural adicional a partir del año 2019, considerando un mayor impulso en el nivel de penetración de fuentes renovables no convencionales.**

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Gráfico N° A3.1 Balance de Potencia vs Demanda del Escenario de Renovables



Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario de Renovables

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	212.800	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670	165.670
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	9.770	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660	9.660
AES Panamá, S.A.	Bayano	260.000	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120	160.120
AES Panamá, S.A.	Estí	120.000	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670	112.670
AES Panamá, S.A.	La Estrella	47.200	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130	16.130
AES Panamá, S.A.	Los Valles	54.760	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630	17.630
Alternegy, S.A.	Lorena	37.600	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280	30.280
Alternegy, S.A.	Prudencia	56.200	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090	50.090
Bontex, S.A.	Gualaca	25.300	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800	22.800
Caldera Energy Corp.	Mendre	18.752	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924	3.924
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	8.700	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556	1.556
Electron Investment	Monte Lirio	49.950	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380	32.380
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	5.118	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	300.000	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210	290.210
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	9.858	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410	2.410
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	3.120	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	6.600	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	2.500	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	15.000	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	20.000	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043	2.043
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	14.400	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376	0.376
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	3.570	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898	0.898
Hidro Panamá, S.A	Antón I	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón II	1.400	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240	0.240
Hidro Panamá, S.A	Antón III	1.500	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	14.000	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720	1.720
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	8.700	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333	1.333
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	5.360	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499	0.499
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	67.200	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140	22.140
Ideal Panamá, S.A	Baitún	88.200	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090	31.090
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	56.000	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070	20.070
Istmus Hydropower Corp	Concepción	11.100	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490	2.490
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	11.100	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461	2.461
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	6.120	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Saltos de Francoli S.A.	Los Planetas I	4.754	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927	0.927
Total Hidroeléctrico		**1569.13**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**	**1017.55**
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul	141.36	96.71	96.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Alternegy, S.A.	Cativa	87.00	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85	65.85
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	40.00	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32	32.32
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	40.00	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02	32.02
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	58.00	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88	36.88
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	35.00	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	35.00	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	29.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	35.00	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá	21.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá	21.40	11.21	11.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7	4.50	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	50.00	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76	32.76
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	50.00	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80	46.80
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	50.00	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10	37.10
Pan Am Generating Ltd	Panam	96.00	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51	86.51
Pedregal Power Company	Pacora	56.70	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58	48.58
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2	105.94	70.95	70.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	15.48	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04	9.04
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	34.92	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96	29.96
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores	226*	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83	145.83
Total Termoeléctrico		**1023.20**	**867.11**	**857.11**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**678.24**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**	**603.65**
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Etapa 1	55.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Renovable		**57.40**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.00**
Total Existente		**2649.73**	**1884.66**	**1874.66**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1695.79**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**	**1621.20**

Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario de Renovables (Continuación)

Proyectos Hidroeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	31.80	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22	22.22
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	2.10	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05	8.05
Empresa Nacional de Energia, S.A	Bugaba 2	5.86	1.36	1.36	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	14.40	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	10.30	2.54	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538	2.538
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	0.58	0.58		0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	1.73	1.73		1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	8.88	3.35		3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Hidronorth Corp.	La Huaca	11.62	0.17		0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172	0.172
Electron Investment	Pando	32.90	25.13		25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13	25.13
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	5.00	1.95		1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949	1.949
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49	11.57		11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57	11.57
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	17.30	1.28		1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	15.25	5.64			5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64	5.64
Empresa Nacional de Energia, S.A	La Herradura	5.20	1.03			1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026	1.026
Aht,S.A.	Los Trancos	0.80	0.26			0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.50	2.55			2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	2.12			2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	4.10	1.23			1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	9.00	2.70			2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	9.90	2.43			2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
Caldera Power Inc.	Caldera	6.10	1.83			1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Hidro Burica, S.A.	Burica	63.10	22.31			22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31	22.31
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	6.45	1.94				1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	8.51				8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505	8.505
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.80	7.40					7.40	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	7.62	1.03					1.03	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88	161.01						161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011	161.011
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	13.79	4.14							4.14	4.137	4.137	4.137	4.137	4.137	4.137	4.137	4.137
Empresa Nacional de Energia, S.A	El Recodo	10.00	3.00							3.00	3	3	3	3	3	3	3	3
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	9.50	2.85								2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	34.50	11.90								11.90	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	20.00	1.07									1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
Mifta Power, Inc.	Santa María	26.00	12.54									12.54	12.54	12.54	12.54	12.54	12.54	12.54
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	6.10	1.83									1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	20.00	4.48										4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476
AHB, S.A.	Guayabito	0.90	0.36										0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	Potrerillos	4.17	1.25										1.252	1.252	1.252	1.252	1.252	1.252
Rìo Power, S.A.	Cerro Viejo	4.00	1.20										1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Hidro Occidente, S.A	El Remance	8.00	2.40												2.40	2.4	2.4	2.4
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	40.00	4.27													4.27	4.267	4.267
Natural Power & Resources, S.A.	Cañazas	5.94	0.68													0.68	0.68	0.68
		830.52	367.19	47.49	93.25	135.35	145.79	154.22	315.23	322.36	337.11	352.55	359.84	359.84	362.24	367.19	367.19	367.19

Proyectos Termoeléctricos (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Fact. Disp.	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Estrella del Mar (Barcaza)	72	1	72	72	72	72	72	72	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jinro Corporation	Jinro Power	57.8	1	50		50	50	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kanan Overseas 1, INC.	Atlantic Gateway Project	92	1	86		86	86	86	86	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	49.5	1	36		36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*	1	*74			*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74	*74
Térmica	CC GNL 381	381	0.92	350				350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Coal Power I	Coal Power I	200	0.85	170					170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Térmica	Planta Térmica (Licitación)	400	0.88	350						350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	TGN 200	200	0.85	170											170	170	170	170	170
	TGN 200	200	0.85	170												170	170	170	170
	CB 200	200	0.85	170														170	170
	TGN 200	200	0.85	170															170
		2052		1794	72	244	244	594	764	1114	906	906	906	906	1076	1246	1246	1416	1586

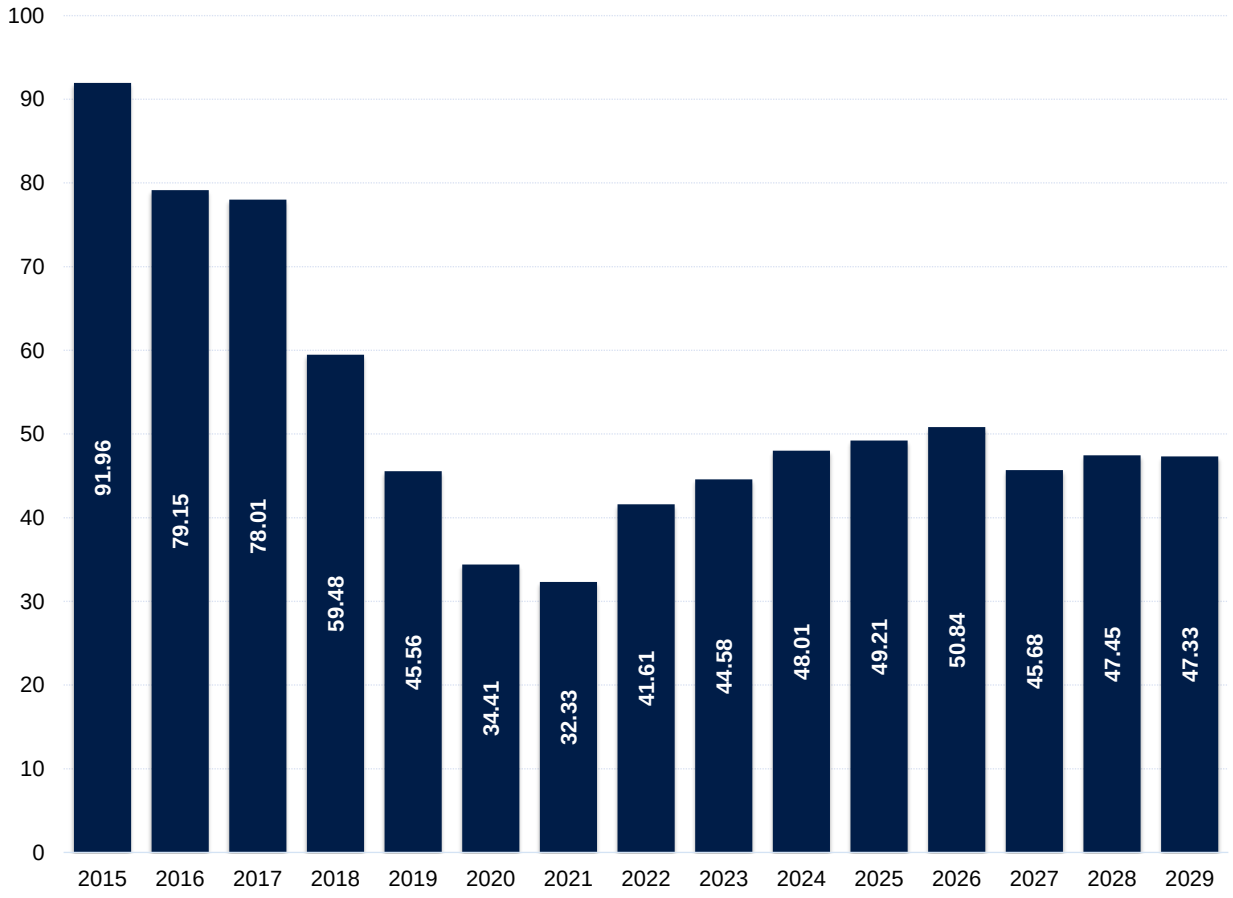
Cuadro N° A3.1 Capacidad Firme Escenario de Renovables (Continuación)

Proyectos Solares (Futuros)	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azucarera Nacional, S.A.	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENEL Fortuna, S.A.	Chiriquí (San Juan)	9.87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Grupo Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	10.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	9.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	20.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	32.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	35.00	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.10	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	2.40	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	14.50	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.70	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	19.80	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.00	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	0.90	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.99	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	19.90	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.50	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.99	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	9.90	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	10.00	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	5.00	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	5.50	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	100.00	0										0	0	0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	100.00	0												0	0	0	0
	Proyecto Fotovoltaico	100.00	0														0	0
		715	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Eólicos (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.5	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	105	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	120	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	50	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	111.6	0						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	115.5	0							0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	104.4	0									0	0	0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	100	0											0	0	0	0	0
	Proyecto Eólico	100	0															0
		1194	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

Proyectos Biomasa (Futuros) MW	Nombre	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	8.20	7.50		7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
		8.20	**7.50**	**0.00**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**	**7.50**

CUADRO N° A3.2: Costos Marginales del Escenario de Renovables



Costo Marginal de Demanda
$/MWh

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
2015	149.85	143.21	131.46	120.91	100.11	81.52	68.76	62.66	61.39	60.16	57.22	66.29	91.96
2016	88.83	108.02	115.51	98.61	87.55	79.94	74.32	67.46	57.13	51.91	56.21	64.32	79.15
2017	89.81	101.03	108.98	115.91	105.01	78.90	71.56	60.00	51.09	47.71	51.33	54.76	78.01
2018	69.13	88.18	93.67	98.56	77.15	57.45	47.64	40.00	35.10	33.92	34.32	38.59	59.48
2019	41.44	57.10	59.52	76.40	67.43	46.24	37.77	34.51	31.58	27.16	29.53	38.02	45.56
2020	44.16	52.66	48.74	57.61	49.36	36.27	27.03	20.59	19.04	17.27	18.66	21.57	34.41
2021	26.46	38.51	36.74	51.74	50.00	33.61	34.96	25.51	22.82	23.16	20.63	23.81	32.33
2022	34.87	53.31	49.59	71.55	63.30	46.59	42.56	33.30	27.07	27.09	24.93	25.11	41.61
2023	36.33	50.76	46.47	69.89	69.42	54.43	52.83	39.52	31.41	28.82	27.49	27.60	44.58
2024	38.03	50.06	48.84	69.02	73.47	60.95	53.24	43.87	36.02	36.42	32.59	33.66	48.01
2025	43.31	64.25	61.31	78.02	73.54	55.86	47.08	40.99	32.86	31.88	28.47	32.92	49.21
2026	47.53	57.41	62.38	77.74	78.96	58.88	45.77	38.23	35.04	34.51	34.73	38.85	50.84
2027	49.36	55.14	52.98	59.79	60.98	48.28	42.69	38.04	36.21	34.43	34.14	36.13	45.68
2028	44.22	52.12	50.92	58.31	59.64	50.00	46.40	43.96	40.95	42.69	39.93	40.24	47.45
2029	49.78	57.16	57.13	67.28	67.09	53.88	49.06	41.17	36.86	33.65	28.06	26.84	47.33

CUADRO N° A3.3: Informe Final de Generación del Escenario de Renovables

Informe Final de Generación															
Planta	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PA_Algarrobo	49.21	48.92	49.00	49.36	49.00	47.86	47.67	48.68	48.50	48.79	48.12	48.76	48.99	49.27	49.50
PA_AntonI	6.86	6.87	6.86	6.86	6.84	6.84	6.85	6.85	6.87	6.87	6.85	6.85	6.86	6.84	6.84
PA_AntonII	6.86	6.87	6.86	6.86	6.84	6.84	6.85	6.85	6.87	6.87	6.85	6.85	6.86	6.84	6.84
PA_AntonIII	7.13	7.15	7.14	7.14	7.12	7.12	7.13	7.13	7.15	7.15	7.13	7.13	7.14	7.12	7.11
PA_Asturias	0.00	0.00	10.61	27.33	27.31	27.24	27.31	27.32	27.32	27.30	27.31	27.34	27.35	27.33	27.33
PA_B. Blanco	0.00	90.36	119.29	119.13	118.85	119.07	119.44	119.58	119.78	119.49	118.88	119.15	119.32	118.98	118.85
PA_B.BlancG3	0.00	8.34	16.36	16.35	16.36	16.37	16.37	16.37	16.37	16.37	16.35	16.35	16.36	16.37	16.36
PA_B.Totuma	0.00	20.15	31.02	30.96	30.93	30.81	30.77	31.00	31.02	30.92	30.78	30.91	31.01	30.99	30.95
PA_Baitun	479.95	480.49	480.99	480.06	478.91	479.40	480.81	481.11	480.86	480.36	479.57	480.26	480.53	479.07	479.00
PA_BaitunG3	0.00	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15	15.15
PA_Barriles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Bartolo	0.00	0.00	64.28	64.12	63.93	64.17	64.42	64.43	64.52	64.33	63.99	64.19	64.32	64.12	64.05
PA_Bayano	520.37	621.21	598.18	653.39	614.17	530.54	543.92	584.23	596.41	595.33	554.08	600.32	625.91	644.33	849.41
PA_Bjo Mina	341.67	343.14	340.89	340.55	340.10	340.10	340.83	341.12	341.07	340.82	340.47	340.87	340.93	340.25	340.19
PA_BMina G3	0.00	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12	5.12
PA_Bonyic	144.55	156.95	156.97	157.07	156.58	156.21	156.45	156.59	156.38	156.10	156.03	156.32	156.28	156.33	156.81
PA_Bugaba	21.66	21.70	21.69	21.63	21.55	21.59	21.70	21.69	21.65	21.65	21.62	21.62	21.62	21.53	21.53
PA_Bugaba2	4.72	23.63	23.64	23.56	23.46	23.52	23.65	23.63	23.59	23.58	23.54	23.55	23.54	23.45	23.45
PA_Burica	0.00	0.00	23.76	286.85	285.81	286.54	287.50	287.64	287.46	286.89	286.54	287.17	287.12	285.97	285.99
PA_C.Mina	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.65	28.63	28.54	28.59	28.62	28.51	28.46
PA_C.Piedra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_C.Viejo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.08	20.03	20.07	20.08	20.00	19.98
PA_Caldera	0.00	0.00	3.40	17.77	17.72	17.79	17.86	17.77	17.78	17.83	17.81	17.76	17.71	17.75	17.82
PA_CañaBlanc	0.00	0.00	0.00	0.00	27.84	27.94	28.03	28.05	28.06	27.99	27.87	27.99	28.02	27.87	27.82
PA_Cañazas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.75	28.70	28.67
PA_Chan I	953.98	981.38	976.56	959.44	934.30	913.45	933.97	947.79	945.00	956.76	960.77	972.75	984.92	981.46	999.89
PA_Chan II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	577.63	916.85	920.54	916.54	925.58	893.19	905.73	929.99	909.33	969.83
PA_Chuspa	0.00	0.00	23.66	40.13	39.96	39.99	40.27	40.24	40.26	40.22	40.06	40.08	40.15	40.08	40.03
PA_Cochea	64.80	64.98	64.78	64.70	64.42	64.26	64.63	64.82	64.77	64.64	64.50	64.64	64.51	64.38	64.42
PA_Colorado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Concepcio	63.78	63.78	62.62	62.57	62.48	62.52	62.65	62.68	62.68	62.63	62.56	62.64	62.65	62.50	62.50
PA_Cotito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Dolega	18.30	18.31	18.31	18.33	18.29	18.26	18.32	18.36	18.34	18.32	18.29	18.32	18.31	18.28	18.28
PA_El Alto	278.86	279.52	279.42	278.44	277.35	277.89	278.98	279.26	279.06	278.55	277.87	278.61	278.75	277.52	277.49
PA_El Fraile	25.58	25.67	25.62	25.55	25.49	25.58	25.70	25.68	25.78	25.75	25.55	25.63	25.65	25.55	25.51
PA_ElRecodo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	85.65	85.69	85.69	85.62	85.55	85.60	85.64	85.67	85.68
PA_ElRemance	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.40	39.45	39.34	39.29
PA_Esperanza	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_Esti	596.40	608.64	608.22	609.71	599.12	580.94	589.77	598.80	606.61	608.43	590.57	603.74	611.99	609.33	624.74
PA_Estrechos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	38.42	38.45	38.32	38.13	38.29	38.34	38.18	38.13
PA_Estrella	269.74	250.36	268.33	268.89	266.62	261.27	261.53	266.00	266.26	267.32	262.91	267.58	268.81	269.51	270.83
PA_Fortuna	1516.78	1624.84	1624.59	1662.48	1618.94	1594.19	1573.80	1596.20	1619.66	1618.77	1525.05	1554.82	1593.55	1579.17	1776.89
PA_Gualaca	125.65	128.55	127.43	127.30	125.37	122.42	123.79	125.43	126.93	127.33	124.15	126.43	127.96	127.84	130.22
PA_Guayabito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.73	5.70	5.71	5.72	5.72	5.72
PA_HidroGene	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_La.Potra	96.78	120.43	117.53	117.17	116.79	116.98	117.38	117.49	117.43	117.24	116.99	117.27	117.32	116.83	116.82
PA_LaCuchill	0.00	0.00	0.00	0.00	40.96	41.09	41.31	41.30	41.26	41.26	41.18	41.21	41.25	41.09	41.05
PA_Laguna	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.01	45.01	45.07	44.96	44.74	44.86	44.94	44.81	44.76
PA_LaHerrad	0.00	0.00	20.74	21.94	21.84	21.89	22.02	22.00	21.96	21.96	21.92	21.93	21.92	21.83	21.83
PA_LaHuaca	0.00	44.53	47.48	47.49	47.59	47.52	47.35	47.27	47.58	47.74	47.67	47.67	47.53	47.36	47.53
PA_LalinI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	69.39	68.92	69.32	98.10	97.95	97.78
PA_LalinII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	163.18	162.98	162.79
PA_LalinIII	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.46	80.00	79.46	79.96	78.75	78.56	78.66
PA_LaPalma	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PA_LaPotraG3	10.27	17.77	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07	18.07
PA_LasCruces	4.60	54.56	54.49	54.35	54.13	54.36	54.60	54.63	54.75	54.54	54.20	54.44	54.57	54.33	54.20
PA_Lorena	190.80	196.49	194.97	194.21	192.08	190.91	191.41	192.17	192.86	192.90	191.40	193.27	193.83	194.86	194.45
PA_LosTranco	0.00	0.00	2.09	3.23	3.22	3.20	3.23	3.24	3.24	3.23	3.21	3.22	3.23	3.22	3.22
PA_Macano	12.93	12.98	12.95	12.88	12.86	12.93	13.02	13.00	13.00	13.02	12.99	12.99	12.98	12.92	12.90
PA_Mendre	17.51	19.84	19.30	18.54	19.48	21.39	21.72	20.16	19.50	18.27	18.49	17.07	16.24	15.10	21.31
PA_Mendre2	40.80	41.15	41.05	40.80	40.89	41.03	41.44	41.16	41.13	40.91	40.81	40.85	40.68	40.52	41.08
PA_MinChan I	64.59	62.93	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61	60.61
PA_MiniChan2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.67	112.80	112.84	112.84	112.79	112.76	112.84	112.84	112.84	112.84
PA_Mmonte	11.76	11.94	12.03	12.01	11.98	12.00	12.03	12.04	12.03	12.02	12.01	11.98	11.99	11.99	11.99
PA_Mon Lirio	260.62	261.27	262.22	261.69	260.62	259.45	259.76	261.77	261.48	261.12	259.98	261.21	261.74	260.83	261.10
PA_OjodeAgua	0.00	0.00	0.00	32.43	32.38	32.47	32.60	32.58	32.69	32.65	32.43	32.51	32.57	32.47	32.41
PA_Pando	0.00	121.49	163.59	163.29	162.61	161.77	161.90	163.27	163.06	162.64	162.06	162.92	163.09	162.63	162.77
PA_PasoAncho	33.02	33.57	33.57	33.54	33.48	33.36	33.44	33.58	33.59	33.51	33.42	33.49	33.54	33.49	33.49
PA_Pedreg2	62.10	62.24	62.02	61.81	61.71	61.91	62.25	62.23	62.18	62.16	62.03	62.13	62.17	61.89	61.83
PA_Pedregal	99.08	99.31	98.78	98.44	98.28	98.61	99.15	99.12	99.03	99.00	98.80	98.95	99.02	98.58	98.47
PA_Perlas N	56.85	57.57	58.01	57.95	57.86	57.90	58.03	58.06	58.06	58.00	57.93	58.01	58.02	57.89	57.88
PA_Perlas S	58.79	58.78	59.25	59.18	59.09	59.14	59.27	59.31	59.30	59.24	59.16	59.25	59.26	59.11	59.11
PA_Planetas1	26.57	26.69	26.67	26.64	26.63	26.67	26.72	26.73	26.72	26.68	26.63	26.66	26.69	26.64	26.62
PA_Planetas2	0.00	45.51	45.27	45.22	45.16	45.26	45.36	45.38	45.36	45.27	45.15	45.25	45.31	45.18	45.14
PA_Potrerill	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.82	21.79	21.90	21.94	21.89	21.87
PA_Prudencia	303.22	311.39	309.27	308.12	304.94	303.21	304.14	305.31	306.21	306.20	304.06	306.79	307.45	308.82	308.28
PA_RioPiedra	0.00	0.00	17.26	68.94	68.73	67.89	67.56	68.39	68.16	68.58	68.30	68.65	68.89	69.08	69.23
PA_RP490	76.33	76.39	76.50	76.28	76.14	76.34	76.71	76.71	76.63	76.61	76.48	76.54	76.60	76.33	76.28
PA_S.Andres2	0.00	0.00	14.16	38.45	38.28	38.36	38.52	38.55	38.52	38.46	38.36	38.46	38.48	38.31	38.30
PA_Salsipued	97.25	120.63	117.53	117.17	116.79	116.98	117.38	117.49	117.43	117.24	116.99	117.27	117.32	116.83	116.82
PA_SanAndres	4.73	54.37	53.97	53.56	53.41	53.57	53.85	53.97	53.94	53.83	53.70	53.89	53.92	53.71	53.70
PA_Sindigo	0.00	8.96	94.03	94.55	94.21	93.43	92.85	94.13	93.55	93.87	93.19	93.79	94.40	94.69	94.88
PA_SM 82	0.00	0.00	0.00	35.82	91.19	91.53	91.94	92.00	92.19	91.77	91.13	91.58	91.79	91.43	91.28
PA_StaMaría	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	110.85	110.47	109.70	110.04	110.33	110.06	109.88
PA_Tab II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	155.27	156.75	156.72	154.87	155.48	156.56	155.17	156.53
PA_Tizingal	0.00	0.00	20.09	31.74	31.72	31.66	31.69	31.76	31.79	31.76	31.71	31.73	31.76	31.75	31.74
PA_Valles	322.57	314.16	327.72	328.17	326.73	324.41	322.87	325.83	325.55	325.60	322.82	326.10	326.98	327.38	328.46
PA_Yeguada	25.07	19.78	25.06	24.94	24.86	24.83	24.86	25.11	25.08	25.03	24.87	25.01	25.08	24.99	24.94
Diésel	169.50	11.68	8.71	1.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bunker	1146.21	1281.83	1287.85	720.91	286.29	191.78	33.78	32.04	24.21	33.81	149.67	39.71	37.17	3.03	7.53
Carbón	428.98	460.95	555.17	431.63	1527.41	1066.78	963.51	1152.88	1221.46	1305.32	1364.21	1346.95	1109.98	1956.88	1963.42
GNL	0.00	0.00	0.00	797.04	865.20	291.88	173.81	168.00	212.39	372.39	146.20	249.17	31.94	51.79	195.19
Térmico	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1170.33	1257.78	1637.93	1799.64	2003.01	1924.93	1973.24	1978.82	2273.06	2191.33
Solar	15.62	60.32	114.98	193.93	345.31	431.08	470.88	463.47	462.17	583.97	576.83	685.51	686.50	798.39	794.71
Eólico	391.08	815.08	897.37	1,162.04	1,751.96	2,228.27	2,573.95	2,501.30	2,840.56	2,769.28	3,068.99	3,076.04	3,035.60	3,076.95	3,337.46
BíoGas	0.00	54.20	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65	64.65
Oferta ACP	172.65	96.97	78.28	58.36	55.44	69.00	64.78	60.75	62.06	63.47	63.45	64.63	64.27	64.46	65.08
Total Hidro	7,025.43	7,822.88	8,174.24	8,712.89	8,699.67	9,176.81	9,738.88	10,036.84	10,295.88	10,428.11	10,220.79	10,396.31	10,732.86	10,698.38	11,206.16
Total Termico	1,744.69	1,754.45	1,851.73	1,951.30	2,678.91	2,720.77	2,428.89	2,990.85	3,257.69	3,715.00	3,585.00	3,609.07	3,157.91	4,284.75	4,357.47
Total Ren no Conv	406.70	929.60	1,077.00	1,420.61	2,161.92	2,724.00	3,109.48	3,029.41	3,367.38	3,417.90	3,710.47	3,826.19	3,786.75	3,939.98	4,196.82
Oferta ACP	172.65	96.97	78.28	58.36	55.44	69.00	64.78	60.75	62.06	63.47	63.45	64.63	64.27	64.46	65.08
Total Gen	9,349.47	10,603.90	11,181.25	12,143.16	13,595.93	14,690.57	15,342.03	16,117.86	16,983.01	17,624.49	17,579.70	17,896.20	17,741.79	18,987.57	19,825.53
Exportaciones	313.48	335.85	423.11	1,012.90	1,644.70	2,055.30	2,055.70	2,126.80	2,196.40	2,072.40	1,477.40	1,061.90	301.38	409.31	436.85
Importaciones	459.98	140.56	46.40	243.80	82.82	44.21	44.77	38.43	22.92	48.06	299.86	443.43	761.87	540.64	740.81
Demanda	9,871.88	10,780.64	11,198.05	11,761.97	12,425.32	13,069.54	13,719.80	14,421.50	15,201.70	15,991.40	16,782.80	17,657.50	18,573.60	19,497.00	20,502.70
Deficit	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Perdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 4

Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

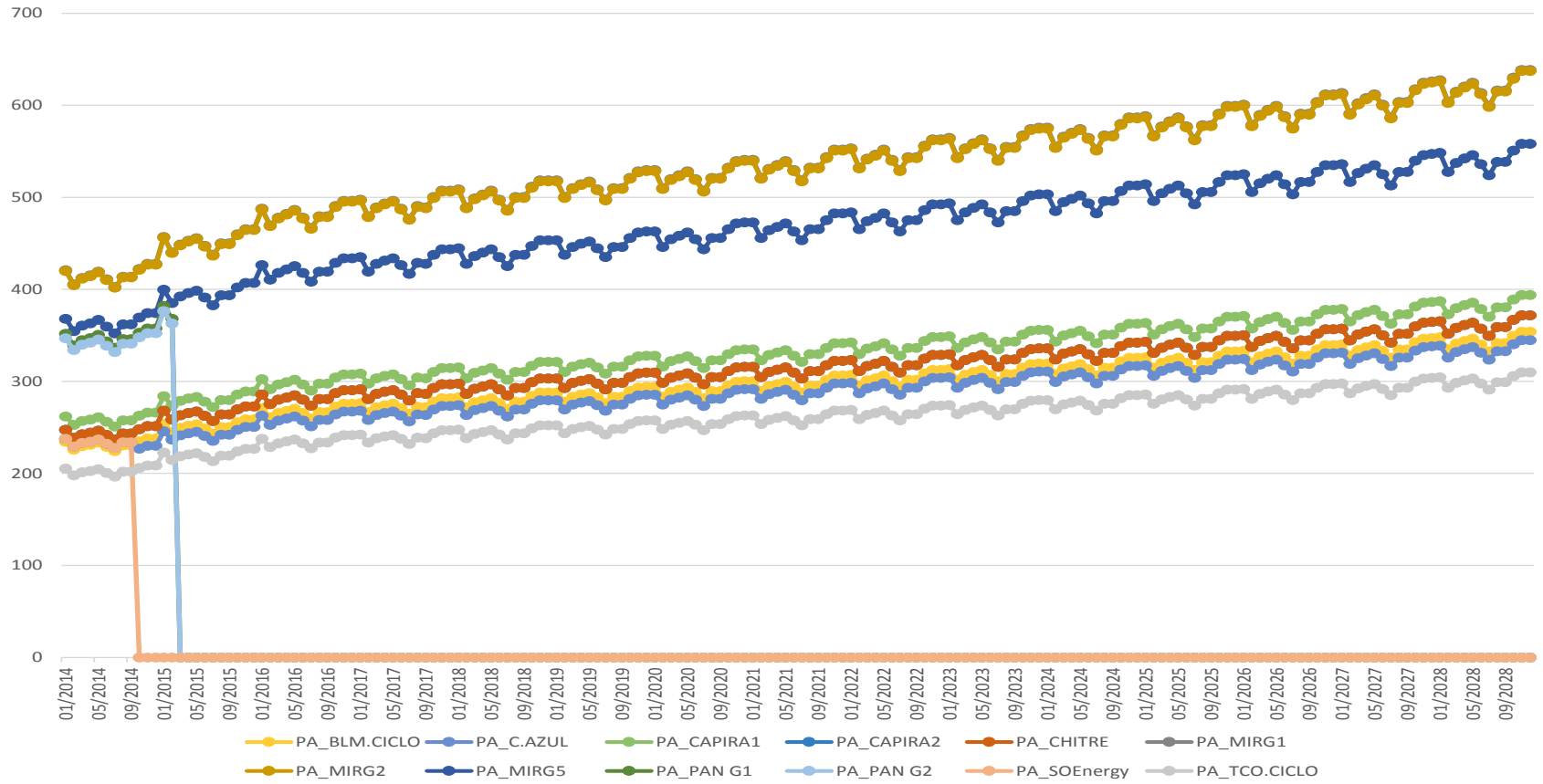
Sistema de Generación Existente - Costos Operativos

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible	
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul[1]	Motor de Media Velocidad	Diesel	112	141.36	104	76.986	Gal/MWh
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	Bunker C	10	87	83.5	62.4246	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 2)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67		
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 3)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67	0.5912	Ton /MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 4)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67		
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG5	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.3	93.8574	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG6	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.3	103.244	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	Diesel	1	35	33.35	88.788	Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9[2/4]	Turbina de Vapor	Diesel / Carbón	1	58	56.03	67.8174	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá[3]	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.42	116.34	Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá[3]	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.19	114.66	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6[5]	Motor de Media Velocidad	Diesel	1	1	1	84.6317	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9[5]	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211	Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7[6]	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	50	49.18	100.157	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	50	49.18	102.043	Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón[2]	Turbina de Vapor	Diesel	1	50	48.55	67.0404	Gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	Bunker C	6	96	96	57.5232	Gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Bunker C	3	56.97	53.52	58.7748	Gal/MWh
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2[1]	Motor de Media Velocidad	Diesel	84	105.94	80	76.9818	Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	15.48	15.6	61.2066	Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	34.92	34.92	58.7538	Gal/MWh
					1023.47	**925.1**		

1 Licencia Temporal - Retiro Agosto de 2015 / Septiembre de 2015
2 Turbina de Vapor de Ciclo Combinado
3 Retiro agosto de 2015
4 Incluido en la Planta de Carbón
5 Retiro enero de 2015
6 Retiro Mayo de 2015

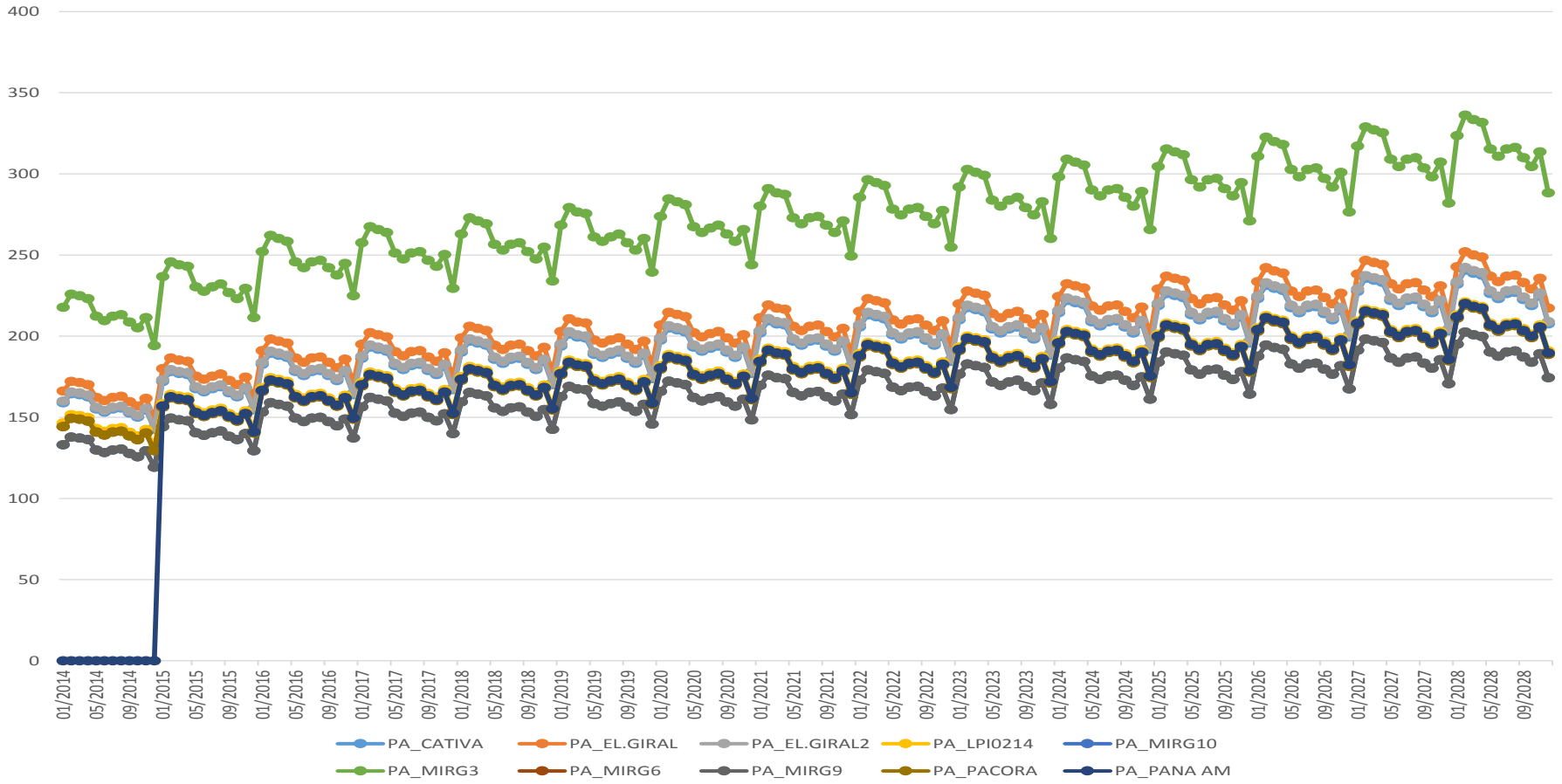
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2015.

Costo Variable de Producción
Plantas de Diésel
Plan Indicativo de Generación
2015-2029



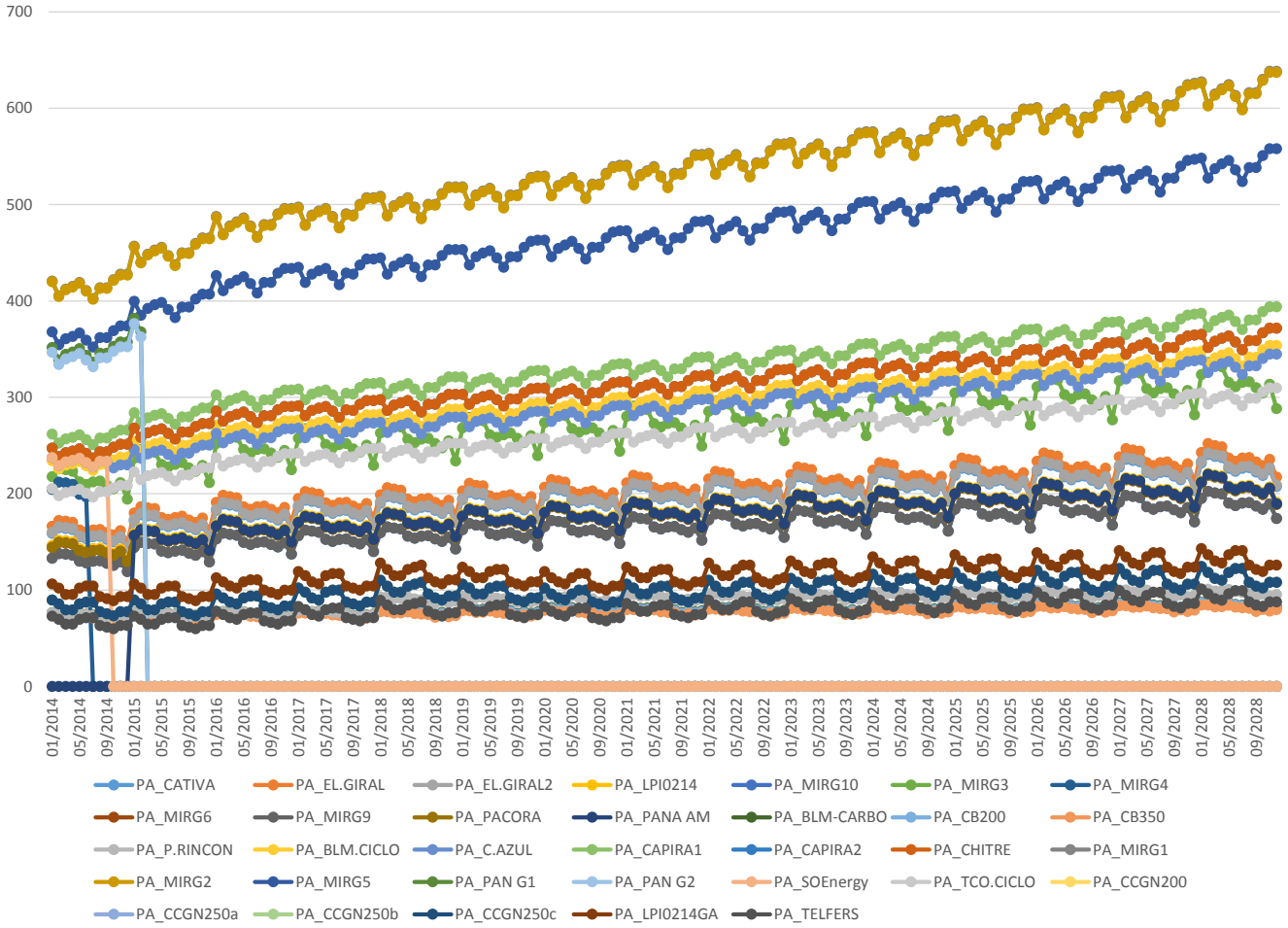
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2015.

Costo Variable de Producción
Plantas de Bunker
Plan Indicativo de Generación
2015-2029



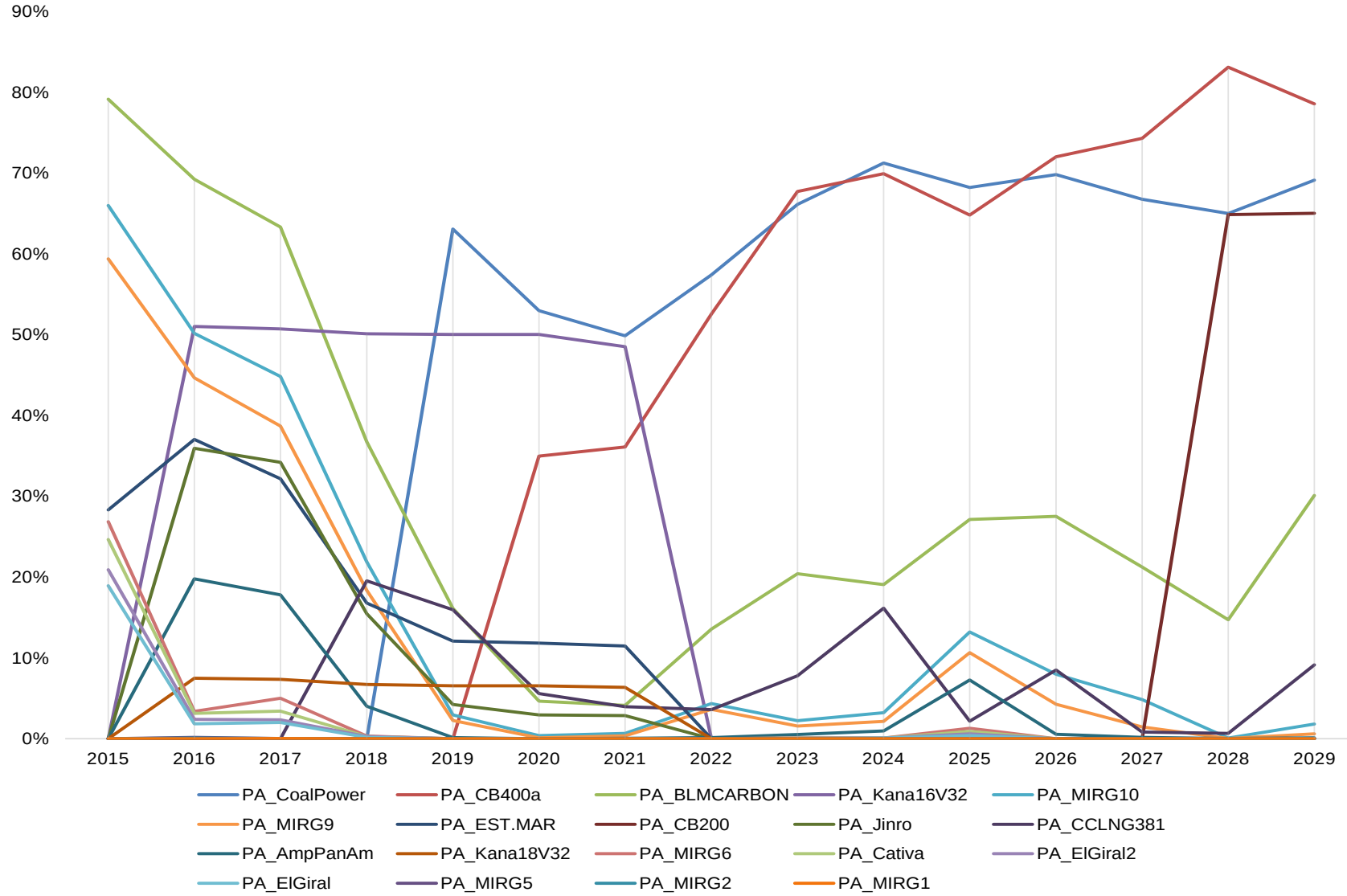
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2015.

Costo Variable de Producción
Plan Indicativo de Generación
2015-2029



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2015.

Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Escenario de Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2015.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 5

"Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015"

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

SECRETARÍA NACIONAL
DE ENERGÍA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

11 de marzo de 2015
Nota No.190-15

Ingeniero
Iván Barría
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
E. S. D.

Ingeniero Barría:

Tengo el agrado de dirigirme a usted para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015".

Con la muestra de mi más alta consideración y estima, quedo de usted.

Atentamente,

Víctor Carlos Urrutia
Secretario de Energía

c.: Lic. Roberto Meana, Administrador General de la Autoridad de los Servicios Públicos

SECRETARIA NACIONAL
DE ENERGIA

GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE
PANAMÁ

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios

para la Revisión del Plan de Expansión

del Sistema Interconectado Nacional

2015

I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 "Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad"

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. ***Criterios.***

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. ***Preparación de los planes de expansión.***

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los

límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad"

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. ***Elaboración del Plan de Expansión.***

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. ***Plan de Expansión.***

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 3. ***Metodología para el cálculo de la potencia firme.***

La potencia firme de cada unidad generadora, para propósitos de planificación y de evaluación de ofertas para la venta de energía, se calculará de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de Operación.

Artículo 4. ***Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.***

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011 "Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones"

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

…

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

…

Artículo 11.
La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

…

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

…

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, "Terminología y Definiciones" del Reglamento de Operaciones que define "Calidad" como: "la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables".

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

"La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada."

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2014, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2,500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, "Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y

limpias, y dicta otras disposiciones.", y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, "el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión".

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 97: "Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos".

Artículo 99: "El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de CENS = 1,850 $/MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen".

Informe de Capacidad Máxima de Generación: En concordancia con el Artículo 13 de la Ley 44 de 5 de abril de 2011, "que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad" y con el Artículo 12 de la Ley 37 de 13 de junio de 2013, "que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares", deberá incluirse un capítulo que contenga el informe de la capacidad máxima de generación, por tecnología, que pueda conectarse al Sistema Interconectado Nacional a corto, mediano y largo plazo sin que afecte la confiabilidad y seguridad del Sistema de acuerdo con las directrices de la Secretaría Nacional de Energía; y que se incluyen en este documento.

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 $/MWh, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el

impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes hídricas, las siguientes:

    a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural, Carbón y Fotovoltaica.
    b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.

3. Pronóstico de Precios de los Combustibles

    a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2015:

        - Un escenario de precios base en torno a los 59.50 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

        - Un escenario de precios altos en torno a los 71.40 US$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

        - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

    b. Los precios indicados para el Diesel Liviano, Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Gas Licuado de Petróleo (Propano) están referenciados a los precios Brent publicados por Platts del crudo de 59.50 y 71.40 US$/barril respectivamente más US$ 6.00/barril por transporte.

    c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2015:

- Un escenario de precios base en torno a los 3.07 US$/$10^6$ BTU, más 6.33 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Un escenario de precios altos en torno a los 3.68 US$/$10^6$ BTU, más 6.33 US$/$10^6$ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.

- Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios "Henry Hub".

- Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 71.83 US$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 86.20 US$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base	
- Crudo Brent publicados por Platts	59.50 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	9.40 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	53.34 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	82.30 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	59.97 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	78.33 US$/Ton

Escenario de Precios Altos	
- Crudo Brent publicados por Platts	71.40 US$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	10.01 US$/$10^6$ BTU
- Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" para Generación Eléctrica (con transporte)	62.81 US$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	97.56 US$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	70.76 US$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	92.70 US$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2015 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE .

e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

"Prices

EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they ***should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives."***

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.

- **Proyectos fijos** son aquellos que:

  - Inician su operación dentro del periodo fijo,

  - O se encuentran efectivamente en construcción,

  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

  - O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O, en el caso de centrales renovables, que tengan vigente la licencia o concesión provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo						
Año	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				
		Hidro	Eólica	Solar	Termo	Total
2015	Bajo Frío	58.00				401.72
	Barcaza - EGESA				72.00	
	Barro Blanco	28.84				
	Bonyic	31.80				
	Chiriquí Solar			9.00		
	Energía Solar II (Sun Edition)			10.00		
	Ikako I			9.90		
	Las Cruces	9.38				
	San Andrés	12.80				
	Unión Eólica Panameña		160.00			
2016	Bajo de Totuma	5.00				179.89
	Bugaba II	4.00				
	Cerro Patacón				10.00	
	Enel Fortuna Solar			9.90		
	Energía Solar III y IV			19.80		
	La Huaca	4.97				
	Los Planetas II	3.72				
	Panasolar			9.90		
	Pando	32.60				
	Síndigo	10.00				
	Solar 21 (UP)			20.00		
	Unión Eólica Panameña		50.00			
2017	Asturias	4.10				782.31
	Bajo Frío Solar			19.90		
	Burica	50.00				
	Caldera	6.10				
	Chuspa	6.65				
	Cuesta de Piedra	6.78				
	Energía Solar V y VI			19.80		
	Ikako 2			9.90		

	Rio Piedra	9.00				
	San Andrés II	9.90				
	San Bartolo	15.08				
	Santa María 82	25.60				
	Solar 21 (UP)			20.00		
	Terra 4 - Tizingal	4.50				
	Térmico – SNE 2331				350.00	
	Toabré		225.00			
2018	Antón		105.00			237.40
	Campo Solar Tocumen			45.00		
	FRV Progreso			36.00		
	S-M 82	25.6				
	SDR Boquerón			10.00		
	SDR Los Llanos			10.00		
	Ojo de Agua	5.80				
Total Instalado (MW)		**370.22**	**540.00**	**259.10**	**432.00**	**1,601.32**

- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

(a) Un escenario renovable-térmico considerando:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.

- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.

- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2019.

(b) Un escenario renovable-térmico igual al (a) considerando además las posibilidades de generación de energías alternativas como Mareomotriz, Turba y Otras a partir del año 2021.

OBSERVACIONES:

i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo.

ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Se reitera la evaluación e inclusión de la programación de una cuarta línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y Chiriquí, ya sea por la costa atlántica ó pacifica, que debe estar lista con suficiente antelación, para permitir el flujo de energía ocasionado por proyectos futuros y evitar que ocurra un congestionamiento en la red de transmisión.

Se reitera la evaluación de la expansión del sistema de transmisión principal a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.

Se reitera la presentación de un plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y de Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC ha sido ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Con la puesta en servicio del tramo Parrita – Palmar Norte en Costa Rica, el día 29 de septiembre de 2014, se completó la construcción y entrada en operación comercial de toda la línea SIEPAC y sus respectivas subestaciones.

Los intercambios de energía a nivel regional han aumentado progresivamente en el año 2014, alcanzando los 1,300 GWh. La oportunidad de un incremento mayor de los niveles de intercambios de energía a partir del año 2015 dependerá de la estructura del parque de generación a nivel regional, de su competitividad relativa, de la capacidad de la Red de Transmisión Regional (RTR) y los refuerzos de transmisión de los países de la región.

A nivel de regulación, a partir del 1 de junio del 2013 entró en vigencia la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), bajo el Reglamento del MER (RMER) y el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC). En el año 2015 se implementarán los contratos regionales con prioridad de suministro y los derechos firmes.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Objetivo del proyecto

La interconexión eléctrica con Colombia es un proyecto de interés nacional y un complemento fundamental para la consolidación de la visión de integración regional. El desarrollo de este proyecto representa la integración de la Comunidad Andina con Mesoamérica (quien ya cuenta con un mercado organizado a través de la red SIEPAC), y su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficios para los usuarios.

Descripción del proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá) hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 600 kilómetros y su capacidad de transporte de energía de 400 MW. El proyecto será desarrollado con la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa –HVDC- (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual asocia grandes ventajas desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Beneficios

La interconexión contribuye a la diversificación de la matriz energética del país, aumenta la confiabilidad del sistema y brinda una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación. Además del uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, asocia un beneficio importante por reducción de emisiones debido a la sustitución de combustibles fósiles.

Unidad ejecutora

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) es responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países. ICP tiene su sede en la ciudad de Panamá y como accionistas principales a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

(ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia.

Estatus

Contando con apoyo del BID, a finales de 2012, se formuló un trabajo de revisión estratégica con el propósito de analizar de manera objetiva el esquema definido para la viabilización de la interconexión y validar su consistencia con la visión prevista para este proyecto como medio de integración con el mercado regional de Mesoamérica. Producto de esta revisión, se identificaron escenarios factibles de viabilización del proyecto bajo un marco conceptual coherente con la normatividad de los países y se definieron opciones de desarrollo y de reducción de las incertidumbres para los participantes (agentes interesados en adquirir derechos de capacidad de la línea).

Avances

- El plan de trabajo para alcanzar la viabilidad del proyecto se ha sintetizado en una Hoja de Ruta con actividades a nivel estratégico y táctico que, además de estar orientada a movilizar el compromiso y voluntad de los países, deberá asegurar que se alcancen los beneficios económicos identificados a través de una inversión optimizada y un precio de energía competitivo que posibilite la consolidación de un mercado regional de corto y largo plazo.

- La prioridad actual es ejecutar los estudios técnicos y ambientales que minimicen riesgos e incertidumbres (a los participantes en el esquema) sobre la viabilidad del proyecto y evaluar los escenarios de financiación que permitan asegurar su viabilidad financiera bajo las condiciones propuestas.

- Los resultados alcanzados en 2013 fueron la actualización del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) en Colombia y la actualización del diseño básico del proyecto (líneas y estaciones).

- Una vez se apruebe el corredor ambiental para todo el proyecto, será posible ejecutar el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) y el diseño detallado de la línea en los dos países.

- La meta en 2015 es tener un EIAS finalizado (para iniciar el proceso de licenciamiento ambiental en los dos países) y un diseño detallado (línea de transmisión en todos sus tramos) ejecutado.

Con base en la Hoja de Ruta del proyecto, y considerando la finalización del EIAS en el 2015, la fecha más temprana de entrada en operación de la interconexión sería el segundo semestre de 2018, asumiendo que no se presenten contratiempos no gestionables por las empresas que alteren el plan de trabajo definido.

Para efectos del Plan de Expansión, es importante considerar el plan de trabajo definido en la Hoja de Ruta del proyecto y los análisis eléctricos y energéticos actualizados recientemente con el propósito de definir su impacto e implicaciones en los planes recomendados de generación y transmisión.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

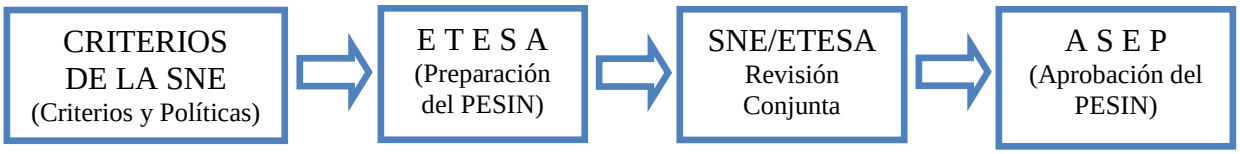
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 43 de 9 de agosto de 2012.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
- Ley 18 de 26 de marzo de 2013.
- Ley 37 de 10 de junio de 2013.
- Decreto Ejecutivo 398 de 19 de junio de 2013.
- Resoluciones de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión
  [aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)].
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2013
  de la Secretaría Nacional de Energía (SNE).
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC
  (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia de 28 de abril de 2003.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1 de agosto de 2008.
- Acuerdo de 25 de julio de 2014 entre SE Juan Carlos Varela Rodríguez, presidente de la República de Panamá, y SE Juan Manuel Santos Calderón, presidente de la República de Colombia, que reactiva el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre ambos países.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Publicaciones Platts, GAS DAILY 2014 y MARKET DATA.

Nota: Se incluyen las modificaciones de los textos legales a que se hace referencia.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 6

Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

OPTGEN – MANUAL DE METODOLOGÍA

Versión 6.0

Mayo de 2010

Tabla de Contenido

1 OBJETIVO 4

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 5

2.1 Objetivo 5

2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas 5

2.3 Diccionario de variables 6

2.3.1 Conjuntos 6

2.3.2 Índices 7

2.3.3 Constantes 7

2.3.4 Variables 8

2.3.5 Notación 8

2.4 Formulación 9

3 METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN 13

3.1 Planteamiento del problema determinístico 13

3.2 Características de la función $w(x)$ 14

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado 15

3.4 Algoritmo de descomposición 15

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo 16

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión 17

4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN 19

4.1 Aplicación de la metodología de descomposición 19

4.1.1 Problema Operativo 19

4.1.2 Cálculo del Corte de Benders 20

4.1.3 Problema aproximado de expansión 22

5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO 24

6 ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN 26

6.1 Tasa de interés y calculo de los costos de inversión 26

6.1.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión 26

6.1.2 Entendiendo el archivo outdisbu.csv 29

6.2 Restricciones de proyectos asociados 30

6.3 Restricciones de precedencia entre proyectos 31

6.4 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos 31

6.5 Proyectos de refuerzo 32

6.5.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo 32

6.6 Cronograma de entrada de máquinas 33

6.7 Cálculo de los costos de referencia 34

6.8 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas 35
6.9 Restricciones de emisión en las centrales térmicas 35
6.10 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas 36
7 BIBLIOGRAFÍA 37

1 OBJETIVO

Este informe contiene el Manual de Metodología del modelo Optgen©, herramienta computacional de la PSR para la planificación de la expansión de la generación y interconexiones de sistemas de energía.

En el capítulo 2 se plantea el problema de expansión en todos sus detalles. En el capítulo 3 se presenta la teoría de la metodología de solución utilizada, que se basa en la técnica de descomposición. Con el objetivo de simplificar y sin pérdida de generalidad se asume en el desarrollo de éste capítulo un problema determinístico. A continuación, en el capítulo 4 se aplica esta metodología al problema de expansión en el caso determinístico. Finalmente en el capítulo 5 se extienden los conceptos de la metodología para el caso estocástico.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Objetivo

El objetivo del Optgen es determinar el cronograma de inversión de mínimo costo – suma de los costos de inversión más el valor esperado de los costos de operación – para la construcción de nuevos generadores hidroeléctricos y/o térmicos y líneas de interconexión entre sistemas.

El valor esperado de los costos operativos se calcula teniendo en cuenta diversos escenarios hidrológicos para cada uno de los cuales se realiza una optimización determinística y los resultados se ponderan de acuerdo a la probabilidad asociada a cada escenario.

El modelo lleva en cuenta para cada escenario hidrológico, restricciones operativas tales como el suministro de la demanda, restricciones de balance hídrico en embalses y centrales de pasada en cascada, capacidades máximas y mínimas de generación, capacidad de almacenamiento en los embalses y límites de transmisión entre regiones.

También se representan las restricciones de inversión tales como fechas mínimas y máximas para la toma de decisión de los proyectos y los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente exclusivos.

2.2 Breve descripción del sistema y de las variables y restricciones representadas

El sistema existente se compone de un conjunto H de centrales hidroeléctricas e de un conjunto I de centrales térmicas ubicadas en una de las N regiones o subsistemas. Cada subsistema tiene una demanda de energía y existen líneas de interconexión entre cada subsistema que permiten hacer intercambios de energía. Un subconjunto de estas centrales hidros y térmicas y de estas líneas de interconexión compone el sistema existente; las otras forman el conjunto de proyectos candidatos J. Para cada etapa t y para cada proyecto j se asocia una variable de decisión $x(t,j)$. La variable $x(t,j)$ es una variable entera binaria que asume el valor 1 si se decide la construcción del proyecto j en la etapa t, y es igual a cero en el caso contrario.

Asociadas a estas decisiones de inversión existe un conjunto de restricciones que son consideradas por el modelo:

- Fechas de decisión mínimas y máximas;
- Restricciones de proyectos obligatorios;
- Restricciones de proyectos opcionales;
- Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos;
- Restricciones de proyectos asociados;
- Restricciones de capacidad instalada mínima/máxima;
- Restricciones de energía firme por sistema;
- Restricciones de potencia firme por sistema.

Para efectos de simplificar la notación y sin pérdida de generalidad se hacen algunos supuestos:

- Todas las centrales hidroeléctricas tienen embalses; las centrales de pasada se representan como embalses con capacidad de almacenamiento nula;
- La demanda es constante a lo largo de toda la etapa (en realidad, el modelo permite representar hasta cinco bloques de demanda);
- Se representa un único escenario hidrológico (en realidad, el modelo permite representar varios escenarios hidrológicos siendo que cada uno tiene una probabilidad de ocurrencia definida por el usuario).

Las variables de decisión operativa se refieren al despacho de los generadores y son básicamente: $g(t,i)$ que representa la generación de la térmica i en la etapa t; $v(t,i)$ el volumen almacenado al final de la etapa t en el embalse i; $q(t,i)$ el volumen de agua turbinado en la etapa t por la central hidroeléctrica i; $s(t,i)$ el volumen de agua vertido en la etapa t por la central i; y, finalmente, $f(t,k)$ que representa el intercambio de energía en la etapa t por la línea de interconexión k. Dado que las líneas de interconexión entre regiones pueden tener capacidades y/o factores de pérdidas diferentes dependiendo del sentido del flujo, se optó en esta formulación por caracterizar una línea de interconexión como siendo un flujo de un único sentido, a partir del sistema origen $n_o(k)$ hacia su sistema destino $n_d(k)$.

Estas decisiones de operación están sujetas al siguiente conjunto de restricciones:

- Ecuaciones de balance hídrico;
- Restricciones de suministro a la demanda;
- Restricciones de emisión: de (óxidos de nitrógeno) NO_x, (dióxido de carbono) CO_2 y (óxido de azufre) SO_2;
- Restricciones de consumo de combustible;
- Límites operativos.

2.3 Diccionario de variables

2.3.1 Conjuntos

T	conjunto de etapas del período de estudio
N	conjunto de subsistemas o regiones
J_1	conjunto de proyectos obligatorios
J_2	conjunto de proyectos opcionales
J	conjunto de proyectos, $J = J_1 \cup J_2$
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos
$J_4(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos asociados
$J_5(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de capacidad instalada mínima/máxima
$J_6(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia
I	conjunto de generadores térmicos, $I = \mid I \mid$ es el tamaño del conjunto I
I_n	conjunto de generadores térmicos del subsistema n
H	conjunto de generadores hidroeléctricos, $H = \mid H \mid$ es el tamaño del conjunto H

H_n	conjunto de generadores hidroeléctricos del subsistema *n*
G_n	conjunto de generadores hidroeléctricos y térmicos existentes del subsistema *n*
J_n	conjunto de proyectos hidroeléctricos y térmicos del subsistema *n*
K	conjunto de líneas de interconexión entre subsistemas
$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de NO_x
$E_2(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de SO_2
$E_3(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de CO_2
F(*l*)	conjunto de centrales térmicas que participan de la *l*-ésima restricción de disponibilidad de combustible
MT(*i*)	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para turbinamiento de la central *i*
MV(*i*)	conjunto de centrales hidroeléctricas directamente aguas arriba para vertimiento de la central *i*

2.3.2 Índices

t	indexa las etapas, conjunto T
j	indexa los proyectos candidatos, conjunto J
i	indexa los generadores, conjuntos I o H
k	indexa las interconexiones, conjunto K
n	indexa los subsistemas o regiones, conjunto N
f	indexa los combustibles, conjunto F
l	indexa restricciones en general

2.3.3 Constantes

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
N_4	número de conjuntos de proyectos asociados
N_5	número de restricciones de capacidad instalada mínima/máxima
N_6	número de restricciones de precedencia
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
NE_2	número de restricciones de emisión de SO_2
NE_3	número de restricciones de emisión de CO_2
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$c(t,j)$	valor presente del costo de inversión del proyecto *j* en la etapa *t*
$\underline{t}(j)$	fecha mínima para la decisión del proyecto *j*
$\overline{t}(j)$	fecha máxima para la decisión del proyecto *j*
$\underline{\tau}(l)$	etapa inicial de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\overline{\tau}(l)$	etapa final de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$w(j)$	capacidad instalada del proyecto *j*
$\underline{w}(l)$	valor de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada mínima
$\overline{w}(l)$	valor de la *l*-ésima restricción de capacidad instalada máxima
$d(t,i)$	valor presente del costo operativo del generador *i* en la etapa *t*

$a(t,i)$	caudal lateral afluente al embalse i en la etapa t
$\rho(i)$	factor de producción promedio de la central hidroeléctrica i
$n_o(k)$	sistema origen de la línea de interconexión k
$n_d(k)$	sistema destino de la línea de interconexión k
$p(k)$	pérdida asociada a la línea de interconexión k
$\overline{f}(k)$	límite de flujo en la línea de interconexión k en la etapa t
$\overline{g}(i)$	capacidad de generación de la térmica i en la etapa t
$\overline{v}(i)$	capacidad de almacenamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$\overline{q}(i)$	capacidad de turbinamiento máximo en el embalse i en la etapa t
$v_0(i)$	volumen inicial en el embalse i en la etapa t
$D(t,n)$	demanda en la etapa t en el subsistema n
$HR(i)$	consumo específico de la central térmica i
$e(i,1)$	factor de emisión de NO_x de la central térmica i
$e(i,2)$	factor de emisión de SO_2 de la central térmica i
$e(i,3)$	factor de emisión de CO_2 de la central térmica i
$fuel(i)$	indica el combustible de la central térmica i
$ECnt(f)$	poder calórico del combustible f
$E_1(t,l)$	límite de emisión de la l-ésima restricción de emisión de NO_x en la etapa t
$E_2(t,l)$	límite de emisión de la l-ésima restricción de emisión de SO_2 en la etapa t
$E_3(t,l)$	límite de emisión de la l-ésima restricción de emisión de CO_2 en la etapa t
$F(t,l)$	límite de disponibilidad del combustible en la l-ésima restricción de consumo de combustible en la etapa t
$EF(t,i)$	Energía firme del generador i en la etapa t
$FEF(t,n)$	Factor de reserva de la demanda de energía firme del subsistema n en la etapa t
$PF(t,i)$	Potencia firme del generador i en la etapa t
$FPF(t,n)$	Factor de reserva de la demanda de potencia firme del subsistema n en la etapa t

2.3.4 Variables

$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$g(t,i)$	generación del generador i en la etapa t
$f(t,k)$	flujo de energía en la línea k en la etapa t
$v(t,i)$	volumen final en el embalse i en la etapa t
$q(t,i)$	volumen turbinado en el embalse i en la etapa t
$s(t,i)$	volumen vertido en el embalse i en la etapa t

2.3.5 Notación

$y(j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j durante el intervalo de fechas permitidas $[\underline{t}(j),\overline{t}(j)]$	$y(j) = \sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j)$
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t	$y(t,j) = \sum_{\tau=t(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$

2.4 Formulación

El problema de planificación de la expansión de la generación y la transmisión se plantea como un problema de programación matemática donde la función objetivo es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t\in \mathrm{T}} \sum_{j\in \mathrm{J}} c(t,j) \times x(t,j) + \sum_{t\in \mathrm{T}} \sum_{i\in \mathrm{I}} d(t,i) \times g(t,i), \tag{2.1}$$

sujeto a restricciones como:

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \qquad \forall\ t \notin [\underline{t}(j), \overline{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) = 1, \qquad \forall\ j \in \mathrm{J}_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) \le 1, \qquad \forall\ j \in \mathrm{J}_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j\in \mathrm{J}_3(l)} y(j) \le 1, \qquad l = 1, ..., \mathrm{N}_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\ j_1, j_2 \in \mathrm{J}_4(l),\ l = 1, ..., \mathrm{N}_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j\in \mathrm{J}_5(l)} w(j) \times x(t,j) \ge \underline{w}(k), \qquad l = 1, ..., \mathrm{N}_5$$

Restricciones de capacidad instalada máxima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \le \overline{w}(k), \qquad l = 1, ..., N_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \ge 0, \qquad \forall\, j_i \in J_6(l), \forall\, t \in T, l = 1, ..., N_6$$

Restricciones de energía firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} EF(t,i) + \sum_{j \in J_n} EF(t,j) \times y(t,j) \ge FEF(t,n) \times D(t,n), \qquad \forall\, t \in T, \forall\, n \in N$$

Restricciones de potencia firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} PF(t,i) + \sum_{j \in J_n} PF(t,j) \times y(t,j) \ge FPF(t,n) \times D(t,n), \qquad \forall\, t \in T, \forall\, n \in N$$

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j \in MT(i)} q(t,j) - \sum_{j \in MV(i)} s(t,j) = a(t,i),$$

$$\forall\, t \in T, \forall\, i \in H$$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i \in I_n} g(t,i) + \sum_{i \in H_n} \rho(i) \times q(t,i) - \sum_{k \in K | n_o(k) = n} f(t,k) + \sum_{k \in K | n_d(k) = n} (1 - p(k)) \times f(t,k) = D(t,n),$$

$$\forall\, t \in T, \forall\, n \in N$$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \le E_1(t,l), \qquad \forall\, t \in T, l = 1, \ldots, NE_1$$

$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \le E_2(t,l), \qquad \forall\, t \in T, l = 1, \ldots, NE_2$$

$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \le E_3(t,l), \qquad \forall\, t \in T, l = 1, \ldots, NE_3$$

Restricciones de disponibilidad de los combustibles:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{HR(i) \times g(t,i)}{ECnt(fuel(i))} \leq F(t,l), \qquad \forall\, t \in T,\ l = 1, \ldots, NF$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \leq \overline{g}(i), \qquad \forall\, i \in I \mid i \notin J$$

$$g(t,i) - \overline{g}(i) \times y(t,i) \leq 0, \qquad \forall\, i \in I \mid i \in J$$

$$v(t,i) \leq \overline{v}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$

$$v(t,i) - \overline{v}(i) \times y(t,i) \leq 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$

$$q(t,i) \leq \overline{q}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$

$$q(t,i) - \overline{q}(i) \times y(t,i) \leq 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$

$$f(t,i) \leq \overline{f}(i), \qquad \forall\, i \in K \mid i \notin J$$

$$f(t,i) - \overline{f}(i) \times y(t,i) \leq 0, \qquad \forall\, i \in K \mid i \in J$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \qquad \forall\, i \in H$$

Restricciones de integridad de las variables de decisión:

$$x(t,j) \in \{0,1\}, \qquad \forall\, t \in T, \forall\, j \in J$$

Como se puede observar este es un problema entero mixto de gran escala. El número de variables enteras depende del número de proyectos considerados y del horizonte del estudio. El número de variables continuas y restricciones también puede ser muy grande dependiendo de la dimensión del problema: número de subsistemas o regiones, número de centrales hidroeléctricas, térmicas e interconexiones. El problema se torna más complejo cuando se considera la estructura de la demanda por bloques, pues el número de variables y restricciones aumenta.

Sin embargo se observa que el problema tiene una estructura de bloques:

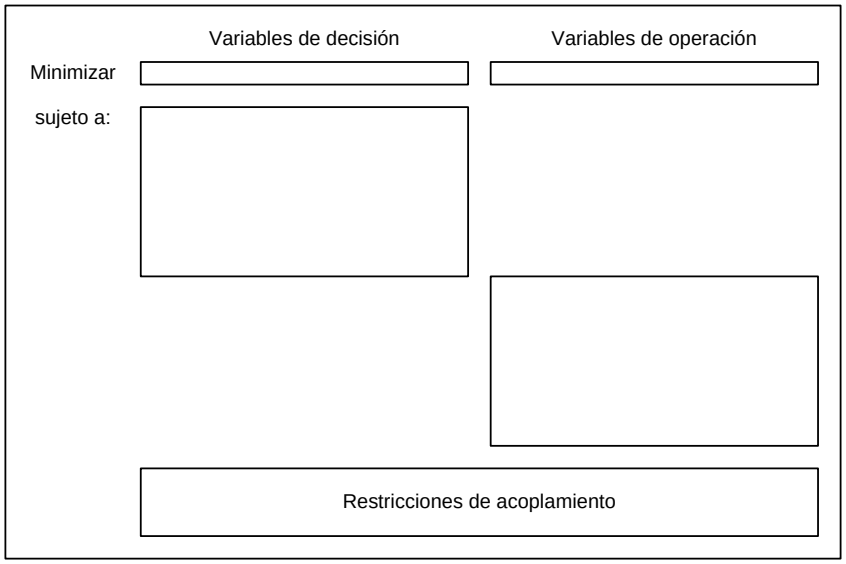


Figura 2.1 – Estructura en bloques del problema de expansión

Esta estructura sugiere el uso de técnicas de descomposición. En este modelo se aplica el algoritmo de descomposición de Benders que se explica en el capítulo siguiente.

3 METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN

3.1 Planteamiento del problema determinístico

El problema de expansión de la generación e interconexión de un sistema de energía (2.1) se puede plantear de la siguiente manera:

$$\text{Min} \quad z(x) = c(x) + w(x) \qquad (3.1)$$

$$\text{s a} \quad x \in X$$

La matriz de variables binarias $x = (x(t,j))$ representa las decisiones de inversión. Como fue definido en el capítulo anterior $x(t,j) = 1$ indica que el proyecto j va a ser construido en la etapa t.

El conjunto X representa las decisiones de inversión factibles, esto es, que atienden a las restricciones de capacidad instalada mínima, restricciones de proyectos asociados y exclusivos, etc.

Finalmente, las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan respectivamente los costos de inversión y operación asociados a la alternativa de expansión x, como se muestra en la Figura 3.1.

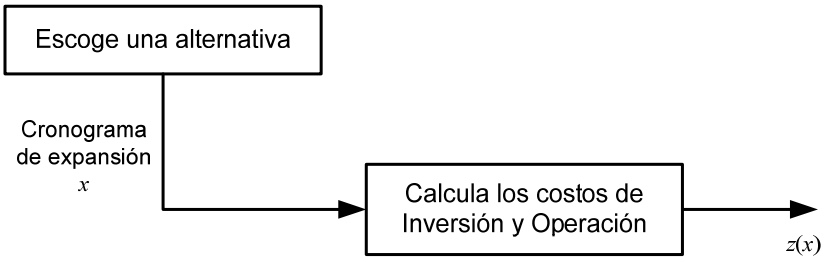


Figura 3.1 - Proceso de Planeación - Un Escenario

El proceso de optimización se ilustra en la Figura 3.2.

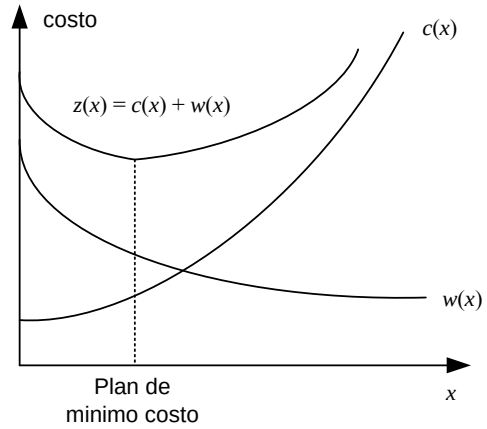


Figura 3.2 - Proceso de Optimización Determinístico

Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es conocida, mientras la función operativa $w(x)$ se representa de manera indirecta como la solución del problema operativo.

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & dy \\ \text{s a} \quad & F\,y \geq h - E\,x \\ & y \geq 0 \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde el vector y representa las variables operativas (volúmenes almacenados, turbinados y vertidos, generación térmica, déficit etc.). Las restricciones $Fy \geq h - Ex$ representan las ecuaciones operativas (balance hídrico, suministro a la demanda y límites de generación e interconexión entre sistemas).

La metodología de solución adoptada en el Optgen, conocida como descomposición de Benders, construye la función $w(x)$ a partir de la solución iterativa de una aproximación del problema de expansión (3.1) y del problema operativo (3.2).

3.2 Características de la función *w(x)*

El problema (3.2) es un modelo de optimización de programación lineal (LP). De la teoría LP, el Dual se formula como:

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Max} \quad & \pi\,(h - E\,x) \\ \text{s a} \quad & \pi\,F \leq d \\ & \pi \geq 0 \end{aligned} \tag{3.3}$$

De la teoría de programación lineal se puede afirmar que las soluciones óptimas del problema dual (3.3) y del problema operativo (3.2), conocido como primal, tienen el mismo valor. Además, las variables duales π corresponden al vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (3.2) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i,\ i = 1, ..., r\}$ el conjunto de soluciones básicas viables del problema dual (3.3). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión x. Por lo tanto, se podría obtener la solución óptima del dual por enumeración:

$$w(x) = \text{Max}\ \{\pi^i(h - Ex),\ \pi^i \in \Pi\} \tag{3.4}$$

El problema (3.4) puede ser escrito de manera equivalente como

$$\begin{aligned} w(x) = \text{Min} \quad & \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \pi^1\,(h - E\,x) \\ & \alpha \geq \pi^2\,(h - E\,x) \\ & \cdots \\ & \alpha \geq \pi^r\,(h - E\,x) \end{aligned} \tag{3.5}$$

donde α es una variable escalar no restricta (positiva o negativa). En efecto, dado que α debe exceder cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$, debe en particular exceder el máximo de estos valores. Como el objetivo es minimizar α, resulta que ésta será igual a $\text{Max}\{\pi^i (h - Ex)\}$. Así queda demostrada la equivalencia con la formulación (3.4).

La ventaja de la formulación (3.5) es que caracteriza la función $w(x)$ como siendo una función lineal por partes, como se ilustra en la Figura 3.3:

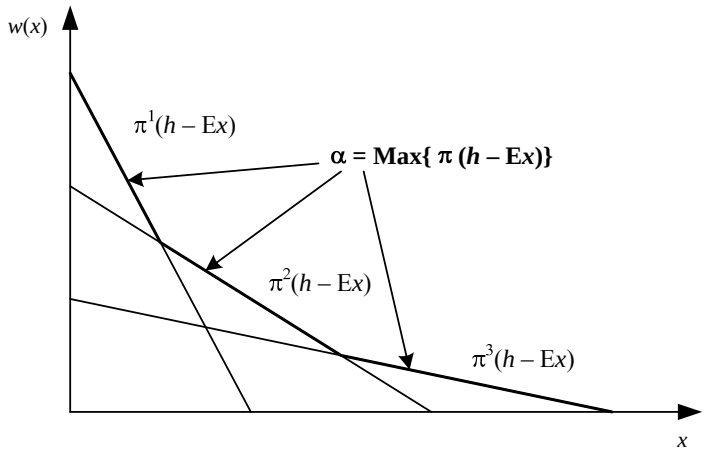


Figura 3.3 - Gráfico de la función $w(x)$

3.3 Cálculo del problema de inversión aproximado

Substituyendo la expresión (3.5) en el problema de expansión (3.1), se obtiene:

$$\begin{aligned} &\text{Min} && c(x) + \alpha && && (3.6)\\ &\text{s a} && \alpha \geq \pi^i (h - E\,x), && i = 1, ..., r \\ & && x \in X \end{aligned}$$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ en el problema (3.6) puede ser muy elevado. Sin embargo, sólo algunas de estas restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad) en la solución óptima; las demás pueden ser relajadas sin afectar la solución.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (3.6) y en la generación de las restricciones $\alpha \geq \pi^i (h - Ex)$ a partir de la solución del problema operativo (3.2).

3.4 Algoritmo de descomposición

1. Inicialice : número de iteraciones $\nu = 0$; límite superior $\overline{z} = +\infty$; tolerancia para convergencia ξ (dato de entrada)
2. Actualice el número de iteraciones $\nu = \nu + 1$ y resuelva el problema aproximado de inversión:

$$\begin{aligned} z = \quad & \text{Min} \quad c\,x + \alpha \\ & \text{s a} \quad \alpha \geq \pi^{\mu}\,(h - E\,x),\ \mu = 1, \ldots, \nu-1 \\ & \qquad x \in X \end{aligned} \tag{3.7}$$

3. Sea $\{x^{\nu},\alpha^{\nu}\}$ la solución óptima de (3.7). Dado que este problema es una relajación del problema original (3.6), su valor óptimo es un límite inferior del óptimo original. Calcule el límite inferior $\underline{z}$:

$$\underline{z} = c\,x^{\nu} + \alpha^{\nu} \tag{3.8}$$

4. Resuelva el problema operativo:

$$\begin{aligned} w(x^{\nu}) = & \text{Min} \quad dy \\ & \text{s a} \quad F\,y \geq h - E\,x^{\nu} \\ & \qquad y \geq 0 \end{aligned} \tag{3.9}$$

5. Sea y^{ν} la solución óptima de (3.9). El conjunto (x^{ν},y^{ν}) es una solución factible del problema original (3.6), pero no necesariamente la solución óptima. Dado que el costo de una solución factible es por definición superior al costo de la solución óptima, el valor

$$\overline{z} = \text{Min}\ \{\overline{z},\ c\,x^{\nu} + d\,y^{\nu}\} \tag{3.10}$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\overline{z} - \underline{z} \leq \xi$, el problema está resuelto; la solución asociada a $\overline{z}$ es una solución ξ-óptima. En caso contrario, genere la siguiente restricción lineal, conocida como corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^{\nu}\,(h - E\,x) \tag{3.11}$$

donde π^{ν} es el vector de multiplicadores simplex asociado a las restricciones del problema operativo (3.9), y regrese al paso 2.

3.5 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema operativo (3.3) se puede obtener una manera alternativa para escribir los cortes de Benders, como ilustrada a continuación:

$$w(x^{*}) = \pi^{*}\,(h - E\,x^{*}) \tag{3.12}$$

De donde se tiene una expresión para $\pi^{*}\,h$:

$$\pi^{*}\,h = w(x^{*}) + \pi^{*}\,E\,x^{*} \tag{3.13}$$

Substituyendo (3.13) en la expresión del corte de Benders $\alpha \geq \pi^* (h - Ex)$, se obtiene:

$$\alpha \geq w(x^*) - \pi^* E (x - x^*) \tag{3.14}$$

Se puede llegar a esta expresión alternativa del corte de Benders, mediante otra deducción. Considere la función:

$$H(x) = h - E x \tag{3.15}$$

que define el lado derecho de las restricciones del problema operativo (3.3). Si π^* es el vector de variables duales asociado a la solución óptima de este problema, entonces se sabe que:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial H(x)}\Big|_{x=x^*} = \pi^* \tag{3.16}$$

Utilizando la regla de la cadena, se puede deducir la derivada de $w(x)$ con respecto a x:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x}\Big|_{x=x^*} = \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \times \frac{\partial H(x)}{\partial x}\Big|_{x=x^*} = -\pi^* E \tag{3.17}$$

Dado que $w(x)$ es una función lineal por partes, la expresión (3.17) corresponde a un subgradiente de $w(x)$ en el punto $x = x^*$. Por lo tanto, se puede afirmar que:

$$w(x) \geq w(x^*) + \frac{\partial w(x)}{\partial x}\Big|_{x=x^*} (x - x^*) \tag{3.18}$$

Denotando $\alpha = w(x)$, resulta la expresión (3.14).

De (3.18), se observa que el corte de Benders se interpreta como una aproximación lineal de la función de costo operativo $w(x)$ alrededor del vector de decisiones producido por el problema de inversión (3.7).

3.6 Expresión alternativa para el problema aproximado de inversión

Substituyendo (3.14) en el problema de expansión aproximado (3.7), resulta:

$$\begin{aligned} z = \quad & \text{Min} \quad c\,x + \alpha \\ & \text{s a} \quad \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu)\,(x - x^\mu),\ \mu = 1, \ldots, \nu \\ & \qquad x \in X \end{aligned} \tag{3.19}$$

donde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu E$, $\mu = 1, \ldots, \nu$.

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 3.4:

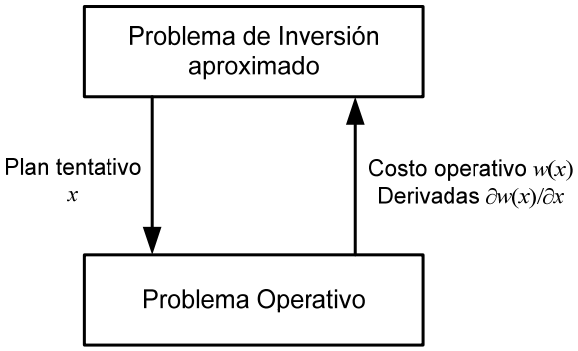


Figura 3.4 - Proceso de Descomposición

4 APLICACIÓN AL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN

4.1 Aplicación de la metodología de descomposición

Se presenta a continuación la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de expansión (2.1).

Como discutido en el capítulo anterior, el problema operativo se resuelve para cada propuesta de inversión. El corte de Benders se construye a partir del costo óptimo y del vector de multiplicadores simplex del problema operativo.

Este corte se añade como una restricción lineal del problema aproximado de inversión, que a su vez produce una nueva propuesta de inversión.

4.1.1 Problema Operativo

Dado un plan de expansión x^v, el problema operativo se plantea como la minimización del costo operativo, sujeto a las restricciones de balance hídrico, suministro a la demanda, restricciones de emisión y límites operativos:

$$w(x^v) = \text{Min} \sum_{t\in \text{T}} \sum_{i\in \text{I}} d(t,i) \times g(t,i) \qquad (4.1)$$

sujeto a:

Ecuaciones de balance hídrico:

$$v(t,i) - v(t-1,i) + q(t,i) + s(t,i) - \sum_{j\in \text{MT}(i)} q(t,j) - \sum_{j\in \text{MV}(i)} s(t,j) = a(t,i)$$

$\forall\ t \in \text{T}, \forall\ i \in \text{H}$

Restricciones de suministro a la demanda:

$$\sum_{i\in \text{I}_n} g(t,i) + \sum_{i\in \text{H}_n} \rho(i)\, q(t,i) - \sum_{k\in \text{K}|n_o(k)=n} f(t,k) + \sum_{k\in \text{K}|n_d(k)=n} (1 - p(k))\, f(t,k) = D(t,n)$$

$\forall\ t \in \text{T}, n \in \text{N}$

Restricciones de emisión:

$$\sum_{i\in \text{E}_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \le \text{E}_1(t,l), \qquad \forall\ t \in \text{T}, l = 1, \ldots, \text{NE}_1$$

$$\sum_{i \in E_2(l)} e(i,2) \times g(t,i) \le E_2(t,l), \qquad \forall\, t \in T,\ l = 1, \ldots, NE_2$$

$$\sum_{i \in E_3(l)} e(i,3) \times g(t,i) \le E_3(t,l), \qquad \forall\, t \in T,\ l = 1, \ldots, NE_3$$

Restricciones de volumen inicial:

$$v(0,i) = v_0(i), \qquad \forall\, i \in H$$

Límites operativos:

$$g(t,i) \le \overline{g}(i), \qquad \forall\, i \in I \mid i \notin J$$

$$g(t,i) - \overline{g}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in I \mid i \in J$$

$$v(t,i) \le \overline{v}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$

$$v(t,i) - \overline{v}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$

$$q(t,i) \le \overline{q}(i), \qquad \forall\, i \in H \mid i \notin J$$

$$q(t,i) - \overline{q}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in H \mid i \in J$$

$$f(t,i) \le \overline{f}(i), \qquad \forall\, i \in K \mid i \notin J$$

$$f(t,i) - \overline{f}(i) \times y(t,i) \le 0, \qquad \forall\, i \in K \mid i \in J$$

donde $y(t,j)$, definido de acuerdo con la notación definida en 2.3.5, es:

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j), \qquad \forall\, t \in T$$

4.1.2 Cálculo del Corte de Benders

En el problema operativo (4.1) solamente las restricciones de límites de generación para los proyectos térmicos, límites de almacenamiento y turbinamiento para los proyectos hidro y límites de flujo para los proyectos de interconexión dependen de las decisiones de inversión x^v. Por facilidad de notación, se rescriben estas restricciones en la forma padrón de la programación lineal:

		Variables duales	
$-g(t,i) \ge -\overline{g}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in I \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^g(t,i)$	(4.2)
$-v(t,i) \ge -\overline{v}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in H \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^v(t,i)$	
$-q(t,i) \ge -\overline{q}(i) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, i \in H \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^q(t,i)$	
$-f(t,k) \ge -\overline{f}(k) \times y^v(t,j)$,	$\forall\, k \in K \mid j \in J,\ t \in T$	$\pi^f(t,i)$	

donde $\pi^g(t,i)$, $\pi^v(t,i)$, $\pi^q(t,i)$ y $\pi^f(t,i)$ son las variables duales asociadas a las restricciones en la solución óptima.

Aplicando la regla de la cadena, resulta que la derivada asociada a una decisión térmica $x(t,i)$ es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^g(\tau,i)\,(-\bar{g}(i)) = -\,\bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^g(\tau,i) \tag{4.3}$$

La derivada de w con respecto a la variable de inversión para un proyecto hidro i, $x(t,i)$, es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v(\tau,i)\,(-\bar{v}(i)) + \sum_{\tau=t}^{T} \pi^q(\tau,i)\,(-\bar{q}(i)) = -\,(\bar{v}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^v(\tau,i) + \bar{q}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^q(\tau,i)) \tag{4.4}$$

Finalmente, la derivada con respecto a la variable de inversión asociada a un proyecto de interconexión i, $x(t,i)$, es:

$$\left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^f(\tau,k)\,(-\bar{f}(k)) = -\,\bar{f}(k) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^f(\tau,k) \tag{4.5}$$

Denotando:

$$\lambda^v(t,j) = \left.\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\right|_{x=x^v}$$

el corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) + \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,(x(t,j) - x^v(t,j)) \tag{4.6}$$

Agregando los valores conocidos como:

$$r^v = w(x^v) - \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,x^v(t,j) \tag{4.7}$$

y pasando las variables para el lado izquierdo, resulta:

$$\alpha - \sum_{t\in T} \sum_{j\in J} \lambda^v(t,j)\,x(t,j) \geq r^v \tag{4.8}$$

4.1.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma de los costos actualizados de inversión de los proyectos hidro, térmicos y de interconexión más el valor aproximado del costo operativo (α), sujeto a las restricciones de integralidad, unicidad y fechas límite de los proyectos y demás restricciones. A cada iteración del algoritmo de descomposición se añade una nueva restricción a este problema, calculada a partir del problema operativo.

El problema aproximado para la ν-ésima iteración se plantea como:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha \tag{4.9}$$

sujeto a

Fechas de decisión mínimas y máximas:

$$x(t,j) = 0, \qquad \forall\ t \notin [\underline{t}(j), \overline{t}(j)]$$

Restricciones de proyectos obligatorios:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) = 1, \qquad \forall\ j \in J_1$$

Restricciones de proyectos opcionales:

$$\sum_{t=\underline{t}(j)}^{\overline{t}(j)} x(t,j) \le 1, \qquad \forall\ j \in J_2$$

Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \le 1, \qquad l = 1, ..., N_3$$

Restricciones de proyectos asociados:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\ j_1, j_2 \in J_4(l),\ l = 1, ..., N_4$$

Restricciones de capacidad instalada mínima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \ge \underline{w}(k), \qquad l = 1, ..., N_5$$

Restricciones de capacidad instalada máxima:

$$\sum_{t=\underline{\tau}(l)}^{\overline{\tau}(l)} \sum_{j \in J_5(l)} w(j) \times x(t,j) \le \overline{w}(k), \qquad l = 1, ..., N_5$$

Restricciones de precedencia:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \ge 0, \qquad \forall\, j_i \in J_6(l),\ \forall\, t \in T,\ l = 1, ..., N_6$$

Restricciones de energía firme por sistema:

$$\sum_{i \in G_n} EF(t,i) + \sum_{j \in J_n} EF(t,j) \times y(t,j) \ge FEF(t,n) \times D(t,n), \qquad \forall\, t \in T,\ \forall\, n \in N$$

Restricciones de potencia firme por sistema:

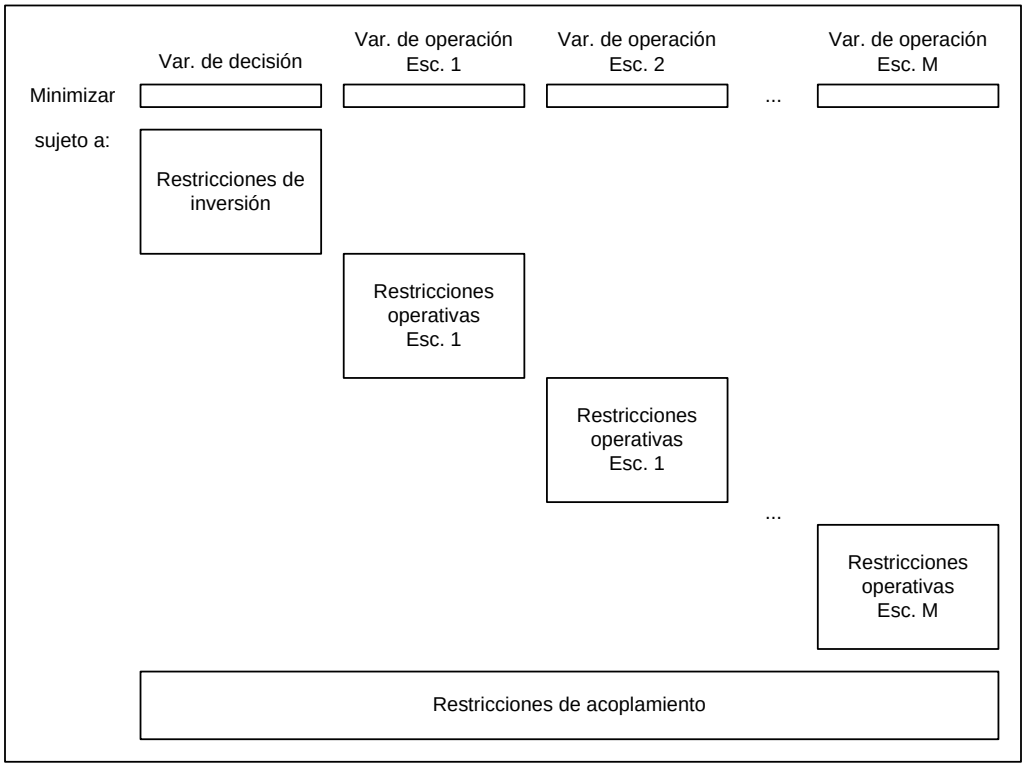
$$\sum_{i \in G_n} PF(t,i) + \sum_{j \in J_n} PF(t,j) \times y(t,j) \ge FPF(t,n) \times D(t,n), \qquad \forall\, t \in T,\ \forall\, n \in N$$

Cortes de Benders:

$$\alpha - \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} \lambda^{\mu}(t,j) \times x(t,j) \ge r^{\mu}, \qquad \mu = 1, ..., \nu$$

5 CRITERIO DE VALOR ESPERADO

El algoritmo de Benders también se aplica a problemas de planeamiento con múltiples escenarios. En estos problemas la estructura de bloques se torna todavía más evidente.



La expansión óptima con criterio de valor esperado se plantea como:

$$\begin{aligned} &\text{Min} \quad c(x) + \bar{w}(x) \\ &\text{s a} \quad x \in X \end{aligned} \tag{5.1}$$

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son respectivamente el costo de inversión y el costo promedio de operación de la alternativa x:

$$\bar{w}(x) = \sum_{m=1}^{M} p_m \, w_m(x) \tag{5.2}$$

donde p_m es la probabilidad del escenario m. Dada una decisión x^*, el problema operativo para cada escenario m, con $m = 1, \ldots, M$, se plantea como el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} w_m(x^*) = \quad &\text{Min} \quad d_m \, y_m && \text{Variables duales} \\ &\text{s a} \quad F_m \, y_m \geq h_m - E_m \, x^* && \pi_m^* \\ &\qquad y_m \geq 0 \end{aligned} \tag{5.3}$$

El corte de Benders asociado a cada problema operativo se obtiene de (5.3):

$$\alpha \geq w_m(x^*) + \lambda_m(x^*)\,(x - x^*), \qquad m = 1, ..., M \tag{5.4}$$

donde $\lambda_m(x^*) = -\pi_m^* E_m$. Como la expresión (5.2) es lineal, el corte de Benders es el promedio de los cortes. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^*) = \sum_{m=1}^{M} p_m \lambda_m(x^*) \tag{5.5}$$

Entonces:

$$\alpha \geq \bar{w}_m(x^*) + \bar{\lambda}(x^*)\,(x - x^*) \tag{5.6}$$

Substituyendo $\bar{w}(x)$ en (5.1) por los cortes (5.6) generados a cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el problema relajado de expansión:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(x) + \alpha \\ \text{s a} \quad & \alpha \geq \bar{w}_m(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu)\,(x - x^\mu), \qquad \mu = 1, ..., \nu \\ & x \in X \end{aligned} \tag{5.7}$$

El proceso de descomposición se ilustra en la Figura 5.1:

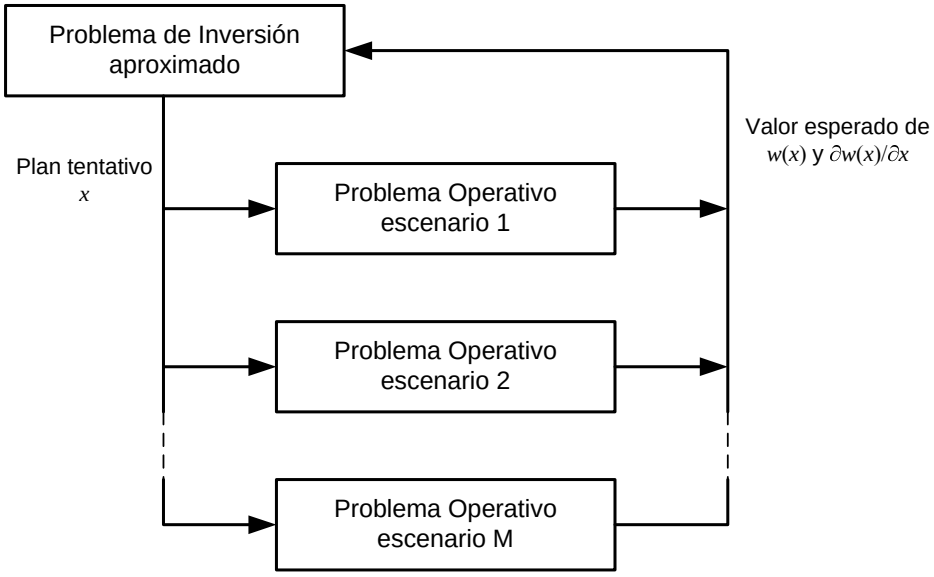


Figura 5.1 - Esquema de Descomposición para Múltiples Escenarios

6 ASPECTOS ADICIONALES DE MODELACIÓN

6.1 Tasa de interés y calculo de los costos de inversión

El modelo recibe como dato de entrada la tasa de interés anual. Si las etapas de decisión de la inversión y/o de la operación no son anuales, entonces las tasas de interés deben ser recalculadas. Por ejemplo, sea tx^A la tasa de interés anual, si la operación es en base mensual la tasa de interés mensual tx^M se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{1}{1+tx^A} = \frac{1}{(1+tx^M)^{12}}$$

Por lo tanto, la tasa de interés mensual es:

$$tx^M = (1 + tx^A)^{1/12} - 1$$

6.1.1 Cálculo de los costos de las decisiones de inversión

Para cada proyecto el modelo lee los siguientes datos:

Costo de inversión (M$):	c_1
Costo de integración eléctrica ($/KW):	c_2
Costo de operación y manutención ($/KW):	c_3
Capacidad instalada (MW)	w
Vida útil (años)	L

Esquema de desembolsos:

Número de desembolsos	N
Año relativo de entrada en operación	n_0
Desembolsos (%)	p_n , $n = 1,\ldots, N$

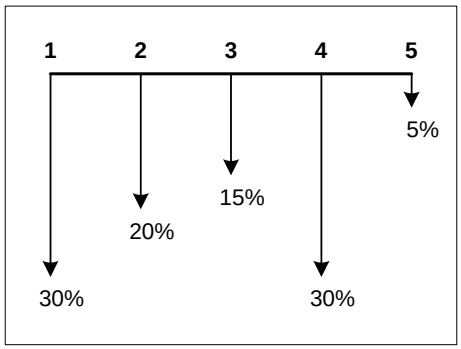


Figura 6.1 – Ejemplo de un esquema de desembolso de un proyecto

Además se tiene la siguiente información:

Tasa de interés (%)	tx^A
Duración del estudio (años)	T

Para calcular el costo de la decisión de construir cada proyecto en la etapa *t*, se procede de la siguiente manera:

Se refiere el costo de inversión del proyecto más el costo de integración eléctrica al año de entrada en operación utilizando el cronograma de desembolsos.

$$c^{(1)} = (c_1 + \frac{c_2 \times w}{1000}) \times \sum_{n=1}^{N} \frac{p_n}{100} (1+tx^A)^{(n_0 - n)}$$

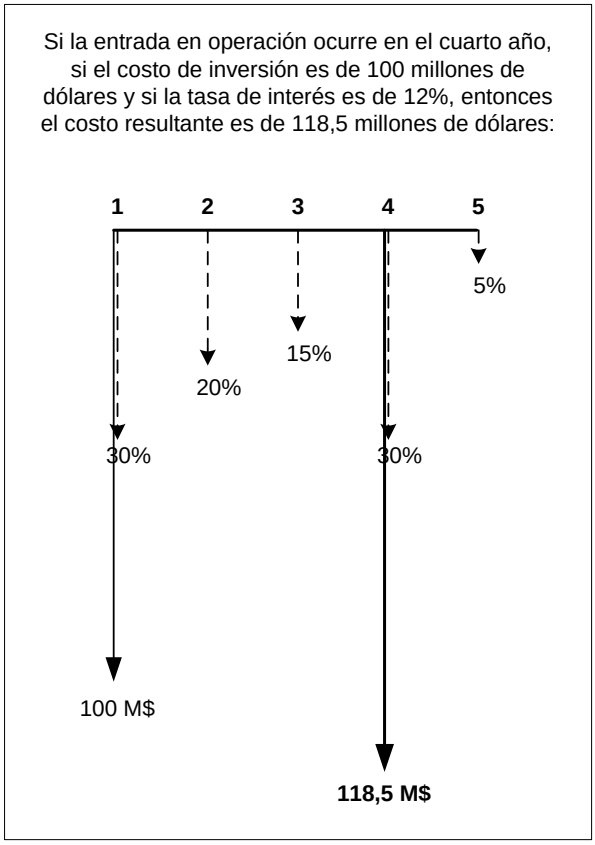


Figura 6.2 – Costo de inversión en la fecha de entrada en operación

Se calcula el costo de inversión anual que representa un flujo de desembolsos periódicos durante la vida útil del equipo y que corresponde al costo de inversión total. A este valor se le suma el costo de operación y mantenimiento.

$$c^{(2)} = c^{(1)} \times \frac{tx^A(1 + tx^A)^L}{(1 + tx^A)^L - 1} + \frac{c_3 \times w}{1000}$$

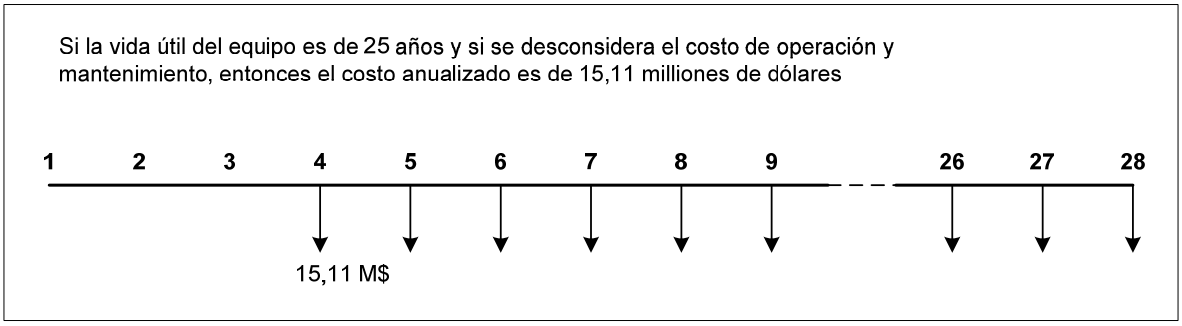


Figura 6.3 – Costo de inversión anual

Se refiere el costo anual al año de la decisión:

$$c^{(3)} = c^{(2)} \times \frac{1}{(1 + tx^{A})^{(n0-1)}}$$

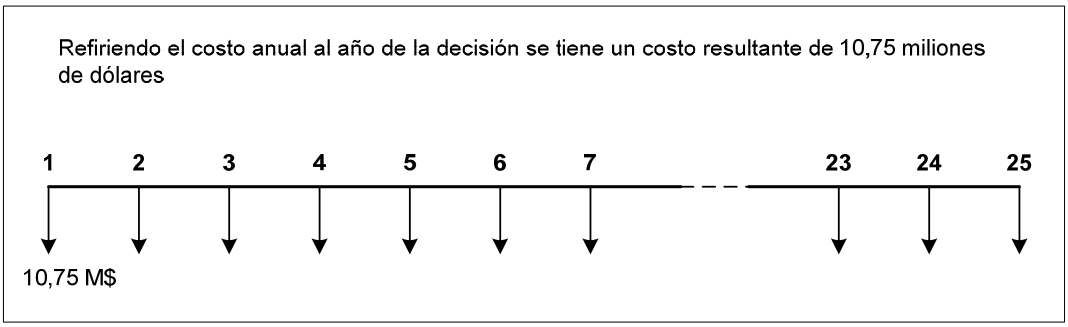


Figura 6.4 – Costo de inversión anual en el año de la decisión

El cálculo del costo de inversión en la etapa *t* considera que los desembolsos anuales:

- se inician en el año de entrada en operación;
- se interrumpen al final del estudio o al término de la vida útil;
- se realizan al final de cada año.

Por lo tanto el costo de inversión en la etapa *t* corresponde al valor presente de una serie finita de desembolsos cuyo número de parcelas es $t' = \min\{T - (t + n_0 - 1) + 1, L\}$. Entonces calculamos el valor presente neto de este flujo de caja.

$$c^{(4)} = c^{(3)} \times \frac{(1 + tx^{A})^{t'} - 1}{tx^{A} \times (1 + tx^{A})^{t'}}$$

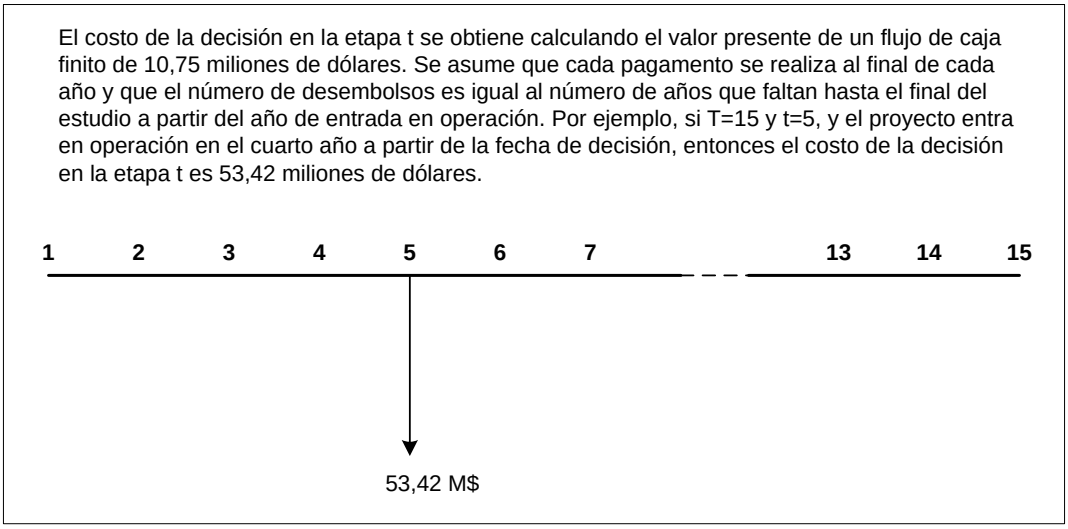


Figura 6.5 – Costo de la decisión en la etapa *t*

De manera a poder comparar las diferentes alternativas de decisión a lo largo de las etapas del estudio todos los costos de las decisiones se refieren al primer año del estudio.

$$c^{(5)} = c^{(4)} \times \frac{1}{(1 + tx^{A})^{(t-1)}}$$

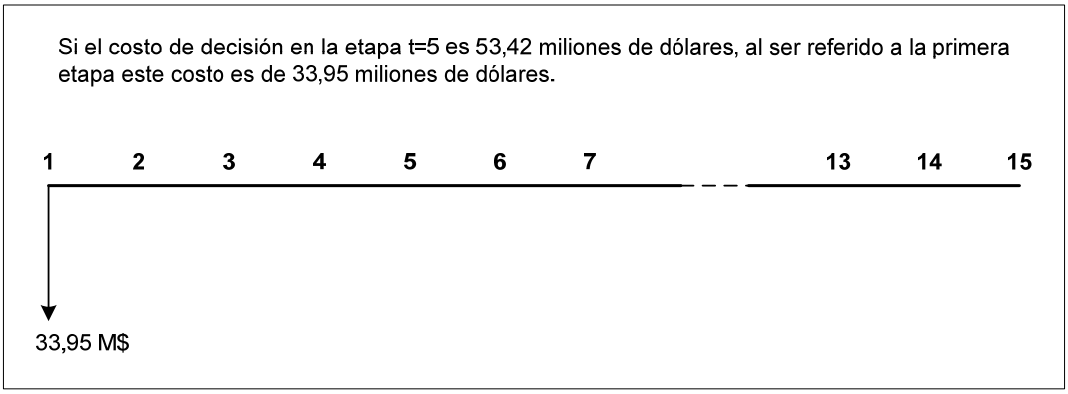


Figura 6.6 – Costo de la decisión en la etapa *t* referido a la primera etapa

6.1.2 Entendiendo el archivo outdisbu.csv

El archivo de salida outdisbu.csv muestra los desembolsos para cada proyecto y para etapa de decisión. Por ejemplo, supongamos un estudio de planeamiento de la expansión de 15 años con tres proyectos candidatos. La tasa de interés considerada es de 12%. El primer proyecto candidato tiene las características del proyecto utilizado en el ejemplo del ítem anterior con la explicación sobre el cálculo de los costos de inversión. Supongamos que la decisión óptima es construir este proyecto en la etapa 5, es decir la entrada en operación en Enero de 2009. Entonces se tendrá un flujo de caja de M$ 15.11 desde el final de ese año hasta el final del estudio. Como fue explicado en el ítem anterior el valor presente de esta inversión es de M$ 33.95. El segundo proyecto tiene

un costo anual de M$ 48.25 y la decisión óptima es su entrada en operación en el tercero año por lo tanto el valor presente es de M$ 247.08. Para el tercer proyecto el costo de inversión anual es de M$ 4.80 y la programación óptima para este proyecto es en el noveno año. De esta manera el valor presente resultante es M$ 8.85. Finalmente se observa que el valor presente del costo de inversión del cronograma óptimo es M$ 289.88. Este valor corresponde al costo de inversión de la última iteración de la descomposición de Benders que aparece en reporte de convergencia en el archivo optgen.log.

Etapa	Proyecto 1	Proyecto 2	Proyecto 3	Total
Ene-02	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-03	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-04	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-05	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-06	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-07	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-08	0.00	48.25	0.00	48.25
Ene-09	15.11	48.25	0.00	63.36
Ene-10	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-11	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-12	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-13	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-14	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-15	15.11	48.25	4.80	68.16
Ene-16	15.11	48.25	4.80	68.16
Valor presente	33.95	247.08	8.85	289.88

6.2 Restricciones de proyectos asociados

La función de las restricciones de proyectos asociados es representar que un grupo de proyectos tienen una solo decisión de inversión, esto es, o todo lo grupo de proyectos (o ninguno proyecto) es considerado en el cronograma optimo de expansión.

Para la definición de una restricción de proyectos asociados es necesario sola la relación de proyectos cuya decisión de inversión esta relacionada. La formulación matemática de estas restricciones en el modelo de inversión es:

$$y(j_1) = y(j_2), \qquad \forall\, j_1, j_2 \in J_4(l),\ l = 1, ..., N_4$$

donde:

N_4 número de conjuntos de proyectos asociados

$y(t,j)$ suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t

$$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$$

$x(t,j)$ variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t

$J_4(l)$ conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos asociados

Es importante fijar que este tipo de restricción no relaciona las decisiones de inversión entre dos proyectos en cada una de las etapas, pero en todas las etapas del problema de inversión. Por lo tanto, dos proyectos asociados pueden ser considerados en el cronograma óptimo de inversión en diferentes etapas, desde que ambos sean incluidos. Case se requiera que la decisión de inversión de los proyectos sean relacionadas en cada una de las etapas, esto es, se los proyectos deben entrar en operación en la misma etapa, además de las restricciones de proyectos asociados es necesario también especificar restricciones de precedencia entre los proyectos, que se presenta a continuación.

6.3 Restricciones de precedencia entre proyectos

La función de las restricciones de precedencia entre proyectos es representar restricciones cronológicas para la entrada en operación entre proyectos, por ejemplo, la construcción de nuevas unidades generadoras en un sistema exportador de energía debe estar asociada a la construcción de la línea de transmisión y la entrada en operación de la línea debe anteceder a la entrada en operación de las unidades generadoras.

Los datos necesarios para definir restricciones de precedencia entre proyectos comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$y(t,j_{i+1}) - y(t,j_i) \geq 0, \qquad \forall\, j_i \in J_6(l),\ \forall\, t \in T,\ l = 1, ..., N_6$$

donde:

N_6	número de conjuntos de proyectos con precedencia
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t $y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$
$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$J_6(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de precedencia. El orden en que aparecen los proyectos en este conjunto define la relación de precedencia

6.4 Restricciones de proyectos mutuamente exclusivos

La función de las restricciones de proyector mutuamente exclusivos es representar que la decisión de inversión de dos proyectos es mutuamente exclusiva, esto es, solamente uno de los proyectos puede ser considerado en el cronograma optimo de expansión.

Los datos necesarios para definir una de estas restricciones comprenden solamente la definición del conjunto de proyectos que participan de la restricción. La formulación matemática es:

$$\sum_{j \in J_3(l)} y(j) \leq 1, \qquad l = 1, ..., N_3$$

donde,

N_3	número de conjuntos de proyectos mutuamente exclusivos
$y(t,j)$	suma de las variables de decisión asociadas al proyecto j hasta la etapa t
	$y(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x(\tau,j),\ t \in T$
$x(t,j)$	variable binaria asociada a la decisión de construir el proyecto j en la etapa t
$J_3(l)$	conjunto de proyectos que participan en la l-ésima restricción de proyectos mutuamente exclusivos

6.5 Proyectos de refuerzo

El Optgen permite modelar proyectos de refuerzo, esto es, proyectos que cuando entran en operación substituyen una unidad (térmicas, hidroeléctricas o de interconexión) existente.

Sin pérdida de generalidad, vamos a suponer que solo existe el proyecto j en el estudio y que este es un proyecto de refuerzo. Entonces el problema de inversión es:

$$\text{Min} \quad \sum_{t \in T} c(t,j) \times x(t,j) + \alpha$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{t \in T} x(t,j) \le 1$$

Considerando que el proyecto j cuando entra en operación substituye la central existente i, el problema de operación resulta en:

$$w(x^v) = \text{Min} \quad \sum_{t \in T} d(t,i) \times g(t,i) + d(t,j) \times g(t,j) \qquad \text{Variables duales}$$

$$\text{s.a} \quad g(t,i) + g(t,j) = D(t), \qquad \forall\ t \in T$$

$$g(t,i) \le \overline{g}(i) \times (1 - y^v(t,j)), \qquad \forall\ t \in T \qquad \pi^g(t,i)$$

$$g(t,j) \le \overline{g}\,(j) \times y^v(t,j), \qquad \forall\ t \in T \qquad \pi^g(t,j)$$

donde:

$$y^v(t,j) = \sum_{\tau=\underline{t}(j)}^{t} x^v(\tau,j), \qquad t \in T$$

6.5.1 Cálculo del corte de Benders para proyectos de refuerzo

Por facilidad de notación, se rescriben las restricciones de capacidad que dependen de la variable de decisión en la forma padrón de la programación lineal:

	Variables duales
$-g(t,i) \geq -\bar{g}(i) \times (1 - y^{v}(t,j))$	$\pi^{g}(t,i)$
$-g(t,j) \geq -\bar{g}(j) \times y^{v}(t,j)$	$\pi^{g}(t,j)$

donde:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x(t,j)}\Big|_{x=x^{v}} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,i)\,\bar{g}(i) + \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,j)\,(-\bar{g}(j))$$

$$= \bar{g}(i) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,i) - \bar{g}(j) \sum_{\tau=t}^{T} \pi^{g}(t,j)$$

6.6 Cronograma de entrada de máquinas

Supongamos que el proyecto de una nueva central térmica *j* tiene un cronograma de entrada en operación, en p.u., para cada año, p_1, p_2, …, p_n. Sea f_t, $t = 1, ..., T$, el valor acumulado, en p.u., del cronograma de entrada en operación del proyecto *j*, esto es:

$$f_t = \sum_{\tau=1}^{t} p_\tau, \qquad \forall\, t \in T$$

Solamente para ilustrar, suponga, sin pérdida de generalidad, que el período del estudio tiene tres años. En este caso, la capacidad de generación del proyecto *j* es:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times x(1,j)$$
$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j))$$
$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (x(1,j) + x(2,j) + x(3,j))$$

resulta ahora en:

$$g(1,j) \leq \bar{g}(j) \times f_1\, x(1,j)$$
$$g(2,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_2\, x(1,j) + f_1\, x(2,j))$$
$$g(3,j) \leq \bar{g}(j) \times (f_3\, x(1,j) + f_2\, x(2,j) + f_1\, x(3,j))$$

o de una forma genérica:

$$g(t,j) \leq \bar{g}(j) \times \sum_{\tau=1}^{t} f_{t-\tau+1}\, x(\tau,j)$$

El ejemplo anterior vale también para proyectos de nuevas centrales hidroeléctricas o nuevas líneas de transmisión. El efecto del cronograma de entrada en operación también debe ser considerado sobre las derivadas (cortes de Benders). Por lo tanto la derivada es:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_1} = (\pi_1 f_1 + \pi_2 f_2 + \pi_3 f_3 + \ldots + \pi_T f_T)\,\bar{g} = \sum_{\tau=1}^{T} \pi_\tau f_\tau \bar{g}$$

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_2} = (\pi_2 f_1 + \pi_3 f_2 + \pi_4 f_3 + \ldots + \pi_T f_T)\,\bar{g} = \sum_{\tau=2}^{T} \pi_\tau f_{\tau-1} \bar{g}$$

En general:

$$\frac{\partial w(x)}{\partial x_t} = \sum_{\tau=t}^{T} \pi_\tau f_{\tau-t+1} \bar{g}$$

En realidad las expresiones que consideran el efecto del cronograma de entrada en operación son un poco más complicadas pues la discretización de los problemas de inversión y de operación no es la misma, esto es, típicamente, las decisiones de inversión son en base anual, en cuanto que las decisiones de operación son mensuales.

Entonces, considerando la discretización típica para los módulos de operación e inversión, y que el cronograma de entrada en operación es mensual, la capacidad de generación del proyecto *j*, a cada etapa mensual, es:

$g(1,j) \le \bar{g}(j) \times f_1\, x(1,j)$

$g(2,j) \le \bar{g}(j) \times f_2\, x(1,j)$

…

$g(12,j) \le \bar{g}(j) \times f_{12}\, x(1,j)$

$g(13,j) \le \bar{g}(j) \times (f_{12}\, x(1,j) + f_{13}\, x(2,j))$

etc.

La expresión general es:

$$g_t \le \bar{g} \times \sum_{\tau=1}^{\frac{t-1}{12}+1} f_{t-12(\tau-1)}\, x_\tau$$

6.7 Cálculo de los costos de referencia

El Optgen calcula para los proyectos un costo de referencia ($/MWh) de la siguiente manera:

Para los proyectos de centrales hidroeléctricas

$$\frac{\text{CIA(M\$)}\times 10^6}{\text{P(MW)}\times\text{FCM(pu)}\times 8760\text{h}}$$

Para los proyectos de centrales térmicas

$$\frac{\text{CIA(M\$)}\times 10^6 + \text{COP(\$/MWh)}\times\text{P(MW)}\times\text{FCM(pu)}\times 8760\text{h}}{\text{P(MW)}\times\text{FCG(pu)}\times 8760\text{ h}}$$

Para los proyectos de intercambio

$$\frac{\text{CIA(M\$)}\times 10^6}{\text{P(MW)}\times\text{FUT(pu)}\times 8760\text{h}}$$

donde:

CIA	Costo de inversión anualizado	M$
COP	Costo operativo	$/MWh
P	Potencia	MW
FCM	Factor de capacidad promedio	pu
FCG	Factor de capacidad garantida	pu
FUT	Factor de utilización	pu

6.8 Cálculo del costo operativo unitario de las centrales térmicas

El costo unitario de las centrales térmicas se calcula de la siguiente manera:

$$\text{TCst}(t,i) = \frac{\text{Fcst}(t,\text{fuel}(i))}{\text{ECnt}(\text{fuel}(i))} \times \text{HR}(i) \times 1000$$

donde

TCst(t,i)	costo unitario de la central i en la etapa t	$/MWh
fuel(i)	indica el combustible de la central térmica i	
Fcst(t,f)	costo unitario del combustible f en la etapa t	$/unit
ECnt(f)	poder calorífico del combustible f	kcal/unit
HR(i)	consumo específico de la central térmica i	kcal/kWh

6.9 Restricciones de emisión en las centrales térmicas

Las restricciones de emisión tienen la función de imponer límites para la producción de energía en las centrales térmicas debido a restricciones ambientales de emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO_2) y dióxido de azufre (SO_2).

Para su representación en el modelo de expansión se requieren datos que relacionen la producción de energía eléctrica en las centrales térmicas con las emisiones de estos gases (coeficientes de emisión que deben ser especificados para cada una de las centrales térmicas). Además, se requiere también el conjunto de centrales térmicas que participan de cada una de las restricciones y los límites de emisión.

La formulación matemática para las restricciones de emisión de NO_x es:

$$\sum_{i \in E_1(l)} e(i,1) \times g(t,i) \leq E_1(t,l), \qquad \forall\ t \in T,\ l = 1, \ldots, NE_1$$

donde,

$E_1(l)$	conjunto de centrales térmicas que participan en la *l*-ésima restricción de emisión de NO_x
NE_1	número de restricciones de emisión de NO_x
$e(i,1)$	factor de emisión de NO_x de la central térmica *i*

La formulación para las restricciones de emisión de SO_2 y CO_2 es similar a las restricciones de emisión de NO_x, pero considerando los conjuntos y coeficientes relacionados a los gases SO_2 y CO_2.

6.10 Restricciones de disponibilidad de combustible para las centrales térmicas

La función de las restricciones de disponibilidad de combustible es imponer límites de generación en un conjunto de centrales térmicas que utilizan un mismo combustible cuya disponibilidad esta limitada.

El conjunto de datos necesario para representar una restricción de disponibilidad se compone del conjunto de centrales térmicas de mismo combustible que participan de cada una de las restricciones de disponibilidad, los datos de consumo específico de las centrales térmicas y los datos de poder calorífico del combustible. Además, se requieren también los datos de límites de disponibilidad del combustible para cada una de las restricciones.

La formulación matemática para las restricciones de disponibilidad es:

$$\sum_{i \in F(l)} \frac{HR(i) \times g(t,i)}{ECnt(fuel(i))} \leq F(t,l), \qquad \forall\ t \in T,\ l = 1, \ldots, NF$$

donde,

$F(t,l)$	límite de disponibilidad del combustible en la *l*-ésima restricción de consumo de combustible en la etapa *t*
$ECnt(f)$	poder calórico del combustible *f*
$fuel(i)$	indica el combustible de la central térmica *i*
$HR(i)$	consumo específico de la central térmica *i*
NF	número de restricciones de consumo del combustible
$g(t,i)$	generación del generador *i* en la etapa *t*

7 BIBLIOGRAFÍA

J.F.Benders, “Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems”, *Numerische Mathematik*, Vol.4, pp. 238-252, 1962.

B.Gorenstin, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, N.M.Campodónico, “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.1, 1993.

J.P.Costa, N.M.Campodónico, B.G.Gorenstin, M.V.F.Pereira, "A Model for Optimal Energy Expansion in Interconnected Hydrosystems", 10th PSCC, Austria, 1990.

SDDP

Manual de Metodología

VERSIÓN 12.0

Marzo 2013



PSR

Tabla de Contenido

1 Introducción 1

2 Optimización Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos 2

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema 2

2.2 Problema de despacho hidrotérmico 4

2.3 Formulación del problema 5

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados 7

2.5 Representación alternativa de la correlación serial 12

2.6 Limitaciones del esquema PDE 13

2.7 El esquema de PD Dual DP 14

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE 19

3 Despacho de una Etapa: Formulación Básica 22

3.1 Planteamiento del problema 22

3.2 Función objetivo 22

3.3 Restricciones operativas básicas 23

3.4 Función de costo futuro 26

4 Restricciones Operativas Adicionales – Hidroeléctrica 27

4.1 Vertimiento no controlable 27

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta 27

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos 28

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera 28

4.5 Restricciones en el desfogue total 28

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada 29

4.7 Riego 29

4.8 Modelo de volumen muerto 30

4.9 Canal de desfogue 32

4.10 Generación en función de la afluencia 34

4.11 Curva de aversión a riesgo 36

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses 37

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses 38

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses 38

5 Restricciones Operativas Adicionales – Plantas Térmicas 40
5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte 40
5.2 Centrales térmicas *must-run* 41
5.3 Límites en el consumo de combustible 41
5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible 42
5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas 42
5.6 Restricciones de generación 42
5.7 Centrales térmicas multi-combustible 43
5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment 44
5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible 45
6 Restricciones Operativas Adicionales – Reserva de Generación 48
6.1 Reserva rodante 48
6.2 Restricciones de reserva de generación 48
7 Fuentes de Energia Renovable 50
8 Red de Transporte de Energía 51
8.1 Modelo de interconexión 51
8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado 53
8.3 Representación de pérdidas 58
9 Disponibilidad y Transporte de Gas Natural 62
9.1 Producción de gas 62
9.2 Transporte de gas 63
9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas 64
10 Plantas Térmicas con Costo de Emisión de CO2 65
11 Clasificación de las Restricciones 66
12 Diccionario de Variables 68
13 Bibliografía 74
A. Programación Dinámica Dual Estocástica 75
A.1 Formulación del problema 75
A.2 Pasos del algoritmo SDDP 75
A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados 75
A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento 76

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias....76
A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro....76
A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas....76
A.2.2.2 Solución del problema operativo....77
A.2.2.3 Cálculo de las derivadas....77
A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro....78
A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior....79
A.2.3 Cálculo del límite inferior....79
A.2.4 Cálculo del límite superior....79
A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento....80
A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias....80
A.2.4.3 Simulación operativa....80
A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento....80
A.2.4.5 Obtención del límite superior....80
A.2.5 Verificación de la optimalidad....81
B. Modelo Estocástico de Caudales....82
B.1 Objetivo....82
B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse 82
B.2.1 El Modelo ARP(1)....82
B.2.1.1 Introducción....82
B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales....83
B.2.1.3 El vector de ruidos transformados....84
B.2.2 Modelo de ajuste....86
B.2.3 Verificación del modelo....87
B.2.3.1 Independencia de los ruidos....87
B.2.3.2 Ruidos normalizados....87
B.2.3.3 Puntos fuera de la curva....88
B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses....88
B.4 Generación sintética de caudales....88

1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
ej. $v_{t+1}(i)$	ej. volumen de la central i en el inicio de la etapa t	*hm3*	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)

2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j,\ j\ =\ 1,\ldots,J\}$ (\$/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \qquad \text{para } j\ =\ 1,\ldots,J \tag{2.1}$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$g_t(j)$	energía producida por la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de generación de la planta j	MWh	D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

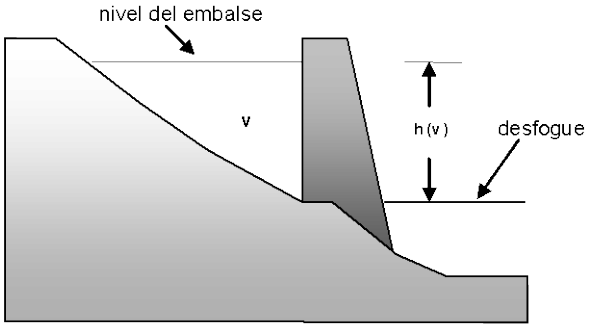


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m\in U_i}[u_t(m) + s_t(m)] \tag{2.2}$$
$$\text{para } i\ =\ 1,\ldots,I$$

donde:

i	indexa las plantas hidroeléctricas		
I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

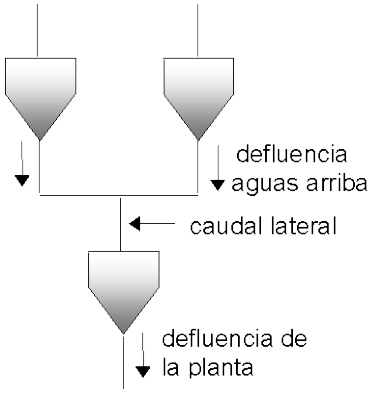


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \overline{v}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (2.3)$$

$$u_t(i) \leq \overline{u}(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (2.4)$$

where:

$\overline{v}(i)$	Capacidad de almacenamiento de la planta i	m^3	D
$\overline{u}(i)$	Capacidad de turbinamiento de la planta i	m^3	D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u(i)$ m^3 se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \qquad (2.5)$$

donde:

$g_t(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	MWh/m^3	D
$u_t(i)$	turbinamiento de la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m^3	V

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ a su vez se calcula por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(vt(i)) \qquad (2.6)$$

donde:

$\eta(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t		D
ϕ	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	kg/m^3	D
γ	turbinamiento de la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m/s^2	D
$h(vt(i))$	energía generada en la central hidroeléctrica i, en la etapa t	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3 este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

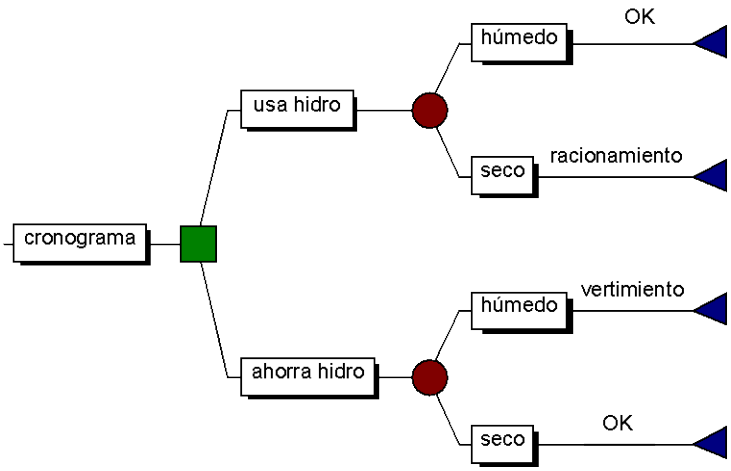


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico

Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy, y con esto reducir los costos de la energía térmica complementar, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dije eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4. muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

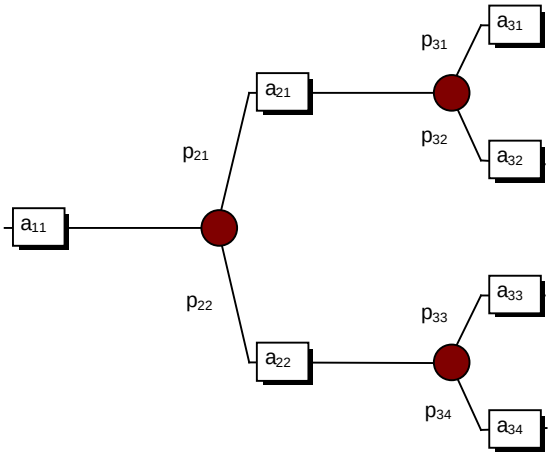


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

where:

a_{ts}	caudal en la etapa t, escenario s	m^3	D
p_{ts}	probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t	p.u.	D

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\text{Min} \quad c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34}) \tag{2.7}$$

sujeto a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$

$$v_{31} = v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21}$$
$$v_{41} = v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31}$$
$$v_{42} = v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32}$$
$$v_{32} = v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22}$$
$$v_{43} = v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33}$$
$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \leq \overline{v}; \qquad u_{t,s} \leq \overline{u} \qquad \text{para todas las etapas } t\text{; todos los escenarios } s$$

donde:

$u_{t,s}$	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa t, escenario s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa t, escenario s	m^3	V
$s_{t,s}$	volumen vertido en la etapa t, escenario s	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{t,s})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^{J} c_t(j) \times g_t(j) \qquad (2.8)$$

Sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^{J} g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts} \qquad \text{para } t = 1, \ldots, T$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \leq \overline{g}(j) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J, \text{ para } t = 1, \ldots, T$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c_t(j)$	costo operativo de la planta j	$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\overline{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante)	MWh/m^3	D

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos y futuros*.

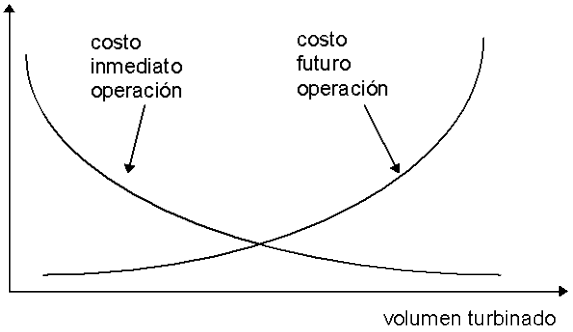


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t + 1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \qquad (2.9)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$
$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Diferente del problema de optimización estocástico (2.8), que es muy grande, el problema de despacho de una solo etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

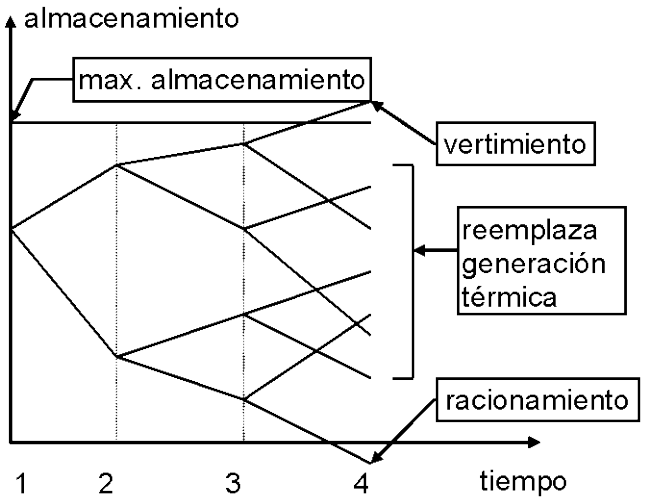


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de "fuerza bruta" tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

a) Para cada etapa t (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por $m = 1, \ldots, M$; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

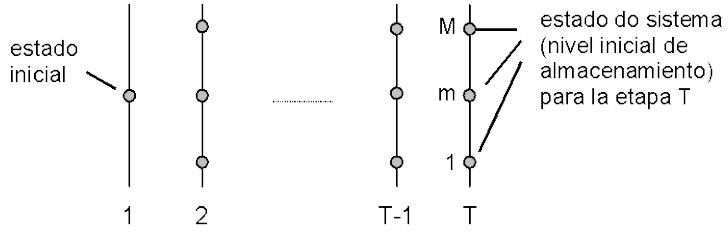


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

b) Empezando de la *última* etapa, T, resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K *escenarios* de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

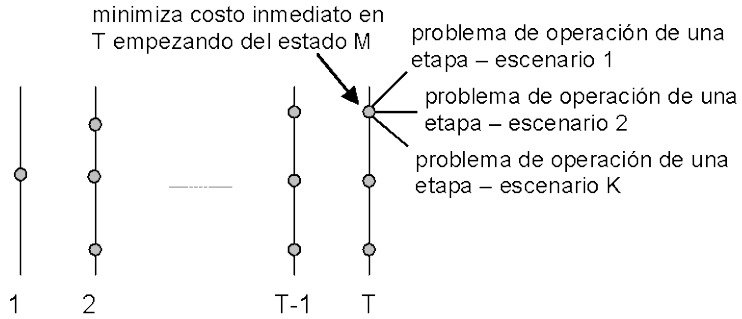


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa $T-1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T. Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa $T-1$ (ver Figura 2.9)

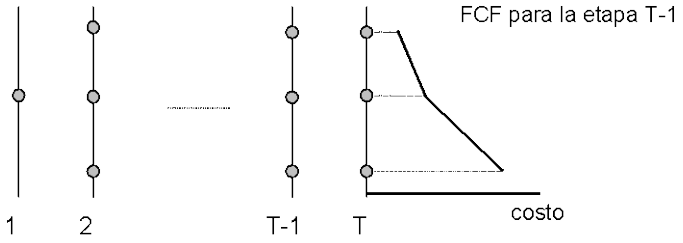


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa $T-1$, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa $T-1$más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

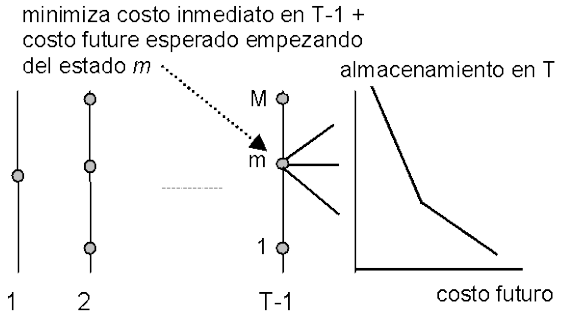


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas $T-2$, $T-3$ etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para *t* = T, T-1, …, 1

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \qquad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1} \le \overline{v}$$
$$u_t \le \overline{u}$$

Fin del "loop"

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del "loop"

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \ldots, M\}$

Fin del "loop"

2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más "seco" que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también o sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como "capacitores" (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa $t+1$:

$t+1\rightarrow$ $t\downarrow$	$\boldsymbol{a_{t+1}^1}$	…	$\boldsymbol{a_{t+1}^l}$	…	$\boldsymbol{a_{t+1}^L}$
$\boldsymbol{a_t^1}$	p_{11}	…	p_{1l}	…	p_{1L}
…	…	…	…	…	…
$\boldsymbol{a_t^k}$	p_{k1}	…	p_{kl}	…	p_{kL}
…	…	…		…	
$\boldsymbol{a_t^K}$	p_{K1}	…	p_{Kl}	…	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa t y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k to $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^{L} p_{kl} \times \alpha_{t+1}\left(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l\right) \quad (2.11)$$

subeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$
$$v_{t+1}^k \leq \overline{v}$$
$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \ldots, M; k = 1, \ldots, K\}$

Fin del "loop"

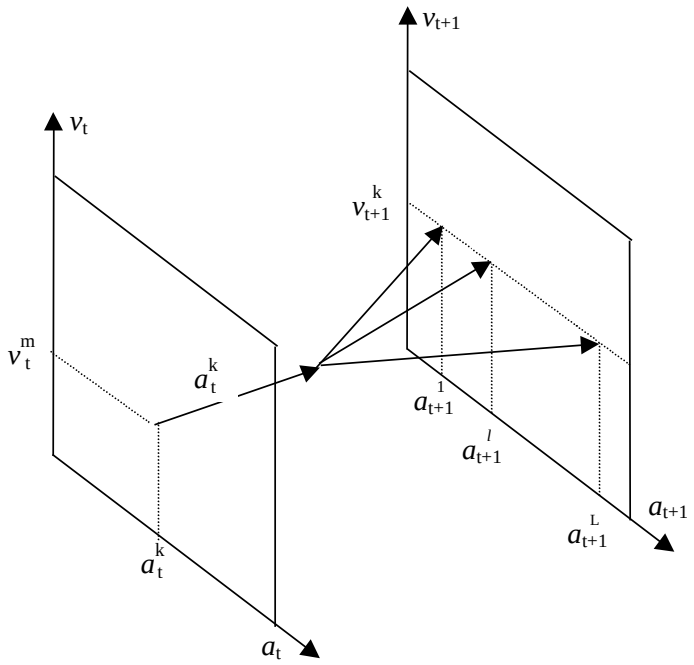


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa *anterior*, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $a_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para t = T, T-1, …, 1

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \ldots, v_t^m, \ldots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \ldots, a_{t-1}^k, \ldots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal condicionado en a_{t-1}^k: $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^l, \ldots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \qquad (2.12)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

Fin del "loop"

Calculate the expected operation cost over all inflow scenarios:

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^{L} p_{kl}\, \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \ldots, M;\ k = 1, \ldots, K\}$.

Fin del "loop"

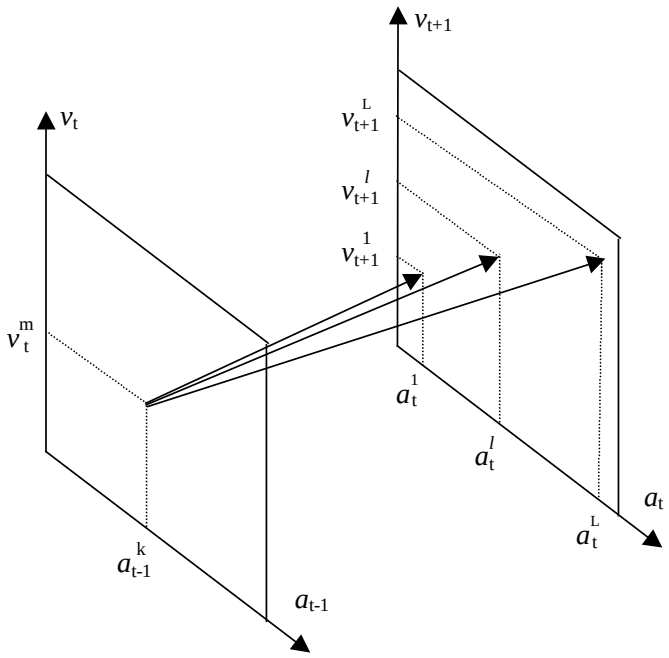


Figura 2.12 – PDE con at-1 como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las *combinaciones* de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la "maldición de la dimensionalidad" de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.

Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

# plants	# states
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160$ mil
3	$20^6 = 64$ millones
4	$20^8 \approx 25$ mil millones
5	$20^{10} \approx 10$ billones

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

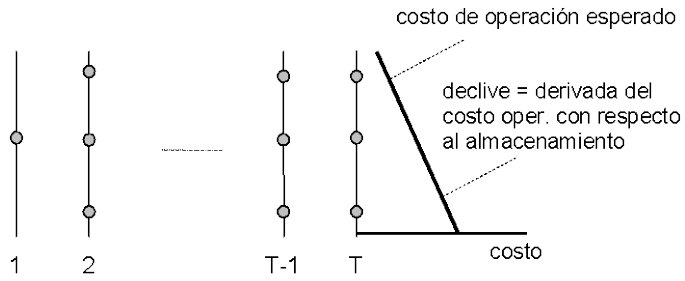


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):

$$
\begin{aligned}
z_T = \quad & \text{Min} \quad c_T(u_T) && \text{multiplicadores} \\
& \text{Sujeto a} && (2.13) \\
& v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T && \pi_h \\
& v_{T+1} \le \overline{v} && \pi_v \\
& u_T \le \overline{u} && \pi_u
\end{aligned}
$$

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema a (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h, representa la derivada de z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T:

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \tag{2.14}$$

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa $T-1$. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T.

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T. Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa $T-1$ es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto ("convex hull").

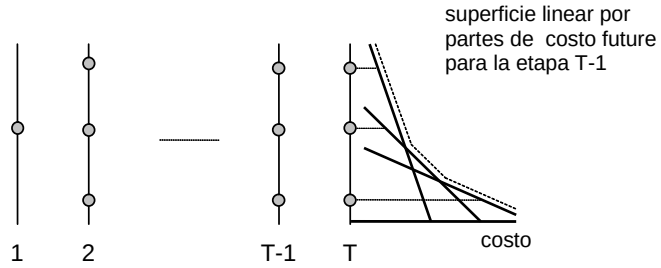


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior $T-1$ se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$
\begin{aligned}
& \alpha_{T-1}(v_{T-1}) = Min\ c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T \\
& \text{sujeto a} && (2.15) \\
& v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1} \\
& v_T \le \overline{v} \\
& u_{T-1} \le \overline{u} \\
& \alpha_T \ge \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \qquad n = 1, \ldots, N
\end{aligned}
$$

La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \ldots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T, el segmento "activo" será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

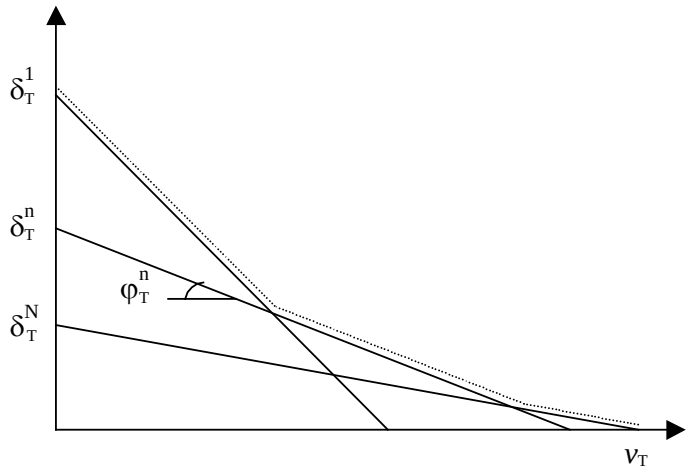


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión "backward"

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales N = número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n$ and $\delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \ldots, N$

Repita para $t = T, T-1, \ldots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \ldots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^k, \ldots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m caudal a_t^k:

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \qquad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal m^{th} de la FCF de la etapa anterior:

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^{K} p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construí la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para extrapolar los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aunque aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función "real".

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior $\underline{z}$ para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \tag{2.17}$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior $\overline{z}$ para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una simulación Monte Carlo de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión "backward", vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:

Defina un conjunto de escenarios de caudales $a_t = \{a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M\}$ para $t = 1, \ldots, T$

Repita para cada escenario $a_t = a_t^1, \ldots, a_t^m, \ldots, a_t^M$

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como 1 las $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal a_t^m

$$\text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \tag{2.18}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \overline{v}$$

$$u_t^m \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el costo operativo total z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$$z^m = \sum_{t=1}^{T} c_t(u_t^m)$$

Fin del "loop"

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se estima por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^{T} z^m \tag{2.19}$$

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor "verdadero" (de población) de $\overline{z}$. El intervalo de confianza a 95% es:

$$\overline{z} \in [\hat{z} - 1.96 \times \hat{\sigma};\ \hat{z} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \tag{2.20}$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^{M} (z^m - \overline{z})^2} \tag{2.21}$$

2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior $\underline{z}$ calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado $\hat{z}$.

2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión "backward" se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m, m = 1, \ldots, M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \qquad (2.22)$$

where:

μ_t	caudal promedio
σ_t	desviación estándar
ϕ_1 y ϕ_2	parámetros del modelo
ξ_t	variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa t, v_t, y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1}. Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa t, con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m:

$$\begin{aligned} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \quad & \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \qquad \text{multiplicador} \\ & \text{sujeto a} \\ & v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l \qquad \pi_{ht}^l \\ & v_{t+1} \le \overline{v} \\ & v_{t+1} \le \overline{v} \end{aligned} \qquad (2.23)$$

El caudal para la etapa t, a_t^l, resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t \qquad (2.24)$$

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m and a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:

$$\partial \alpha_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \quad (2.25)$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial \alpha_t^l / \partial a_{t-1} = \partial \alpha_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \quad (2.26)$$

El término $\partial \alpha_t^l / \partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l, porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \quad (2.27)$$

El esquema recursivo se implementa como:

1) Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}, m = 1, \ldots, M$

Repita para $t = 1, \ldots, T$

Repita para $m = 1, \ldots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2) Recursión Backward

Repita para $t = T, T-1, \ldots, 1$

Repita para $m = 1, \ldots, M$

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \ldots, L$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m:

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k:

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = Min \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \tag{2.28}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \overline{v}$$

$$u_t \leq \overline{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \ldots, N$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25) - (2.27)

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n. En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.

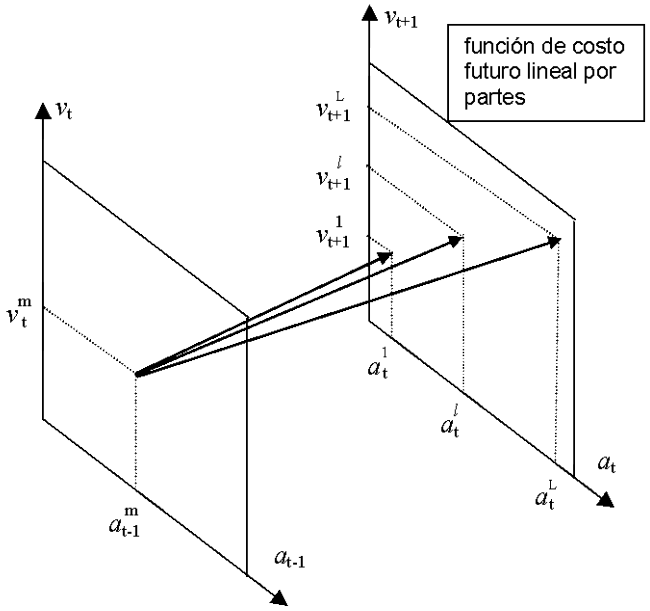


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE

3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como:

$$Min\ FCI\ +\ FCF \tag{3.1}$$

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_{tk}(j)$ en la etapa t, más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI\ = \sum_{k=1}^{K} \sum_{j=1}^{J} c(j)\ \times g_{tk}(j)\ +\ c_{\delta}\ \times \delta_{gt} \tag{3.2}$$

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el tiempo t y escalón k	MWh	V
c_{δ}	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	\$/unidad violación	D
δ_{gt}	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3, el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF\ =\ \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \tag{3.3}$$

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

Observe que la FCF depende de los caudales debido a una dependencia temporal, esto es, un caudal húmedo en la etapa *t* indica que en promedio los caudales de la etapa $t + 1$ también serán húmedos[1].

3.3 Restricciones operativas básicas

A continuación se describen las restricciones operativas básicas del problema de despacho. Estas restricciones son:

- ecuaciones de balance hídrico
- ecuaciones de suministro de la demanda
- límites operativos (límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo y límites en la generación térmica)

3.3.1 Balance hídrico

Como se ilustró en la sección 2, la ecuación de balance hídrico relaciona el volumen de los embalses con el caudal afluente y el caudal defluente:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K}[u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] + \sum_{k=1}^{K}\left(\sum_{m\in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m\in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m\in I_F(i)} \phi_{tk}(m)\right) \quad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (3.4)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	conjunto de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales que turbinan para la central i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales que vierten para la central i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales que filtran para la central i		
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la central i en la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	almacenamiento inicial de la central i en la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la central i en la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado en la central i en la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen turbinado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V

3.3.2 Límites de almacenamiento

$$\underline{v}_t(i) \leq v_t(i) \leq \overline{v}_t(i) \quad \text{for } i = 1, \ldots, I \qquad (3.5)$$

donde:

[1] Esta dependencia se representa en los parámetros del modelo estocástico de caudales.

$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(i)$	volumen máximo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D

3.3.3 Turbinamiento mínimo

Dado que puede ser físicamente imposible atender una restricción de turbinamiento mínimo, es decir, el problema de una etapa puede resultar inviable se modela variables de holgura en las restricciones de turbinamiento mínimo como se ilustra a continuación:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \geq \underline{u}_{tk}(i) \quad \text{for } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.6)$$

donde:

$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del turbinamiento mínimo en la etapa t, escalón k	hm^3	V

En la función objetivo se debe incluir la variable de holgura con un coeficiente de penalización alto[2]

3.3.4 Turbinamiento máximo

La máxima energía generada por una central hidroeléctrica está limitada por el mínimo valor entre la capacidad de la turbina y la capacidad del generador, como se muestra en la Figura 3.1.

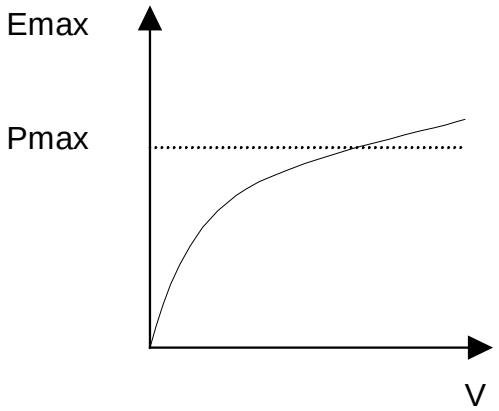


Figura 3.1 – Producción de energía

La restricción de turbinamiento máximo se formula de la siguiente manera:

$$u_{tk}(i) \leq Min\ (\overline{u}_{tk}(i), \overline{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i)))\ \quad \text{para } i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K \qquad (3.7)$$

donde:

$\overline{u}_{tk}(i)$	máximo volumen turbinable para la central i, etapa t. Representa la capacidad de la turbina	hm^3	D

[2] La penalización debe reflejar el "trade-off" entre el costo operativo y el prejuicio de las violaciones de la restricción

$\overline{g}_{tk}(i)$	potencia máxima de la central i en la etapa t. Representa la capacidad del generador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	D

3.3.5 Producción de energía hidroeléctrica

$$g_{tk}(i) = \rho(vt(i)) \times u_{tk}(i) \qquad \text{para } i = 1,\dots,I;\ k = 1,\dots,K \qquad (3.8)$$

donde:

$g_{tk}(i)$	energía producida por i en el escalón k, etapa t	MWh	V
$\rho(vt(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t	MWh/hm^3	D

3.3.6 Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \le g_{tk}(j) \le \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \qquad 3.9)$$

donde:

$g_{tk}(j)$	energía producida por la central térmica j en el escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	límite de generación mínima de la central j en el escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	límite de generación máxima de la central t en el escalón k	MWh	D

Cabe observar que los límites de generación en cada escalón de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$\overline{g}_{tk}(j) = \overline{g}_{t}(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \qquad (3.10a)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_{t}(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \qquad (3.11b)$$

donde:

$h(k)$	duración del escalón k	hour	D

3.3.7 Suministro de la demanda

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1,\dots,K \qquad (3.12)$$

donde:

d_{tk}	demanda de energía en la etapa t, escalón k	MWh	D

3.4 Función de costo futuro

Como se ilustró en la sección 2.7, la función de costo futuro se representa como un conjunto de restricciones lineales, donde cada una representa una linealización de la función.

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) = \alpha$$

sujeto a

$$\alpha \geq w_t(p) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{tv}(i,p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{I} \lambda_{ta}(i,p) \times a_t(i) \quad (3.13)$$

$$\text{para } p = 1, \ldots, P$$

donde:

p	índice de los cortes o linealizaciones		
P	número de cortes o linealizaciones de la función de costo futuro		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	$k\$$	V
$w_t(p)$	término constante del p-ésimo corte	$k\$$	D
$\lambda_{tv}(i,p)$	coeficiente del volumen final del embalse i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D
$\lambda_{ta}(i,p)$	coeficiente de la afluencia lateral a la central hidroeléctrica i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D

4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA

Además de las restricciones básicas el programa SDDP permite modelar una serie de aspectos adicionales. Cabe observar que la representación de estos aspectos es opcional y depende de las características del sistema en estudio.

4.1 Vertimiento no controlable

Para los representar los embalses que no pueden verter si no están llenos, se utilizan restricciones de programación entera mixta, como se ilustra a continuación:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \overline{v}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq M \times x_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.1b)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$x_t(i)$	variable de decisión de la planta i en la etapa t	$0-1$	V
$s_t(i)$	volumen vertido de la planta i en la etapa t	hm^3	V
M	una constante de grande valor (representa "infinito")	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la planta i en la etapa t	hm^3	V
$\overline{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de la planta i en la etapa t	hm^3	D

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta

El objetivo de restricciones de volumen de alerta es penalizar el almacenamiento cuando si encuentra en situaciones debajo de un nivel de seguridad. Este tipo de restricciones se utiliza, por ejemplo, en el sistema de Colombia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{va}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.2)$$

donde:

$\underline{va}_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de la térmica más cara ($\$/MWh$)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

Por la expresión anterior se concluye que el costo para usar el volumen de alerta es más alto que el costo de utilizar la térmica más cara del sistema. Consecuentemente, el volumen de

alerta solo se utilizará cuando todas las plantas térmicas del sistema están generando su capacidad.

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos

La curva de volumen mínimo operativo representa una reserva operativa "estratégica", más importante que el volumen de alerta.

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \underline{vm}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.3)$$

donde:

$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central i, etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

1.1 × [Costo de Racionamiento ($\$/MWh$)] × [Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse]

En otras palabras esta restricción no será atendida únicamente si es físicamente imposible, por ejemplo, si el menor valor de la curva aumenta de una etapa para otra y el caudal no es suficiente para llenar el embalse hasta el nuevo nivel.

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera

La curva de volúmenes de espera representa restricciones en el volumen almacenado en el embalse para control de inundaciones. Estas restricciones son modeladas de la siguiente manera:

$$v_t(i) \leq Min\,(\overline{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \qquad (4.4)$$

donde:

$\underline{ve}_t(i)$	volumen de espera de la central i, etapa t	hm^3	D

4.5 Restricciones en el desfogue total

Las restricciones en el desfogue total de una central hidroeléctrica representan restricciones de navegación en el caso del desfogue total mínimo y en el caso del desfogue total máximo sirven para evitar daños aguas abajo en el caso de crecidas.

$$\underline{\Delta}_t(i) \leq u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta_{1t}(i) - \delta_{2t}(i) \leq \overline{\Delta}_t(i) \qquad (4.5)$$

para $i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K$

donde:

$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{1t}(i)$	violación del desfogue mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta_{2t}(i)$	violación del desfogue máximo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Las variables que representan las violaciones de las restricciones de desfogue entran en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$). Los valores de penalidad por violación del desfogue total (mínimo o máximo) deben ser informados por el usuario.

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada

La mayoría de las centrales de pasada tienen pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria, es decir, el volumen afluente que llega en la hora fuera de la punta puede ser almacenados para ser turbinado en la hora de punta. En el caso de embalses muy pequeños es posible limitar esta transferencia a través de la siguiente restricción:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \geq \phi(i) \times [a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) \quad (4.6)$$

para $i = 1, \ldots, I;\ k = 1, \ldots, K$

donde:

$\phi(i)$	factor de regulación de la central de pasada i	p.u.	D

Si el factor de regulación $\phi(i) = 1$ significa que 100% del volumen lateral afluente en el escalón k (suma de la afluencia incremental y de los desfogues de las centrales aguas arriba) debe ser usado en el mismo escalón, es decir, no existe transferencia de energía entre los escalones: se trata de una central de pasada *pura*. Caso el factor de regulación $\phi(i) = 0$ significa que se puede transferir 100% del volumen afluente para producción de energía en cualquier otro escalón. Valores intermediarios para $\phi(i)$, entre 0 y 1, reflejan una capacidad parcial de regulación de los caudales entre los escalones.

4.7 Riego

Cuando se representan riegos, se modifica la ecuación de balance hídrico de las centrales con riego para considerar una constante $r(i)$ (que corresponde a los valores especificados para el riego) y una variable de decisión $\delta r(i)$ para representar la violación del riego especificado, como ilustrado a continuación:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^{K}[u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (4.7)$$
$$-r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{k=1}^{K}\left(\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m)\right)$$

para $i = 1, \ldots, I$

donde:

$r_t(i)$	volumen retirado de la central i (riego) en la etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm^3	V

La variable de holgura que representa la violación del riego $\delta r(i)$ tendrá sus límites establecidos por el propio valor del riego como:

$$\delta r_t(i) \leq r_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \ldots, I \tag{4.8}$$

La función objetivo penaliza estas variables de holgura (violación de riego) de acuerdo con el tipo del modelo de riego establecido por el usuario:

1. Riego es prioritario a la producción de energía:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ déficit\ \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)\ ]$$

donde:

$J(i)$	conjunto de plantas aguas abajo de la planta i	D

2. La producción de energía es prioritaria al riego:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ operativo\ de\ la\ térmica\ más\ cara\ \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)\ ]$$

3. Valor de penalidad informado por el usuario:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(m)$$

donde:

C_{ri}	costo fijo proporcionado por el usuario	$k\$/hm^3$	D

4.8 Modelo de volumen muerto

El proceso de llenado de un embalse hasta que el volumen embalsado alcance el nivel mínimo (conocido como "volumen muerto") tiene efecto sobre la operación tanto de plantes que están aguas arriaba como también de plantas ubicadas aguas debajo de la central en proceso de llenado del volumen muerto. Para representar el llenado del volumen muerto se utiliza curva creciente para el almacenamiento mínimo (sección 4.3) como ilustrado por la Figura 4.1 a continuación.

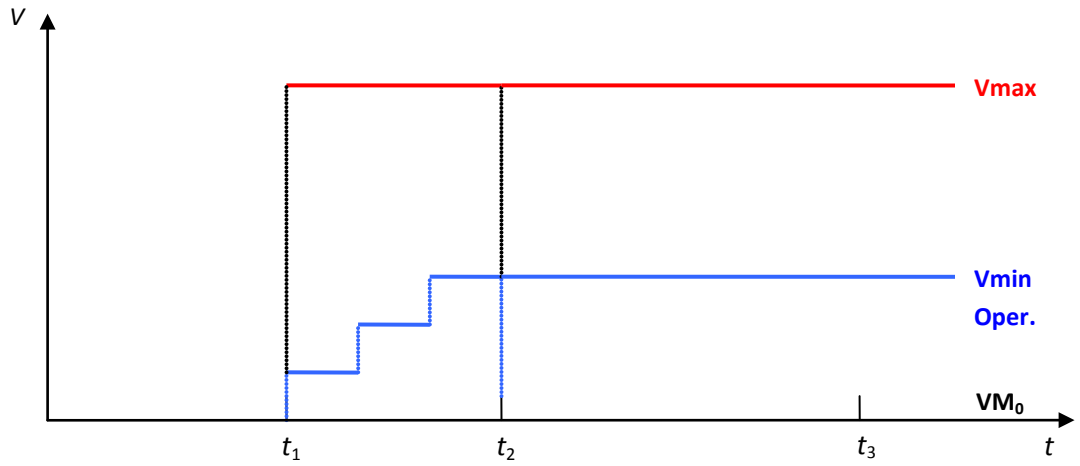


Figura 4.1 – Modelaje del llenado del volumen muerto de una central hidroeléctrica

donde:

t	etapa del estudio		D
t_1	la etapa inicial del período definido para completar el volumen muerto		D
t_2	el número de etapas para completar el volumen muerto		D
t_3	la etapa final del período definido para completar el volumen muerto, $t_2 = t_1 + N$		D
N	la etapa de entrada en operación		D
VM_0	condición del embalse en la primera etapa del período definido para completar el volumen muerto	p.u.	D
V_{max}	volumen máximo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
V_{min}	volumen mínimo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3	D
Q_{max}	Turbinamiento máximo de los datos de configuración hidroeléctrica	m^3/s	D

En este modelo se observan las siguientes variaciones en el tiempo:

- Antes de t_1 la planta es futura, o sea, no produce energía;
- El volumen mínimo, para aquellas plantas que tienen período definido para completar el volumen muerto, no puede ser una restricción dura porque esto puede provocar inviabilidad a partir del período ($t_1 \leq t$) definido para completar el volumen muerto. El volumen mínimo será definido igual a cero y su volumen mínimo real será representado como un volumen mínimo operativo penalizado en la función objetivo;
- El proceso para completar el volumen muerto ($t_1 \leq t \leq t_2$) será realizado a través de una función lineal y creciente por bloques representada por el volumen mínimo operativo y penalizada como 1.1 × costo de déficit. En este período la planta deja de ser futura solamente para efecto de completar el volumen muerto pero no entra efectivamente en operación;

- A partir de $t \geq t_2$, la planta comienza a contribuir para la energía almacenada y energía almacenable máxima, a pesar de no estar en operación. La contribución para el cálculo de las energías debe ser solamente la debida al volumen del embalse. La productibilidad de esta planta no debe ser acumulada para uso en el cálculo de la energía almacenada. El volumen mínimo operativo será utilizado para calcular el volumen útil de la planta;
- De t_3 en adelante, la planta entra efectivamente en operación.

La Tabla 4.1 presenta un sumario de cómo se representan las variables durante el período de llenado del volumen muerto.

Tabla 4.1 – Parámetros para el proceso de llenado del volumen muerto

Variable/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$ $(k = 1 \ldots N-1)$	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Factor de producción	Constante	Constante	Constante	Constante
Volumen mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volumen máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volumen mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamiento Máximo	0	0	0	Qmax
Energía Almacenada y Almacenable Máxima	0	0	Contabiliza solamente la contribución de la propia planta.	Contabiliza toda la cascada.

4.9 Canal de desfogue

La altura del canal de desfogue varía en función del desfogue total y esta dependencia influencia el cálculo del factor de producción, dado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \qquad (4.9)$$

donde la diferencia de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u+s) \qquad (4.10)$$

donde:

v	volumen almacenado en el embalse
u	volumen turbinado
s	volumen vertido
$h(v)$	cota del embalse
$h(u+s)$	cota del canal de desfogue

Suponga que $h(v)$ es constante o calculado a priori en función del volumen del embalse. Suponga también que se informa una tabla (h_i, d_i) que contiene la información de la cota del canal de desfogue función del desfogue total de la central. Por lo tanto, se puede considerar h_i la cota del canal de desfogue como representado en la Figura 4.2.

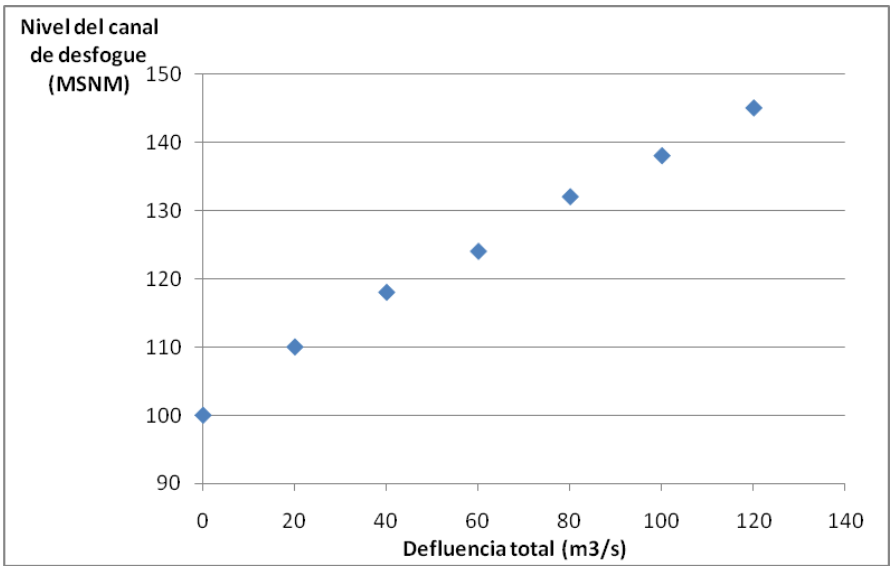


Figura 4.2 – Nivel del canal de desfogue versus desfogue total

A partir de estos cinco intervalos es posible definir los siguientes valores para Δh:

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.11}$$

Por lo tanto tendremos un factor de producción para cada intervalo:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.12}$$

Finalmente la generación hidroeléctrica para cada segmento estará dada por:

$$E_i = \rho_i(d) \times u \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \tag{4.13}$$

La construcción de la curva a continuación se hace a partir de la siguiente tabla:

Tabla 4.2 – Cota del canal de desfogue versus desfogue total

Desfogue total (m3/s)	Cota del canal de desfogue (MSNM)	Factor de producción (MW/m3/s)	Turbinamiento (m3/s)	Generación (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33

Para desfogues totales mayores que el turbinamiento máximo, la generación total va disminuir en función de la altura del canal de desfogue que aumenta con el vertimiento y por lo tanto disminuye el factor de producción.

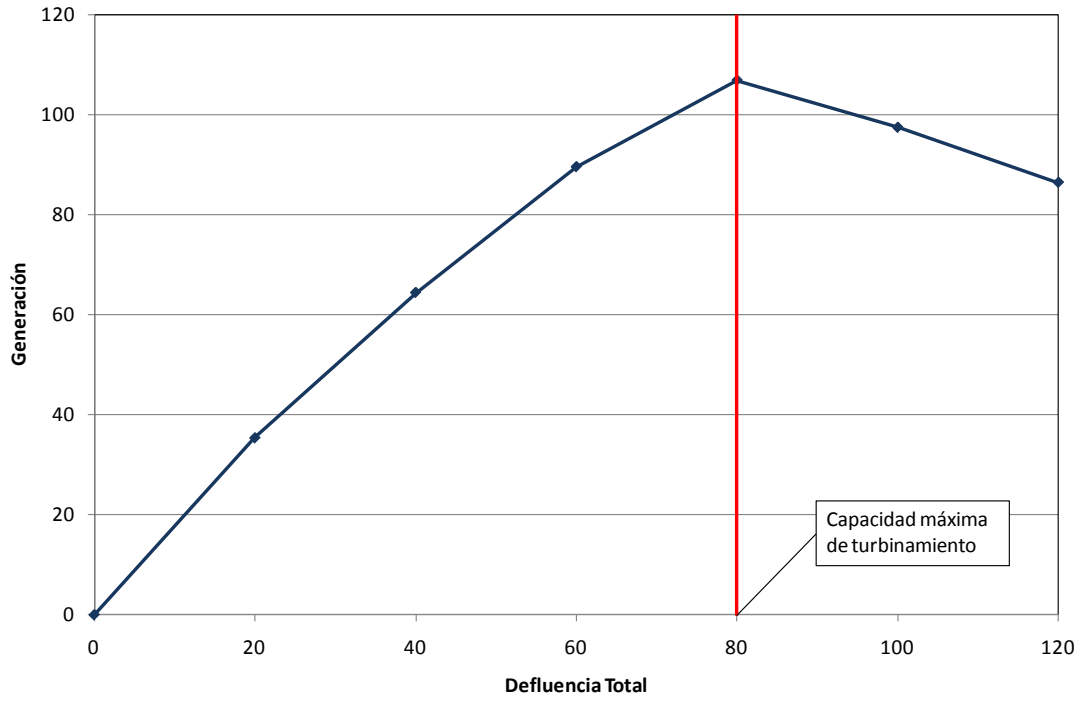


Figura 4.3 – Potencia generada × desfogue

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$a_i\,(u+s)\;+\;bi \qquad (4.14)$$

donde:

$$a_i\;=(g_{i+1}-g_i)/(d_{i+1}-d_i) \qquad \text{y} \qquad b_i\;=\;g_{i+1}\,-a_i\,d_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la altura del canal de desfogue puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq a_i\,(u+s)\;+\;bi \qquad (4.15a)$$

$$u\;\leq\;\overline{u} \qquad (4.15b)$$

4.10 Generación en función de la afluencia

Para plantas filo de agua, el turbinamiento es igual a la afluencia total. La utilización de caudales promedio (mensuales o semanales) puede súper-estimar la generación de estas plantas. Una alternativa para modelar la generación de plantas filo de agua de manera más adecuada es definir una tabla que relaciona el caudal turbinable dado el caudal total. Por ejemplo:

Tabla 4.3 – Turbinamiento versus caudal afluente

Caudal total (m^3/s)	Caudal turbinable (m^3/s)
$a_t \leq 10$	10
$10 < a_t \leq 20$	19
$20 < a_t \leq 30$	28
$30 < a_t \leq 40$	36
$40 < a_t \leq 50$	38

Una manera de corregir esta sobre-estimativa seria ajustar el factor de producción de la central por un factor que represente que la producción de energía depende del caudal afluente total. Suponga el siguiente ajuste para una central con factor de producción de 1.2 $MW/m^3/s$:

Tabla 4.4 – Factor de Producción

Caudal total (m3/s)	Caudal turbinable (m3/s)	Ajuste de factor de producción	Factor de producción resultante
$a_t \leq 10$	10	1.00	1.20
$10 < a_t \leq 20$	19	0.95	1.14
$20 < a_t \leq 30$	28	0.93	1.12
$30 < a_t \leq 40$	36	0.90	1.08
$40 < a_t \leq 50$	38	0.76	0.91

La generación hidroeléctrica, representada por la variable E_h para cada intervalo es dada por el producto del factor de producción resultante multiplicado por el caudal total, limitada por la capacidad de turbinamiento de la planta.

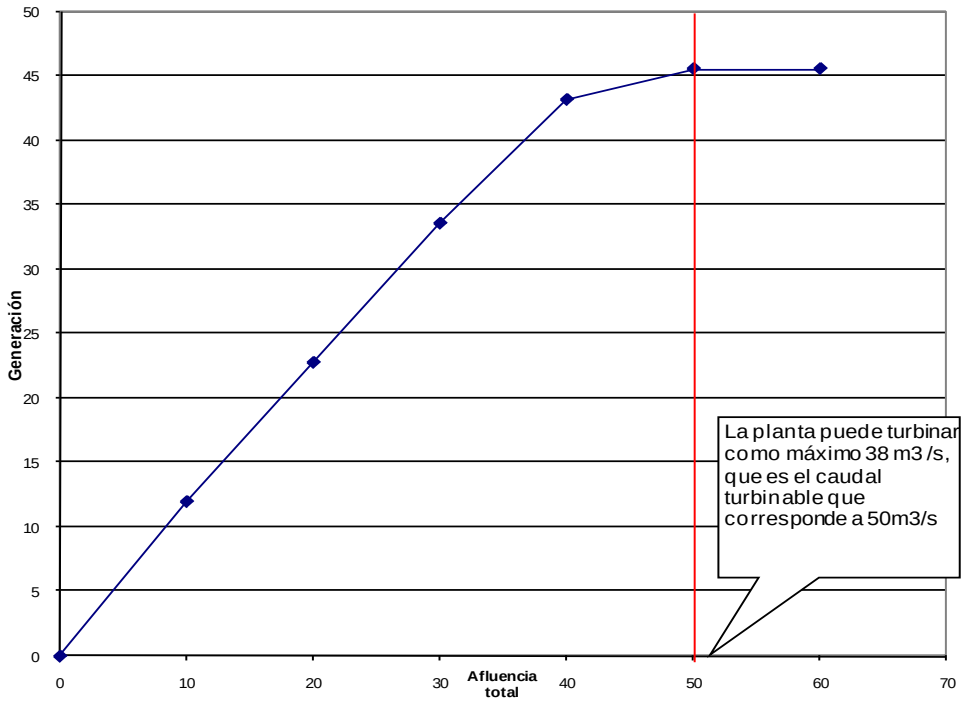


Figura 4.4 – Factor de producción × caudal afluente de plantas filo de agua

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$\phi_i\,(u+s)\;+\;\theta_i \tag{4.16}$$

Donde utilizando los puntos extremos (a_i, g_i) y (a_{i+1}, g_{i+1}), se obtiene:

$$\phi_i\;=(g_{i+1}-g_i)/(a_{i+1}-a_i) \qquad \text{y} \qquad \theta_i\;=\;g_{i+1}-\phi_i\,a_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la afluencia total puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \le \phi_i\,(u+s)\;+\;\theta_i \quad \text{para } i\;=\;1,\ldots,\textit{Número de segmentos} \tag{4.17a}$$

$$u\;\le\;\overline{u} \tag{4.17b}$$

4.11 Curva de aversión a riesgo

La Curva de Aversión a Riesgo (CAR) se representa en el modelo SDDP por sistema a través de la siguiente restricción:

$$\sum_{i\in N_r}\sum_{j\in J_i}(\rho(v_t(j))\times(v_{t+1}(j)-\underline{v}_t(j))\times f_{vutil}(j)+\;\delta_t\;\ge \tag{4.18}$$
$$f_{ea}\;\times\sum_{i\in N_r}\sum_{j\in J_i}(\overline{\rho}(j)\times(\overline{v}_t(j)-\underline{v}_t(j))\times f_{vutil}(j)$$

donde:

i, j	índices para los embalses		
N_r	número de embalses del sistema		
J_i	conjunto de plantas hidroeléctricas aguas abajo de la planta i		
$\rho(v_t(j)$	coeficiente de producción para cálculo de la energía almacenada de la CAR, de la planta j en la etapa t, calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	V
$\overline{\rho}(j)$	coeficiente de producción promedio para cálculo de la energía almacenable máxima, de la planta j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	almacenamiento final de j en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	almacenamiento mínimo de j en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(j)$	almacenamiento máximo de j en la etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	factor de participación del volumen de la planta j en el sistema	$p.u$	D
δ_t	variable de holgura asociada a la restricción de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	$p.u$	D

La variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad expresado en $/MWh. Ella indica cual es el recurso más caro que se desea utilizar para evitar la violación del nivel de almacenaje esTablacido por la Curva de Aversión a Riesgo. El usuario puede seleccionar el tipo de penalización que desea asociar a la violación de la Curva de Aversión a Riesgo. Las siguientes dos posibilidades están disponibles en el programa.

- Penalidad de referencia: corresponde a un valor constante, informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo. Es la opción padrón (*1.1 × Costo de la térmica más cara*) determina que esta restricción no será atendida únicamente con la finalidad de evitar un racionamiento en el sistema.
- Penalidad reducida: corresponde a un valor de penalidad calculado automáticamente en función del valor del agua para cada etapa y escenario hidrológico.

En la recursión backward existen dos opciones adicionales para corrección del factor de penalización. En la primera se determina la penalización reducida para el primer escenario condicionado (abertura) de cada serie y se asume que este valor es una buena aproximación para las aberturas restantes. En la segunda opción, el programa determina una penalización reducida individualizada para cada escenario condicionado.

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de alerta a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta a_t(r) \geq \underline{ea}_t(r) \qquad (4.19)$$

para $r = 1, \ldots, R_a$

donde

R_a	conjunto de restricciones de energía de alerta		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de alerta r		
$\delta a_t(r)$	violación da energía de alerta r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de alerta r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de alerta es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ la\ térmica\ más\ cara$$

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de seguridad a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta m_t(r) \geq \underline{em}_t(r) \qquad (4.20)$$

para $r = 1, \ldots, R_s$

donde

R_s	conjunto de restricciones de energía de seguridad		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de seguridad r		
$\delta m_t(r)$	violación de la energía de seguridad r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de seguridad r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de seguridad es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad ($\$/MWh$), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times costo\ de\ déficit$$

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad máxima de energía de espera a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \leq \overline{ee}_t(r) \qquad (4.21)$$

para $r = 1, \ldots, R_e$

donde

R_e	conjunto de restricciones de energía de espera

U_{r}	conjunto de embalses para la restricción de energía de espera r		
$\overline{ee}_t(r)$	energía de espera r en la etapa t	MWh	D

5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte

El factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/MWh) se representa variable hasta un máximo de tres valores de acuerdo al despacho de la central, como se muestra en la Figura 5.1 a continuación.

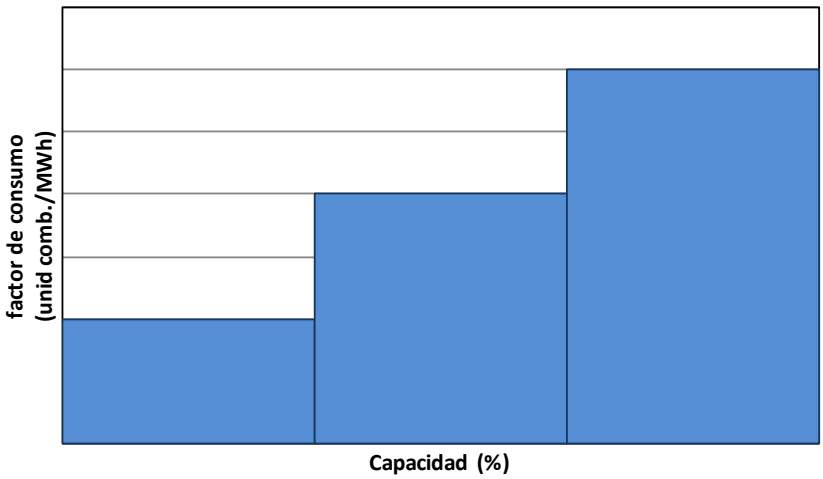


Figura 5.1 – Factor de consumo en función de la producción de la central térmica

En este caso el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por partes, como ilustrado en la Figura 5.2.

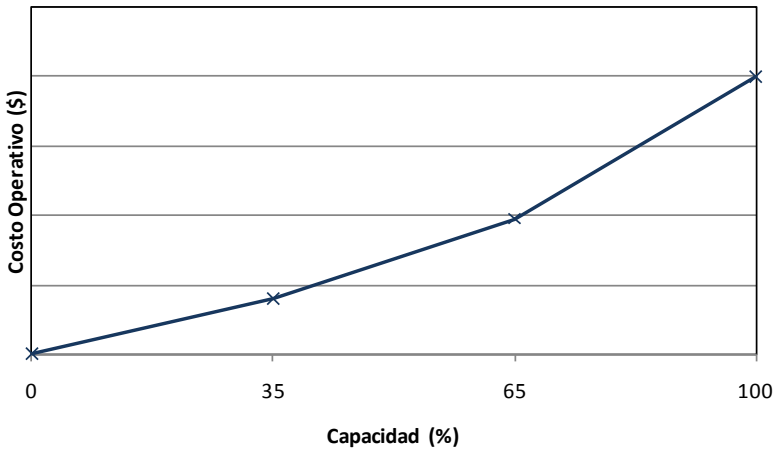


Figura 5.2 – Costo operativo térmico por una función lineal por partes

Se observa que los costos operativos unitarios son no decrecientes. Internamente, este tipo de central se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario de $c(j,h)$ \$/MWh,para$h = 1,2,3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos:

$$0 \leq g_{tk}(j,h) \leq \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \text{ para } j = 1,\dots,J;\ h = 1,2,3;\ k = 1,\dots,K \quad (5.1)$$

donde:

$c(j,h)$	costo unitario de la térmica j en el tramo h		D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la central térmica j en el tramo h	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del tramo h en la capacidad total	$p.u$	D

La generación total de la central en la etapa t, escalón k, es, por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

$$g_{tk}(j) = \sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (5.2)$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho el costo de producción de la térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^{3} c(j,h) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (5.3)$$

Cabe observar que si para la central térmica j se representan restricciones de generación mínima mayores que cero, las restricciones de límite operativo se escriben de la siguiente forma:

$$Min\left\{\underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i<h} \sigma(j,i) \times \overline{g}_{tk}(j)\,;\, \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j)\right\} \leq$$
$$g_{tk}(j,h) \leq \sigma(j,h) \times \overline{g}_{tk}(j) \quad (5.4)$$
$$\text{para } j = 1,\dots,J;\ h = 1,2,3, k = 1,\dots,K$$

5.2 Centrales térmicas *must-run*

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima. En este caso las restricciones de límite de generación térmica para centrales para este tipo de central se substituyen por las siguientes restricciones:

$$g_{tk}(j) = \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (5.5)$$

5.3 Límites en el consumo de combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

$$\sum_{k=1}^{K} \sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \overline{\Phi}_t(l) \quad \text{para } l = 1,\dots,F \quad (5.6)$$

donde:

l	índice de los combustibles

F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidad del combustible de la central l en la etapa t	UC	D

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible

La restricción representa límites en la tasa de consumo de un combustible en la etapa, debido, por ejemplo, a la dimensión de un gaseoducto.

$$\sum_{j\in\Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \tau_t(l) \times h(k) \quad \text{para } l = 1,\dots,F;\ k = 1,\dots,K \qquad (5.7)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa máxima de consumo del combustible l en la etapa t	UC/hour	D
$h(k)$	duración del escalón k	horas	D

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas

Las restricciones de generación mínima son necesarias por ejemplo para aporte de reactivos. Cuando son individuales se representan como los límites inferiores de las variables de generación térmica3.9). Para grupos de centrales térmicas se representa la siguiente restricción:

$$\sum_{j\in J_r} g_{tk}(j) \geq \underline{G}_{tk}(r) \qquad \text{para } r = 1,\dots,R;\ k = 1,\dots,K \qquad (5.8)$$

donde:

r	índice de los grupos de centrales térmicas		
R	número de grupos de centrales térmicas		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen al grupo r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	generación mínima para el grupo r en la etapa t, escalón k	MWh	D

Observe que en la implementación de esta restricción existe la limitación de que cada unidad térmica sólo puede participar en una restricción de generación mínima.

5.6 Restricciones de generación

Estas restricciones son una generalización de las anteriores. Pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas y pueden limitar su generación total inferior o superiormente. Además cada generador hidroeléctrico o térmico puede participar en más de una restricción.

La expresión general es:

$$\underline{G}_{tk}(r) \leq \sum_{i \in I_r} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \ldots, R;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.9)$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
I_r	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D

5.7 Centrales térmicas multi-combustible

Una central térmica multi-combustible se representa como un grupo de centrales térmicas que comparten datos que son iguales, por ejemplo, generación mínima, factores de indisponibilidad y otros que son particulares al combustibles que está en uso, datos de consumo, costo operativo, generación máxima. De esta manera la variable de generación $g_{tk}(j)$ se substituye por un conjunto de variables $g_{tk}(j)$, cada una de ellas representando la parte de generación de la térmica j correspondiente a cada uno de los combustibles alternativos. Para representar la capacidad variable por los combustibles se define una variable $p_{tk}(i)$ que asume valores entre 0 y 1. La generación total de este grupo de plantas térmicas debe satisfacer la siguiente restricción:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j);\ j \in J \qquad (5.10a)$$

$$0 \leq \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \leq 1 \quad \text{para } j \in J \qquad (5.10b)$$

donde:

$M(j)$	conjunto de variables de generación térmica que representan la generación de cada combustibles en la central multi-combustible j
$p_{tk}(i)$	parte de la capacidad utilizada para producción por el combustible i en la central térmica j
J	Conjunto de térmicas multi-combustible

De forma similar al caso en que los costos operativos se representan por una función lineal por partes, las generaciones variables asociadas a térmicas multi-combustibles son consideradas en las restricciones de una central térmica. Por ejemplo, caso la central j es multi-combustible y *must-run*, se modifica la ecuación (5.10a) para:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j) \qquad (5.11)$$

Similarmente, la función objetivo de problema de despacho se modifica para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) g_{tk}(i) \qquad \text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (5.12)$$

donde:

$c(i)$	costo operativo de la térmica j considerando el combustible representado por la variable de generación $g_{tk}(i)$	$\$/MWh$	D

Se destaca que es posible combinar centrales térmicas multi-combustible con otros atributos de una central térmica, por ejemplo, costos operativos representados por una linear por partes y must-run.

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada escalón de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelan usando variables de decisión entera (0/1). De esta forma la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional en el modelo. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \leq 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \geq 0 \qquad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \qquad (5.13b)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \qquad \text{para } j \in C \qquad (5.13c)$$

donde:

C	conjunto de las centrales térmicas tipo *commitment*	$\$/MWh$	D
$x_t(j)$	decisión de despachar la central térmica j (variable entera 0/1) en la etapa t	$p.u$	V

Se incluye en la función objetivo la variable de decisión multiplicada por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j) \qquad (5.14)$$

donde:

$c_a(j)$	costo de arranque de la central térmica j	$k\$$	D

Si la decisión de despachar la central térmica se realiza a cada escalón, entonces las restricciones resultan:

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15a}$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15b}$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C;\ k = 1, \ldots, K \tag{5.15c}$$

y el término que debe ser incluido en la función objetivo es:

$$\sum_{j \in C} \sum_{j \in C} c_a(j) \times x_{tk}(j) \tag{5.16}$$

donde:

$x_{tk}(j)$	decisión de despachar la central térmica en el escalón k	$p.u$	V

5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible

En un contrato Take or Pay (ToP), el generador "pre-compra" una dada cantidad de combustible, el cual puede ser utilizado durante todo el periodo de duración del contrato. En cada etapa, el generador decide el montante de combustible que será retirado de su "cuenta" de contrato. Este combustible puede ser utilizado para producir energía y/o ser almacenado en un reservorio físico de combustible para utilización futura. Al final del contrato, cualquier cantidad remaneciente de combustible en la "cuenta" es generalmente perdida. En algunos contratos ToP especiales, una fracción remaneciente puede ser transferida para el contrato siguiente. Finalmente, el generador puede también comprar combustible adicional del mercado spot, a precios mayores.

Los parámetros de un contrato de combustible ToP son la duración (número de etapas), los volúmenes mínimo y máximo y una tasa de disponibilidad. Como mencionado, el volumen mínimo de combustible es un valor pre-pago (valor ToP). De esta manera, cada contrato de suministro de combustible puede ser modelado por dos reservorios, uno representando el componente ToP, y el otro la posibilidad de comprar combustible adicional hasta su capacidad máxima. Un tercero reservorio es utilizado para representar el almacenamiento físico de combustible, cuando el mismo está disponible.

Los niveles de almacenaje de los reservorios de combustible formarán parte de las variables de estado del SDDP y serán incorporadas en el procedimiento de la etapa backward del algoritmo del SDDP, donde aproximaciones linearles de la función de costo futuro (FCF) son construidas.

Por simplicidad de notación, iremos ilustrar el modelo de contrato de combustible para el caso con solamente un contrato de combustible ToP, un reservorio físico de combustible y una única planta térmica. Los siguientes términos serán adicionados a la función objetivo.

$$\alpha_t(w_t, y_t, z_t) =$$

$$Min\{Cc \times (\sum_{k=1}^{K} f y_{tk}(j) + \sum_{k=1}^{K} f y_{tk}(r))\} - \alpha_{t+1}(w_{t+1}, y_{t+1}, z_{t+1}) \tag{5.17}$$

Observe que el montante fijo del contrato correspondiente a la parte ToP no es adicionado a la función objetivo porque él no afecta el proceso de optimización. Su contribución es adicionada separadamente en los informes de salida.

Las ecuaciones de balance para el contrato de combustible (ToP y compra adicional) se presentan a continuación:

$$w_{t+1} = w_t + aw_t - \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(j) - \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(r) - sw_t \quad (5.18)$$

$$0 \leq w_{t+1} \leq \overline{w} \quad (5.19)$$

$$y_{t+1} = y_t + ay_t - \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(j) - \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(r) - sy_t \quad (5.20)$$

$$0 \leq y_{t+1} \leq \overline{y} \quad (5.21)$$

El contrato tiene un límite de disponibilidad, por bloque de demanda.

$$0 \leq fw_{tk}(j) + fw_{tk}(r) + fy_{tk}(j) + fy_{tk}(r) \leq \overline{f}c_k \quad (5.22)$$

El reservorio físico de combustible es por su vez representado por el balance del reservorio y sus límites de inyección y de retirada.

$$z_{t+1} = z_t + \sum_{k=1}^{K} fw_{tk}(r) + \sum_{k=1}^{K} fy_{tk}(r) - \sum_{k=1}^{K} fz_{tk}(j) \quad (5.23)$$

$$\underline{y} \leq y_{t+1} \leq \overline{y} \quad (5.24)$$

$$0 \leq fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r) \leq \overline{If}r_k \quad (5.25)$$

$$0 \leq fz_{tk}(j) \leq \overline{Rf}r_k \quad (5.26)$$

Finalmente, se representa el balance de combustible por planta térmica.

$$fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j) + fz_{tk}(j) - \varphi(j) \times g_{tk}(j) = 0 \quad (5.27)$$

donde:

r	índice para el reservorio físico de combustible		
w_{t+1}	almacenaje final del reservorio del contrato, parcela ToP, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{w}$	límite de almacenaje del reservorio ToP de combustible	UC	D
y_{t+1}	almacenaje final del reservorio adicional del contrato, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{y}$	límite de almacenaje del reservorio adicional de combustible	UC	D
z_{t+1}	almacenaje final del reservorio de combustible al final de la etapa t	UC	V
$\underline{z}$	límite mínimo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
$\overline{z}$	límite máximo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
Cc	costo del contrato de combustible	\$/UC	D
$fw_{tk}(j)$	montante del contrato de combustible ToP consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fw_{tk}(r)$	montante del contrato de combustible ToP almacenado en el reservorio físico del combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fy_{tk}(j)$	montante adicional del contrato de combustible consumido por la	UC	V

	planta térmica j en la etapa t y en el bloque k		
$fy_{tk}(r)$	montante adicional del contrato de combustible almacenado en el reservorio físico de combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
aw_t	afluencia del contrato de combustible ToP. Este valor corresponde al montante total del ToP, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sw_t	vertimiento del contrato de combustible ToP	UC	V
ay_t	afluencia adicional del contrato de combustible. Este valor corresponde al montante adicional de contrato, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sy_t	vertimiento adicional del contrato de combustible	UC	V
$\overline{fc}_k$	disponibilidad del contrato de combustible en el bloque k	UC	D
$fz_{tk}(j)$	montante de almacenaje del reservorio físico de combustible consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$\overline{If}r_k$	inyección máxima en el reservorio físico de combustible en el bloque k	UC	D
$\overline{Rf}r_k$	retirada máxima del reservorio de combustible en el bloque k	UC	D

6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN

6.1 Reserva rodante

La reserva rodante es un margen operativo dado en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada.

6.1.1 Reserva rodante para centrales hidroeléctricas

En el caso de centrales hidroeléctricas la reserva rodante se representa como un valor que se substrae de la máxima capacidad de la planta. En este caso la restricción de turbinamiento máximo resulta:

$$u_{tk}(i) \leq Min\left(\overline{u}_{tk}(i), \frac{\overline{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))}\right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \qquad \text{para } i = 1,\dots,I;\ k = 1,\dots,K \quad (6.1)$$

donde:

$r_{tk}(i)$ reserva rodante de la central i, etapa t, escalón k MW D

6.1.2 Reserva rodante para centrales térmicas

En el caso de centrales térmicas la reserva rodante se representa a través de la siguiente restricción:

$$g_{tk}(j) \leq \overline{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (6.2)$$

donde:

$r_{tk}(j)$ reserva rodante de la central *i*, etapa *t*, escalón *k* MW D

Cabe observar que cuando la central térmica tiene una función de costos por tramos, la restricción resultante es:

$$\sum_{h=1}^{3} g_{tk}(j,h) \leq \overline{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1,\dots,J;\ k = 1,\dots,K \quad (6.3)$$

6.2 Restricciones de reserva de generación

Estas restricciones de reserva de generación pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas. Existen tres opciones de representación, cuya expresión es detallada a seguir:

1. La reserva de generación debe ser mayor o igual a un porcentaje de la demanda del sistema:

$$\sum_{i\in I(r)}(\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j\in J(r)}(\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \quad (6.4)$$

para $r = 1, \ldots, R_1;\ k = 1, \ldots, K$

2. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que no pertenece al conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \quad (6.5)$$

para $r = 1, \ldots, R_2;\ k = 1, \ldots, K$

3. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que pertenece al conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\overline{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \quad (6.6)$$

para $r = 1, \ldots, R_3;\ k = 1, \ldots, K$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R_1	número de restricciones de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de generación tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción t		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	$p.u$	D
d_{tk}	demanda de la etapa t, escalón k	GWh	D

7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE

El SDDP permite representar fuentes de energía renovable: centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, etc. La representación adoptada en el SDDP presupone que el aporte de estas centrales es independiente de una etapa para la siguiente, i.e. la correlación serial es nula. Sin embargo, se preserva una característica importante que es la correlación espacial; por ejemplo, es posible representar la correlación espacial entre aportes en centrales eólicas en una misma región, donde las variaciones del viento son parecidas.

El usuario suministra escenarios sazonales de generación, que pueden ser registros históricos o generados por algún modelo externo. Antes de iniciar el proceso iterativo para cálculo de la política, el SDDP determina los escenarios que serán utilizados de la siguiente manera: para cada etapa t y para cada escenario de caudales condicionados s (abertura en la backward), se sortea un escenario de aporte de energía renovable entre los informados por el usuario para ese mes. Estos escenarios son utilizados en la fase backward.

En la fase de simulación forward se utilizan los mismos escenarios y si el número de series forward es mayor que el número de aberturas, se aplica un esquema de carrusel.

En el caso de una simulación separada, el modelo permite utilizar los mismos escenarios utilizados en la política o bien sortear directamente del archivo de escenarios del usuario. Para mayores detalles, referirse a los manuales de descripción de archivos y de usuario.

En el modelo matemático los aportes de las fuentes de energía renovable son descontados de la demanda, como mostrado a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

donde $d' = d - ER$, siendo ER la suma de los aportes de fuentes de energía renovable en el sistema en esa etapa y serie.

8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Existen dos diferentes formas para representar las restricciones de la red de transmisión: a través de un modelo de interconexiones, que se encuentra descripto en esta sección; o a través del modelo de flujo de potencia linealizado, que está descripto en la próxima sección.

8.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos:

La demanda del sistema es compuesta por partes elásticas e inelásticas. Todas las partes son opcionales, siendo que la demanda puede ser puramente inelástica, puramente elástica o una combinación de ambas.

$$d_{tk}(s) = \sum_{i \in In(s)} d^{i}_{tk}(s,i) + \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} d^{e}_{tk}(s,e,p)$$

$$0 \le d^{e}_{tk}(s,l,p) \le \overline{d^{e}_{tk}}(s,l,p)$$

$$\text{para } s = 1,\dots,S;\ k = 1,\dots,K$$
$$l = 1,\dots,L(l);\ p = 1,\dots,P(p)$$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
i	índice de la parte inelástica de la demanda		
$In(s)$	números de demandas inelásticas del sistema s		
e	índice de la parte elástica de la demanda		
$El(s)$	números de demandas elásticas del sistema s		
p	índice del segmento de la parte elástica de la demanda		
$P(s)$	números de segmentos de la parte elástica de la demanda l		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$d^{i}_{tk}(s,i)$	demanda inelástica i de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	D
$d^{e}_{tk}(s,e,p)$	segmento p de la parte e de demanda elástica de energia en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$\overline{d^{e}_{tk}}(s,e,p)$	limite máximo del segmento p de la parte e de demanda elástica de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	D

La ecuación de suministro de la demanda es representada por:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} \left(\omega_{tk}(l,s) - \omega_{tk}(s,l)\right) + r_{tk}(s)$$

$$= d_{tk}(s) \tag{8.1}$$

$$\omega_{tk}(l,s) \leq \overline{\omega}_{tk}(l,s)$$

$$0 \leq r_{tk}(s) \leq \sum_{i \in In(s)} d^{i}_{tk}(s,i)$$

para $s = 1, \ldots, S;\ k = 1, \ldots, K$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidráulicas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados al sistema s		
$\omega_{tk}(l,s)$	energía transferida del sistema l para el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V
$\overline{\omega}_{tk}(l,s)$	capacidad de interconexión entre los sistemas l e s	MWh	D
$r_{tk}(s)$	déficit de energía en el sistema s en la etapa t, bloque k	MWh	V

La función objetivo considera un costo variable que depende del bloque de demanda, de la variable de interconexión, del costo de déficit de la parte inelástica de la demanda y del precio asociado a la parte elástica de la demanda, como se describe a seguir.

$$\text{Min } \Big(\sum_{l \in \Omega(s)} \big(c(l,s) \times \omega_{tk}(l,s) + c(s,l) \times \omega_{tk}(s,l) \big) + cr(s) \times r_{tk}(s) - \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} \big(c^{e}_{tk}(s,e,p) \times d^{e}_{tk}(s,e,p) \big) \Big) \tag{8.2}$$

donde

$c(l,s)$	costo de transferencia de energía del sistema l para el sistema s	$\$/MWh$	D
$c(s,l)$	costo de transferencia de energía del sistema s para el sistema l	$\$/MWh$	D
$cr(s)$	costo de déficit de energía del sistema s	$\$/MWh$	D
$c^{e}_{tk}(s,e,p)$	precio máximo del segmento p de la parte elástica de la demanda e en el sistema s	$\$/MWh$	D

8.1.1 Restricción de suma de intercambios

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de líneas de interconexión seleccionadas por el usuario. Representando k como el índice del escalón de carga y t como el índice de tiempo, ellas pueden ser representadas por:

$$\underline{I}_{tk}(si) \leq \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m, si) \leq \overline{I}_{tk}(si) \text{ para } si = 1, \ldots, N_{si};\ k = 1, \ldots, K \tag{8.3}$$

donde:

si	índice de la restricción de suma de intercambio
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambios
$K(si)$	número de líneas de interconexión pertenecientes a la restricción de suma de intercambios si

$I_{tk}(m, si)$	intercambio de la línea de interconexión m, en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambios si, en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambios si, en la etapa t, escalón k	MWh	D

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones, correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y a las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

8.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo (con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo):

$$\sum_{m\in\Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \qquad \text{para } n = 1, \ldots, N \tag{8.4}$$

donde:

n	índice de los nodos		
N	número de nodos		
$g(n)$	generación en el nodo n	MWh	V
$d(n)$	demanda en el nodo n	MWh	D
m	índice de los circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados directamente con el nodo n		

El conjunto de las ecuaciones (8.4) se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d \tag{8.5}$$

donde:

S Matriz de incidencia $N \times M$ que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m-ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ y $n_T(m)$

$$S(:,m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \cdots \\ +1 \\ \cdots \\ -1 \\ \cdots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \leftarrow nodo\ DE\ n_F(m) \\ \\ \leftarrow nodo\ PARA\ n_T(m) \\ \\ \\ \end{matrix}$$

f vector M-dimensional de flujos en los circuitos
g vector N-dimensional de generaciones
d vector N-dimensional de demandas

8.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda ley de Kirchhoff esTablace que:

$$f(m) = \gamma(m)(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \text{ para } m = 1, \ldots, M \tag{8.6}$$

donde:
$\gamma(m)$ susceptancia del circuito m
$\theta(n_F(m)$ ángulo nodal en el nodo DE $n_F(m)$
$\theta(n_T(m))$ ángulo nodal en el nodo PARA $n_T(m)$

En términos matriciales, las ecuaciones, (8.6) son:

$$f = \gamma S' \theta \tag{8.7}$$

donde:
γ matriz diagonal $M \times M$ que contiene las susceptancias de los circuitos
S' matriz $M \times N$, matriz transpuesta de la matriz incidencia S
θ vector N-dimensional de ángulos nodales

8.2.3 Límites en los flujos en los circuitos

$$-\overline{f} \leq f \leq \overline{f} \tag{8.8}$$

Donde $\overline{f}$ es el vector de capacidad de los circuitos cuyos elementos son el mínimo valor entre la capacidad especificada por el usuario en los datos de configuración/modificación y el límite natural máximo obtenido según el cálculo descrito en la sección **Error! Reference source not found.**.

8.2.4 Formulación compacta

Todas las restricciones de esta formulación (8.4) – (8.8) son lineales y pueden ser incluidas en el planteamiento del problema. Sin embargo, cabe observar que existen tres tipos de variables de decisión, correspondientes a los vectores θ y f (el vector de generación g ya está considera-

do en las ecuaciones básicas). En una red típica el número de generadores sería alrededor de 100, mientras que el número de barras y circuitos puede ser diez veces mayor. Ahora vamos a mostrar que el esfuerzo computacional puede ser reducido rescribiendo el problema únicamente en términos del vector de decisiones g.

Substituyendo *f* como fue definido en (8.7) en (8.5) resulta:

$$B\theta + g = d \tag{8.9}$$

donde $B = S\gamma S'$ es una matriz $N \times N$ conocida como matriz susceptancia.

El sistema de ecuaciones lineales (8.9) puede ser resuelto en términos de θ calculando la matriz inversa de B, i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Sin embargo, Se puede demostrar que el rango de la matriz B es $N - 1$. Por lo tanto, se necesita eliminar una fila y una columna de B – por ejemplo las correspondientes al nodo s – y escribir el sistema de ecuaciones como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \tag{8.10}$$

donde ~ representa matrices y vectores sin el nodo s. El ángulo nodal para el nodo s, conocido como nodo de referencia, se define como $\theta_s = 0$. Para simplificar la notación escribimos la ecuación (8.10) en términos de los vectores completos de generación y demanda adicionando una línea y una columna nulas en la posición s de la matriz $\tilde{B}^{-1}$. Denotamos esta matriz resultante B^{-1} y se reescribe el sistema (8.10) en términos de los vectores originales:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \tag{8.11}$$

Reemplazando (8.11) en (8.7), se obtiene:

$$f = \beta(d - g) \tag{8.12}$$

donde $\beta = \gamma S B^{-1}$ es una matriz $M \times N$. Cada elemento β_{mn} representa la sensibilidad del flujo en el circuito m con respecto a una variación en la generación en el nodo n. Se observa que los factores de sensibilidad con respecto al nodo de referencia s son iguales a cero, es decir, una variación en la inyección en este nodo no afecta los flujos. La razón es que el valor de la generación en la barra de referencia se calcula implícitamente a partir del balance generación demanda de los otros nodos:

$$e'g = e'd \tag{8.13}$$

donde e es un vector unitario de dimensión N, es decir, $e' = (1, \quad \cdots \quad , 1)$

Las ecuaciones resultantes de la formulación compacta son:

$$e'g = e'd \tag{8.14}$$

$$g \leq \overline{g} \tag{8.15}$$

$$-\overline{f} \leq \beta(d-g) \leq \overline{f} \tag{8.16}$$

Las restricciones (8.14) y (8.15) ya están consideradas en la formulación pues corresponden al suministro de la demanda y límites para la generación. La nueva restricción que debe ser agregada al modelo es la (8.16). Escribiéndola en términos algébricos se obtiene:

$$-\overline{f}(m) \leq \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N)(d(n)-g(n)) \leq \overline{f}(m) \quad \text{para } m = 1,\ldots,M \tag{8.17}$$

Reescribiendo para considerar la demanda para el lado derecho de la ecuación, agregando las informaciones de la etapa y del escalón de demanda, y relajando la consideración de que existe un generador para cada nodo se obtiene:

$$\sum_{i=1}^{I} \beta(m,N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) \geq -\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \tag{8.18a}$$

$$-\sum_{i=1}^{I} \beta(m,N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \tag{8.18b}$$

$$\text{para } m = 1,\ldots,M, k = 1,\ldots,K$$

donde:

i, j	índices para centrales hidros y térmicas en los conjuntos I y J		
$n(i), n(j)$	nodos asociados a las centrales hidros i y térmicas j		
$d_{tk}(n)$	demanda del nodo n en la etapa t, escalón k	MWh	D

8.2.5 Representación de los enlaces DC

De secciones anteriores se sabe que los flujos en los circuitos no son variables de decisión independientes porque deben ser formulados en función de los parámetros de la red de transmisión, de la generación y de la demanda.

Sin embargo, los flujos en los enlaces DC son se representan como variables de decisión independientes, dado que el flujo en ellos no está sujeto a la segunda Ley de Kirchhoff. Un flujo de $\gamma\ MW$ en el enlace DC es representado como una generación *negativa* de $\gamma\ MW$ en la barra DE n_F y una generación *positiva* de $(1-\eta)\gamma\ MW$ en la barra $PARA$ n_T, donde η es el factor de pérdida del enlace DC. Esta representación se incorpora a la ecuación de suministro a la demanda (8.14) y en las restricciones de flujo en los circuitos (8.16). En la ecuación de suministro a la demanda se tiene que:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^{L} [(-\gamma_{tk}(l)) + (1-\eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk}$$

$$\text{para } k = 1,\ldots,K \tag{8.19}$$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^{I} g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J} g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^{L} \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \quad \text{para } k = 1,\ldots,K \tag{8.20}$$

Las restricciones que representan el flujo en los circuitos deben ser modificadas de la siguiente manera:

$$-\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(i) \leq -\sum_{i=1}^{I} \beta\big(m,N(i)\big) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m,N(j)\big) g_{tk}(j) +$$

$$\sum_{l=1}^{L} \big[\beta\big(m,N_F(l)\big)\gamma_{tk}(l) - \beta\big(m,N_T(l)\big)(1-\eta_l) \times \gamma_{tk}(l)\big] \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(i)$$

$$\text{para } k = 1, \ldots, K \qquad (8.21)$$

donde:

l	índice de los enlaces DC
L	número de enlaces DC
$N_F(l)$	nodo *DE* del enlace DC l
$N_T(l)$	nodo *PARA* del enlace DC l

Además los límites en los flujos del enlace DC se representan a través de las siguientes restricciones:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \overline{\gamma}_{tk}(l) \qquad \text{for } l = 1, \ldots, L;\ k = 1, \ldots, K \qquad (8.22)$$

donde:

$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite del enlace DC en el escalón k	MWh	D

8.2.6 Límites de importación y exportación entre áreas eléctricas

Estas restricciones permiten representar límites de importación y exportación entre áreas eléctricas. Dado que la importación o exportación de una área eléctrica está dada por la diferencia entre la generación y la demanda del área, se tiene que:

$$-\overline{I}_{tk}(a) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \overline{E}_{tk}(a) \qquad (8.23)$$

$$\text{para } a = 1, \ldots, A;\ k = 1, \ldots, K$$

donde:

a	índice de las áreas		
A	número de áreas eléctricas		
$I(a)$	conjunto de centrales hidroeléctricas en el área a		
$J(a)$	conjunto de centrales térmicas en el área a		
$N(a)$	conjunto de nodos en el área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límite de importación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límite de exportación en el área a en la etapa t, escalón k	MWh	D

Al reescribir las ecuaciones anteriores para representar la demanda en el lado derecho, se tiene:

$$-\overline{I}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) \leq \overline{E}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n)$$

$$\text{para } a = 1, \ldots, A;\ k = 1, \ldots, K \qquad (8.24)$$

8.2.7 Restricción de suma de flujo en circuitos

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Utilizando la misma notación de la sección 8.2.4, se tiene que:

$$\underline{F}(sc) \leq \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N)\,(d(n) - g(n)) \;\leq\; \overline{F}(sc)$$

$$\text{para } sc = 1, \ldots, N_{sc} \qquad (8.25)$$

donde:

sc	índice de la restricción de suma de flujo en circuito		
N_{sc}	número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos *sc*		
$K(sc)$	número de restricciones de suma de flujo en circuitos *sc*		
$\alpha(m)$	factor de participación del circuito *m* en la restricción de suma de flujo en circuitos *sc*		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos *sc*	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos *sc*	MWh	D

Siguiendo las notaciones de la formulación compacta de flujo en circuitos, siendo *t* el índice para la etapa, *k* para el escalón de demanda, se tiene el siguiente conjunto de restricciones:

$$\underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \;\leq -\sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^{I} \beta\big(m, N(i)\big) g_{tk}(i) -$$

$$\sum_{m \in K(sc)} \sum_{j=1}^{J} \beta\big(m, N(j)\big) g_{tk}(j) \;\leq\; \overline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^{N} \beta(m,N) d_{tk}(n) \qquad (8.26)$$

$$\text{para } sc = 1, \ldots, N_{sc};\; k = 1, \ldots, K$$

8.3 Representación de pérdidas

Las pérdidas son representadas de manera explícita en la simulación final. Sin embargo, el SDDP permite una representación aproximada de las pérdidas en la política, que consiste en iniciar la política sin pérdidas, calcular las pérdidas asociadas a los flujos en los circuitos en la tercera iteración de la política y continuar con el cálculo de la política operativa, con estas pérdidas sumadas a la demanda.

8.3.1 Modelo de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en cada circuito se representan por demandas adicionales en los nodos terminales del circuito, como se ilustra a continuación.

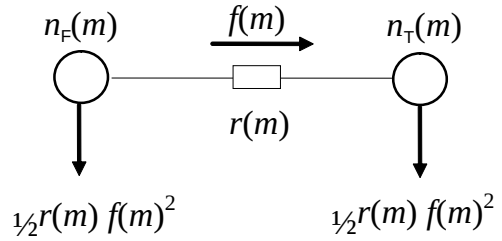


Figura 8.1 – Representación de las pérdidas en un circuito

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m. En términos matriciales, la primera ecuación del Kirchhoff se reescribe como:

$$Sf + g = d + \tfrac{1}{2} R|S| f^2 \qquad (8.27)$$

donde:

R matriz diagonal $M \times M$ con las resistencias de los circuitos

$|S|$ Valor absoluto de la matriz incidencia S, $N \times M$

8.3.2 Modelo de pérdidas en la simulación final

En el SDDP, el modelo utilizado para representar la red de transmisión está basada en una formulación compacta (ver manual de metodología), donde los flujos no son representados explícitamente en el problema, y se utiliza un esquema de relajación para incluir los circuitos violados mediante restricciones que utilizan las líneas de la matriz β que representa la sensibilidad de los flujos con relación a variaciones en la inyección de potencia (generación o demanda). Para la representación de las pérdidas, este modelo no es adecuado y fue adoptada una formulación donde las pérdidas pueden ser representadas explícitamente:

$$Min\ c'g \qquad (4)$$

$$sujeito\ a:$$

$$B\theta + g - 1/2|S|p = d$$

$$-\bar{f} \le \gamma S'\theta \le \bar{f}$$

$$p_j \ge \hat{p}_j^k + 2r_j\hat{f}_j^k\left(\gamma_j\Delta\theta_j - \hat{f}_j^k\right) \quad \forall\, j = 1, \dots, M;\ \forall\, k = 1, \dots, K$$

Donde $B = S\gamma S'$. Este modelo tiene más variables que el modelo compacto, pues representa explícitamente los ángulos nodales y las pérdidas por circuito como variables del problema. Por otro lado, las restricciones tienen una estructura esparza.

8.3.2.1 Estrategias de solución

Para la solución de este problema, fue adoptada una estrategia de relajación, descripta a seguir.

Inicialmente el problema se resuelve sin considerar las restricciones de límite de flujo ni las aproximaciones lineares de pérdidas. Después de resuelto el problema, los flujos son calculados como

$f = \gamma S' \theta$ y se verifica se hay circuitos cuyo flujo es mayor que la capacidad. En este caso, estas restricciones son adicionadas al problema y él es resuelto nuevamente, y esta verificación es repetida hasta que todos los circuitos se encuentren operando dentro de su capacidad.

A seguir, se calculan las perdidas en los circuitos en el punto de operación obtenido en la solución del problema anterior. En la primera iteración de pérdidas, son adicionadas aproximaciones lineares de pérdidas en todos los circuitos cuya pérdida cuadrática sea mayor que una determinada tolerancia (criterio 1 = 10^{-2} MW). Con estas restricciones adicionadas el problema es resuelto nuevamente, siendo que ahora existe una variable de pérdidas por circuito que debe atender la restricción dada por la aproximación linear de las pérdidas. A partir de la segunda iteración, se verifica cuáles son los circuitos que atienden cada uno de los siguientes criterios: la perdida cuadrática es mayor que una dada tolerancia (criterio 1 = 10^{-2} MW), la diferencia absoluta entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal es mayor que una dada tolerancia (criterio 2 = 10^{-1} MW), la diferencia porcentual entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal es mayor que una dada tolerancia (criterio 3 = 2.5%). Para estos circuitos dos aproximaciones lineales son adicionadas: una en el punto dado por el flujo f_j y otra en el ponto $-f_j$.

El número máximo de iteraciones para adición de las aproximaciones lineales sugerido es 6, mas puede ser alterado por el usuario. La idea de adicionar dos aproximaciones lineales a partir de la segunda iteración se debe a que se observó que en algunos pocos casos el flujo se invierte, dado que en la formulación relajada, la pérdida es vista como cero en el otro sentido del flujo. Se observa que el número de aproximaciones lineares adicionadas a partir de la segunda iteración es bastante reducido en comparación al número total de circuitos y también que en los bloques de demanda alta una única aproximación lineal es suficiente, dado que el despacho no tiene muchos grados de libertad.

Fue adicionada una estrategia para los casos donde, debido al costo marginal negativo, las pérdidas en algunos circuitos eran aumentadas artificialmente, "dislocándose" de las aproximaciones lineares. Cuando un caso de estos es detectado, una penalidad de $1/MWh es definida para las pérdidas. Esta penalidad puede ser aumentada, iterativamente, hasta que las pérdidas no sean utilizadas para aumentar artificialmente la demanda. Después de obtenida la solución, las pérdidas son fijadas en los valores obtenidos, las penalidades son retiradas y es realizado un *restart* primal, a partir de la base primal factible, para el cálculo correcto de los costos marginales.

Adicionalmente, fue implementado un esquema para el tratamiento de los embalses con vertimiento no controlable, cuando modelado con penalidades. Estas penalidades son consideradas en el problema en las primeras micro-iteraciones (sin pérdidas, adición de cortes de la FCF, adición de restricciones de límite de flujo en los circuitos violados). Antes de iniciar la primera micro-iteración de pérdidas (adición de aproximaciones lineales), las penalidades son retiradas y las variables de volumen final y vertimiento son fijadas con el siguiente criterio: si el embalse está vertiendo, el volumen es fijado en el volumen máximo; si el embalse no está vertiendo, el vertimiento es fijado en cero.

Finalmente, una estrategia similar es utilizada para todas las restricciones modeladas con variables enteras, es decir, estas son consideradas en el modelo en las primeras micro-iteraciones y fijadas en la primera micro-iteración de pérdidas.

9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este conjunto de restricciones visa modelar la estructura de producción, consumo y logística de transporte de gas natural, que es el combustible utilizado por algunas plantas termoeléctricas.

El sistema de gas natural se representa por un modelo de flujo en redes a través de un conjunto de nodos – que representan las áreas donde ocurre la producción y consumo del gas, y a los cuales están asociadas las plantas térmicas – y arcos – que representan los gasoductos que interconectan estas áreas.

9.1 Producción de gas

9.1.1 Costos de producción

Para la contabilización de los costos de producción de gas existen las siguientes posibilidades:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

   En esta representación se consideran los costos de combustibles de las térmicas y se ignoran los costos de producción de gas. Pequeñas penalidades (10-3) son adicionadas a la producción de gas en el nodo para ayudar en la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

   En este caso se consideran los costos de producción de gas, siendo ignorados los costos de combustible y de transporte de las plantas térmicas asociadas. Matemáticamente, los siguientes términos son adicionados a la función objetivo:

   $$Min \sum_{n=1}^{N_g} CP_t(n) P_t(n)$$

   donde:

$CP_t(n)$	Costo de producción de gas natural en el nodo n, en la etapa t	k$/M[UV]	D

9.1.2 Límites de producción

Los nodos del sistema de gas natural pueden contar con fuentes de producción locales a los cuales están asociados límites mínimo y máximo diarios. Estas restricciones operacionales son representadas por el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\overline{P}_t(n) \leq P_t(n) \leq \underline{P}_t(n) \qquad \text{for } n = 1, \ldots, N_g \qquad (9.1)$$

donde:

n	índices de los nodos de producción de gas

N_g	número de nodos de producción de gas		
$\overline{P}_t(n)$	máximo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P_t}(n)$	mínimo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n, etapa t	M[UV]/día	V

9.2 Transporte de gas

9.2.1 Costos de transporte en los gasoductos

De forma análoga al costo de producción del nodo, el costo de transporte en los gasoductos obedece a la siguiente representación:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

   En esta representación se ignoran los costos de transporte en los gasoductos. Pequeñas penalidades (10^{-3}) son adicionadas a las variables de flujo en los gasoductos para facilitar la convergencia del modelo.

2. Red de gas con costo de producción por nodo:

   En este caso se consideran los costos de transporte de gas en los gasoductos, ignorando los costos de combustible térmico, adicionando los siguientes términos en la función objetivo:

   $$\sum_{n=1}^{N_g} \sum_{m=1}^{\Omega(n)} CT_t(m,n) f_t(m,n)$$

   donde:

$CT_t(m,n)$	Costo de transporte en el gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t	k$/M[UV]	D

9.2.2 Límite de flujo en los gasoductos

Los nodos de gas natural son interconectados por gasoductos. Cada gasoducto puede ser caracterizado por sus límites de transporte de flujo mínimo y máximo, originando las siguientes restricciones:

$$\underline{f_t}(n,m) \leq f_t(n,m) \leq \overline{f}_t(n,m) \qquad \text{para } (n,m) \in M_g \qquad (9.2)$$

donde:

n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos de gas natural		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D

$\underline{f_t}(n,m)$	límite mínimo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	V

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas

Para cada etapa, la suma de las demanda en cada nodo debe ser igual a la suma de las ofertas – producción local o importación a través de los gasoductos – y el déficit de gas – caso no exista gas natural para el suministro de la demanda no eléctrica de gas. Para cada nodo del sistema de gas, la siguiente restricción de balance se aplica:

$$P_t(n) + \sum_{m\in\Omega(n)}(1 - p_t(m,n))f_t(m,n) - \sum_{m\in\Omega(n)} f_t(n,m) - \sum_{j\in T(n)} \phi_t(j)g_t(j) + \sum_{k\in D(n)} \delta_t(n,k) = \sum_{k\in D(n)} d_t(n,k) \quad \text{para } n = 1,\dots,N_g \qquad (9.3)$$

donde:

$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de térmicas directamente conectadas al nodo n del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demanda no eléctricas en el nodo n del sistema de gas		
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n, en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m,n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \to n$)	M[UV]/día /MWh	D
$f_t(m,n)$	flujo de gas natural a través del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \to n$)	M[UV]/día	V
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$g_t(j)$	generación de la planta térmicas j en la etapa t	MWh	V
$\delta_t(n,k)$	déficit de gas natural del nodo n en la etapa t, escalón k	M[UV]/día	V
$d_t(n,k)$	demanda de gas natural del nodo n en la etapa t, escalón k	M[UV]/día	D

10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO2

El SDDP permite representar los costos de emisión de CO2. En este caso la variable de generación térmica tiene una parcela adicional en la función objetivo:

$$\sum_{h=1}^{3} c_{co_2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j,h) \qquad \text{para } j = 1, \ldots, J \qquad (10.1)$$

donde:

l	índice del combustible asociado a la planta j		
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión CO2 en la etapa t	$/tCO$_2$	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO$_2$/UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta térmica j	p.u.	D
φ(j)	factor de consumo de la planta térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de la planta térmica j en el segmento h, en la etapa t, escalón k	MWh	V

11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones del SDDP pueden ser clasificadas en restricciones blandas y restricciones duras. Las restricciones de tipo dura (D) son obligatoriamente obedecidas por el programa mientras que para las restricciones de tipo blandas (B) una variable de holgura, penalizada en la función objetivo, asume la inviabilidad de tales restricciones. A seguir son listadas todas las restricciones disponibles en el SDDP, su clasificación y el valor padrón de la penalización en el caso de las restricciones blandas.

Restricción	Tipo	Penalización padrón
Balance hídrico	H	–
Límite almacenamiento	H	–
Turbinamiento mínimo	S	Valor especificado en el campo "Penalización violación desfogue mínimo" en la sección "Parámetros Económicos"
Turbinamiento máximo	H	–
Límites generación térmica	H	–
Suministro demanda	H	–
Volumen alerta	S	1.1 × costo térmica más cara siendo despachada
Volumen mínimo	S	1.1 × costo déficit
Volumen espera	H	–
Desfogue total mínimo	S	Valor especificado en el campo "Penalización violación desfogue mínimo" en la sección "Parámetros Económicos"
Desfogue total máximo	S	0
Regularización centrales pasada	H	–
Límite consumo de combustible	H	–
Límite tasa consumo de combustible	H	–
Restricción generación mínima	H	–
Restricción generación	S	1.1 × costo déficit
Reserva rodante	H	–
Reserva de generación	S	1.1 × costo déficit
Riego	S	Existen 3 tipos de restricciones: *Energía prioritaria*: 1.1 × costo déficit *Riego prioritario*: 1.1 × costo térmica más cara siendo despachada Valor fijo: 0
Suma de intercambios	H	–
Límite de flujo en los circuitos	H	–
Representación enlace DC	H	–
Límites exporta-	H	–

ción/importación áreas		
Suma de flujo en los circuitos	H	–

12 DICCIONARIO DE VARIABLES

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
k	índice de los escalones de demanda de una etapa		
K	numero de escalones de demanda		
$h(k)$	duración del escalón de demanda k	horas	D
d_{tk}	demanda de energía de la etapa t, escalón k	MWh	D
c_δ	representación genérica para el costo de violaciones operativas	$/ unidade violación	D
δg_t	violación de la demanda (déficit) en la etapa t	unidade violación	V
i	índice de centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que turbinan para i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que vierten para i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que filtran para i		
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central i al final de la etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	volumen de la central i al inicio de la etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	volumen caudal afluente a la central i durante la etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado por la central i durante la etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volumen caudal turbinado por la planta i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado en la central i, durante la etapa t, escalón k	hm^3	V
$x_t(i)$	variable 0-1 que implementa la característica de vertimiento no controlable para la central i	0-1	V
$\overline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado de la central i al final de la etapa t	hm^3	D
$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado en la central i al final de la etapa t	hm^3	D
$\overline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado máximo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del volumen mínimo para la central i en la etapa t, escalón k	hm^3	V

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del nivel del embalse al inicio de la etapa	MWh/hm^3	D
$\overline{\rho}(i)$	coeficiente de producción promedio de la central i	MWh/hm^3	D
$\underline{v}_{at}(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{at}(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_{mt}(i)$	volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{mt}(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_{et}(i)$	volumen de controle de crecidas de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{1t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta_{2t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\phi(i)$	factor de regulación para la central i	p.u.	D
$r_t(i)$	volumen de riego de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm^3	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central i, etapa t, escalón k	MW	D
p	índices para los segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
P	número de segmentos de la función de costo futuro (linear por partes)		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k$	V
$w_t(p)$	termo constante del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$	D
$\lambda_{tv}(i,p)$	coeficiente para la central i del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$/hm^3	D
$\lambda_{ta}(i,p)$	coeficiente para el volumen afluente a la central i del *p-ésimo* segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k$/hm^3	D
N_r	número de embalses en el sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas ubicadas aguas debajo de la central i		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$f_{vutil}(i)$	factor de participación del volumen de la central i en el sistema	p.u.	D
δ_t	violación de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D
j	índice de las plantas térmicas		
J	número de plantas térmicas		
C	conjunto de plantas térmicas con representación de unit commitment		D
$c(j)$	costo operativo de la planta térmica j	$/MWh	D
$c_a(j)$	costo de arranque de la planta térmica j	k$	D
$x_{tk}(j)$	decisión de commitment de la planta térmica j en la etapa t, escalón k	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	generación mínima generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	generación máxima generación de la planta j en la etapa t, escalón k	MWh	D
$c(j,h)$	costo unitario de producción de la planta j en el segmento h	$/MWh	D
$g_{tk}(j,h)$	generación de planta térmica j en el segmento h	MWh	V
$\sigma(j,h)$	factor de participación del segmento h respecto a la capacidad de la planta térmica j	p.u.	D
l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de plantas que utilizan el combustible l		
$\Phi_t(l)$	disponibilidad del combustible l en la etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa de consumo máxima del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión de CO2 en la etapa t	$/t$CO_2$	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO_2/UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo del combustible de la planta j	UC/MWh	D
r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
$J(r)$	conjunto de plantas térmicas en la restricción r		
$I(r)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	límite inferior de la restricción r en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	límite superior de la restricción r en la etapa t,	MWh	D

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	escalón k		
r	índice de las restricciones de reserva de generación		
R_1	número de restricciones de reserva de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de reserva de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de reserva de generación tipo 3		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
s	índices de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas directamente conectados al sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t, en el escalón k	MWh	D
$\omega_{tk}(l,s)$	trasferencia de energía del sistema l al sistema s en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\overline{\omega}(l,s)$	límite de transferencia desde el sistema l al sistema s	MWh	D
$c(l,s)$	costo de transferencia del sistema l al sistema s	$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia del sistema s al sistema s	$/MWh	D
si	índices de las restricciones de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambio		
$K(si)$	número de líneas de intercambio pertenecientes a la restricción de suma de intercambio si		
$I_{tk}(m,si)$	línea de intercambio m de la restricción si, en la etapa t, escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(m,si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
$\overline{I}_{tk}(m,si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambio si, en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		
$g(n)$	generación en la barra n	MWh	V
$d(n)$	demanda en la barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos directamente conectados a la barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m		
$\theta(n)$	ángulo nodal de la barra n		
$n(i)$	conjunto de barras asociadas a la planta i		
$n_F(m)$	barra DE del circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA del circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\overline{\gamma}_{tk}(l)$	límite de flujo del enlace DC l en la etapa t, escalón k	MWh	D
a	índices de áreas eléctricas		
A	número de áreas		
$I(a)$	conjunto de plantas hidroeléctricas pertenecientes al área a		
$J(a)$	conjunto de plantas térmicas pertenecientes al área a		
$N(a)$	conjunto de barras pertenecientes al área a		
$\overline{I}_{tk}(a)$	límites de importación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
$\overline{E}_{tk}(a)$	límites de exportación del área a en la etapa t, escalón k	MWh	D
sc	índices de las restricciones de suma de flujo en los circuitos		
N_{sc}	número de restricciones de suma de flujo en los circuitos		
$K(sc)$	número de circuitos pertenecientes a la restricción de soma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor multiplicativo asociado al circuito m de la restricción sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
n	índices de los nodos de producción de gas natural		
N_g	número de nodos de producción de gas natural		
$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de plantas térmicas asociadas al nodo n		

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demandas no eléctricas conectadas al nodo n del sistema de gas		
$\overline{P}_t(n)$	límite máximo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P_t}(n)$	límite mínimo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos		
$\overline{f}_t(n,m)$	límite máximo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos t y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f_t}(n,m)$	límite mínimo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n,m)$	flujo de gas natural del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m,n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (cuando el flujo está en la dirección $m \rightarrow n$	M[UV]/día/MWh	D
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo de gas para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$\delta_t(n,k)$	déficit de la demanda de gas natural k en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
$d_t(n,k)$	demanda de gas natural k en el nodo n en al etapa t	M[UV]/día	D

13 BIBLIOGRAFÍA

Pereira, M.V., Pinto, L.M.V.G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., "Managing risk in the new power business", *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., "Stochastic optimization of a hydro-thermal system including networkconstraints", *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Planning Risks. In: Risk Tutorial", *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models", EPSOM'98, Zurique, Suiça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)", *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., "Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation". *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ Min\,[z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)]\ \} \qquad \text{(A.1)}$$

$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i)$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i) u_t(i)$$

$$i = 1, \ldots, I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t, esto es:

$$z_t(e_t) = Min \sum_{j=1}^{J} c(j) g_t(j) + c_\delta \delta_t \qquad \text{(A.2)}$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} e_t(j) + \delta_t = d_t$$

$$0 \le g_t(j) \le \overline{g}_t(j) \qquad j = 1, \ldots, J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, \ldots, L$.

A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa $t = 1$ es un dato conocido, igual a v_n para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^l\}$, $l = 1,\ldots,L$ y $t = 2,\ldots,T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^l\}$, $l = 1,\ldots,L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2,\ldots,T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^l con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t, secuencia l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \qquad \text{(A.3)}$$

Las matrices Φ_{t-1} and Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^l, como se muestra a continuación:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \qquad \text{para } n = 1,\ldots,N \qquad \text{(A.4)}$$

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa t, y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^{l} el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa *t*:

$$
\begin{aligned}
w_t^{ln} = \;& Min\; z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && \text{(A.5)}\\
\text{s.t.} \quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m\in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^{l}(i) + a_t^{ln}\,(i) && \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i)\\
& 0 \;\le\; v_t(i) \;\le\; \overline{v}_t(i) && \pi_{\overline{v}_t}^{ln}(i)\\
& 0 \;\le\; u_t(i) \;\le\; \overline{u}_t(i) && \pi_{\overline{u}_t}^{ln}(i)\\
& e_t(i) \;=\; \rho(i)u_t(i) &&\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^{p}(i) \times v_t(i) \ge \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^{p}(i) \times a_t^{ln}\,(i) + r_t^{p} && \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)\\
& \alpha_{t+1} \ge 0 &&\\
& \qquad \text{para } i \;=\; 1,\ldots,I; \text{ para } j \;=\; 1,\ldots,J; \text{ para } p \;=\; 1,\ldots,P(t) &&
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t. Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$.

El vector $\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l}$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l} = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.6)}$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$, se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^{l} no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \qquad \text{(A.7)}$$

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^{p} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p) \qquad \text{(A.8)}$$

Para obtener el término $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^{l}$ se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^{l} = \Phi_{t-1} \qquad \text{(A.9)}$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \left[\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^{p} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)\right] \times \Phi_{t-1} \qquad \text{(A.10)}$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \qquad \text{(A.11)}$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los N problemas correspondientes a los N escenarios condicionados al estado $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$ y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario n, el valor esperado de estas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.12)}$$

$$\phi_{a_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} \phi_{a_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.13)}$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^{l} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} w_t^{ln} \qquad \text{(A.14)}$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^{l} alrededor del estado inicial $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$:

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq w_t^{l} + \phi_{v_{t-1}}^{l} \times (v_{t-1} - v_{t-1}^{l}) + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times (a_{t-1} - a_{t-1}^{l}) \qquad \text{(A.15)}$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^{l}\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right) \geq \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1} + r_{t-1}^{l} \qquad \text{(A.16)}$$

donde r_{t-1}^{l} es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^{l} = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1}^{l} - \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1}^{l} \quad \text{(A.17)}$$

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un híperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ alrededor del estado inicial $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$. Este proceso se repite para cada estado l ., con $l = 1, \ldots, L$. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa $t-1$. Estos L nuevos híperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t-1) \leftarrow P(t-1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa $t = 1$. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del período de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{L} w_1^l \quad \text{(A.18)}$$

donde:

$\underline{w}$ valor esperado del costo operativo

w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l:

$$w_1^l = Min \sum_{j=1}^{J} c_1(j) g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \quad \text{(A.19)}$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados $(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l})$, posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) seria por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor $\underline{w}$ en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L. El procedimiento de simulación se presenta a continuación.

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa $t = 1$ se considera el vector de volúmenes iniciales v_o.

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas $t = 1, \ldots, T$ y para los escenarios $l = 1, \ldots, L$ son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$
\begin{aligned}
w_t^l \;=\;& Min\; z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && \text{(A.20)}\\
\text{s. a:}\quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^l(i)\\
& 0 \;\le\; v_t(i) \le \overline{v}_t(i)\\
& 0 \;\le\; u_t(i) \le \overline{u}_t(i)\\
& e_t(i) \;=\; \rho(i) u_t(i)\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \;\ge\; \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) \;+\; r_t^p\\
& \alpha_{t+1} \;\ge\; 0\\
& \text{para } i \;=\; 1, \ldots, I; \text{ para } j \;=\; 1, \ldots, J; \text{ para } p \;=\; 1, \ldots, P(t)
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^l \;= w_t^l - \alpha_t^l \qquad \text{(A.21)}$$

donde w_t^l es el valor óptimo de la solución y w_t^l es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^l representa el costo operativo en la etapa t, sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas t, $t = 2, \ldots, T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^l obtenido en la solución del problema operativo de la etapa $t - 1$ para el *l*-ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y para cada etapa se calcula:

$$\overline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{L} z^l \quad \text{(A.22)}$$

donde z^l es el costo operativo total de la secuencia *l*:

$$z^l = \sum_{t=1}^{T} z_t^l \quad \text{(A.23)}$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^{L} (z^l - \overline{w})^2} \quad \text{(A.24)}$$

El intervalo de confianza (95%) para $\overline{w}$ es:

$$[\overline{w} - 1.96\sigma_w;\ \overline{w} + 1.96\overline{w}] \quad \text{(A.25)}$$

Si el límite inferior $\underline{w}$ está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^l) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^l) siguen iguales.

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, ARP. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, $m = 1, 2, \ldots s$ donde s es el número de etapas del año ($s = 12$ para series mensuales, $s = 52$ para series semanales)

T para años, $T = 1, 2, \ldots, N$ donde N es el número de años

t índice de las etapas, $t = 1, 2, \ldots, s \times N$,

Z_t secuencia estacional de la etapa t

μ_m media estacional del período m

σ_m desviación estándar del período m

ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden l) para el período m

a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t$$

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \qquad \text{(B.1)}$$

donde a_t no depende de Z_{t-1}, Z_{t-2} etc.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para t perteneciente al período m:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.2)}$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos $m = 1, \ldots, s$ describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] + E\left[a_t \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.3)}$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así:

$$\rho^m(k) = \phi_m \rho^{m-1}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 1$$

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 2 \qquad \text{(B.4)}$$

Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtenemos:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \dots \phi_{m-k+1} \tag{B.5}$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación:

$$\rho^m(1) = \phi_m \tag{B.6}$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo φ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período m y el período $m-1$. Por eso podemos expresar la varianza del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t, entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$, aplicando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del parámetro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero:

$$\begin{aligned}
Var(a_t) &= E(a_t^2) \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right) - \phi_m\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right]^2 \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)^2\right] + \phi_m^2 E\left[\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)^2\right] - 2\phi_m E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right] \\
&= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\
&= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\
&= 1 - \phi_m^2
\end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \tag{B.7}$$

Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t. Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) = \psi_t \tag{B.8}$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2. Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo t. También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t, que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t)\sqrt{2\pi\sigma_v}} e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \quad \text{para } a_t \geq \psi_t \tag{B.9}$$

donde:

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \tag{B.10}$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \tag{B.11}$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \tag{B.12}$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \tag{B.13}$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ trabajando con el segundo momento B.13, se obtiene:

$$\theta^2 = e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2} \left(e^{\sigma_v^2} - 1\right)$$

$$= e^{2\mu_v} \lambda(\lambda - 1)$$

Entonces tenemos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}$$

Aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}\right) \tag{B.14}$$

y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \tag{B.15}$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12), de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

Aplicando logaritmo:

$$\log\left(-\psi_t\right) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \tag{B.16}$$

Substituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16)

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log(\lambda(\lambda-1)) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log\lambda - 0.5\log(\lambda-1) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right)$$

Exponenciando ambos lados:

$$-\psi_t = \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}}$$

$$\psi_t^2 = \frac{\theta^2}{\lambda-1}$$

Entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \tag{B.17}$$

Sustituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con t. La variable $V_t = (log(a_t - \psi_t) - \mu_v)/\sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.

El primer paso, llamado *identificación* del modelo, consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluencias y por "outliers".

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}\left(\sum_{i=1}^{N} V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j}\right)}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \qquad \text{(B.18)}$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1}. Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^{L} \left(r_v^{(m)}(j)\right)^2 + L(L+1)/2N \qquad \text{(B.19)}$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de libertad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las funciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^{s} Q_{m,L} \qquad \text{(B.20)}$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L-1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^{N} \left(V_{(i-1)s+m}\right)^3 \qquad \text{(B.21)}$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución

Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $|\gamma_v^m| > Z_{n_\alpha}\sqrt{6N^{-1}}$, donde n_α es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, \dots.\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)] \tag{B.22}$$

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = AW_t \tag{B.23}$$

donde W_t es un vector con j componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre si. La matriz A, conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$AA' = Cov(V_t) = \Sigma \tag{B.24}$$

donde A' es la transpuesta de A y $Cov(V_t)$ es la matriz de covarianza de V_t, llamada Σ, la que se estima desde las observaciones simultaneas de $V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ:

$$\Sigma = \mathrm{X}\Lambda\mathrm{X}'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$\mathrm{A} = \mathrm{X}\Lambda^{1/2}$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera m se hace tomando una muestra, en cada tiempo t, con j variables dependientes de distribución Normal estándar, donde j es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\widetilde{W}_t(1), \widetilde{W}_t(2), \dots, \widetilde{W}_t(j)$.

El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \ldots, \tilde{V}_t(j)]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\widetilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i), i = 1, \ldots, J$ $\widetilde{V}_t$ recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{a}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp\left(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v\right) + \widetilde{\Psi}_t \qquad \text{(B.25)}$$

donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\widetilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v y Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14) y (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local i:

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \qquad \text{(B.26)}$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i)\sigma_m(i) + \mu_m(i) \qquad \text{(B.27)}$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse i en el período m.

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}_t(t,k), k = 1, \ldots, K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\widetilde{\Psi}_t(i,k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i)\frac{\tilde{Z}_{t-1}(i,k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\widetilde{\Psi}_t(i) = max_{k=1}^{K} \widetilde{\Psi}_t(i,k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\widetilde{\lambda}, \tilde{\mu}_v$ y $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t,i,k) = 1 + \frac{1-\varphi_m(i)^2}{\widetilde{\Psi}_t(i,k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t,i,k) = 0.5\log\frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t,i,k)\left(\tilde{\lambda}(t,i,k)-1\right)}$$

$$\tilde{\sigma}_v(t,i,k) = \sqrt{\log\tilde{\lambda}(t,i,k)}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

$$\tilde{Z}_t(i,k) = \sigma_m(i)\left(\exp[\tilde{\mu}_v(t,i,k) + \tilde{\sigma}_v(t,i,k)\tilde{V}_t(i)] + \widetilde{\Psi}_t(i,k)\right)$$

Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de $\tilde{Z}_{t-1}$ para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional
2015 – 2029

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - ANEXO – 7

Topologías de los Proyectos

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

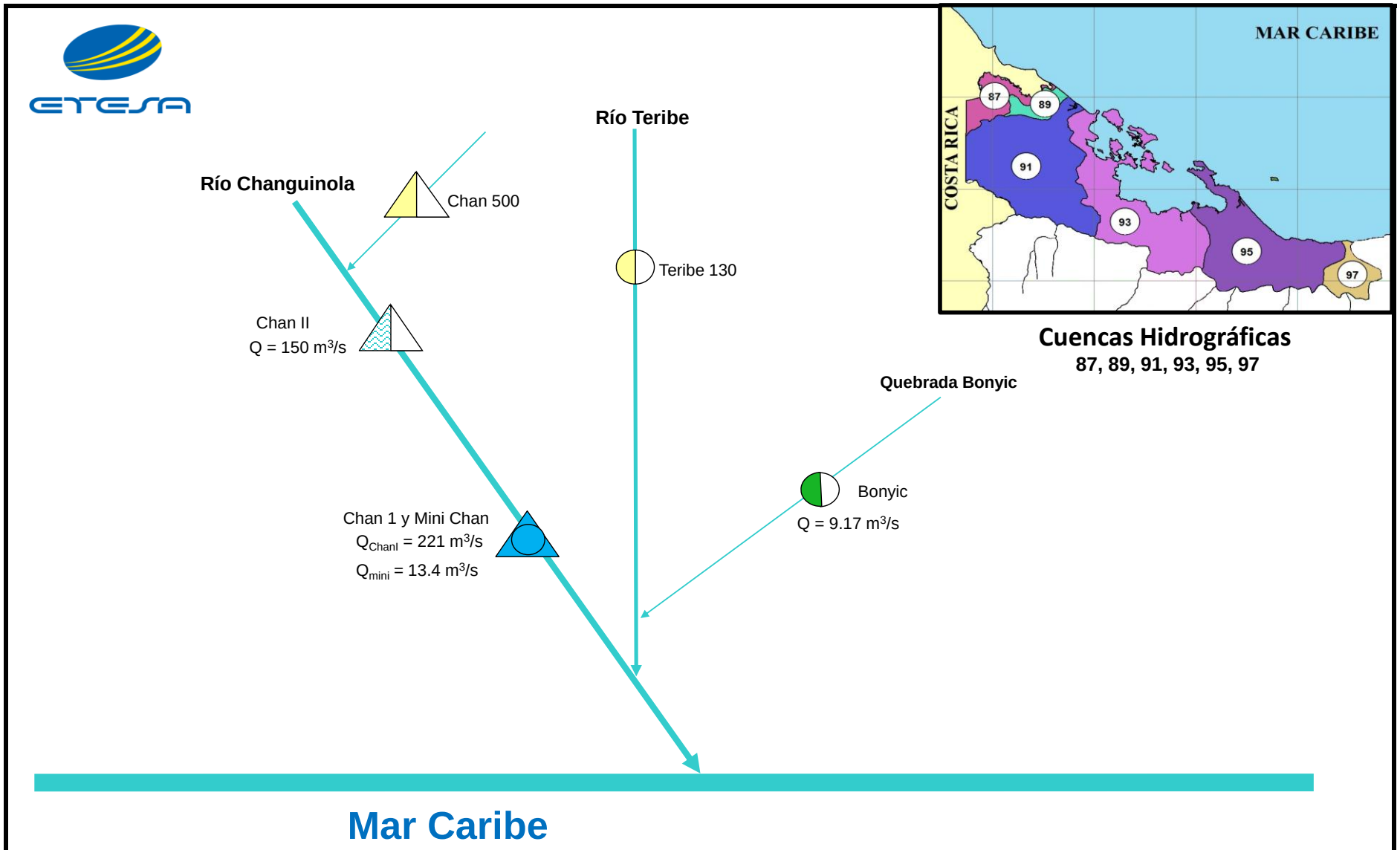
Topologías de los Proyectos



Dirección de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

Plan Indicativo de Generación 2014 -2028



Cuencas Hidrográficas
87, 89, 91, 93, 95, 97

Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse

Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada

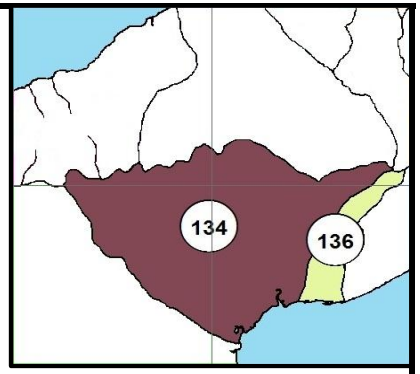
Conducción
Cauce del Río

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

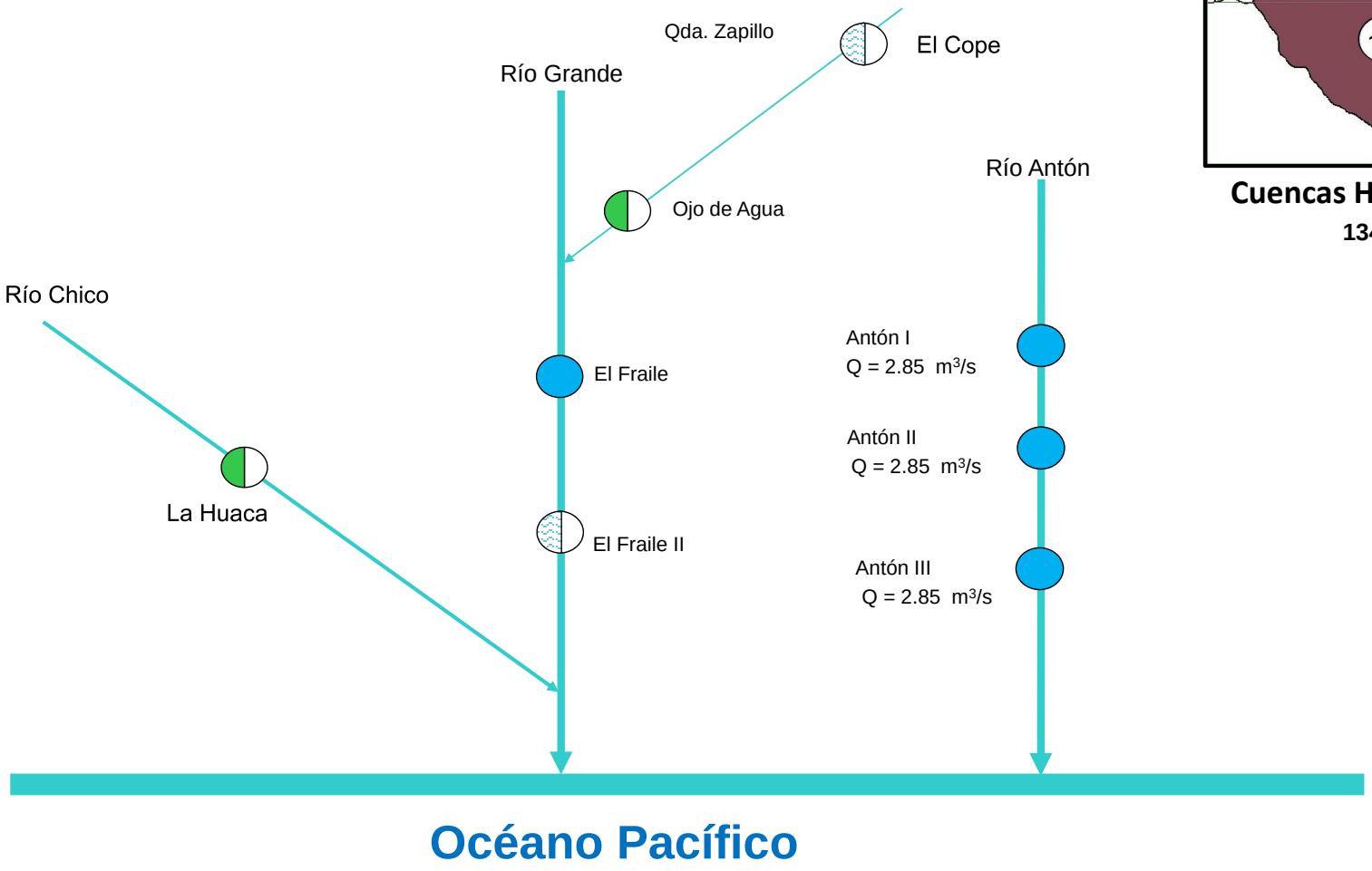
Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas

134, 136



Océano Pacífico

- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río

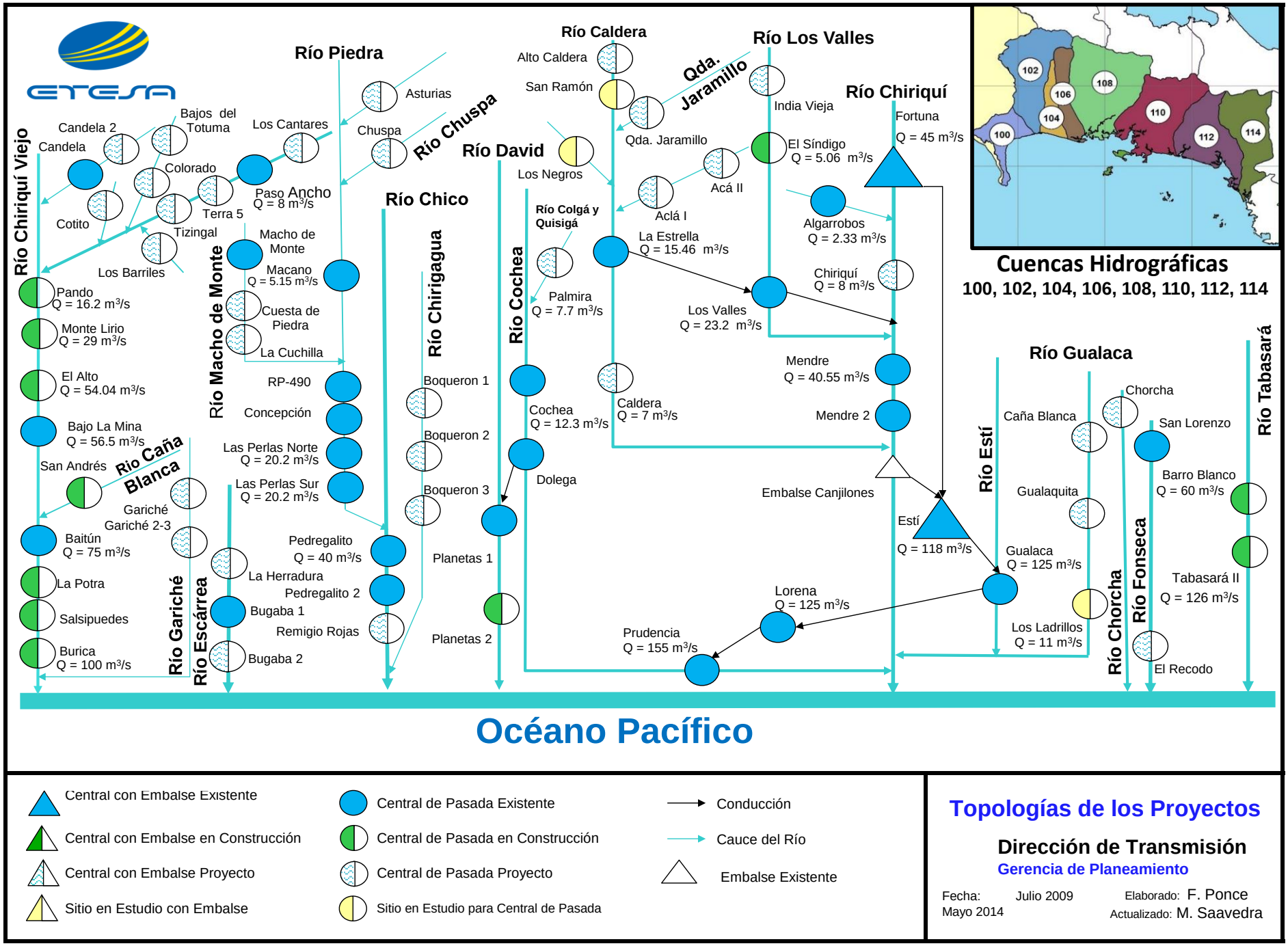
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión

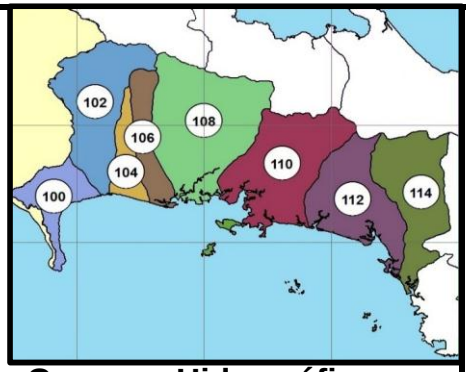
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra


Río Chiriquí Viejo
Río Piedra
Río Caldera
Río Los Valles
Río Chiriquí
Río David
Río Chico
Río Macho de Monte
Río Chiriagua
Río Cochea
Río Gualaca
Río Caña Blanca
Río Gariché
Río Escárrea
Río Estí
Río Chorcha
Río Fonseca
Río Tabasará
Río Chuspa
Río Colgá y Quisigá
Qda. Jaramillo
Candela 2
Candela
Bajos del Totuma
Colorado
Cotito
Tizingal
Terra 5
Los Barriles
Los Cantares
Paso Ancho Q = 8 m³/s
Asturias
Chuspa
Alto Caldera
San Ramón
Qda. Jaramillo
India Vieja
El Síndigo Q = 5.06 m³/s
Acá II
Aclá I
Los Negros
La Estrella Q = 15.46 m³/s
Fortuna Q = 45 m³/s
Algarrobos Q = 2.33 m³/s
Chiriquí Q = 8 m³/s
Los Valles Q = 23.2 m³/s
Mendre Q = 40.55 m³/s
Mendre 2
Embalse Canjilones
Estí Q = 118 m³/s
Pando Q = 16.2 m³/s
Monte Lirio Q = 29 m³/s
El Alto Q = 54.04 m³/s
Bajo La Mina Q = 56.5 m³/s
San Andrés
Gariché
Gariché 2-3
Baitún Q = 75 m³/s
La Potra
Salsipuedes
Burica Q = 100 m³/s
Macho de Monte
Macano Q = 5.15 m³/s
Cuesta de Piedra
La Cuchilla
RP-490
Concepción
Las Perlas Norte Q = 20.2 m³/s
Las Perlas Sur Q = 20.2 m³/s
Pedregalito Q = 40 m³/s
La Herradura
Pedregalito 2
Bugaba 1
Remigio Rojas
Bugaba 2
Boqueron 1
Boqueron 2
Boqueron 3
Planetas 1
Planetas 2
Palmira Q = 7.7 m³/s
Cochea Q = 12.3 m³/s
Dolega
Caldera Q = 7 m³/s
Prudencia Q = 155 m³/s
Lorena Q = 125 m³/s
Gualaca Q = 125 m³/s
Los Ladrillos Q = 11 m³/s
Caña Blanca
Gualaquita
Chorcha
San Lorenzo
Barro Blanco Q = 60 m³/s
Tabasará II Q = 126 m³/s
El Recodo
Océano Pacífico
100
102
104
106
108
110
112
114
Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Embalse Existente
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Mayo 2014
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Ríos David, Cochea, Caldera, Los Valles Chiriquí, Está,Gualaca, Chorcha, Fonseca y Tabasará



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

Río Caldera
Alto Caldera
San Ramón
Qda. Jaramillo
Río Los Valles
India Vieja
Río Chiriquí
Fortuna
Q = 45 m³/s
Río Cochea
Río David
Río Colgá y Quisigá
Los Negros
Qda. Jaramillo
Algarrobos
Q = 2.33 m³/s
Río Está
Aclá II
El Síndigo
Q = 5.06 m³/s
Aclá I
Chiriquí
Q = 8 m³/s
Palmira
Q = 7.7 m³/s
La Estrella
Q = 15.46 m³/s
Los Valles
Q = 23.2 m³/s
Río Gualaca
Caña Blanca
Mendre
Q = 40.55 m³/s
Río Chorcha
Cochea
Q = 12.3 m³/s
Gualaquita
Río Tabasará
Caldera
Q = 7 m³/s
Mendre 2
Río Fonseca
Embalse Canjilones
Barro Blanco
Q = 60 m³/s
Dolega
Está
Q = 118 m³/s
Gualaca
Q = 125 m³/s
Chorcha
San Lorenzo
Planetas 1
Lorena
Q = 125 m³/s
Tabasará II
Q = 126 m³/s
Planetas 2
Prudencia
Q = 155 m³/s
Los Ladrillos
Q = 11 m³/s
El Recodo

Océano Pacífico

- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

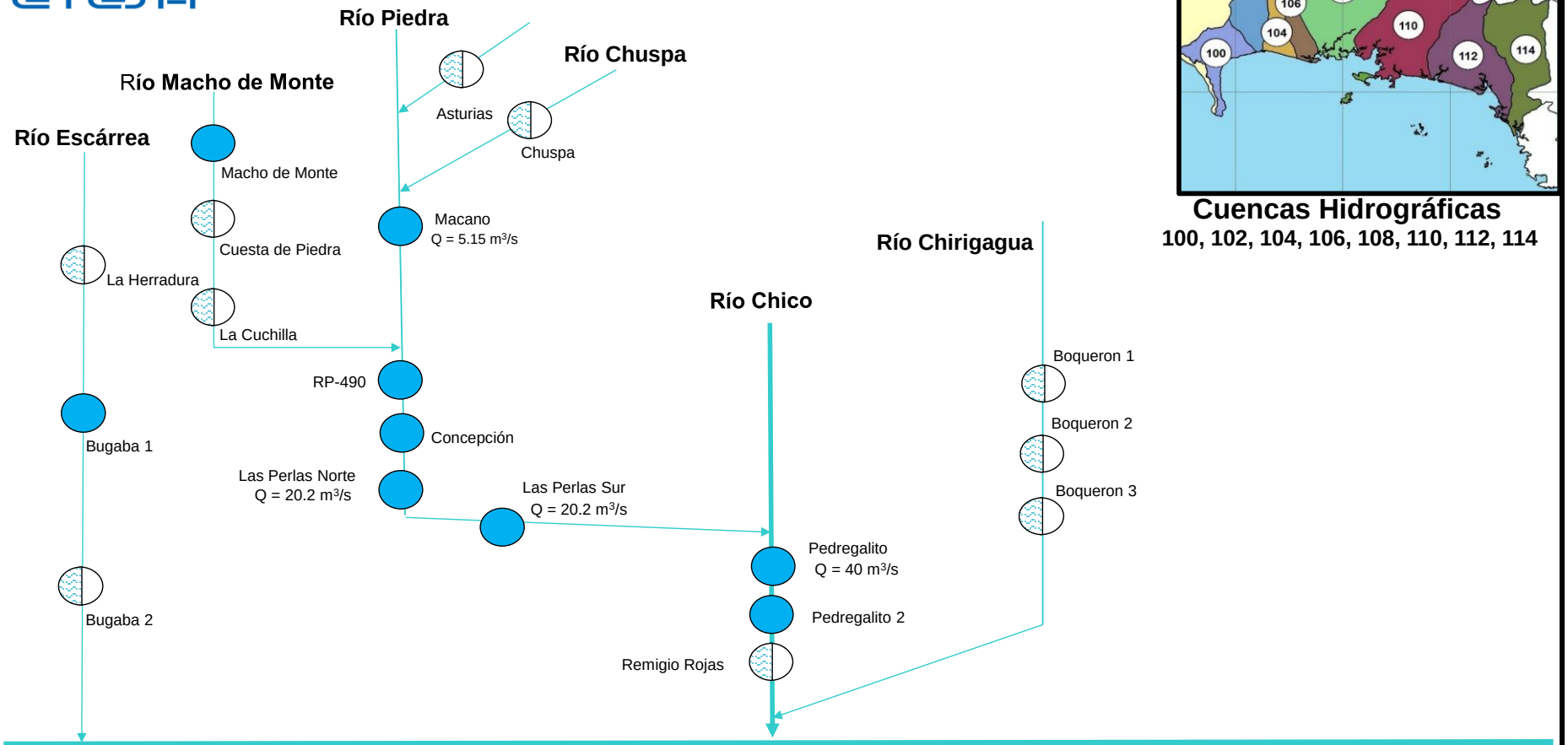
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Rios chuspa, Macho de Monte, Piedra, Chico, Chirigagua y Escárrea



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

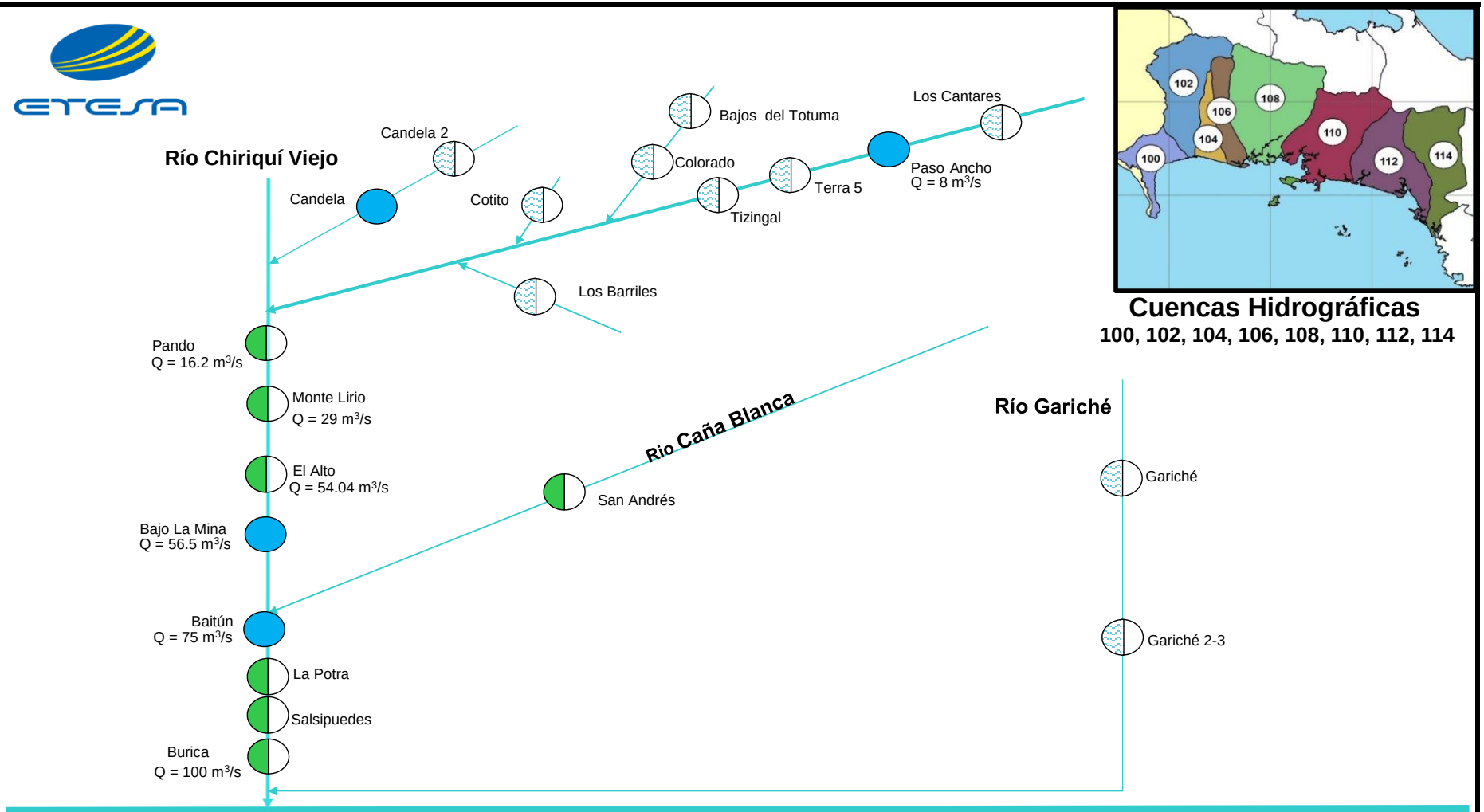
- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

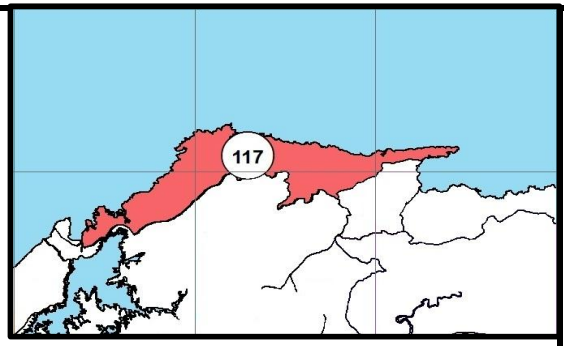
- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río
- Embalse Existente

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
117

Río Piedras

Piedra
Q = 2.4 m³/s

Mar Caribe

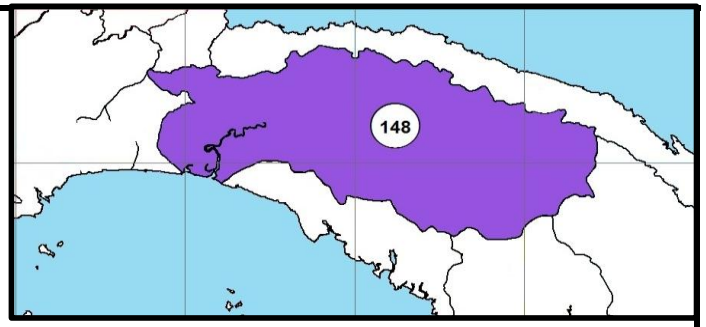
- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río

Topologías de los Proyectos

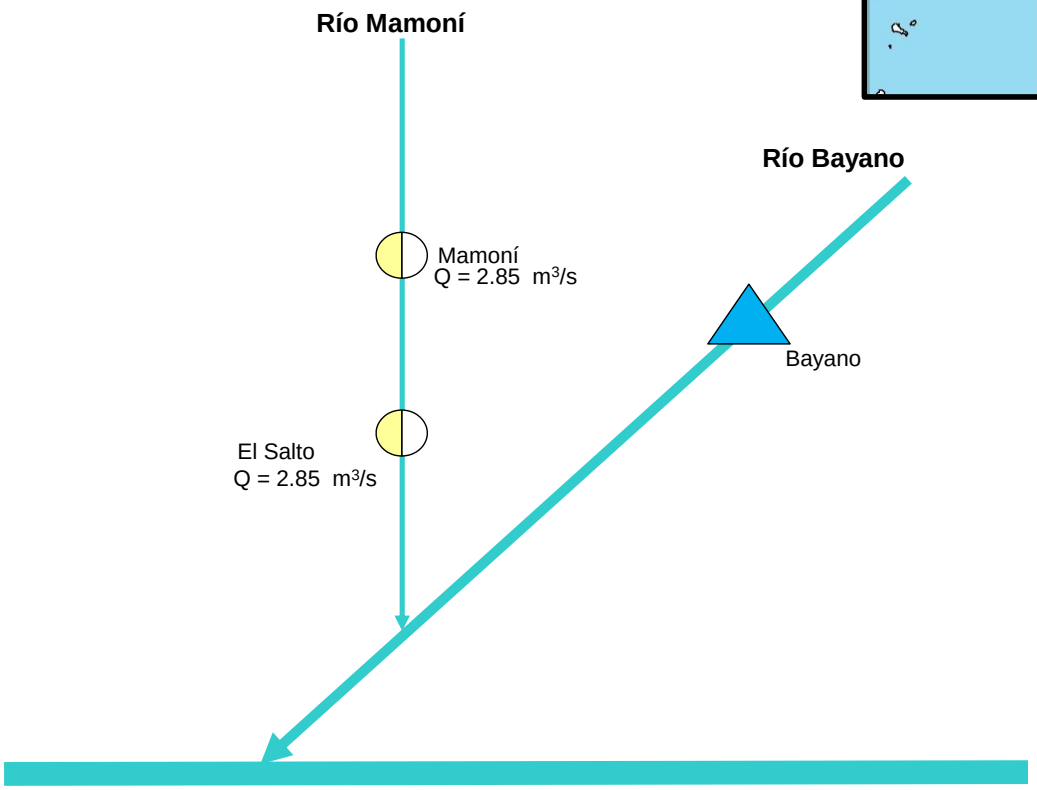
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuenca Hidrográfica
148



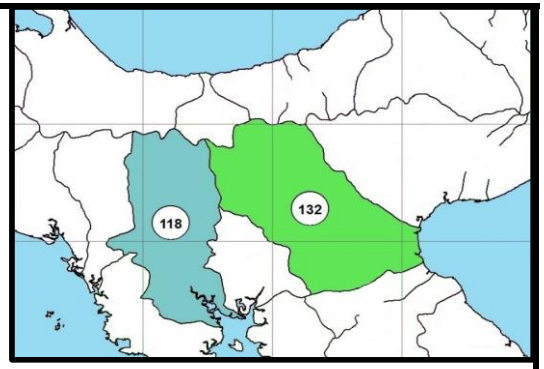
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río

Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
118, 132

Río Guayabito
Río Mulabá
Río Santa María
Guayabito
La Esperanza
Qda. Los Trancos
Río Cuay
Santa Fe
Los Trancos
Río Barrero Grande
El Chorrito
Río San Pablo
Río Cobre
Río Cañazas
El Guayacanes
La Laguna
La Soledad
Río Gatú
Las Cruces
Cañazas
Cerro Gordo
Lalín III
Q = 19.04 m³/s
Río San Juan
Lalín II
Q = 38.2 m³/s
Los Estrechos
Santa María
Rio Corita
Lalín I
Q = 54.8 m³/s
La Yeguada
Cerro Las Minas
Cerro Viejo
La Cordillera
El Remance
El Flor
San Bartolo
Santa María 82
Q = 79.5 m³/s
El Jobo
La Palma

Océano Pacífico

- Central con Embalse Existente
- Central con Embalse en Construcción
- Central con Embalse Proyecto
- Sitio en Estudio con Embalse
- Central de Pasada Existente
- Central de Pasada en Construcción
- Central de Pasada Proyecto
- Sitio en Estudio para Central de Pasada
- Conducción
- Cauce del Río

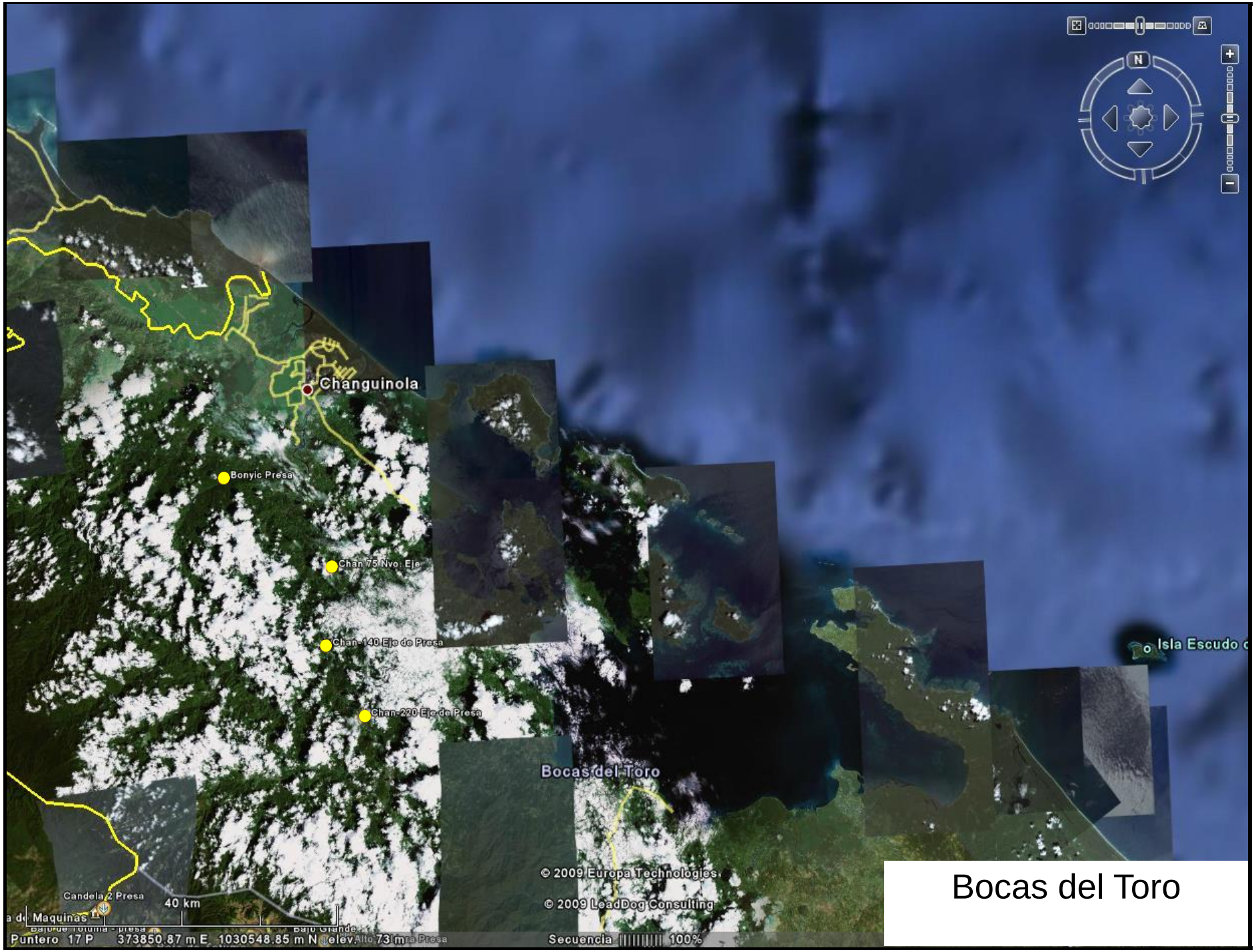
Topologías de los Proyectos

Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento

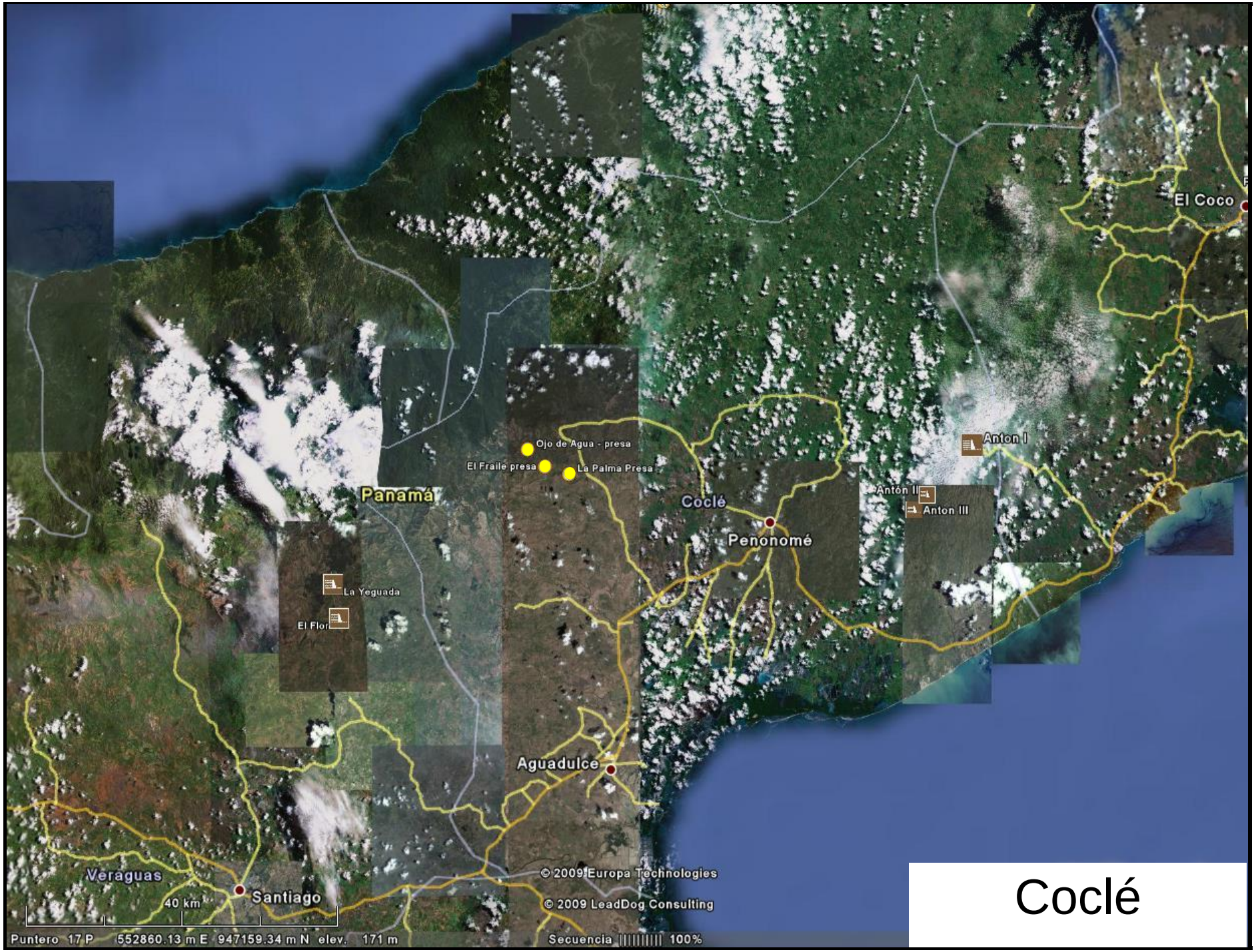
Fecha: Julio 2009
Mayo 2014

Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

Imágenes tomadas de GooogleEarth



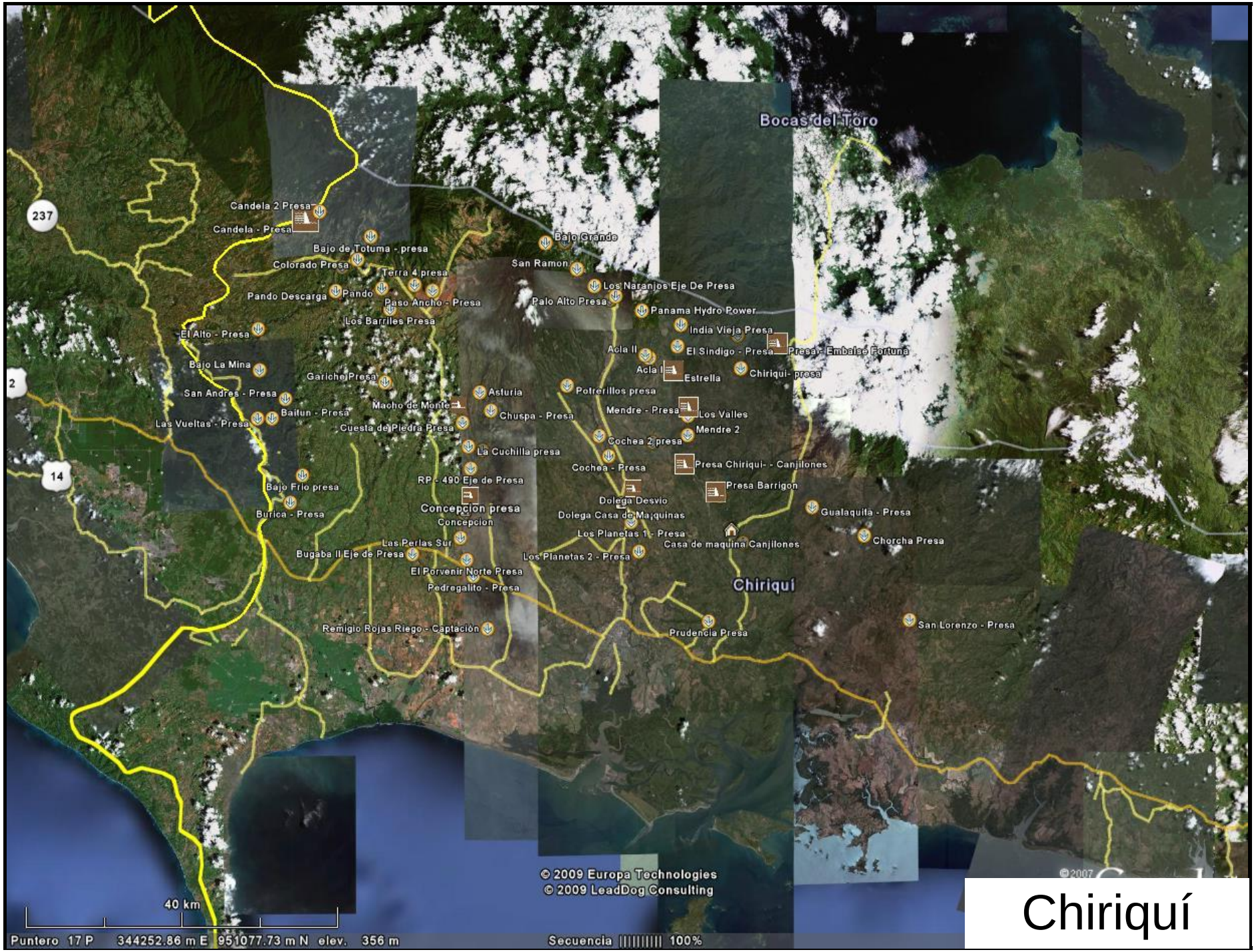
Bocas del Toro


El Coco
Ojo de Agua - presa
El Fraile presa
La Palma Presa
Panamá
Anton I
Antón II
Anton III
Coclé
Penonomé
La Yeguada
El Flor
Aguadulce
Veraguas
Santiago
40 km
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
Puntero 17 P 552860.13 m E 947159.34 m N elev. 171 m
Secuencia 100%

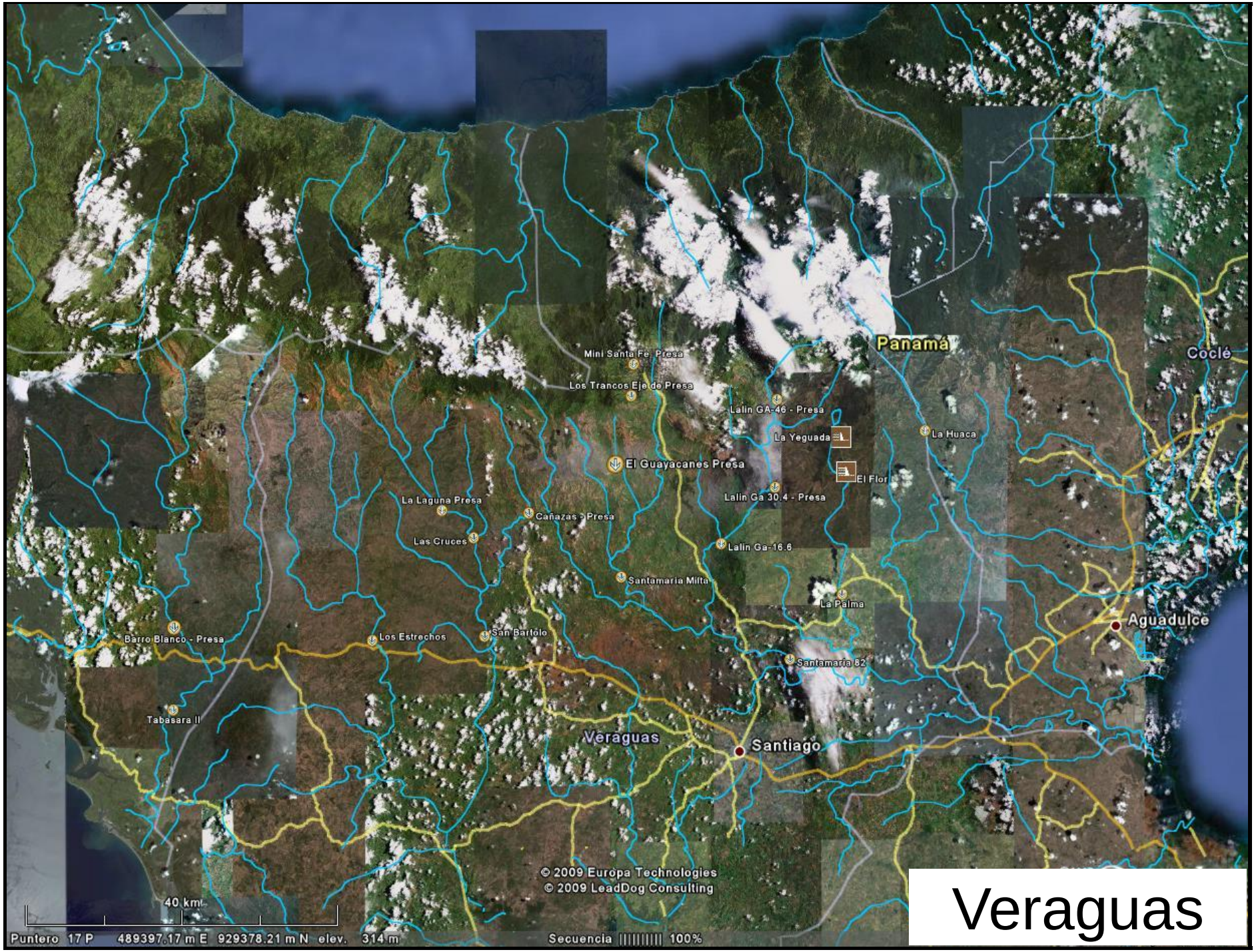
Coclé



Colón - Panamá


Bocas del Toro
Chiriquí
237
2
14
Candela 2 Presa
Candela - Presa
Bajo de Totuma - presa
Colorado Presa
Terra 4 presa
Pando Descarga
Pando
Paso Ancho - Presa
Los Barriles Presa
El Alto - Presa
Bajo La Mina
Garichez Presa
San Andres - Presa
Bailun - Presa
Las Vueltas - Presa
Macho de Monte
Cuesta de Piedra Presa
Asturia
Chuspa - Presa
La Cuchilla presa
RP - 490 Eje de Presa
Concepcion presa
Concepcion
Bajo Frio presa
Burica - Presa
Las Perlas Sur
Bugaba II Eje de Presa
El Porvenir Norte Presa
Pedregalito - Presa
Remigio Rojas Riego - Captación
Bajo Grande
San Ramon
Los Naranjos Eje De Presa
Palo Alto Presa
Panama Hydro Power
India Vieja Presa
Acla II
El Sindigo - Presa
Presa - Embalse Fortuna
Acla I
Estrella
Chiriqui- presa
Potrerillos presa
Mendre - Presa
Los Valles
Mendre 2
Cochea 2 presa
Cochea - Presa
Presa Chiriqui- - Canjilones
Presa Barrigon
Dolega Desvio
Dolega Casa de Maquinas
Los Planetas 1 - Presa
Casa de maquina Canjilones
Los Planetas 2 - Presa
Gualaquita - Presa
Chorcha Presa
Prudencia Presa
San Lorenzo - Presa
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
40 km
Puntero 17 P 344252.86 m E 951077.73 m N elev. 356 m
Secuencia 100%

Chiriquí


Panamá
Coclé
Mini Santa Fe - Presa
Los Trancos Eje de Presa
Lalin GA-46 - Presa
La Yeguada
La Huaca
El Guayacanes Presa
El Flor
Lalin Ga 30.4 - Presa
La Laguna Presa
Cañazas - Presa
Las Cruces
Lalin Ga-16.6
Santamaria Milta
La Palma
Aguadulce
Barro Blanco - Presa
Los Estrechos
San Bartolo
Santamaria 82
Tabasara II
Veraguas
Santiago
© 2009 Europa Technologies
© 2009 LeadDog Consulting
40 km
Puntero 17 P 489397.17 m E 929378.21 m N elev. 314 m
Secuencia 100%

Veraguas

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-002-2016

12 de enero de 2016

Panamá

Contenido

CAPITULO 1 RESUMEN EJECUTIVO 1
1.1 OBJETIVO 1
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA 1
1.3 METODOLOGÍA 2
1.4 CRITERIOS 3
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL 3
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO 4
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO 5
1.8 CONCLUSIONES 6
1.9 CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 7
1.10 CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 8
1.11 RECOMENDACIONES 9
CAPITULO 2 INTRODUCCIÓN 19
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA 20
2.2 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2014 22
CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 26
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN 26
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA 31
CAPITULO 4 CRITERIOS TÉCNICOS 34
4.1 NIVELES DE TENSIÓN 34
4.2 CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 35
4.3 CRITERIOS ADICIONALES 35
4.4 ESTADO ESTACIONARIO 36
CAPITULO 5 METODOLOGÍA 38
5.1 DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN 38
5.2 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS 38
5.3 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE CORTO Y LARGO PLAZO 39
CAPITULO 6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO 40
6.1 METODOLOGIA DE ESTUDIO 40
6.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA 47

6.3 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINÁMICA 63
6.4 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO 65
CAPITULO 7 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO 67
CAPITULO 8 ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 80
8.1 CONSIDERACIONES 80
8.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA 88
8.3 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINÁMICA 113
8.4 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO 114
CAPITULO 9 PLAN DE EXPANSIÓN A LARGO PLAZO 116
CAPITULO 10 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 127
CAPITULO 11 PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO 128
CAPITULO 12 PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO 129
CAPITULO 13 PLAN DE PLANTA GENERAL 130
CAPITULO 14 PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN 131
CAPITULO 15 PLAN ESTRATEGICO 133
CAPITULO 16 CONCLUSIONES 137
CAPITULO 17 RECOMENDACIONES 141

ANEXOS

Anexo III-1 Plan de Inversiones

Anexo III-2 Análisis de Flujo de Potencia de Corto Plazo

Anexo III-3 Despacho de Generación de Corto Plazo

Anexo III-4 Análisis de Corto Circuito de Corto Plazo

Anexo III-5 Análisis de Estabilidad Dinámica de Corto Plazo

Anexo III-6 Plan de Reposición de Corto Plazo

Anexo III-7 Plan de Reposición de Largo Plazo

Anexo III-8 Plan del Sistema de Comunicaciones

Anexo III-9 Plan de Planta General

Anexo III-10 Herramientas de Cálculo

Anexo III-11 Modelos Dinámicos

Anexo III-12 Análisis de Flujo de Potencia de Largo Plazo

Anexo III-13 Despacho de Generación de Largo Plazo

Anexo III-14 Análisis de Corto Circuito de Largo Plazo

Anexo III-15 Análisis de Estabilidad Dinámica de Largo Plazo

Anexo III-16 Comentarios de los Agentes

Anexo III-17 Respuesta a los Comentarios de los Agentes

CAPITULO 1 **RESUMEN EJECUTIVO**

1.1 OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capítulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en éste documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2016 - 2025 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en febrero de 2015. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2014. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte 2015 – 2025 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en enero de 2016. El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2014, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 8196-Elec del 23 de diciembre de 2014 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

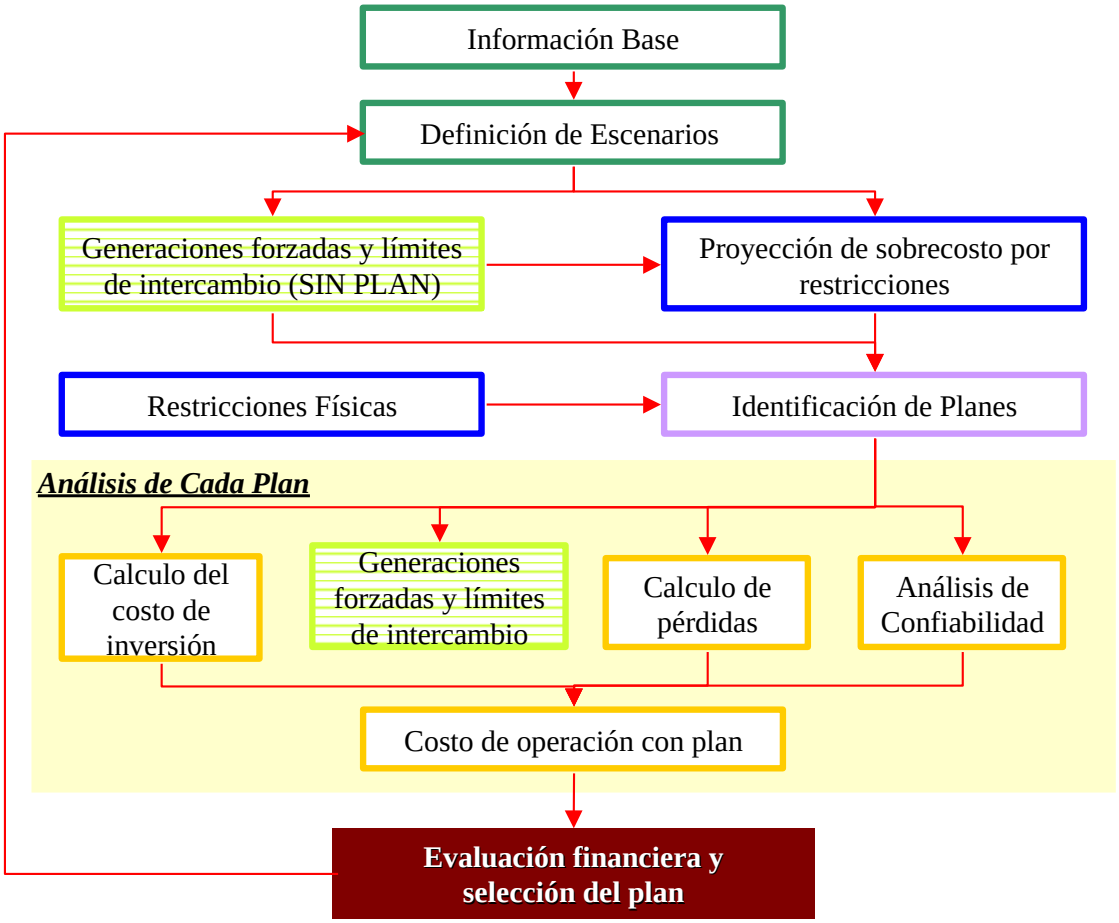
Se modela el sistema eléctrico con un total de 306 barras, 155 líneas, 138 transformadores de 2 devanados y 50 transformadores de 3 devanados, y 146 generadores y 197 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Chorrera, así como las subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

1.3 METODOLOGÍA

En la siguiente figura se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el plan de expansión de transmisión.



Los detalles del desarrollo de la metodología empleada se describen en el Capítulo 5 del presente documento.

1.4 CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV. Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Mediante un estudio de flujos de potencia tanto en régimen permanente como en estado transitorio, se analiza la condición operativa actual del sistema con el fin de realizar un diagnóstico. El estudio se concentra en la operación del sistema durante el periodo lluvioso del presente año.

Se encuentra que el sistema presenta restricciones en la capacidad de transmisión para evacuar la generación localizada al occidente del país, la cual es en su totalidad generación de tipo hidroeléctrica. Durante el periodo lluvioso cuando se cuenta con el máximo aporte hídrico para la generación de energía, no es posible el despacho del total de generación concentrada en la región occidental ya que esta supera la capacidad de transmisión de las dos líneas troncales que vinculan el occidente del sistema con el centro de carga (Ciudad de Panamá). De manera adicional, el sistema presenta déficit de reservas reactivas que permitan compensar el sistema de transmisión para hacer posible la transmisión de las grandes cantidades de energía que se transportan a largas distancias hacia el extremo opuesto del sistema. Como consecuencia, el sistema requiere del despacho de generación térmica concentrada en el centro de carga (generación obligada), rompiendo el despacho económico.

Considerando la generación existente en la región occidental del sistema[1], y la que se espera que ingrese durante el periodo lluvioso, se tiene una capacidad instalada aproximada de 1,285 MW y la capacidad de transmisión actual en sentido occidente-oriente es de 1,044 MW.

De los estudios de flujos de potencia se determina que durante el periodo de demanda máxima se requiere de aproximadamente 475 MW en generación obligada en el centro de carga en orden de operar el sistema de manera segura, cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa. Con ello el intercambio esperado entre la región occidental y el centro de carga es de 670 MW el cual considera la operación de los Esquemas de Control Suplementario (EDCxPG_BLM y EDCxPG_PANAM) implementados en 2013.

Durante el periodo de demanda media la condición operativa citada con anterioridad permanece. Se espera el despacho de 323 MW térmicos en generación obligada para operar el sistema de manera segura. Con ello el límite de intercambios entre el occidente y el centro de carga es de aproximadamente 612 MW.

[1] Para efectos del presente estudio se considera que el occidente del sistema es la región comprendida entre la frontera con Costa Rica y la entrada a la subestación de Llano Sánchez.

El periodo de demanda mínima presenta problemas de estabilidad de tensión sobre la región del centro de carga. Esta condición es debida a que la demanda es abastecida casi en su totalidad por generación importada desde el occidente y únicamente se cuenta con la central de BLM Carbón despachada en la zona capital (ya que no es posible desplazarle durante la mínima demanda, por restricciones operativas). De ocurrir el disparo de la caldera de carbón, se pierde aproximadamente 114 MW y el aporte reactivo que inyecta esta central al SIN, causando un colapso de tensión. Para evitar la condición de inestabilidad de tensión se requiere de aproximadamente 91 MW de generación térmica en el centro de carga (generación obligada). Con ello el intercambio para el periodo de demanda mínima será de 472 MW aproximadamente.

En todos los periodos de demanda analizados la contingencia más crítica responde al disparo de la central de Carbón en BLM. Debemos recordar que actualmente se cuenta con esquemas de control suplementarios implementados en las centrales de generación de Bahía las Minas y Panam, con el fin de elevar las transferencias de energía entre occidente y el centro de carga, los cuales han sido considerados en las simulaciones de flujos de potencia realizadas.

Es necesario mencionar que la Empresa de Transmisión Eléctrica ha ejecutado refuerzos al sistema de transmisión con el fin de mitigar la condición operativa citada. Entre los proyectos ejecutados y operativos en la actualidad se tiene el aumento en la capacidad de transporte de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá) llevándole a 247 MVA por circuito y la adición de bancos capacitivos en las subestaciones de Llano Sánchez, Panamá y Panamá II. No obstante a los refuerzos ejecutados, la condición operativa permanecerá hasta que ingrese la tercera línea de transmisión y la compensación requerida (bancos capacitivos y SVC) para aumentar las reservas reactivas del SIN.

1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución:

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera, con conductor 1200 ACAR, reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Adición del transformador T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Tercera línea de transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de +120/-30 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV, asociados a los SVC.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas.

- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea 115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7). Ya se repotenciaron los circuitos Las Minas – Santa Rita utilizando este mismo conductor.
- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura ACCC.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/30 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/100 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo de transformador de aterrizaje TT2 en la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA.
- Reemplazo del autotransformador T1 en S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo de reactores R1 y R2 de 20 MVAR en subestación Mata de Nance 34.5 KV.
- Adición de transformador T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).
- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando inicialmente los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero – Llano Sánchez). La conexión de esta subestación se migrará a la tercera línea de transmisión cuando ésta entre en operación.
- Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/175/30 MVA.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.
- Reemplazo del autotransformador T2 (230/115/34.5 kV) en subestación Llano Sánchez por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.

1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2019 – 2025), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Nueva Subestación Panamá III 230 KV.
- Línea de transmisión de 230 KV Panamá III – Punta Rincón 230 KV.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla una subestación Chepo para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí.
- Reemplazo del autotransformador T1 (230/115/34.5 kV) en subestación Chorrera por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.
- Nueva subestación Chiriquí Grande 230/500 kV.
- Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande - Panamá 3 de 500 kV con dos conductores por fase, doble circuito. El proyecto contempla la adición de un patio a 500 kV en subestación Panamá 3.
- SVC (+150/-30 MVAr) en S/E Panamá 3 en 230 kV.
- Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá - Panamá 3 en 230 kV, circuito sencillo.

- Energización de la LT Santa Rita - Panamá II en 230 kV. Incluye expansión en subestaciones.
- Aumento de la capacidad de conducción de la línea 1 (Mata de Nance - Panamá).
- Aumento de la capacidad de conducción de la línea 2 (Guasquitas-Panamá II).

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema y restricción en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2015 – 2018)
Año 2015:

Se adicionan 439 MW de capacidad instalada en generación al sistema, de los cuales 367 MW se concentran al occidente del sistema, correspondientes a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar.

Se retira del sistema 300 MW pertenecientes a las Turbinas de Gas de la Subestación Panamá, Capira, Chitre, Sonergy y Aggreko

El sistema de transmisión se refuerza mediante la adición de bancos capacitivos, aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones.

Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el sistema y restricciones en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga.

Se limita el flujo de potencia desde el occidente en 720 MW para el periodo de demanda máxima, 684 MW en media y 540 MW en mínima. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM.

Año 2016:

Se espera el ingreso de aproximadamente 441 MW de capacidad instalada en el plantel de generación. De estos 242 MW se concentra sobre el occidente del sistema en generación de tipo hidroeléctrica de pasada, eólica y solar. Esto representa un mayor flujo de potencia que ha de transportarse por medio del sistema de transmisión hacia el centro de carga.

El sistema de transmisión se refuerza mediante el aumento en la capacidad de transformación, adición de nuevas líneas de transmisión y aumento de capacidad en líneas existentes. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso) para todos los bloques de demanda, mas con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta

generación obligada en los escenarios analizados. Para mantener su operación de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

Año 2017:

Se espera la adición neta de 301 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 301 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto se requiere generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad operativa.

Año 2018:

Se espera la adición neta de 607 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 266 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

1.9 CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2018.

En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los escenarios de generación en los cuales aparecen 1080 MW de proyectos de generación hidro, eólica y solar a corto plazo (2015-2018), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de los siguientes proyectos:

- Tercera Línea de transmisión de 230 KV doble circuito, conductor 1200 ACAR, Veladero – Llano Sánchez –Chorrera – Panamá, para septiembre del 2016.

- Complemento de dos SVC, en la S/E Llano Sánchez 230 KV y la S/E Panamá II 230 KV, para marzo de 2018, de +120/-30 MVAR para proporcionar el soporte de potencia reactiva en el sistema.

- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV (2017), asociados a los SVC.

- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV, para febrero del 2018.

- Una nueva línea de 230 KV, doble circuito, conductor 1200 ACAR, de Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera, con capacidad de 500 MVA/CTO. en reemplazo de la línea actual, para febrero de 2018.

- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para marzo de 2018.

- Nueva línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito (reemplaza la línea existente) para marzo del 2018.

- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para marzo de 2018.

Debido de nuevas centrales térmicas, se requiere el reemplazo del conductor de las líneas 115-3/4 (Las Minas – Panamá) actualmente con capacidad de 93 MVA/circuito por uno de alta temperatura tipo ACSS/AW con capacidad de 230 MVA por circuito. El proyecto contempla el reemplazo de 6.2 km de conductor en las líneas 115-1/2 en el tramo Las Minas – Santa Rita. Se estima que el proyecto se encuentre operando a finales de 2015.

Como consecuencia de la entrada de proyectos de generación en el área de Colón se requiere de un nuevo nodo de conexión para estos proyectos. Por lo tanto se propone la nueva subestación Panamá III, buscando también mallar el sistema y brindar mayor confiabilidad en la red de transmisión del sector capital. Se estima que la subestación iniciará operaciones para enero de 2019. La subestación contará con una capacidad de transformación de 350 MVA para la alimentación a nivel de 115 kV a las empresas distribuidoras.

Con motivo del ingreso de la nueva central de generación para el 2018, será necesaria la expansión del SPT proveniente desde Colón con una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV partiendo desde el área de Colón hacia la nueva subestación Panamá III 230 kV, para enero de 2019.

1.10 CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

En cumplimiento a las indicaciones de la Secretaría Nacional de Energía en el documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, en donde se indica que se deberá integrar a la provincia del Darién al SIN, se construirá la nueva subestación de Chepo 230 kV que seccionará la líneas existentes 230-1A y 230-2A. Se integrará provincia del Darién por medio de un circuito simple en 230 kV partiendo desde Chepo y finalizando en la futura subestación Metetí 230 kV. Se estima que el proyecto se encontrará en operación para febrero de 2019.

Con el objetivo de mallar el sistema troncal de transmisión a nivel de 230 kV, brindando mayor confiabilidad al Sistema Principal de Transmisión y aumentando la capacidad de transmisión, se desarrollará el corredor de transmisión norte del país, con la nueva línea Punta Rincón – Panamá a nivel

de 230 kV. Con ello se logra completar un anillo en 230 kV entre las subestaciones Llano Sánchez – Punta Rincón – Panamá III. Fecha de entrada en operación: febrero de 2019.

Con el fin de brindar un nodo de conexión a las futuras centrales de gran capacidad localizadas en la provincia de Bocas del Toro, tales como Changuinola II (214 MW), se requiere la futura subestación Chiriquí Grande (500/230 kV), de manera tal que la generación adicional que se instalará en la zona no sobrepase la capacidad de transmisión de los actuales circuitos que vinculan Bocas del Toro con el resto del SIN. Debemos recordar que actualmente la central Changuinola I (222 MW) se encuentra operando en la zona. Fecha de entrada en operación: agosto de 2020.

Previendo el desarrollo de proyectos de gran capacidad al occidente del sistema, como lo son las centrales de generación de Changuinola II (214 MW), **se requiere de la cuarta línea de transmisión para evacuar la generación concentrada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro hacia la Ciudad de Panamá**. Mediante análisis técnicos y económicos se define que la mejor opción de expansión será mediante una línea de transmisión a nivel de 500 kV, doble circuito con dos conductores por fase. La línea partirá de la subestación de Chiriquí Grande (futura) y finaliza en la subestación de Panamá III (futura). Entrada en operación será a nivel de 230 KV en febrero de 2019 y en el año 2020 con la entrada de la generación en Bocas del Toro se energizará en 500 KV.

En caso de desarrollarse generación térmica a base de gas natural en la provincia de Colón, se deberá ampliar la subestación de Santa Rita, añadiendo un patio a nivel de 230 kV para la conexión de los proyectos a desarrollarse. Se requiere de la energización de los actuales circuitos 115-45/46 (Santa Rita – Panamá II) a nivel de 230 kV para la evacuación efectiva de la generación adicional a conectarse. Octubre de 2017.

Debido a que la línea 1 (Mata de Nance - Panamá) estará próxima a cumplir con su periodo de vida y dado que la misma es la de menor capacidad entre los corredores que vinculan el occidente al centro de carga, se deberá aumentar la capacidad de la misma instalando conductores de alta temperatura de operación. Este proyecto será efectivo únicamente después de haberse desarrollado la cuarta línea de transmisión. Julio de 2019.

1.11 RECOMENDACIONES

A continuación se presenta los principales proyectos a desarrollarse en el Plan de Expansión:

Año 2015:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando inicialmente los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero – Llano Sánchez). La conexión de esta subestación se migrará a la tercera línea de transmisión cuando ésta entre en operación.
- Adición de transformador T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

Año 2016:

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).

- Remplazo de conductor en las líneas 115-3/4 (Las Minas – Panamá) por uno de alta temperatura 605 kcmil tipo ACSS, con capacidad de 230 MVA por circuito. El proyecto contempla el remplazo de conductor del tramo Las Minas – Santa Rita de las líneas 115-1/2, el cual ya culmino y se encuentra operativo.
- Tercera línea de transmisión doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/30 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo de transformador de aterrizaje TT2 en la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA.
- Adición del transformador T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Nueva Subestación Burunga 230 KV (GIS)

Año 2017:

- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II.
- Reemplazo de reactores R1 y R2 de 20 MVAR en subestación Mata de Nance 34.5 KV.
- Energización Santa Rita 230 KV.

Año 2018:

- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera, con conductor 1200 ACAR, reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, con capacidad de +120/-30 MVAR y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV, asociados a los SVC.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas.
- Aumento de capacidad línea de transmisión LT1 Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito, (cambio de conductor).
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión LT2 Guasquitas – Veladero 230 KV, mediante el aumento de la altura de conductores.
- Reemplazo del autotransformador T1 en S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/100 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/175/30 MVA.

Año 2019:

- Reemplazo del autotransformador T2 (230/115/34.5 kV) en subestación Llano Sánchez por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.
- Reemplazo del autotransformador T1 (230/115/34.5 kV) en subestación Chorrera por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.
- Nueva subestación Chiriquí Grande 230/500 kV.
- Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande - Panamá 3 a nivel de 500 kV con dos conductores por fase, en doble circuito.
- SVC (+150/-30 MVAr) en S/E Panamá 3 en 230 kV.
- Nueva Subestación Panamá III 500/230/115 KV.
- Nueva línea de transmisión Panamá II – Chepo – Metetí. Doble circuito desde Panamá II hasta S/E Chepo a nivel de 230 kV y circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí. El proyecto contempla las nuevas subestaciones Chepo 230 kV y Metetí 230 kV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.
- Aumento de la capacidad de conducción de la LT1 (Veladero-Panamá).
- Aumento de la capacidad de conducción de la LT2 (Veladero-Panamá II).
- Adición de transformador T3 de S/E Boquerón III.
- Nueva línea de transmisión Punta Rincón – Panamá III a nivel de 230 kV en circuito sencillo.

Año 2020:

- Línea de transmisión de 230 KV Panamá III - Sabanitas.
- Nueva subestación Vacamonte 230 kV. Incluye una línea de doble circuito partiendo desde la S/E Chorrera 230 kV.
- Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.

Año 2021:

- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá - Panamá 3, en 230 kV, circuito sencillo.

Años 2016 – 2019:

En el período 2016 - 2019 se deberán adquirir las naves de 230 KV donde entran y salen líneas de transmisión de ETESA pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Estas son S/E El Coco (3 naves de 3 interruptores), S/E la Esperanza (1 nave de 3 interruptores y extensión de 8. 5 km de línea de 230 KV doble circuito), S/E 24 de Diciembre (1 nave de 3 interruptores), S/E Cañazas (1 nave de 3 interruptores), S/E Barro Blanco (1 nave de 3 interruptores) y también la Subestación Burunga 230 KV (GIS).

En la Tabla 1.1 a continuación se presentan todos los proyectos propuestos en el Plan de Expansión 2015 y sus fechas de entrada en operación y en la Tabla 1.2 el Plan de Inversiones.

En el Anexo III-1 se presenta el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.

Sobre la Expansión a Largo Plazo:

En el largo plazo el sistema tiene una red de transmisión segura, confiable y que técnicamente no presenta problemas estructurales que causen sobrecostos operativos. Desde el punto de vista de transmisión, incluyendo los proyectos aprobados en el plan actual y en elaboración, el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos sin requerir refuerzos en líneas hasta después del año 2025

Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2029

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Plan 2014	Observación	Nueva Fecha Plan 2015	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**1,552,496**
2					
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**				**507,745**
4	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**				**20,301**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	1,902
8	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 K**				**28,928**
9	L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	23,610
10	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	3,377
11	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	1,941
12	**ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA**	31/3/15	Nueva fecha	30/6/16	**10,432**
13	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	30/6/16	Nueva fecha	31/10/16	**9,797**
14	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**				**273,205**
15	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	30/9/16		30/9/16	219,246
16	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	30/9/16		30/9/16	13,332
17	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	30/9/16		30/9/16	15,764
18	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	30/9/16		30/9/16	17,444
19	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	30/9/16		30/9/16	7,419
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18	**22,702**
21	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18	**21,652**
22	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**	30/8/16	Nueva fecha	30/4/17	**6,848**
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**	30/8/16	Nueva fecha	30/4/17	**11,932**
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**13,172**
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 120 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**19,056**
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**3,451**
27	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**16,934**
28	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**13,868**
29	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV**	31/12/15	Nueva fecha	31/7/16	**8,844**
30	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV**	31/3/17	Nueva fecha	31/3/18	**9,205**
31	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**	31/7/17	Nueva fecha	31/3/18	**1,500**
32	**ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV**				**15,918**
33	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV GIS	1/1/24	Nueva fecha	31/10/17	10,249
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/24	Nueva fecha	31/10/17	5,669
35					
36	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**				**893,381**
37	**S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES**	2014 - 2017		2015 - 2019	**12,312**
38	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2016 - 2019	**8,194**
39	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2017 - 2019	**5,318**
40	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2018 - 2019	**5,318**
41	**S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2019 - 2019	**5,318**
42	**S/E BURUNGA 230 KV GIS**	2016 - 2018		2016 - 2019	**12,192**
43	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 500/230/115 KV**	30/5/18	Nueva fecha	28/2/19	**61,292**
44	**LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV**				**474,982**
45	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	246,747
46	ADICION S/E PANAMA III 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	97,892
47	ADICIÓN S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	104,971
48	SVC 150 MVAR PANAMA III 230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	25,372
49	**LÍNEA PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV**				**101,842**
50	LINEA PANAMA II - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV COND. ACSS		Nuevo	28/2/20	93,065
51	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV GIS		Nuevo	28/2/20	13,793
52	ADICION S/E PANAMA III 230 KV			28/2/20	5,669

53	**LINEA A DARIEN 230 KV**				**86,229**
54	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	40,222
55	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	29,389
56	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	12,295
57	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	4,323
58	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**				**3,331**
59	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	1,057
60	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	2,274
61	**LINEA A VACAMONTE 230 KV**				**16,104**
62	LINEA CHORRERA - VACAMONTE KV DOBLE CIRCUITO	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	5,789
63	ADICION S/E CHORRERA 230 KV	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	6,127
64	NUEVA S/E VACAMONTE 230 KV	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	4,188
65	**LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III**				**49,616**
66	LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III 230 KV DOBLE CIRCUITO	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	41,482
67	ADICION S/E PUNTA RINCON 230 KV	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	6,127
68	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	2,007
69	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV**		Nuevo	31/7/19	6,908
70	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**				**13,019**
71	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	6,297
72	ADICION S/E PANAMA 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	3,361
73	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	3,361
74	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**				**31,406**
75	LINEA VELADERO - LLANO SÁNCHEZ 230 KV	1/2/22	Nueva Fecha	31/7/19	11,805
76	LINEA LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA 230 KV	1/2/23	Nueva Fecha	31/7/19	15,377
77	LINEA CHORRERA - PANAMA 230 KV	1/2/24	Nueva Fecha	31/7/19	4,224
78					
79	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**				**6,137**
80	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	121
81	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	481
82	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	548
83	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	2,580
84	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	1/12/14	Nueva fecha	1/12/16	191
85	REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17		1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17	609
86	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	1,415
87	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	131
88	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17		1/6/17	60
89					
90	**PLAN DE REPOSICIÓN**				**47,146**
91	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**				**31,980**
92	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/16		10/12/16	163
93	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	31/3/17	Nueva fecha	31/1/18	3,863
94	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	31/10/16	Nueva fecha	31/1/17	1,029
95	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	Nueva fecha	31/12/15	522
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	Nueva fecha	31/12/16	1,579
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	Nueva fecha	31/12/16	1,053
98	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	71
99	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	309
100	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	370
101	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	147
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	303
103	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	31
104	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	18
105	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	320
106	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	604
107	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	368
108	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	9,171
109	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	Nueva Fecha	31/12/16	921
110	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/14	Nueva Fecha	31/12/16	155
111	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	1/12/14	Nueva Fecha	1/12/15	59
112	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/15	Nueva Fecha	31/12/17	346
113	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN			2016-2017	800

114	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS		Nuevo	31/12/16	288
115	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	1/1/18	Nueva fecha	31/1/18	3,168
116	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/1/18	Nueva fecha	31/1/18	4,074
117	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/18	Nueva fecha	31/12/17	1,506
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	31/1/18	Nueva fecha	31/12/17	743
119	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**				**15,166**
120	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	31/12/20		31/12/20	4,753
121	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	31/1/18		31/1/18	127
122	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	Nueva fecha	1/6/17 (MDN) y 1/6/18 (PAN)	213
123	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 - 2018		2014 - 2018	2,472
124	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	31/1/18		31/1/18	176
125	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)		1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
126	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS	2017 y 2018		2017 y 2018	286
127	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2	2018 - 2021		2018 - 2021	595
128	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2018 - 2021		2018 - 2021	2,992
129					
130	**SISTEMA DE CONEXIÓN**				**20,659**
131	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/7/16	Nueva Fecha	31/12/16	4,069
132	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/7/16	Nueva Fecha	31/1/18	4,069
133	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	30/6/16	Nueva Fecha	31/7/16	438
134	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	155
135	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	121
136	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	121
137	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	Nueva Fecha	28/1/17	428
138	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	95
139	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	141
140	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	Nueva Fecha	1/12/16 y 1/12/18	48
141	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	1/12/14	Nueva Fecha	1/12/15	88
142	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	Nueva Fecha	1/12/16	95
143	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	44
144	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/14	Nueva Fecha	31/12/15	809
145	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	1/1/20	Nueva Fecha	31/10/18	4,069
146	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	1/1/20	Nueva Fecha	31/10/18	4,069
147	AMPLAICION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ		Nuevo	31/7/16	1,800
148					
149	**PLAN DE PLANTA GENERAL**				**43,214**
150	EDIFICIO-ETESA	1/12/17		1/12/17	27,500
151	EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/17		2014 - 2018	9,477
152	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	2014 - 2021		2014 - 2021	6,237
153					
154	**PLAN ESTRATEGICO**				**34,214**
155	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/10/15	Nueva Fecha	31/12/15	8,411
156	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	1/1/19		31/1/19	7,718
157	S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	31/12/14	Nueva Fecha	31/7/15	18,085

A continuación se presentan los cuadros con el Plan de Inversiones, el cual incluye ampliaciones mayores y ampliaciones menores de corto plazo, plan de largo plazo, sistema de comunicaciones, plan de reposición de corto plazo, de largo plazo y planta general.

Plan de Inversión (Miles de B/.)

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	CODIGO	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
1	**TOTAL**		**26,545**	**41,994**	**150,204**	**640,680**	**433,584**	**216,437**	**31,327**	**11,726**	**0**	**0**	**0**	**1,552,496**
2														
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**		**14,949**	**16,005**	**77,437**	**360,426**	**38,928**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**507,745**
4	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**		**4,869**	**6,168**	**9,264**									**20,301**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	PESIN2012-01	1,585	4,627	9,264									15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	PESIN2012-02	1,536	1,387										2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	PESIN2012-03	1,748	154										1,902
8	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV**			**10**	**15,979**	**10,047**	**2,892**							**28,928**
9	L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	PESIN2012-09			12,436	8,814	2,360							23,610
10	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	PESIN2012-10		10	2,217	812	338							3,377
11	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	PESIN2012-11			1,326	421	194							1,941
12	**ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA**	PESIN2012-15	**7,994**	**1,983**	**455**									**10,432**
13	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	PESIN2012-16	**2,086**	**2,323**	**5,388**									**9,797**
14	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**			**5,163**	**11,379**	**256,663**								**273,205**
15	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	PESIN2012-23		5,107	10,533	203,606								219,246
16	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	PESIN2012-24		16	230	13,086								13,332
17	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	PESIN2012-25		13	197	15,554								15,764
18	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	PESIN2012-26		12	136	17,296								17,444
19	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-27		15	283	7,121								7,419
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**	PESIN2012-28		**123**	**6,565**	**10,329**	**5,685**							**22,702**
21	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**	PESIN2012-29		**152**	**7,163**	**8,914**	**5,423**							**21,652**
22	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**	PESIN2014-1		**10**	**3,338**	**3,500**								**6,848**
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**	PESIN2014-2		**10**	**4,671**	**7,251**								**11,932**
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**	PESIN2014-3		**10**	**1,050**	**12,112**								**13,172**
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 120 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**	PESIN2014-4		**10**	**1,534**	**11,141**	**6,371**							**19,056**
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**	PESIN2014-5		**10**	**278**	**1,754**	**1,409**							**3,451**
27	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**	PESIN2014-6		**10**	**1,194**	**9,138**	**6,592**							**16,934**
28	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**	PESIN2014-7		**10**	**911**	**7,483**	**5,464**							**13,868**
29	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV**	PESIN2012-30		**13**	**2,948**	**5,883**								**8,844**
30	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV**	PESIN2014-8			**1,792**	**4,292**	**3,121**							**9,205**
31	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**	PESIN2014-9			**345**	**775**	**380**							**1,500**
32	**ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV**				**3,183**	**11,144**	**1,591**							**15,918**
33	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV GIS	PESIN2012-31			2,050	7,174	1,025							10,249
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	PESIN2012-32			1,133	3,970	566							5,669
35														
36	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**		**0**	**75**	**34,571**	**237,917**	**371,648**	**212,622**	**26,630**	**9,918**	**0**	**0**	**0**	**893,381**
37	**S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES**	PESIN2012-18				**3,078**	**3,078**	**3,078**	**3,078**					**12,312**
38	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-19				**1,639**	**1,508**	**1,639**	**1,639**	**1,769**				**8,194**
39	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-20				**1,329**	**1,329**	**1,330**	**1,330**					**5,318**
40	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-21			**844**	**1,329**	**1,330**	**1,815**						**5,318**
41	**S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-22					**1,329**	**1,329**	**1,330**	**1,330**				**5,318**
42	**S/E BURUNGA 230 KV GIS**						**3,048**	**3,048**	**3,048**	**3,048**				**12,192**
43	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 500/230/115 KV**	PESIN2013-101		**19**	**6,321**	**19,706**	**29,077**	**6,169**						**61,292**
44	**LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV**				**11,705**	**145,780**	**213,742**	**103,755**						**474,982**
45	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR	PESIN2013-106			5,062	75,731	111,036	54,918						246,747
46	ADICION S/E PANAMA III 500/230 KV	PESIN2013-107			2,147	30,045	44,052	21,648						97,892
47	ADICIÓN S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV	PESIN2013-108			3,621	32,217	47,237	21,896						104,971
48	SVC 150 MVAR PANAMA III 230 KV	PESIN2013-109			875	7,787	11,417	5,293						25,372
49	**LÍNEA PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV**	PESIN2013-102			**40**	**7,977**	**28,766**	**65,059**						**101,842**
50	LINEA PANAMA II - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV COND. ACSS				20	4,653	23,247	55,839	9,306					93,065
51	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV GIS				10	2,758	3,827	5,819	1,379					13,793
52	ADICION S/E PANAMA III 230 KV				10	566	1,692	3,401						5,669

53	**LINEA A DARIEN 230 KV**			**56**	**13,849**	**30,516**	**32,940**	**8,868**						**86,229**
54	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	PESIN2013-103		28	8,000	14,872	13,222	4,100						40,222
55	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO	PESIN2014-31		28	5,840	10,856	9,729	2,936						29,389
56	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	PESIN2014-32			4	3575	7458	1258						12,295
57	NUEVA S/E METETI 230 KV	PESIN2013-104			5	1,213	2,531	574						4,323
58	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**					**64**	**2,601**	**666**						**3,331**
59	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	PESIN2014-10				20	826	211						1,057
60	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	PESIN2014-11				44	1,775	455						2,274
61	**LINEA A VACAMONTE 230 KV**					**14**	**3,219**	**4,830**	**8,041**					**16,104**
62	LINEA CHORRERA - VACAMONTE KV DOBLE CIRCUITO	PESIN2014-12				3	1,157	1,736	2,893					5,789
63	ADICION S/E CHORRERA 230 KV	PESIN2014-13				7	1,225	1,838	3,057					6,127
64	NUEVA S/E VACAMONTE 230 KV	PESIN2014-14				4	837	1,256	2,091					4,188
65	**LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III**				**25**	**15,394**	**29,083**	**5,114**						**49,616**
66	LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III 230 KV DOBLE CIRCUITO	PESIN2014-15			11	12,720	24,481	4,270						41,482
67	ADICION S/E PUNTA RINCON 230 KV	PESIN2014-16			7	1,774	3,702	644						6,127
68	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	PESIN2014-17			7	900	900	200						2,007
69	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV**				**1,727**	**1,727**	**1,727**	**1727**						**6,908**
70	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**						**28**	**1,056**	**8,164**	**3,771**				**13,019**
71	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.	PESIN2014-18					10	500	4,000	1,787				6,297
72	ADICION S/E PANAMA 230 KV	PESIN2014-19					9	278	2,082	992				3,361
73	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	PESIN2014-20					9	278	2,082	992				3,361
74	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**				**60**	**9,364**	**18,843**	**3,139**						**31,406**
75	LINEA VELADERO - LLANO SÁNCHEZ 230 KV	PESIN2014-21			20	3,522	7,083	1,180						11,805
76	LINEA LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA 230 KV	PESIN2014-22			20	4,594	9,226	1,537						15,377
77	LINEA CHORRERA - PANAMA 230 KV	PESIN2014-23			20	1,248	2,534	422						4,224
78														
79	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**		**407**	**3,459**	**1,934**	**205**	**132**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**6,137**
80	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	PESIN2012-36			121									121
81	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	PESIN2012-37			481									481
82	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	PESIN2012-38	274	183	91									548
83	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	PESIN2012-39	133	2,322	125									2,580
84	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	PESIN2012-40		99	92									191
85	REPOSICION DE RECTIFICADORES	PESIN2012-41		160	173	145	132							609
86	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	PESIN2012-42		696	719									1,415
87	REPOSICION DE TORRES	PESIN2012-45			131									131
88	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	PESIN2012-46				60								60
89														
90	**PLAN DE REPOSICIÓN**		**145**	**8,168**	**12,837**	**8,481**	**10,521**	**1,789**	**4,076**	**1,129**	**0**	**0**	**0**	**47,146**
91	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**		**145**	**7,389**	**11,874**	**4,323**	**8,249**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**31,980**
92	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	PESIN2012-48	45	29	89									163
93	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	PESIN2012-65				1,016	2,847							3,863
94	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	PESIN2012-49		81	846	102								1,029
95	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	PESIN2012-50	100	422										522
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-51		369	1,210									1,579
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	PESIN2012-52		948	105									1,053
98	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-53			71									71
99	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	PESIN2012-54			309									309
100	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	PESIN2012-55			370									370
101	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	PESIN2012-71				147								147
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	PESIN2012-72				303								303
103	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	PESIN2012-56			31									31
104	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	PESIN2012-74				18								18
105	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	PESIN2012-57			320									320
106	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	PESIN2012-58		518	87									604
107	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-76				368								368
108	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-59		4,955	4,216									9,171
109	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	PESIN2012-60		0	921									921
110	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	PESIN2012-61			155									155
111	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	PESIN2012-62		59										59
112	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	PESIN2012-63			207	139								346

113	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN	PESIN2014-24			400	400								800
114	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS	PESIN2015-01			288									288
115	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	PESIN2012-66				10	3,158							3,168
116	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	PESIN2012-67			10	1,820	2,244							4,074
117	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	PESIN2012-69		5	1,501									1,506
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	PESIN2012-70		4	739									743
119	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**		**0**	**779**	**963**	**4,158**	**2,272**	**1,789**	**4,076**	**1,129**	**0**	**0**	**0**	**15,166**
120	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	PESIN2012-68					20	950	3,308	475				4,753
121	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	PESIN2012-73				63	64							127
122	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	PESIN2012-75				54	160							213
123	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-64		779	963	578	152							2,472
124	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	PESIN2012-78				111	65							176
125	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-77				2,986	508	57						3,551
126	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS	PESIN2014-25				193	93							286
127	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2	PESIN2014-26				173	118	114	101	89				595
128	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2014-27					1,092	668	667	565				2,992
129														
130	**SISTEMA DE CONEXIÓN**		**300**	**1,400**	**6,210**	**5,352**	**6,582**	**814**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20,659**
131	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	PESIN2012-82		407	3,029	633								4,069
132	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	PESIN2012-83			407	2,768	894							4,069
133	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	PESIN2012-84			438									438
134	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-85	100	55										155
135	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	PESIN2012-86	100	21										121
136	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	PESIN2012-87	100	21										121
137	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	PESIN2012-88			385	43								428
138	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-89				95								95
139	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-90				141								141
140	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	PESIN2012-91			36		12							48
141	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	PESIN2012-92		88										88
142	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	PESIN2012-93			95									95
143	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	PESIN2012-94				44								44
144	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	PESIN2012-95		809										809
145	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	PESIN2014-28			10	814	2,838	407						4,069
146	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	PESIN2014-29			10	814	2,838	407						4,069
147	AMPLAICION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ				1,800									1,800
148														
149	**PLAN DE PLANTA GENERAL**		**5,972**	**2,074**	**6,287**	**23,676**	**3,463**	**442**	**621**	**679**	**0**	**0**	**0**	**43,214**
150	EDIFICIO-ETESA	PESIN2012-96	2,237	0	2,923	22,340								27,500
151	EQUIPO DE INFORMATICA	PESIN2012-97	2,993	1,241	1,739	731	2,773							9,477
152	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	PESIN2012-98	742	833	1,625	605	690	442	621	679				6,237
153														
154	**PLAN ESTRATEGICO**		**4,772**	**10,812**	**10,927**	**4,623**	**2,310**	**770**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**34,214**
155	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	PESIN2012-99	1,156	7,196	59									8,411
156	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	PESIN2014-30			15	4,623	2,310	770						7,718
157	S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	PESIN2012-100	3,616	3,616	10,853									18,085

CAPITULO 2 **INTRODUCCIÓN**

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., elaborar el Plan de Expansión. El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, "La Expansión del Sistema de Transmisión", establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2015-2025 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Además de los Antecedentes al Plan de Transmisión, el Resumen Ejecutivo y esta Introducción, el presente Tomo contiene los siguientes capítulos:

- Capítulo 3: se presenta la descripción del sistema actual de transmisión de ETESA.
- Capítulo 4: se describen los criterios técnicos utilizados en la elaboración del plan.
- Capítulo 5: se describe la metodología empleada en la elaboración del presente informe.
- Capítulo 6: se presenta el diagnóstico del sistema de transmisión de corto plazo.
- Capítulo 7: se presenta el plan de expansión de corto plazo (2015 – 2018).
- Capítulo 8: se presenta el análisis eléctrico del sistema de transmisión de largo plazo.
- Capítulo 9: se presenta el plan de expansión de largo plazo (2019-2025).
- Capítulo 10: se presenta el plan de expansión del sistema de comunicación.
- Capítulo 11: se presenta el plan de reposición de corto plazo.
- Capítulo 12: se presenta el plan de reposición de largo plazo.
- Capítulo 13: se presenta el plan de planta general.
- Capítulo 14: se presenta el plan de ampliaciones de conexión.
- Capítulo 15: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico.
- Capítulo 16: se presenta las conclusiones del plan.
- Capítulo 17: se presentan las recomendaciones del plan.

2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en marzo de 2015.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2014. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores[2], con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

[2] Notas: ENSA: nota DI-ADM-217-2015 del 13 de mayo de 2015; Gas Natural Fenosa: nota CM-373-15 (EDEMET y EDECHI) del 20 de abril de 2015.

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2028 (MW)

PRONÓSTICO MEDIO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TOTAL GENERACIÓN	1,577.20	1,724.40	1,790.10	1,879.10	1,983.90	2,085.60	2,188.10	2,298.60	2,421.60	2,545.90	2,670.30	2,807.80	2,951.80	3,096.70
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	64.58	106.72	96.00	104.62	104.73	104.50	118.65	117.82	117.61	117.86	117.80	118.27	118.55	118.63
% DE PÉRDIDAS	4.09%	6.19%	5.36%	5.57%	5.28%	5.01%	5.42%	5.13%	4.86%	4.63%	4.41%	4.21%	4.02%	3.83%
CARGA (MW)	1512.62	1617.68	1694.10	1774.48	1879.17	1981.10	2069.45	2180.78	2303.99	2428.04	2552.50	2689.53	2833.25	2978.07
	1512.62	1617.68	1694.10	1774.48	1879.17	1981.10	2069.45	2180.78	2303.99	2428.04	2552.50	2689.53	2833.25	2978.07

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

ENSA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tocumen (Incluye Vipasa)	59.1	63.6	70.5	74.6	79.0	82.6	85.6	87.7	92.6	96.8	101.1	105.1	109.9	113.0
Cerro Viento	74.6	74.3	68.7	69.9	72.0	74.1	75.5	74.5	76.7	78.8	80.4	82.1	84.1	86.0
Santa María	83.5	87.1	89.4	93.1	97.1	100.7	103.9	108.2	112.3	116.0	119.1	122.5	126.2	129.9
Monte Oscuro	81.4	83.7	55.6	56.8	58.6	60.4	61.8	63.7	65.7	67.7	69.4	71.2	73.3	75.3
Tinajitas	56.8	60.1	63.6	67.4	71.9	76.6	81.1	82.7	89.3	76.4	79.9	82.4	85.1	87.9
Geehan	13.5	14.4	14.9	16.0	16.7	17.2	17.6	18.1	18.8	19.3	19.8	20.4	21.0	21.6
Chilibre (Incluye el IDAAN)	32.7	32.4	32.6	33.1	34.0	34.8	35.4	36.3	37.3	38.2	39.0	39.8	40.7	41.6
Calzada Larga	7.9	8.0	8.2	8.4	8.8	9.2	9.5	9.9	10.3	6.2	6.4	6.7	6.9	7.2
France Field	67.2	69.0	72.2	75.6	79.5	84.7	87.8	78.5	82.2	88.5	96.2	105.3	109.9	114.1
Bahía Las Minas	19.6	19.8	20.7	22.2	23.4	24.5	25.3	26.3	27.2	28.1	28.9	29.7	30.6	31.5
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)1	35.3	35.3	35.8	36.6	37.9	39.2	40.2	41.6	43.0	44.4	45.7	47.1	48.6	50.1
Nueva S/E Llano Bonito	22.2	26.5	24.2	26.4	28.9	31.8	35.1	37.6	40.3	42.8	45.5	49.8	52.9	56.0
Nueva S/E 24 de Diciembre	23.3	23.5	23.9	24.5	25.4	26.4	27.2	28.3	29.6	30.9	32.4	34.2	37.6	39.6
Nueva S/E Gonzalillo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	26.8	30.7	33.4	36.0
Nueva S/E Costa del Este	0.0	0.0	45.1	46.9	50.8	54.4	55.2	56.5	57.9	59.2	60.2	61.4	62.7	63.9
Nueva S/E Brisas del Golf	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.8	10.6	11.7	14.1	15.3	16.4
Nueva S/E Cativá	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	14.0	14.6	15.2	15.7	16.3	16.9
Nueva S/E Don Bosco	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL ENSA	577.1	597.7	625.3	651.4	684.0	716.6	741.2	772.2	806.8	842.0	877.8	918.1	954.5	986.9
EDEMET	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Llano Sánchez 115 KV	128.5	133.5	139.9	147.3	156.6	166.1	174.7	185.5	197.2	209.4	221.4	234.5	248.8	264.0
Llano Sánchez 34.5 KV	12.8	13.2	13.8	14.6	15.5	16.4	17.3	18.4	19.5	20.7	21.9	23.2	24.6	26.1
El Higo	27.7	28.9	30.3	31.9	33.9	36.0	37.9	40.2	42.7	45.4	48.0	50.8	53.9	57.2
Chorrera	113.5	76.4	80.0	84.1	89.3	94.0	98.6	104.3	110.6	116.9	123.2	130.1	137.6	145.5
San Francisco	103.5	100.4	105.3	110.9	118.0	124.7	131.2	139.2	147.9	156.9	165.8	175.5	186.2	197.4
Locería	117.5	108.4	113.6	119.7	127.2	134.4	141.4	149.9	159.3	168.9	178.4	188.7	200.2	212.2
Marañón	98.1	88.8	93.1	98.0	104.2	110.1	115.8	122.7	130.4	138.3	146.0	154.4	163.8	173.6
Centro Bancario	94.8	91.7	96.1	101.2	107.7	113.8	119.7	127.0	135.0	143.2	151.3	160.1	169.9	180.1
El Coco	7.1	7.0	7.4	7.8	8.4	8.7	9.2	9.8	10.5	11.0	11.7	12.4	13.2	13.9
Nueva S/E Bella Vista	0.0	28.8	30.1	31.8	34.1	36.4	38.6	41.2	44.1	47.1	50.1	53.4	56.9	60.7
Nueva S/E Burunga	0.0	41.1	43.0	45.5	48.7	52.0	55.1	58.9	63.0	67.3	71.6	76.2	81.4	86.7
Nueva S/E Arraiján	0.0	40.2	42.9	45.2	48.0	51.6	54.6	58.7	63.2	67.2	71.4	76.2	81.7	87.6
Nueva S/E Clayton	0.0	10.2	10.9	11.4	12.1	12.9	13.7	14.6	15.7	16.6	17.6	18.7	19.9	21.3
Nueva S/E La Floresta	0.0	10.5	10.9	11.5	12.3	13.0	13.8	14.7	15.6	16.6	17.6	18.7	19.9	21.1
TOTAL EDEMET	703.7	779.1	817.3	861.0	915.8	970.3	1021.5	1085.0	1154.9	1225.8	1296.1	1372.9	1457.9	1547.6
EDEMET (SERVICIO B)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Miraflores	25.7	26.5	27.6	29.1	31.0	33.0	34.8	37.1	39.6	42.0	44.6	47.3	50.3	53.3
Balboa	18.8	19.4	20.2	21.3	22.7	24.1	25.5	27.2	29.0	30.8	32.7	34.6	36.8	39.0
Summit	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4
Gamboa	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6
Howard	12.1	12.5	13.0	13.7	14.6	15.5	16.4	17.5	18.6	19.8	21.0	22.3	23.7	25.1
TOTAL EDEMET SERV. B	59.0	60.8	63.4	66.8	71.2	75.7	80.0	85.2	90.8	96.5	102.4	108.6	115.4	122.4
EDECHI	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Caldera 115 KV	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Progreso 34.5 KV	17.2	18.1	19.1	20.2	21.7	23.1	24.5	26.2	28.0	29.9	31.8	33.8	36.1	38.4
Progreso 115 KV	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
Mata de Nance 34.5 KV	60.7	64.5	68.6	72.5	78.1	83.1	88.2	94.3	100.9	107.8	114.6	122.0	130.2	138.4
Nueva S/E San Cristobal	17.8	18.3	19.2	20.3	21.6	23.1	24.5	26.1	27.9	29.7	31.6	33.6	35.8	38.3
Cañazas (PTP)	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3	3.6	3.8
Isla Colon	0.0	3.7	3.9	4.2	4.5	4.8	5.0	5.4	5.8	6.1	6.5	7.0	7.4	7.9
TOTAL EDECHI	98.6	107.6	114.0	120.5	129.5	137.9	146.2	156.2	167.0	178.4	189.6	201.8	215.3	229.2

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

GRANDES CLIENTES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Super 99 (La Suma de Todos)	11.6	11.4	11.6	11.6	11.7	12.0	12.1	12.4	12.7	12.8	13.0	13.2	13.5	13.8
CEMEX	27.9	27.4	27.9	28.3	31.4	32.2	32.4	33.1	34.0	34.4	34.8	35.4	36.1	36.9
Argos Panamá	8.8	8.6	8.8	8.9	8.9	9.0	9.1	9.3	9.6	9.7	9.8	9.9	10.1	10.3
Mega Depot	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9
Ricamar	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3
Business Park	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4
Contraloría General de la República de Panamá	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Changuinola	13.7	13.2	13.7	13.9	14.3	15.0	14.3	14.5	14.9	15.1	15.4	15.8	16.2	16.6
Gold Mills	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3
AVIPAC	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Cemento Interoceánico	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9
Hotel Bijao	1.0	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
Embajada USA	1.6	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8
TOTAL G. CLIENTES	74.2	72.5	74.0	74.8	78.7	80.6	80.5	82.3	84.4	85.4	86.6	88.1	90.1	91.9

GENERACIÓN

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2015-2018. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción o se encuentran en construcción. En el Plan Indicativo de Generación 2015 se presentan los proyectos de generación considerados en este periodo.

Se observa una diversificación en el tipo de tecnología a desarrollarse en los próximos años en la matriz energética nacional y una capacidad instalada importante a ingresar.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la secretaria Nacional de Energía[3] (SNE), Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y ETESA.

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2019 – 2025, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diesel). Igualmente, estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2015.

2.2 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2014

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2014. En la siguiente tabla se presentan los proyectos del PESIN 2014 y la actualización de los mismos.

[3] Definición de los Criterios y Políticas para la Elaboración del Plan de Expansión 2015, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Programa de Obras de Transmisión 2014 – 2028 del Plan de Expansión 2014

	DESCRIPCIÓN	Nueva Fecha Plan 2014	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**		**1,659,550**
2			
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**		**552,890**
4	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**		**20,301**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/12/14	15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/12/14	2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/12/14	1,902
8	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV**		**28,940**
9	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	28/2/16	23,610
10	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	28/2/16	3,377
11	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	28/2/16	1,941
12	**SUB EL HIGO (2da NAVE 230 KV)**	31/12/14	**3,007**
13	**ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA**	31/3/15	**10,432**
14	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	28/2/16	**9,797**
15	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**		**273,205**
16	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	30/9/16	219,246
17	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	30/9/16	13,332
18	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	30/9/16	15,764
19	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	30/9/16	17,444
20	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	30/9/16	7,419
21	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**	24/6/17	**22,702**
22	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**	24/6/17	**21,652**
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**	21/8/16	**6,848**
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**	21/8/16	**11,932**
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**	13/2/17	**13,172**
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 120 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**	13/2/17	**19,056**
27	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**	13/2/17	**3,451**
28	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**	6/2/17	**16,934**
29	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**	6/2/17	**13,868**
30	**S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES**	2014 - 2017	**10,636**
31	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017	**8,194**
32	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017	**5,318**
33	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017	**5,318**
34	**S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017	**5,318**
35	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN Y BLM-STA. RITA 115 KV**	31/1/17	**8,845**
36	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV**	20/3/17	**32,464**
37	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**	31/7/17	**1,500**
38			
39	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**		**939,248**
40	**S/E BURUNGA 230 KV 3 NAVES**	2016 - 2018	**14,978**
41	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV**	29/5/18	**61,292**
42	**LÍNEA PANAMÁ III - TELFER 230 KV**	22/4/19	**80,728**
43	**LINEA A DARIEN 230 KV**		**92,809**
44	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CIRCUITO	1/1/19	15,196
45	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO	1/1/19	53,704
46	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	1/1/19	16,737
47	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	4,188
48	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/19	2,984
49	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**		**3,331**
50	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	1/1/19	1,057
51	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	1/1/19	2,274
52	**LINEA A VACAMONTE 230 KV**		**16,104**
53	LINEA CHORRERA - VACAMONTE KV DOBLE CIRCUITO	30/9/19	5,789
54	ADICION S/E CHORRERA 230 KV	30/9/19	6,127
55	NUEVA S/E VACAMONTE 230 KV	30/9/19	4,188
56	**LINEA PUNTA RINCON - TELFER**		**53,736**
57	LINEA PUNTA RINCON - TELFER 230 KV DOBLE CIRCUITO	30/6/20	41,482
58	ADICION S/E PUNTA RINCON 230 KV	30/6/20	6,127
59	ADICION S/E TELFER 230 KV	30/6/20	6,127
60	**LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV**		**474,982**
61	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR	1/1/20	246,747
62	ADICION S/E PANAMA III 500/230 KV	1/1/20	97,892
63	ADICIÓN S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV	1/1/20	104,971
64	SVC 150 MVAR PANAMA III 230 KV	1/1/20	25,372
65	**ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV**		**21,000**
66	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV	1/1/22	15,509
67	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/22	5,491
68	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**		**13,019**
69	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.	1/1/23	6,297
70	ADICION S/E PANAMA 230 KV	1/1/23	3,361
71	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/23	3,361
72	**REEMPLAZO LINEA VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**		**107,269**
73	LINEA VELADERO - LLANO SÁNCHEZ 230 KV	1/2/22	40,380
74	LINEA LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA 230 KV	1/2/23	52,502
75	LINEA CHORRERA - PANAMA 230 KV	1/2/24	14,400

76			
77	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**		**7,202**
78	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	1/12/14	633
79	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	1/12/14	71
80	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	1/12/14	159
81	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	1/12/15	121
82	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	481
83	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	548
84	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	2,580
85	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	1/12/14	191
86	REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17	609
87	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/12/15	1,415
88	REPOSICION DE CROSCONECTORES	1/12/14	162
89	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	1/12/14	41
90	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	131
91	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17	60
92			
93	**PLAN DE REPOSICIÓN**		**46,281**
94	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**		**21,805**
95	REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	1/12/14	48
96	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/13	163
97	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	6/3/17	3,863
98	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	28/2/16	1,029
99	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	522
100	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	1,579
101	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	1,053
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	71
103	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	309
104	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	370
105	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	147
106	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	303
107	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	31
108	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	1/12/16	18
109	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/15	320
110	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	604
111	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	1/12/16	368
112	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	9,171
113	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	921
114	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/14	155
115	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	1/12/14	59
116	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/15	346
117	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN		355
118	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**		**24,477**
119	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA	1/1/18	2,988
120	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/1/18	4,074
121	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	31/12/20	4,753
122	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/18	1,506
123	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	31/1/18	742
124	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	31/1/18	127
125	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	213
126	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 - 2018	2,472
127	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	31/1/18	176
128	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
129	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS	2017 y 2018	286
130	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2	2018 - 2021	595
131	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2018 - 2021	2,992
132			
133	**SISTEMA DE CONEXIÓN**		**36,501**
134	S/E EL HIGO 1ra NAVE 230 KV	31/12/14	9,580
135	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	30/8/14	4,123
136	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	30/8/14	4,203
137	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	28/2/16	4,069
138	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	28/2/16	4,069
139	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	28/2/16	174
140	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	155
141	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	121
142	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	121
143	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	428
144	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	95
145	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	141
146	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	48
147	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	1/12/14	88
148	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	95
149	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/16	44
150	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/14	809
151	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	1/1/20	4,069
152	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	1/1/20	4,069

153			
154	**PLAN DE PLANTA GENERAL**		**43,214**
155	EDIFICIO-ETESA	1/12/15	27,500
156	EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/17	9,477
157	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1/12/17	6,237
158			
159	**PLAN ESTRATEGICO**		**34,214**
160	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/10/15	8,411
161	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	1/1/19	7,718
162	S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	31/7/15	18,085

CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 1,765.98 Km, y en líneas de circuito sencillo, de 337.01 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 155.6 Km. y para líneas de circuito sencillo, de 151.3 Km. En la Tabla 3-1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación y su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Líneas de Transmisión de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA							
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)	
						Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	202.0	366.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSS	335.0	366.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	247.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	750 ACAR	247.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	750 ACAR	247.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	247.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-16,17	GUASQUTAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	275.0	450.0
		TOTAL		**882.99**			
		TOTAL x CIRCUITO		**1,765.98**			
CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR	193.0	366.0
	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA *	2009	97.55	750 ACAR	304.0	366.0
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24.11	750 ACAR	304.0	366.0
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	304.0	366.0
	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2012	44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0
	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76.65	750 ACAR	304.0	366.0
		TOTAL		**337.01**			
		TOTAL x CIRCUITO		**2,102.99**			
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR y 1200 ACAR	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	636 ACSR	150.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0
		TOTAL		**77.80**			
		TOTAL x CIRCUITO		**155.60**			
CIRCUITO SENCILLO	115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22.50	636 ACSR	93.0	175.0
	115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31.50	637 ACSR	93.0	175.0
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40.70	638 ACSR	93.0	175.0
	115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16.70	639 ACSR	93.0	175.0
	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	120.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	142.0	178.0
		TOTAL		**151.30**			
		TOTAL		**306.90**			

* NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
** NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

ETESA cuenta con un total de catorce subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y dos seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas y Veladero. Las otras diez, son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan, las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre y a partir del presente año las nuevas subestaciones de Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país. La subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la Tabla 3-2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Transformadores de ETESA

TRANSFORMADORES DE ETESA											
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACIÓN
		OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.		
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
CHORRERA	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
BOQUERON III	1	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.4		EST/DEL	2010
TOTAL		**1,215.5**	**1,620.7**	**2,019.8**							

Nota: uno de los transformadores de la subestación Chorrera tiene capacidad de 30/40/50/56 MVA.

Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. Los bancos de capacitores se encuentran ubicados de la siguiente forma:

- Subestación Panamá (120 MVAR)
  - 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV
- Subestación Panamá II (120 MVAR)
  - 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV
- Subestación Panamá II (120 MVAR)
  - 120 MVAR (4x30 MVAR) en el patio de 230 KV
- Subestación Llano Sánchez (90 MVAR)
  - 90 MVAR (3x30 MVAR) en el patio de 230 KV

Los reactores se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

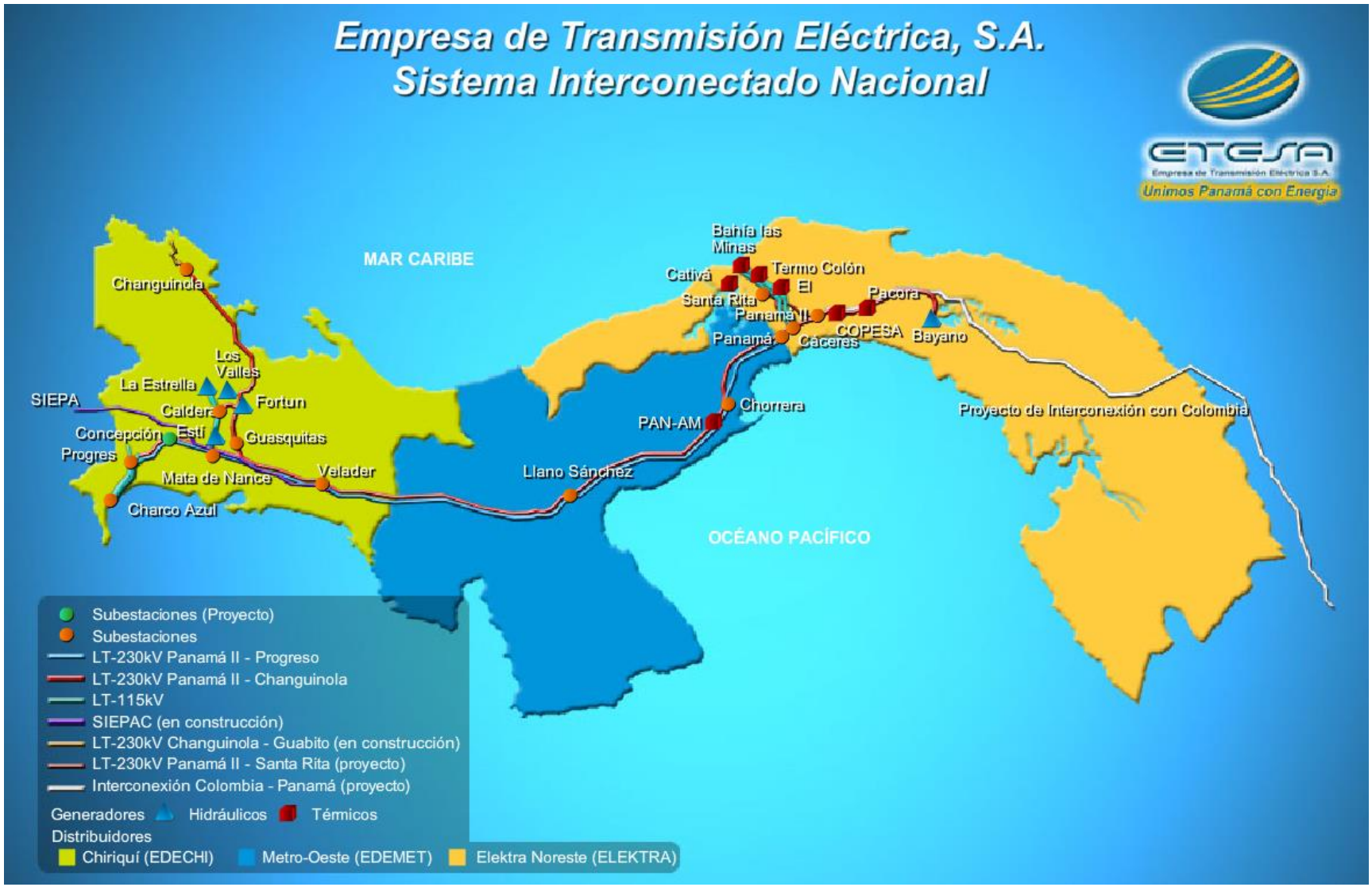
- Subestación Llano Sánchez (80 MVAR)
  - 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR)
  - 20 MVAR en el patrio de 34.5 KV
- Subestación Veladero 230 KV 60 MVAR (3x20 MVAR)
- Subestación Mata de Nance 40 MVAR en el patio de 34.5 KV (2x20 MVAR)

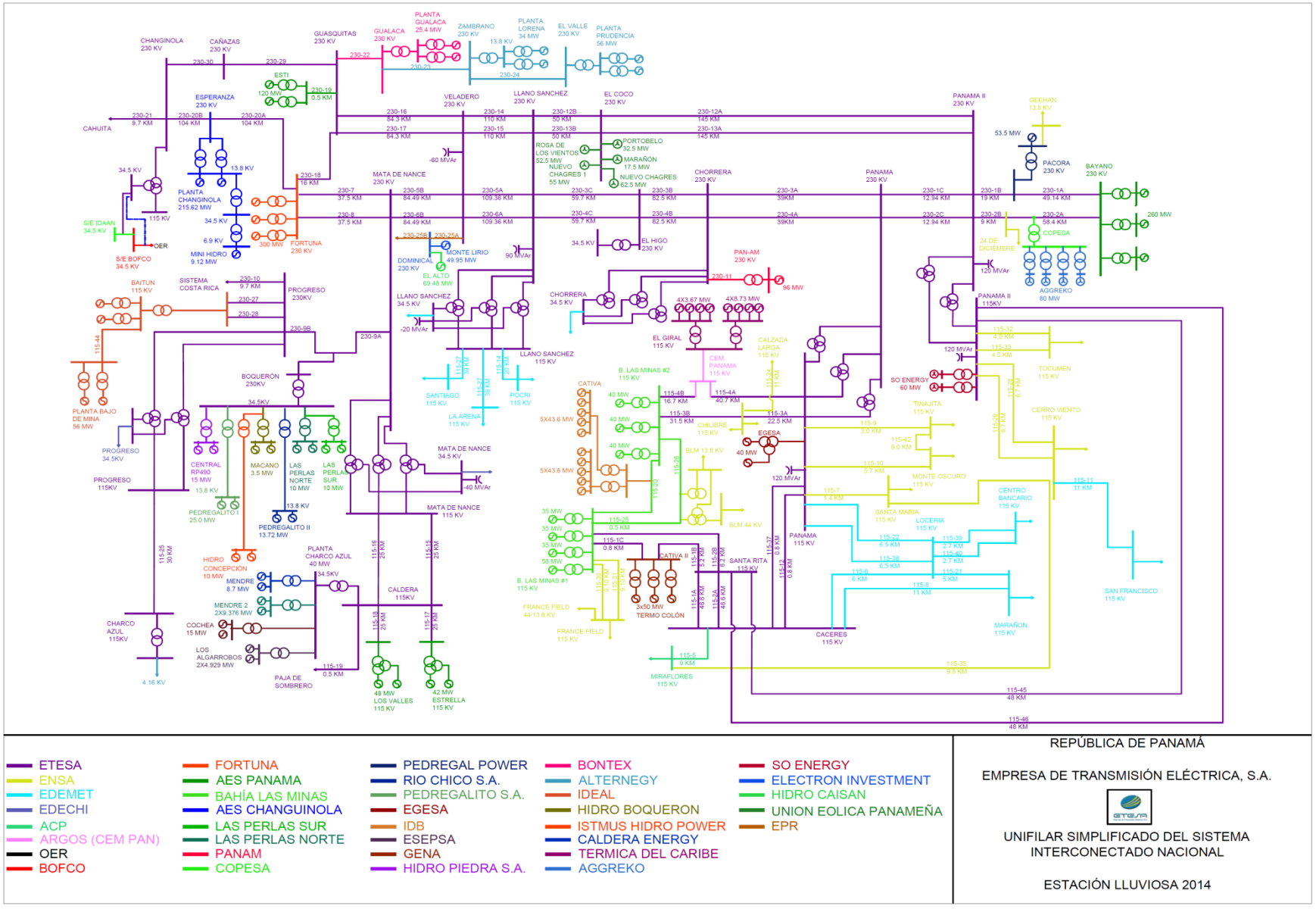
Para el año 2015, se realizaron simulaciones con el programa PSS/E™ para analizar el sistema actual de transmisión en régimen permanente, y verificar su comportamiento para época lluviosa, en demanda máxima, media y en demanda mínima (pico, valles y resto del sistema). Para realizar estas simulaciones se modeló el sistema actual considerando la demanda y factor de potencia correspondiente para cada escenario (demanda máxima, media o mínima) y los intercambios esperados entre Panamá y ACP. Se consideró también el orden de mérito a seguir para la época del año analizada (época lluviosa) y se hizo re-despacho en los casos en que se encontró que no era posible lograr el despacho económico a causa de déficit de reactivo en el sistema, hasta verificar que el sistema fuera capaz de soportar las contingencias más severas sin presentar ninguna violación a los criterios de calidad, y de recuperarse satisfactoriamente mediante la acción de gobernadores.

En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E™ para simular todas las contingencias que se decida considerar. Con esta función se calculan flujos AC para esta lista de contingencias, y los resultados son procesados para producir reportes en donde se indica aquellas contingencias que no convergieron o que presentaron violaciones, o sobrecargas en las líneas, etc.

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión.

A continuación, un mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación, y también un diagrama unifilar simplificado del sistema actual.


Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Sistema Interconectado Nacional
Unimos Panamá con Energía
MAR CARIBE
OCÉANO PACÍFICO
Changuinola
Los Valles
La Estrella
SIEPA
Fortuna
Caldera
Concepción
Estí
Guasquitas
Progreso
Mata de Nance
Velader
Charco Azul
Llano Sánchez
PAN-AM
Chorrera
Panamá
Panamá II
Cáceres
Santa Rita
Cativá
Bahía las Minas
Termo Colón
El
Pacora
COPESA
Bayano
Proyecto de Interconexión con Colombia
Subestaciones (Proyecto)
Subestaciones
LT-230kV Panamá II - Progreso
LT-230kV Panamá II - Changuinola
LT-115kV
SIEPAC (en construcción)
LT-230kV Changuinola - Guabito (en construcción)
LT-230kV Panamá II - Santa Rita (proyecto)
Interconexión Colombia - Panamá (proyecto)
Generadores Hidráulicos Térmicos
Distribuidores
Chiriquí (EDECHI)
Metro-Oeste (EDEMET)
Elektra Noreste (ELEKTRA)


CHANGINOLA 230 KV
CAÑAZAS 230 KV
GUASQUITAS 230 KV
GUALACA 230 KV
PLANTA GUALACA 25.4 MW
ZAMBRANO 230 KV
PLANTA LORENA 34 MW
EL VALLE 230 KV
PLANTA PRUDENCIA 56 MW
ESTI
ESPERANZA 230 KV
CAHUITA
VELADERO 230 KV
LLANO SANCHEZ 230 KV
EL COCO 230 KV
PANAMA II 230 KV
GEEHAN 13.8 KV
53.5 MW
PACORA 230 KV
BAYANO 230 KV
260 MW
ROSA DE LOS VIENTOS 52.5 MW
PORTOBELO 32.5 MW
MARAÑON 17.5 MW
NUEVO CHAGRES 62.5 MW
NUEVO CHAGRES 1 55 MW
MATA DE NANCE 230 KV
CHORRERA 230 KV
PANAMA 230 KV
PLANTA CHANGINOLA 215.62 MW
MINI HIDRO 9.12 MW
FORTUNA 230 KV
300 MW
S/E IDAAN
S/E BOFCO
OER
MONTE LIRIO 49.95 MW
DOMINICAL 230 KV
EL ALTO 69.48 MW
EL HIGO 230 KV
PAN-AM 230 KV
96 MW
24 DE DICIEMBRE
COPESA
AGGREKO 80 MW
BAITUN 115 KV
SISTEMA COSTA RICA
PROGRESO 230KV
LLANO SANCHEZ 34.5 KV
CHORRERA 34.5 KV
4X3.67 MW
4X8.73 MW
EL GIRAL 115 KV
CALZADA LARGA 115 KV
CEM PANAMA 115 KV
SO ENERGY 60 MW
TOCUMEN 115 KV
PLANTA BAJO DE MINA 56 MW
BOQUERÓN 230KV
34.5KV
LLANO SANCHEZ 115 KV
SANTIAGO 115 KV
LA ARENA 115 KV
POCRI 115 KV
CATIVA
B. LAS MINAS #2 115 KV
TINAJITA 115 KV
CERRO VIENTO 115 KV
CHILIBRE 115 KV
EGESA
PROGRESO 34.5KV
PROGRESO 115KV
CENTRAL RP490 15 MW
MACANO 3.5 MW
LAS PERLAS NORTE 10 MW
LAS PERLAS SUR 10 MW
MATA DE NANCE 34.5 KV
PEDREGALITO I 25.0 MW
PEDREGALITO II 13.72 MW
MATA DE NANCE 115 KV
BLM 13.8 KV
BLM 44 KV
MONTE OSCURO 115 KV
CENTRO BANCARIO 115 KV
SANTA MARIA 115 KV
LOCERIA 115 KV
HIDRO CONCEPCIÓN 10 MW
MENDRE 8.7 MW
MENDRE 2 269.376 MW
COCHEA 15 MW
LOS ALGARROBOS 2X4.929 MW
PLANTA CHARCO AZUL 40 MW
CALDERA 115KV
CHARCO AZUL 115KV
PAJA DE SOMBRERO
B. LAS MINAS #1 115 KV
FRANCE FIELD 44/13.8 KV
FRANCE FIELD 115 KV
CATIVA II
3x50 MW TERMO COLÓN
SANTA RITA 115 KV
PANAMA 115 KV
CACERES 115 KV
MIRAFLORES 115 KV
SAN FRANCISCO 115 KV
MARAÑON 115 KV
48 MW LOS VALLES 115 KV
42 MW ESTRELLA 115 KV
ETESA
ENSA
EDEMET
EDECHI
ACP
ARGOS (CEM PAN)
OER
BOFCO
FORTUNA
AES PANAMA
BAHÍA LAS MINAS
AES CHANGUINOLA
LAS PERLAS SUR
LAS PERLAS NORTE
PANAM
COPESA
PEDREGAL POWER
RIO CHICO S.A.
PEDREGALITO S.A.
EGESA
IDB
ESEPSA
GENA
HIDRO PIEDRA S.A.
BONTEX
ALTERNEGY
IDEAL
HIDRO BOQUERON
ISTMUS HIDRO POWER
CALDERA ENERGY
TERMICA DEL CARIBE
AGGREKO
SO ENERGY
ELECTRON INVESTMENT
HIDRO CAISAN
UNION EOLICA PANAMEÑA
EPR
REPÚBLICA DE PANAMÁ
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.
UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
ESTACIÓN LLUVIOSA 2014

3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

El esquema de control de emergencia utilizado en el sistema de transmisión es el de desligue de carga. Existen cinco esquemas que son: baja frecuencia, bajo voltaje, pérdida de generación (PanAm), pérdida de generación (BLM) y pérdida del transformador T3 de S/E Panamá.

En la actualidad es aceptado que, en condiciones normales de operación, la frecuencia oscile entre 59.9 Hz y 61 Hz y que, para condiciones de contingencia sencilla, se oscile en un rango que deberá mantenerse entre 58.9 Hz y 61 Hz. Finalmente, en condiciones de post-falla, la frecuencia podrá oscilar en un rango de ±1.0%. La duración de las oscilaciones por debajo de este límite estará determinada por las frecuencias de operación admisibles por las turbinas de vapor conectadas al sistema.

En cuanto al control de voltaje, las subestaciones del SIN deben presentar voltajes dentro del rango establecido en el Reglamento de Trasmisión, el cual corresponde a +/- 5% del voltaje nominal en condiciones de operación normal. Durante la ocurrencia de una contingencia simple, el voltaje deberá permanecer dentro del rango de +/- 10% del Voltaje nominal y finalmente en estado de post-contingencia, una vez que el sistema se haya estabilizado en su nueva condición de operación, se acepta que el voltaje en todas las barras del SIN operen dentro del +/- 7% del voltaje nominal.
Para la evaluación del desempeño dinámico del sistema (estabilidad transitoria), los generadores que operan en el SIN, deberán mantenerse en sincronismo ante la ocurrencia de una falla trifásica despejada en 4 ciclos mediante la apertura del o los interruptores correspondientes, y su comportamiento deberá ser amortiguado.

En las Tablas 3-4 a 3-6 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia

Fecha de entrada en vigencia: 29 de agosto de 2013

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	San Francisco	2-03	398.0	9.51	9.04	48.07	3.00%
		EDEMET	El Torno	16-11	404.0	9.65	9.37		
		EDEMET	Locería	4-89	232.0	5.55	5.24		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-04	250.0	5.97	5.60		
		ENSA	France Field	15-1	336.0	8.01	7.90		
		ENSA	Tinajitas	TIN-4	284.0	6.78	7.18		
		ENSA	Chilibre	7-87	152.0	3.63	3.74		
2	59.10	EDEMET	San Francisco	2-16	328.0	7.84	7.42	46.31	3.00%
		EDEMET	Locería	4-83	210.0	5.03	4.74		
		EDEMET	Marañón	6-54	372.0	8.88	8.36		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	210.0	5.03	4.74		
		EDEMET	Coronado	15-17	106.0	2.54	2.43		
		ENSA	France Field	15-2	335.0	8.00	6.06		
		ENSA	Santa María	5-96	190.0	4.53	5.16		
		ENSA	Tinajitas	TIN-3	277.0	6.61	7.40		
	58.90	Apertura de la línea 230-25							
		Apertura de la línea 230-21							
		Apertura de la línea 230-10							
3	58.75	EDEMET	Locería	4-81	251.0	6.00	5.84	48.39	3.00%
		EDEMET	Locería	4-32	191.0	4.57	4.18		
		EDEMET	Locería	4-35	295.0	7.04	6.64		
		EDEMET	Locería	4-88	150.0	3.59	3.34		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	309.0	7.38	7.08		
		ENSA	Calzada Larga	CL-130	248.0	5.93	6.86		
		ENSA	Monte Oscuro	3-109	308.0	7.35	8.39		
		ENSA	France Field	15-3	229.0	5.47	6.06		
4	58.65	EDEMET	Locería	4-25	167.0	3.98	3.54	148.69	10.00%
		EDEMET	Locería	4-31	307.0	7.33	6.85		
		EDEMET	Locería	4-80	306.0	7.31	6.88		
		EDEMET	Locería	4-28	264.0	6.31	6.11		
		EDEMET	Locería	4-84	205.0	4.91	4.68		
		EDEMET	Locería	4-85	92.0	2.21	2.10		
		EDEMET	Locería	4-90	361.0	8.63	8.10		
		EDEMET	Locería	4-30	380.0	9.08	8.45		
		EDEMET	Marañon	6-48	167.0	3.98	3.79		
		EDEMET	Marañón	6-63	343.0	8.19	8.08		
		EDEMET	San Francisco	2-23	352.0	8.41	7.81		
		EDEMET	San Francisco	2-01	426.0	10.19	10.01		
		EDEMET	Arraiján	2-04	397.0	9.50	8.73		
		EDEMET	San Francisco	2-17	154.0	3.68	3.24		
		ENSA	Chilibre	7-60	128.0	3.06	3.37		
		ENSA	Bahá Las Minas	10-2	215.0	4.84	6.00		
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	279.0	6.67	5.77		
		ENSA	Tinajitas	TIN-7	192.0	4.58	4.82		
		ENSA	Tinajitas	TIN-6	197.0	4.71	4.75		
		ENSA	Tinajitas	TIN-1	326.0	7.79	7.78		
		ENSA	Tinajitas	TIN-5	285.0	6.82	6.25		
		ENSA	Monte Oscuro	3-113	232.0	5.53	6.31		
		ENSA	France Field	15-4	242.0	5.78	1.03		
		ENSA	Tocumen	TOC-3	265.0	6.33	5.87		
		ENSA	Tocumen	TOC-8	247.0	5.90	3.59		
		ENSA	Tocumen	TOC-14	207.0	4.95	4.78		
5	58.40	EDEMET	Marañón	6-53	178.0	4.25	4.04	48.64	3.00%
		EDEMET	Arraiján	19-2	366.0	8.76	8.67		
		EDEMET	El Torno	16-13	419.0	10.02	9.56		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	127.0	3.04	2.89		
		EDEMET	Coronado	15-25	122.0	2.92	2.64		
		ENSA	Chilibre	7-56	128.0	3.06	3.27		
		ENSA	Santa María	5-45	282.0	6.72	7.23		
		ENSA	Cerro Viento	8-76	199.0	4.74	4.55		
		ENSA	Tocumen	TOC-6	245.0	5.84	5.79		
TOTAL								340.10	22.00%

NOTAS: **DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 05 DE AGOSTO DE 2014.**
DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 05 DE AGOSTO DE 2014.
LOS TIEMPOS DE DETECCIÓN DE LOS RELEVADORES ES DE 100 MILISEGUNDOS
LAS INTERCONEXIONES TIENES UMBRAL DE 1 SEGUNDO

Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje

Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004

ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	5.06	1.97
						6-51	7.40	3.02
						6-52	6.65	1.74
						6-55	4.41	2.60
						6-62	5.51	1.66
						6-60	8.88	3.42
						TOTAL	**37.91**	**14.41**
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-66	3.81	0.74
						8-70	5.10	1.02
						8-72	6.71	1.82
						874	7.85	2.00
						TOTAL	**23.46**	**5.59**
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	7.12	1.98
						2-15	6.36	2.35
						2-20	8.26	1.45
						2-22	6.61	2.63
						TOTAL	**28.35**	**8.41**
						GRAN TOTAL	**89.72**	**28.41**

Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida del Transformador T3 de S/E Panamá

de Despacho

Fecha de entrada en vigencia:

ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	281.0	6.72	6.44	29.62
		San Francisco	2-06	184.0	4.39	4.19	
		San Francisco	2-20	361.0	8.64	8.26	
		San Francisco	2-18	111.0	2.66	2.47	
		San Francisco	2-10	361.0	8.64	8.26	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	434.0	10.38	9.49	52.04
		Centro Bancario	CEB-09	326.0	7.80	7.29	
		Centro Bancario	CEB-10	329.0	7.86	7.34	
		Centro Bancario	CEB-11	320.0	7.66	6.84	
		Centro Bancario	CEB-12	221.0	5.28	4.53	
		Centro Bancario	CEB-13	377.0	9.01	8.21	
		Centro Bancario	CEB-14	375.0	8.96	8.34	
3	50.00	Loceria	4-28	264.0	6.31	6.11	53.19
		Loceria	4-29	313.0	7.48	6.87	
		Locería	4-30	380.0	9.08	8.45	
		San Francisco	2-15	271.0	6.48	6.36	
		San Francisco	2-14	11.0	0.26	0.26	
		San Francisco	2-11	312.0	7.46	7.12	
		San Francisco	2-22	293.0	7.01	6.61	
		San Francisco	2-21	89.0	2.12	1.98	
		San Francisco	2-08	425.0	10.17	9.43	
		Locería	4-31	307.0	7.33	6.85	
		Locería	4-87	20.0	0.5	0.5	
		Locería	4-34	265.0	6.3	6.0	
		Locería	4-35	295.0	7.04	6.64	
		Locería	4-89	232.0	5.55	5.24	
		Locería	4-90	361.0	8.63	8.10	
		Locería	4-32	191.0	4.57	4.18	
		Locería	4-33	331.0	7.92	7.19	
		Locería	4-81	251.0	6.00	5.84	
5	50.00	Marañóm	6-53	184.0	4.39	4.18	51.16
		Marañóm	6-54	379.0	9.07	8.49	
		Marañóm	6-52	299.0	7.15	6.65	
		Locería	4-84	205.0	4.91	4.68	
		Locería	4-85	92.0	2.21	2.10	
		Locería	4-80	307.0	7.33	6.88	
		Locería	4-83	210.0	5.03	4.74	
		Locería	4-82	401.0	9.59	9.08	
		Marañóm	6-57	191.0	4.57	4.36	
			TOTAL				186.01

CAPITULO 4 **CRITERIOS TÉCNICOS**

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con diferentes normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del "Reglamento de Transmisión" se tiene lo siguiente:

4.1 NIVELES DE TENSIÓN

ESTADO ESTABLE

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Período 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

CONTINGENCIA

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Período 5 A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento serie del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20 % de la tensión

nominal, ni serán inferiores al 85 % de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia.

4.2 CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de las líneas de transmisión deben cumplir con las normas publicadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en el Reglamento de Operación, Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento.

MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

MOM.1.41 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

4.3 CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRASMISIÓN, entre las que se tiene la del Control de Potencia Reactiva, que establece que:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	**Vigencia de la norma:**		
	Período 2 **A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005**	**Período 3** **A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006**	**Período 4** **A partir del 1 de enero de 2007**
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una

correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:
Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.
Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

4.4 ESTADO ESTACIONARIO

La tensión en barras, para cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para la empresas distribuidoras y grandes clientes, no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación.

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, la tensión no debe ser inferior al 93%, ni superior a 107% del valor nominal de operación.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, se deberá asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, que la tensión no debe ser inferior al 85%, ni superior a 120% del valor nominal de operación, con una duración de un minuto contado a partir de la contingencia.

La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.

No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad máxima nominal en MVA.

ESTABILIDAD

El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal en interruptores de 230 KV en 66 mseg (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 mseg (9 ciclos) de la protección principal.

Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las Maquinas Térmicas del SIN están configuradas en este valor.

En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.

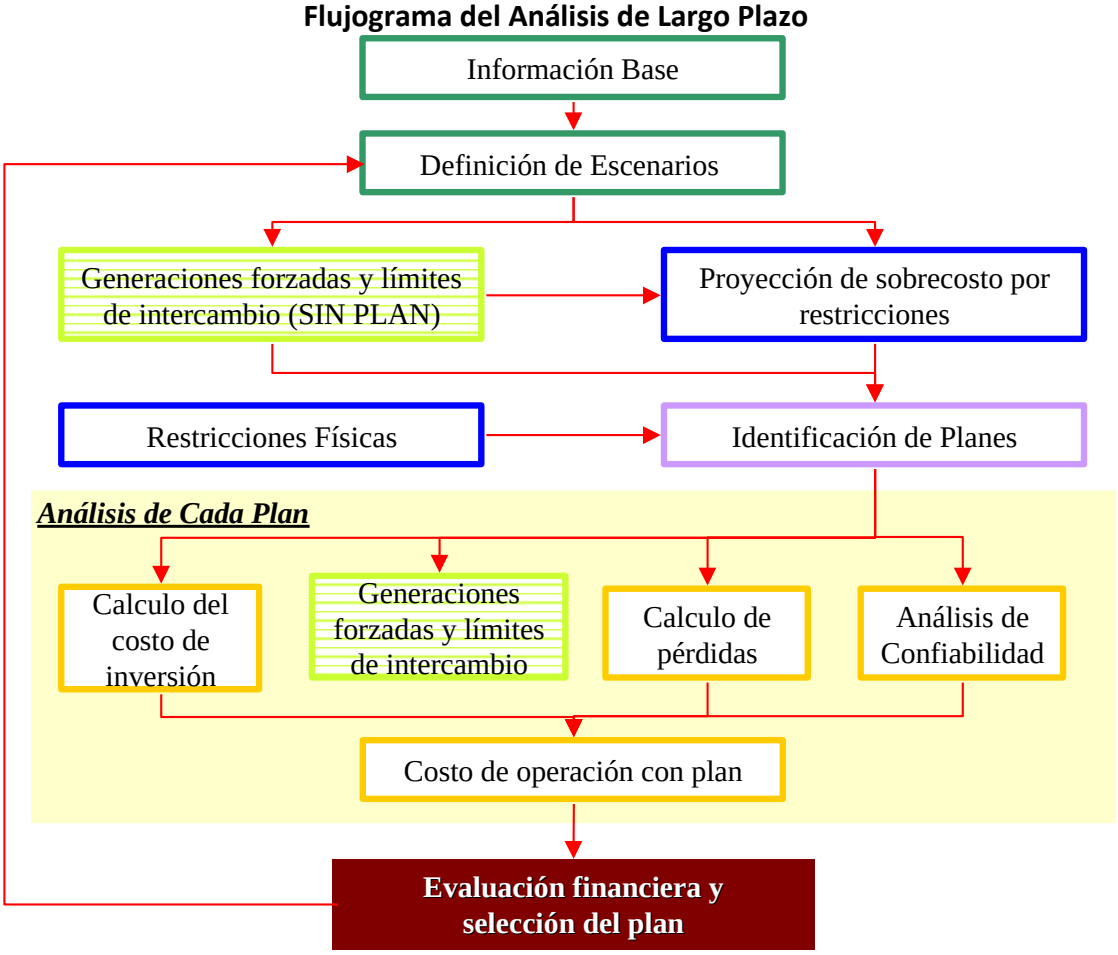
1. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

2. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CAPITULO 5 METODOLOGÍA

5.1 DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la siguiente figura se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el plan de expansión de transmisión.



5.2 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a determinar su plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina "escenario" es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión. Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan de óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un plan de expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse debido a cambios en las condiciones económicas.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad en la solución del plan de expansión de transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios.

ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el plan de expansión de generación 2014.

5.3 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE CORTO Y LARGO PLAZO

Partiendo del plan base se realizan estudios eléctricos de detalle, con el fin de mejorar la solución encontrada. El objetivo de este análisis es revisar desde el punto de vista de AC la solución que se obtuvo del modelo de expansión que es en DC y complementarla. Por ejemplo, es posible que el modelo de expansión presente como solución una línea que por costo haya sido seleccionada, pero que al analizarla mediante estudios detallados se verifique que el sistema tiene un mejor desempeño si esa línea se conecta a un mayor nivel de tensión o requiera compensación, etc.

A partir de los procedimientos anteriores se logra determinar un plan de expansión preliminar que luego se evaluará desde el punto de vista energético y financiero.

CAPITULO 6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

6.1 METODOLOGIA DE ESTUDIO

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta Power System Simulator Extended (PSS/E^{TM}) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA, y los resultados de los mismos se encuentran en los III-2 (Flujo de Potencia), Anexos III-3 (Despacho de Generación), III-4 (Cortocircuito) y III-5 (Estabilidad Dinámica). Cabe mencionar que al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.

DEMANDA

El pronóstico de demanda modelado para los análisis eléctricos, se presenta en los Estudios Básicos (Tomo I del PESIN 2015) y corresponde a la proyección de demanda con crecimiento medio o moderado. La distribución de la carga por barras y participante consumidor, se realiza con base a información entregada por los distribuidores y al informe indicativo de demandas 2015 elaborado por el CND. De igual forma se simulan tanto la demanda máxima del sistema como la demanda mínima, la relación de dichas demanda se calculan tomando en cuenta la diferencia entre la demanda máxima y mínima del día en que se presentó la demanda máxima del sistema (datos reales).

GENERACIÓN

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2015 – 2018 tomando en cuenta los proyectos de generación considerados en el periodo de corto plazo del escenario de referencia mostrado en el Plan de Indicativo de Generación 2015-2029 (PIGEN 2015, Tomo II del PESIN 2015).

TRANSMISIÓN

Todos los refuerzos (expansiones) del Sistema Principal de Transmisión presentados en este capítulo, son el resultado de los estudios eléctricos en régimen permanente, tanto en estado de red completa (N-0) como en estado de red incompleta (N-1). Por lo tanto, los refuerzos (expansiones) presentadas responden al requerimiento que muestra el SIN para cumplir con el horizonte de generación presentado en el PIGEN 2015 Tomo II PESIN 2015–2029, abasteciendo la demanda presentada en el Tomo I – Estudios Básicos 2015, de la manera más eficiente y en cumplimiento al despacho económico. Las fechas de entrada de los diferentes refuerzos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), han sido actualizadas en la presente revisión al Plan de Transmisión y verificadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA.

PERIODOS DE ESTUDIO

Para efectos del presente estudio se procede a dividir los casos simulando las dos estaciones climáticas marcadas en Panamá, Época Seca que comprende los meses de enero a mayo y Época Lluviosa de junio a diciembre.

ESQUEMA DEL PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2015, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo.

Año	Mes	Nombre	Cap. Instalada MW	Punto de Conexión
	1	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	
	1	Capira Und. 6	1.00	
	1	Capira Und. 8 y 9	4.50	
	2	Bonyic	31.80	S/E Changuinola
	3	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00	S/E El Coco
	3	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00	S/E El Coco
	3	Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	S/E Las Minas 1
	4	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	S/E Llano Sanchez
	4	Marañón	17.50	S/E El Coco
	4	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00	S/E El Coco
	5	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50	S/E El Coco
	5	Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50	S/E El Coco
	5	Chitré Und. 3 y 7	4.50	
	6	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	S/E Porton
2015	6	La Potra (Bajo Frio)	27.90	S/E Porton
	6	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	S/E Porton
	6	Chiriquí (San Juan)	9.87	S/E Mata de Nance
	6	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50	S/E El Coco
	7	Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50	S/E El Coco
	8	Divisa Solar	10.00	S/E Llano Sanchez
	10	Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50	S/E El Coco
	11	Bugaba 2	5.86	S/E Boqueron III
	12	Las Cruces	14.40	S/E San Bartolo
	12	San Andres	10.30	S/E Bajo de Mina
	12	Don Felix	9.99	S/E Llano Sanchez
	1	Baitún G3	0.58	S/E Baitun
	1	Bajo de Mina G3	1.73	S/E Bajo de Mina
	1	Los Planetas 2	8.88	S/E Mata de Nance
	1	Atlantic Gateway Project (Kanan)	92.00	S/E France Field
	2	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50	S/E El Coco
	2	Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00	S/E El Coco
	2	Amp. Panam	49.50	S/E Panam
	3	Proyecto Fotovoltaico	9.90	S/E Llano Sanchez
2016	3	Cerro Patacón	8.20	S/E Santa Maria
	3	Jinro Power	57.80	S/E Santa Rita
	4	La Huaca	11.62	S/E Llano Sanchez
	6	Pando	32.90	S/E Primaveral
	6	Bajo de Totumas	5.00	S/E Boqueron III
	6	Proyecto Fotovoltaico	10.00	S/E Llano Sanchez
	7	Barro Blanco (Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	28.49	S/E Barro Blanco
	12	El Sindigo	17.30	S/E Caldera
	12	Proyectos Fotovoltaicos	40.00	S/E Llano Sanchez
	1	San Bartolo	15.25	S/E San Bartolo
	3	La Herradura	5.20	S/E Bugaba
	5	Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274*	S/E Llano Sanchez
	6	Los Trancos	0.80	S/E Llano Sanchez
	6	Tizingal	4.50	S/E Boqueron III
	8	Chuspa	8.80	S/E Boqueron III
	9	Asturias	4.10	S/E Boqueron III
	10	Río Piedra	9.00	Maria Chiquita (ENSA)
2017	10	San Andrés II	9.90	S/E Boqueron III
	11	Caldera	6.10	S/E Caldera
	12	Burica	63.10	S/E Porton
	12	Proyectos Fotovoltaicos	70.00	S/E Llano Sanchez
	12	Proyecto Eólico	105.00	S/E Anton
	1	Ojo de Agua	6.45	Penonome (EDEMET)
	5	CC GNL 381	381.00	S/E Santa Rita
	10	Santa Maria 82	28.35	S/E Llano Sanchez
2018	12	Proyectos Fotovoltaicos	52.00	S/E Llano Sanchez
	12	Proyecto Fotovoltaico	35.00	S/E Progreso
	12	Proyecto Eólico	105.00	S/E Anton

CONFIGURACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN CORTO PLAZO

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los año venideros del periodo de corto plazo se incorporan al sistema los proyectos de trasmisión que fueron recomendados y aprobados en los planes de expansión que anteceden al presente, actualizando en alguno de los proyectos las fechas de entrada en operación.

Año		Proyectos de Transmision	PESIN 2014	observacion	PESIN 2015
2015	1	**63MVAR S/E El Coco (UEP)**			
	2	**Adicion T5 S/E Panama (350MW)**	31/3/15	Nueva fecha	31/12/15
	3	**Adicion T2 S/E Boqueron III**	31/10/15	Nueva fecha	31/12/15
	4	**Linea Santa Rita - Panama II (115KV)**			
	4.1	Linea Santa Rita - Panama II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/7/15	Nueva fecha	31/12/15
	4.2	Adicion S/E Santa Rita 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/12/15
	4.3	Adicion S/E Panama II 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/12/15
2016	5	**Proyecto de Repotenciacion de linea Progreso-BoqueronIII-Mata de Nance (193MW a 243MW)**		Nuevo	31/7/16
	6	**3era linea (Veladero-Llano Sanchez-Chorrera-Panama) 230KV**			
	6.1	L/T Veladero-Llano Sanchez-Chorrera-Panama DOBLE CTO.	30/9/16		30/9/16
	6.2	Adición S/E Veladero 230 KV	30/9/16		30/9/16
	6.3	Adicion S/E Llano Sanchez 230 KV	30/9/16		30/9/16
	6.4	Adicion S/E Chorrera 230 KV	30/9/16		30/9/16
	6.5	Adicion S/E Panama 230 KV	30/9/16		30/9/16
2017	7	**Adicion de Banco de Capacitores de 60MVAR PANAMA II 230 KV**	30/8/16		31/1/17
	8	**Adicion de Banco de Capacitores de 90MVAR CHORRERA 230 KV**	30/8/16	Nueva fecha	31/1/17
	9	**T3 S/E Panama II 175 MVA**	30/6/16	Nueva fecha	31/1/17
2018	10	**Nueva Línea Subterránea Panamá - Cáceres 115 KV**	1/1/19	Nueva fecha	1/1/18
	11	**Nueva línea Doble CTO. Mata de Nance-Progreso-Front 230KV**			
	11.1	L/T Mata de Nance - Progreso (DOBLE CTO) - Front 230 KV*	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18
	11.2	Adición S/E Mata de Nance 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18
	11.3	Adición S/E Progreso 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18
	12	**Adición Banco de Capacitores 90 MVAR Veladero 230KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18
	13	**Adición Banco de Capacitores 60 MVAR San Bartolo 230KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18
	14	**Adición Banco de Capacitores de 30 MVAR Llano Sánchez 230KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18
	15	**Adición Reactores 40 MVAR Changuinola 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18
	16	**Adición Reactores 20 MVAR Guasquitas 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18
	17	**Aumento de Capacidad LT Mata de Nance - Veladero 230 KV**	31/3/17	Nueva fecha	31/3/18
	18	**Aumento de Capacidad LT Guasquitas - Veladero 230 KV**	31/7/17	Nueva fecha	31/3/18
	19	**Anillo Portón - Dominical, Porton - Progreso 230 KV**	31/7/17	Nueva fecha	31/3/18
	20	**Adicion T2 S/E Changuinola**			31/7/18
	21	**Energizacion S/E Santa Rita 230KV**			
	21.1	Adición de S/E Santa Rita 230KV	1/1/24	Nueva fecha	31/7/18
	21.2	LT Santa Rita - PanamaII 230KV, cambio de nivel de tensión	1/1/24	Nueva fecha	31/7/18
	22	**SVC S/E Llano Sánchez 230 KV +120/-30 MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18
	23	**SVC S/E Panamá II 230 KV +120/-30MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18

CONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d.iii) en donde se expone que la Empresa de Transmisión deberá coordinar con las Empresas Distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión, ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de la Transmisión.

PRONÓSTICO DE DEMANDA

Con base al pronóstico de la demanda mostrado por ETESA en los Estudios Básicos 2015, escenario medio o moderado, se presenta la demanda (MW) a considerarse en las simulaciones para los estudios eléctricos durante el periodo de Corto Plazo.

	2015	2016	2017	2018
Demanda Maxima	1577.20	1724.40	1790.10	1879.10
Demanda Media	1293.30	1414.01	1467.88	1540.86
Demanda Minima	940.01	1027.74	1066.90	1119.94

Mediante un análisis de los históricos, se define que la demanda media corresponde al 82% y mínima corresponde al 59.6% de la demanda máxima. Respecto a la definición de los factores de potencia a considerarse para la carga, se mantienen los factores de potencia definidos por el Centro Nacional de Despacho para las simulaciones a realizarse durante el periodo lluvioso del año 2015.

CRITERIOS DE DESPACHO

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptaron los siguientes criterios de despacho de generación

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada. El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional.

En caso de despacharse el carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior es por restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar. No se podrá disminuir la generación.

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima tratar de no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera

Si el ciclo combinado de BLM o Termo-Colón se encuentra despachado en horas de demanda máxima, éstos no deberán sacarse en horas de demanda media ni demanda mínima. Esto es a causa de restricciones en la operación de las mismas máquinas.

La Unidad 9 de BLM Ciclo Combinado es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G5, G6 y G8. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 9. Tampoco es posible despachar de manera alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado.

La unidad G3 del ciclo combinado de Termo-Colón es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G1 y G2. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 3. Tampoco es posible despachar de manera independiente (sola) a la unidad de vapor 3, sin que se encuentre en línea alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado

La generación mínima de la central de carbón de Punta Rincón deberá ser igual a la demanda de Minera Panamá, esta podrá generar hasta el 95% de su capacidad instalada siempre y cuando el sistema lo requiera.

La Plantas térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá están despachada siempre al 95%, sin importar el periodo estival.

PERIODO SECO

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberá tener su generación disminuida al mínimo de su capacidad instalada y los pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 70% de su capacidad instalada como máximo.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se deberá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.
- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Está (Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 70% de la capacidad instalada en demanda máxima, 50% en demanda media y 0% en demanda mínima

PERIODO LLUVIOSO

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 25% de su capacidad instalada como máximo. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso y la salida de algunas unidades por mantenimiento.
- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola no deberá disminuir del 75% de su capacidad instalada. La mini-Chan se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 30% de la capacidad instalada en demanda máxima, 10% en demanda media y 0% en demanda mínima.

Basado en los resultados presentados en el PIGEN 2015 donde se calcula el costo operativo de las plantas térmicas y el valor de agua de las plantas hidroeléctricas con embalses se procede a generar un orden de mérito para el periodo seco y periodo lluvioso de cada año de estudio.

ORDEN DE MERITO

Para efectos de simular las estacionalidad la generación se hará respetando siempre el siguiente orden de mérito.

	2016		2017		2018	
No.	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso
1	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada
2	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas
3	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares
4	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás
5	BLM Carbón	BLM Carbón	BLM Carbón	Fortuna	BLM Carbón	Fortuna
6	MIR G10	Fortuna	MIR G10	BLM Carbón	Fortuna	Bayano
7	MIR G9	Bayano	MIR G9	Bayano	Punta Rincón	GNL
8	Jinro	MIR G10	Fortuna	Punta Rincón	Bayano	BLM Carbón
9	Est. Mar	MIR G9	Jinro	MIR G10	MIR G10	Punta Rincón
10	PanamAmp	Jinro	Bayano	MIR G9	MIR G9	MIR G10
11	Panam	Est. Mar	Est. Mar	Jinro	Jinro	MIR G9
12	Fortuna	PanamAmp	PanamAmp	Est. Mar	Est. Mar	Jinro
13	Pacora	Panam	Panam	PanamAmp	PanamAmp	Est. Mar
14	Bayano	Pacora	Pacora	Panam	Panam	PanamAmp
15	MIR G6	MIR G6	MIR G6	Pacora	Pacora	Panam
16	Cativá	Cativá	Cativá	MIR G6	MIR G6	Pacora
17	El Giral II	El Giral II	El Giral II	Cativá	Cativá	MIR G6
18	El Giral	El Giral	El Giral	El Giral II	El Giral II	Cativá
19	KANAN	A.C.P.2	A.C.P.2	A.C.P.2	el Giral	El Giral II
20	A.C.P.2	A.C.P.3	A.C.P.3	El Giral	A.C.P.2	El Giral
21	A.C.P.3	KANAN	KANAN	A.C.P.3	A.C.P.3	A.C.P.2
22	BLM Ciclo	BLM Ciclo	BLM Ciclo	KANAN	KANAN	A.C.P.3
23	TCO Ciclo	TCO Ciclo	TCO Ciclo	BLM Ciclo	BLM Ciclo	KANAN
24	MIR G5	MIR G5	MIR G5	TCO Ciclo	TCO Ciclo	BLM Ciclo
25	MIR G2	MIR G2	MIR G2	MIR G5	MIR G5	TCO Ciclo
26	MIR G1	MIR G1	MIR G1	MIR G2	MIR G2	MIR G5
27				MIR G1	MIR G1	MIR G2
28						MIR G1

CRITERIOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD

Con la finalidad de revisar que se cumpla con los criterios normados en cuanto a la calidad y seguridad operativa del sistema se tiene que realizar el análisis en estado estable (N y N-1), estabilidad transitoria y corto circuito, para todos los casos presentados es indispensable cumplir con los parámetros establecidos en la norma en estado estable y contingencias.

Análisis de Contingencias (N-1)

A todos los casos se le realizara el análisis de contingencias con el fin de verificar el cumplimiento del criterio de seguridad (N-1) y comprobar la correcta operación del sistema, Para ello se elabora un listado de contingencias, el cual considera contingencias únicas de generación que causen los

mayores desbalances entre carga y generación, y se evalúan contingencias únicas de transmisión sobre todas las líneas de 230 KV y 115 Kv pertenecientes al sistema de transmisión de ETESA. A continuación se presenta el listado de contingencias a evaluar.

No	Nodos	Contingencia	Tipo	VIGENCIA
1	6096 6097 0 T1	Fortuna	Generación	
2	6100 6101 0 T1	Bayano	Generación	
3	6178 6179 0 19	Esti	Generación	
4	6005 6105 0 11	Panam	Generación	
5	6263 6265 0 T2	Changuinola	Generación	
6	6179 6360 0 22	Gualaca - Lorena - Prudencia	Generación	
7	6060 6071 0 T2 6060 6072 0 T3 6060 6073 0 T4 6078 0 T1	Carbón BLM	Generación	
8	6100 6171 0 1A	Bayano-Pacora	Línea	Hasta Lluvioso 2018
9	6003 6171 0 1B	Panamá II - Pacora	Línea	
10	6001 6003 0 1C	Panamá - Panamá II	Línea	
11	6100 6601 0 2A 6470 6601 0 2A	Bayano - Copesa	Línea	Hasta Lluvioso 2018
12	6003 6470 0 2B	Panamá II - 24 Dic	Línea	
13	6001 6005 0 3A	Panamá - Chorrera	Línea	
14	6005 6240 0 3B	Chorrera - El Higo	Línea	
15	6008 6240 0 3C	Llano Sanchez - El Higo	Línea	
16	6008 6182 0 5A	Llano Sanchez - Veladero	Línea	
17	6011 6182 0 5B	Mata de Nance - Veladero	Línea	
18	6011 6096 0 7	Mata de Nance - Fortuna	Línea	
19	6011 6380 0 9A	Mata de Nance - Boquerón III	Línea	
20	6014 6330 0 27	Progreso - Baitun	Línea	
21	6014 6380 0 9B	Progreso - Boquerón III	Línea	
22	6000 6014 0 1 6000 56050 0 1	Progreso - Rio Claro	Línea	
23	6245 6460 0 3C	Burunga - El Coco	Línea	
24	6008 6460 0 2B	Llano Sanchez - El Coco	Línea	
25	6008 6760 0 16	Llano Sanchez - San Bartolo	Línea	
26	6182 6760 0 11	Veladero - San Bartolo	Línea	
27	6179 6182 0 16	Guasquita - Veladero	Línea	
28	6096 6179 0 18	Fortuna - Guasquita	Línea	
29	6096 6263 0 0A	Fortuna - Esperanza	Línea	Hasta Lluvioso 2018
30	6260 6263 0 0B	Changuinola - Esperanza	Línea	
31	6260 6400 0 21 6400 58350 0 1	Changuinola - Cahuitas	Línea	
32	6182 6440 0 5A	Veladero - Dominical	Línea	

33	6440 6500 0 5B 6500 56052 0 1	Dominical - Rio Claro	Línea	
34	6179 6340 0 &1	Guasquita - Cañazas	Línea	
35	6260 6340 0 30	Changuinola - Cañazas	Línea	Hasta Lluvioso 2018
36	6018 6173 0 1A	Cáceres - Santa Rita	Línea	
37	6173 6290 0 1B	Santa Rita - Cativa II	Línea	
38	6059 6173 0 2B	Las Minas I - Santa Rita	Línea	
39	6002 6024 0 3A	Panamá - Chilibre	Línea	
40	6024 6060 0 3B	Chilibre - Las Minas II	Línea	
41	6002 6170 0 4A	Panamá - Cemento Panamá	Línea	
42	6060 6170 0 4B	Las Minas II - Cemento Panamá	Línea	
43	6018 6123 0 5	Cáceres - Miraflores	Línea	
44	6002 6018 0 12	Panamá - Cáceres	Línea	
45	6012 6087 0 15	Mata de Nance - Caldera	Línea	
46	6004 6173 0 45	Panamá II - Santa Rita 115	Línea	Hasta Seca 2018
47	6182 6860 0 6B	Veladero - Barro Blanco	Línea	
48	6860 6008 0 6A	Barro Blanco - Llano Sanchez	Línea	
49	6005 6008 0 1	Veladero - Llano Sanchez	Línea	
50	6372 6373 0 T1	Punta Rincón G1	Línea	Desde Lluvioso 2017
52	6011 6014 0 1	Mata de Nance - Progreso	Línea	Desde Seca 2018
53	6005 6485 0 1	Chorrera - Antón	Línea	Desde Seca 2018
54	6008 6485 0 1	Llano Sanchez - Antón	Línea	Desde Seca 2018
55	6623 6169 0 1	GNL turbina de Vapor	Generación	Desde Lluvioso 2018
56	6003 6169 0 1	Panamá II-Santa Rita 230	Línea	Desde Lluvioso 2018
57	6169 6620 0 T1	CGNL (Santa Rita) G1	Generación	Desde Lluvioso 2018

Se evalúa el desempeño del SPT ante contingencias por medio del módulo de análisis de contingencias ACCC (AC Contingency Solution) y modelo IPLAN, ambos del programa PSS/E™ de SIEMENS PTI. El tipo de solución a las contingencias evaluadas se obtiene bajo la acción de la regulación primaria del sistema, en donde se solucionan los flujos de potencia mediante la intervención de los gobernadores de las unidades despachadas y la acción reguladora de los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores (condición operativa real esperada).

De ser necesario para la evaluación de la contingencias C4 (disparo de la plantas de PANAM) y C7 (disparo de la caldera de carbón de BLM) se podrá buscar la solución por medio del método inercial para confirmar la existencia de reservas reactivas en el sistema que permitan la implementación del EDCxPG_PANAM y EDCxPG_BLM, respectivamente.

6.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA

Demanda Máxima

Despacho de Generación

Todos los despachos se ajustaron tratando de cumplir estrictamente con los criterios de generación presentados con anterioridad, respetando siempre los criterios calidad y de seguridad operativa, para efecto de revisar el cumplimiento de estos criterios se procedió a realizar todas las contingencias listadas hasta cumplir con la norma en caso de presentarse fallas en el sistema, basado en este criterio algunos despachos no cumplirán a cabalidad con el orden de mérito, los despachos de generación detallados se encuentran en el Anexo III-3.

Año 2016

PERIODO SECO

Demanda Máxima:

El despacho de generación simulado representa la generación esperada durante la época seca del año 2016. Donde se restringe la generación de las centrales hidroeléctricas de pasada al mínimo permitido y la central Changuinola a un máximo del 75% de su potencia instalada, las fuentes eólicas y solares se despachan al 70% de la capacidad instalada. En el Anexo III-3, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar, además no se espera generación obligada.

A pesar de los bajos aportes hídricos la generación hidroeléctrica abarca el 53.4% mientras que el 31.1% es generado por las plantas térmicas todas en el área de Colón, las eólicas y solares ocupan el 11% y 2.9% respectivamente, el resto de la generación las complementa la oferta de ACP y el Biogás de Cerro Patacón.

Los intercambios de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 643.3MW, este intercambio equivale al flujo que entra en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo. El intercambio presentado no está limitado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), más bien se debe a los aportes hídricos que se presentan durante la época seca.

Para el análisis de contingencias (N-1) se realizó la pérdida de todas las líneas de 230KV y 115KV pertenecientes al SPT y las contingencias de generación presentadas con anterioridad. En el análisis se determinó la necesidad de implementar un nuevo esquema suplementario de desconexión de carga tanto para la perdida de la línea 230-11 (Chorrera – Panamá) como la perdida de la plantas de carbón de BLM, ya que las mismas no encuentran solución en etapa de gobernador pero si en el periodo inercial, para las demás contingencias no se presentan violaciones a los criterios de seguridad operativa.

Demanda Media:

Durante el periodo de demanda media se procede a desplazar la generación de la central hidroeléctrica Fortuna y parcialmente la térmica KANAN como lo indica el orden de mérito, además se reduce la generación solar al 50% de la capacidad instalada, en el Anexo III-3 se presenta el despacho de generación.

El esquema de generación presentado no presenta incumplimientos a los criterios de calidad y cargabilidad exigidos por regulación tanto en estado estable como en contingencia N-1, tampoco se

refleja generación obligada, mientras que el intercambio presentado alcanza los 538.7MW limitados solamente por los bajos aportes hídricos que se tienen en la época seca.

Igual al caso de demanda máxima la perdida de la línea 230-11 y las plantas de carbón de BLM provocaría el colapso del sistema por lo que se tendría que ejecutar un esquema suplementario de desconexión de carga para soportar la contingencia.

Demanda Mínima:

Tomando como referencia el caso de demanda media para la demanda mínima se desplazaría la generación que se tenía en KANAN, el Giral I y II, Cativa, Miraflores G6, Pacora y se disminuiría la generación de Panamá, por representar la demanda mínima las horas de madrugada no se contaría con generación solar. Mientras que las fuentes eólicas se despacharían al 70% de la capacidad instalada, el despacho se detalla en el Anexo III-3. El despacho presentado cumple con los criterios de calidad y cargabilidad tanto en estado estable como contingencias N-1.

El caso analizado no presenta generación obligada y la transferencia de energía entre occidente y centro de carga sería de 357.4MW.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2016

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	189.00	189.00	189.00	11.0%	13.4%	18.4%
Solar	50.55	36.12	0.00	2.9%	2.6%	0.0%
Hidro Occid.	811.98	711.97	446.02	47.1%	50.3%	43.4%
Hidro	144.19	0.00	0.00	8.4%	0.0%	0.0%
Termica	499.73	448.88	363.20	29.0%	31.7%	35.4%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.6%	0.7%	0.9%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	1.1%	1.4%	1.9%
Total Gen	1,724.45	1,414.97	1,027.22			
Demanda	1,652.55	1,358.12	1,002.00			

Generación Obligada
No Existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	100	20
Panamá 2 230 KV	120	60	0
Panamá 2 115KV	120	60	20
Llano Sánchez 230 KV	90	30	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata de Nance 34KV	0	0	0
Veladero 230KV	0	0	0

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	62.07	44.49	19.29
115	1.84	1.67	1.78
34.5	0.00	0.00	0.00
13.8	0.00	0.00	0.00
TOTAL	63.91	46.17	21.08

PERIODO LLUVIOSO

Demanda Máxima:

Para el escenario de demanda máxima donde teóricamente se cuenta con un alto aporte hídrico no se podría aprovechar al máximo la generación de las centrales hidroeléctricas debido a algunas restricciones que presenta el sistema.

El circuito que recorre desde la S/E Cáceres a la S/E Panamá (115-37 y 115-12) provocaría la disminución de la generación desde el occidente del país ya que obligatoriamente se tendría que restringir el flujo por dicho corredor obligando a generar con plantas térmicas conectadas en el área de Colon. A pesar de que se planteó el aumento de la altura de conductor de las líneas 230-9a (BOQIII-MDN) Y 230-9b (PRO-BOQIII) para incrementar la capacidad térmica del mismo de 193MW a 243MW, se ven afectadas las centrales hidroeléctricas que se conectan a la subestación Boquerón III, Progreso y Dominical donde se presenta problemas de cargabilidad en caso de perder las líneas 230-25a (Dominical-Veladero) y 230-9a (Mata de Nance-Veladero), la falta de reserva reactiva cerca del centro de carga obligaría a mantener en línea algún generador que aporte reactivo, para contrarrestar la falta del mismo se procedió a despachar dos unidades de Bayano.

El análisis de contingencias (N-1) contempla la perdida de todas las líneas de 230KV y 115KV pertenecientes al SPT y las contingencias de generación presentadas con anterioridad. En el análisis se determinó la necesidad de implementar un esquema suplementario de desconexión de carga con la pérdida del Carbón de BLM ya que la misma no encuentra solución en el periodo de gobernador pero si en el periodo inercial, para las demás contingencias no se presentan violaciones a los criterios de seguridad operativa.

Debido a las restricciones presentadas en el SPT el nivel de transferencia quedaría limitado a 1032MW.

Demanda Media:

En este escenario se procedió a disminuir la generación correspondiente con referencia al caso de demanda máxima, respetando el orden de mérito establecido hasta cubrir la demanda requerida cumpliendo siempre con los criterios de seguridad establecidos. Las restricciones operativas de la planta de BLM carbón no permiten sacarla del sistema por ser requerida en demanda máxima. Igual que en el caso de demanda máxima los circuito 115-12 y 115-37 presentan sobrecarga en caso de la perdida de una de ellas, por lo tanto se procedió a mantener en línea la unidad de Miraflores G9 para limitar el flujo que soporte la perdida de alguna de las líneas, el Anexo III-3 muestra el despacho analizado en demanda media.

El despacho presentado para el escenario en mención cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa tanto en estado estable como contingencia N-1, estableciendo un esquema suplementario de desconexión de carga para la contingencia de la central de carbón de BLM. El límite de transferencia sería de 928MW.

Demanda mínima:

Con referencia al caso de demanda media, se desplaza la generación necesaria para cubrir la demanda, debido a las restricciones operativas de la central BLM carbón, esta se mantiene en línea por la necesidad de utilizarla en el caso de demanda máxima, las centrales solares salen del despacho ya que la demanda mínima representa las horas de la madrugada, se disminuye la generación hidroeléctrica debido a los bajos requerimientos de demanda para esto se sacan de líneas algunas unidades de centrales hidroeléctricas de pasadas que cuentan con embalses que permitan regulación horaria, las fuentes eólicas y el biogás no presentan diferencias con respecto al escenario de demanda media.

Debido a la presencia del Carbón de BLM se hace necesario la implementación de un esquema suplementario de desconexión de carga para soportar la pérdida de la misma. El despacho presentado no representa ningún problema al sistema en caso de presentarse las demás contingencias analizadas, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad operativa.

La transferencia presentada entre occidente y centro de carga sería de 638.2MW, dichos intercambios no son limitados por el SIN para el escenario de demanda mínima.

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2016

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluv	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	84.39	84.39	84.39	4.9%	6.0%	8.2%
Solar	22.01	7.22	0.00	1.3%	0.5%	0.0%
Hidro Occid.	1249.79	1110.89	763.65	72.5%	78.5%	74.3%
Hidro Oriente	100.01	0.00	0.00	5.8%	0.0%	0.0%
Termica	203.63	146.70	114.00	11.8%	10.4%	11.1%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.6%	0.7%	0.9%
ACP (Hidro)	55.59	55.59	55.59	3.2%	3.9%	5.4%
Total Gen	1724.91	1414.29	1027.13			
Demanda	1,614.01	1,325.22	981.00			

Generación Obligada

Generacion Obligada		Dem Max	Dem Med	Dem Min
BAYG2	6102	50.01		
MIRG9	6158	32.70	32.70	
MIRG10	6159	32.70		

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	60	0
Panamá 2 230 KV	90	30	0
Panamá 2 115KV	60	40	0
Llano Sánchez 230 KV	90	60	-60
Llano Sánchez 34 KV	0	0	-20
Mata de Nance 34KV	0	0	-40
Veladero 230KV	0	0	0

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	96.40	76.83	36.22
115	3.03	2.65	2.45
34.5	0.01	0.01	0.01
13.8	0.00	0.00	0.00
TOTAL	99.45	79.50	38.68

Conclusiones:

- Repotenciar el corredor entre la S/E Panamá y S/E Cáceres.
- Aumentar la potencia reactiva del sistema cerca del centro de carga.
- Repotenciar el corredor de S/E Progreso a S/E Mata de Nance.

Año 2017

PERIODO SECO

Demanda Máxima:

El despacho de generación simulado representa la generación que se espera durante la época seca del año 2017. Donde se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al mínimo permitido y la central Changuinola al 75%.

Las plantas de generación solar en este escenario constituyen aproximadamente el 4.06% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 70% de la capacidad instalada, alcanzándose una generación de 72.26 MW. Las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 13.16% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 70% de la capacidad instalada, alcanzándose una generación de 236.3 MW.

En el centro de carga se encuentra en línea la central de Bayano y Panamá (G7, G8, G9), en el área de Colon a Jinro, Barcaza y Bahía las Minas Carbón (G2, G3, G4 y G9) y a Miraflores (G9 y G10) por parte de ACP.

En el Anexo III-3, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar, además no se espera generación obligada.

El intercambio de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 691.2 MW, este intercambio equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo. El intercambio presentado no está limitado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se debe más bien a los aportes hídricos que se presentan durante la época seca.

Demanda Media:

En este escenario se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al mínimo permitido y la central Changuinola al 75% de su capacidad instalada. Las centrales de fuentes solares se despachan al 50% de su capacidad instalada y las eólicas se mantienen al 70% de su capacidad instalada. En el Anexo III-3, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar, además no se espera generación obligada.

En el centro de carga se encuentra en línea la central de Bayano, en el área de Colon a Jinro (G1, G2, G3 y G4) y Bahía las Minas Carbón (G2, G3, G4 y G9) y a Miraflores (G9 y G10) por parte de ACP.

El intercambio de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 709.4 MW, este intercambio equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo. El intercambio para este escenario es mayor que el de demanda máxima, debido a la disminución de la demanda (centro de carga en especial) y la disminución en la penetración de generación solar.

Demanda mínima:

Con referencia al caso de demanda mínima, se desplaza la generación necesaria para cubrir la demanda, debido a las restricciones operativas de la central BLM carbón, esta se mantiene en línea por la necesidad de utilizarla en el caso de demanda máxima. Las centrales solares salen del despacho ya que la demanda mínima representa las horas de la madrugada, se disminuye la generación hidroeléctrica debido a los bajos requerimientos de demanda para esto se sacan de líneas algunas unidades de centrales hidroeléctricas de pasadas que cuentan con embalses que permitan regulación horaria, las fuentes eólicas y el biogás no presentan diferencias con respecto al escenario de demanda media.

En el Anexo III-3, se presenta el despacho para el caso de demanda mínima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar, además no se espera generación obligada.

La transferencia presentada entre occidente y centro de carga serian de 513.7 MW, dicho intercambio no es limitado por el SIN para el escenario de demanda mínima.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2017

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seca	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	236.25	236.25	236.25	13.2%	16.2%	22.3%
Solar	72.26	51.68	0.00	4.0%	3.5%	0.0%
Hidro Occid.	844.60	844.29	607.63	47.1%	57.7%	57.2%
Hidro	247.00	57.70	0.00	13.8%	3.9%	0.0%
Termica	364.03	243.73	188.82	20.3%	16.7%	17.8%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.9%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	1.1%	1.3%	1.8%
Total Gen	1,793.14	1,462.65	1,061.70			
Demanda	1,718.76	1,403.28	1,030.20			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Demanda	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	60	60	60
Panamá 2 230 KV	120	120	60
Panamá 2 115KV	120	60	0
Chorrera 230KV	0	0	0
Llano Sánchez 230 KV	90	0	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata de Nance 34KV	0	0	0
Veladero 230KV	0	0	0

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	52.11	52.22	26.16
115	1.83	1.19	0.88
34.5	0	0	0
13.8	0	0	0
TOTAL	53.94	53.41	27.04

PERIODO LLUVIOSO

Demanda Máxima:

Para el escenario de demanda máxima lluviosa existe un gran aporte de generación hidroeléctrica en occidente, dicha generación debe ser transmitida al centro de carga de manera segura tanto en condiciones normales, como en contingencias (N-1) y no siempre es posible transmitir dicha generación debido a condiciones como: líneas sobrecargadas (limites térmicos), inestabilidad en el sistema.

Las plantas de generación eólica, en este escenario, constituyen aproximadamente el 5% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalada, alcanzándose una generación de 84.4 MW en eólica, las plantas de generación solar constituyen aproximadamente el 2% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 30% de la capacidad instalada, alcanzándose una generación de 31.01 MW.

En el área de Colon se mantiene en línea únicamente a Bahía las Minas Carbón (G2, G3, G4 y G9) y por parte de ACP Miraflores (G9 y G10), mientras que en el occidente del país se despachó gran parte de las plantas hidroeléctrica al 95% de su capacidad instalada, con excepción de algunas que fueron sacadas del despacho debido a restricciones por sobrecargas en líneas, estas restricciones se detallan a continuación.

La primera restricción se refleja en el corredor eléctrico Progreso – Boquerón III - Mata de Nance, para este escenario dicho corredor presenta una capacidad de transmisión de 247 MVA en el estado Pre-contingencia y 366 MVA en estado Post-Contingencia, esta capacidad de transmisión no es suficiente para despachar de manera segura toda la generación conectada en la subestación Boquerón III y Progreso, debido a que al perderse la línea de Dominical a Veladero, el flujo eléctrico se distribuye por el corredor Progreso- Boquerón III-Mata de Nance, sobrecargándose la línea que va de Boquerón III a Mata de Nance (230-9A), haciéndose necesario tener que reducir de manera forzada parte de la generación conectada a Boquerón III, Progreso y Dominical, para mantener operando el sistema de manera segura tanto en condiciones normales y en estado de contingencia sin superar la cargabilidad de las líneas en estado Post-Contingencia.

La segunda restricción ocurre al despacharse toda la generación del occidente al 95% de la capacidad instalada en el área, ya que se presenta una condición insegura para el sistema debido a

que al perderse la línea entre Panamá y Cáceres (115-12), se sobrecarga la línea paralela (115-37), esta condición obliga a bajar la generación de occidente y colocar en servicio las unidades G9 y G10 de Miraflores para disminuir el flujo de potencia desde la subestación Panamá 115KV a la subestación Cáceres (115-12 y 115-37).

Los intercambios de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 1133.6 MW, este intercambio equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo

Debido a la presencia del Carbón de BLM se hace necesario la implementación de un esquema suplementario de desconexión de carga para soportar la pérdida de la misma, el despacho presentado no representa ningún problema al sistema en caso de presentarse las demás contingencias analizadas, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad operativa.

Demanda Media:

En este escenario la demanda es aproximadamente el 82% de la máxima, por tanto es necesario bajar generación para mantener el balance demanda-generación.

En el área de Colón se mantuvo a Bahía las Minas Carbón (G2, G3, G4 y G9) debido a que la misma no puede ser sacada de línea ya que fue despachada en demanda máxima. Las unidades G9 y G10 de Miraflores fueron sacadas del despacho sin riesgo a que se aumente el flujo y se sobrepase la capacidad de la línea en estado Post-Contingencia entre la subestación Panamá 115 y Cáceres 115, debido a que en este escenario la demanda en el área de Colón es menor (con respecto a la demanda máxima) y la generación de Bahía las Minas permite que se disminuya el flujo de potencia entre las líneas (115-12) y (115-37). La generación térmica se redujo de 179.40 a 114.00 MW con respecto a la demanda máxima.

En occidente se mantuvo la restricción en el corredor eléctrico Progreso –Boquerón III- Mata de Nance y por tanto se redujo (al igual que en demanda máxima) la generación en este corredor. Las plantas de generación Eólica en este escenario constituyen aproximadamente el 5.78% de la generación total con respecto a este escenario, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalada, manteniéndose el mismo despacho que en demanda máxima, alcanzándose una generación de 84.4 MW. Las plantas de generación solar en este escenario constituyen aproximadamente el 0.71% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 10% de la capacidad instalada, alcanzándose una generación de 10.34 MW.

El intercambio de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 988.7 MW, este intercambio equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo.

Debido a la presencia del Carbón de BLM se hace necesario la implementación de un esquema suplementario de desconexión de carga para soportar la pérdida de la misma, el despacho presentado no representa ningún problema al sistema en caso de presentarse las demás contingencias analizadas, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad operativa.

Demanda Mínima:

En este escenario la demanda es aproximadamente el 59.6% de la máxima, por tanto es necesario bajar generación para mantener el balance demanda-generación. La generación hidroeléctrica de occidente se redujo con respecto a la demanda máxima de 1489.71 a 854.50 MW para así mantener el balance demanda-generación.

En el área de Colon se mantuvo a Bahía las Minas Carbón (G2, G3, G4 y G9) debido a que la misma no puede ser sacada de línea ya que fue despachada en demanda máxima. Las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 7.94% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalad, manteniéndose el mismo despacho que en demanda máxima, alcanzándose una generación de 84.4. Las plantas de generación solar son sacadas de línea.

El intercambio de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 660.5 MW, este intercambio equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo.

Debido a la presencia del Carbón de BLM se hace necesario la implementación de un esquema suplementario de desconexión de carga para soportar la pérdida de la misma, el despacho presentado no representa ningún problema al sistema en caso de presentarse las demás contingencias analizadas, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad operativa.

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2017

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluviosa	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	84.39	84.39	84.39	4.7%	5.8%	7.9%
Solar	31.01	10.34	0.00	1.7%	0.7%	0.0%
Hidro Occid.	1,368.81	1,185.96	798.91	76.3%	81.2%	75.2%
Hidro	65.31	0.00	0.00	3.6%	0.0%	0.0%
Termica	179.40	114.00	114.00	10.0%	7.8%	10.7%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.7%	0.9%
ACP (Hidro)	55.59	55.59	55.59	3.1%	3.8%	5.2%
Minera Panama (Excedente)	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	1,794.01	1,459.77	1,062.39			
Demanda	1,661.59	1,359.61	1,014.04			

Generación Obligada

Generación Obligada		Dem Max	Dem Med	Dem Min
Fortuna	6097	0	63.00	0.00
BAYG1	6101	65.3	0.0	0.0
MIRG10	6159	32.7	0.0	0.0
MIRG9	6158	32.7	0.0	0.0

Despacho de Reactivo (MVAR)

Demanda	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	100	0
Panamá 2 230 KV	180	60	0
Panamá 2 115KV	80	0	0
Chorrera 230KV	30	90	0
Llano Sánchez 230 KV	90	90	-60
Llano Sánchez 34 KV	0	0	-20
Mata de Nance 34KV	0	0	-40
Veladero 230KV	0	0	-60

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	115.85	86.37	39.85
115	3.45	3.11	1.67
34.5	0.02	0.02	0.02
13.8	0	0	0
TOTAL	119.32	89.5	41.53

Conclusiones:

- Repotenciar el corredor entre la S/E Panamá y S/E Cáceres.
- Repotenciar el corredor de S/E Progreso a S/E Mata de Nance.

Año 2018

PERIODO SECO

Demanda Máxima

En el presente escenario se despacha toda la generación de centrales hidroeléctricas de pasada al mínimo permisible, además se contempla el despacho de la generación eólica y solar al 70% respetando así el modelado de estas centrales renovables para este escenario.

Para este escenario del total de la generación del Sistema Interconectado Nacional se cuenta con un 61.46% (1153.16MW) de generación hidroeléctrica, 15.5% (290.23MW) de generación térmica, 16.5% (309.75MW) de generación eólica, 6.09% (114.35MW) de generación solar y 0.5% (9.5MW) de generación a partir de biomasa; y así obtener una transferencia de occidente al centro de carga de 767MW.

Con la entrada en operación del tercer circuito entre las subestaciones Panamá - Cáceres se logra evitar la generación obligada producto de las sobrecargas presentadas con la pérdida de algún

circuito de este corredor que tendría dos circuitos disponibles aumentando de esta forma el flujo proveniente del occidente del país cumpliendo con el orden de mérito propuesto para esta época.

Se realizaron las contingencias sencillas tanto en líneas 230KV y 115KV, como de generación listada con anterioridad, para el despacho propuesto no se encontraron violaciones a los criterios de calidad y seguridad en estado N-1.

En el Anexo III-3 se muestra el despacho para este escenario y el mismo no presenta generación obligada.

Demanda Media

En este caso se disminuye la generación del SIN de acorde a las necesidades de demanda, además se disminuye la generación solar a un 50% de su capacidad instalada.

La transferencia de occidente al centro de carga para este caso sería de 774.8MW limitado por los bajos aportes hídricos típicos del periodo seco. El sistema no presenta restricciones de transmisión para el orden de mérito presentado.

Con el fin de verificar el criterio de seguridad (N-1) y comprobar la correcta operación del sistema se realizó un análisis de contingencias para todas las líneas en 230KV y 115KV del SPT, además de las contingencias de generación listada con anterioridad. Solo para el caso de la pérdidas de las unidades de Bahía Las Minas Carbón no se encontró solución en periodo de gobernador, dado esta situación se procedió a revisar el comportamiento de esta contingencia en periodo inercial, encontrando solución y permitiendo la implementación de un esquema suplementario de desligue de carga.

Para este escenario se cuenta con un 59.36% (910.5MW) de generación hidroeléctrica proveniente del occidente del país; 14.56% (224MW) de generación térmica, está la aportaría Bahía las Minas en el centro de Carga y parte del excedente de Punta Rincón disponible para el SIN; 20.14% (309.75MW) de generación eólica lo cual es un gran aporte en energía renovable proveniente del área central del país; 5.31% (81.68MW) de generación solar y 0.6179% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

No se presenta generación obligada para dicho escenario.

Demanda Mínima

Respecto a los escenarios anteriores se procede a desplazar del despacho a las unidades de Bayano, excedente de Punta Rincón y gran parte de Fortuna hasta ajustarse a la demanda requerida. En este escenario se disminuye la generación solar a cero 0, la generación eólica se mantiene al 70%. Para este escenario la transferencia de occidente a centro de carga seria de 544MW

Para este escenario se cuenta con un 61.16% (682.12MW) de generación hidroeléctrica, 10.22% (114MW) de generación térmica la cual proviene directamente de Bahía las Minas, 27.79% (309.75MW) de generación eólica, y 0.8523% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Al realizar las contingencias de línea o generación no se presentan problemas de cargabilidad de las líneas ni de voltajes elevados debido que se cuenta que la reserva reactiva necesaria para no incumplir con los criterios de seguridad y estabilidad de los voltajes.

No se presenta generación obligada para dicho escenario.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2018

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	309.75	309.75	309.75	16.5%	20.2%	27.7%
Solar	114.35	81.68	0.00	6.1%	5.3%	0.0%
Hidro Occid.	889.66	887.05	659.68	47.4%	57.8%	59.1%
Hidro Oriente	244.00	4.00	4.00	13.0%	0.3%	0.4%
Termica	212.23	128.00	114.00	11.3%	8.3%	10.2%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.9%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	1.0%	1.3%	1.7%
Minera Panamá	78.00	96.00	0.00	4.2%	6.3%	0.0%
Total Gen	1,876.99	1,535.48	1,116.43			
Demanda	1,800.52	1,443.78	1,041.60			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Nodo	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	60	40
Panamá 2 230 KV	120	120	60
Panamá 2 115KV	100	20	20
Chorrera 230KV	90	90	30
Llano Sánchez 230 KV	60	20	-20
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Guaquitas 230KV	0	0	0
Mata de Nance 34KV	0	0	0
Veladero 230KV	0	0	-40
Changuinola 230	0	0	-20
San Bartolo	0	0	0

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	64.13	64.79	32.07
115	1.74	1.3	1.02
34.5	0	0	0
13.8	0	0	0
Total	65.87	66.1	33.1

PERIODO LLUVIOSO

Demanda Máxima

Se despachan las centrales hidroeléctricas al 95% de su capacidad, aprovechando así al máximo la generación de occidente, con esto se logra una transferencia de 1325.6MW entrando a la S/E Llano Sánchez, sin embargo cabe destacar que el corredor de la línea uno, específicamente el tramo El Higo-Llano Sánchez (230-3C Y 230-4C) se encuentra muy cerca a su límite en estado estable (245MVA) y en contingencias (366MVA), por lo tanto se debe contemplar la repotenciación de dichos circuitos o la construcción de una cuarta línea de transmisión de occidente al centro de carga.

La entrada de los SVC para este periodo ayuda en gran manera en cuanto a la reserva reactiva en contingencia (N-1) permitiendo así una mayor transferencia de occidente al centro de carga y así aprovechar energía más barata.

Para la época lluviosa de refleja más los beneficios de la instalación del tercer circuito entre las Subestaciones Panamá - Cáceres permitiendo un mayor flujo hacia el área norte del país y eliminando la generación obligada que provocaba la pérdida de uno de los circuitos cuando solo se tenían dos circuitos instalados.

Para este escenario se cuenta con un gran aporte hidroeléctrico, 88.6%, equivalente a 1708.23MW proveniente de centrales de pasada, el Embalse Fortuna y Bayano, 5.89% (110.63MW) de generación eólica, 2.61%(49.01MW) de generación solar y 0.506% (9.5MW) de generación a partir de biomasa, para este escenario no se despacharía generación térmica.

Cabe destacar que la Central Térmica Punta Rincón estará generando en este escenario, pero solo abastecerá su propia demanda, por lo tanto no se contempla como generación térmica que abastece al SIN, dado esto se menciona en el análisis como cero generación térmica. Cuando Punta Rincón genera y entra dentro del orden de mérito su excedente se anexa como generación térmica en el SIN.

Con la inclusión de la Línea Mata de Nance-Progreso y Mata de Nance-Boquerón III-Progreso con un límite térmico de 400MVA se elimina las restricciones de generación que se presentaban a las centrales conectadas a Boquerón III y Progreso provocadas por los límites de transmisión.

El análisis de contingencias N-1 tanto para líneas 230 KV y 115 KV no reflejo violaciones a los criterios de seguridad y calidad establecidos.

Demanda Media

Con respecto al escenario de demanda media lluviosa se disminuye la demanda del escenario y se procede a sacar de línea las unidades hidroeléctricas más caras según el orden de mérito (Fortuna, Bayano), además el exceso de generación dado por Punta Rincón y así cumplir con la demanda para dicho caso. Se aprovecha la generación de hidroeléctricas de pasada al 95%, eólicas al 25% y solares al 10% tal como se simulan estás centrales para esta demanda.

Para un total de generación de 1535MW se transfiere al centro de carga desde occidente 1107MW. La generación total la podemos dividir en los siguientes bloques según tipo de tecnología: 91.1% (1397.5MW) de generación hidroeléctrica, 0% (0MW) de generación térmica, 7.21% (110.63MW) de generación eólica, 1.06%(16.34MW) de generación solar y 0.619% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Se realizaron las contingencias de líneas 230KV y 115 KV del SPT, además las contingencias de generación establecidas en la lista de contingencias encontrado solución en periodo de gobernador y cumpliendo con todos los criterios de seguridad operativa establecidos en el reglamento de operación y transmisión.

No se presenta generación obligada para dicho escenario.

Demanda Mínima

Para este escenario se disminuye la demanda de acorde al pronóstico de demanda para este periodo, se simulan a cero las solares y solo se cuenta con un mínimo de 18MW de generación Hidroeléctrica de embalse (Fortuna).

Se usa parte de la generación reactiva en el área oeste del país debido a la disminución de la demanda y gran generación en dicha zona, permitiendo así una transferencia de 763.9MW sin restricciones y de manera segura, respetando los criterios de seguridad para todo el sistema tanto en estado estable como en contingencia de línea 115KV, 230KV y generación de centrales grandes, cumpliendo con el orden de mérito presentado.

Para este escenario se cuenta con un 89.24% (996.42MW) de generación hidroeléctrica, 0% (0MW) de generación térmica, 9.9% (110.63MW) de generación eólica, 0%(0MW) de generación solar y 0.85% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.
No se presenta generación obligada para dicho escenario

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2018

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluvioso	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	110.63	110.63	110.63	5.9%	7.2%	9.9%
Solar	49.01	16.34	0.00	2.6%	1.1%	0.0%
Hidro Occid.	1,557.71	1,308.25	905.90	83.0%	85.2%	81.1%
Hidro Oriente	95.48	35.48	35.48	5.1%	2.3%	3.2%
Termica	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.9%
ACP (Hidro)	55.04	55.04	55.04	2.9%	3.6%	4.9%
Minera Panamá	0.00	0.00	0.00			
Total Gen	1,877.37	1,535.23	1,116.55			
Demanda	1,710.91	1,417.61	1,059.50			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120.00	60.00	0.00
Panamá 2 230 KV	180.00	90.00	0.00
Panamá 2 115KV	120.00	60.00	0.00
Chorrera 230KV	90.00	60.00	0.00
Llano Sánchez 230 KV	120.00	120.00	30.00
Llano Sánchez 34 KV	0.00	0.00	0.00
Guaquitas 230KV	0.00	0.00	0.00
Mata de Nance 34KV	0.00	0.00	0.00
Veladero 230KV	90.00	90.00	30.00
Changuinola 230	0.00	0.00	0.00
San Bartolo	60.00	60	30
SVC Llano Sánchez	-24.85	-15.14	-14.68
SVC Panamá 2	-14.74	-7.89	-14.47

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	152.05	104.79	47.90
115	5.30	4.24	2.69
34.5	0.02	0.02	0.02
13.8	0.00	0.00	0.00
Total	157.37	109.04	50.60

Conclusiones:

- Se recomienda aumentar la capacidad de la línea 1 y 2 para los años siguientes para aprovechar la capacidad de transmisión de la cuarta línea en el siguiente año.

6.3 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINÁMICA

Consideraciones

Se realiza un estudio de estabilidad dinámica al caso base con el objetivo de evaluar el desempeño del sistema ante contingencias que causen desbalances entre la carga y la generación, o líneas de interconexión que causen un cambio importante en el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de transmisión.

El escenario analizado se centrará en el periodo de máxima demanda, ya que es en éste escenario en donde se exige el máximo desempeño al SIN desde el punto de vista de estabilidad y será en donde se podrán localizar limitaciones, en caso de existir.

Las variables a monitorear serán las siguientes:

- Estabilidad angular de las unidades de generación tanto térmicas como hidráulicas.

- Voltajes en los principales nodos de las redes de 230 kV y 115 kV, pertenecientes al sistema de ETESA.
- Frecuencia del sistema, medida desde el nodo con mayor concentración de carga. En nuestro caso éste nodo será la barra de 115 kV en la Subestación Panamá.

Las variables monitoreadas permitirán identificar la estabilidad del sistema ante las contingencias a evaluar.

Se simularán tiempos de pre-falla de un (1) segundo y posteriormente se aplicará una falla en el elemento bajo análisis, la cual durará cuatro (4) ciclos. Este tiempo de cuatro ciclos corresponde al tiempo de respuesta de las principales protecciones en el sistema principal de transmisión. Posterior a los 4 ciclos se simulará la apertura del elemento fallado, liberando la falla para lo cual perdurará un tiempo de simulación de 30 segundos. Este tiempo es suficiente para monitorear el desempeño del SIN y confirmar o no, la estabilidad del sistema.

Contingencias a Evaluar

Se presenta un listado con las contingencias dinámicas a ser evaluadas para el presente estudio.

No.	Contingencia	Nodos
1	GUA-LOR-PRU	230-22
2	MDN-VEL	230-6c
3	PAN-PANII	230-1c
4	ECO-BRG	230-2c
5	BNG-PANII	230-2b
6	LSA-VEL	230-5a
7	LSA-SBA	230-7
8	EHI-CHO	230-1
9	LSA-EHI	230-4c
10	FORTUNA	Generación
11	ESTI	Generación
12	CHG-PANIII	500-1

Las contingencias mostradas en el cuadro anterior, representan aquellas que presentaron mayores dificultades durante la elaboración de los estudios de flujos de potencia en régimen permanente.

Análisis de Resultados

Los resultados del estudio de estabilidad dinámica se muestran en el Anexo III-5 del presente documento. Los resultados del estudio muestran que:

- No existen asincronismos en unidades de generación ante las eventualidades simuladas. Se ha monitoreado el ángulo de rotación de las unidades síncronas despachadas respecto al nodo oscilante del caso, sin mostrar aceleraciones descontroladas. Por lo tanto todas las unidades permanecen en línea posterior a la falla.

- El perfil de tensión en los principales nodos del sistema se recupera satisfactoriamente posterior a la liberación de la falla, en donde se observan valores dentro del rango permisible por la norma. Por lo tanto se cumple el criterio de calidad y se descarta un colapso de tensión.

- La frecuencia del sistema se recupera satisfactoriamente antes de los 30 segundos que dura la simulación y se estabiliza dentro de la banda permisible (58.9 Hz <f (t) < 61 Hz). No actúa el esquema de desligue de carga por baja frecuencia (EDCxBF) en ningún caso analizado.

Por lo anterior se concluye que el sistema opera de manera estable, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad.

6.4 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Los resultados para el estudio de cortocircuito se muestran en el Anexo III-4 del presente documento.

Consideraciones

Para el estudio de cortocircuito se simulan fallas trifásicas y fallas de línea a tierra sobre todas las barras que conforman la red de 230 kV y 115 kV de ETESA. Las simulaciones se realizarán únicamente para el periodo de demanda máxima, ya que en este periodo se tienen en línea la mayor cantidad de unidades de generación y por lo tanto los niveles de cortocircuito serán los máximos.

Se monitorea la corriente de cortocircuito “Isc” con el objetivo de comparar ésta contra la capacidad interruptiva de las principales protecciones ubicadas en las subestaciones de ETESA. De esta manera se confirmará la correcta (o deficiente) operación de los interruptores de potencia en el sistema de ETESA.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo III-4 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA				
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA				
SUBESTACIONES	NIVEL DE VOLTAJE EN KV			
	230	115	34.5	13.8
PANAMÁ	40	31.5		23
PANAMÁ II	31.5	20		40
CÁCERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		25	
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25	
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40			
VELADERO	40			
GUASQUITAS	40			
MATA DE NANCE	40	25	40	
CALDERA		25	20	
PROGRESO	31.5	40	12	
CHARCO AZUL		30		
CHANGUINOLA	31.5		20	
BOQUERÓN III	31.5		20	

Al comparar el cuadro anterior con los niveles de falla del Anexo III-4, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en éstas.

CAPITULO 7 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2015 – 2018, son los que ya fueron aprobados en planes de expansión anteriores (PESIN 2014), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar, los cuales se presentan en el presente capítulo.

1. Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las Centrales Térmicas Cativá (87 MW), El Giral (50 MW) y Termo Colón (150 MW), además de la entrada en operación de la central térmica Bahía las Minas utilizando carbón, es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, partiendo desde la subestación de Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

En la actualidad el doble circuito Santa Rita – Cáceres (115-1A y 115-2A) operando a 115 KV, cuenta con dos tipos de conductores: Conductor 1200 ACAR en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres y conductor 636 ACSR en el tramo desde el Río Chagres hasta Subestación Cáceres. Las estructuras para el tramo Santa Rita-Chagres son torres para operar a nivel de 230 KV y las estructuras del tramo del Río Chagres a Cáceres son torres para operar a nivel de 115 KV.

El proyecto consiste en lo siguiente: Construcción de un doble circuito con conductor 636 ACSR con estructuras para operar a nivel de 115 KV en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el río Chagres, en donde se continuará con el tramo existente desde Río Chagres hasta Cáceres (el cual ya está diseñado para operar en 115), completando así el doble circuito Santa Rita – Cáceres en conductor 636 ACSR y en 115 KV. Por otra parte se construirá un doble circuito con conductor 1200 ACAR y torres para operar en 230 KV, desde el Río Chagres hasta Subestación Panamá II. Este doble circuito se unirá al tramo ya existente Santa Rita-Rio Chagres (el cual ya se encuentra diseñado para operar en 230 KV con estructuras y conductor 1200 ACAR), completando de esta forma el doble circuito Santa Rita – Panamá II. Como se puede observar, el circuito Santa Rita – Panamá II, está diseñado para operar en 230 KV, pero se iniciará operando a nivel de 115 KV.

LINEAS
Estado: en ejecución
Contrato: Línea: GG-021-2012 con la empresa Consorcio Energy Istmo
Orden de Proceder: 26 de julio de 2012
Costo: B/. 15,475,820
Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II) operada inicialmente en 115 KV
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 27 Km.
Conductor: 1200 ACAR
Capacidad: 150 MVA (normal) 250 MVA (contingencia) operando a 115 KV
275 MVA (normal) 450 MVA (contingencia) operando a 230 KV

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 21 Km.

Conductor: 636 ACSR
Capacidad: 150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

SUBESTACIONES

Estado: en ejecución
Contrato: Línea: GG-018-2012 con Consorcio Argen Cobra S.A.
Orden de Proceder: 30 de julio de 2012
Costo: B/. 4,824,827
Ampliación de las subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV:
Subestación
Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores de 115 KV
Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV
En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:
Inicio de construcción: julio de 2012
Inicio de Operación: julio de 2016

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV	
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES)	
CONDUCTOR 1200 ACAR	
MATERIALES	$ 4,652,930.00
FUNDACIONES	$ 1,167,410.00
DERECHO DE VÍA	$ 54,640.00
MONTAJE	$ 1,228,950.00
CONTINGENCIA	$ 710,390.00
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	$ 568,310.00
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$ 67,500.00
DISEÑO	$ 213,120.00
INSPECCIÓN	$ 213,120.00
INDEMNIZACIÓN	$ 405,000.00
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$ 426,240.00
TOTAL	**$ 9,707,610.00**

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV	
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - CACERES (DESDE CHAGRES)	
CONDUCTOR 636 ACSR	
MATERIALES	$ 2,852,070.00
FUNDACIONES	$ 676,160.00
DERECHO DE VÍA	$ 24,610.00
MONTAJE	$ 601,560.00
CONTINGENCIA	$ 415,440.00
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	$ 332,350.00
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$ 52,500.00
DISEÑO	$ 124,630.00
INSPECCIÓN	$ 124,630.00
INDEMNIZACIÓN	$ 315,000.00
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$ 249,260.00
TOTAL	**$ 5,768,210.00**

TOTAL EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN	**$ 15,475,820.00**

Subestaciones:
Inicio de Construcción: julio de 2012
Inicio de Operación: diciembre de 2015

ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV	
SUMINISTRO	$ 1,659,581
MONTAJE	$ 164,587
OBRAS CIVILES GENERALES	$ 510,825
CONTINGENCIAS	$ 116,750
DISEÑO	$ 70,050
INGENIERÍA	$ 93,400
ADMINISTRACIÓN	$ 93,400
INSPECCIÓN	$ 70,050
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$ 140,100
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$ 4,436
TOTAL	**$ 2,923,178**

ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	
SUMINISTRO	$ 1,268,283
MONTAJE	$ 107,136
OBRAS CIVILES GENERALES	$ 143,590
CONTINGENCIAS	$ 75,950
DISEÑO	$ 45,570
INGENIERÍA	$ 60,760
ADMINISTRACIÓN	$ 60,760
INSPECCIÓN	$ 45,570
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$ 91,141
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$ 2,886
TOTAL	**$ 1,901,648**

El total general del proyecto, sumando líneas y adiciones a las Subestaciones Santa Rita y Panamá II es:

TOTAL GENERAL	$ 20,300,645.38

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a los atrasos que se han presentado con la obtención de la servidumbre de la línea en un tramo entre el Río Chagres a Panamá II, lo que ha atrasado considerablemente la construcción de la misma.

2. Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

El contrato para el T4 de la Subestación Panamá fue dividido en dos partes, una el suministro del transformador y la segunda, la conexión del mismo. El suministro fue mediante el contrato GG-036-2011 con la empresa CELMEC y la Orden de Proceder fue el 15 de septiembre de 2011, el mismo ya se encuentra en Panamá.

La ampliación de la Subestación Panamá (equipos para la conexión del T4) fue el contrato GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A., la Orden de Proceder se dio el 17 de septiembre de 2012.

Estado: en ejecución
Contrato: GG-036-2011 con la empresa CELMEC para el suministro del autotransformador GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. para los equipos de conexión
Orden de Proceder: 15 de septiembre de 2011 para CELMEC
17 de septiembre de 2012 para Consorcio Electroistmo, S.A.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011
Inicio de Operación: junio de 2016

COSTOS

INSTALACIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		
SUMINISTRO	$	7,341,650
MONTAJE	$	298,939
OBRAS CIVILES GENERALES	$	692,345
CONTINGENCIAS	$	416,647
DISEÑO	$	249,988
INGENIERÍA	$	333,317
ADMINISTRACIÓN	$	333,317
INSPECCIÓN	$	249,988
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$	499,976
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$	15,833
TOTAL	**$**	**10,432,000**

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a problemas de otro contratista que es el encargado de la ampliación de los patios de 230 y 115 KV.

3. Remplazo de conductor de la línea Bahía Las Minas – Panamá, 115 KV

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos en el área de Colón incluidos en el Plan Indicativo de Generación y a la posibilidad de ampliación en capacidad de las centrales existentes en esta zona, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Bahía Las Minas y Panamá, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garanticen los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Debido a la poca capacidad de transmisión de la línea existente Las Minas 2 – Panamá (115-3/4) y a su tiempo de operación de más de 40 años, será necesario reemplazar el conductor actual de esta línea calibre 636 kcmil, tipo ACSR, con capacidad de 93/175 MVA, por un conductor de alta temperatura tipo ACSS, calibre 605 kcmil con capacidad de transmisión de 230 MVA por circuito.
El proyecto consiste en el remplazo del actual conductor de las líneas 115-3/4 por completo (54 km aproximadamente) y de manera adicional el remplazo de 6.2 km de conductor en las línea 115-1/2 en los tramos Las Minas – Santa Rita.

Inicio del Proyecto: enero de 2015
Inicio de Operación: junio de 2016
Costo Estimado: Miles de B/. 8,845.00

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a los problemas con la obtención de las libranzas de las líneas 115-3A, 4B y 114-4A y 4B por el Centro Nacional de Despacho, para que el contratista pueda realizar el tendido del nuevo conductor.

4. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el área cercana a las subestaciones Progreso y Boquerón III, con entrada en operación de la central hidroeléctrica Bajo de Mina y Baitún, además de los otros proyectos hidroeléctricos que se construyen en el área, tales como Burica y Bajo Frio,

sumado a los proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad que se construyen en el área de Boquerón III, se adicionan aproximadamente 390 MW.

Central de Generación	Capacidad (MW)
Bajo de Mina	56.0
Baitún	88.0
Bajo Frio	56.0
Burica	50.0
Proyectos hidro en Boquerón	140.0
TOTAL	**390.0**

Debido a que la línea existente Mata de Nance – Boquerón II - Progreso es de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA, es necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para esto se realizará un trabajo de cambiar la línea existente por una nueva línea de doble circuito 230 KV, con conductor 1200 ACAR, utilizando la servidumbre de la línea existente. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. También se cambiará la línea de S/E Progreso a la frontera por un circuito sencillo con las mismas características. Esta nueva línea tendrá capacidad mínima de 400 MVA por circuito en condiciones de operación normal y de 450 MVA por circuito en operación de emergencia o contingencia.

Estado: por licitarse
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: enero de 2018

LINEA MATA DE NANCE - BOQUERON - PROGRESO PROGRESO - FRONTERA 230 KV	
	(Miles de B/.)
Suministro	11,332.38
Fundaciones	2,842.39
Derecho de Via	133.74
Montaje	2,996.09
Contingencias	1,730.46
Ingeniería y Administración	1,384.37
EIA B/.* Km	159.25
Diseño	519.14
Inspección	519.14
Indemnización B/. * kM	955.50
IDC	1,038.28
TOTAL	**23,610.73**

ADICION A SUBESTACIONES MDN Y PRO		
MATERIALES	$	2,776,399
FUNDACIONES	$	555,280
MONTAJE	$	916,212
CONTINGENCIA	$	212,395
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	$	339,831
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	$	8,071
DISEÑO	$	127,437
INSPECCIÓN	$	127,437
INDEMNIZACIÓN	$	-
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	$	254,873
TOTAL	**$**	**5,317,935**

El costo total de esta obra sería de B/. 28,928,661.

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que en la licitación efectuada solo se adjudicó la construcción de la línea de transmisión y no así las ampliaciones de las subestaciones Mata de Nance y Progreso. Debido a esto, se deberá realizar una nueva licitación para la construcción de las ampliaciones de estas subestaciones.

5. Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II es necesaria la adición de un tercer transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Estado: por licitarse
Inicio del Proyecto: enero de 2014
Inicio de Operación: octubre de 2016

ADICION T3 S/E PANAMA II 230/115 KV	
Suministro	5,114,950
Montaje	1,687,934
Obras Civiles	1,022,990
Contingencias	391,294
Diseño	234,776
Ingeniería	313,035
Administración	313,035
Inspección	234,776
IDC	469,552
EIA	14,869
TOTAL	**9,797,212**

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a la nueva fecha contractual de este proyecto, de acuerdo al contrato firmado.

6. Tercera Línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2013	1,172 (existentes)
2014	169.47
2015	142.62
2016	177.68
Total	**1,661.77**

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país solo tienen capacidad para un total de 1,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas.

De las alternativas de expansión consideradas, se determinó que la mejor opción es la construcción de una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de 500 MVA por circuito. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano Sánchez – Chorrera, de 142 km. y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km. Esta línea tendrá un conductor 1200 ACAR y se montarán los dos circuitos de la línea.

Para este proyecto además es necesario la ampliación de los patios de 230 KV de las subestaciones Veladero (adición de dos naves de dos interruptores), Llano Sánchez (adición de dos naves de tres interruptores), Chorrera (adición de dos naves de tres interruptores) y Panamá (adición de dos interruptores), todas ellas con esquema de interruptor y medio. También se incluyen todos los equipos en las subestaciones para la correcta operación de la misma.

Inicio de proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: septiembre de 2016

	LT	S/E VEL	S/E LLS	S/E CHO	S/E PAN	TOT
Suministro	60,096,258	5,602,706	7,298,713	7,565,925	3,427,572	83,991,173
Montaje	46,767,389	1,168,609	1,519,456	2,683,591	604,611	52,743,656
Obras Civiles Generales	30,543,728	1,873,712	1,410,501	1,069,482	781,686	35,679,109
TOTAL COSTO BASE	**137,407,374**	**8,645,028**	**10,228,669**	**11,318,998**	**4,813,869**	**172,413,938**
Contingencias						
Diseño						
Ingeniería	21,228,800	337,085	397,563	439,942	187,103	22,590,494
Administración	21,228,800	2,343,177	2,763,570	3,058,154	1,300,606	30,694,308
Inspección						
IDC						
EIA	491,130	30,995	36,555	40,452	17,203	616,336
Indemnizacion	7,490,000					7,490,000
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	**50,438,730**	**2,711,257**	**3,197,689**	**3,538,549**	**1,504,913**	**61,391,138**
TOTAL	**187,846,104**	**11,356,285**	**13,426,358**	**14,857,547**	**6,318,782**	**233,805,076**
FINANCIAMIENTO	**31,399,931**	**1,975,536**	**2,337,426**	**2,586,584**	**1,100,051**	**39,399,528**
GRAN TOTAL	**219,246,035**	**13,331,821**	**15,763,783**	**17,444,131**	**7,418,834**	**273,204,604**

El costo total de este proyecto es de B/. 273,204,604

La fecha de este proyecto se mantiene igual a la fecha del PESIN 2014.

7. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2015 – 2018) y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC con capacidad de +120/-30 MVAr en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas.

El costo estimado de este equipo es el siguiente:
COSTO
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: marzo de 2018

SVC S/E PANAMA II 230 KV	
Suministro	12,827,999
Montaje	2,664,999
Obras Civiles	1,529,999
Contingencias	851,150
Diseño	510,690
Ingeniería	680,920
Administración	680,920
Inspección	851,150
IDC	1,021,380
EIA	32,344
Estudio	0
Total	**21,651,550**

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que se han realizado tres licitaciones del mismo, las cuales han sido declaradas desiertas ya que no se han presentado oferentes. Una nueva licitación está programada para el mes de noviembre 2015.

8. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2014 – 2017) y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC, con capacidad de +120/-30 MVAr para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC, ya que se encuentra en el troncal central del sistema y tiene la disponibilidad de espacio físico en la subestación para la instalación. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica).
El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: marzo de 2018

SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	
Suministro	13,173,999
Montaje	2,721,999
Obras Civiles	1,952,999
Contingencias	892,450
Diseño	535,470
Ingeniería	713,960
Administración	713,960
Inspección	892,450
IDC	1,070,940
EIA	33,913
Estudio	0
Total	**22,702,139**

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que se han realizado tres licitaciones del mismo, las cuales han sido declaradas desiertas ya que no se han presentado oferentes. Una nueva licitación está programada para el mes de noviembre 2015.

9. Bancos de Capacitores

Con el objetivo de aportar la potencia reactiva necesaria por el sistema para cumplir con un despacho de generación cumpliendo con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesaria la adición de bancos de capacitores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de capacitores:

- S/E Chorrera 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.
- S/E Panamá II 230 KV: adición de 60 MVAR (2 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.
- S/E Veladero 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR)
- S/E San Bartolo 1230 KV: 120 MVAR (4 x 30 MVAR)
- S/E Llano Sánchez 230 KV: adición de 30 MVAR

Estado: por licitarse
Inicio de Construcción: agosto de 2014
Inicio de Operación: Capacitores de Chorrera y Panamá II: abril de 2017
Capacitores de Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez: febrero de 2018
Costo estimado; B/. 54,459,000

BANCOS DE CAPACITORES					
	Panama II 230 KV 60 MVAR	Chorrera 230 KV 90 MVAR	Veladero 230 KV 90 MVAR	San Bartolo 230 KV 120 MVAR	Llano Sánchez 230 KV 30 MVAR
Siministro	3,739,604	6,450,397	7,193,104	10,406,312	1,884,463
Montaje	919,943	1,586,798	1,769,503	2,559,953	463,578
Obras Civiles	699,306	1,206,224	1,345,110	1,945,980	352,395
Contingencias	535,885	924,342	1,030,772	1,491,225	270,044
Diseño	160,766	277,303	309,232	447,367	81,013
Ingeniería	214,354	369,737	412,309	596,490	108,017
Administración	214,354	369,737	412,309	596,490	108,017
Inspección	267,943	462,171	515,386	745,612	135,022
IDC	85,742	147,895	164,923	238,596	43,207
EIA	10,182	17,562	19,585	28,333	5,131
Terrenos	0	120,000	0	0	0
TOTAL	**6,848,078**	**11,932,166**	**13,172,232**	**19,056,358**	**3,450,887**

El atraso en la entrada en operación de estos proyectos, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que con respecto a los capacitores de las Subestaciones Chorrera y Panamá II, esta es la nueva fecha contractual de estos proyectos, mientras que para los demás capacitores, esta es la nueva fecha estimada, considerando que la licitación de los mismos se realizará próximamente.

10. Reactores

Con el objetivo de absorber potencia reactiva en condiciones de demanda mínima, cumpliendo con un despacho de generación con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesaria la adición de bancos de reactores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de reactores:

- S/E Changuinola 230 KV: 40 MVAR (2 x 20 MVAR)
- S/E Guasquitas 230 KV: 20 MVAR

Estado: por licitarse
Inicio de Proyecto: agosto de 2014
Inicio de Operación: febrero de 2018
Costo estimado; B/. 30,802,000

REACTORES		
	Changuinola 230 KV 40 MVAR	Guasquitas 230 KV 20 MVAR
Suministro	9,247,331	6,181,573
Montaje	2,274,844	2,274,844
Obras Civiles	1,729,251	1,729,251
Contingencias	1,325,143	1,325,143
Diseño	397,543	397,543
Ingeniería	530,057	530,057
Administración	530,057	530,057
Inspección	662,571	662,571
IDC	212,023	212,023
EIA	25,178	25,178
Terrenos	0	0
TOTAL	**16,933,997**	**13,868,239**

El atraso en la entrada en operación de estos proyectos, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que estos reactores se licitaran conjuntamente con los capacitores de las Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez, así que esta es la nueva fecha estimada, considerando que la licitación de los mismos se realizará próximamente.

11. Aumento de Capacidad Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, y para cumplir con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, los análisis demuestran que la línea existente Mata de Nance – Veladero, con capacidad de 247 MVA por circuito se sobrecarga para condiciones de demanda máxima de época de invierno. Debido a lo anterior, es debido aumentar la capacidad de la misma, cambiando el conductor a uno de alta temperatura de operación, con capacidad de por lo menos 400 MVA por circuito.

Estado: por licitarse
Inicio del Proyecto: agosto de 2014
Inicio de Operación: marzo de 2018

Costo estimado; B/. 8,817,000

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que esta es la nueva fecha estimada, considerando que la licitación se realizará próximamente.

12. Aumento de Capacidad de la Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidro y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones. Para el año 2016 se tiene contemplado la construcción de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Guasquitas – Veladero. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 1,500,000.

Estado: por licitarse
Inicio de Construcción: agosto de 2014
Inicio de Operación: marzo de 2018
Costo estimado; B/. 1,500,000

El atraso en la entrada en operación de este proyecto, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2014, es debido a que esta es la nueva fecha estimada, considerando que la licitación se realizará próximamente.

13. Energización de S/E Santa Rita 230 KV

Debido a que la nueva central termoeléctrica de AES Panama, que se adjudicó la Licitación 01-2015, con una capacidad instalada de 381 MW, se ubicará en el sector atlántico y se conectará en la Subestación Santa Rita, será necesaria la elevación a 230 KV de esta subestación y de la línea Santa Rita – Panamá II. Para esto se construirá una subestación Santa Rita 230 KV en esquema de barra principal y transferencia, aislada en gas (GIS), con seis posiciones, dos para la conexión de la línea hacía Panamá II, dos para la conexión de la línea de AES y dos para la conexión hacia la futura S/E Sabanitas 230 KV. También es necesaria la adición en la S/E Panamá II 230 KV de dos naves de dos interruptores, para recibirá la línea desde Santa Rita.

Estado: por licitarse
Inicio de Operación: octubre de 2017
Costo estimado; B/. 15,918,000

CAPITULO 8 ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

El Reglamento de Transmisión establece en su Artículo 119 que los valores de factor de potencia de los distribuidores y grandes clientes en su punto de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, a partir del 1 de enero de 2007 debe ser de 0.9 (-) a 0.98 (-) para valle nocturno (10:00 pm a 5:00 am) y de 0.97 (-) a 1.00 (-) para el resto del día. Los análisis eléctricos realizados en este informe han tomado en cuenta lo establecido en este artículo.

Los resultados de los estudios eléctricos para el período 2018 – 2028 para el Escenario de Referencia con proyección de demanda media del Plan indicativo de Generación, se explican en el presente capítulo.

Se realizaron estudios de flujo de carga, estabilidad dinámica y cortocircuito, para condiciones de demanda máxima y mínima, para los periodos seco y lluvioso a largo plazo. En los anexo III-12 (Flujo de Potencia), III-13 (Despacho de Generación), III-14 (Cortocircuito) y III-15 (Estabilidad Transitoria) se encuentran los resultados de estas simulaciones.

Cabe mencionar que al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.

8.1 CONSIDERACIONES

DEMANDA

El pronóstico de demanda modelado para los análisis eléctricos, se presenta en los Estudios Básicos (Tomo I del PESIN 2015) y corresponde a la proyección de demanda con crecimiento medio o moderado. La distribución de la carga por barras y participante consumidor, se realiza con base a información entregada por los distribuidores y al informe indicativo de demandas 2015 elaborado por el CND. De igual forma se simulan tanto la demanda máxima del sistema como la demanda mínima, la relación de dichas demanda se calculan tomando en cuenta la diferencia entre la demanda máxima y mínima del día en que se presentó la demanda máxima del sistema (datos reales).

GENERACIÓN

Para el análisis sistema de transmisión en el periodo de largo plazo se analizara el 2019 y 2025 tomando en cuenta los proyectos de generación considerados en el periodo de largo plazo del escenario de referencia mostrado en el Plan de Indicativo de Generación 2015-2029 (PIGEN 2015, Tomo II del PESIN 2015).

TRANSMISIÓN

Todos los refuerzos (expansiones) del Sistema Principal de Transmisión presentados en este capítulo, son el resultado de los estudios eléctricos en régimen permanente, tanto en estado de red completa (N-0) como en estado de red incompleta (N-1). Por lo tanto, los refuerzos (expansiones) presentadas responden al requerimiento que muestra el SIN para cumplir con el horizonte de generación presentado en el PIGEN 2015 Tomo II PESIN 2015–, abasteciendo la demanda presentada en el Tomo I – Estudios Básicos 2015, de la manera más eficiente y en cumplimiento al despacho económico. Las fechas de entrada de los diferentes refuerzos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), han sido actualizadas en la presente revisión al Plan de Transmisión y verificadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA.

PERIODOS DE ESTUDIO

Para efectos del presente estudio se procede a dividir los casos simulando las dos estaciones climáticas marcadas en Panamá, Época Seca que comprende los meses de enero a mayo y Época Lluviosa de junio a diciembre.

ESQUEMA DEL PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2015, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de largo plazo.

Año	Mes	Nombre	Cap. Instalada MW	Punto de Conexión
2019	1	Coal Power I	200.00	S/E Santa Rita
2020	2	Planta Térmica (Licitación)	400.00	S/E Chiriqui Grande
	7	Chan II Und 1 Und 2 y Minicentral = Und 3)	223.88	S/E Chiriqui Grande
2022	1	Los Estrechos	9.50	S/E San Bartolo
2023	1	Proyecto Fotovoltaico	100.00	
2025	1	TGN 200	200.00	S/E Sabanitas

CONFIGURACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN LARGO PLAZO

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los año venideros del periodo de corto plazo se incorporan al sistema los proyectos de trasmisión que fueron recomendados y aprobados en los planes de expansión que anteceden al presente, actualizando en alguno de los proyectos las fechas de entrada en operación.

Año		Proyectos de Transmision	PESIN 2014	observacion	PESIN 2015
2019	24	**Adicion T3 S/E Boqueron III**	1/1/20		1/1/20
	25	**Cuarta Línea en 230 kV (Chiriquí Grande - Panamá III)**			
	25.1	LT Chiriqui Grande - Panama III Doble Circuito 230 KV 2 X 750 ACAR	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19
	25.2	Nueva S/E Panama III 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19
	25.3	Nueva S/E Chiriqui Grande 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19
	25.4	SVC 150 MVAR Panama III 230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19
	26	**LT Punta Rincón - Panamá III 230 kV**			
	27	**Adición T3 en S/E Boquerón III 230/34.5 kV**	1/1/19		1/1/19
	28	**Línea a Darien 230 kV**			
	28.1	LT Chepo - Meteti 230 KV Circuito Sencillo	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19
	28.2	Nueva S/E Chepo 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19
	28.3	Nueva S/E Meteti 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19
2020	29	**Energizacion Cuarta Línea en 500 kV (Chiriquí Grande - Panamá III)**		Nuevo	1/1/20
	30	**Nueva S/E Sabanitas 230 KV**			
	30.1	Adicion de LT Doble Circuito Sabanitas - Panama III 230 KV		Nuevo	1/1/20
	30.2	Adicion de LT Doble Circuito Sabanitas - Santa Rita 230 KV		Nuevo	1/1/20
2021	31	**Aumento de Capacidad LT Veladero - Panamá II 230 KV**		Nuevo	31/7/21
	32	**Nueva LT Subterránea Panamá- Panamá III 230 KV**			
	32.1	LT Subterrania Panama - Panama III 230 KV I CTO.	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21
	32.2	Adicion S/E Panama 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21
	32.3	Adicion S/E Panama III 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21
2022	33	**Reemplazo Línea VEL-LLS-CHO-PAN 230KV**			
2022	33.1	LT Veladero- Llano Sánchez 230 KV	1/2/22		1/2/22
2023	33.2	LT Llano Sánchez - Chorrera 230 KV	1/2/23		1/2/23
2024	34.2	LT Chorrera - Panamá 230 KV	1/2/24		1/2/24

CONFIGURACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d.iii) en donde se expone que la Empresa de Transmisión deberá coordinar con las Empresas Distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión, ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de la Transmisión.

PRONÓSTICO DE DEMANDA

Con base al pronóstico de la demanda mostrado por ETESA en los Estudios Básicos 2015, escenario medio o moderado, se presenta la demanda (MW) a considerarse en las simulaciones para los estudios eléctricos durante el periodo de Largo Plazo.

	2019	2020	2021	2025
Demanda Maxima	1983.90	2085.60	2188.10	2670.30
Demanda Media	1626.80	1710.19	1794.24	2189.65
Demanda Minima	1182.40	1243.02	1304.11	1591.50

Mediante un análisis de los históricos, se define que la demanda media corresponde al 82% y la demanda mínima el 59.6% de la demanda máxima, respectivamente.

CRITERIOS DE DESPACHO

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptaron los siguientes criterios de despacho de generación

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada. El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional.

En caso de despacharse el carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda mínima. Lo anterior es por restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar. Se le podrá disminuir un poco la generación, pero no sacar unidades

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera

Si el ciclo combinado de BLM o Termo-Colón se encuentra despachado en horas de demanda máxima, éstos no deberán sacarse en horas de demanda mínima. Esto es a causa de restricciones en la operación de las mismas máquinas.

La Unidad 9 de BLM Ciclo Combinado es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G5, G6 y G8. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 9. Tampoco es posible despachar de manera alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado.

La unidad de vapor 3 del ciclo combinado de Termo-Colón es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G1 y G2. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 3. Tampoco es posible despachar de manera independiente (sola) a la unidad de vapor 3, sin que se encuentre en línea alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado

PERIODO SECO

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberá tener su generación disminuida al mínimo de su capacidad instalada y los pequeños embalses podrán despacharse al 60%.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 70% de su capacidad instalada como máximo.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan deberá operar siempre al 95% de su capacidad

instalada. En periodo de demanda mínima, se deberá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.

- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Está (Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 70% de la capacidad instalada en demanda máxima, 0% en demanda mínima

PERIODO LLUVIOSO

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 25% de su capacidad instalada como máximo. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso y la salida de algunas unidades por mantenimiento.
- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades, para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola no deberá disminuir del 75% de su capacidad instalada. La mini-Chan se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 30% de la capacidad instalada en demanda máxima, 0% en demanda mínima

Basado en los resultados presentados en el PIGEN 2015 donde se calcula el costo operativo de las plantas térmicas y el valor de agua de las plantas hidroeléctricas con embalses se procede a generar un orden de mérito para el periodo seco y periodo lluvioso de cada año de estudio.

ORDEN DE MERITO

Para efectos de simular las estacionalidad la generación se hará respetando siempre el siguiente

	2019		2020		2021		2025	
No.	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso
1	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada	Hidro pasada
2	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas
3	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares
4	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás	Biogás
5	Coal Power	Fortuna	LPI 0215	Chan II	LPI 0215	Chan II	LPI 0215	LPI 0215
6	Fortuna	Bayano	Coal Power	Fortuna	Coal Power	Fortuna	Coal Power	Chan II
7	GNL	Coal Power	Fortuna	Bayano	Fortuna	Bayano	BLM Carbón	Fortuna
8	BLM Carbón	GNL	Bayano	LPI 0215	Bayano	LPI 0215	Punta Rincón	Coal Power
9	Bayano	BLM Carbón	BLM Carbón	Coal Power	Chan II	Coal Power	Fortuna	BLM Carbón
10	Punta Rincón	Punta Rincón	GNL	GNL	GNL	BLM Carbón	GNL	Punta Rincón
11	MIR G10	MIR G10	Punta Rincón	BLM Carbón	BLM Carbón	Punta Rincón	TGN	GNL
12	MIR G9	MIR G9	MIR G10	Punta Rincón	MIR G10	GNL	Bayano	TGN
13	Jinro	Jinro	MIR G9	MIR G10	MIR G9	MIR G10	Chan II	Bayano
14	Est. Mar	Est. Mar	Jinro	MIR G9	Jinro	MIR G9	MIR G10	MIR G10
15	PanamAmp	PanamAmp	Est. Mar	Jinro	Punta Rincón	Jinro	MIR G9	MIR G9
16	Panam	Panam	PanamAmp	Est. Mar	Est. Mar	Est. Mar	Jinro	Jinro
17	Pacora	Pacora	Panam	PanamAmp	PanamAmp	PanamAmp	Est. Mar	Est. Mar
18	MIR G6	MIR G6	Pacora	Panam	Panam	Panam	PanamAmp	PanamAmp
19	Cativá	Cativá	MIR G6	Pacora	Pacora	Pacora	Panam	Panam
20	ElGiral2	ElGiral2	Cativá	MIR G6	MIR G6	MIR G6	Pacora	Pacora
21	El Giral II	El Giral II	El Giral II	Cativá	Cativá	Cativá	MIR G6	MIR G6
22	A.C.P.2	A.C.P.2	El Giral	El Giral II	El Giral II	El Giral II	Cativá	Cativá
23	A.C.P.3	A.C.P.3	A.C.P.2	El Giral	A.C.P.2	El Giral	El Giral II	El Giral II
24	KANAN	KANAN	A.C.P.3	A.C.P.2	A.C.P.3	A.C.P.2	El Giral	El Giral
25	BLM Ciclo	BLM Ciclo	KANAN	A.C.P.3	El Giral	A.C.P.3	A.C.P.2	A.C.P.2
26	TCO Ciclo	TCO Ciclo	BLM Ciclo	KANAN	KANAN	KANAN	A.C.P.3	A.C.P.3
27	MIR G5	MIR G5	TCO Ciclo	BLM Ciclo	BLM Ciclo	BLM Ciclo	KANAN	KANAN
28	MIR G2	MIR G2	MIR G5	TCO Ciclo	TCO Ciclo	TCO Ciclo	BLM Ciclo	BLM Ciclo
29	MIR G1	MIR G1	MIR G2	MIR G5	MIR G5	MIR G5	TCO Ciclo	TCO Ciclo
30			MIR G1	MIR G2	MIR G2	MIR G2	MIR G5	MIR G5
31				MIR G1	MIR G1	MIR G1	MIR G2	MIR G2
32							MIR G1	MIR G1

CRITERIOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD

Con la finalidad de revisar que se cumpla con los criterios normados en cuanto a la calidad y seguridad operativa del sistema se tiene que realizar el análisis en estado estable (N y N-1), estabilidad transitoria y corto circuito, para todos los casos presentados es indispensable cumplir con los parámetros establecidos en la norma en estado estable y contingencias.

Análisis de Contingencias (N-1)

A todos los casos se le realizara el análisis de contingencias con el fin de verificar el cumplimiento del criterio de seguridad (N-1) y comprobar la correcta operación del sistema, Para ello se elabora un listado de contingencias, el cual considera contingencias únicas de generación que causen los mayores desbalances entre carga y generación, y se evalúan contingencias únicas de transmisión

sobre todas las líneas de 230 KV y 115 Kv pertenecientes al sistema de transmisión de ETESA. A continuación se presenta el listado de contingencias de generación a evaluar.

Nodos	Contingencia	Tipo	VIGENCIA
6096 6097 0 T1	Fortuna	Generación	
6100 6101 0 T1	Bayano	Generación	
6178 6179 0 19	Esti	Generación	
6005 6105 0 11	Panamá	Generación	
6263 6265 0 T2	Changuinola	Generación	
6179 6360 0 22	Gualaca - Lorena - Prudencia	Generación	
6060 6071 0 T2 6060 6072 0 T3 6060 6073 0 T4 6078 0 T1	Carbón BLM	Generación	
6100 6171 0 1A	Bayano-Pacora	Línea	Hasta Lluvioso 2018
6003 6171 0 1B	Panamá II - Pacora	Línea	
6001 6003 0 1C	Panamá - Panamá II	Línea	
6100 6601 0 2A 6470 6601 0 2A	Bayano - Copesa	Línea	Hasta Lluvioso 2018
6003 6470 0 2B	Panamá II - 24 Dic	Línea	
6001 6005 0 3A	Panamá - Chorrera	Línea	
6005 6240 0 3B	Chorrera - El Higo	Línea	
6008 6240 0 3C	Llano Sanchez - El Higo	Línea	
6008 6182 0 5A	Llano Sanchez - Veladero	Línea	
6011 6182 0 5B	Mata de Nance - Veladero	Línea	
6011 6096 0 7	Mata de Nance - Fortuna	Línea	
6011 6380 0 9A	Mata de Nance - Boquerón III	Línea	
6014 6330 0 27	Progreso - Baitun	Línea	
6014 6380 0 9B	Progreso - Boquerón III	Línea	
6000 6014 0 1 6000 56050 0 1	Progreso - Rio Claro	Línea	
6245 6460 0 3C	Burunga - El Coco	Línea	
6008 6460 0 2B	Llano Sanchez - El Coco	Línea	
6008 6760 0 16	Llano Sanchez - San Bartolo	Línea	
6182 6760 0 11	Veladero - San Bartolo	Línea	
6179 6182 0 16	Guasquita - Veladero	Línea	
6096 6179 0 18	Fortuna - Guasquita	Línea	
6096 6263 0 0A	Fortuna - Esperanza	Línea	Hasta Lluvioso 2018
6260 6263 0 0B	Changuinola - Esperanza	Línea	
6260 6400 0 21 6400 58350 0 1	Changuinola - Cahuitas	Línea	

6182 6440 0 5A	Veladero - Dominical	Línea	
6440 6500 0 5B 6500 56052 0 1	Dominical - Rio Claro	Línea	
6179 6340 0 &1	Guasquita - Cañazas	Línea	
6260 6340 0 30	Changuinola - Cañazas	Línea	Hasta Lluvioso 2018
6018 6173 0 1A	Cáceres - Santa Rita	Línea	
6173 6290 0 1B	Santa Rita - Cativa II	Línea	
6059 6173 0 2B	Las Minas I - Santa Rita	Línea	
6002 6024 0 3A	Panamá - Chilibre	Línea	
6024 6060 0 3B	Chilibre - Las Minas II	Línea	
6002 6170 0 4A	Panamá - Cemento Panamá	Línea	
6060 6170 0 4B	Las Minas II - Cemento Panamá	Línea	
6018 6123 0 5	Cáceres - Miraflores	Línea	
6002 6018 0 12	Panamá - Cáceres	Línea	
6012 6087 0 15	Mata de Nance - Caldera	Línea	
6004 6173 0 45	Panamá II - Santa Rita 115	Línea	Hasta Seca 2018
6182 6860 0 6B	Veladero - Barro Blanco	Línea	
6860 6008 0 6A	Barro Blanco - Llano Sanchez	Línea	
6005 6008 0 1	Veladero - Llano Sanchez	Línea	
6372 6373 0 T1	Punta Rincón G1	Línea	Desde Lluvioso 2017
6011 6014 0 1	Mata de Nance - Progreso	Línea	Desde Seca 2018
6005 6485 0 1	Chorrera - Antón	Línea	Desde Seca 2018
6008 6485 0 1	Llano Sanchez - Antón	Línea	Desde Seca 2018
6623 6169 0 1	GNL turbina de Vapor	Generación	Desde Lluvioso 2018
6003 6169 0 1	Panamá II-Santa Rita 230	Línea	Desde Lluvioso 2018
6169 6620 0 T1	CGNL (Santa Rita) G1	Generación	Desde Lluvioso 2018
6624 6625 0 T1	COAL POWER	Generación	Desde Seca 2019
6372 6310 0 1	Punta Rincón- Panamá III	Línea	Desde Seca 2019
6310 6001 0 1	Panamá III-Panamá	Línea	Desde Seca 2019
6310 6003 0 2A	Panamá III-Panamá II	Línea	Desde Seca 2019
6310 6005 0 1	Panamá III- Chorrera 230	Línea	Desde Seca 2019
6100 6317 0 1	Bayano-Chepo	Línea	Desde Seca 2019
6171 6317 0 1A	Pacora-Chepo	Línea	Desde Seca 2019
6245 6310 0 2B	Burunga - Panamá III	Línea	Desde Seca 2019
6315 6317 0 1	Meteti-Chepo	Línea	Desde Seca 2019
6317 6601 0 2A	Chepo-Copesa	Línea	Desde Seca 2019
6096 6276 0 0A	Fortuna-Chiriquí Grande	Línea	Desde Seca 2019
6276 6263 0 0B	Chiriquí Grande-Esperanza	Línea	Desde Seca 2019
6276 6260 0 0B	Chiriquí Grande-Changuinola	Línea	Desde Seca 2019
6276 6340 0 0A	Chiriquí Grande-Cañazas	Línea	Desde Seca 2019

6275 6309 0 1	Panamá III -Chiriquí Grande 500	Línea	Desde Seca 2020
6169 6318 0 1	Santa Rita-Sabanitas	Línea	Desde Seca 2020
6318 6310 0 1	Sabanitas-Panamá III	Línea	Desde Seca 2020
6415 6416 0 T1	LPI0215	Generación	Desde Seca 2020
6375 6376 0 T1	Changuinola II G1	Generación	Desde Lluvioso 2020
6458 6459 0 T1	Solar 100 MW	Generación	Desde Seca 2025
6318 6322 0 T1	TGN200 G1	Generación	Desde Seca 2025

Se evalúa el desempeño del SIN ante contingencias por medio del módulo de análisis de contingencias ACCC (AC Contingency Solution) y Modulo IPLAN, ambos del programa PSS/E™ de SIEMENS PTI. El tipo de solución a las contingencias evaluadas se obtiene bajo la acción de la regulación primaria del sistema, en donde se solucionan los flujos de potencia mediante la intervención de los gobernadores de las unidades despachadas y la acción reguladora de los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores (condición operativa real esperada).

8.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA

Despacho de Generación

Todos los despachos se ajustaron tratando de cumplir estrictamente con los criterios de generación presentados con anterioridad, respetando siempre los criterios calidad y de seguridad operativa, para efecto de revisar el cumplimiento de estos criterios se procedió a realizar todas las contingencias listadas hasta cumplir con la norma en caso de presentarse fallas en el sistema, basado en este criterio algunos despachos no cumplirán a cabalidad con el orden de mérito, los despachos de generación detallados se encuentran en el Anexo III-13.

Año 2020

PERIODO SECO

Demanda Máxima

Según la magnitud de la demanda modelada, es necesario despachar las unidades del ciclo combinado GNL, las tres unidades de la hidroeléctrica Fortuna y la central de carbón de Coal Power para demanda máxima, debido a los bajos aportes hídricos característicos de la estación seca en Panamá.

En demanda máxima el 45.66% de la generación es hidráulica entre las que se encuentran despachadas las centrales de filo de agua y la central de Fortuna (3x95 MW). El 25.77% de la generación es térmica con la central de carbón Coal Power y la planta de generación de gas natural. 19.29% de la generación proviene de la generación eólica, modeladas al 70% en este periodo del año. El 9.28% de la generación restante se obtiene de la energía solar, modelando los parques solares al 70% de su capacidad instalada y la central de biogás planta generadora de Cerro Patacón (2x4.75MW).

El total de intercambio de energía entre occidente y el centro de carga es de 778.8 MW. Esta energía se contabiliza tomando en cuenta el flujo que entra a la subestación de Llano Sánchez proveniente de los tres corredores principales más la generación transportada por la cuarta línea hacia Panamá III.

En esta demanda no se requiere generación obligada ya que no se encuentra ninguna restricción en el sistema debido a la entrada de la cuarta línea desde la nueva subestación de Chiriquí Grande hasta la nueva subestación Panamá III. Este proyecto descongestiona los otros tres corredores en operación para esa fecha, lo cual hace que el sistema sea más confiable en caso de contingencias en demanda máxima donde mayor requerimiento tiene el sistema.

Se realizó el análisis de contingencias N-1 al caso base para comprobar la correcta operación del sistema. Se realizó contingencias sencillas de todas las líneas de 115 KV y 230 kV del sistema de transmisión y contingencias de generación para evaluar la respuesta del sistema ante el desbalance generado por la contingencia. Ante la pérdida de la línea 115-3A se observa que el nivel de voltaje en la barra de Chilibre 115 KV se encuentra cerca del límite permitido en caso de contingencia. Se debe tomar en cuenta que la disminución de generación en área Atlántica reduce la reserva de reactivos que puede ser necesaria para mantener el voltaje dentro de los niveles operativos permitidos por lo que se debe considerar la adición de refuerzos en el área del Atlántico, que puede ayudar a las reservas de potencia reactiva en la zona.

Demanda Media

La generación en esta demanda se puede desglosar de la siguiente manera: 56.65% hidráulica con la central de Fortuna despachada al 95% (3x95 MW) y las centrales de pasada al mínimo de generación permitido. 11.65% de generación térmica con 190 MW de Coal Power, la cual si se requiere en demanda máxima, por restricciones operativas no se puede apagar en las otras demandas. El 23.47% de generación eólica, la cual se modela el mismo despacho en cualquier demanda del mismo periodo. Se obtiene 7.65% del aporte proveniente de las centrales solares debido a la disminución de la radiación solar en las horas de demanda media y 0.58% biogás, siempre despachada al 95 % de su capacidad.

El total de intercambio entre el occidente y el centro de carga, en demanda media de la época seca, es de 796 MW. Esto se debe a la disminución de la generación solar y a que no se despachan las unidades térmicas cerca del centro de carga, que si se tenían despachadas en demanda máxima, teniendo que cubrir la demanda por medio de la generación de occidente.

No se presenta generación obligada en la demanda media del periodo seco del 2019.
Al realizar el análisis de contingencias N-1 de generación y de las líneas de 115 y 230 kV, se pudo observar en todos los casos que el sistema encuentra convergencia. Se comprueba en cada contingencia realizada, el sistema de transmisión se opera dentro de los límites establecidos, lo cual no compromete la estabilidad y seguridad del SIN.

Demanda Mínima

En el escenario de demanda mínima el porcentaje de generación hidroeléctrica es de 50.83% aportado solamente por las centrales de pasada. El 16.1% de la generación térmica es aportada por

la central Coal Power, que debido a sus restricciones operativas se mantiene en línea durante la demanda mínima en caso de ser despachada durante la demanda máxima. El 33.12% de la generación restante obedece a la generación eólica, en su mayoría, y la central de biogás en Cerro Patacón. El aumento del aporte de las centrales eólicas aumenta ya que mientras la demanda baja, la energía del viento se modela constante al 70% durante las tres demandas analizadas.

El intercambio de occidente en este escenario de 456.7 MW, sin restricciones ni generación, ya que los cuatro corredores operan muy por debajo de su límite térmico.

Se realizó las pruebas de falla de línea simple de manera independiente, con lo cual se obtuvo como resultado la convergencia de todos los casos analizados. No se encontró problemas de sobrecarga ni violaciones de voltaje, lo cual indica que el sistema puede operar manteniendo los criterios de calidad y cargabilidad requeridos para su correcto funcionamiento. De igual manera las desbalances causados por las contingencias de generación mantienen el sistema dentro de los límites de cargabilidad y sin violaciones de voltaje, permitiendo que el sistema converja y solucione mediante gobernadores sin problema alguno.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2019

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	382.75	382.75	382.75	19.3%	23.5%	32.4%
Solar	174.53	124.68	0.00	8.8%	7.7%	0.0%
Hidro Occidente	872.20	886.58	565.79	44.0%	54.5%	47.9%
Hidro Oriente	14.00	14.00	14.00	0.7%	0.9%	1.2%
Termica	511.30	190.00	190.00	25.8%	11.7%	16.1%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.8%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	1.0%	1.2%	1.7%
Minera Panamá	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	1,983.78	1,627.01	1,181.54			
Demanda	1,930.32	1,577.17	1,155.99			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	100	100	60
Panamá 2 230 KV	90	60	0
Panamá 2 115KV	80	0	20
Chorrera 230KV	30	0	0
Llano Sánchez 230 KV	0	0	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata del Nance 34KV	0	-20	-40
Guaquitas 230KV	0	0	-20
Veladero 230KV	0	0	-20
Changuinola 230	0	-20	-40
San Bartolo 230 KV	0	0	0
SVC Llano Sánchez	-10.60	-1.44	-0.31
SVC Panamá 2	10.76	-1.36	-1.52
SVC Panamá 3	-7.64	-0.80	-0.15

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	39.01	39.31	16.70
115	4.83	4.18	4.19
34.5	0.00	0.00	0.00
13.8	0.00	0.00	0.00
TOTAL	43.84	43.49	20.89

PERIODO LLUVIOSO

Demanda Máxima

El despacho de la generación en demanda máxima de la temporada lluviosa se obtuvo el 88% de las centrales hidroeléctricas de pasadas despachadas al 95% de su capacidad, las tres unidades de Fortuna (3x95 MW) y dos unidades de Bayano (2x53 MW). Se despachó 0% de generación térmica ya que la generación de las unidades de Punta Rincón generan solo para abastecer su demanda, por lo cual no entrega excedentes al sistema. El 7.4% de la generación en demanda máxima es de tipo eólica ya que el aporte de este tipo de centrales disminuye en esta época debido a las características de la región. La generación restante corresponde 4.1% solar y 0.5% de biogás.

En este escenario se espera transportar toda la generación del occidente. Se espera aproximadamente 1375 MW, tomando en cuenta el flujo de la cuarta línea más el flujo transportado por las líneas 1, 2 y 3 hasta la subestación Llano Sánchez.

No se requiere generación obligada ya que el sistema no presenta restricciones y se puede despachar todas las unidades siguiendo el orden de mérito establecido para la época.

Se utilizó el modulo para contingencias ACCC del Software PSS E. Después de haber aplicado todas las contingencias de línea simple de 115 y 230 kV, se obtuvo como resultado que todos los casos convergen. En el caso base, en estado estable, la zona del Atlántico presenta los voltajes en las

barras de 115 kV ligeramente por debajo de los valores nominales, pero aun dentro de lo permitido por el Reglamento de Transmisión. En el caso de la pérdida de la línea 115-3A el voltaje en la barra de Chilibre 115 kV llega al límite permitido en caso de contingencias. Esto se debe a la supresión de las restricciones de transmisión presentes en años anteriores, lo cual permite evacuar toda la generación del occidente del sistema. Debido a esto queda desplazada la generación en el área del Atlántico que daba el soporte de reactivo y estabilidad en dicha área. Se debe contemplar para escenarios futuros la inclusión de refuerzos en el área de Colón que ayude a mantener la estabilidad del sistema en caso de contingencias, como se mencionó en el análisis de demanda máxima en el periodo seco**.** En el caso de las contingencias de generación, todos los desbalances simulados pueden ser asumidos por la reserva rodante sin causar violaciones de calidad ni cargabilidad de las líneas.

Con la adición del T3 de la S/E Boquerón III se alivia la carga en los transformadores T1 y T2 en la subestación y evita la sobrecarga de alguno de los transformadores en caso de la falla. Lo cual garantiza el transporte de más de 120 MW en este periodo, proveniente de generadoras hidroeléctricas del Oeste de la provincia de Chiriquí.

Demanda Media

En demanda media el 88.9% de la generación es de tipo hidráulica, en su mayoría de las centrales de pasada y solo una unidad de Fortuna (1x73 MW). Al igual que en demanda máxima no se requirió generación térmica, ya que Punta Rincón genera para abastecer su propia demanda. El siguiente 8.8% corresponde a la generación eólica modelada al 25% de la capacidad nominal de generación. Debido a que la incidencia de los rayos solares disminuyen en la demanda media típica de Panamá solo se obtiene un 1.6% de generación por parte de los parques solares conectados al sistema. La generación de biogás de Cerro Patacón corresponde a 0.5% de la generación total modelado en el sistema.

El intercambio que se da con la región de occidente suma un total de 1167.3 MW. Al igual que en demanda máxima, no se tiene generación obligada para la demanda media.

Las contingencias simples de líneas simuladas no presentaron riesgo a la seguridad y operación dentro de los criterios de calidad y cargabilidad del sistema. Debido a que las contingencias de generación no presentan desbalances considerables entre la generación y la demanda. Todos los casos simulados encontraron convergencia, manteniendo los criterios calidad sin sobrecargar las líneas ni los transformadores pertenecientes al sistema de transmisión.

Demanda Mínima

En este periodo la demanda disminuye aproximadamente a 60% de la demanda máxima, por lo que no se requiere tanta generación como en la media y la máxima. En este escenario se despachó 87.5% de generación hidráulica. Se sacó de servicio una unidad de cada una de las siguientes centrales: Está, Gualaca, Bajo de Mina, Lorena, Chang I, Prudencia, Pedregalito I, Baitún y Monte Lirio para ajustar la generación a la demanda del sistema. De igual manera como se mencionó anteriormente, no se requiere generación térmica en este periodo. Dado a que la generación del viento se simula constante durante todo el periodo lluvioso, el 11.6% de la generación para esta demanda es de tipo

eólica. Al darse la demanda mínima en horas de la noche y madrugada no se cuenta con generación por parte de los parques solares. Sólo un 0.81% de la generación es dado al aporte de la central de biogás.

La suma total de flujo que llega a la S/E Llano Sánchez proveniente de la línea 1, 2 y 3 más el flujo del cuarto corredor hacen un total de 796 MW de intercambio entre el occidente del sistema y centro de carga, al este del mismo.

Las contingencias realizadas permitió observar que en demanda mínima, al hacer las fallas de línea simple en niveles de 115 kV y 230 kV, el sistema se mantiene estable sin afectar la calidad del servicio ni poner en riesgo la seguridad del SIN, manteniendo los voltajes en todas las barras dentro de lo permitido. Dado que el sistema para esta época no presenta restricciones, no se tiene generación obligada que evite seguir el orden de mérito dado para la entrada en operación de cada unidad.

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2019

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	136.89	136.89	136.89	7.4%	8.8%	11.6%
Solar	74.81	24.94	0.00	4.1%	1.6%	0.0%
Hidro Occidente	1,528.27	1,288.56	943.89	83.1%	83.0%	79.9%
Hidro Oriente	34.94	35.50	35.50	1.9%	2.3%	3.0%
Termica	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.8%
ACP (Hidro)	55.59	55.59	55.59	3.0%	3.6%	4.7%
P. Rincón (Excedente)	0.00	2.00	0.00	0.0%	0.1%	0.0%
Total Gen	1,839.99	1,552.97	1,181.36			
Demanda	1,862.80	1,536.93	1,133.00			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Demanda	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	100	40	100
Panamá 2 230 KV	150	120	90
Panamá 2 115KV	100	20	0
Chorrera 230KV	90	30	90
Llano Sánchez 230 KV	90	30	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata del Nance 34KV	0	0	0
Guaquitas 230KV	0	0	0
Veladero 230KV	90	60	0
Changuinola 230	0	0	0
San Bartolo 230 KV	60	60	30
SVC Llano Sánchez	-1.93	0.21	0.24
SVC Panamá 2	-1.37	0.85	1.89
SVC Panamá 3	-4.23	0.48	-0.41

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
230	100.12	73.98	35.82
115	6.50	4.88	3.83
34.5	0.01	0.02	0.02
13.8	0.00	0.00	0.00
TOTAL	106.63	78.88	39.66

Conclusiones:

- Contemplar refuerzos en el área del Atlántico para dar estabilidad de voltaje en la zona.

Año 2020

PERIODO SECO

Demanda Máxima:

El despacho de presentado representa la generación que se espera durante la época seca del año 2020. Donde se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al mínimo permitido y la central Changuinola al 75%, las plantas de generación solar constituyen aproximadamente el 8.38% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 70% de la capacidad instalada de cada una, alcanzándose una generación de 174.80 MW en solar, las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 18.36% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 70% de la capacidad instalada de cada una, alcanzándose una generación de 382.8 MW en Eólica.

Se presenta un gran aporte de generación (557.6 MW) en Eólica y solar para este periodo, por lo que no es necesario llamar a despacho las plantas de generación en el centro de carga y Colón como Bayano y Bahía las Minas respectivamente.

Las plantas de generación térmica constituyen aproximadamente el 27% de la generación total alcanzándose una generación de 570 MW, estando en línea la central LPI0215 (Carbón) y Coal Power.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar y no se espera generación obligada.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 1163.8 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 Kv. Fue posible transmitir toda esta generación desde occidente gracias a la energización de la cuarta línea de 230 Kv a 500 Kv y la entrada de un compensador estático de potencia reactiva (SVC) adicional en la S/E Panamá III 230 lo cual aumento el soporte de potencia reactiva del SIN, mejorando la estabilidad y confiabilidad del sistema, permitiendo a la red soportar todas las contingencias (N-1) analizadas para este periodo.

Demanda Media:

Las plantas de generación solar constituyen aproximadamente el 7.30% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 50% de su capacidad instalada, alcanzándose una generación de 124.86 MW, Las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 22.38% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 70% de su capacidad instalada, manteniéndose el mismo despacho que en demanda máxima, alcanzándose una generación de 382.8 MW en Eólica. El total de generación aportado por las hidroeléctricas despachadas es 36%, lo cual incluye la generación de las hidroeléctricas de la ACP.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda media. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar y no se espera generación obligada.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 887.2 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 KV

Demanda Mínima:

En este escenario la demanda es aproximadamente el 59.6% de la máxima, por tanto es necesario bajar generación para mantener el balance demanda-generación. La central Fortuna es sacada del despacho y algunas otras que cuentan con algún tipo de regulación de energía, reduciéndose así el aporte de generación hidroeléctrica de 948.59 a 279.52 MW con respecto a la demanda máxima, las centrales LPI0215 y Coal Power se mantienen en línea por restricciones operativas y por la necesidad de despacharlas para el periodo de demanda máxima, Las plantas de generación Eólica se mantuvieron al 70% y fueron sacadas de línea las plantas de generación solar.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar y no se espera generación obligada.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 527.6 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 Kv.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2020

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seca	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	382.75	382.75	382.75	18.4%	22.4%	30.8%
Solar	174.80	124.86	0.00	8.4%	7.3%	0.0%
Hidro Occid.	871.77	589.59	252.99	41.9%	34.5%	20.4%
Hidro Oriente	54.00	14.00	7.00	2.6%	0.8%	0.6%
Termica	570.00	570.00	570.00	27.4%	33.3%	45.9%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.8%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	0.9%	1.1%	1.6%
Minera Panama	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	2,082.32	1,710.19	1,241.74			
Demanda	2,028.18	1,674.23	1,224.24			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	80	0	0
Panamá 2 230 KV	90	0	0
Panamá 2 115KV	80	0	0
Chorrera 230KV	60	0	0
Llano Sánchez 230 KV	0	0	-40
Llano Sánchez 34 KV	0	0	-20
Guaquitas 230KV	0	0	-20
Mata de Nance 34KV	0	0	-40
Veladero 230KV	0	0	-60
Changuinola 230 KV	0	0	-40
San Bartolo 230 KV	0	0	0
SVC Llano Sanchez	-1.64	9.78	6.50
SVC Panama 2	-7.18	12.62	11.40
SVC- Panama 3	1.27	-4.92	-4.82
Chiriqui Grande 500 KV	-100	-100	-100
Panama 3 500kV	-100	-100	-100
Reactor 1 500.00	-80	-80	-80
Reactor 2 500.00	-80	-80	-80
Reactor 3 500.00	-80	-80	-80
Reactor 4 500.00	-80	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	11.27	7.16	3.22
230	27.88	17.43	6.73
115	4.86	4.04	3.17
34.5	0	0	0
13.8	0	0	0
TOTAL	44.01	28.63	13.12

PERIODO LLUVIOSO

Demanda Máxima:

En este escenario existe un gran aporte de generación hidroeléctrica en occidente ya que las mismas fueron despachadas al 95% de la capacidad instalada, constituyendo el 89% de la generación para dicho escenario y, alcanzándose un aporte en generación de 1863.76 MW en hidroeléctricas (incluyendo las de embalse y de pasada), para este año se contempla la entrada de la hidroeléctrica de embalse Chan II el cual aporta más de 200 MW al SIN, Las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 6.51% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalada de cada una, alcanzándose una generación de 135.6 MW en Eólica, Las plantas de generación solar constituyen aproximadamente el 3.58% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 30% de la capacidad instalada de cada una, alcanzándose una generación de 74.51 MW en solar.

Para este escenario no se presenta aporte de generación térmica al SIN, debido principalmente a dos factores: al gran aporte de generación hidroeléctrica (en especial Fortuna y Chan II) y a la penetración de más de 200 MW en plantas de generación con energías renovables no convencionales. Ante esta situación no se presenta aporte de generación de Bayano debido a la entrada de Chan II, por tanto la demanda en el centro de carga es suplida en su totalidad por generación transmitida desde occidente, sin presentarse generación obligada.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda máxima. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 1592.7 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero, S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 KV. Fue posible transmitir toda esta generación desde occidente gracias a la energización de la cuarta línea de 230 KV a 500 KV y la entrada de un compensador estático de potencia reactiva (SVC) adicional en la S/E Panamá III 230 lo cual aumento el soporte de potencia reactiva del SIN, mejorando la estabilidad y confiabilidad del sistema, permitiendo a la red soportar todas las contingencias (N-1) analizadas para este periodo.

Demanda Media:

En este escenario la demanda es aproximadamente el 82% de la máxima, por tanto es necesario bajar generación para mantener el balance demanda-generación.

La generación hidroeléctrica fue reducida con respecto a la demanda máxima de 1863.76 a 1536.18 MW constituyendo el 90% de la generación total para este periodo, saliendo de línea la central hidroeléctrica Fortuna y se redujo la generación de Changuinola II. Las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el 7.95 % de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalada de cada una, manteniéndose el mismo despacho que en demanda máxima, alcanzándose una generación de 135.6 MW en eólica, las plantas de generación solar constituyen aproximadamente el 1.46% de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 10% de la capacidad instalada de cada una, alcanzándose una generación de 24.84 MW en solar.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda media. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar y no se espera generación obligada.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 1273.8 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 KV.

Demanda Mínima:

En este escenario la demanda es aproximadamente el 59.6% de la máxima, por tanto es necesario bajar generación para mantener el balance demanda-generación.

La generación hidroeléctrica fue reducida con respecto a la demanda máxima de 1863.76 a 1094.19 MW constituyendo el 88.29% de la generación total para este periodo, saliendo de línea las centrales hidroeléctricas de embalse Fortuna y Chan II, las plantas de generación Eólica constituyen aproximadamente el % de la generación total, y las mismas fueron despachadas al 25% de la capacidad instalada de cada una, manteniéndose el mismo despacho que en demanda máxima, alcanzándose una generación de 135.6 MW en Eólica, las plantas de generación solar en este escenario son sacadas de línea, para modelar este escenario.

En el Anexo III-13, se presenta el despacho para el caso de demanda media. El despacho presentado opera cumpliendo los criterios de calidad y seguridad operativa, sin violaciones que reportar y no se espera generación obligada.

La transferencia de energía entre el occidente y el centro de carga alcanza la cifra de 863.1 MW, esta transferencia equivale al flujo que entre en la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero y S/E San Bartolo, más el flujo que es transmitido en el doble circuito de la cuarta línea de transmisión en 500 KV.

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2020

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluviosa	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	135.63	135.63	135.63	6.5%	7.9%	10.9%
Solar	74.51	24.84	0.00	3.6%	1.5%	0.0%
Hidro Occid.	1,773.24	1,445.66	1,003.67	85.1%	84.7%	81.0%
Hidro Oriente	35.48	35.48	35.48	1.7%	2.1%	2.9%
Termica	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.5%	0.6%	0.8%
ACP (Hidro)	55.04	55.04	55.04	2.6%	3.2%	4.4%
Minera Panama	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	2,083.39	1,706.14	1,239.32			
Demanda	1,986.89	1,636.81	1,196.84			

Generación Obligada

No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	20	0
Panamá 2 230 KV	120	90	0
Panamá 2 115KV	80	0	0
Chorrera 230KV	90	0	0
Llano Sánchez 230 KV	0	60	-60
Llano Sánchez 34 KV	0	0	-20
Guaquitas 230KV	0	0	0
Mata de Nance 34KV	0	0	-40
Veladero 230KV	0	0	-60
Changuinola 230 KV	0	0	-40
San Bartolo 230 KV	60	0	0
SVC- Llano Sanchez 230 KV	-15.08	-15.77	5.84
SVC - PANAMA II	8.07	-4.87	8.77
SVC - Panama III	4.94	1.76	-25.94
Chiriqui Grande 500 KV	-100	-100	-100
Panama 3 500kV	-75	-75	-100
Reactor 1 500.00	-80	-80	-80
Reactor 2 500.00	-80	-80	-80
Reactor 3 500.00	-80	-80	-80
Reactor 4 500.00	-80	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	16.61	10.21	4.02
230	60.46	41.98	25.8
115	5.81	4.55	3.3
34.5	0.02	0.02	0.02
13.8	0	0	0
TOTAL	82.90	56.76	33.14

Conclusiones:

- Adicionar una línea entre S/E Panamá 230 KV y S/E Panamá 3 230 KV.

Año 2021

PERIODO SECO

Demanda máxima

En temporada seca se despachan las hidroeléctricas al mínimo permisible, además se contempla el despacho de la generación eólica y solar al 70% respetando así el modelado de estas centrales renovables.

Para la generación mostrada en el Anexo III-13 se obtiene una transferencia de occidente al centro de carga de 1179.6MW dicho flujo es medido en los circuitos que entran a la S/E Llano Sánchez desde la S/E Veladero, S/E San Bartolo y S/E Barro Blanco, además del flujo de la cuarta línea hacía Panamá III. Dicha transferencia no presenta restricciones por lo tanto no se presenta generación obligada.
Se realizaron las contingencias para las líneas 230KV y 115KV del SPT además de las de generación listada con anterioridad, el análisis realizado no presento divergencia en ninguna de las contingencias analizadas.

Para este escenario se cuenta con un 48.01% (1049MW) de generación hidroeléctrica, 26.04% (569.42MW) de generación térmica, 17.50% (382.75MW) de generación eólica, 7.99% (174.87MW) de generación solar y 0.434% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Demanda Media
En este caso se disminuye la generación del SIN de acorde a la disminución de la carga y respetando el orden de mérito presentado. La transferencia de occidente para este caso sería de 946.7MW.

La generación total del sistema estaría distribuida de la siguiente manera, 39.28% (703MW) de generación hidroeléctrica de los cuales 31MW son de Fortuna (embalse) el resto se completa con las centrales de pasada, 31.82% (570MW) de generación térmica provenientes de centrales de Carbón que debido a su bajo costo en esta época entran en despacho primero que las de embalse, esto permite que aumente el porcentaje de térmica en el total de la generación para dicha época; 21.37% (382.75) de generación eólica lo cual es un gran aporte de energía renovable junto a un

6.98% (125.18MW) de generación solar y por ultimo 0.530% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Se mantienen los SVC con baja generación capacitiva en estado estable con el fin de brindar toda la reserva disponible ante un estado N-1, No se presentan restricciones de transmisión y el sistema soporta todas las contingencias simples y de generación severas.

Demanda Mínima

Para la demanda mínima disminuye la generación solar a cero 0 ya que el escenario de demanda mínima representa las horas de la madrugada. Por otro lado también se disminuye la generación hidroeléctrica de pasada principalmente las que presentan algún tiempo de regulación, la presencia unidades térmicas de Carbón en el despacho de demanda máxima no permite sacarlas de línea por las restricciones operativas de las mismas.

Para este escenario se cuenta con un 26.06% (339.2MW) de generación hidroeléctrica, 43.79% (570MW) de generación térmica, 29.4% (382.75MW) de generación eólica, y 0.7299 % (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Al realizar las contingencias de línea o generación al SPT no se presentan problemas de bajo voltaje debido la presencia de los SVC y demás compensación reactiva, de esta manera se cumple con los criterios de seguridad y estabilidad de los voltajes.

Bajo el despacho presentado se establece un total de transferencia de occidente hacia centro de carga de 576.4MW y no se presenta generación obligada para dicho escenario

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2021

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	382.75	382.75	382.75	17.5%	21.4%	29.4%
Solar	174.87	125.18	0.00	8.0%	7.0%	0.0%
Hidro Occid.	915.95	669.91	312.89	41.9%	37.4%	24.0%
Hidro Oriente	114.00	14.00	7.00	5.2%	0.8%	0.5%
Termica	570.00	570.00	570.00	26.1%	31.8%	43.8%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.4%	0.5%	0.7%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	0.9%	1.1%	1.5%
Minera Panamá	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	2,186.57	1,790.84	1,301.64			
Demanda	2,129.07	1,754.87	1,284.21			

Generación Obligada
No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	80	20	0
Panamá 2 230 KV	90	30	0
Panamá 2 115KV	80	0	0
Chorrera 230KV	90	30	0
Llano Sánchez 230 KV	30	0	-60
Llano Sánchez 34 KV	0	0	-20
Guaquitas 230KV	0	0	-20
Mata de Nance 34KV	0	0	0
Veladero 230KV	0	0	-60
Changuinola 230	0	0	-40
San Bartolo 230 KV	0	0	0
SVC Llano Sánchez	3.17	10.86	0.62
SVC Panamá 2	-20.36	-5.45	-0.81
SVC Panamá 3	-23.94	-9.96	-1.85
Chiriquí Grande 500KV	-100	-100	-100
Panamá 3 500KV	-75	-100	-100
REACTOR1 500.00	-80	-80	-80
REACTOR2 500.00	-80	-80	-80
REACTOR3 500.00	-80	-80	-80
REACTOR4 500.00	-80	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	11.77	8.06	3.59
230	29.82	19.85	7.79
115	5.2	4.27	3.58
34.5	0	0	0
13.8	0	0	0
Total	46.79	32.18	14.96

Demanda Máxima Invierno

En el escenario de máxima lluviosa se simulan todas las hidroeléctricas al 95%, las cuales se encuentran en su mayoría en el occidente del país. Para traer dicha generación de occidente se aprovechan los cuatro corredores con que cuenta el SPT obteniendo una transferencia de 1555.7MW. El aporte de centrales hidroeléctricas al SIN para este escenario es de 89.92% (1965MW), las centrales solares se simulan al 30% de la capacidad instalada con lo cual aportan 3.43%(75.11MW) de la generación total del sistema, la generación eólica se simula 25% de su capacidad instalada, para el presente escenario se obtiene en el despacho 6.25% (135.63 MW), en cuanto a la generación a partir de biomasa se obtiene un despacho de 0.4346% (9.5MW); Un punto muy importante a destacar es que se mantiene un 0% (0MW) de generación térmica, haciendo la salvedad de que la central Punta Rincón está despachada pero solo para suplir su propia demanda, es decir no entrega excedentes al SIN.

Para este caso no se presenta generación obligada, ya que se cuenta con un sistema más robusto el cual no presenta restricciones de transmisión en estado estable ni de contingencia N-1, para asegurar dicha estabilidad se realizaron las contingencias al SPT de las líneas en 115KV y 230KV además de las de generación listada y no se reportan sobrecargas en líneas ni problemas en los voltajes.

Se utiliza gran cantidad del reactivo instalado en el SIN con el fin de mantener la estabilidad de voltajes en estado estable.

Demanda Media

El escenario de demanda media es el 82% del escenario de máxima por lo tanto se disminuye la generación hidroeléctrica de embalse (más costosa) para cumplir con la disminución de la carga del escenario dentro del orden de mérito presentado. Las centrales de pasada se simulan al 95%, las eólicas al 25% y las solares al 10%.

Al realizar las contingencias de línea simple del SPT y las de generación el sistema se mantiene estable y no presenta sobrecargas en las líneas, por lo tanto se cumple con el orden de mérito presentado para este escenario.

Para este escenario se cuenta con un 90.49% (1619MW) de generación hidroeléctrica, 0% (0MW) de generación térmica, 7.57% (135.63MW) de generación eólica, 1.39%(25.04MW) de generación solar y 0.53% (9.5MW) de generación a partir de biomasa. Para toda esta generación mencionada en el SIN se transfiere de occidente al centro de carga 1327.6MW

Se respetan todos los criterios de seguridad operativa mencionados en el reglamento de operación y transmisión. Además los SVC se mantienen con bajo aporte capacitivo de tal manera que estén disponibles ante una contingencia.

No se presenta generación obligada para dicho escenario.

Demanda Mínima

Para este escenario se cuenta con un 88.86% (1157.26MW) de generación hidroeléctrica, 0% (0MW) de generación térmica, 10.41% (135.63MW) de generación eólica, 0%(0MW) de generación solar y 0.7294% (9.5MW) de generación a partir de biomasa. A partir de este despacho se obtiene una transferencia de occidente al centro de carga de 912MW.

Se apagan todas las hidroeléctricas de embalse restantes (Fortuna y Changuinola II) y algunas unidades de centrales de pasada las cuales cuentan con regulación horaria. De esta manera almacenan agua por su regulación y se cumple con la demanda pronosticada.

Se realizaron las contingencias paras las líneas 230KV y 115KV del SPT, además de las de generación las cuales pasaron todas para el orden de mérito presentado para esta demanda.

Se utiliza aporte reactivo en este escenario para mantener los voltajes dentro de los límites permitidos y tener un óptimo funcionamiento del sistema. También se cuenta con aporte capacitivo por parte de los SVC los cuales se mantienen bajo de tal manera que estén disponibles ante una contingencia.

Se respetan todos los criterios de seguridad operativas mencionados en el reglamento de operación y transmisión.

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2021

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluvioso	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	135.63	135.63	135.63	6.2%	7.6%	10.4%
Solar	75.11	25.04	0.00	3.4%	1.4%	0.0%
Hidro Occid.	1,774.77	1,528.99	1,066.74	81.2%	85.4%	81.9%
Hidro Oriente	135.48	35.48	35.48	6.2%	2.0%	2.7%
Termica	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.4%	0.5%	0.7%
ACP (Hidro)	55.04	55.04	55.04	2.5%	3.1%	4.2%
Minera Panamá	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	2,185.52	1,789.67	1,302.38			
Demanda	2,088.76	1,720.04	1,259.84			

Generación Obligada

No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	120	20
Panamá 2 230 KV	120	30	0
Panamá 2 115KV	60	0	20
Chorrera 230KV	90	30	30
Llano Sánchez 230 KV	60	0	-40
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Guaquitas 230KV	0	0	0
Mata de Nance 34KV	0	0	0
Veladero 230KV	30	30	-40
Changuinola 230	0	0	-20
San Bartolo 230 KV	60	30	0
SVC Panamá 3	1.68	-15.53	-1.41
SVC Llano Sánchez	-18.59	-6.21	0.01
SVC Panamá 2	0.78	-23.12	-14.85
Chiriquí Grande 500KV	-100	-100	-100
Panamá 3 500KV	-75	-75	-100
REACTOR1 500.00	-80	-80	-80
REACTOR2 500.00	-80	-80	-80
REACTOR3 500.00	-80	-80	-80
REACTOR4 500.00	-80	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	16.36	11.88	4.6
230	59.85	45.04	27.57
115	6.29	4.92	3.73
34.5	0.02	0.02	0.02
13.8	0	0	0
Total	82.52	61.86	35.91

Conclusiones:

- El aumento de la capacidad de la línea 2 mejora la transferencia de occidente. Se debe aumentar la capacidad de la línea 1 también.

Año 2025

PERIODO SECO

Entre los años 2022 y 2024 se tiene previsto la repotenciación de 247 MW a 500 MW por circuito de la línea 1 del sistema de transmisión principal, el cual comprende desde S/E Veladero hasta la S/E Panamá. Este proyecto ayudará a aumentar la capacidad de transporte la creciente generación que se tiene prevista hasta el año 2025.

Demanda Máxima

En este periodo la generación entregada al sistema por parte de las centrales hidroeléctricas es aproximadamente 34.7% debido a los bajos aportes de los recursos hídricos característicos de la estación seca en Panamá. Siguiendo el orden de mérito propuesto sólo se despachan las tres unidades de la central Fortuna de las centrales de embalse, es por esto que 41.5% de la generación para suplir la demanda del sistema se da en centrales térmicas el cual incluye la generación de las central de Gas Natural de 381 MW, el excedente de Punta Rincón (aproximadamente 80 MW), la central de Bahía las Minas (114 MW), las central de carbón Coal Power (190 MW), la generación de 400 MW modelada como una planta de carbón, el 14.30% de la generación se dan por las centrales eólicas, que en esta temporada aumentan su generación comparada con la época lluviosa. Debido a la gran incidencia de los rayos del sol en el verano panameño los parques solares producen 9.2% de la generación en demanda máxima. Hasta la fecha solo se genera 0.4% de la energía por la planta de biogás de Cerro Patacón.

Durante este periodo se puede esperar aproximadamente 1120 MW de intercambio con el occidente, que incluye la generación que llega a Llano Sánchez por los principales corredores del sistema de transmisión y la cuarta línea en 500 kV que conecta la S/E Chiriquí Grande con el centro de carga en la subestación Panamá III.

Se realizó las contingencias de línea simple de 115 kV, 230 kV de las cuales se obtuvo como resultado que el sistema se mantiene estable en cada uno de los caso simulados por medio del módulo ACCC del software PSS E. De igual manera se realizó la contingencia de la cuarta línea en 500 kV donde el resultado satisface los criterios de voltaje y cargabilidad de las líneas en estado de post-

contingencia. Todas las contingencias de generación para este periodo convergieron en una solución adecuada por medio de la acción de los gobernadores.

Para el año 2025 deben estar operando las adecuaciones del sistema que no impidan transportar toda la generación de occidente hacia el centro de carga. Por lo tanto para esta fecha, considerando la demanda máxima como la más crítica de la época seca, no se esperan restricciones ni se espera tener generación obligada en el sistema en estado estable.

Demanda Media

En esta demanda de la época seca se tiene aproximadamente 38.1 % de la generación por parte de las centrales hidráulicas, donde se encuentran despachadas dos unidades de Fortuna (2x95 MW), además de las centrales de filo de agua. Por costo las centrales térmicas que siguen en el orden de mérito generan 35.9% del total para cumplir con la demanda del sistema. La energía de tipo eólica se modela al 70% de su capacidad nominal en todas las demanda, por lo que esto corresponde al 17.55% de la generación total. Los parques solares aportan 8.00% al sistema, ya que la demanda media en Panamá se da en horas de la tarde, donde la incidencia de la radiación solar disminuye comparada con la demanda máxima. La planta de biogás mantiene su generación constante el cual corresponde al 0.43% del total de generación.

En la demanda media se estima un intercambio aproximado de 1044.2 MW desde el área occidental del país hacia el centro de carga. La magnitud del flujo disminuye en comparación a la demanda máxima, por lo que al aplicarse las contingencias N-1, en las líneas principales del sistema de transmisión, el sistema se mantiene estable y dentro de los criterios de calidad y cargabilidad establecidos en caso de contingencia. De igual manera las contingencias de generación no presentan desbalances que pongan en riesgo la seguridad el sistema o la pérdida de estabilidad del mismo.

Al no tener ninguna restricción de transmisión en el sistema, se puede despachar toda la generación de acuerdo al orden de mérito establecido para el escenario, por lo tanto no hay generación obligada en esta demanda.

Demanda Mínima

En este escenario se aprecia que el porcentaje de generación por parte de centrales hidroeléctricas es de 39.95%, solamente con centrales de pasada. No entran en despacho las centrales de embalse como Bayano y Fortuna ya que la demanda no lo requiere en horas de demanda mínima. 35.4% de la generación de la demanda mínima es térmica, las cuales por restricciones operativas de las centrales de carbón, si se requieren en demanda máxima se deben mantener encendidas en las demandas medias y mínimas. Un 24.1% de la generación es por centrales eólicas, las cuales se modelan al 70% de su capacidad en la época seca, en todas las demandas. Se tiene 0% de energía solar en horas de la demanda mínima y solo 0.6% de generación es aportada por la central de biogás.

El intercambio de flujo desde occidente hacia el centro de carga es de 679.6 MW en demanda mínima. Después de aplicar las fallas de línea simple y las contingencias de las plantas de generación más grandes, se obtuvo como resultado que todos los casos convergen y el sistema se encuentra estable luego de las contingencias. Manteniendo los parámetros de calidad de voltaje y cargabilidad en líneas y transformadores dentro de los límites permitidos.

Resumen Estadístico del Periodo Seco Año 2025

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Seco	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	383.25	383.25	383.25	14.3%	17.5%	24.1%
Solar	245.25	174.68	0.00	9.2%	8.0%	0.0%
Hidro Occidente	889.66	801.92	601.24	33.3%	36.6%	37.8%
Hidro Oriente	14.00	14.00	14.00	0.5%	0.6%	0.9%
Termica	1,029.00	684.00	564.00	38.5%	31.2%	35.4%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.4%	0.4%	0.6%
ACP (Hidro)	19.50	19.50	19.50	0.7%	0.9%	1.2%
Minera Panamá	80.60	102.60	0.00	3.0%	4.7%	0.0%
Total Gen	2,670.76	2,189.45	1,591.49			
Demanda	2,608.25	2,138.99	1,562.00			

Generación Obligada

No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Demanda	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	60	0
Panamá 2 230 KV	150	60	60
Panamá 2 115KV	120	60	0
Chorrera 230KV	90	30	0
Llano Sánchez 230 KV	30	0	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata del Nance 34KV	0	0	0
Guaquitas 230KV	0	0	-20
Veladero 230KV	0	0	-60
Changuinola 230	0	0	-40
San Bartolo 230 KV	0	0	0
SVC Panamá 3	-1.84	3.93	0.91
SVC Llano Sánchez	-0.46	1.09	-0.50
SVC Panamá 2	-6.13	0.68	-0.59
Chiriquí Grande 500KV	-100	-100	-100
Panamá 3 500KV	0	0	0
REACTOR1 500.00	-80	-80	-80
REACTOR2 500.00	-80	-80	-80
REACTOR3 500.00	-80	-80	-80
REACTOR4 500.00	-80	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	10.95	9.94	4.56
230	27.99	23.30	12.09
115	6.36	5.48	5.74
34.5	0.01	0.01	0.01
13.8	0.00	0.00	0.00
TOTAL	45.31	38.73	22.40

EPOCA LLUVIOSA

Demanda Máxima

Se despachan las centrales hidroeléctricas al 95% de su capacidad, aprovechando así al máximo la generación de occidente para traerla al centro de carga. Con esto se logra una transferencia de occidente al centro de carga de 1872.1MW sin restricciones en las Líneas de transmisión, cabe destacar que dentro de la generación de occidente está despachada una central térmica simulada como Carbón de 400MW.

Para este escenario se cuenta con un aporte hidroeléctrico de 69.2% (1847.5MW) proveniente de centrales de pasada e incluyendo las de Embalse Fortuna y Changuinola II; por otro lado la generación térmica con un 21.42% (570MW) los cuales son generados por centrales térmicas, una en el occidente y la otra en el Atlántico en el centro de carga; en cuanto a generación eólica contamos con un aporte de 5.14% (136.88MW) de la generación total del SIN; se cuenta con 3.95%(105.1MW) de generación solar y 0.4% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

En este escenario se realizó un análisis en estado estable y de contingencia (N-1) tanto en líneas de transmisión en 115KV y 230KV, como en generación en unidades grandes y el sistema se mantuvo estable en cuanto a voltajes y no se observó sobrecarga en las líneas de transmisión.

No se presenta generación obligada en este escenario.

Demanda Media

Con respecto al escenario de demanda media lluviosa se disminuye la demanda del escenario y se procede a sacar de línea las unidades hidroeléctricas más costosas según el orden de mérito presentado (Fortuna y parte de Changuinola2). Se aprovecha la generación de hidroeléctricas de pasada al 95%, eólicas al 25% y solares al 10% tal como se simulan dichas centrales para esta demanda.

En este escenario se tiene una transferencia de occidente al centro de carga de 1491.9MW y La generación total del SIN la podemos dividir en los siguientes bloques según tipo de tecnología: 65.57% (1438.23MW) de generación hidroeléctrica, 26% (570MW) de generación térmica, 6.2% (136.88MW) de generación eólica, 1.61%(35.04MW) de generación solar y 0.4% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.

Como se observa se cuenta con el mismo aporte térmico de la demanda máxima debido a que se utilizan centrales que utilizan como combustible el carbón, las cuales por restricciones operativas si entran al despacho en demanda máxima no se deben sacar para las otras demandas.

Se realizaron las contingencias paras las líneas 230KV y 115 KV las cuales pasaron todas para el orden de mérito presentado para esta demanda, además de las contingencias de generación.

Se respetan todos los criterios de seguridad operativa mencionados en el reglamento de operación y transmisión.

No se presenta generación obligada para dicho escenario.

Demanda Mínima

Para este escenario se disminuye la demanda de acorde al pronóstico de demanda para este periodo, se simulan a cero las centrales solares, se apagaron todas las centrales de embalse e incluso algunas de pasada que cuentan con regulación horaria, esto se debe a que las centrales térmicas que están en línea son de carbón y por restricciones operativas si se necesitan en demanda máxima, deben permanecer despachadas en las otras demandas.

Se usa parte de la generación reactiva en el área oeste del país debido a la disminución de la demanda y gran generación en dicha zona, permitiendo así una transferencia de 991.2MW sin restricciones y de manera segura, respetando los criterios de seguridad para todo el sistema tanto en estado estable como en contingencia de línea 115KV, 230KV y generación de centrales grandes, cumpliendo con el orden de mérito presentado.

Para este escenario se cuenta con un 55% (874.03MW) de generación hidroeléctrica, 35.8% (570MW) de generación térmica, 8.6% (136.88MW) de generación eólica, 0%(0MW) de generación solar y 0.55% (9.5MW) de generación a partir de biomasa.
No se presenta generación obligada para dicho escenario

Resumen Estadístico del Periodo Lluvioso Año 2025

Generación por Tecnología (MW)

Periodo Lluviosa	Dem Max	Dem Med	Dem Min	%GEN Dmax	%GEN Dmed	%GEN Dmin
Eolica	136.88	136.88	136.88	5.1%	6.3%	8.6%
Solar	105.10	35.04	0.00	3.9%	1.6%	0.0%
Hidro Occidente	1,757.04	1,347.81	783.20	65.8%	61.6%	49.3%
Hidro Oriente	34.94	35.50	35.50	1.3%	1.6%	2.2%
Termica	570.00	570.00	570.00	21.4%	26.0%	35.8%
BioGas	9.50	9.50	9.50	0.4%	0.4%	0.6%
ACP (Hidro)	55.59	55.04	55.04	2.1%	2.5%	3.5%
Minera Panamá	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	0.0%
Total Gen	2,669.05	2,189.76	1,590.11			
Demanda	2,555.09	2,109.03	1,553.99			

Generación Obligada

No existe Generación Obligada

Despacho de Reactivo (MVAR)

Barra	Dem Max	Dem Med	Dem Min
Panamá 115KV	120	120	0
Panamá 2 230 KV	180	150	0
Panamá 2 115KV	120	60	0
Chorrera 230KV	90	90	0
Llano Sánchez 230 KV	120	30	0
Llano Sánchez 34 KV	0	0	0
Mata del Nance 34KV	0	0	0
Guaquitas 230KV	0	0	0
Veladero 230KV	90	30	0
Changuinola 230	0	0	-20
San Bartolo 230 KV	60	30	0
SVC Panamá 3	7.59	-0.37	-0.56
SVC Llano Sánchez	-13.57	0.08	0.63
SVC Panamá 2	21.83	0.39	-0.34
Chiriquí Grande 500KV	0	-25	-100
Panamá 3 500KV	-50	-100	-100
REACTOR1 500.00	-80	-80	-80
REACTOR2 500.00	0	-80	-80
REACTOR3 500.00	-80	-80	-80
REACTOR4 500.00	0	-80	-80

Perdidas de Sistema Principal de Transmisión (MW)

Nivel Volt	Dem Max	Dem Med	Dem Min
500	26.25	16.31	7.54
230	59.79	41.21	16.42
115	8.43	7.18	4.45
34.5	33.54	0.02	0.00
13.8	0.98	0.00	0.00
TOTAL	94.49	64.72	28.42

Conclusiones:

- Las energías renovables no convencionales tienen una penetración en el SIN de Panamá, con casi 24% de la generación del país, diversificando la matriz energética y proveyendo formas alternas de generación que no dependen de los combustibles fósiles.
- Las adecuaciones en el sistema principal de transmisión que se planean desarrollar, permitirán el aprovechamiento y transporte, hacia el centro de carga, de toda la generación que se tiene prevista en el occidente del país sin necesidad de pagar generación obligada.

8.3 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DINÁMICA

Consideraciones

Se realiza un estudio de estabilidad dinámica al caso base con el objetivo de evaluar el desempeño del sistema ante contingencias que causen desbalances entre la carga y la generación, o líneas de interconexión que causen un cambio importante en el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de transmisión.

El escenario analizado se centrará en el periodo de máxima demanda, ya que es en éste escenario en donde se exige el máximo desempeño al SIN desde el punto de vista de estabilidad y será en donde se podrán localizar limitaciones, en caso de existir.

Las variables a monitorear serán las siguientes:

- Estabilidad angular de las unidades de generación tanto térmicas como hidráulicas.
- Voltajes en los principales nodos de las redes de 230 kV y 115 kV, pertenecientes al sistema de ETESA.
- Frecuencia del sistema, medida desde el nodo con mayor concentración de carga. En nuestro caso éste nodo será la barra de 115 kV en la Subestación Panamá.

Las variables monitoreadas permitirán identificar la estabilidad del sistema ante las contingencias a evaluar.

Se simularán tiempos de pre-falla de un (1) segundo y posteriormente se aplicará una falla en el elemento bajo análisis, la cual durará cuatro (4) ciclos. Este tiempo de cuatro ciclos corresponde al tiempo de respuesta de las principales protecciones en el sistema principal de transmisión. Posterior a los 4 ciclos se simulará la apertura del elemento fallado, liberando la falla para lo cual perdurará un tiempo de simulación de 30 segundos. Este tiempo es suficiente para monitorear el desempeño del SIN y confirmar o no, la estabilidad del sistema.

Contingencias a Evaluar

Se presenta un listado con las contingencias dinámicas a ser evaluadas para el presente estudio.

No.	Contingencia	Nodos
1	GUA-LOR-PRU	230-22
2	MDN-VEL	230-6c
3	PAN-PANII	230-1c
4	ECO-BRG	230-2c
5	BNG-PANII	230-2b
6	LSA-VEL	230-5a
7	LSA-SBA	230-7
8	EHI-CHO	230-1
9	LSA-EHI	230-4c
10	FORTUNA	Generación
11	ESTI	Generación
12	CHG-PANIII	500-1

Las contingencias mostradas en el cuadro anterior, representan aquellas que presentaron mayores dificultades durante la elaboración de los estudios de flujos de potencia en régimen permanente.

Análisis de Resultados

Los resultados del estudio de estabilidad dinámica se muestran en el Anexo III-15 del presente documento. Los resultados del estudio muestran que:

- No existen asincronismos en unidades de generación ante las eventualidades simuladas. Se ha monitoreado el ángulo de rotación de las unidades síncronas despachadas respecto al nodo oscilante del caso, sin mostrar aceleraciones descontroladas. Por lo tanto todas las unidades permanecen en línea posterior a la falla.

- El perfil de tensión en los principales nodos del sistema se recupera satisfactoriamente posterior a la liberación de la falla, en donde se observan valores dentro del rango permisible por la norma. Por lo tanto se cumple el criterio de calidad y se descarta un colapso de tensión.

- La frecuencia del sistema se recupera satisfactoriamente antes de los 30 segundos que dura la simulación y se estabiliza dentro de la banda permisible (58.9 Hz <f (t) < 61 Hz). No actúa el esquema de desligue de carga por baja frecuencia (EDCxBF) en ningún caso analizado.

Por lo anterior se concluye que el sistema opera de manera estable, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad.

8.4 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Los resultados para el estudio de cortocircuito se muestran en el Anexo III-14 del presente documento.

Consideraciones

Para el estudio de cortocircuito se simulan fallas trifásicas y fallas de línea a tierra sobre todas las barras que conforman la red de 230 kV y 115 kV de ETESA. Las simulaciones se realizarán únicamente para el periodo de demanda máxima, ya que en este periodo se tienen en línea la mayor cantidad de unidades de generación y por lo tanto los niveles de cortocircuito serán los máximos.

Se monitorea la corriente de cortocircuito "Isc" con el objetivo de comparar ésta contra la capacidad interruptiva de las principales protecciones ubicadas en las subestaciones de ETESA. De esta manera se confirmará la correcta (o deficiente) operación de los interruptores de potencia en el sistema de ETESA.

NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo III-14 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA				
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA				
SUBESTACIONES	NIVEL DE VOLTAJE EN KV			
	230	115	34.5	13.8
PANAMÁ	40	31.5		23
PANAMÁ II	31.5	20		40
CÁCERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		25	
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25	
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40			
VELADERO	40			
GUASQUITAS	40			
MATA DE NANCE	40	25	40	
CALDERA		25	20	
PROGRESO	31.5	40	12	
CHARCO AZUL		30		
CHANGUINOLA	31.5		20	
BOQUERÓN III	31.5		20	

Al comparar el cuadro anterior con los niveles de falla del Anexo III-14, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en éstas.

CAPITULO 9 **PLAN DE EXPANSIÓN A LARGO PLAZO**

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2019 – 2025, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. **Subestación El Coco 230 KV**

La empresa Unión Eólica Panameña (UEP) construyó el Parque Eólico Penonomé, con capacidad instalada de 220 MW (y posibilidad de ampliación hasta 335 MW). Para la conexión de este parque eólico, UEP construyó la Subestación El Coco, en esquema de interruptor y medio con tres naves, dos para la conexión de los dos circuitos de ETESA 230-12/13, los cuales se seccionaran en esta subestación y una nave para la conexión de los dos transformadores elevadores de 230/34.5 KV a través de los cuales se inyectará la generación eólica. Al estar conectados en esta subestación más de dos agentes (actualmente UEP I y UEP II) además de que han solicitado conexión otros agentes en esta subestación, ETESA adquirirá el patio de 230 KV de la misma. El costo estimado para estas tres naves de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 12,312,000.

2. **Subestación La Esperanza 230 KV**

La empresa AES Panamá construyó la central hidroeléctrica Changuinola I, con capacidad de 223 MW. Para la conexión de esta central, AES construyó la Subestación la Esperanza y a la vez 8.5 km de línea de doble circuito, 230 KV, extendiendo el circuito 230-20 hasta dicha subestación. De manera similar a el caso de UEP, ETESA debe adquirir la nave de 230 KV de la Subestación La Esperanza y la línea de 230 KV, doble circuito de 8.5 km que se extendió desde el circuito 230-20. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV y la línea de 8.5 km, doble circuito 230 KV es de B/. 8,194,000.

3. **Subestación 24 de Diciembre 230 KV**

La empresa de distribuidora ENSA, que posee la concesión para el servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el sector Norte-Este del país, tiene dentro de sus planes de expansión para el año 2014, la entrada en operación de una nueva Subestación en el sector de la 24 de Diciembre, la cual repartirá carga que actualmente es alimentada mediante las S/E Tocumen y Geehan.

ENSA ha cumplido con las normativas al entregar la información solicitada en el Reglamento de Transmisión con su respectivo estudio eléctrico, el cual demuestra la correcta operación de la S/E 24 de Diciembre sin desmejorar las condiciones operativas del SIN, por lo cual ETESA le ha otorgado la viabilidad de conexión definitiva al proyecto. En este estudio eléctrico se ha indicado que el punto de conexión de la nueva Subestación es seccionando el circuito 230-2A (Panamá II – Bayano).

El proyecto consiste en un extensión de aproximadamente 0.6 Km de doble circuito aéreo (integrado al anillo Panamá II – Pacora – Bayano) y un transformador 230/13.8 KV con capacidad de 30/40/50 MVA y con conexión Y-Y aterrizado.
La Subestación 24 de Diciembre es en esquema Interruptor y medio, y contará con dos naves, una con 3 interruptores para el seccionado del circuito 230-2A y la otra con dos interruptores para la conexión del transformador que alimentará la carga a 13.8 KV. La nave y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A pasarán a ser activos de ETESA tal cual solicita la ASEP, por entrar a ser parte del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 5,318,000.

4. Subestación Cañazas 230 KV

La empresa Petroterminales de Panamá (PTP) construyó una subestación para alimentar sus instalaciones en Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, la cual se conecta a las líneas de transmisión 230-29 y 230-30 de ETESA. Esta subestación tiene un esquema de anillo con tres interruptores 230 KV y un transformador 230/34.5 KV de 50 MVA conectado a la barra B de esta subestación. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición del patio de 230 KV de esta subestación. El costo estimado para el patio de 230 KV de la misma es de B/. 5,318,000.

5. Subestación Barro Blanco 230 KV

La empresa Generadora del Istmo, S.A. (GENISA) construirá la central hidroeléctrica Barro Blanco, con capacidad aproximada de 29 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá la S/E Barro Blanco 230 KV, que seccionará el circuito 203-6A (Veladero – Llano Sánchez). Esta subestación será con esquema de interruptor y medio, con una nave seccionando este circuito de ETESA y otra para la conexión de la central generadora. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición de esta nave de 230 KV. El costo estimado de la misma es de B/. 5,318,000.

6. Subestación Burunga 230 KV

En los planes de EDEMET se encuentra la construcción de una nueva subestación Burunga de 230/115/34.5 KV con el propósito de mejorar el servicio al sector este de la provincia de Panama Oeste. Esta nueva subestación la construirá EDEMET y seccionara la línea de 230 KV El Coco – Panamá II, propiedad de ETESA, en el sector de Burunga. El patio de 230 KV será propiedad de ETESA y contará con un esquema de subestación aislada en gas (GIS) en barra principal y transferencia, con nueve (9) celdas o posiciones, dos (2) para transformadores de EDEMET, cuatros (4) para líneas de ETESA, una (1) de reserva, una (1) de acoplamiento y una (1) de medición.

Inicio de Operación: diciembre de 2016
Costo Estimado: B/. 12, 192, 000

7. Subestación Panamá III 500/230/115 KV

Debido al incremento de generación térmica en la provincia de Colón, con la entrada en operación para el 2018 de la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado (GNL) de AES Panamá, con capacidad de 380 MW, además de la posible adición de generación a base de carbón o gas natural a ubicarse en el área de Colón en los próximos años, será necesaria una nueva subestación en el área de la ciudad de Panamá, para poder recibir la generación desde Colón y las líneas provenientes de la zona atlántica, ya que sería muy complicada la entrada de nuevas líneas de transmisión en la S/E Panamá II, debido a que ésta se encuentra prácticamente rodeada y no se cuenta con rutas de acceso.
Adicionalmente, se necesita un nuevo punto de conexión para la Cuarta Línea de Transmisión de 500 KV, doble circuito, desde Chiriquí Grande hasta la ciudad de Panamá, la cual se conectará en esta nueva subestación.

Con este propósito se ha considerado la construcción de una nueva subestación Panamá III 500/230/115 KV, ubicada aproximadamente a 3 km de la subestación Panamá. Esta nueva subestación seccionará las líneas de 230 KV Guasquitas - Panamá II (LT2) y la Tercera Línea (LT3) Veladero – Panamá y además llegará la línea de 500 KV. De esta forma contará con conexión a las subestaciones Panamá y Panamá II, formando un anillo entre ellas, brindando mayor confiabilidad al suministro de la demanda.

De manera adicional, se busca brindar un punto de acceso a las empresas distribuidoras en el centro de carga en búsqueda de la descentralización de la concentración de carga que se tiene actualmente en la subestación Panamá y a futuro mallar el sistema de transmisión en el centro de carga. Por lo tanto esta subestación contará con dos transformadores de potencia de 175 MVA (230/115 KV).
Esta subestación contará inicialmente con lo siguiente:

Patio de 500 KV: dos naves de tres interruptores para la conexión de la línea de doble circuito a Chiriquí Grandes, conexión de un reactor de barra y de uno de los transformadores, dos naves de dos interruptores para la conexión de los otros dos trasformadores, y dos interruptores para la conexión de los reactores de línea.

Patio de 230 KV: siete naves de tres interruptores, para la conexión de los tres transformadores a 500 KV y de las líneas de 23 0KV hacia Sabanitas, Panamá II, Panamá, El Coco, Chorrera y el SVC. Dos naves de dos interruptores para la conexión de los dos autotransformadores a 115 KV.

Patio de 115 KV: dos naves de tres interruptores para la conexión de los dos autotransformadores a 230 KV y espacio para líneas de 115 KV para las empresas distribuidoras.
Inicio de Operación: febrero de 2019

Costo Estimado: B/. 159, 184, 000

8. Línea a Darién: Panamá II – Chepo – Metetí 230 KV

La Secretaria Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014” estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo (no más de cuatro años), en especial para la Provincia de Darién, a través de una línea de transmisión ente la subestación Panamá 2 y Metetí de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.” De acuerdo a lo

establecido por ENSA, su centro de carga en la provincia de Darién es en la población de Metetí, por lo que esta nueva línea llegará hasta esa ubicación.

Debido a la necesidad de reforzar el sistema de transmisión al Este de la Ciudad de Panamá a causa de proyectos de generación, sobre todo de tecnología solar y eólica, además del requerimiento de reemplazar la antigua línea Panamá II – Bayano y la necesidad de brindar nuevos puntos de conexión a futuras centrales de generación y a la empresa distribuidora ENSA para el desarrollo de la red de distribución, se presenta el proyecto de integración de la Provincia de Darién por medio de la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí.

Se trata de una nueva línea de transmisión de 42 km aproximadamente de longitud desde subestación Panamá II hasta la futura subestación Chepo 230 kV, en doble circuito con conductor de alta temperatura ACCC, con capacidad de más de 500 MVA por circuito. A partir de Chepo se interconectará Darién por medio de un circuito sencillo de 170 km de longitud aproximada de circuito sencillo con conductor 750 kcmil tipo ACAR y con capacidad de 400 MVA, hasta finalizar en la futura subestación de Metetí 230 kV.

La futura subestación de Chepo tiene como finalidad brindar un punto de conexión para futuras centrales de generación en el sector este de la Ciudad de Panamá, a la vez que permitirá el tendido de un nuevo circuito de transmisión que aumente la capacidad de transmisión en sentido Este-Centro de Carga, remplazando parte de línea Panamá II – Bayano, hasta el área de Chepo, el cual estará próximo a cumplir su tiempo de vida útil. De manera adicional, se brindará un punto de conexión para el desarrollo de la red de distribución del sector Este y mejorará la confiabilidad de suministro de esta zona.

Para viabilizar el proyecto es requerida la construcción de las nuevas subestaciones Chepo y Metetí en 230 kV y el tendido de la nueva línea de transmisión en 230 kV, en doble terna hasta Chepo y en circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí.

Inicio de proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

9. Línea Panamá III – Sabanitas 230 KV

Para el año 2018 se estima la adición de Capacidad Instalada (MW) a base de Gas Natural de la planta de AES que se adjudicó la Licitación 01-2015, Carbón, ubicada en Colón, para lo cual la Provincia de Colón se perfila como la zona ideal para la instalación de este tipo de centrales térmicas, debido a sus facilidades geográficas.

Estratégicamente, ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la Provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión de 60 km aproximadamente a nivel de 230 KV desde Colón (Sabanitas). Esta línea de transmisión tiene un diseño de dos conductores por fase ACCC para una capacidad de 1,400 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,800 MVA en emergencia. La Subestación Sabanitas 230 KV será encapsulada en gas (GIS), con esquema de barra principal y transferencia, con seis posiciones

inicialmente, para la conexión de las líneas hacia Panamá III, la línea hacia Santa Rita y la línea del proyecto de generación.

Inicio de Proyecto: Enero de 2016
Inicio de Operación: Febrero de 2020
Costo estimado: B/. 112, 527, 000

10. Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país entre los años 2014 – 2023, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidro, eólicos y solares de 1,000 MW, que sumado a los 1,240 MW existentes daría un total de 2,240 MW de generación, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro, Eólica y Solar (MW) en el Occidente del País
2013	1,240.0 (existentes)
2014	337.0
2015	172.0
2016	178.0
2017	9.0
2018	4.0
2019	102.0
2020	214.0
2022	18.0
2023	**65.0**
Total	**2,240.0**

Debido a que las líneas de transmisión que provienen del occidente del país, incluyendo la tercera línea, solo tienen capacidad para un total de 2,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión desde el occidente para poder transmitir de forma confiable, segura y eficiente toda la generación hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de acuerdo al orden de mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, Subestación Chiriquí Grande, hasta una nueva subestación de transmisión en el área de la ciudad capital, Panamá III. Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión, se ha considerado que esta nueva línea sea de 500 KV y dos conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 330 km. Esta línea tendría preliminarmente una capacidad aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,856 MVA en condiciones de emergencia (esto se tendrá que verificar con el diseño final de la línea).

Con esto se garantiza que el sistema de transmisión pueda transportar toda la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón hasta después del año 2030.

Para este proyecto, además de la construcción de esta nueva línea, será necesaria la construcción de una subestación Chiriquí Grande 500/230 KV y un SVC en Panamá III 230 kV de +150/-30 MVAr. En el costo de la Subestación Panamá III está incluido el patio de 500 KV y los transformadores necesarios para la conexión de esta línea de 500 KV.

Inicio de proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019
Costo estimado: B/. 377, 088, 000

Línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 KV Doble Circuito 2 X 750 ACAR	
	Miles de B/.
Suministro	99,546.41
Fundaciones	38,033.47
Derecho de vía	1,186.65
Montaje	40,038.34
Contingencias	17,880.49
Ingeniería y Administración	14,304.39
EIA	825.00
Diseño	5,364.15
Inspección	8,940.24
Indemnización	9,900.00
IDC	10,728.29
TOTAL	**246,747.44**

Subestación Chiriquí Grande 500/230 KV	
	Miles de B/.
Suministro	59,892.22
Montaje	8,983.83
Obras Civiles Generales	14,973.06
Contingencias	4,192.46
Diseño	2,515.47
Ingeniería	3,353.96
Administración	3,353.96
Inspección	2,515.47
IDC	5,030.95
EIA	159.31
Terrenos	0.00
TOTAL	**104,970.70**

SVC S/E Panamá III 150 MVAR	
	Miles de B/.
Suministro	15,031.98
Montaje	3,122.87
Obras Civiles Generales	1,792.87
Contingencias	997.39
Diseño	598.43
Ingeniería	797.91
Administración	797.91
Inspección	997.39
IDC	1,196.86
EIA	37.90
Terrenos	0.00
TOTAL	**25,371.51**

11. Nueva LT Punta Rincón – Panamá III 230 kV

En el Plan Indicativo de Generación 2014 se informa sobre el ingreso de una central a base de carbón, localizada en Punta Rincón en la costa abajo de la Provincia de Colón. Esta central de generación tendrá una capacidad instalada de 300 MW con una inyección efectiva máxima de 274 MW, la cual servirá para abastecer la demanda de un sitio minero de cobre de la empresa Minera Panamá, S.A. Para ello el agente ha informado desarrollar una línea de transmisión en doble terna de 100 km aproximadamente de longitud, desde Punta Rincón hasta la subestación de Llano Sánchez a nivel de 230 kV.

En vista de que se desarrollará la infraestructura eléctrica que conecte la costa abajo colonense al resto del SIN e identificando una oportunidad de mallar el Sistema Principal de Transmisión, con el fin de aumentar la confiabilidad de suministro a los principales centros de carga del país, se desarrollará una línea de transmisión a nivel de 230 kV en doble circuito, con diseño similar a la tercera línea de transmisión, conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, utilizando al servidumbre de la línea de 500 KV, vinculando las subestaciones de Punta Rincón y Panamá III, con una longitud aproximada de 105 km. Un vez finalizada la línea Punta Rincón – Panamá III, se lograría contar con un anillo a nivel de 230 kV en el Sistema Principal de Transmisión, Llano Sánchez – Punta Rincón – Panamá III, el cual brindará mayor confiabilidad al sistema, robustez ante contingencias (N-1) y vías alternas para el suministro a los principales centros de consumo.

El proyecto contempla la ampliación de la subestación Punta Rincón, ampliación de la subestación Panamá III y la construcción de la línea en doble terna en 230 KV.

Inicio de Proyecto: Enero de 2017
Inicio de Operación: Febrero de 2019
Costo Estimado: Miles de B/. 49, 616, 000

12. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 , Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV

Según el Plan Indicativo de Generación 2015, para el año 2023 se contaría con un total de 2,240 MW de generación hidro, eólica y solar ubicada en el occidente del país, de la cual la mayor parte se deberá transmitir a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón Para que el sistema de transmisión proveniente desde el occidente pueda transmitir de forma confiable y segura la generación de las centrales ubicadas en esta área, junto a la nueva línea de 500 KV, será necesario el aumento de capacidad de líneas de transmisión Veladero – Llano Sánchez (230-5A/6A), Llano Sánchez – Chorrera (230-3B/4B) y Chorrera – Panamá (230-3A/4A). Por tratarse estas líneas de las primeras en ser construidas a nivel de 230 KV, tienen un capacidad reducida de 247 MVA por circuito, por lo que se propone que las nuevas líneas tengan mayor capacidad, 500 MVA por circuito, esto será realizado reemplazando el conductor existente 750 ACAR por uno de alta temperatura de operación ACCC, brindando así el adecuado nivel de seguridad y confiabilidad de suministro, junto con la nueva línea de 500 KV.

Estado: nuevo proyecto
Inicio de Operación: julio 2019
Costo estimado; B/. 31, 406, 000

13. Aumento de Capacidad de la Línea LT2 , Veladero – Llano Sánchez – El Coco - Panamá II 230 KV

Según el Plan Indicativo de Generación 2015, para el año 2023 se contaría con un total de 2,240 MW de generación hidro, eólica y solar ubicada en el occidente del país, de la cual la mayor parte se deberá transmitir a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón Para que el sistema de transmisión proveniente desde el occidente pueda transmitir de forma confiable y segura la generación de las centrales ubicadas en esta área, junto a la nueva línea de 500 KV, será necesario el aumento de capacidad de líneas de transmisión Veladero – Llano Sánchez (230-14/15), Llano Sánchez – El Coco (230-12B/13B) y El Coco – Panamá II (230-12A/13A). Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de estas líneas, con longitud total de 305 km será de aproximadamente B/. 6, 900, 000.

Estado: nuevo proyecto
Inicio de Operación: julio 2019
Costo estimado; B/. 6, 900, 000

14. Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2021 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de

230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV.
COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2018
Inicio de Operación: enero de 2021

LINEA SUBTERRANEA PAN - PAN III	
Suministro	1,148.9
Montaje	150.0
Obra civil	350.0
Contingencias	82.4
Ingeniería y Administración	131.9
Inspección	82.4
IDC	98.9
Diseño	49.5
EIA	5.0
TOTAL	**2,099.06**

Nota. Costo para 1 km, para 3 km el costo de la línea subterránea sería de B/. 6.3 Millones.

AD. S/E PANAMA Y PANAMA III 230 KV	
Suministro	1,995,896
Montaje	299,384
Obras Civiles	498,974
Contingencias	2,298
Diseño	83,828
Ingeniería	111,770
Administración	111,770
Inspección	83,828
IDC	167,655
EIA	5,309
Terrenos	0
TOTAL	**3,360,712**

Nota: ambas adiciones en Panamá y Panamá III tienen un costo estimado de B/. 3.36 millones.
Costo total estimado: B/. 13.02 Millones.

15. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Cáceres de 115 KV ya que para el año 2019 se presentan sobrecargas en las líneas entre estas subestaciones, bajo ciertas condiciones de generación. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 1 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de un interruptor de 115 KV. Para la ejecución de este proyecto se deberá coordinar con ENSA la infraestructura, ya que se ha presentado en los Planes del distribuidor un respaldo desde S/E Cáceres a Santa María en 115 kV.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: enero de 2018

LINEA SUBT. PANAMÁ - CÁCERES 115 KV	
Suministro	537.7
Montaje	74.2
Obra civil	195.2
Contingencias	80.7
Ingeniería y Administración	64.6
Inspección	24.2
IDC	48.4
Diseño	24.2
EIA	8.1
COSTO TOTAL	**1,057.3**

AD. S/E Panama y Cáceres 115 KV	
Suministro	648,732
Montaje	97,310
Obras Civiles Generales	162,183
Contingencias	45,411
Diseño	27,247
Ingeniería	36,329
Administración	36,329
Inspección	27,247
IDC	54,493
EIA	1,726
Terrenos	0
COSTO TOTAL	**1,137,006**

Nota: ambas adiciones en Panamá y Cáceres tienen un costo estimado de B/. 2.274 millones.
Costo total estimado: B/. 3.33 Millones.

16. Nueva S/E Vacamonte 230 kV

Con el objetivo de cumplir con el criterio de confiabilidad de suministro y eliminar toda probabilidad de déficit de abastecimiento en el futuro, es necesario habilitar nuevos puntos de inyección de energía cercanos al Centro de Carga. Bajo éste criterio nace la nueva subestación de Vacamonte 230 kV, la cual permitirá eliminar restricciones de conexión a futuros proyectos de generación (sobre todo tipo térmica).

El proyecto consiste en la construcción de 16 km aproximadamente de línea a nivel de 230 kV en doble circuito, con conductor 1,200 kcmil tipo ACAR con capacidad de 500 MVA, partiendo desde subestación Chorrera y finalizando en la futura subestación de Vacamonte 230 kV. Para ello es requerida la ampliación de S/E Chorrera y la construcción de la nueva S/E Vacamonte
Se ha seleccionado el sitio de Vacamonte ya que es ideal para la instalación de futuras centrales térmicas debido a que cuenta con acceso por mar y facilidades al encontrase cercano a la entrada del Canal de Panamá por el Pacífico y localizarse cercano al centro de Carga de la Ciudad de Panamá, eliminando las restricciones de transmisión que podrían darse en caso de situarse en un punto más lejanos.

Con esta iniciativa, ETESA muestra su compromiso con el desarrollo de la red de transmisión para facilitar la consecución de proyectos de generación con tecnología de última generación, que logren costes operativos más eficientes y se vea reflejado en un Costo Marginal del Sistema más económico, sin que la red de transmisión sea un impedimento para lograrlo.

Inicio de Proyecto: Enero de 2017
Inicio de Operación: Septiembre de 2020
Costo Estimado: Miles de B/. 16, 104, 000

Adición Subestación Chorrera 230 KV		**Subestación Vacamonte 230 KV**	
	B/.		**B/.**
Suministro	3,495,740	Suministro	2,332,340
Fundaciones	873,935	Fundaciones	583,085
Montaje	524,361	Montaje	349,851
Contingencias	244,702	Contingencias	163,264
Ingeniería y Administración	391,523	Ingeniería y Administración	261,222
EIA	9,299	EIA	6,204
Diseño	146,821	Diseño	97,958
Inspección	146,821	Inspección	97,958
IDC	293,642	IDC	195,917
		Terreno	100,000
Total	**6,126,844**	**Total**	**4,187,799**

Linea Chorrera - Vacamonte 230 KV	
	Miles de B/.
Suministro	2,719.24
Fundaciones	692.62
Derecho de vía	32.41
Montaje	729.13
Contingencias	417.34
Ingeniería y Administración	333.87
EIA	40.00
Diseño	125.20
Inspección	208.67
Indemnización	240.00
IDC	250.40
Total	**5,788.90**

CAPITULO 10 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo III-8 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación

.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
81	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**407**	**3,459**	**1,934**	**205**	**132**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**6,137**
82	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			121									121
83	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA			481									481
84	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	274	183	91									548
85	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	133	2,322	125									2,580
86	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS		99	92									191
87	REPOSICION DE RECTIFICADORES		160	173	145	132							609
88	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY		696	719									1,415
89	REPOSICION DE TORRES			131									131
90	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS				60								60

CAPITULO 11 **PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-6, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
93	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**145**	**7,389**	**11,874**	**4,323**	**8,249**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**31,980**
94	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	45	29	89									163
95	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA				1,016	2,847							3,863
96	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR		81	846	102								1,029
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	100	422										522
98	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV		369	1,210									1,579
99	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV		948	105									1,053
100	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV			71									71
101	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV			309									309
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV			370									370
103	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV				147								147
104	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV				303								303
105	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV			31									31
106	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV				18								18
107	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV			320									320
108	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV		518	87									604
109	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV				368								368
110	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV		4,955	4,216									9,171
111	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		0	921									921
112	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA			155									155
113	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL		59										59
114	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES			207	139								346
115	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN			400	400								800
116	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS			288									288
117	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA				10	3,158							3,168
118	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA			10	1,820	2,244							4,074
119	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV		5	1,501									1,506
120	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV		4	739									743

CAPITULO 12 PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-7, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
121	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**0**	**779**	**963**	**4,158**	**2,272**	**1,789**	**4,076**	**1,129**	**0**	**0**	**0**	**15,166**
122	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA					20	950	3,308	475				4,753
123	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV				63	64							127
124	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV				54	160							213
125	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV		779	963	578	152							2,472
126	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA				111	65							176
127	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV				2,986	508	57						3,551
128	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS				193	93							286
129	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2				173	118	114	101	89				595
130	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV					1,092	668	667	565				2,992

CAPITULO 13 **PLAN DE PLANTA GENERAL**

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de Planta General. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-10, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
151	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**5,972**	**2,074**	**6,287**	**23,676**	**3,463**	**442**	**621**	**679**	**0**	**0**	**0**	**43,214**
152	EDIFICIO-ETESA	2,237	0	2,923	22,340								27,500
153	EQUIPO DE INFORMATICA	2,993	1,241	1,739	731	2,773							9,477
154	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	742	833	1,625	605	690	442	621	679				6,237

CAPITULO 14 PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

Las siguientes solicitudes de acceso han sido aprobadas por ETESA. Se presenta a continuación una breve descripción de las mismas, con carácter informativo.

1. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES

Debido al prolongado trompo de utilización (más de 30 años) de los transformadores T1 de Llano Sánchez, T2 de Chorrera y TT2 de Chorrera (transformador de aterrizaje) es necesario el reemplazo de los mismos. Esto está justificado en el Informe presentado en el Plan de Reposición de Largo Plazo. Los transformadores de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (100/100/30 MVA) y (100/100/100 MVA) respectivamente, en sus devanados de 230/115/34.5 KV. Así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT. El transformador de tierra TT2 de S/E Chorrera se reemplazará por otro de iguales características, 19.9 MVAR y 34.5 KV.
Estado: por licitarse
Costo estimado:

T1 Llano Sánchez: B/. 4,069,000, entrada en operación diciembre de 2016
T2 Chorrera: B/. 4,069,000, entrada en operación enero de 2018
TT2 Chorrera: B/. 438,000, entrada en operación julio de 2016

2. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES

Debido al prolongado tiempo de utilización (más de 30 años) de los interruptores de las subestaciones Llano Sánchez (115 y 34.5 KV), Mata de nance (34. 5 KV) y Progreso (34.5 KV), es necesario su reemplazo. La justificación de este reemplazo se presenta en el Anexo III-7, Plan de Reposición de Largo Plazo.

Estado: por licitarse
Costo estimado:

- Interruptores 115 KV S/E Llano Sánchez: **B/. 155,000**, entrada en operación diciembre de 2015
- Interruptores 34.5 KV S/E Llano Sánchez: **B/. 121,000**, entrada en operación diciembre de 2015
- Interruptores 34.5 KV S/E Mata de Nance: **B/. 121,000**, entrada en operación diciembre de 2015
- Interruptores 34.5 KV S/E Progreso: **B/. 428,000**, entrada en operación enero de 2017

3. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES

Debido al prolongado tiempo de utilización (más de 30 años) de los transformadores T2 de Llano Sánchez y T1 de Chorrera, es necesario el reemplazo de los mismos. Los transformador de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (100/100/100 MVA) y serán de 230/115/34.5 KV. Así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT.

Estado: por licitarse
Costo estimado:
T2 Llano Sánchez: B/. 4,069,000, entrada en operación octubre de 2018
T1 Chorrera: B/. 4,069,000, entrada en operación octubre de 2018

4. AMPLIACIÓN PATIO 34.5 KV DE LLANO SÁNCHEZ

Debido a la gran cantidad de proyectos solares que han solicitado conexión al patio de 34.5 KV de la Subastación Llano Sánchez, es necesaria la ampliación del mismo. Esto se hará extendiendo en forma de ele (L) la barra de 34.5 KV de este patio, ya que no se cuenta con espacio para extenderla en forma lineal. Se adicionará espacio suficiente para seis (6) posiciones para conexión de agentes generadores solares, los cuales tendrán que entrar a la subestación a través de dos vigaductos que se construirán, desde la parte externa de la subestación, hasta cerca del patio de 34.5 KV. Se incluye un shelter para la entrada inicial de los circuitos de los agentes, desde el cual pasaran al patio de 34.5 KV. El costo total de esta ampliación, incluyendo los dos vigaductos es de aproximadamente B/. 1,800,000 y entrada en operación de junio 2016.

CAPITULO 15 PLAN ESTRATEGICO

1. Adición T2 Subestación Boquerón III 230/34.5 KV

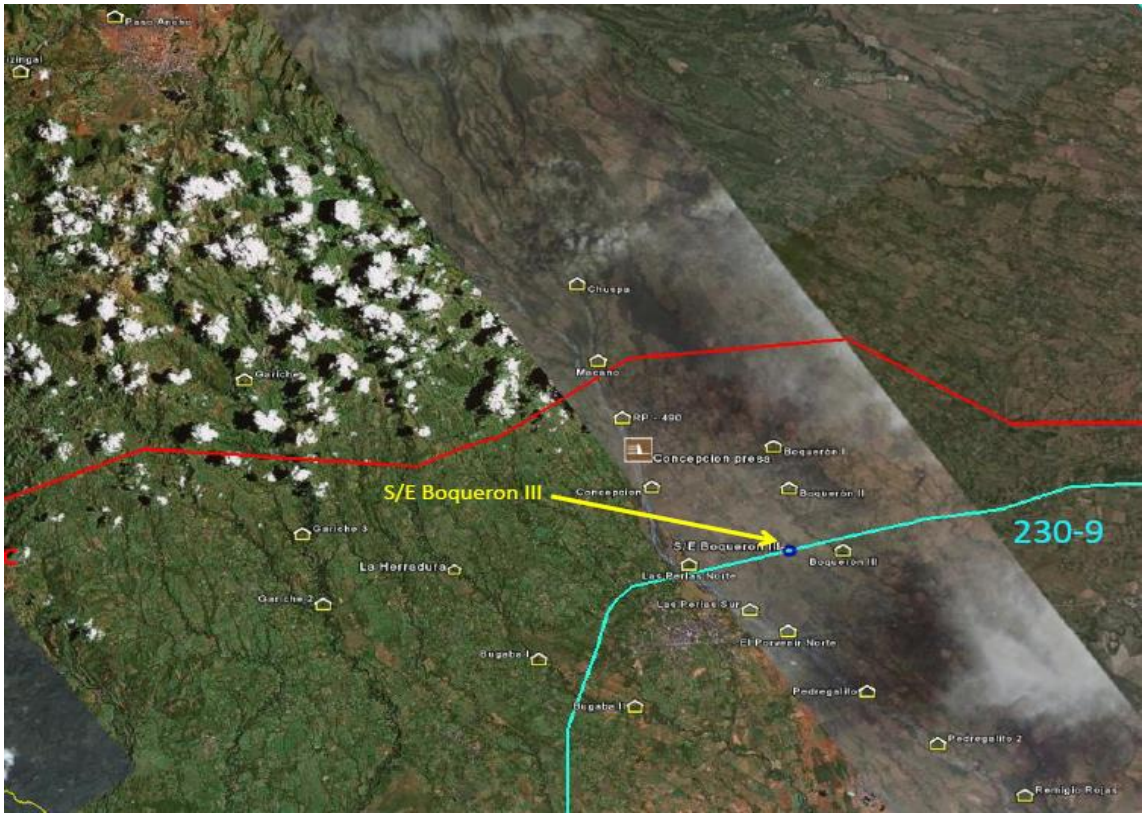
La Subestación Boquerón III 230/34.5 KV entró en operación en febrero de 2011, la misma secciona la línea de transmisión 230-9 (Mata de Nance – Progreso) y cuenta con un transformador con capacidad máxima de 83.3 MVA. Esta subestación surgió como un proyecto estratégico que serviría para la conexión de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad localizados cercanos a la misma y que clasifican como proyectos amparadas bajo del Ley No. 45 del 4 de agosto de 2004. Los promotores de estos proyectos habían enviado notas a ETESA indicando su intención de iniciar construcción pero no existían instalaciones para su conexión al Sistema Interconectado Nacional.
En esta subestación se conectará la central hidroeléctrica Concepción (10 MW) la cual se encuentra ya en operación conectada actualmente al sistema de distribución de EDECHI. Además de esta central se encuentran conectados los proyectos hidroeléctricos: RP-490 (14 MW), Las Perlas Norte (10 MW), Las Perlas Sur (10 MW), Pedregalito (25 MW), Pedregalito II (12.82) y Macano (3.56 MW) haciendo un total de 75.38 MW (sin contar Concepción), con lo que la capacidad de la Subestación Boquerón 3 queda copada.

Además de los proyectos antes mencionados, existen otros proyectos hidroeléctricos identificados en el área, algunos de los cuales ya han iniciado trámite con ETESA para su conexión a la subestación Boquerón III. A continuación se presenta un cuadro con los proyectos en el área.

Proyecto	MW
Porvenir Norte	4.00
Bugaba I	4.00
Bugaba II	7.00
La Herradura	4.00
La Cuchilla	10.00
Gariche I	6.47
Gariche II	4.00
Gariche III	4.00
Boquerón I	0.92
Boquerón II	0.92
Boquerón III	1.58
Total	46.89

Adicional a estos proyectos, en el Plan Indicativo de Generación 2014 se consideran las centrales hidroeléctricas de Asturias (4.10 MW), Tizingal (4.5 MW), Bajo de Totuma (5.0 MW), Chuspa (6.65 MW), Remigio Rojas (6.50 MW), Cuesta de Piedra (4.5 MW) y San Andrés II (9.90 MW), haciendo un total de 41.15 MW adicionales que deberán añadirse a la S/E Boquerón III como nodo de conexión. Es necesario mencionar ETESA ha recibido varias solicitudes de conexión de proyectos solares en el sector, los cuales no han sido considerados dentro de los análisis elaborados.

La siguiente figura muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV y la S/E Boquerón III:



Con el objetivo de que se puedan conectar a la Subestación Boquerón III los proyectos hidroeléctricos identificados en el área, es necesaria la ampliación de la S/E Boquerón III mediante la adición de un segundo transformador 230/34.5 KV, 83.3 MVA. Para la adecuada conexión del transformador existente T1 y el nuevo T2 será necesaria la adición de dos naves de dos interruptores, además de los equipos necesarios para su conexión.

El costo de este proyecto es el siguiente:
Subestación:
Estado: por licitarse
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: diciembre de 2015
Inversión: B/. 8,411,000

2. Subestación San Bartolo 230/115/34.5 KV

En la actualidad existen 10 proyectos hidroeléctricos que han manifestado su intención de iniciar construcción y que se conectarían a la Subestación San Bartolo, algunos de los cuales califican dentro de la Ley No. 45. Entre estos tenemos los proyectos hidroeléctricos San Bartolo (19.44 MW), Las Cruces (19.38 MW), Los Estrechos (9.5 MW), La Laguna (13.79 MW), Cañazas (5.94 MW) y Santa María (26 MW), entre otros. Algunos de estos cuentan con viabilidad de conexión aprobada y los

otros están en trámite. Los mismos tienen fechas de entrada en operación a mediados de 2015. Con el objetivo de poder conectar estos proyectos hidroeléctricos al Sistema Interconectado Nacional, es necesaria la construcción de la nueva subestación San Bartolo, localizada en la provincia de Veraguas.

A continuación se muestra un cuadro con los proyectos hidroeléctricos ubicados en el área:

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Entrada en Operación (MW)
Las Cruces	19.38	julio 2015
Los Estrechos	9.50	enero 2016
San Bartolo	19.44	enero 2016
Santa María	26.00	julio 2016
La Laguna	13.79	enero 2017
Cañazas	5.94	julio 2017
Santa Rosa	3.00	enero 2018
El Remance	8.00	enero 2022
Cerro Viejo	4.00	enero 2022
Cerro Mina	6.10	enero 2022
Total (MW) =	**115.15**	

De estos proyectos, dos de ellos, Santa María y El Remance, han informado su intención de conectarse a la Subestación San Bartolo en 115 KV, debido a la distancia a que se encuentran de ella, mientras que los otros proyectos se conectarán en 34.5 KV. Para lograr esto, la Subestación San Bartolo deberá contar con tres niveles de voltaje, 230 KV para la conexión a la red de transmisión, 115 KV para la conexión de los dos proyectos antes mencionados y 34.5 KV para la conexión de los ocho proyectos restantes, por consiguiente, el transformador de la subestación deberá ser de 230/115/34.5 KV, con capacidad de.

Esta subestación contará con dos naves de tres interruptores de 230 KV para el seccionamiento del doble circuito Veladero – Llano Sánchez (líneas 230-14 y 230-15) en donde se conectarán de manera temporal hasta la entrada en operación de la tercera línea de transmisión, en donde cambiarán su punto de conexión hacia el nuevo tramo Veladero-Llano Sánchez. La subestación San Bartolo estará ubicada aproximadamente a 40 km. de la subestación Veladero. También contará con una nave de dos interruptores de 230 KV para la conexión de un transformador con capacidad de 90/120/150 MVA, tensiones de operación de 230/115/34.5 KV y sus equipos asociados (interruptores, cuchillas, protecciones, etc.).

Subestación:
Estado: licitación el 20 de diciembre de 2012
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: B/. 18,085,000

3. Adición Transformador T3 Subestación Boquerón III 230/34.5 KV

Debido a la cantidad de proyectos hidroeléctricos en las cercanías de la subestación Boquerón III, además de la intención de inversionistas de conectar en esta subestación también proyectos solares fotovoltaicos, es necearía la ampliación de la misma, mediante la adición de un tercer transformador 230/34.5 KV. A la vez, debido a esta gran cantidad de proyectos, este transformador deberá ser de mayor capacidad, aproximadamente 150 MVA, con el propósito de brindar confiabilidad a la misma y cumplir con el criterio de seguridad N-1.

Al la fecha, los siguientes proyectos son los que se consideran para conectarse en esta subestación:

TRANSFORMADOR 3	
Proyecto	**MW**
Gariche I	6.47
Gariche II	4.00
Gariche III	4.00
Boqueron I	0.92
Boqueron II	0.92
Boqueron III	1.58
Asturia	4.10
Pedregalito Solar	26.00
Total	**47.99**
MVA	**50.52**

Inicio del Proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: enero de 2019

Inversión: B/. 7,718,000

CAPITULO 16 **CONCLUSIONES**

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema y restricción en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2015 – 2018)

- **Año 2015:**

Se adicionan 439 MW de capacidad instalada en generación al sistema, de los cuales 367 MW se concentran al occidente del sistema, correspondientes a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar.

Se retira del sistema 272 MW pertenecientes a las Turbinas de Gas de la Subestación Panamá, Sonergy y Aggreko, Capira y Chitre.

El sistema de transmisión se refuerza mediante la adición de bancos capacitivos, aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones.
Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el sistema y restricciones en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga.

Se limita el flujo de potencia desde el occidente en 720 MW para el periodo de demanda máxima, 684 MW en media y 540 MW en mínima. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM.

- **Año 2016:**

Se espera el ingreso de aproximadamente 441 MW de capacidad instalada en el plantel de generación. De estos 242 MW se concentra sobre el occidente del sistema en generación de tipo hidroeléctrica de pasada, eólica y solar. Esto representa un mayor flujo de potencia que ha de transportarse por medio del sistema de transmisión hacia el centro de carga.

El sistema de transmisión se refuerza mediante el aumento en la capacidad de transformación, adición de nuevas líneas de transmisión y aumento de capacidad en líneas existentes. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso) para todos los bloques de demanda, mas con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta generación obligada en los escenarios

analizados. Para mantener su operación de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

- **Año 2017:**

  Se espera la adición neta de 301 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 301 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

  Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto se requiere generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad operativa.

- **Año 2018:**

  Se espera la adición neta de 607 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 266 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

  Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2018.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los escenarios de generación en los cuales aparecen 1080 MW de proyectos de generación hidro, eólica y solar a corto plazo (2015-2018), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de los siguientes proyectos:
  a) Tercera Línea de transmisión de 230 KV doble circuito, conductor 1200 ACAR, Veladero – Llano Sánchez –Chorrera – Panamá, para septiembre del 2016.
  b) Adición de dos SVC, en la S/E Llano Sánchez 230 KV y la S/E Panamá II 230 KV, para marzo de 2018, de +120/-30 MVAR para proporcionar el soporte de potencia reactiva en el sistema.
  c) Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV (2017), asociados a los SVC.
  d) Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV, para febrero del 2018.

e) Una nueva línea de 230 KV, doble circuito, conductor 1200 ACAR, de Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera, con capacidad de 500 MVA/CTO. en reemplazo de la línea actual, para febrero de 2018.
f) Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para marzo de 2018.
g) Nueva línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito (reemplaza la línea existente) para marzo del 2018.
h) Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para marzo de 2018.

- Debido de nuevas centrales térmicas, se requiere el reemplazo del conductor de las líneas 115-3/4 (Las Minas – Panamá) actualmente con capacidad de 93 MVA/circuito por uno de alta temperatura tipo ACSS/AW con capacidad de 230 MVA por circuito. El proyecto contempla el reemplazo de 6.2 km de conductor en las líneas 115-1/2 en el tramo Las Minas – Santa Rita. Se estima que el proyecto se encuentre operando a finales de 2015.
- Como consecuencia de la entrada de proyectos de generación en el área de Colón_se requiere de un nuevo nodo de conexión para estos proyectos. Por lo tanto se propone la nueva subestación Panamá III, buscando también mallar el sistema y brindar mayor confiabilidad en la red de transmisión del sector capital. Se estima que la subestación iniciará operaciones para enero de 2019. La subestación contará con una capacidad de transformación de 350 MVA para la alimentación a nivel de 115 kV a las empresas distribuidoras.
- Con motivo del ingreso de la nueva central de generación para el 2018, será necesaria la expansión del SPT proveniente desde Colón con una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV partiendo desde el área de Colón hacia la nueva subestación Panamá III 230 kV, para enero de 2019.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

- En cumplimiento a las indicaciones de la Secretaría Nacional de Energía en el documento "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014", en donde se indica que se deberá integrar a la provincia del Darién al SIN, se construirá la nueva subestación de Chepo 230 kV que seccionará la líneas existentes 230-1A y 230-2A. Se integrará provincia del Darién por medio de un circuito simple en 230 kV partiendo desde Chepo y finalizando en la futura subestación Metetí 230 kV. Se estima que el proyecto se encontrará en operación para febrero de 2019.
- Con el objetivo de mallar el sistema troncal de transmisión a nivel de 230 kV, brindando mayor confiabilidad al Sistema Principal de Transmisión y aumentando la capacidad de transmisión, se desarrollará el corredor de transmisión norte del país, con la nueva línea Punta Rincón – Panamá III a nivel de 230 kV. Con ello se logra completar un anillo en 230 kV entre las subestaciones Llano Sánchez – Punta Rincón – Panamá III. Fecha de entrada en operación: febrero de 2019.
- Con el fin de brindar un nodo de conexión a las futuras centrales de gran capacidad localizadas en la provincia de Bocas del Toro, tales como Changuinola II (214 MW), se requiere la futura subestación Chiriquí Grande (500/230 kV), de manera tal que la generación adicional que se instalará en la zona no sobrepase la capacidad de transmisión de los actuales circuitos que vinculan Bocas del Toro con el resto del SIN. Debemos recordar

que actualmente la central Changuinola I (222 MW) se encuentra operando en la zona. Fecha de entrada en operación: agosto de 2020.

- Previendo el desarrollo de proyectos de gran capacidad al occidente del sistema, como lo son las centrales de generación de Changuinola II (214 MW), **se requiere de la cuarta línea de transmisión para evacuar la generación concentrada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro hacia la Ciudad de Panamá**. Mediante análisis técnicos y económicos se define que la mejor opción de expansión será mediante una línea de transmisión a nivel de 500 kV, doble circuito con dos conductores por fase. La línea partirá de la subestación de Chiriquí Grande (futura) y finaliza en la subestación de Panamá III (futura). Entrada en operación será a nivel de 230 KV en febrero de 2019 y en el año 2020 con la entrada de la generación en Bocas del Toro se energizará en 500 KV.
- En caso de desarrollarse generación térmica a base de gas natural en la provincia de Colón, se deberá ampliar la subestación de Santa Rita, añadiendo un patio a nivel de 230 kV para la conexión de los proyectos a desarrollarse. Se requiere de la energización de los actuales circuitos 115-45/46 (Santa Rita – Panamá II) a nivel de 230 kV para la evacuación efectiva de la generación adicional a conectarse. Agosto de 2018.
- Debido a que la línea 1 (Mata de Nance - Panamá) estará próxima a cumplir con su periodo de vida y dado que la misma es la de menor capacidad entre los corredores que vinculan el occidente al centro de carga, se deberá aumentar la capacidad de la misma instalando conductores de alta temperatura de operación. Este proyecto será efectivo únicamente después de haberse desarrollado la cuarta línea de transmisión. Mayo de 2024.

CAPITULO 17 RECOMENDACIONES

A continuación se presenta los principales proyectos a desarrollarse en el Plan de Expansión:

Año 2015:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando inicialmente los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero – Llano Sánchez). La conexión de esta subestación se migrará a la tercera línea de transmisión cuando ésta entre en operación.
- Adición de transformador T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

Año 2016:

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Remplazo de conductor en las líneas 115-3/4 (Las Minas – Panamá) por uno de alta temperatura 605 kcmil tipo ACSS, con capacidad de 230 MVA por circuito. El proyecto contempla el remplazo de conductor del tramo Las Minas – Santa Rita de las líneas 115-1/2, el cual ya culmino y se encuentra operativo.
- Tercera línea de transmisión doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/30 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo de transformador de aterrizaje TT2 en la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA.
- Adición del transformador T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Nueva Subestación Burunga 230 KV (GIS)

Año 2017:

- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II.
- Reemplazo de reactores R1 y R2 de 20 MVAR en subestación Mata de Nance 34.5 KV.
- Energización Santa Rita 230 KV.

Año 2018:

- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera, con conductor 1200 ACAR, reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, con capacidad de +120/-30 MVAR y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV, asociados a los SVC.

- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas.
- Aumento de capacidad línea de transmisión LT1 Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito, (cambio de conductor).
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión LT2 Guasquitas – Veladero 230 KV, mediante el aumento de la altura de conductores.
- Reemplazo del autotransformador T1 en S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/100/100 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de 100/100/100 MVA.
- Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/175/30 MVA.

Año 2019:

- Reemplazo del autotransformador T2 (230/115/34.5 kV) en subestación Llano Sánchez por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.
- Reemplazo del autotransformador T1 (230/115/34.5 kV) en subestación Chorrera por uno de 100/100/100 MVA de capacidad.
- Nueva subestación Chiriquí Grande 230/500 kV.
- Cuarta Línea de Transmisión Chiriquí Grande - Panamá 3 a nivel de 500 kV con dos conductores por fase, en doble circuito.
- SVC (+150/-30 MVAr) en S/E Panamá 3 en 230 kV.
- Nueva Subestación Panamá III 500/230/115 KV.
- Nueva línea de transmisión Panamá II – Chepo – Metetí. Doble circuito desde Panamá II hasta S/E Chepo a nivel de 230 kV y circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí. El proyecto contempla las nuevas subestaciones Chepo 230 kV y Metetí 230 kV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.
- Aumento de la capacidad de conducción de la LT1 (Veladero-Panamá).
- Aumento de la capacidad de conducción de la LT2 (Veladero-Panamá II).
- Adición de transformador T3 de S/E Boquerón III.
- Nueva línea de transmisión Punta Rincón – Panamá III a nivel de 230 kV en circuito sencillo.

Año 2020:

- Línea de transmisión de 230 KV Panamá III - Sabanitas.
- Nueva subestación Vacamonte 230 kV. Incluye una línea de doble circuito partiendo desde la S/E Chorrera 230 kV.

- Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.

Año 2021:

- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá - Panamá 3, en 230 kV, circuito sencillo.

Años 2016 – 2019:

En el período 2016 - 2019 se deberán adquirir las naves de 230 KV donde entran y salen líneas de transmisión de ETESA pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Estas son S/E El Coco (3 naves de 3 interruptores), S/E la Esperanza (1 nave de 3 interruptores y extensión de 8. 5 km de línea de 230 KV doble circuito), S/E 24 de Diciembre (1 nave de 3 interruptores), S/E Cañazas (1 nave de 3 interruptores), S/E Barro Blanco (1 nave de 3 interruptores) y también la Subestación Burunga 230 KV (GIS).

En el Anexo III-1 se presenta los proyectos propuestos en el Plan de Expansión 2015, el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.

Sobre la Expansión a Largo Plazo:

En el largo plazo el sistema tiene una red de transmisión segura, confiable y que técnicamente no presenta problemas estructurales que causen sobrecostos operativos. Desde el punto de vista de transmisión, incluyendo los proyectos aprobados en el plan actual y en elaboración, el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos sin requerir refuerzos en líneas hasta después del año 2025.

ANEXO III – 1

PLAN DE INVERSIONES

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	CODIGO	hasta 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
1	**TOTAL**		**26,545**	**41,994**	**150,204**	**640,680**	**433,584**	**216,437**	**31,327**	**11,726**	**0**	**0**	**0**	**1,552,496**
2														
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**		**14,949**	**16,005**	**77,437**	**360,426**	**38,928**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**507,745**
4	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**		**4,869**	**6,168**	**9,264**									**20,301**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	PESIN2012-01	1,585	4,627	9,264									15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	PESIN2012-02	1,536	1,387										2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	PESIN2012-03	1,748	154										1,902
8	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV**			**10**	**15,979**	**10,047**	**2,892**							**28,928**
9	L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	PESIN2012-09			12,436	8,814	2,360							23,610
10	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	PESIN2012-10		10	2,217	812	338							3,377
11	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	PESIN2012-11			1,326	421	194							1,941
12	**ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA**	PESIN2012-15	**7,994**	**1,983**	**455**									**10,432**
13	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	PESIN2012-16	**2,086**	**2,323**	**5,388**									**9,797**
14	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**			**5,163**	**11,379**	**256,663**								**273,205**
15	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	PESIN2012-23		5,107	10,533	203,606								219,246
16	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	PESIN2012-24		16	230	13,086								13,332
17	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	PESIN2012-25		13	197	15,554								15,764
18	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	PESIN2012-26		12	136	17,296								17,444
19	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-27		15	283	7,121								7,419
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**	PESIN2012-28		**123**	**6,565**	**10,329**	**5,685**							**22,702**
21	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**	PESIN2012-29		**152**	**7,163**	**8,914**	**5,423**							**21,652**
22	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**	PESIN2014-1		**10**	**3,338**	**3,500**								**6,848**
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**	PESIN2014-2		**10**	**4,671**	**7,251**								**11,932**
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**	PESIN2014-3		**10**	**1,050**	**12,112**								**13,172**
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 120 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**	PESIN2014-4		**10**	**1,534**	**11,141**	**6,371**							**19,056**
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**	PESIN2014-5		**10**	**278**	**1,754**	**1,409**							**3,451**
27	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**	PESIN2014-6		**10**	**1,194**	**9,138**	**6,592**							**16,934**
28	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**	PESIN2014-7		**10**	**911**	**7,483**	**5,464**							**13,868**
29	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV**	PESIN2012-30		**13**	**2,948**	**5,883**								**8,844**
30	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV**	PESIN2014-8			**1,792**	**4,292**	**3,121**							**9,205**
31	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**	PESIN2014-9			**345**	**775**	**380**							**1,500**
32	**ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV**				**3,183**	**11,144**	**1,591**							**15,918**
33	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV GIS	PESIN2012-31			2,050	7,174	1,025							10,249
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	PESIN2012-32			1,133	3,970	566							5,669
35														
36	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**		**0**	**75**	**34,571**	**237,917**	**371,648**	**212,622**	**26,630**	**9,918**	**0**	**0**	**0**	**893,381**
37	**S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES**	PESIN2012-18				**3,078**	**3,078**	**3,078**	**3,078**					**12,312**
38	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-19				**1,639**	**1,508**	**1,639**	**1,639**	**1,769**				**8,194**
39	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-20				**1,329**	**1,329**	**1,330**	**1,330**					**5,318**
40	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-21			**844**	**1,329**	**1,330**	**1,815**						**5,318**
41	**S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE**	PESIN2012-22					**1,329**	**1,329**	**1,330**	**1,330**				**5,318**
42	**S/E BURUNGA 230 KV GIS**						**3,048**	**3,048**	**3,048**	**3,048**				**12,192**
43	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 500/230/115 KV**	PESIN2013-101		**19**	**6,321**	**19,706**	**29,077**	**6,169**						**61,292**
44	**LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV**				**11,705**	**145,780**	**213,742**	**103,755**						**474,982**
45	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR	PESIN2013-106			5,062	75,731	111,036	54,918						246,747
46	ADICION S/E PANAMA III 500/230 KV	PESIN2013-107			2,147	30,045	44,052	21,648						97,892
47	ADICIÓN S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV	PESIN2013-108			3,621	32,217	47,237	21,896						104,971
48	SVC 150 MVAR PANAMA III 230 KV	PESIN2013-109			875	7,787	11,417	5,293						25,372
49	**LÍNEA PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV**	PESIN2013-102			**40**	**7,977**	**28,766**	**65,059**						**101,842**
50	LINEA PANAMA II - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV COND. ACSS				20	4,653	23,247	55,839	9,306					93,065
51	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV GIS				10	2,758	3,827	5,819	1,379					13,793
52	ADICION S/E PANAMA III 230 KV				10	566	1,692	3,401						5,669

53	**LINEA A DARIEN 230 KV**			**56**	**13,849**	**30,516**	**32,940**	**8,868**						**86,229**
54	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	PESIN2013-103		28	8,000	14,872	13,222	4,100						40,222
55	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO	PESIN2014-31		28	5,840	10,856	9,729	2,936						29,389
56	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	PESIN2014-32			4	3575	7458	1258						12,295
57	NUEVA S/E METETI 230 KV	PESIN2013-104			5	1,213	2,531	574						4,323
58	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**					**64**	**2,601**	**666**						**3,331**
59	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	PESIN2014-10				20	826	211						1,057
60	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	PESIN2014-11				44	1,775	455						2,274
61	**LINEA A VACAMONTE 230 KV**					**14**	**3,219**	**4,830**	**8,041**					**16,104**
62	LINEA CHORRERA - VACAMONTE KV DOBLE CIRCUITO	PESIN2014-12				3	1,157	1,736	2,893					5,789
63	ADICION S/E CHORRERA 230 KV	PESIN2014-13				7	1,225	1,838	3,057					6,127
64	NUEVA S/E VACAMONTE 230 KV	PESIN2014-14				4	837	1,256	2,091					4,188
65	**LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III**				**25**	**15,394**	**29,083**	**5,114**						**49,616**
66	LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III 230 KV DOBLE CIRCUITO	PESIN2014-15			11	12,720	24,481	4,270						41,482
67	ADICION S/E PUNTA RINCON 230 KV	PESIN2014-16			7	1,774	3,702	644						6,127
68	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	PESIN2014-17			7	900	900	200						2,007
69	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV**				**1,727**	**1,727**	**1,727**	**1727**						**6,908**
70	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**						**28**	**1,056**	**8,164**	**3,771**				**13,019**
71	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.	PESIN2014-18					10	500	4,000	1,787				6,297
72	ADICION S/E PANAMA 230 KV	PESIN2014-19					9	278	2,082	992				3,361
73	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	PESIN2014-20					9	278	2,082	992				3,361
74	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**				**60**	**9,364**	**18,843**	**3,139**						**31,406**
75	LINEA VELADERO - LLANO SÁNCHEZ 230 KV	PESIN2014-21			20	3,522	7,083	1,180						11,805
76	LINEA LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA 230 KV	PESIN2014-22			20	4,594	9,226	1,537						15,377
77	LINEA CHORRERA - PANAMA 230 KV	PESIN2014-23			20	1,248	2,534	422						4,224
78														
79	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**		**407**	**3,459**	**1,934**	**205**	**132**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**6,137**
80	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	PESIN2012-36			121									121
81	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	PESIN2012-37			481									481
82	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	PESIN2012-38	274	183	91									548
83	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	PESIN2012-39	133	2,322	125									2,580
84	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	PESIN2012-40		99	92									191
85	REPOSICION DE RECTIFICADORES	PESIN2012-41		160	173	145	132							609
86	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	PESIN2012-42		696	719									1,415
87	REPOSICION DE TORRES	PESIN2012-45			131									131
88	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	PESIN2012-46				60								60
89														
90	**PLAN DE REPOSICIÓN**		**145**	**8,168**	**12,837**	**8,481**	**10,521**	**1,789**	**4,076**	**1,129**	**0**	**0**	**0**	**47,146**
91	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**		**145**	**7,389**	**11,874**	**4,323**	**8,249**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**31,980**
92	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	PESIN2012-48	45	29	89									163
93	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	PESIN2012-65				1,016	2,847							3,863
94	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	PESIN2012-49		81	846	102								1,029
95	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	PESIN2012-50	100	422										522
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-51		369	1,210									1,579
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	PESIN2012-52		948	105									1,053
98	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-53			71									71
99	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	PESIN2012-54			309									309
100	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	PESIN2012-55			370									370
101	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	PESIN2012-71				147								147
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	PESIN2012-72				303								303
103	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	PESIN2012-56			31									31
104	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	PESIN2012-74				18								18
105	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	PESIN2012-57			320									320
106	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	PESIN2012-58		518	87									604
107	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	PESIN2012-76				368								368
108	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-59		4,955	4,216									9,171
109	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	PESIN2012-60		0	921									921
110	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	PESIN2012-61			155									155
111	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	PESIN2012-62		59										59
112	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	PESIN2012-63			207	139								346

113	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN	PESIN2014-24			400	400								800
114	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS	PESIN2015-01			288									288
115	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	PESIN2012-66				10	3,158							3,168
116	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	PESIN2012-67			10	1,820	2,244							4,074
117	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	PESIN2012-69		5	1,501									1,506
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	PESIN2012-70		4	739									743
119	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**		**0**	**779**	**963**	**4,158**	**2,272**	**1,789**	**4,076**	**1,129**	**0**	**0**	**0**	**15,166**
120	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	PESIN2012-68					20	950	3,308	475				4,753
121	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	PESIN2012-73				63	64							127
122	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	PESIN2012-75				54	160							213
123	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-64		779	963	578	152							2,472
124	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	PESIN2012-78				111	65							176
125	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2012-77				2,986	508	57						3,551
126	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS	PESIN2014-25				193	93							286
127	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2	PESIN2014-26				173	118	114	101	89				595
128	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	PESIN2014-27					1,092	668	667	565				2,992
129														
130	**SISTEMA DE CONEXIÓN**		**300**	**1,400**	**6,210**	**5,352**	**6,582**	**814**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**20,659**
131	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	PESIN2012-82		407	3,029	633								4,069
132	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	PESIN2012-83			407	2,768	894							4,069
133	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	PESIN2012-84			438									438
134	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-85	100	55										155
135	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	PESIN2012-86	100	21										121
136	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	PESIN2012-87	100	21										121
137	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	PESIN2012-88			385	43								428
138	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-89				95								95
139	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	PESIN2012-90				141								141
140	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	PESIN2012-91			36		12							48
141	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	PESIN2012-92		88										88
142	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	PESIN2012-93			95									95
143	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	PESIN2012-94				44								44
144	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	PESIN2012-95		809										809
145	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	PESIN2014-28			10	814	2,838	407						4,069
146	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	PESIN2014-29			10	814	2,838	407						4,069
147	AMPLAICION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ				1,800									1,800
148														
149	**PLAN DE PLANTA GENERAL**		**5,972**	**2,074**	**6,287**	**23,676**	**3,463**	**442**	**621**	**679**	**0**	**0**	**0**	**43,214**
150	EDIFICIO-ETESA	PESIN2012-96	2,237	0	2,923	22,340								27,500
151	EQUIPO DE INFORMATICA	PESIN2012-97	2,993	1,241	1,739	731	2,773							9,477
152	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	PESIN2012-98	742	833	1,625	605	690	442	621	679				6,237
153														
154	**PLAN ESTRATEGICO**		**4,772**	**10,812**	**10,927**	**4,623**	**2,310**	**770**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**34,214**
155	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	PESIN2012-99	1,156	7,196	59									8,411
156	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	PESIN2014-30			15	4,623	2,310	770						7,718
157	S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	PESIN2012-100	3,616	3,616	10,853									18,085

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Plan 2014	Observación	Nueva Fecha Plan 2015	Costo (Miles de B/.)
1	**TOTAL**				**1,552,496**
2					
3	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO**				**507,745**
4	**LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV**				**20,301**
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/7/15	Nueva fecha	31/7/16	1,902
8	**NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 K**				**28,928**
9	L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	23,610
10	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	3,377
11	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	31/10/16	Nueva fecha	31/1/18	1,941
12	**ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA**	31/3/15	Nueva fecha	30/6/16	**10,432**
13	**ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA**	30/6/16	Nueva fecha	31/10/16	**9,797**
14	**TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV**				**273,205**
15	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	30/9/16		30/9/16	219,246
16	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	30/9/16		30/9/16	13,332
17	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	30/9/16		30/9/16	15,764
18	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	30/9/16		30/9/16	17,444
19	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	30/9/16		30/9/16	7,419
20	**SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18	**22,702**
21	**SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR**	30/6/17	Nueva fecha	31/3/18	**21,652**
22	**ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)**	30/8/16	Nueva fecha	30/4/17	**6,848**
23	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)**	30/8/16	Nueva fecha	30/4/17	**11,932**
24	**ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**13,172**
25	**ADICION BANCO CAPACITORES 120 MVAR SAN BARTOLO 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**19,056**
26	**ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**3,451**
27	**ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**16,934**
28	**ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV**	28/2/17	Nueva fecha	28/2/18	**13,868**
29	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV**	31/12/15	Nueva fecha	31/7/16	**8,844**
30	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV**	31/3/17	Nueva fecha	31/3/18	**9,205**
31	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV**	31/7/17	Nueva fecha	31/3/18	**1,500**
32	**ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV**				**15,918**
33	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV GIS	1/1/24	Nueva fecha	31/10/17	10,249
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/24	Nueva fecha	31/10/17	5,669
35					
36	**PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO**				**893,381**
37	**S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES**	2014 - 2017		2015 - 2019	**12,312**
38	**S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2016 - 2019	**8,194**
39	**S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2017 - 2019	**5,318**
40	**S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2018 - 2019	**5,318**
41	**S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE**	2014 - 2017		2019 - 2019	**5,318**
42	**S/E BURUNGA 230 KV GIS**	2016 - 2018		2016 - 2019	**12,192**
43	**NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 500/230/115 KV**	30/5/18	Nueva fecha	28/2/19	**61,292**
44	**LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV**				**474,982**
45	LINEA CHIRIQUI GRANDE - PANAMA IIII DOBLE CTO. 500 KV 2 X 750 ACAR	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	246,747
46	ADICION S/E PANAMA III 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	97,892
47	ADICIÓN S/E CHIRIQUI GRANDE 500/230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	104,971
48	SVC 150 MVAR PANAMA III 230 KV	1/1/20	Nueva fecha	28/2/19	25,372
49	**LÍNEA PANAMÁ III - SABANITAS 230 KV**				**101,842**
50	LINEA PANAMA II - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV COND. ACSS		Nuevo	28/2/20	93,065
51	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV GIS		Nuevo	28/2/20	13,793
52	ADICION S/E PANAMA III 230 KV			28/2/20	5,669

53	**LINEA A DARIEN 230 KV**				**86,229**
54	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO.	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	40,222
55	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	29,389
56	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	12,295
57	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	4,323
58	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV**				**3,331**
59	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	1,057
60	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	1/1/19	Nueva Fecha	28/2/19	2,274
61	**LINEA A VACAMONTE 230 KV**				**16,104**
62	LINEA CHORRERA - VACAMONTE KV DOBLE CIRCUITO	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	5,789
63	ADICION S/E CHORRERA 230 KV	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	6,127
64	NUEVA S/E VACAMONTE 230 KV	30/9/19	Nueva Fecha	30/9/20	4,188
65	**LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III**				**49,616**
66	LINEA PUNTA RINCON - PANAMA III 230 KV DOBLE CIRCUITO	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	41,482
67	ADICION S/E PUNTA RINCON 230 KV	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	6,127
68	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	30/6/20	Nueva Fecha	28/2/19	2,007
69	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV**		Nuevo	31/7/19	6,908
70	**LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV**				**13,019**
71	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV I CTO.	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	6,297
72	ADICION S/E PANAMA 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	3,361
73	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/23	Nueva Fecha	1/1/21	3,361
74	**AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV**				**31,406**
75	LINEA VELADERO - LLANO SÁNCHEZ 230 KV	1/2/22	Nueva Fecha	31/7/19	11,805
76	LINEA LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA 230 KV	1/2/23	Nueva Fecha	31/7/19	15,377
77	LINEA CHORRERA - PANAMA 230 KV	1/2/24	Nueva Fecha	31/7/19	4,224
78					
79	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**				**6,137**
80	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	121
81	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	481
82	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	548
83	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	2,580
84	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	1/12/14	Nueva fecha	1/12/16	191
85	REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17		1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17	609
86	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	1,415
87	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	Nueva fecha	1/12/16	131
88	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17		1/6/17	60
89					
90	**PLAN DE REPOSICIÓN**				**47,146**
91	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**				**31,980**
92	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/16		10/12/16	163
93	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	31/3/17	Nueva fecha	31/1/18	3,863
94	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	31/10/16	Nueva fecha	31/1/17	1,029
95	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	Nueva fecha	31/12/15	522
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	Nueva fecha	31/12/16	1,579
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	Nueva fecha	31/12/16	1,053
98	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	71
99	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	309
100	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	370
101	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	147
102	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	303
103	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	31
104	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	18
105	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	320
106	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	604
107	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	1/12/16	Nueva fecha	31/12/17	368
108	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	Nueva fecha	31/12/16	9,171
109	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	Nueva Fecha	31/12/16	921
110	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/14	Nueva Fecha	31/12/16	155
111	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	1/12/14	Nueva Fecha	1/12/15	59
112	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/15	Nueva Fecha	31/12/17	346
113	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN			2016-2017	800

114	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS		Nuevo	31/12/16	288
115	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	1/1/18	Nueva fecha	31/1/18	3,168
116	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/1/18	Nueva fecha	31/1/18	4,074
117	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/18	Nueva fecha	31/12/17	1,506
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	31/1/18	Nueva fecha	31/12/17	743
119	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**				**15,166**
120	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	31/12/20		31/12/20	4,753
121	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	31/1/18		31/1/18	127
122	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	Nueva fecha	1/6/17 (MDN) y 1/6/18 (PAN)	213
123	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 - 2018		2014 - 2018	2,472
124	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	31/1/18		31/1/18	176
125	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)		1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
126	REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS	2017 y 2018		2017 y 2018	286
127	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2	2018 - 2021		2018 - 2021	595
128	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2018 - 2021		2018 - 2021	2,992
129					
130	**SISTEMA DE CONEXIÓN**				**20,659**
131	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/7/16	Nueva Fecha	31/12/16	4,069
132	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/7/16	Nueva Fecha	31/1/18	4,069
133	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	30/6/16	Nueva Fecha	31/7/16	438
134	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	155
135	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	121
136	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	Nueva Fecha	31/12/15	121
137	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	Nueva Fecha	28/1/17	428
138	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	95
139	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	141
140	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	Nueva Fecha	1/12/16 y 1/12/18	48
141	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	1/12/14	Nueva Fecha	1/12/15	88
142	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	Nueva Fecha	1/12/16	95
143	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/16	Nueva Fecha	1/12/17	44
144	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/14	Nueva Fecha	31/12/15	809
145	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	1/1/20	Nueva Fecha	31/10/18	4,069
146	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	1/1/20	Nueva Fecha	31/10/18	4,069
147	AMPLAICION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ		Nuevo	31/7/16	1,800
148					
149	**PLAN DE PLANTA GENERAL**				**43,214**
150	EDIFICIO-ETESA	1/12/17		1/12/17	27,500
151	EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/17		2014 - 2018	9,477
152	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	2014 - 2021		2014 - 2021	6,237
153					
154	**PLAN ESTRATEGICO**				**34,214**
155	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/10/15	Nueva Fecha	31/12/15	8,411
156	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	1/1/19		31/1/19	7,718
157	S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	31/12/14	Nueva Fecha	31/7/15	18,085

ANEXO III-2
ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA DE CORTO PLAZO
INDICE GENERAL

Año 2016 2
Demanda Máxima de Seca 3
Demanda Máxima de Lluviosa 11
Año 2017 19
Demanda Máxima de Seca 20
Demanda Máxima de Lluviosa 28
Año 2018 36
Demanda Máxima de Seca 37
Demanda Máxima de Lluviosa 45

Año 2016

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

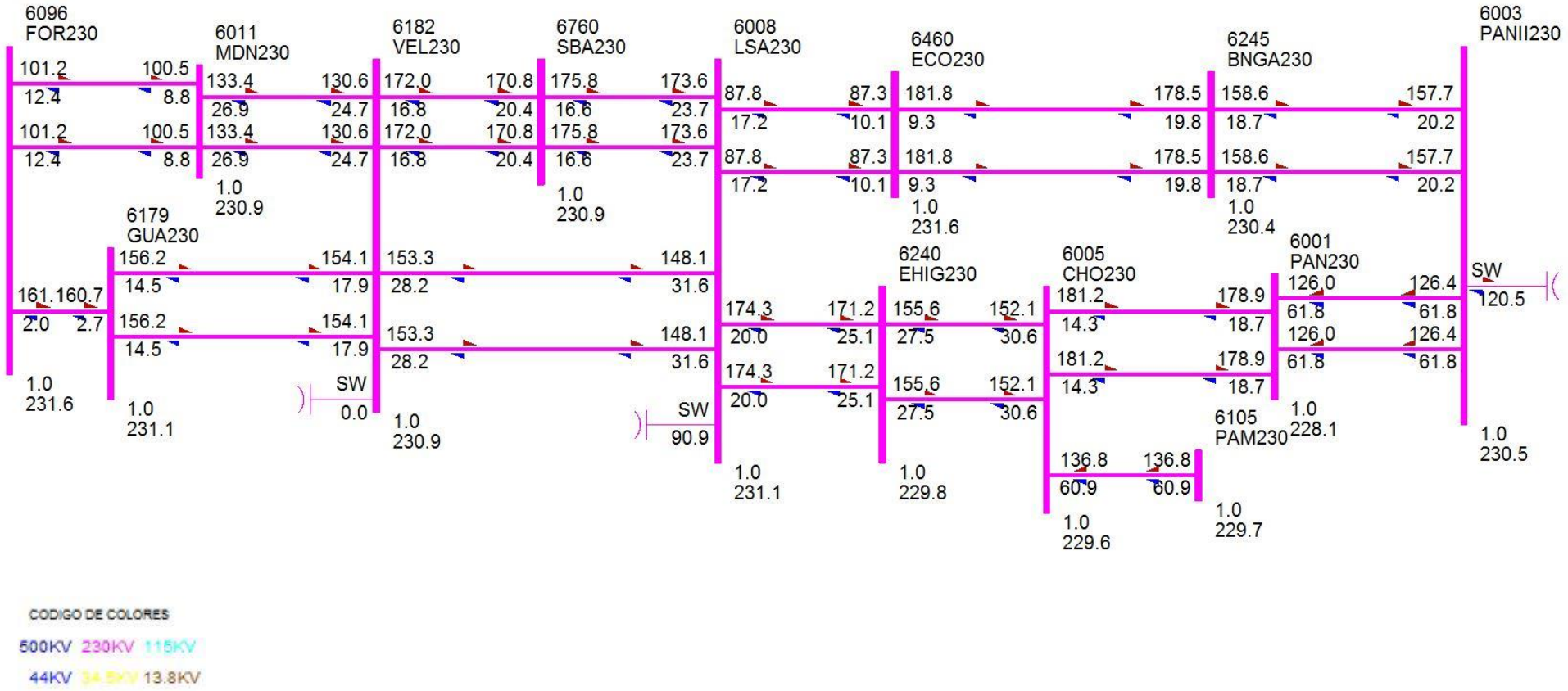


Diagrama de Panamá Atlántico

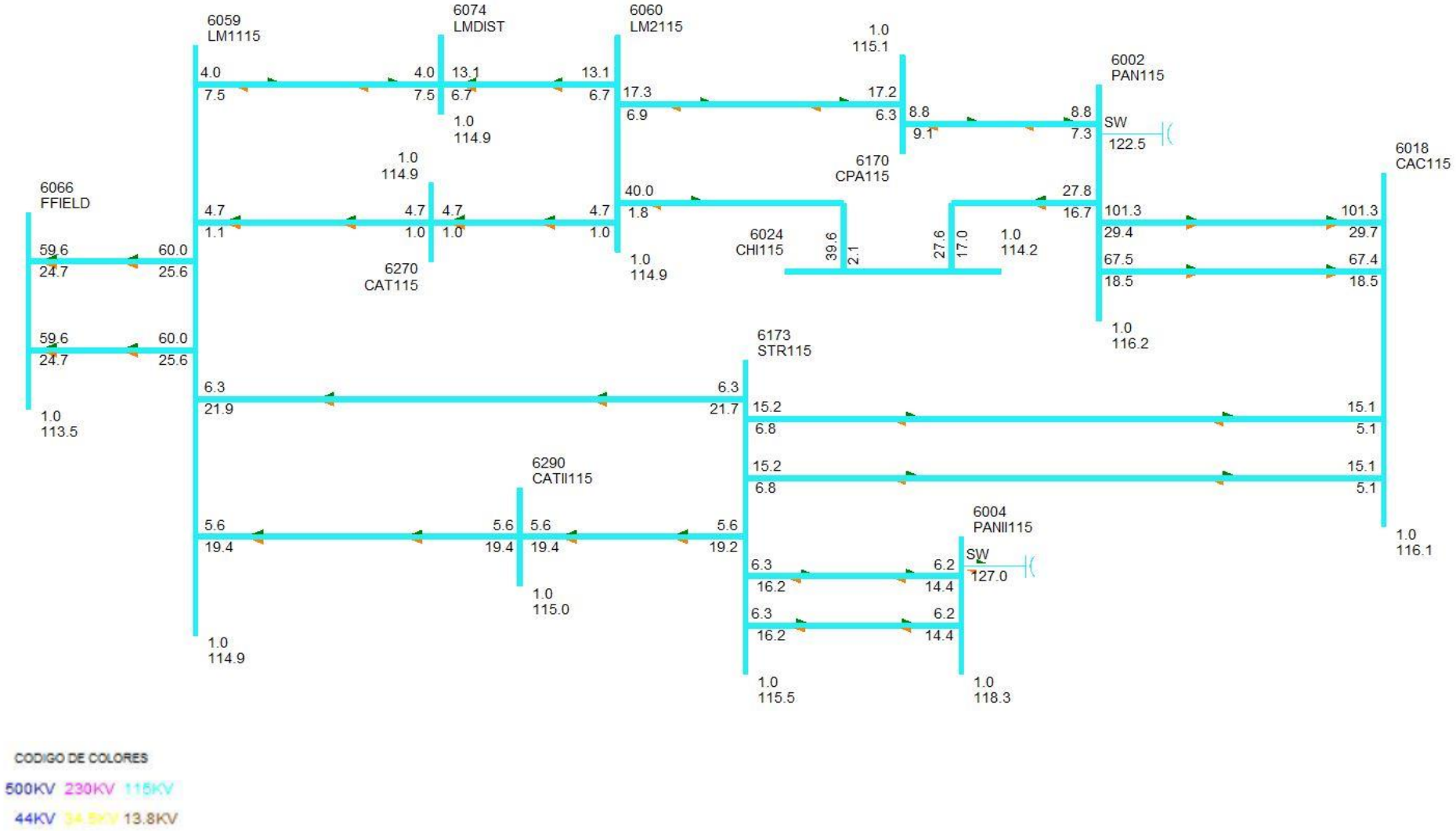
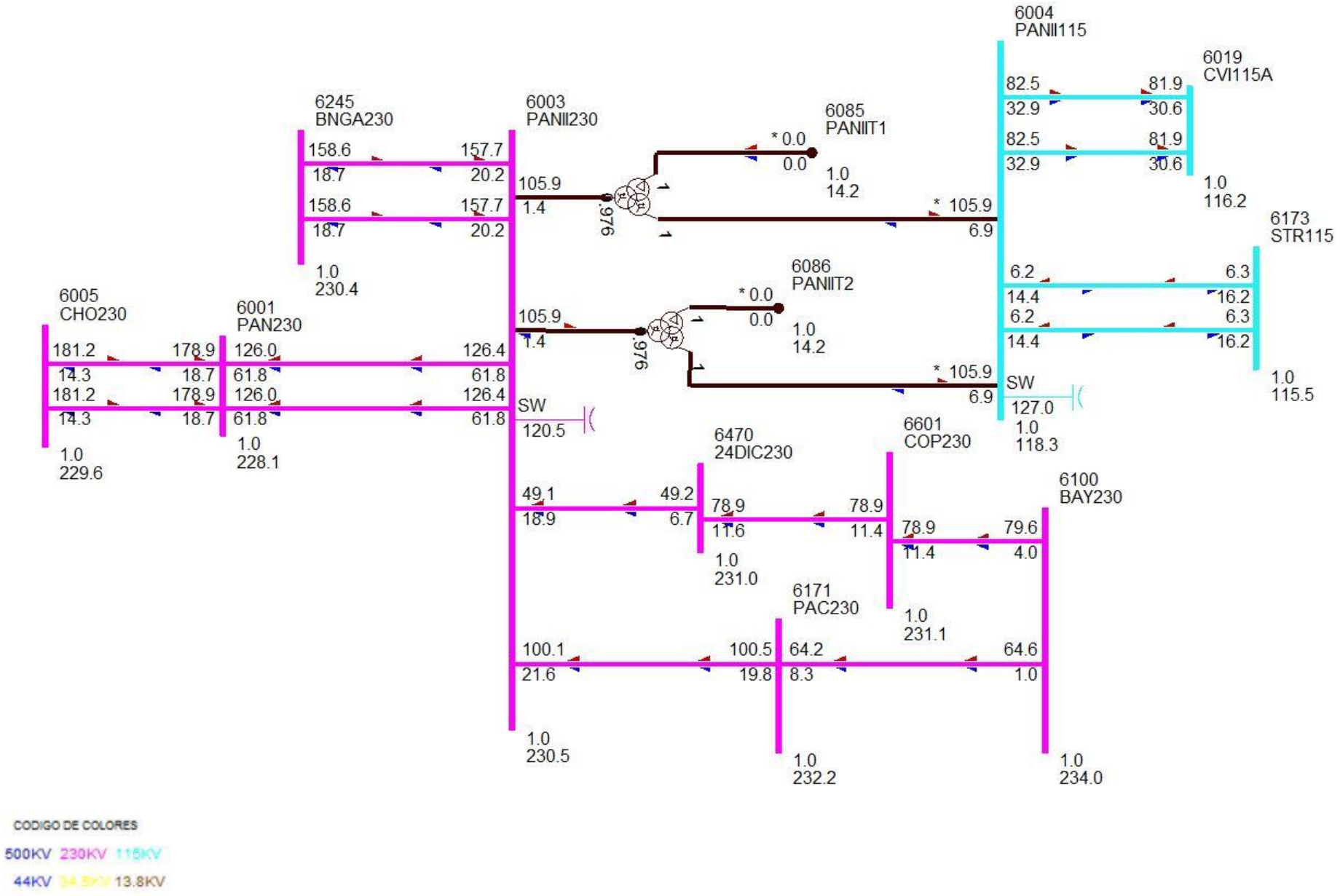


Diagrama de Panamá Este

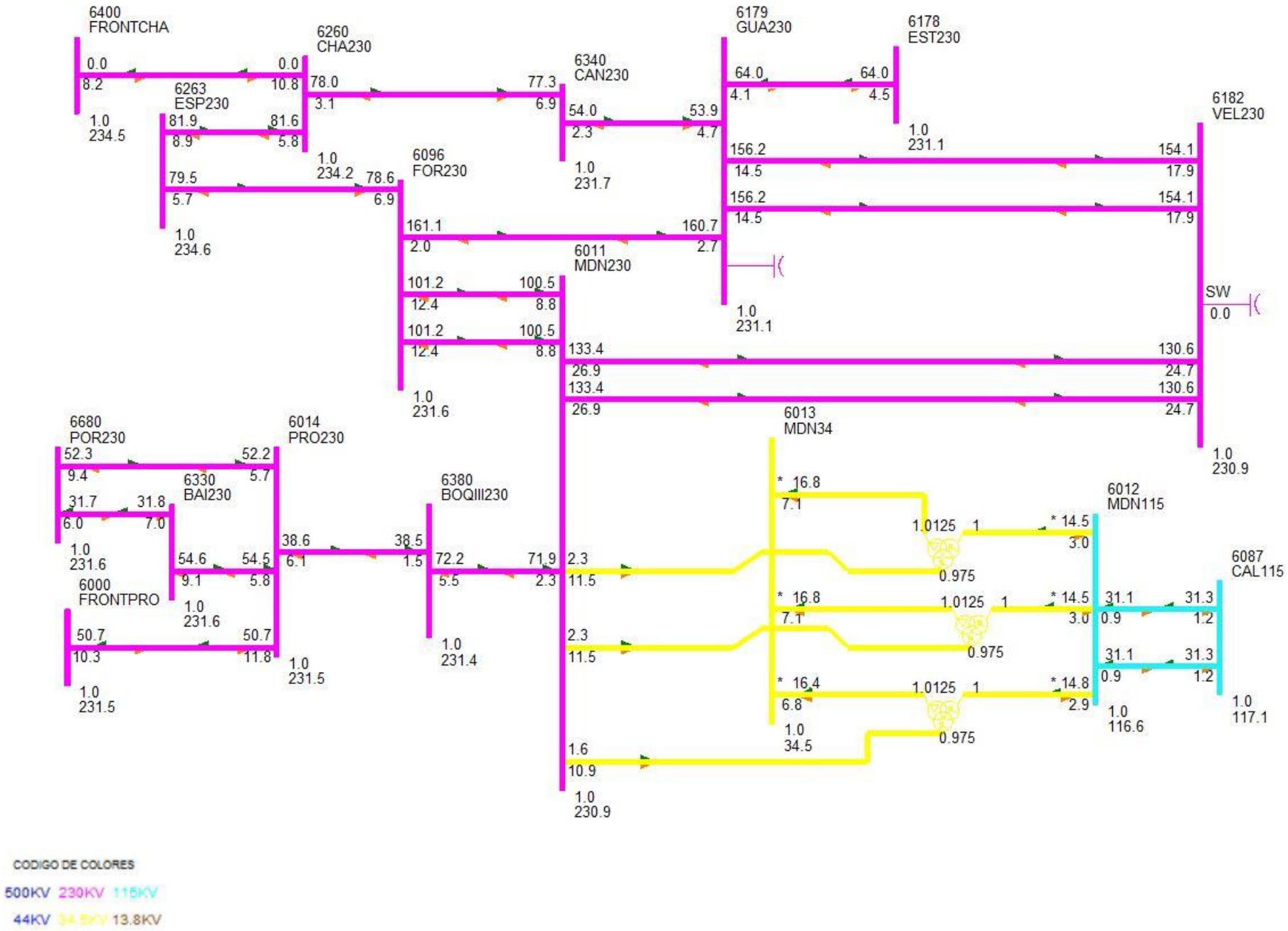


CODIGO DE COLORES

500KV 230KV 115KV

44KV 34.5KV 13.8KV

Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 10:29
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0065	231.50	6002	PAN115	115.00	6	1.0104	116.19
6003	PANII230	230.00	6	1.0022	230.51	6004	PANII115	115.00	6	1.0289	118.33
6008	LSA230	230.00	6	1.0047	231.09	6009	LSA115	115.00	6	1.0012	115.14
6011	MDN230	230.00	6	1.0039	230.89	6012	MDN115	115.00	6	1.0138	116.58
6014	PRO230	230.00	6	1.0063	231.46	6015	PRO115	115.00	6	1.0021	115.24
6018	CAC115	115.00	6	1.0095	116.09	6019	CVI115A	115.00	6	1.0106	116.22
6027	LOC115A	115.00	6	1.0011	115.13	6032	MAR115A	115.00	6	1.0002	115.03
6036	SMA115	115.00	6	1.0082	115.94	6055	MOS115B	115.00	6	1.0052	115.60
6057	TOC115	115.00	6	1.0247	117.84	6087	CAL115	115.00	6	1.0184	117.11
6088	LES115	115.00	6	1.0210	117.41	6092	LVA115	115.00	6	1.0184	117.11
6096	FOR230	230.00	6	1.0069	231.58	6100	BAY230	230.00	6	1.0173	233.97
6115	LBO115	115.00	6	1.0102	116.17	6123	MIR115A	115.00	7	1.0080	115.92
6165	FLO115	115.00	6	1.0089	116.02	6170	CPA115	115.00	6	1.0012	115.14
6171	PAC230	230.00	6	1.0094	232.16	6173	STR115	115.00	6	1.0042	115.48
6178	EST230	230.00	6	1.0047	231.07	6179	GUA230	230.00	6	1.0046	231.06
6182	VEL230	230.00	6	1.0040	230.93	6210	TIN115	115.00	6	1.0053	115.61
6211	PM115-9	115.00	6	1.0054	115.63	6245	BNGA230	230.00	6	1.0017	230.39
6251	BVI115	115.00	6	1.0011	115.12	6260	CHA230	230.00	6	1.0184	234.23
6261	CHA115	115.00	6	1.0078	115.90	6263	ESP230	230.00	6	1.0199	234.58
6280	GIR115	115.00	6	1.0012	115.14	6330	BAI230	230.00	6	1.0068	231.57
6331	BAI115	115.00	6	1.0012	115.14	6332	BAM115	115.00	6	1.0042	115.49
6340	CAN230	230.00	6	1.0074	231.71	6350	PM115-8	115.00	6	1.0024	115.28
6360	GLA230	230.00	6	1.0056	231.29	6363	ZAM230	230.00	6	1.0067	231.54
6366	EVA230	230.00	6	1.0074	231.71	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0062	231.43
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0198	234.55	6401	PM230-29	230.00	6	1.0060	231.37
6430	GENLLS	115.00	6	1.0012	115.14	6440	DOM230	230.00	6	1.0042	230.96
6441	PRIM230	230.00	6	1.0042	230.96	6442	ALT230	230.00	6	1.0033	230.76
6443	PARE230	230.00	6	1.0037	230.84	6460	ECO230	230.00	6	1.0068	231.56
6470	24DIC230	230.00	6	1.0046	231.05	6490	BON115	115.00	6	1.0078	115.90
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0053	231.22	6601	COP230	230.00	6	1.0049	231.13
6680	POR230	230.00	6	1.0069	231.58	6681	LPO230	230.00	6	1.0069	231.58
6683	SAL230	230.00	6	1.0069	231.58	6730	SAN115	115.00	6	1.0043	115.49
6760	SBA230	230.00	6	1.0040	230.92	6915	SCR115	115.00	6	1.0101	116.16

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9919	228.14	6005	CHO230	230.00	6	0.9984	229.64
6024	CHI115	115.00	6	0.9928	114.18	6040	SFR115	115.00	6	0.9985	114.83
6047	CLA115	115.00	6	0.9843	113.20	6059	LM1115	115.00	6	0.9992	114.91
6060	LM2115	115.00	6	0.9993	114.92	6064	MES115	115.00	6	0.9856	113.34
6066	FFIELD	115.00	6	0.9866	113.46	6074	LMDIST	115.00	6	0.9993	114.91
6105	PAM230	230.00	6	0.9987	229.71	6230	CBA115	115.00	6	0.9995	114.94
6240	EHIG230	230.00	6	0.9990	229.78	6270	CAT115	115.00	6	0.9993	114.91
6290	CATII115	115.00	6	0.9998	114.98	6980	BKO115	115.00	6	0.9867	113.46
6999	BAR115	115.00	6	0.9995	114.94						

Cargabilidad de Líneas y Trasformadores del SPT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 10:34
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	141.5	335.0	42.2
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	141.5	335.0	42.2
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	182.0	247.0	73.7
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	182.0	247.0	73.7
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	102.6	175.0	58.7
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	102.6	175.0	58.7
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	205.3	350.0	58.7
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	205.3	350.0	58.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	69.3	120.0	57.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	104.5	142.0	73.6
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	32.7	230.0	14.2
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	12.7	230.0	5.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	102.0	175.0	58.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	102.0	175.0	58.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	204.1	350.0	58.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	204.1	350.0	58.3
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	102.2	202.0	50.6
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	159.4	275.0	58.0
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	159.4	275.0	58.0
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	52.5	202.0	26.0
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	105.9	175.0	60.5
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	105.9	175.0	60.5
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	45	17.3	200.0	8.6
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	46	17.3	200.0	8.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	106.1	175.0	60.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	106.1	175.0	60.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	158.2	247.0	64.0
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	158.2	247.0	64.0
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.4	50.0	14.8
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	43.9	100.0	43.9
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	32.3	100.0	32.3
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	1	0.0	6.0	0.0
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	T1	0.0	22.0	0.0
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	7.3	50.0	14.7
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	43.5	100.0	43.5
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	32.0	100.0	32.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	155.3	247.0	62.9
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6A	155.3	247.0	62.9
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	174.6	247.0	70.7
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	174.6	247.0	70.7
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2C	89.0	275.0	32.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3C	89.0	275.0	32.4
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	175.8	275.0	63.9
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	5A	175.8	275.0	63.9
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	38.7	70.0	55.3
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	38.7	70.0	55.3
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	53.8	100.0	53.8
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	11.3	20.0	56.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	49.1	60.0	81.8
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	49.1	60.0	81.8
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	52.8	100.0	52.8
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	11.4	30.0	38.1
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	11.4	30.0	38.1
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	7	101.3	193.0	52.5
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	8	101.3	193.0	52.5
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	135.5	247.0	54.9
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	135.5	247.0	54.9
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	71.9	193.0	37.3
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	11.7	70.0	16.7
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	11.7	70.0	16.7
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	11.0	70.0	15.8
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	30.8	93.0	33.1
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	30.8	93.0	33.1
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	14.8	60.0	24.7
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	14.8	60.0	24.7

6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	15.1	60.0	25.1
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	18.3	50.0	36.5
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	18.3	50.0	36.5
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	17.7	50.0	35.5
6014	PRO230	230.00*	6	6380	BOQIII230	230.00	6	9B	38.8	193.0	20.1
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.4	50.0	18.9
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	9.1	50.0	18.2
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.3	50.0	0.5
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	0.1	50.0	0.2
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.1	50.0	18.2
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	9.1	50.0	18.2
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	16.6	150.0	11.1
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	16.6	150.0	11.1
6024	CHI115	115.00	6	6060	LM2115	115.00*	6	3B	40.1	230.0	17.4
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	22.8	230.0	9.9
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	20.2	230.0	8.8
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	18.6	230.0	8.1
6082	PAN13T1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6083	PAN13T2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6084	PAN13T3	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	0.0	75.0	0.0
6085	PANIIT1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6086	PANIIT2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	24.9	93.0	26.8
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	26.2	93.0	28.1
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	13.6	62.5	21.7
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	160.1	275.0	58.2
6100	BAY230	230.00	6	6171	PAC230	230.00*	6	1A	64.1	202.0	31.7
6100	BAY230	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	79.4	202.0	39.3
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	20.2	230.0	8.8
6176	ESTG1	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T1	32.2	70.0	46.1
6177	ESTG2	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T2	32.2	70.0	46.1
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	63.9	193.0	33.1
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	156.1	275.0	56.8
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	156.1	275.0	56.8
6179	GUA230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	53.8	276.0	19.5
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	84.6	300.0	28.2
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	172.1	275.0	62.6
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	5B	172.1	275.0	62.6
6240	EHIG230	230.00	6	6241	EHIG34	34.500*	6	T1	24.3	50.0	48.5
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2B	180.8	275.0	65.7
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3B	180.8	275.0	65.7
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0B	80.8	304.0	26.6
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	8.9	50.0	17.8
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	9.9	50.0	19.8
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	13.6	50.0	27.1
6300	CAL34	34.500	6	6304	MENII34	34.500*	6	71	2.5	17.0	14.6
6304	MENII34	34.500*	6	6308	MENII 13A	13.800	6	T1	2.6	22.0	11.6
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	53.6	304.0	17.6
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	28.5	83.3	34.2
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	5.4	83.3	6.5
6440	DOM230	230.00*	6	6441	PRIM230	230.00	6	33	0.0	360.0	0.0
6440	DOM230	230.00	6	6500	FRONTDOM	230.00*	6	5B	50.3	300.0	16.8
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T1	94.8	140.0	67.7
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T2	94.8	140.0	67.7
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	79.4	202.0	39.3
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	12.5	90.0	13.9
6762	SBA34.5	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	13.1	60.0	21.8

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

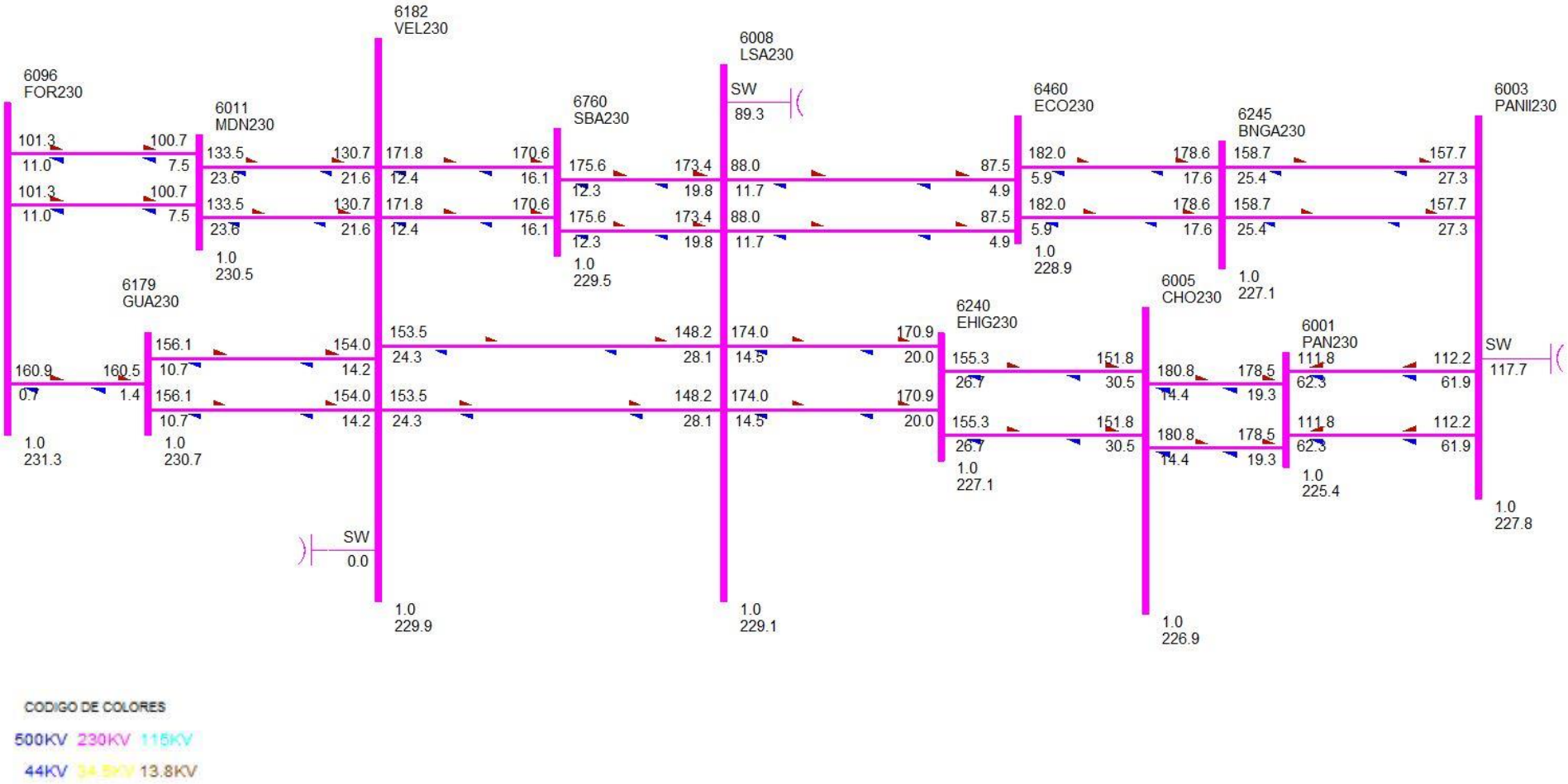


Diagrama de Panamá Atlántico

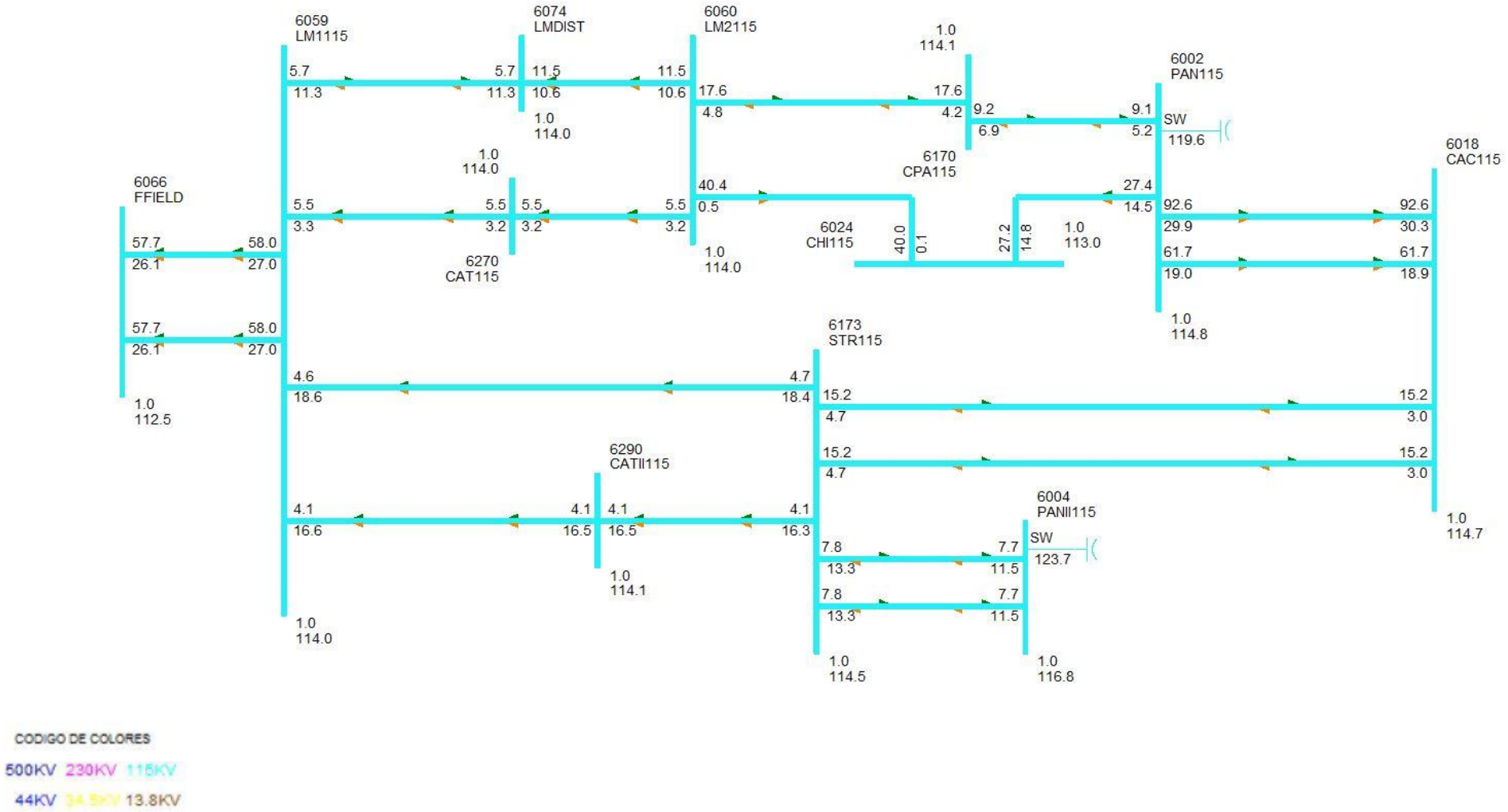


Diagrama de Panamá Este

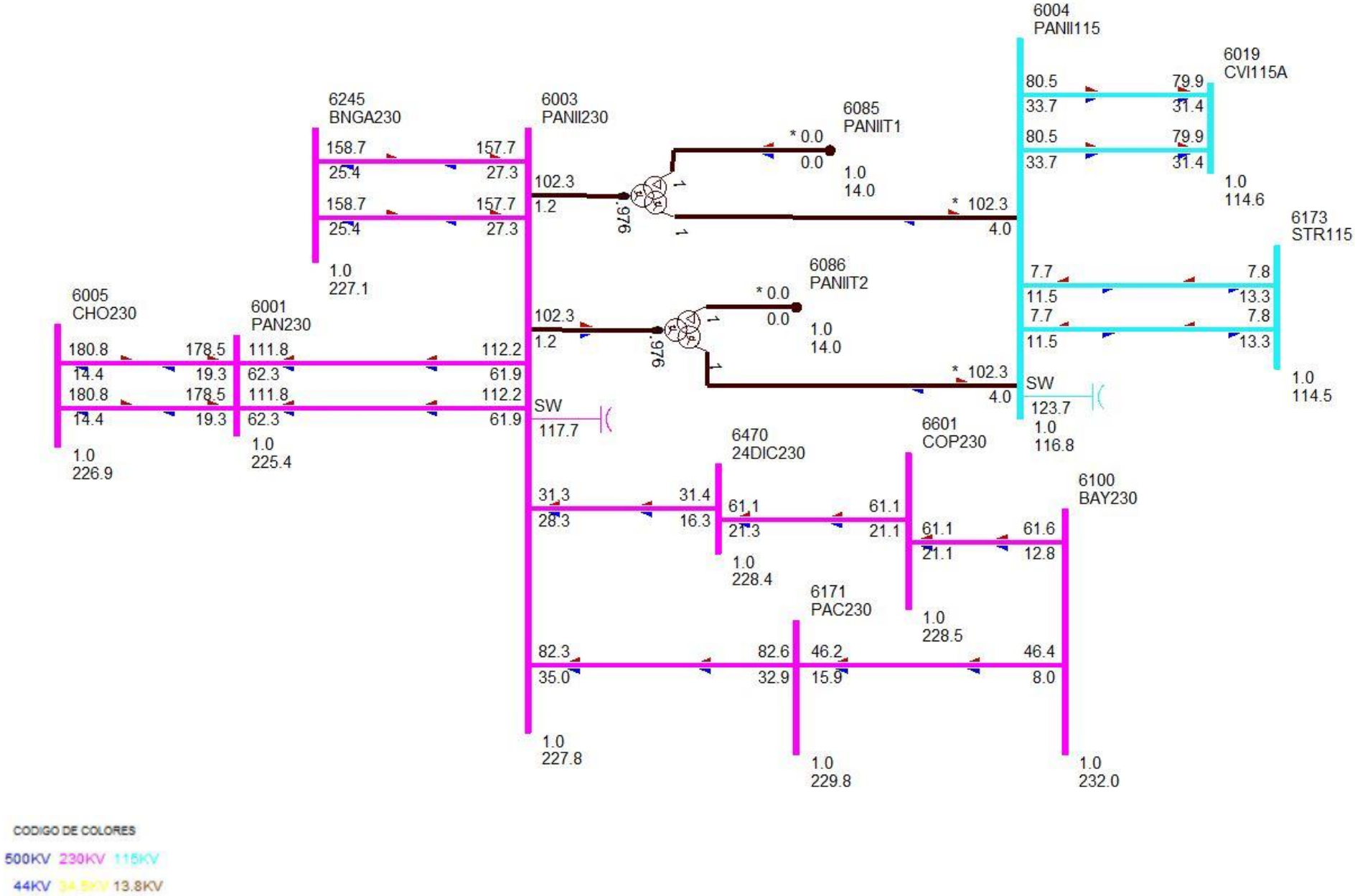
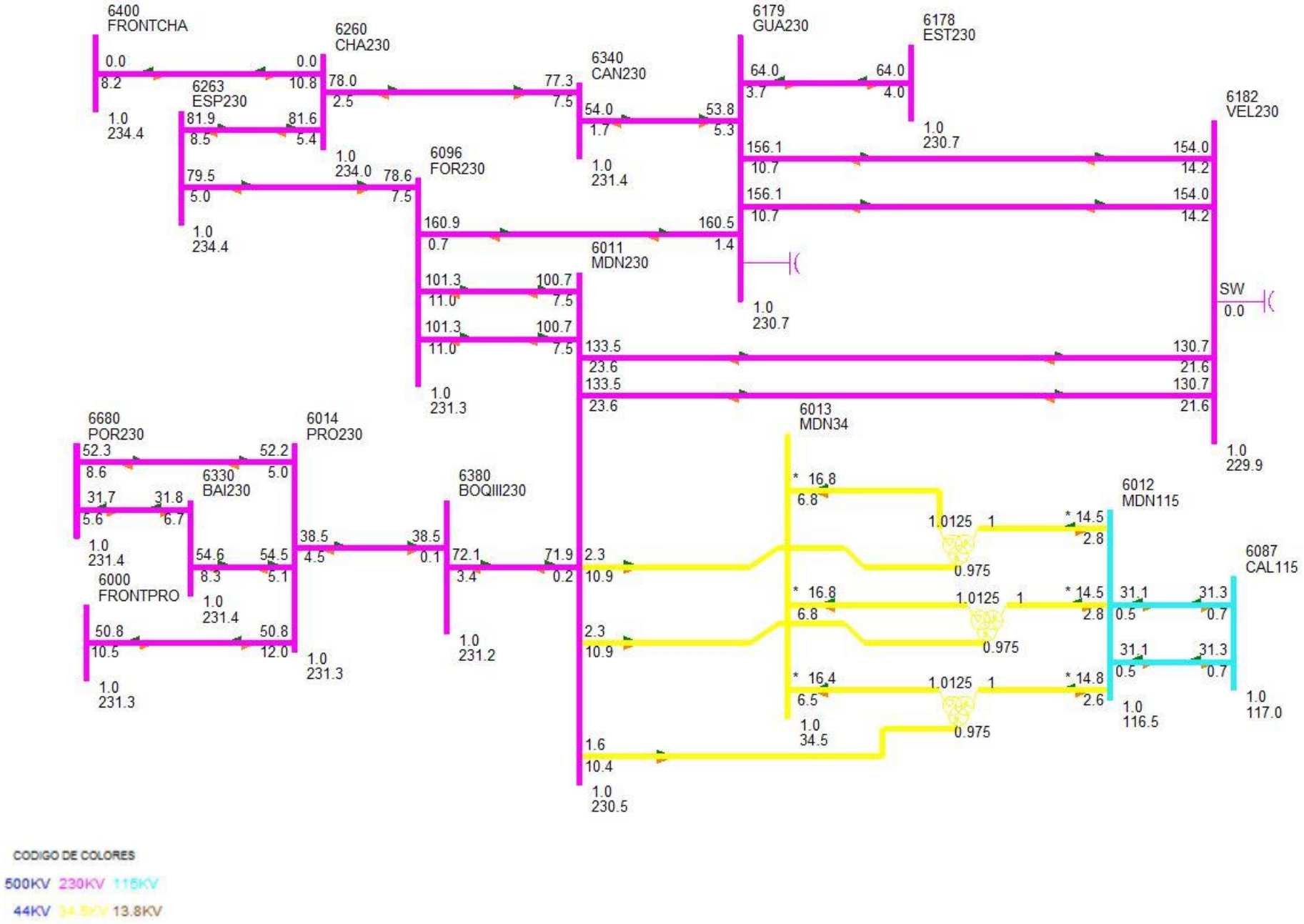


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 10:29

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0057	231.32	6004	PANII115	115.00	6	1.0153	116.76
6011	MDN230	230.00	6	1.0021	230.49	6012	MDN115	115.00	6	1.0127	116.46
6014	PRO230	230.00	6	1.0055	231.27	6015	PRO115	115.00	6	1.0013	115.14
6057	TOC115	115.00	6	1.0102	116.17	6087	CAL115	115.00	6	1.0177	117.04
6088	LES115	115.00	6	1.0204	117.34	6092	LVA115	115.00	6	1.0177	117.04
6096	FOR230	230.00	6	1.0056	231.28	6100	BAY230	230.00	6	1.0086	231.98
6123	MIR115A	115.00	7	1.0020	115.23	6178	EST230	230.00	6	1.0032	230.74
6179	GUA230	230.00	6	1.0031	230.72	6260	CHA230	230.00	6	1.0176	234.04
6261	CHA115	115.00	6	1.0073	115.84	6263	ESP230	230.00	6	1.0192	234.42
6330	BAI230	230.00	6	1.0062	231.42	6331	BAI115	115.00	6	1.0007	115.08
6332	BAM115	115.00	6	1.0039	115.45	6340	CAN230	230.00	6	1.0062	231.43
6360	GLA230	230.00	6	1.0043	230.99	6363	ZAM230	230.00	6	1.0055	231.27
6366	EVA230	230.00	6	1.0063	231.46	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0050	231.16
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0190	234.36	6401	PM230-29	230.00	6	1.0046	231.05
6440	DOM230	230.00	6	1.0035	230.81	6441	PRIM230	230.00	6	1.0035	230.81
6442	ALT230	230.00	6	1.0028	230.64	6443	PARE230	230.00	6	1.0031	230.71
6490	BON115	115.00	6	1.0073	115.84	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0046	231.06
6680	POR230	230.00	6	1.0062	231.42	6681	LPO230	230.00	6	1.0062	231.43
6683	SAL230	230.00	6	1.0062	231.42	6730	SAN115	115.00	6	1.0039	115.45
6915	SCR115	115.00	6	1.0090	116.04						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9801	225.43	6002	PAN115	115.00	6	0.9981	114.79
6003	PANII230	230.00	6	0.9903	227.76	6005	CHO230	230.00	6	0.9866	226.91
6008	LSA230	230.00	6	0.9961	229.09	6009	LSA115	115.00	6	0.9955	114.48
6018	CAC115	115.00	6	0.9973	114.69	6019	CVI115A	115.00	6	0.9966	114.61
6024	CHI115	115.00	6	0.9823	112.96	6027	LOC115A	115.00	6	0.9873	113.53
6032	MAR115A	115.00	6	0.9860	113.39	6036	SMA115	115.00	6	0.9967	114.62
6040	SFR115	115.00	6	0.9842	113.19	6047	CLA115	115.00	6	0.9736	111.96
6055	MOS115B	115.00	6	0.9928	114.17	6059	LM1115	115.00	6	0.9913	114.00
6060	LM2115	115.00	6	0.9914	114.01	6064	MES115	115.00	6	0.9772	112.38
6066	FFIELD	115.00	6	0.9783	112.51	6074	LMDIST	115.00	6	0.9914	114.01
6105	PAM230	230.00	6	0.9869	226.98	6115	LBO115	115.00	6	0.9962	114.56
6165	FLO115	115.00	6	0.9993	114.92	6170	CPA115	115.00	6	0.9920	114.09
6171	PAC230	230.00	6	0.9992	229.81	6173	STR115	115.00	6	0.9956	114.49
6182	VEL230	230.00	6	0.9996	229.92	6210	TIN115	115.00	6	0.9930	114.19
6211	PM115-9	115.00	6	0.9931	114.20	6230	CBA115	115.00	6	0.9853	113.31
6240	EHIG230	230.00	6	0.9875	227.12	6245	BNGA230	230.00	6	0.9875	227.13
6251	BVI115	115.00	6	0.9869	113.50	6270	CAT115	115.00	6	0.9914	114.01
6280	GIR115	115.00	6	0.9920	114.09	6290	CATII115	115.00	6	0.9918	114.06
6350	PM115-8	115.00	6	0.9885	113.68	6430	GENLLS	115.00	6	0.9955	114.48
6460	ECO230	230.00	6	0.9952	228.90	6470	24DIC230	230.00	6	0.9929	228.37
6601	COP230	230.00	6	0.9933	228.47	6760	SBA230	230.00	6	0.9980	229.54
6980	BKO115	115.00	6	0.9784	112.51	6999	BAR115	115.00	6	0.9918	114.05

Cargabilidad de Líneas y Trasformadores del SPT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 10:34
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	130.6	335.0	39.0
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	130.6	335.0	39.0
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	183.9	247.0	74.4
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	183.9	247.0	74.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	97.8	175.0	55.9
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	97.8	175.0	55.9
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	195.7	350.0	55.9
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	195.7	350.0	55.9
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	64.7	120.0	53.9
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	97.7	142.0	68.8
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	31.5	230.0	13.7
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	11.6	230.0	5.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	97.2	175.0	55.6
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	97.2	175.0	55.6
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	194.5	350.0	55.6
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	194.5	350.0	55.6
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	90.3	202.0	44.7
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	162.7	275.0	59.2
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	162.7	275.0	59.2
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	42.6	202.0	21.1
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	102.3	175.0	58.5
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	102.3	175.0	58.5
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	45	15.5	200.0	7.7
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	46	15.5	200.0	7.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	102.4	175.0	58.5
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	102.4	175.0	58.5
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	159.6	247.0	64.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	159.6	247.0	64.6
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.4	50.0	14.8
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	43.9	100.0	43.9
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	32.3	100.0	32.3
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	1	0.0	6.0	0.0
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	T1	0.0	22.0	0.0
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	7.3	50.0	14.7
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	43.5	100.0	43.5
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	32.0	100.0	32.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	155.5	247.0	62.9
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6A	155.5	247.0	62.9
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	175.3	247.0	71.0
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	175.3	247.0	71.0
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2C	89.1	275.0	32.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3C	89.1	275.0	32.4
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	4A	176.4	275.0	64.1
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	5A	176.4	275.0	64.1
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	37.7	70.0	53.9
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	37.7	70.0	53.9
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	52.4	100.0	52.4
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	13.8	20.0	68.8
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	48.4	60.0	80.6
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	48.4	60.0	80.6
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	51.5	100.0	51.5
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	11.4	30.0	38.1
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	11.4	30.0	38.1
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	7	101.4	193.0	52.5
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	8	101.4	193.0	52.5
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	135.3	247.0	54.8
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	135.3	247.0	54.8
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	71.8	193.0	37.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	11.1	70.0	15.9
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	11.1	70.0	15.9
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	10.5	70.0	15.0
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	30.8	93.0	33.1
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	30.8	93.0	33.1
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	14.8	60.0	24.7
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	14.8	60.0	24.7

6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	15.0	60.0	25.0
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	18.2	50.0	36.3
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	18.2	50.0	36.3
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	17.7	50.0	35.3
6014	PRO230	230.00*	6	6380	BOQIII230	230.00	6	9B	38.5	193.0	20.0
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.4	50.0	18.9
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	9.1	50.0	18.2
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.3	50.0	0.5
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	0.1	50.0	0.2
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.1	50.0	18.2
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	9.1	50.0	18.2
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	16.0	150.0	10.7
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	16.0	150.0	10.7
6024	CHI115	115.00*	6	6060	LM2115	115.00	6	3B	40.8	230.0	17.7
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	19.4	230.0	8.4
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	17.2	230.0	7.5
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	18.4	230.0	8.0
6082	PAN13T1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6083	PAN13T2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6084	PAN13T3	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	0.0	75.0	0.0
6085	PANIIT1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6086	PANIIT2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	25.0	93.0	26.9
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	26.1	93.0	28.0
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	13.5	62.5	21.7
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	160.0	275.0	58.2
6100	BAY230	230.00	6	6171	PAC230	230.00*	6	1A	48.9	202.0	24.2
6100	BAY230	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	65.1	202.0	32.2
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	17.2	230.0	7.5
6176	ESTG1	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T1	32.3	70.0	46.1
6177	ESTG2	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T2	32.3	70.0	46.1
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	63.9	193.0	33.1
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	155.9	275.0	56.7
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	155.9	275.0	56.7
6179	GUA230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	53.9	276.0	19.5
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	84.1	300.0	28.0
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	4B	172.4	275.0	62.7
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	5B	172.4	275.0	62.7
6240	EHIG230	230.00	6	6241	EHIG34	34.500*	6	T1	21.2	50.0	42.5
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2B	183.0	275.0	66.5
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3B	183.0	275.0	66.5
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0B	80.8	304.0	26.6
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	8.7	50.0	17.4
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	9.8	50.0	19.6
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	13.6	50.0	27.1
6300	CAL34	34.500	6	6304	MENII34	34.500*	6	71	2.5	17.0	14.6
6304	MENII34	34.500*	6	6308	MENII 13A	13.800	6	T1	2.6	22.0	11.6
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00	6	6401	PM230-29	230.00*	6	29	53.7	304.0	17.7
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	28.4	83.3	34.1
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	5.4	83.3	6.5
6440	DOM230	230.00*	6	6441	PRIM230	230.00	6	33	0.0	360.0	0.0
6440	DOM230	230.00	6	6500	FRONTDOM	230.00*	6	5B	50.4	300.0	16.8
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T1	94.7	140.0	67.6
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T2	94.7	140.0	67.6
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	65.2	202.0	32.3
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	12.5	90.0	13.9
6762	SBA34.5	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	13.0	60.0	21.7

Año 2017

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

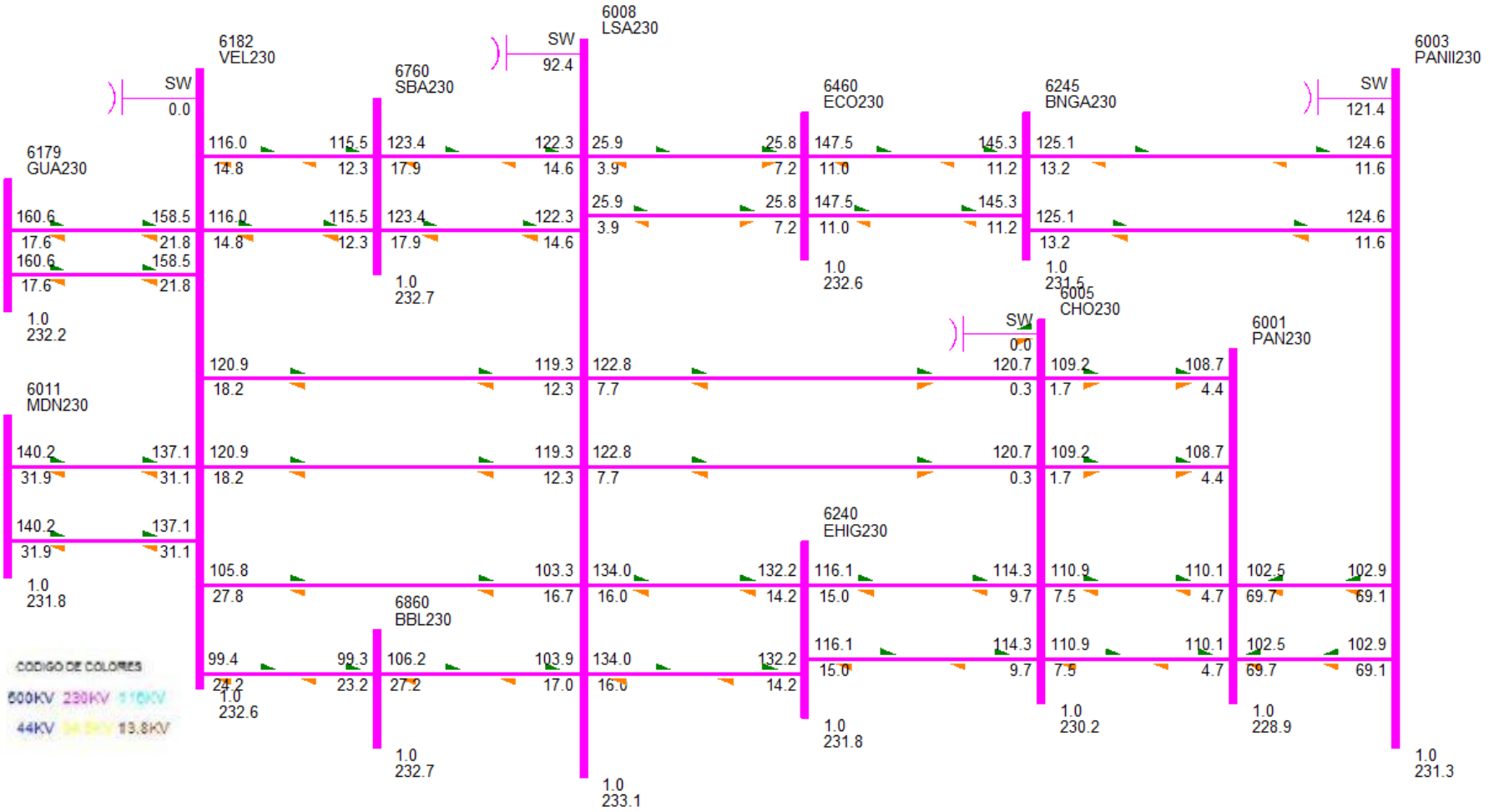


Diagrama de Panamá Atlántico

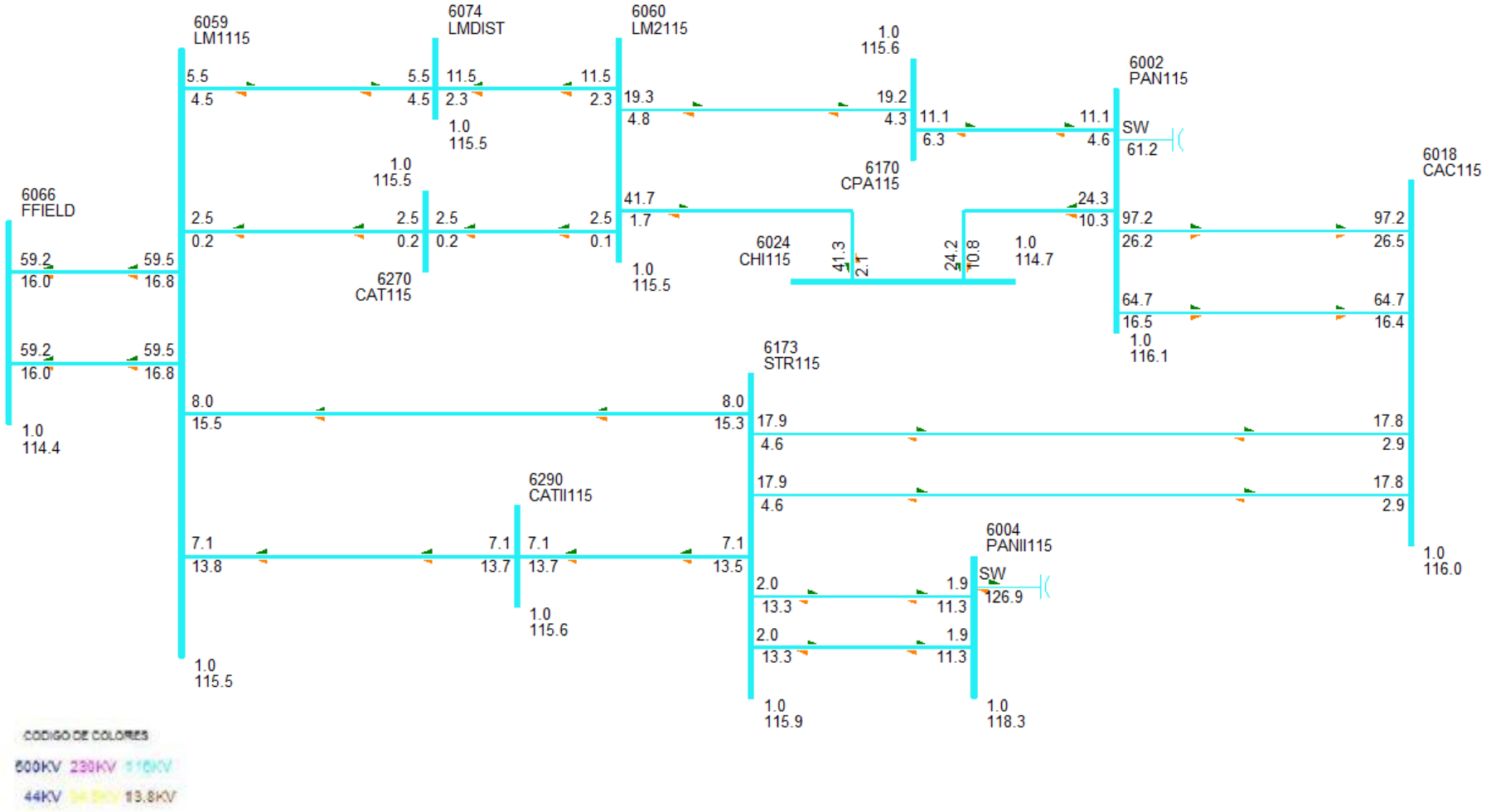


Diagrama de Panamá Este

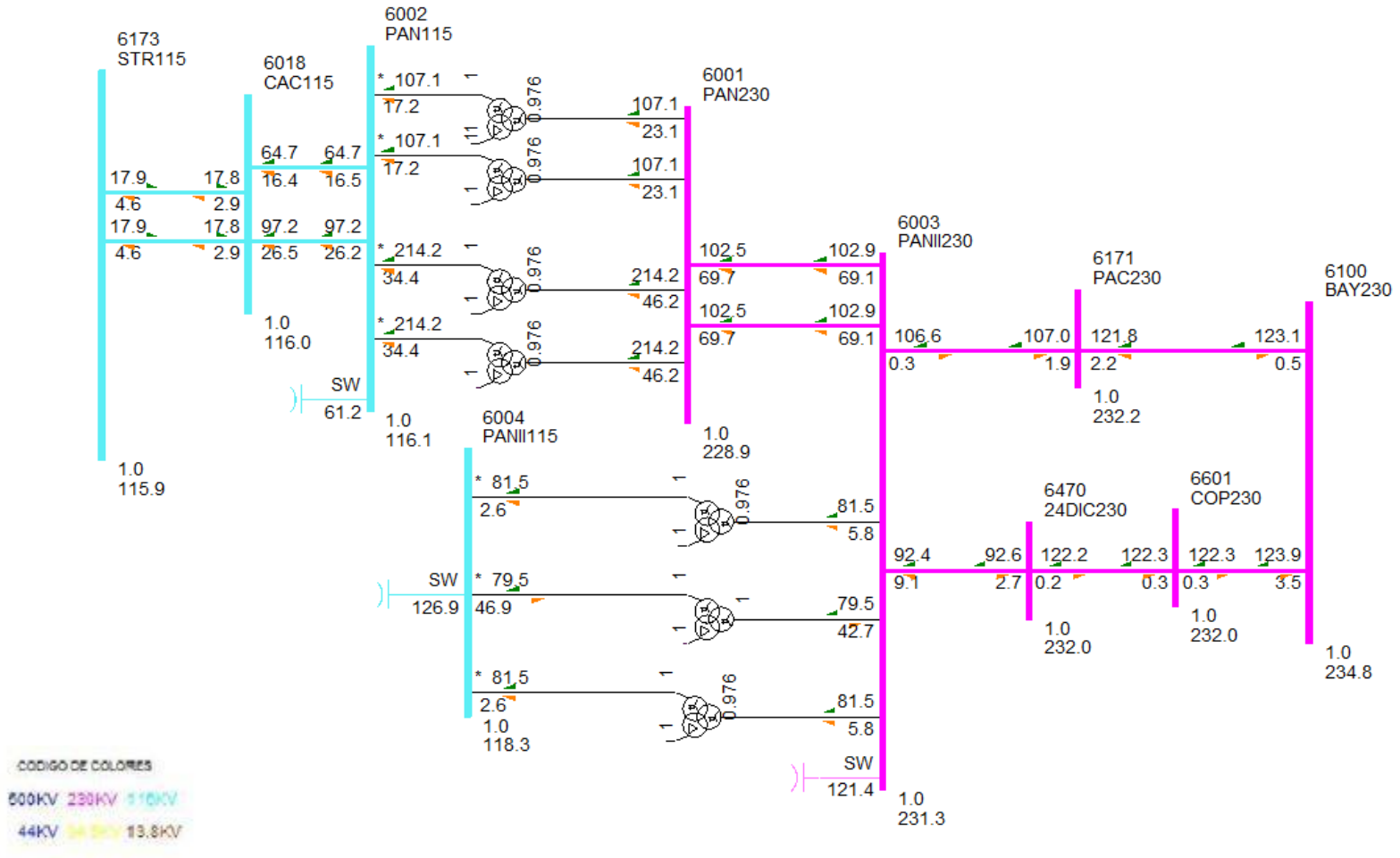
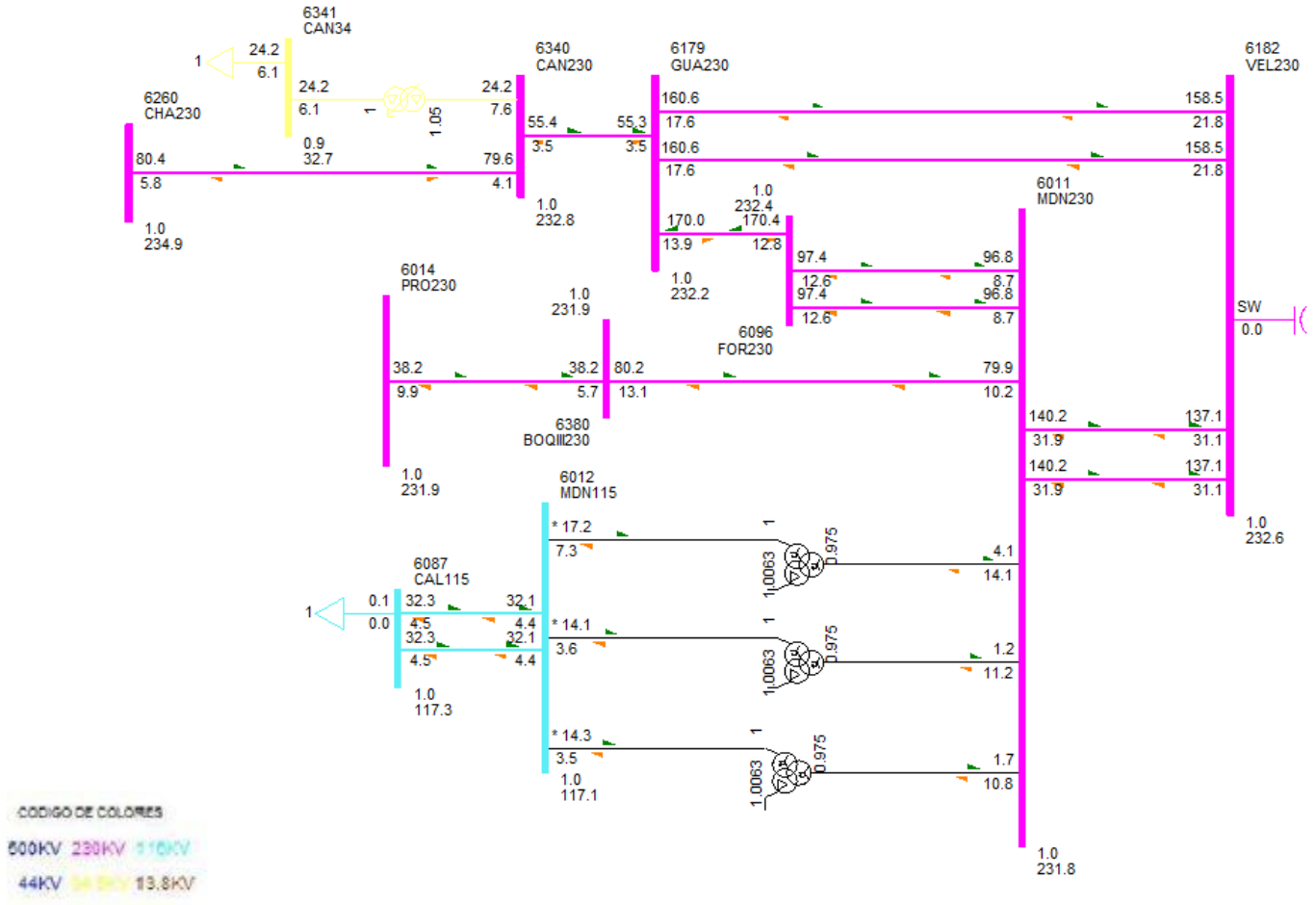


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, OCT 28 2015 16:52
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0081	231.86	6002	PAN115	115.00	6	1.0096	116.10
6003	PANII230	230.00	6	1.0059	231.35	6004	PANII115	115.00	6	1.0285	118.28
6005	CHO230	230.00	6	1.0007	230.15	6008	LSA230	230.00	6	1.0135	233.11
6009	LSA115	115.00	6	1.0105	116.21	6011	MDN230	230.00	6	1.0076	231.76
6012	MDN115	115.00	6	1.0181	117.08	6014	PRO230	230.00	6	1.0081	231.85
6015	PRO115	115.00	6	1.0046	115.53	6018	CAC115	115.00	6	1.0087	116.01
6019	CVI115A	115.00	6	1.0127	116.46	6027	LOC115A	115.00	6	1.0004	115.05
6036	SMA115	115.00	6	1.0075	115.86	6055	MOS115B	115.00	6	1.0025	115.29
6057	TOC115	115.00	6	1.0248	117.86	6059	LM1115	115.00	6	1.0044	115.51
6060	LM2115	115.00	6	1.0045	115.51	6074	LMDIST	115.00	6	1.0045	115.51
6087	CAL115	115.00	6	1.0197	117.26	6088	LES115	115.00	6	1.0221	117.55
6092	LVA115	115.00	6	1.0196	117.25	6096	FOR230	230.00	6	1.0104	232.38
6100	BAY230	230.00	6	1.0210	234.82	6105	PAM230	230.00	6	1.0008	230.19
6115	LBO115	115.00	6	1.0124	116.42	6123	MIR115A	115.00	7	1.0081	115.94
6165	FLO115	115.00	6	1.0087	116.00	6170	CPA115	115.00	6	1.0049	115.57
6171	PAC230	230.00	6	1.0095	232.19	6173	STR115	115.00	6	1.0081	115.93
6178	EST230	230.00	6	1.0096	232.20	6179	GUA230	230.00	6	1.0095	232.19
6182	VEL230	230.00	6	1.0113	232.60	6210	TIN115	115.00	6	1.0044	115.51
6211	PM115-9	115.00	6	1.0039	115.45	6225	CDE115	115.00	6	1.0014	115.16
6240	EHIG230	230.00	6	1.0079	231.83	6245	BNGA230	230.00	6	1.0064	231.46
6260	CHA230	230.00	6	1.0212	234.88	6261	CHA115	115.00	6	1.0107	116.23
6263	ESP230	230.00	6	1.0223	235.13	6270	CAT115	115.00	6	1.0045	115.51
6280	GIR115	115.00	6	1.0049	115.57	6290	CATII115	115.00	6	1.0049	115.56
6330	BAI230	230.00	6	1.0082	231.89	6331	BAI115	115.00	6	1.0021	115.25
6332	BAM115	115.00	6	1.0049	115.56	6340	CAN230	230.00	6	1.0120	232.75
6350	PM115-8	115.00	6	1.0014	115.16	6360	GLA230	230.00	6	1.0107	232.47
6363	ZAM230	230.00	6	1.0120	232.76	6366	EVA230	230.00	6	1.0128	232.94
6380	BOQII230	230.00	6	1.0083	231.91	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0226	235.20
6401	PM230-29	230.00	6	1.0107	232.47	6430	GENLLS	115.00	6	1.0105	116.21
6440	DOM230	230.00	6	1.0045	231.04	6441	PRIM230	230.00	6	1.0039	230.90
6442	ALT230	230.00	6	1.0034	230.79	6443	PARE230	230.00	6	1.0039	230.90
6460	ECO230	230.00	6	1.0111	232.55	6470	24DIC230	230.00	6	1.0086	231.97
6490	BON115	115.00	6	1.0107	116.23	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0059	231.37
6601	COP230	230.00	6	1.0089	232.04	6680	POR230	230.00	6	1.0083	231.90
6681	LPO230	230.00	6	1.0083	231.90	6683	SAL230	230.00	6	1.0083	231.90
6730	SAN115	115.00	6	1.0049	115.57	6760	SBA230	230.00	6	1.0117	232.68
6860	BBL230	230.00	6	1.0117	232.69	6915	SCR115	115.00	6	1.0148	116.71
6999	BAR115	115.00	6	1.0046	115.53						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9953	228.91	6024	CHI115	115.00	6	0.9975	114.72
6032	MAR115A	115.00	6	0.9990	114.88	6040	SFR115	115.00	6	0.9986	114.84
6047	CLA115	115.00	6	0.9904	113.89	6064	MES115	115.00	6	0.9940	114.31
6066	FFIELD	115.00	6	0.9947	114.39	6230	CBA115	115.00	6	0.9990	114.89
6251	BVI115	115.00	6	1.0000	115.00	6761	SBA115	115.00	6	0.9973	114.69
6980	BKO115	115.00	6	0.9948	114.40						

Cargabilidad de Líneas y Transformadores del SPT.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 13:10
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--------- FROM BUS ----------X				X---------- TO BUS ----------X						
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	124.5	335.0	37.2
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	124.5	335.0	37.2
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	1	109.3	500.0	21.9
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	2	109.3	500.0	21.9
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	111.1	247.0	45.0
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	111.1	247.0	45.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	109.6	175.0	62.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	109.6	175.0	62.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	219.1	350.0	62.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	219.1	350.0	62.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	66.2	120.0	55.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	99.9	142.0	70.3
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	26.5	230.0	11.5
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	12.7	230.0	5.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	108.5	175.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	108.5	175.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	216.9	350.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	216.9	350.0	62.0
6003	PANII230	230.00	6	6171	PAC230	230.00*	6	1B	106.0	202.0	52.5
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	125.0	275.0	45.5
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	125.0	275.0	45.5
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	92.3	202.0	45.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	81.7	175.0	46.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	81.7	175.0	46.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	90.2	175.0	51.6
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	45	13.3	200.0	6.7
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	46	13.3	200.0	6.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	81.5	175.0	46.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	81.5	175.0	46.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	92.3	175.0	52.7
6005	CHO230	230.00	6	6008	LSA230	230.00*	6	1	121.4	500.0	24.3
6005	CHO230	230.00	6	6008	LSA230	230.00*	6	2	121.4	500.0	24.3
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	116.2	247.0	47.0
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	116.2	247.0	47.0
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.3	50.0	14.7
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	43.6	100.0	43.6
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	36.0	100.0	36.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	120.9	500.0	24.2
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	108.1	247.0	43.8
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	120.9	500.0	24.2
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	133.2	247.0	53.9
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	133.2	247.0	53.9
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2D	26.5	275.0	9.6
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3D	26.5	275.0	9.6
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	123.2	275.0	44.8
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	123.2	275.0	44.8
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	108.4	247.0	43.9
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	46.7	100.0	46.7
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	38.6	70.0	55.2
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	53.3	100.0	53.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	14.7	20.0	73.6
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	51.4	100.0	51.4
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	51.5	60.0	85.9
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	52.3	100.0	52.3
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	7	97.2	193.0	50.3
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	8	97.2	193.0	50.3
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	142.7	247.0	57.8
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	142.7	247.0	57.8

6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	80.6	243.0	33.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	14.7	100.0	14.7
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	11.3	70.0	16.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	10.9	70.0	15.6
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	32.0	93.0	34.4
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	32.0	93.0	34.4
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	18.7	80.0	23.4
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	14.6	60.0	24.3
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	14.7	60.0	24.5
6014	PRO230	230.00*	6	6380	BOQIII230	230.00	6	9B	39.2	243.0	16.1
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.6	50.0	19.1
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	9.2	50.0	18.4
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.3	50.0	0.5
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	0.1	50.0	0.2
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	18.4	150.0	12.2
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	18.4	150.0	12.2
6024	CHI115	115.00	6	6060	LM2115	115.00*	6	3B	41.5	230.0	18.1
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	17.4	230.0	7.5
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	15.4	230.0	6.7
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	19.8	230.0	8.6
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	24.6	93.0	26.5
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	24.4	93.0	26.2
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	19.5	62.5	31.3
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	169.1	275.0	61.5
6100	BAY230	230.00	6	6171	PAC230	230.00*	6	1A	120.7	202.0	59.7
6100	BAY230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	121.4	202.0	60.1
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	15.4	230.0	6.7
6176	ESTG1	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T1	31.6	70.0	45.2
6177	ESTG2	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T2	31.6	70.0	45.2
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	62.7	193.0	32.5
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	160.1	275.0	58.2
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	160.1	275.0	58.2
6179	GUA230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	54.9	276.0	19.9
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	92.8	300.0	30.9
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	10	115.7	275.0	42.1
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	11	115.7	275.0	42.1
6182	VEL230	230.00*	6	6860	BBL230	230.00	6	6B	101.2	247.0	41.0
6240	EHIG230	230.00	6	6241	EHIG34	34.500*	6	T1	19.5	50.0	39.1
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2C	146.3	275.0	53.2
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3C	146.3	275.0	53.2
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0B	83.3	304.0	27.4
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.7	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.0	50.0	18.1
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	10.1	50.0	20.2
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	54.9	304.0	18.1
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	28.6	83.3	34.3
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	14.2	83.3	17.1
6440	DOM230	230.00*	6	6441	PRIM230	230.00	6	33	7.0	360.0	1.9
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	49.9	300.0	16.6
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.0	50.0	14.0
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T1	123.0	140.0	87.8
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T2	123.0	140.0	87.8
6470	24DIC230	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	121.2	202.0	60.0
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	19.2	90.0	21.4
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

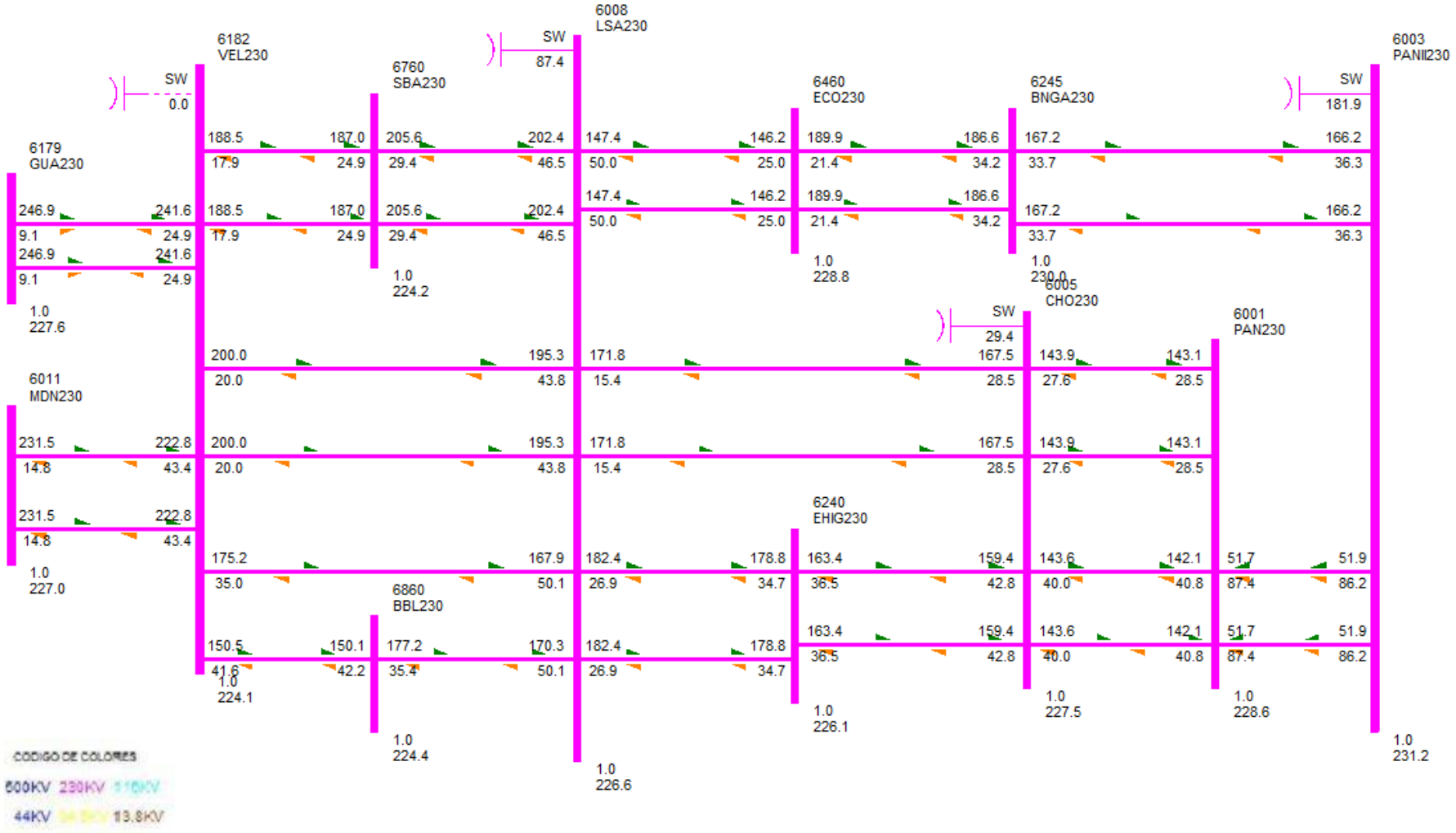


Diagrama de Panamá Atlántico

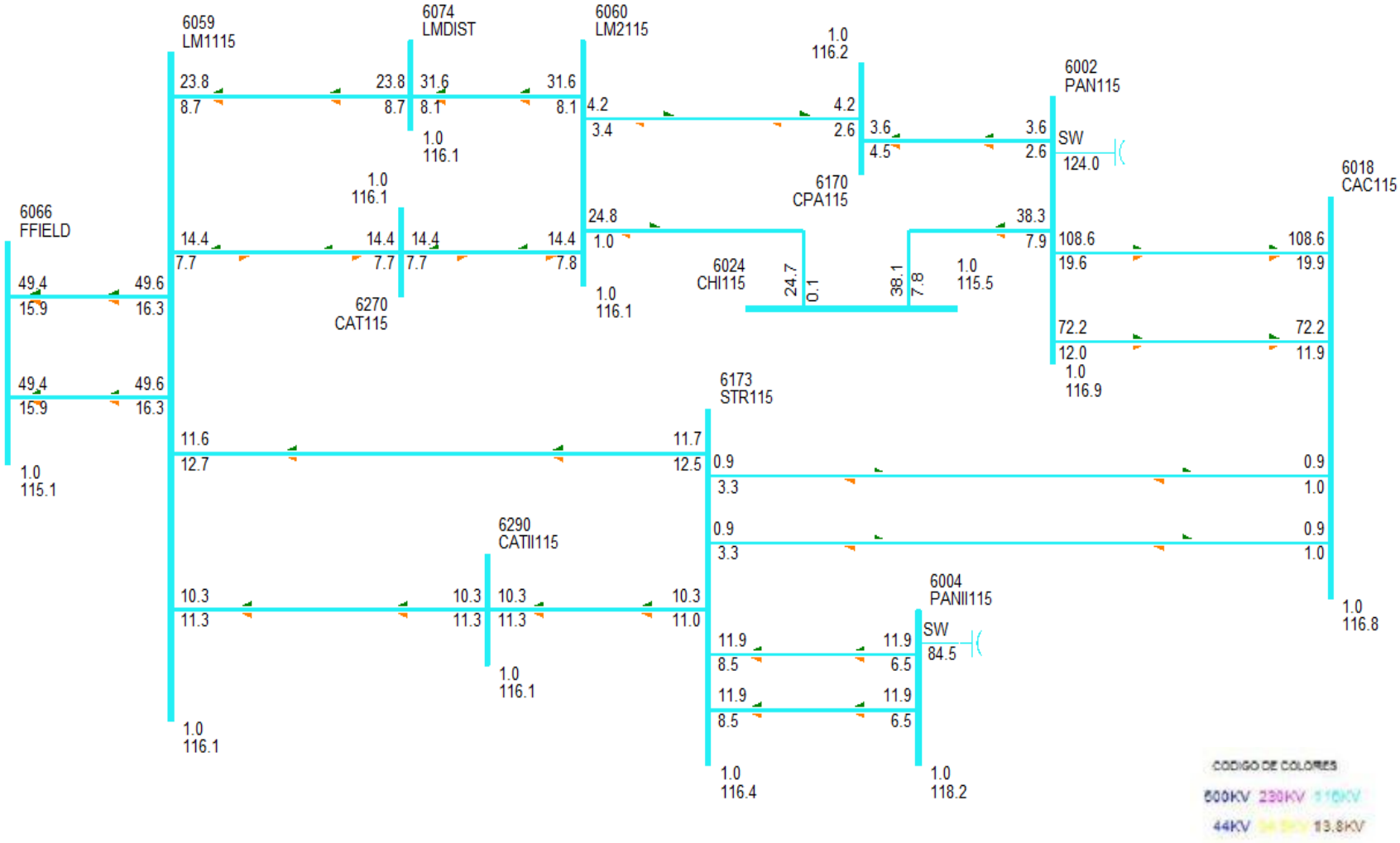


Diagrama de Panamá Este

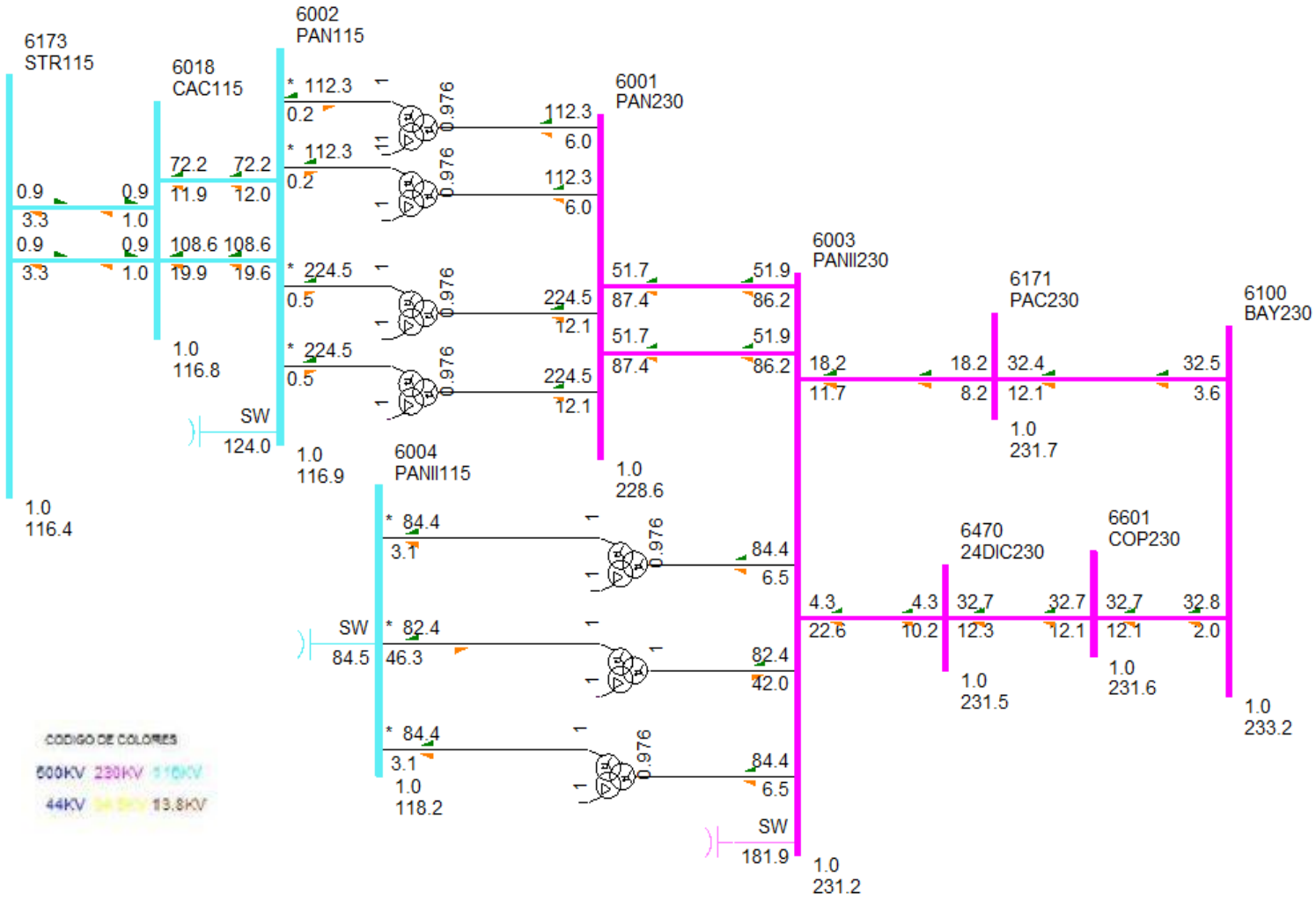
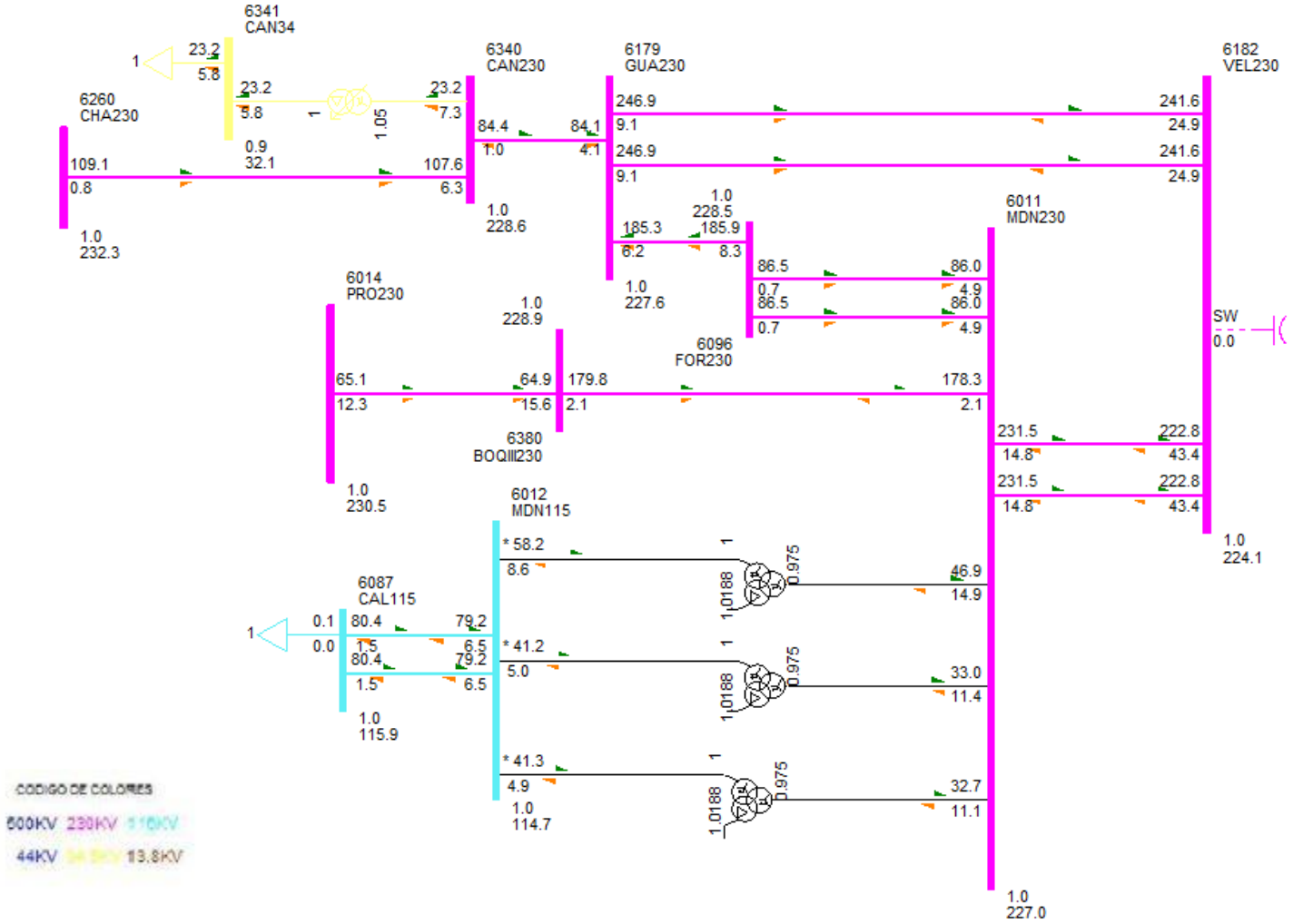


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, OCT 28 2015 17:20
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0022	230.52	6002	PAN115	115.00	6	1.0167	116.92
6003	PANII230	230.00	6	1.0051	231.18	6004	PANII115	115.00	6	1.0275	118.16
6014	PRO230	230.00	6	1.0022	230.50	6018	CAC115	115.00	6	1.0160	116.84
6019	CVI115A	115.00	6	1.0168	116.93	6024	CHI115	115.00	6	1.0047	115.54
6027	LOC115A	115.00	6	1.0100	116.16	6032	MAR115A	115.00	6	1.0092	116.06
6036	SMA115	115.00	6	1.0148	116.70	6040	SFR115	115.00	6	1.0079	115.91
6055	MOS115B	115.00	6	1.0102	116.17	6057	TOC115	115.00	6	1.0248	117.86
6059	LM1115	115.00	6	1.0094	116.08	6060	LM2115	115.00	6	1.0095	116.09
6066	FFIELD	115.00	6	1.0006	115.06	6074	LMDIST	115.00	6	1.0094	116.08
6087	CAL115	115.00	6	1.0082	115.95	6088	LES115	115.00	6	1.0125	116.43
6092	LVA115	115.00	6	1.0089	116.02	6100	BAY230	230.00	6	1.0139	233.19
6115	LBO115	115.00	6	1.0164	116.89	6123	MIR115A	115.00	7	1.0134	116.54
6165	FLO115	115.00	6	1.0148	116.71	6170	CPA115	115.00	6	1.0107	116.23
6171	PAC230	230.00	6	1.0075	231.73	6173	STR115	115.00	6	1.0126	116.45
6210	TIN115	115.00	6	1.0121	116.40	6211	PM115-9	115.00	6	1.0116	116.33
6225	CDE115	115.00	6	1.0091	116.05	6230	CBA115	115.00	6	1.0089	116.03
6245	BNGA230	230.00	6	1.0000	230.01	6251	BVI115	115.00	6	1.0099	116.14
6260	CHA230	230.00	6	1.0100	232.29	6261	CHA115	115.00	6	1.0025	115.29
6263	ESP230	230.00	6	1.0123	232.84	6270	CAT115	115.00	6	1.0094	116.08
6280	GIR115	115.00	6	1.0107	116.23	6290	CATII115	115.00	6	1.0098	116.12
6330	BAI230	230.00	6	1.0054	231.23	6332	BAM115	115.00	6	1.0028	115.32
6350	PM115-8	115.00	6	1.0110	116.26	6363	ZAM230	230.00	6	1.0028	230.65
6366	EVA230	230.00	6	1.0064	231.46	6372	PRI230	230.00	6	1.0226	235.20
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0113	232.60	6441	PRIM230	230.00	6	1.0001	230.02
6470	24DIC230	230.00	6	1.0066	231.51	6490	BON115	115.00	6	1.0025	115.29
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0004	230.10	6601	COP230	230.00	6	1.0068	231.57
6680	POR230	230.00	6	1.0050	231.16	6681	LPO230	230.00	6	1.0051	231.17
6683	SAL230	230.00	6	1.0051	231.16	6730	SAN115	115.00	6	1.0029	115.33
6980	BKO115	115.00	6	1.0006	115.07	6999	BAR115	115.00	6	1.0094	116.08

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9937	228.56	6005	CHO230	230.00	6	0.9893	227.53
6008	LSA230	230.00	6	0.9854	226.64	6009	LSA115	115.00	6	0.9888	113.71
6011	MDN230	230.00	6	0.9869	226.99	6012	MDN115	115.00	6	0.9976	114.72
6015	PRO115	115.00	6	0.9989	114.87	6047	CLA115	115.00	6	0.9980	114.77
6064	MES115	115.00	6	1.0000	115.00	6096	FOR230	230.00	6	0.9936	228.52
6105	PAM230	230.00	6	0.9893	227.53	6178	EST230	230.00	6	0.9895	227.58
6179	GUA230	230.00	6	0.9895	227.58	6182	VEL230	230.00	6	0.9745	224.13
6240	EHIG230	230.00	6	0.9831	226.12	6331	BAI115	115.00	6	0.9995	114.94
6340	CAN230	230.00	6	0.9939	228.59	6360	GLA230	230.00	6	0.9962	229.13
6370	PET230	230.00	6	0.9963	229.16	6380	BOQIII230	230.00	6	0.9954	228.95
6401	PM230-29	230.00	6	0.9913	228.00	6430	GENLLS	115.00	6	0.9888	113.71
6440	DOM230	230.00	6	0.9991	229.79	6442	ALT230	230.00	6	0.9997	229.94
6443	PARE230	230.00	6	0.9996	229.92	6460	ECO230	230.00	6	0.9946	228.77
6760	SBA230	230.00	6	0.9748	224.21	6761	SBA115	115.00	6	0.9638	110.84
6860	BBL230	230.00	6	0.9757	224.40	6915	SCR115	115.00	6	0.9944	114.36

Cargabilidad de Líneas y Transformadores del SPT.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 13:05
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	102.2	335.0	30.5
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	102.2	335.0	30.5
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	1	148.1	500.0	29.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	2	148.1	500.0	29.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	150.7	247.0	61.0
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	150.7	247.0	61.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	112.4	175.0	64.2
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	112.4	175.0	64.2
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	224.8	350.0	64.2
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	224.8	350.0	64.2
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	72.0	120.0	60.0
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	108.7	142.0	76.5
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	38.7	230.0	16.8
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	5.7	230.0	2.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	112.3	175.0	64.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	112.3	175.0	64.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	224.5	350.0	64.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	224.5	350.0	64.1
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	21.5	202.0	10.7
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	170.6	275.0	62.0
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	170.6	275.0	62.0
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	22.9	202.0	11.3
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	84.6	175.0	48.4
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	84.6	175.0	48.4
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	92.4	175.0	52.8
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	45	14.4	200.0	7.2
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	46	14.4	200.0	7.2
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	84.4	175.0	48.3
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	84.4	175.0	48.3
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	94.5	175.0	54.0
6005	CHO230	230.00	6	6008	LSA230	230.00*	6	1	175.1	500.0	35.0
6005	CHO230	230.00	6	6008	LSA230	230.00*	6	2	175.1	500.0	35.0
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	170.3	247.0	69.0
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	170.3	247.0	69.0
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.0	50.0	14.1
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	41.8	100.0	41.8
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	34.6	100.0	34.6
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	206.3	500.0	41.3
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	183.4	247.0	74.2
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	206.3	500.0	41.3
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	187.1	247.0	75.7
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	187.1	247.0	75.7
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	158.0	275.0	57.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	158.0	275.0	57.4
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	213.0	275.0	77.5
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	213.0	275.0	77.5
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	185.2	247.0	75.0
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	48.1	100.0	48.1
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	36.1	70.0	51.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	51.3	100.0	51.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	22.9	20.0	114.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	44.3	100.0	44.3
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	39.6	60.0	66.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	50.7	100.0	50.7
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	7	87.3	193.0	45.2
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	8	87.3	193.0	45.2
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	235.0	247.0	95.1
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	235.0	247.0	95.1
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	180.7	243.0	74.4
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	49.3	100.0	49.3

6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	34.9	70.0	49.8
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	34.5	70.0	49.3
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	79.8	93.0	85.8
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	79.8	93.0	85.8
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	58.8	80.0	73.5
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	41.5	60.0	69.2
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	41.5	60.0	69.2
6014 PRO230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9B	67.0	243.0	27.6
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	9.2	50.0	18.3
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	8.8	50.0	17.7
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	0.2	50.0	0.5
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	0.1	50.0	0.2
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	3.4	150.0	2.2
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	3.4	150.0	2.2
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	24.6	230.0	10.7
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	17.1	230.0	7.4
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	15.2	230.0	6.6
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	5.3	230.0	2.3
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	45.9	93.0	49.3
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	51.6	93.0	55.5
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	65.4	62.5	104.7
6096 FOR230	230.00	6	6179 GUA230	230.00*	6	18	187.4	275.0	68.1
6100 BAY230	230.00	6	6171 PAC230	230.00*	6	1A	34.4	202.0	17.0
6100 BAY230	230.00	6	6601 COP230	230.00*	6	2A	34.6	202.0	17.1
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	15.1	230.0	6.6
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	58.6	70.0	83.7
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	58.6	70.0	83.7
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	116.1	193.0	60.1
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	249.7	275.0	90.8
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	249.7	275.0	90.8
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	85.1	276.0	30.8
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	180.2	300.0	60.1
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	194.3	275.0	70.7
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	194.3	275.0	70.7
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	160.3	247.0	64.9
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	25.1	50.0	50.3
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	192.1	275.0	69.9
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	192.1	275.0	69.9
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0B	91.0	304.0	29.9
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	18.5	50.0	36.9
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	29.7	50.0	59.4
6332 BAM115	115.00*	6	6333 BAMG1	13.800	6	T1	26.7	70.0	38.2
6332 BAM115	115.00	6	6334 BAMG2	13.800*	6	T1	0.0	70.0	0.0
6340 CAN230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	85.0	304.0	28.0
6380 BOQIII230	230.00	6	6381 BOQIII34	34.500*	6	T1	51.8	83.3	62.2
6380 BOQIII230	230.00*	6	6398 BOQIII34B	34.500	6	T2	64.2	83.3	77.1
6440 DOM230	230.00	6	6441 PRIM230	230.00*	6	33	29.8	360.0	8.3
6440 DOM230	230.00*	6	6500 FRONTDOM	230.00	6	5B	50.0	300.0	16.7
6441 PRIM230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	29.8	50.0	59.6
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T1	44.0	140.0	31.4
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T2	44.0	140.0	31.4
6470 24DIC230	230.00*	6	6601 COP230	230.00	6	2A	34.7	202.0	17.2
6760 SBA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	38.3	90.0	42.5
6761 SBA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0

Año 2018

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

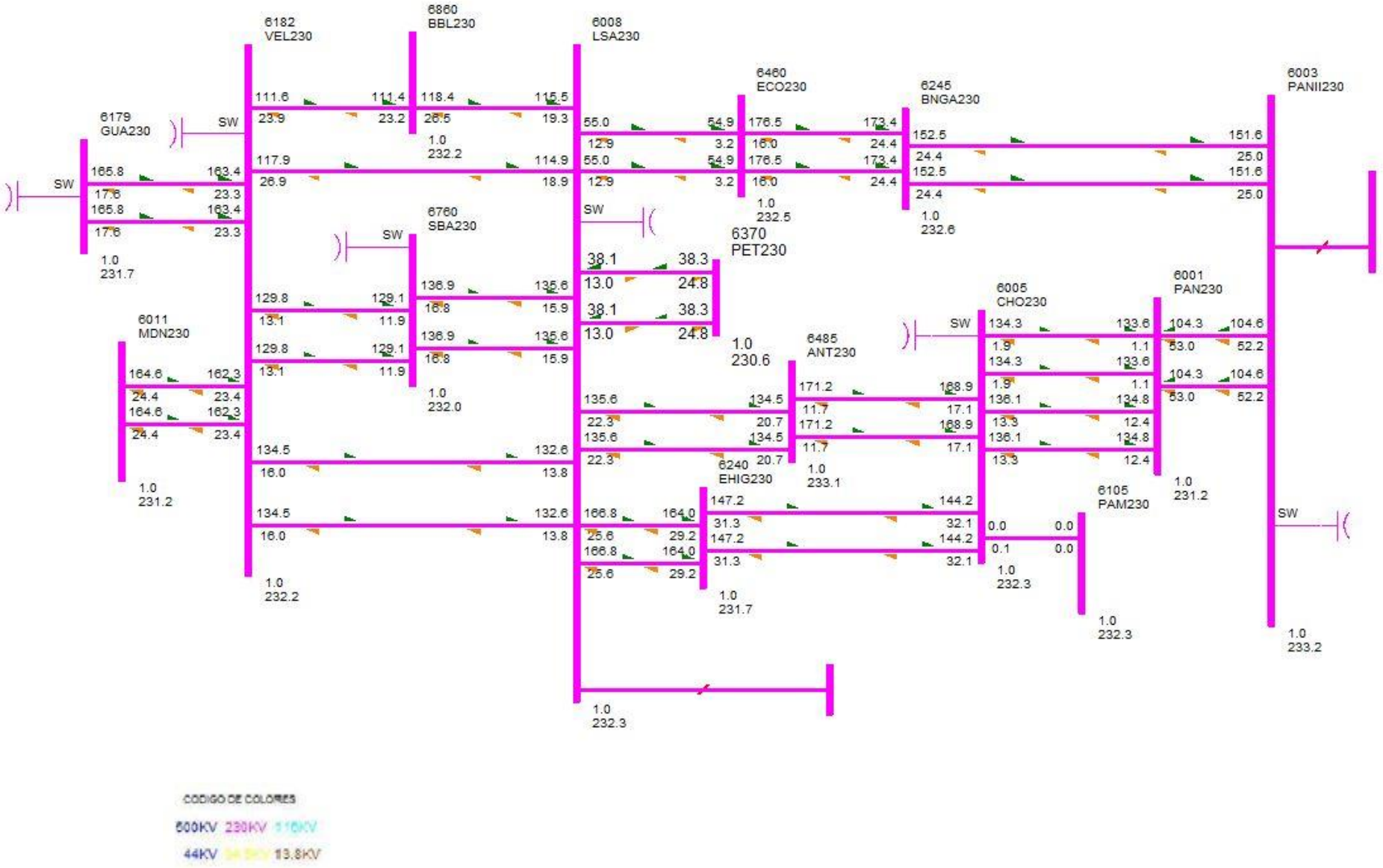


Diagrama de Panamá Atlántico

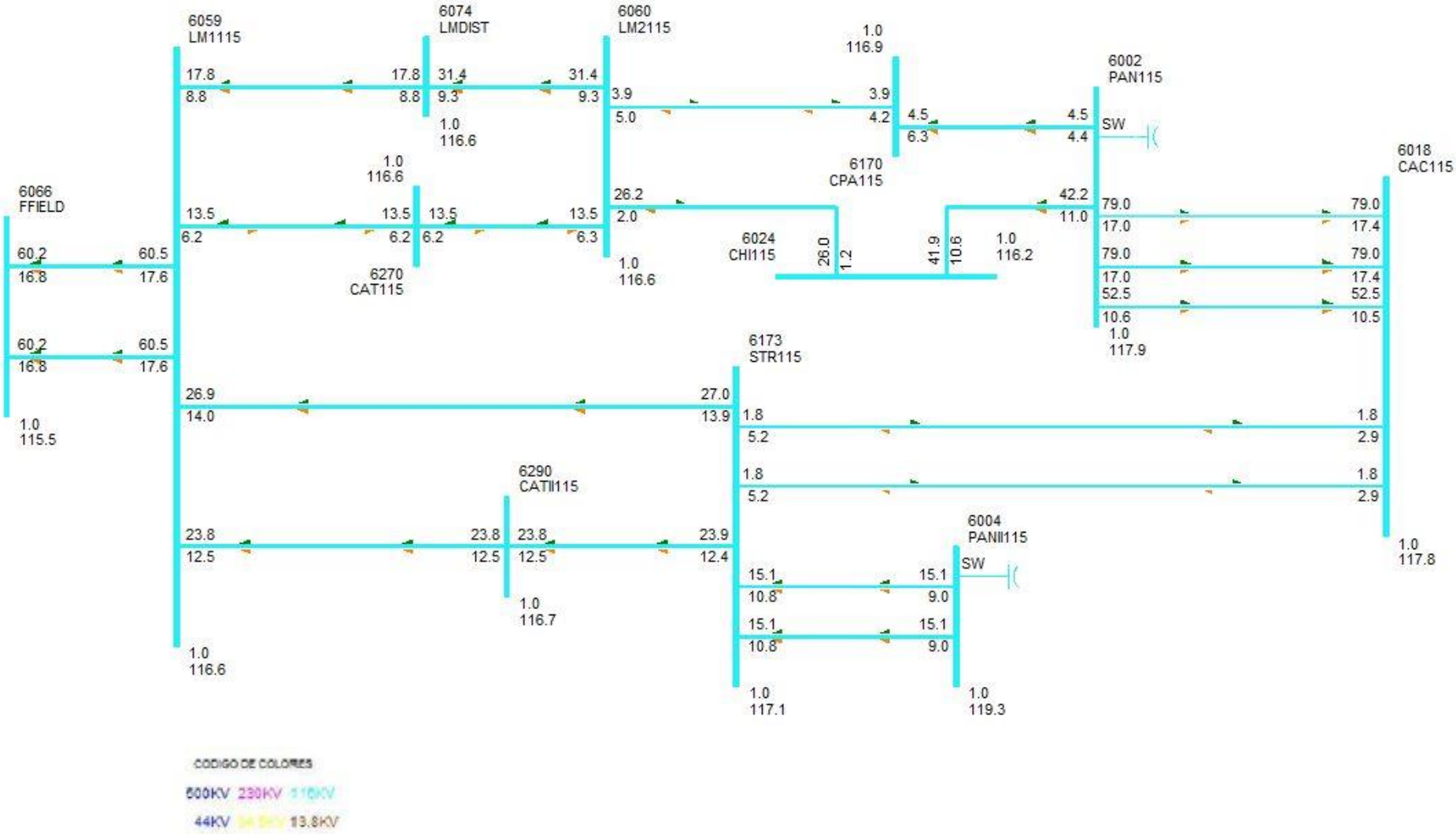


Diagrama de Panamá Este

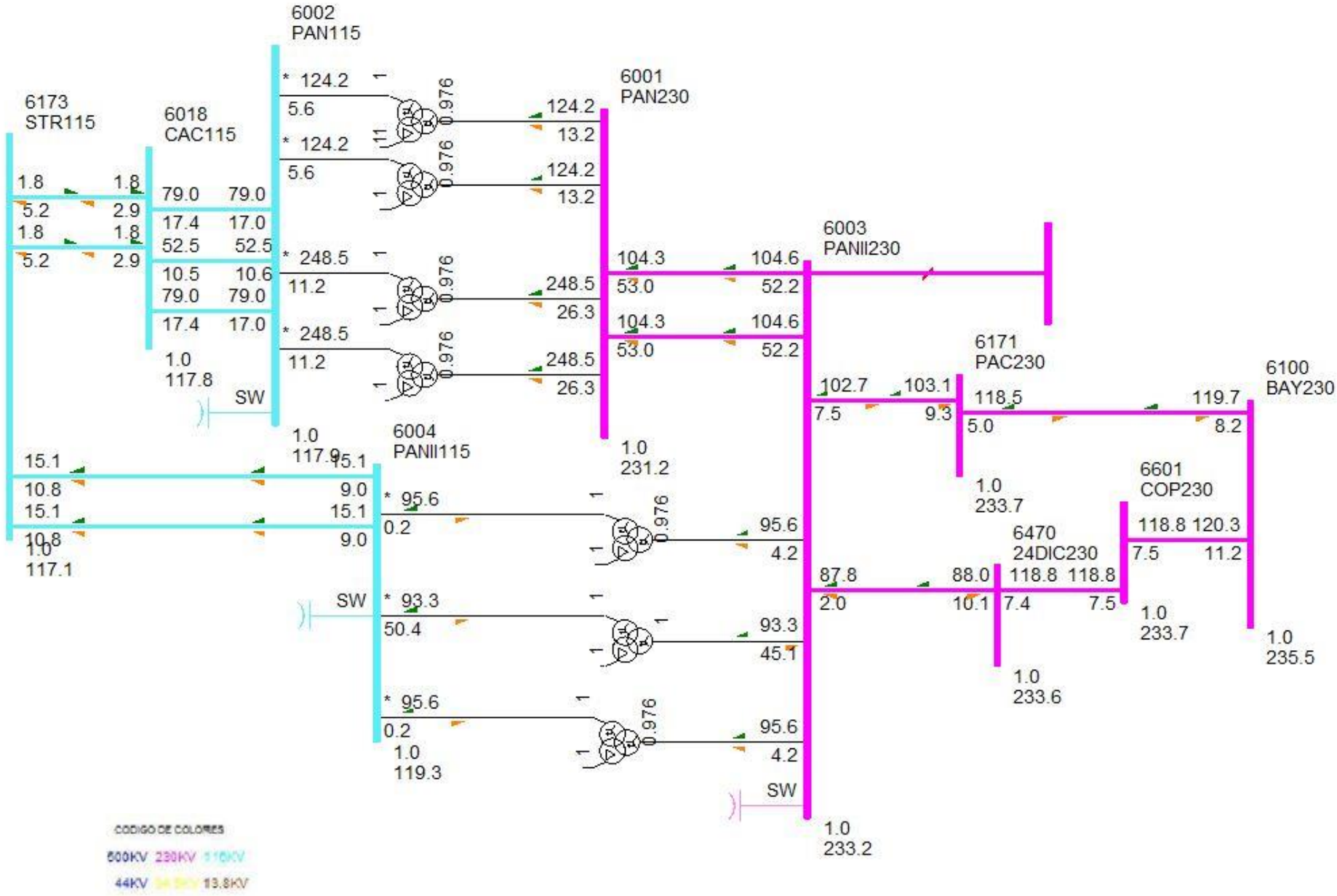
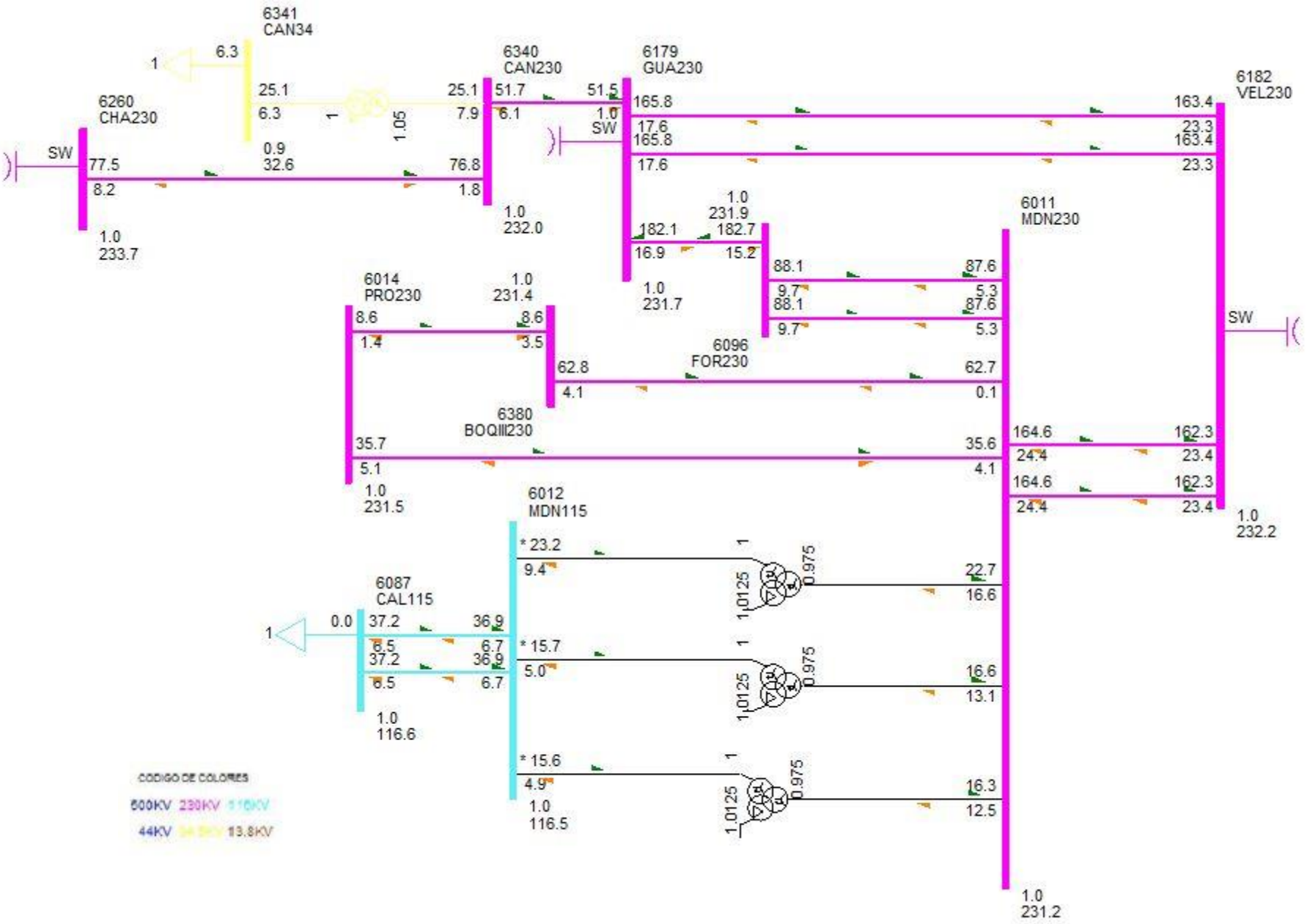


Diagrama de Panamá Oeste



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0071	231.63	6001	PAN230	230.00	6	1.0052	231.20
6002	PAN115	115.00	6	1.0252	117.90	6003	PANII230	230.00	6	1.0138	233.17
6004	PANII115	115.00	6	1.0377	119.34	6005	CHO230	230.00	6	1.0099	232.27
6008	LSA230	230.00	6	1.0099	232.27	6009	LSA115	115.00	6	1.0093	116.07
6011	MDN230	230.00	6	1.0050	231.16	6012	MDN115	115.00	6	1.0132	116.52
6014	PRO230	230.00	6	1.0067	231.54	6015	PRO115	115.00	6	1.0041	115.47
6018	CAC115	115.00	6	1.0247	117.83	6024	CHI115	115.00	6	1.0105	116.21
6059	LM1115	115.00	6	1.0143	116.64	6060	LM2115	115.00	6	1.0143	116.65
6087	CAL115	115.00	6	1.0137	116.57	6088	LES115	115.00	6	1.0157	116.81
6092	LVA115	115.00	6	1.0134	116.55	6096	FOR230	230.00	6	1.0082	231.89
6100	BAY230	230.00	6	1.0239	235.50	6170	CPA115	115.00	6	1.0165	116.90
6171	PAC230	230.00	6	1.0160	233.69	6173	STR115	115.00	6	1.0184	117.11
6179	GUA230	230.00	6	1.0076	231.74	6182	VEL230	230.00	6	1.0095	232.18
6240	EHIG230	230.00	6	1.0074	231.71	6245	BNGA230	230.00	6	1.0114	232.62
6260	CHA230	230.00	6	1.0161	233.71	6261	CHA115	115.00	6	1.0109	116.25
6263	ESP230	230.00	6	1.0166	233.81	6290	CATII115	115.00	6	1.0147	116.69
6340	CAN230	230.00	6	1.0088	232.03	6350	PM115-8	115.00	6	1.0186	117.14
6380	BOQIII230	230.00	6	1.0062	231.43	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0175	234.03
6401	PM230-29	230.00	6	1.0084	231.92	6440	DOM230	230.00	6	1.0048	231.10
6441	PRIM230	230.00	6	1.0042	230.96	6460	ECO230	230.00	6	1.0109	232.50
6470	24DIC230	230.00	6	1.0158	233.63	6485	ANT230	230.00	6	1.0133	233.06
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0061	231.40	6601	COP230	230.00	6	1.0160	233.68
6760	SBA230	230.00	6	1.0089	232.05	6860	BBL230	230.00	6	1.0097	232.22

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6761	SBA115	115.00	6	0.9961	114.56						

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	NAME	BASKV	AREA	BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	116.4	335.0	34.7
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	116.4	335.0	34.7
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	1	133.0	500.0	26.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	2	133.0	500.0	26.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	135.4	247.0	54.8
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	135.4	247.0	54.8
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	124.9	175.0	71.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	124.9	175.0	71.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	249.9	350.0	71.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	249.9	350.0	71.4
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	52.3	120.0	43.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	2	78.9	142.0	55.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	78.9	142.0	55.6
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	42.8	230.0	18.6
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	7.6	230.0	3.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	124.4	175.0	71.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	124.4	175.0	71.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	248.7	350.0	71.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	248.7	350.0	71.1
6003	PANII230	230.00	6	6171	PAC230	230.00*	6	1B	101.9	202.0	50.4
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	152.7	275.0	55.5
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	152.7	275.0	55.5
6003	PANII230	230.00	6	6470	24DIC230	230.00*	6	2B	87.2	202.0	43.2
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	95.7	175.0	54.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	95.7	175.0	54.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	103.6	175.0	59.2
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	45	18.2	200.0	9.1
6004	PANII115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	46	18.2	200.0	9.1
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	95.6	175.0	54.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	95.6	175.0	54.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	106.1	175.0	60.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	149.4	247.0	60.5
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	149.4	247.0	60.5
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	1	169.4	500.0	33.9
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	2	169.4	500.0	33.9
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.6	50.0	15.3
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	45.3	100.0	45.3
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	37.3	100.0	37.3
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	134.2	500.0	26.8
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	119.8	247.0	48.5
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	134.2	500.0	26.8
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	167.1	247.0	67.6
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	167.1	247.0	67.6
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	56.0	275.0	20.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	56.0	275.0	20.4
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	136.1	500.0	27.2
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	136.1	500.0	27.2
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	136.7	275.0	49.7
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	136.7	275.0	49.7
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	120.1	247.0	48.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	43.0	100.0	43.0
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	50.8	100.0	50.8
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	48.9	100.0	48.9
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	16.6	20.0	83.0
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	64.1	100.0	64.1
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	52.2	100.0	52.2
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	48.2	100.0	48.2
6011	MDN230	230.00	6	6014	PRO230	230.00*	6	1	35.8	400.0	9.0
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	7	87.9	193.0	45.5
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	8	87.9	193.0	45.5
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	165.5	350.0	47.3

6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	165.5	350.0	47.3
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	62.5	400.0	15.6
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	28.2	100.0	28.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	21.1	70.0	30.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	20.6	70.0	29.4
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	37.2	93.0	40.0
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	37.2	93.0	40.0
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	25.1	80.0	31.3
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	16.5	60.0	27.4
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	16.4	60.0	27.3
6014	PRO230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9B	9.2	400.0	2.3
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	13.0	100.0	13.0
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	6.5	50.0	12.9
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	4.0	100.0	4.0
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	3.9	50.0	7.8
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	5.4	150.0	3.6
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	5.4	150.0	3.6
6024	CHI115	115.00	6	6060	LM2115	115.00*	6	3B	25.9	230.0	11.3
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	29.9	230.0	13.0
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	26.5	230.0	11.5
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	6.3	230.0	2.7
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	24.2	93.0	26.0
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	27.1	93.0	29.2
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	26.1	62.5	41.8
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	181.8	275.0	66.1
6100	BAY230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1A	117.2	202.0	58.0
6100	BAY230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	118.0	202.0	58.4
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	26.5	230.0	11.5
6176	ESTG1	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T1	32.2	70.0	46.0
6177	ESTG2	13.800	6	6178	EST230	230.00*	6	T2	32.3	70.0	46.1
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	63.9	193.0	33.1
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	165.4	400.0	41.4
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	165.4	400.0	41.4
6179	GUA230	230.00	6	6401	PM230-29	230.00*	6	29	51.2	276.0	18.5
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	111.2	300.0	37.1
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	10	129.2	275.0	47.0
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	11	129.2	275.0	47.0
6182	VEL230	230.00*	6	6860	BBL230	230.00	6	6B	113.1	247.0	45.8
6240	EHIG230	230.00*	6	6241	EHIG34	34.500	6	T1	26.9	50.0	53.9
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2C	175.3	275.0	63.7
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3C	175.3	275.0	63.7
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0B	81.7	304.0	26.9
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	4.6	50.0	9.2
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	4.6	50.0	9.2
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	5.1	50.0	10.1
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	5.1	50.0	10.1
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	51.6	304.0	17.0
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	26.9	83.3	32.3
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	27.9	83.3	33.4
6440	DOM230	230.00	6	6441	PRIM230	230.00*	6	33	8.0	360.0	2.2

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

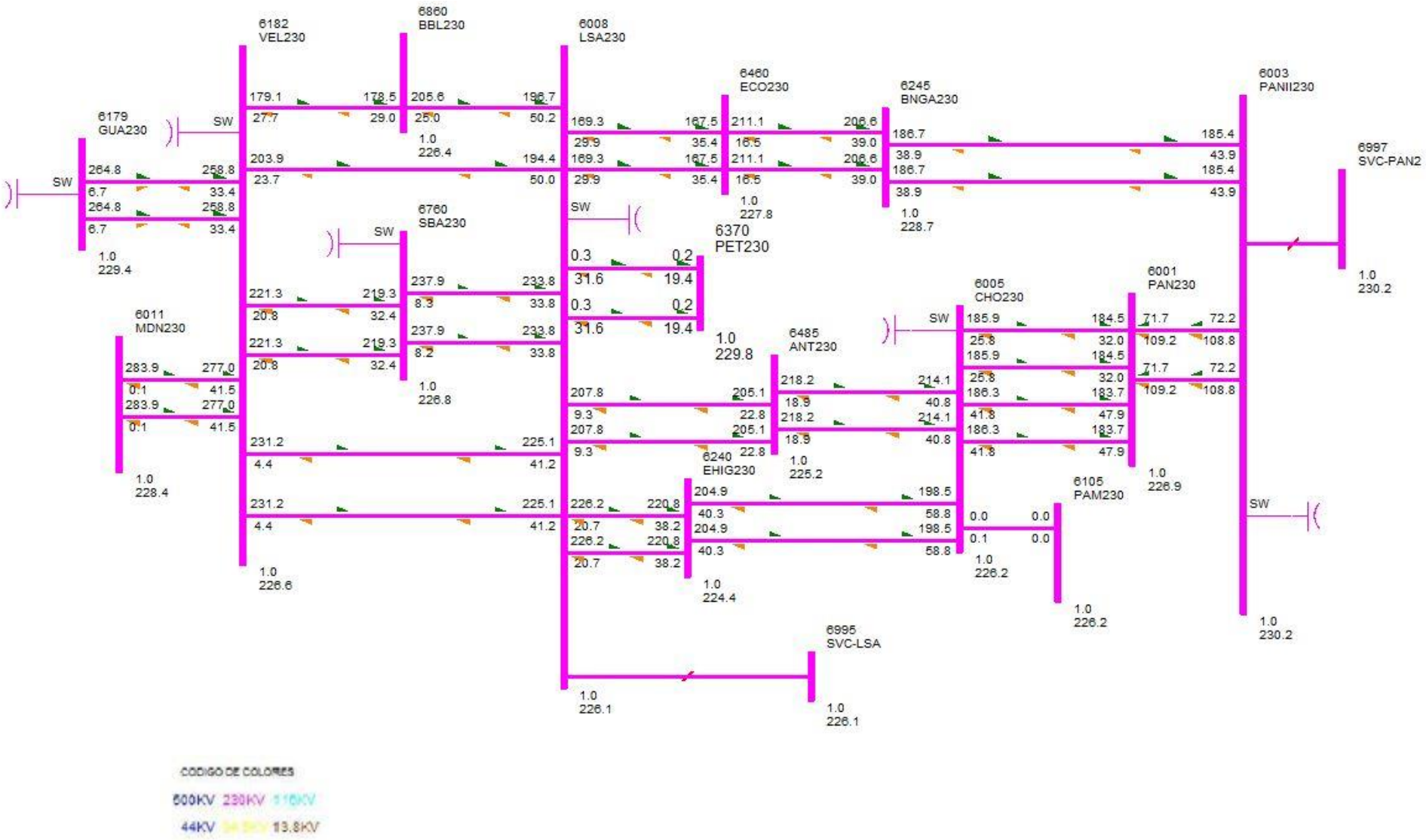


Diagrama de Panamá Atlántico

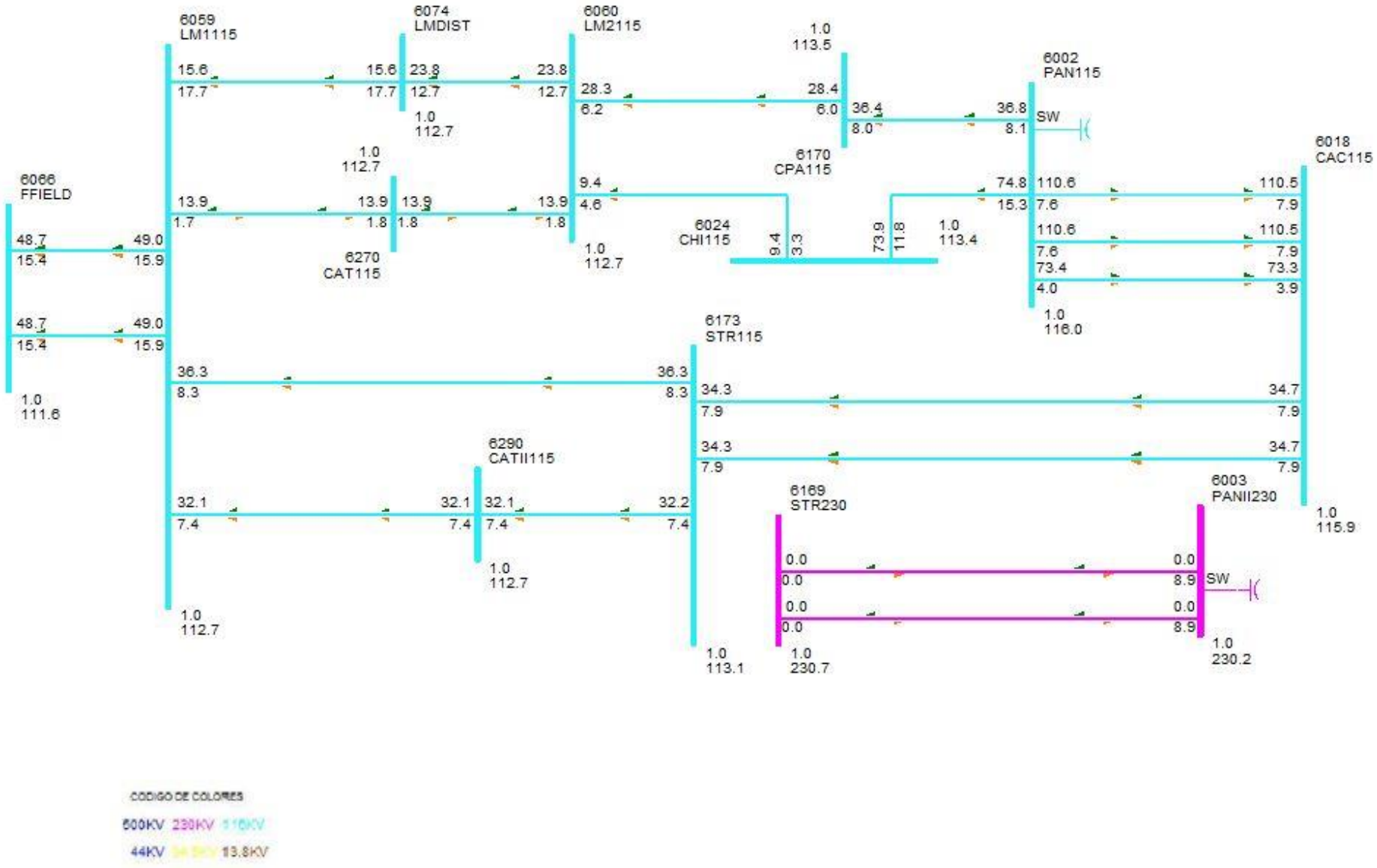


Diagrama de Panamá Este

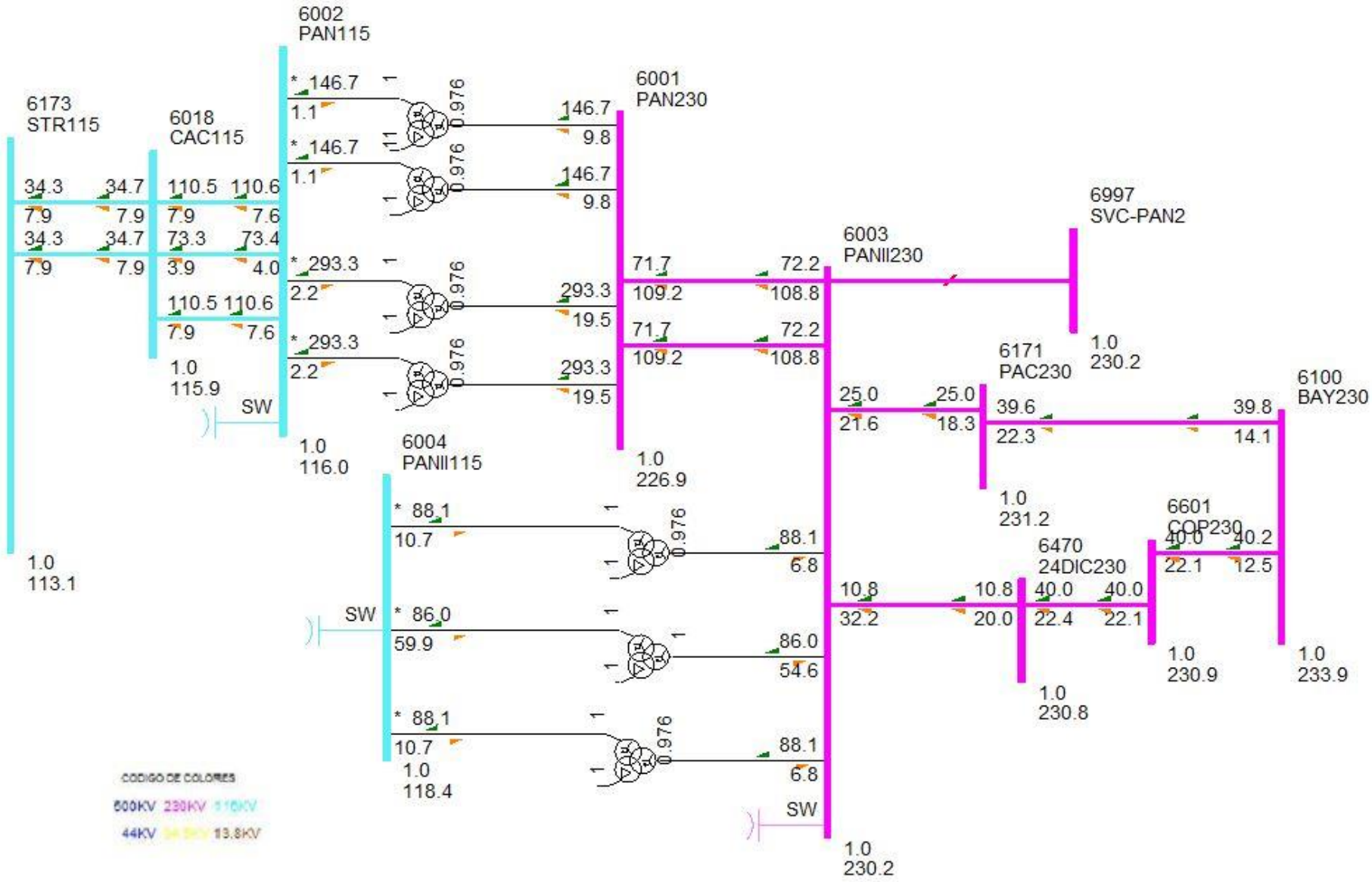
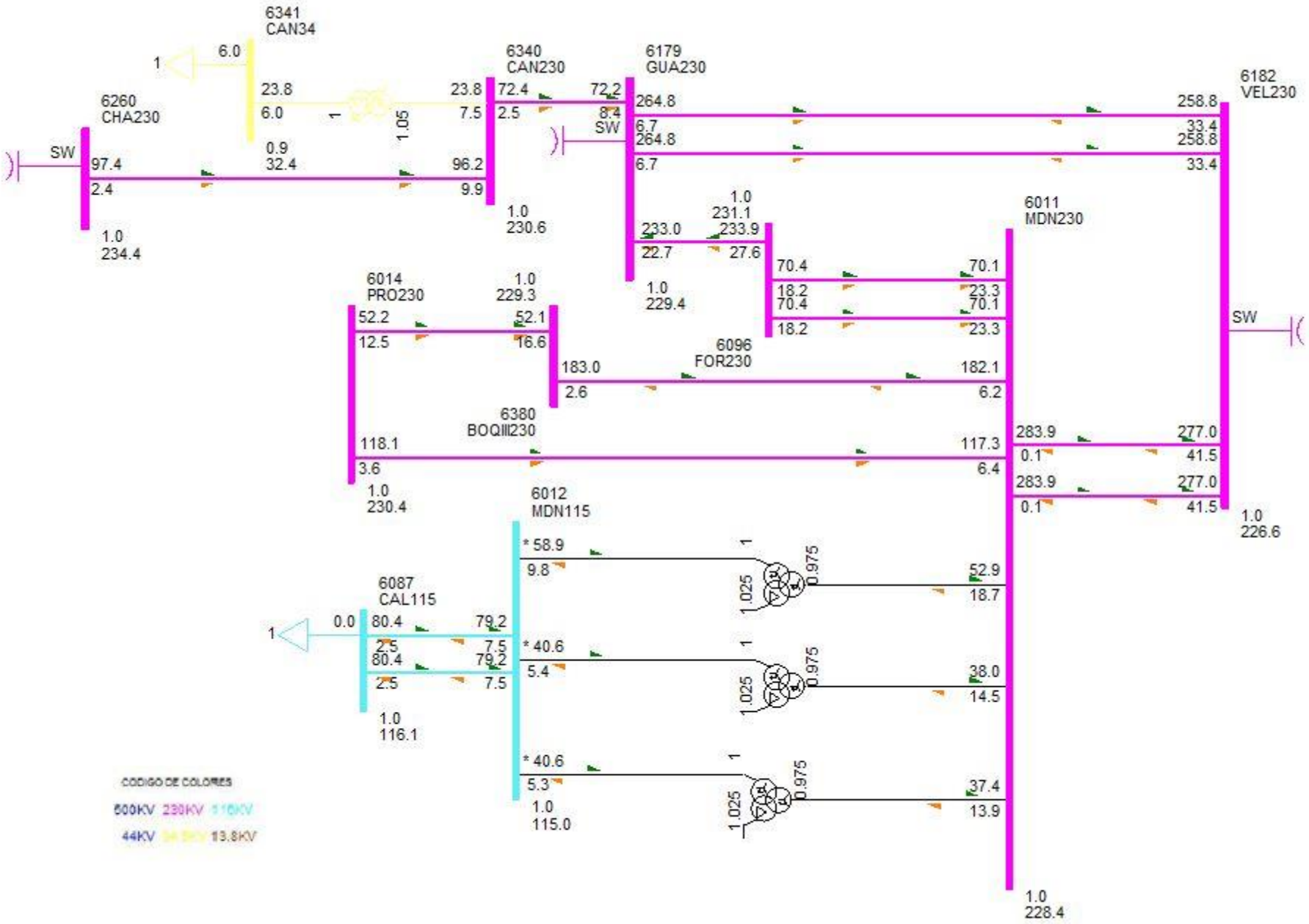


Diagrama de Panamá Oeste



BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0026	230.59	6002	PAN115	115.00	6	1.0085	115.98
6003	PANII230	230.00	6	1.0010	230.23	6004	PANII115	115.00	6	1.0300	118.45
6014	PRO230	230.00	6	1.0019	230.45	6018	CAC115	115.00	6	1.0079	115.91
6087	CAL115	115.00	6	1.0096	116.11	6088	LES115	115.00	6	1.0137	116.58
6092	LVA115	115.00	6	1.0102	116.18	6096	FOR230	230.00	6	1.0046	231.05
6100	BAY230	230.00	6	1.0168	233.87	6171	PAC230	230.00	6	1.0053	231.23
6260	CHA230	230.00	6	1.0189	234.36	6261	CHA115	115.00	6	1.0127	116.46
6263	ESP230	230.00	6	1.0220	235.06	6340	CAN230	230.00	6	1.0026	230.59
6350	PM115-8	115.00	6	1.0029	115.33	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0203	234.67
6440	DOM230	230.00	6	1.0026	230.59	6441	PRIM230	230.00	6	1.0066	231.51
6470	24DIC230	230.00	6	1.0034	230.78	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0033	230.76
6601	COP230	230.00	6	1.0038	230.87	6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0010	230.23

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9864	226.88	6005	CHO230	230.00	6	0.9833	226.15
6008	LSA230	230.00	6	0.9830	226.09	6009	LSA115	115.00	6	0.9882	113.64
6011	MDN230	230.00	6	0.9930	228.39	6012	MDN115	115.00	6	0.9999	114.99
6015	PRO115	115.00	6	0.9995	114.94	6024	CHI115	115.00	6	0.9863	113.42
6059	LM1115	115.00	6	0.9797	112.66	6060	LM2115	115.00	6	0.9798	112.68
6170	CPA115	115.00	6	0.9867	113.48	6173	STR115	115.00	6	0.9831	113.06
6179	GUA230	230.00	6	0.9972	229.36	6182	VEL230	230.00	6	0.9851	226.58
6240	EHIG230	230.00	6	0.9755	224.37	6245	BNGA230	230.00	6	0.9945	228.74
6290	CATII115	115.00	6	0.9801	112.71	6380	BOQIII230	230.00	6	0.9969	229.28
6401	PM230-29	230.00	6	0.9994	229.87	6460	ECO230	230.00	6	0.9905	227.82
6485	ANT230	230.00	6	0.9791	225.18	6760	SBA230	230.00	6	0.9861	226.80
6761	SBA115	115.00	6	0.9738	111.99	6860	BBL230	230.00	6	0.9846	226.45
6995	SVC-LSA	230.00	6	0.9830	226.09						

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	132.4	335.0	39.5
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	132.4	335.0	39.5
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	1	190.9	500.0	38.2
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	2	190.9	500.0	38.2
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	194.1	247.0	78.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	194.1	247.0	78.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	147.0	175.0	84.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	147.0	175.0	84.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	294.0	350.0	84.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	294.0	350.0	84.0
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	109.9	142.0	77.4
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	72.9	120.0	60.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	109.9	142.0	77.4
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	75.9	230.0	33.0
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	37.8	230.0	16.4
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	146.7	175.0	83.8
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	146.7	175.0	83.8
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	293.3	350.0	83.8
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	293.3	350.0	83.8
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	1	8.9	400.0	2.2
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	2	8.9	400.0	2.2
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	33.0	202.0	16.3
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	2A	191.8	275.0	69.7
6003	PANII230	230.00	6	6245	BNGA230	230.00*	6	3A	191.8	275.0	69.7
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	34.0	202.0	16.8
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	88.4	175.0	50.5
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	88.4	175.0	50.5
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	101.9	175.0	58.2
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	88.8	175.0	50.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	88.8	175.0	50.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	104.9	175.0	59.9
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	214.1	247.0	86.7
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	214.1	247.0	86.7
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	1	223.7	500.0	44.7
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	2	223.7	500.0	44.7
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.2	50.0	14.4
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	42.8	100.0	42.8
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	37.5	100.0	37.5
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	234.8	500.0	47.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	208.3	247.0	84.3
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	234.8	500.0	47.0
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	231.0	247.0	93.5
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	231.0	247.0	93.5
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	174.9	275.0	63.6
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	174.9	275.0	63.6
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	211.6	500.0	42.3
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	211.6	500.0	42.3
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	241.4	275.0	87.8
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	241.4	275.0	87.8
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	210.4	247.0	85.2
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	44.6	100.0	44.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	44.6	100.0	44.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	44.6	100.0	44.6
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	29.1	20.0	145.4
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	44.3	100.0	44.3
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	44.2	100.0	44.2
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	44.2	100.0	44.2
6011	MDN230	230.00*	6	6014	PRO230	230.00	6	1	118.3	400.0	29.6

6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	7	74.4	193.0	38.5
6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	8	74.4	193.0	38.5
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	285.9	350.0	81.7
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	285.9	350.0	81.7
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	183.6	400.0	45.9
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	56.1	100.0	56.1
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	40.6	70.0	58.1
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	39.9	70.0	57.1
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	79.6	93.0	85.6
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	79.6	93.0	85.6
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	59.7	80.0	74.6
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	41.0	60.0	68.3
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	41.0	60.0	68.3
6014 PRO230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9B	54.9	400.0	13.7
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	12.4	100.0	12.4
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	6.1	50.0	12.3
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	3.8	100.0	3.8
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	3.7	50.0	7.4
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	35.8	150.0	23.8
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	35.8	150.0	23.8
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	10.7	230.0	4.6
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	38.0	230.0	16.5
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	33.7	230.0	14.6
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	29.6	230.0	12.9
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	45.6	93.0	49.1
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	51.6	93.0	55.5
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	65.5	62.5	104.8
6096 FOR230	230.00	6	6179 GUA230	230.00*	6	18	234.7	275.0	85.4
6100 BAY230	230.00	6	6171 PAC230	230.00*	6	1A	45.2	202.0	22.4
6100 BAY230	230.00	6	6601 COP230	230.00*	6	2A	45.6	202.0	22.6
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	33.7	230.0	14.6
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	58.7	70.0	83.8
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	58.7	70.0	83.8
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	115.0	193.0	59.6
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	265.7	400.0	66.4
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	265.7	400.0	66.4
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	72.9	276.0	26.4
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	225.4	300.0	75.1
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	225.7	275.0	82.1
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	225.7	275.0	82.1
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	184.0	247.0	74.5
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	25.5	50.0	51.0
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	213.8	275.0	77.8
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	213.8	275.0	77.8
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0B	78.8	304.0	25.9
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.7	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	9.9	50.0	19.8
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	9.9	50.0	19.8
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	15.2	50.0	30.3
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	15.2	50.0	30.3
6332 BAM115	115.00	6	6333 BAMG1	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.1
6332 BAM115	115.00	6	6334 BAMG2	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.1
6340 CAN230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	72.6	304.0	23.9
6380 BOQIII230	230.00*	6	6381 BOQIII34	34.500	6	T1	67.2	83.3	80.7
6380 BOQIII230	230.00*	6	6398 BOQIII34B	34.500	6	T2	65.1	83.3	78.1
6440 DOM230	230.00	6	6441 PRIM230	230.00*	6	33	36.7	360.0	10.2
6440 DOM230	230.00*	6	6500 FRONTDOM	230.00	6	5B	6.4	300.0	2.1
6440 DOM230	230.00	6	6680 POR230	230.00*	6	1	72.5	193.0	37.6
6441 PRIM230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	36.9	50.0	73.8
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T1	48.3	140.0	34.5
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T2	48.3	140.0	34.5
6470 24DIC230	230.00*	6	6601 COP230	230.00	6	2A	45.7	202.0	22.6
6760 SBA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	38.5	90.0	42.8
6761 SBA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0

ANEXO III-3
DESPACHO DE GENERACION CORTO PLAZO

Índice General

Año 2016 2
Época Seca 3
Época Lluviosa 11
Año 2017 19
Época Seca 20
Época Lluviosa 29
Año 2018 38
Época Seca 39
Época Lluviosa 49

Año 2016

Época Seca

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00

								309.48	387.75
ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2016			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.50	51%	51%	53%	0.00	-0.50
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.50	51%	51%	53%	0.00	-0.50
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
Concepción	CONG1	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	CONG2	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00

Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00
Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	76.81	78.65	70.85	73%	75%	68%	-1.84	7.80
	CHANG2	6265	76.00	76.00	0.00	72%	72%	0%	0.00	76.00
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00

Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.28	1.28	1.28	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.28	1.28	1.28	33%	33%	33%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
San Lorenzo	SLORG1	6481	0.50	0.50	0.50	11%	11%	11%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	0.50	0.50	0.50	11%	11%	11%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%	0.00	0.00

	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
	BONG2	6493	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
	BONG3	6494	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	SALG2	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	2.30	2.30	2.30	45%	45%	45%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.30	2.30	2.30	45%	45%	45%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	0.60	0.60	0.60	16%	16%	16%	0.00	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.75	71.75	71.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	22.75	22.75	22.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.50	38.50	38.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	43.75	43.75	43.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Panasolar	PSO0.4	6744	**7.00**	**4.95**	**0.00**	71%	50%	0%	2.05	4.95
París	PAR0.3	6745	**6.30**	**4.50**	**0.00**	70%	50%	0%	1.81	4.50
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6747	**6.90**	**5.00**	**0.00**	69%	50%	0%	1.90	5.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6748	**0.67**	**0.48**	**0.00**	70%	50%	0%	0.19	0.48
Divisa Solar	DIV0.4	6749	**7.00**	**5.00**	**0.00**	70%	50%	0%	2.01	5.00
Don Felix	DFE0.4	6751	**7.00**	**5.00**	**0.00**	70%	50%	0%	2.01	5.00
Sarigua	SAR0.4	6754	**1.68**	**1.20**	**0.00**	70%	50%	0%	0.48	1.20

Aguadulce	AGU0.4	6756	**14.00**	**10.00**	**0.00**	70%	50%	0%	4.00	10.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG3	6072	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%	0.00	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	37.41	37.41	95%	95%	95%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	37.41	95%	95%	95%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	8.00	8.00	8.00	94%	94%	94%	0.00	0.00
	JING2	6522	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING3	6523	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING4	6524	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING5	6525	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING6	6526	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING7	6527	6.30	6.30	6.30	93%	93%	93%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG2	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG3	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	15.20	15.20	15.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM9	6108	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
Panam	PAMM1	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM2	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM3	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM4	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20

	PAMM5	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM6	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
Fortuna	FORG1	6097	95.00	94.15	0.00	95%	94%	0%	0.85	94.15
	FORG2	6098	95.00	89.00	0.00	95%	89%	0%	6.00	89.00
	FORG3	6099	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%	95.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
	PACP2	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
	PACP3	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
Bayano	BAYG1	6101	72.09	0.00	0.00	83%	0%	0%	72.09	0.00
	BAYG2	6102	72.10	0.00	0.00	83%	0%	0%	72.10	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	17.96	0%	0%	95%	0.00	-17.96
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.00	0.00	17.96	0%	0%	95%	0.00	-17.96
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Época Lluviosa

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
									309.64	387.49
ORDEN DE MERITO EPOCA Lluviosa 2016			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.50	51%	51%	53%	0.00	-0.50
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.50	51%	51%	53%	0.00	-0.50
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
Concepción	CONG1	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	CONG2	6390	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	76.80	78.65	70.68	73%	75%	67%	-1.85	7.97
	CHANG2	6265	76.00	76.00	0.00	72%	72%	0%	0.00	76.00
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.28	1.28	1.28	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.28	1.28	1.28	33%	33%	33%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.10	2.10	2.10	28%	28%	28%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
San Lorenzo	SLORG1	6481	0.50	0.50	0.50	11%	11%	11%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	0.50	0.50	0.50	11%	11%	11%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	7.70	7.70	7.70	34%	34%	34%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.20	1.20	1.20	58%	58%	58%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00

	BONG2	6493	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
	BONG3	6494	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	SALG2	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	2.30	2.30	2.30	45%	45%	45%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.30	2.30	2.30	45%	45%	45%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	0.60	0.60	0.60	16%	16%	16%	0.00	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.75	71.75	71.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	22.75	22.75	22.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.50	38.50	38.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	43.75	43.75	43.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Panasolar	PSO0.4	6744	**7.00**	**4.95**	**0.00**	71%	50%	0%	2.05	4.95
París	PAR0.3	6745	**6.30**	**4.50**	**0.00**	70%	50%	0%	1.81	4.50
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6747	**6.90**	**5.00**	**0.00**	69%	50%	0%	1.90	5.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6748	**0.67**	**0.48**	**0.00**	70%	50%	0%	0.19	0.48
Divisa Solar	DIV0.4	6749	**7.00**	**5.00**	**0.00**	70%	50%	0%	2.01	5.00
Don Felix	DFE0.4	6751	**7.00**	**5.00**	**0.00**	70%	50%	0%	2.01	5.00
Sarigua	SAR0.4	6754	**1.68**	**1.20**	**0.00**	70%	50%	0%	0.48	1.20
Aguadulce	AGU0.4	6756	**14.00**	**10.00**	**0.00**	70%	50%	0%	4.00	10.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00

	BLMG3	6072	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%	0.00	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.41	37.41	37.41	95%	95%	95%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	37.41	37.41	37.41	95%	95%	95%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	8.00	8.00	8.00	94%	94%	94%	0.00	0.00
	JING2	6522	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING3	6523	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING4	6524	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING5	6525	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING6	6526	8.10	8.10	8.10	95%	95%	95%	0.00	0.00
	JING7	6527	6.30	6.30	6.30	93%	93%	93%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG2	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARBG3	6104	9.78	9.78	9.78	95%	95%	95%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	17.96	17.96	17.96	95%	95%	95%	0.00	0.00
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	17.96	17.96	17.96	95%	95%	95%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	15.20	15.20	15.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM9	6108	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
Panam	PAMM1	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM2	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM3	6106	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM4	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20

	PAMM5	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
	PAMM6	6107	15.20	15.20	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.20
Fortuna	FORG1	6097	95.00	73.40	0.00	95%	73%	0%	21.60	73.40
	FORG2	6098	95.00	73.40	0.00	95%	73%	0%	21.60	73.40
	FORG3	6099	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%	95.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
	PACP2	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
	PACP3	6172	16.95	0.00	0.00	95%	0%	0%	16.95	0.00
Bayano	BAYG1	6101	54.00	0.00	0.00	62%	0%	0%	54.00	0.00
	BAYG2	6102	54.00	0.00	0.00	62%	0%	0%	54.00	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Año 2017

Época Seca

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00

ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2017			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.0	12.0	12.0	51%	51%	51%	0	0.0
	LESG2	6091	12.0	12.0	12.0	51%	51%	51%	0	0.0
Los Valles	LVAG1	6094	12.0	12.0	12.0	44%	44%	44%	0	0.0
	LVAG2	6095	12.0	12.0	12.0	44%	44%	44%	0	0.0
Está	ESTG1	6176	31.5	31.5	31.5	53%	53%	53%	0	0.0
	ESTG2	6177	31.5	31.5	31.5	53%	53%	53%	0	0.0
Concepción	CONG1	6390	3.0	3.0	3.0	60%	60%	60%	0	0.0
	CONG2	6390	3.0	3.0	3.0	60%	60%	60%	0	0.0
Mendre	MENM1	6306	2.0	2.0	2.0	21%	21%	21%	0	0.0
	MENM2	6306	2.0	2.0	2.0	21%	21%	21%	0	0.0
Algarrobos	ALGA1	6305	1.0	1.0	1.0	20%	20%	20%	0	0.0
	ALGA2	6305	1.0	1.0	1.0	20%	20%	20%	0	0.0

Dolega	DOLG1	6420	0.3	0.3	0.3	24%	24%	24%	0	0.0
	DOLG2	6420	0.3	0.3	0.3	24%	24%	24%	0	0.0
	DOLG3	6420	0.3	0.3	0.3	24%	24%	24%	0	0.0
La Yeguada	YEGG1	6432	0.3	0.3	0.3	10%	10%	10%	0	0.0
	YEGG2	6432	0.3	0.3	0.3	10%	10%	10%	0	0.0
	YEGG3	6432	0.3	0.3	0.3	30%	30%	30%	0	0.0
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.5	0.5	0.5	40%	40%	40%	0	0.0
	MMOG2	6422	0.5	0.5	0.5	40%	40%	40%	0	0.0
Gualaca	GLAG1	6361	4.0	4.0	4.0	32%	32%	32%	0	0.0
	GLAG2	6362	4.0	4.0	4.0	32%	32%	32%	0	0.0
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.0	15.0	15.0	54%	54%	54%	0	0.0
	BAMG2	6334	15.0	15.0	15.0	54%	54%	54%	0	0.0
Lorena	LORG1	6364	4.1	4.0	4.0	24%	24%	24%	0	0.0
	LORG2	6365	4.1	4.0	4.0	24%	24%	24%	0	0.0
Chan I	CHANG1	6264	78.6	78.6	67.1	75%	75%	64%	0	11.5
	CHANG2	6265	78.3	78.6	0.0	75%	75%	0%	0	78.6
	CHANG3	6268	8.7	8.7	8.7	95%	95%	95%	0	0.0
Macano	MACG1	6388	0.5	0.5	0.5	28%	28%	28%	0	0.0
	MACG2	6389	0.5	0.5	0.5	28%	28%	28%	0	0.0
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.5	0.5	0.5	17%	17%	17%	0	0.0
	PAAG2	6392	0.5	0.5	0.5	17%	17%	17%	0	0.0
Prudencia	PRUG1	6367	8.5	8.5	8.5	29%	29%	29%	0	0.0
	PRUG2	6368	8.5	8.5	8.5	29%	29%	29%	0	0.0
Los Planetas	LP1G1	6421	0.8	0.8	0.8	49%	49%	49%	0	0.0
	LP1G2	6421	0.8	0.8	0.8	49%	49%	50%	0	0.0
	LP1G3	6421	0.8	0.8	0.8	49%	49%	49%	0	0.0
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.0	2.0	2.0	16%	16%	16%	0	0.0
	PEDIG2	6386	2.0	2.0	2.0	16%	16%	16%	0	0.0

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.8	3.8	3.8	60%	60%	60%	0	0.0
	PEDIIG2	6387	3.8	3.8	3.8	60%	60%	60%	0	0.0
Baitún	BAIG1	6335	26.0	26.0	26.0	59%	59%	59%	0	0.0
	BAIG2	6336	26.0	26.0	26.0	59%	59%	59%	0	0.0
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.5	2.5	2.5	50%	50%	50%	0	0.0
	LPNG2	6394	2.5	2.5	2.5	50%	50%	50%	0	0.0
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.5	2.5	2.5	50%	50%	50%	0	0.0
	LPSG2	6395	2.5	2.5	2.5	50%	50%	50%	0	0.0
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.3	1.3	1.3	33%	33%	33%	0	0.0
	MENIIG2	6308	1.3	1.3	1.3	33%	33%	33%	0	0.0
El Fraile	EFRG1	6433	1.5	1.5	1.5	56%	56%	56%	0	0.0
	EFRG2	6433	1.5	1.5	1.5	56%	56%	56%	0	0.0
Cochea	COCG1	6307	2.0	2.0	2.0	27%	27%	27%	0	0.0
	COCG2	6307	2.0	2.0	2.0	27%	27%	27%	0	0.0
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.0	3.0	3.0	18%	18%	18%	0	0.0
	MLIG2	6450	3.0	3.0	3.0	18%	18%	18%	0	0.0
	MLIG3	6451	3.0	3.0	3.0	18%	18%	18%	0	0.0
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.0	1.0	1.0	23%	23%	23%	0	0.0
	SLORG2	6481	1.0	1.0	1.0	23%	23%	23%	0	0.0
El Alto	ALTG1	6446	7.6	7.6	7.6	34%	34%	34%	0	0.0
	ALTG2	6447	7.6	7.6	7.6	34%	34%	34%	0	0.0
	ALTG3	6448	7.6	7.6	7.6	34%	34%	34%	0	0.0
RP-490	RP4G1	6396	1.0	1.0	1.0	15%	15%	15%	0	0.0
	RP4G2	6397	1.0	1.0	1.0	15%	15%	15%	0	0.0
Bugaba	BU1G1	6423	1.1	1.1	1.1	54%	54%	54%	0	0.0
	BU1G2	6424	1.1	1.1	1.1	54%	54%	54%	0	0.0
	BU1G3	6425	0.6	0.6	0.6	63%	63%	63%	0	0.0
La Potra	LPOG1	6682	4.7	4.7	4.7	33%	33%	33%	0	0.0

	LPOG2	6682	4.7	4.7	4.7	33%	33%	33%	0	0.0
	LPOG3	6682	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0	0.0
Salsipuedes	SALG1	6684	4.7	4.7	4.7	33%	33%	33%	0	0.0
	SALG2	6684	4.7	4.7	4.7	33%	33%	33%	0	0.0
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.0	3.0	3.0	23%	23%	23%	0	0.0
	BBLG2	6861	3.0	3.0	3.0	23%	23%	23%	0	0.0
	BBLG3	6861	0.9	0.9	0.9	50%	50%	50%	0	0.0
San Andrés	SANG1	6731	2.4	2.2	2.2	47%	43%	43%	0	0.0
	SANG2	6731	2.2	2.2	2.2	43%	43%	43%	0	0.0
Bonyic	BONG1	6492	3.0	3.0	3.0	29%	29%	29%	0	0.0
	BONG2	6493	3.0	3.0	3.0	29%	29%	29%	0	0.0
	BONG3	6494	3.0	3.0	3.0	29%	29%	29%	0	0.0
Pando	PDOG1	6444	2.5	2.5	2.5	15%	15%	15%	0	0.0
	PDOG2	6445	2.5	2.5	2.5	15%	15%	15%	0	0.0
Las Cruces	CRUG1	6766	5.0	5.0	5.0	48%	48%	48%	0	0.0
	CRUG2	6766	5.0	5.0	5.0	48%	48%	48%	0	0.0
El Síndigo	SING1	6721	2.1	2.0	2.0	42%	40%	40%	0	0.0
	SING2	6721	2.1	2.0	2.0	42%	40%	40%	0	0.0
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	0.6	0.6	0.6	16%	16%	16%	0	0.0
La Huaca	LHUG1	6436	0.3	0.3	0.3	12%	12%	12%	0	0.0
	LHUG2	6436	0.3	0.3	0.3	12%	12%	12%	0	0.0
San Bartolo	BARG1	6774	3.0	3.0	3.0	31%	31%	31%	0	0.0
	BARG2	6774	3.0	3.0	3.0	31%	31%	31%	0	0.0
Bugaba II	BUGIIG1	6427	1.0	1.0	1.0	32%	32%	32%	0	0.0
	BUGIIG2	6427	1.0	1.0	1.0	32%	32%	32%	0	0.0
	BUGIIG3	6427	1.0	1.0	1.0	57%	57%	57%	0	0.0
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	2.5	2.5	2.5	50%	50%	50%	0	0.0
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.1	1.1	1.1	49%	49%	49%	0	0.0

	CDPG2	6403	1.1	1.1	1.1	49%	49%	49%	0	0.0
COTITO	COTG1	6611	1.3	1.3	1.3	50%	50%	50%	0	0.0
	COTG2	6612	1.3	1.3	1.3	50%	50%	50%	0	0.0
	HERRG1	6616	0.6	0.6	0.6	25%	25%	25%	0	0.0
LA HERRADURA	HERRG2	6617	0.6	0.6	0.6	25%	25%	25%	0	0.0
	HERRG3	6618	0.1	0.1	0.1	8%	8%	8%	0	0.0
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.8	71.8	71.8	70%	70%	70%	0	0.0
Portobelo	PORG1	6463	33.3	33.3	33.3	70%	70%	70%	0	0.0
Marañón	MARG1	6464	12.3	12.3	12.3	70%	70%	70%	0	0.0
Nuevo Chagres I	NCHIG1	6465	38.5	38.5	38.5	70%	70%	70%	0	0.0
Nuevo Chagres II	NCHIIG1	6473	80.5	80.5	80.5	70%	70%	70%	0	0.0
Panasolar	PSO0.4	6751	7.0	5.0	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
París	PAR0.27	6754	7.0	5.0	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
El Coco Solar	ECO0.4	6743	7.0	5.0	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Don Felix	DFE0.4	6744	7.0	5.0	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Aguadulce	AGU0.4	6745	14.0	10.0	0.0	70%	50%	0%	4	10.0
Divisa Solar	DIV0.4	6747	7.0	5.0	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Sarigua	SAR0.4	6748	1.7	1.2	0.0	70%	50%	0%	0	1.2
Azucarera	AZU0.4	6749	0.7	0.5	0.0	70%	50%	0%	0	0.5
Progreso Solar	PSC0.4A	6753	14.0	10.0	0.0	70%	50%	0%	4	10.0
San Juan Chiriqui (Enel)	SJU0.4	6759	6.9	5.0	0.0	70%	51%	0%	2	5.0
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	CEPG2	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
BLM Carbón	BLMG2	6071	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG3	6072	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG4	6073	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG9	6078	39.0	39.0	39.0	79%	79%	79%	0	0.0
Miraflores G10	MIRG10	6159	37.4	37.4	37.4	95%	95%	95%	0	0.0

Miraflores G9	MIRG9	6158	37.4	37.4	37.4	95%	95%	95%	0	0.0
Fortuna	FORG1	6097	95.0	95.0	69.3	95%	95%	69%	0	25.8
	FORG2	6098	95.0	95.0	69.3	95%	95%	69%	0	25.8
	FORG3	6099	95.0	95.0	0.0	95%	95%	0%	0	95.0
JINRO	JING1	6521	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING2	6522	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING3	6523	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING4	6524	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING5	6525	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING6	6526	8.1	8.1	0.0	95%	95%	0%	0	8.1
	JING7	6527	6.5	6.5	0.0	95%	95%	0%	0	6.5
Bayano	BAYG1	6101	82.7	57.7	0.0	95%	66%	0%	25	57.7
	BAYG2	6102	82.7	0.0	0.0	95%	0%	0%	83	0.0
	BAYG3	6110	81.7	0.0	0.0	95%	0%	0%	82	0.0
Barcaza AES	BARAG1	6103	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARAG2	6103	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARAG3	6103	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARAG4	6103	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARBG1	6104	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARBG2	6104	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
	BARBG3	6104	9.7	0.0	0.0	94%	0%	0%	10	0.0
Panam Ampliación	PAMM7	6108	13.1	0.0	0.0	82%	0%	0%	13	0.0
	PAMM8	6108	13.1	0.0	0.0	82%	0%	0%	13	0.0
	PAMM9	6108	13.1	0.0	0.0	82%	0%	0%	13	0.0
Panam	PAMM1	6106	13.1	0.0	0.0	82%	0%	0%	13	0.0
	PAMM2	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM3	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM4	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	PAMM5	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM6	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Pacora	PACP1	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP2	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP3	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Cativá	CATG1	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG2	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG3	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG4	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG5	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG0	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG6	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG7	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG8	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG9	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral II	GIRG5	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG6	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG7	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG8	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral	GIRG1	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG2	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG3	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG4	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
KANAN	BKOG1	6981	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BKOG2	6982	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	BKOG3	6982	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG2	6292	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG3	6293	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG2	6292	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

Época Lluviosa

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG2	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG3	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG4	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG5	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG6	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MADG2	11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MADG3	11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00

ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2017			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.4	22.4	22.4	95%	95%	95%	0	0.0
	LESG2	6091	22.4	22.4	0.0	95%	95%	0%	0	22.4
Los Valles	LVAG1	6094	26.0	26.0	26.0	95%	95%	95%	0	0.0
	LVAG2	6095	26.0	26.0	26.0	95%	95%	95%	0	0.0
Está	ESTG1	6176	57.0	57.0	57.0	95%	95%	95%	0	0.0
	ESTG2	6177	57.0	57.0	0.0	95%	95%	0%	0	57.0
Concepción	CONG1	6390	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	CONG2	6390	4.8	4.8	3.2	95%	95%	64%	0	1.6
Mendre	MENM1	6306	8.9	8.9	8.9	95%	95%	95%	0	0.0
	MENM2	6306	8.9	8.9	0.0	95%	95%	0%	0	8.9
Algarrobos	ALGA1	6305	4.9	4.9	4.9	95%	95%	95%	0	0.0
	ALGA2	6305	4.9	4.9	0.0	95%	95%	0%	0	4.9

Dolega	DOLG1	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0	0.0
	DOLG2	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0	0.0
	DOLG3	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0	0.0
La Yeguada	YEGG1	6432	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0	0.0
	YEGG2	6432	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0	0.0
	YEGG3	6432	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0	0.0
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.2	1.2	1.2	95%	95%	95%	0	0.0
	MMOG2	6422	1.2	1.2	1.2	95%	95%	95%	0	0.0
Gualaca	GLAG1	6361	12.1	12.1	12.1	95%	95%	95%	0	0.0
	GLAG2	6362	12.1	12.1	0.0	95%	95%	0%	0	12.1
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.6	26.6	26.6	95%	95%	95%	0	0.0
	BAMG2	6334	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Lorena	LORG1	6364	16.1	16.1	16.1	95%	95%	95%	0	0.0
	LORG2	6365	16.1	16.1	16.1	95%	95%	95%	0	0.0
Chan I	CHANG1	6264	99.6	98.8	98.8	95%	94%	94%	1	0.0
	CHANG2	6265	99.6	99.6	0.0	95%	95%	0%	0	99.6
	CHANG3	6268	8.7	8.7	8.7	95%	95%	95%	0	0.0
Macano	MACG1	6388	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0	0.0
	MACG2	6389	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0	0.0
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.8	2.8	2.8	95%	95%	95%	0	0.0
	PAAG2	6392	2.8	2.8	2.8	95%	95%	95%	0	0.0
Prudencia	PRUG1	6367	27.9	27.9	27.9	95%	95%	95%	0	0.0
	PRUG2	6368	27.9	27.9	0.0	95%	95%	0%	0	27.9
Los Planetas	LP1G1	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0	0.0
	LP1G2	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0	0.0
	LP1G3	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0	0.0
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	8.5	8.5	8.5	68%	68%	68%	0	0.0
	PEDIG2	6386	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.1	6.1	6.1	95%	95%	95%	0	0.0
	PEDIIG2	6387	6.1	6.1	0.0	95%	95%	0%	0	6.1
Baitún	BAIG1	6335	41.9	41.9	41.9	95%	95%	95%	0	0.0
	BAIG2	6336	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	LPNG2	6394	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	LPSG2	6395	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.7	3.7	3.7	95%	95%	95%	0	0.0
	MENIIG2	6308	3.7	3.7	3.7	95%	95%	95%	0	0.0
El Fraile	EFRG1	6433	2.5	2.5	2.5	95%	95%	95%	0	0.0
	EFRG2	6433	2.5	2.5	2.5	95%	95%	95%	0	0.0
Cochea	COCG1	6307	7.1	7.1	7.1	95%	95%	95%	0	0.0
	COCG2	6307	7.1	7.1	0.0	95%	95%	0%	0	7.1
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0	0.0
	MLIG2	6450	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	MLIG3	6451	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0	0.0
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0	0.0
	SLORG2	6481	4.2	4.2	0.0	95%	95%	0%	0	4.2
El Alto	ALTG1	6446	21.3	21.3	21.3	95%	95%	95%	0	0.0
	ALTG2	6447	21.3	21.3	0.0	95%	95%	0%	0	21.3
	ALTG3	6448	21.3	21.3	21.3	95%	95%	95%	0	0.0
RP-490	RP4G1	6396	6.2	6.2	6.2	95%	95%	95%	0	0.0
	RP4G2	6397	6.2	6.2	6.2	95%	95%	95%	0	0.0
Bugaba	BU1G1	6423	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0	0.0
	BU1G2	6424	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0	0.0
	BU1G3	6425	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0	0.0
La Potra	LPOG1	6682	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0	0.0

	LPOG2	6682	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0	0.0
	LPOG3	6682	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0	0.0
Salsipuedes	SALG1	6684	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0	0.0
	SALG2	6684	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0	0.0
Barro Blanco	BBLG1	6861	12.7	12.7	12.7	95%	95%	95%	0	0.0
	BBLG2	6861	12.7	12.7	0.0	95%	95%	0%	0	12.7
	BBLG3	6861	1.8	1.8	1.8	95%	95%	95%	0	0.0
San Andrés	SANG1	6731	4.9	4.9	4.9	95%	95%	95%	0	0.0
	SANG2	6731	4.9	4.9	4.9	95%	95%	95%	0	0.0
Bonyic	BONG1	6492	9.9	9.9	9.9	95%	95%	95%	0	0.0
	BONG2	6493	9.9	9.9	0.0	95%	95%	0%	0	9.9
	BONG3	6494	9.9	9.9	9.9	95%	95%	95%	0	0.0
Pando	PDOG1	6444	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0	0.0
	PDOG2	6445	14.0	14.0	0.0	84%	84%	0%	0	14.0
Las Cruces	CRUG1	6766	9.8	9.8	9.8	95%	95%	95%	0	0.0
	CRUG2	6766	9.8	9.8	0.0	95%	95%	0%	0	9.8
El Síndigo	SING1	6721	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	SING2	6721	4.8	4.8	0.0	95%	95%	0%	0	4.8
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.5	3.5	3.5	95%	95%	95%	0	0.0
La Huaca	LHUG1	6436	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0	0.0
	LHUG2	6436	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0	0.0
CALDERA	HCALG1	6352	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0	0.0
	HCALG2	6352	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0	0.0
San Bartolo	BARG1	6774	9.2	9.2	9.2	95%	95%	95%	0	0.0
	BARG2	6774	9.2	9.2	9.2	95%	95%	95%	0	0.0
Bugaba II	BUGIIG1	6427	3.0	3.0	3.0	95%	95%	95%	0	0.0
	BUGIIG2	6427	3.0	3.0	3.0	95%	95%	95%	0	0.0
	BUGIIG3	6427	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0	0.0

Bajos de Totuma	BDTG1	6651	4.0	4.0	4.0	80%	80%	80%	0	0.0
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0	0.0
	CDPG2	6403	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0	0.0
Asturias	ASTG1	6429	3.9	3.9	3.9	95%	95%	95%	0	0.0
Chuspa	CHUG1	6439	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0	0.0
	CHUG2	6439	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0	0.0
RIO PIEDRA	RPIG1	6940	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0	0.0
	RPIG2	6940	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0	0.0
TZINGAL	TIZG1	6711	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0	0.0
COTITO	COTG1	6611	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0	0.0
	COTG2	6612	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0	0.0
	HERRG1	6616	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0	0.0
LA HERRADURA	HERRG2	6617	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0	0.0
	HERRG3	6618	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0	0.0
LOS TRANCOS	LTRG1	6935	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0	0.0
SAN ANDRES II	SANIIG1	6736	4.7	4.7	4.7	95%	95%	95%	0	0.0
	SANIIG2	6736	4.7	4.7	4.7	95%	95%	95%	0	0.0
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.6	25.6	25.6	25%	25%	25%	0	0.0
Portobelo	PORG1	6463	11.9	11.9	11.9	25%	25%	25%	0	0.0
Marañón	MARG1	6464	4.4	4.4	4.4	25%	25%	25%	0	0.0
Nuevo Chagres I	NCHIG1	6465	13.8	13.8	13.8	25%	25%	25%	0	0.0
Nuevo Chagres II	NCHIIG1	6473	28.8	28.8	28.8	25%	25%	25%	0	0.0
El Coco	ECO0.4	6743	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
Don Felix	DFE0.4	6744	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
Aguadulce	AGU0.4	6745	6.0	2.0	0.0	30%	10%	0%	4	2.0
Divisa Solar	DIV0.4	6747	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
Sarigua	SAR0.4	6748	0.7	0.2	0.0	30%	10%	0%	0	0.2
Cocle Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.3	0.1	0.0	30%	10%	0%	0	0.1

Panasolar	PSO0.4	6751	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
SOLAR XXI	PSC0.4A	6753	6.0	2.0	0.0	30%	10%	0%	4	2.0
Paris	PAR0.27	6754	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
San Juan (Chiriqui-ENEL)	SJU0.4	6759	3.0	1.0	0.0	30%	10%	0%	2	1.0
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	CEPG2	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
Fortuna	FORG1	6097	81.7	63.0	0.0	82%	63%	0%	19	63.0
	FORG2	6098	81.7	0.0	0.0	82%	0%	0%	82	0.0
	FORG3	6099	81.7	0.0	0.0	82%	0%	0%	82	0.0
BLM Carbón	BLMG2	6071	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG3	6072	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG4	6073	25.0	25.0	25.0	63%	63%	63%	0	0.0
	BLMG9	6078	39.0	39.0	39.0	79%	79%	79%	0	0.0
Bayano	BAYG1	6101	65.3	0.0	0.0	75%	0%	0%	65	0.0
	BAYG2	6102	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BAYG3	6110	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Punta Rincón	PRIG1	6373	102.1	91.0	82.0	69%	61%	55%	11	9.0
	PRIG12	6374	102.1	91.0	82.0	69%	61%	55%	11	9.0
Miraflores G10	MIRG10	6159	32.7	0.0	0.0	83%	0%	0%	33	0.0
Miraflores G9	MIRG9	6158	32.7	0.0	0.0	83%	0%	0%	33	0.0
JINRO	JING1	6521	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING2	6522	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING3	6523	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING4	6524	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING5	6525	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING6	6526	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING7	6527	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	BARAG2	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARAG3	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARAG4	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG1	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG2	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG3	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM8	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM9	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Panam	PAMM1	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM2	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM3	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM4	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM5	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM6	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Pacora	PACP1	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP2	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP3	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Cativá	CATG1	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG2	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG3	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG4	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG5	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG0	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG6	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG7	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG8	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	CATG9	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral II	GIRG5	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG6	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG7	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG8	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral	GIRG1	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG2	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG3	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG4	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
KANAN	BKOG1	6981	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BKOG2	6982	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BKOG3	6982	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG2	6292	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG3	6293	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	TCOG2	6292	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

Año 2018

Época Seca

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
								343.51	399.05

ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2018			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.25	0.25	0.25	24%	24%	24%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.25	0.25	0.25	24%	24%	24%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.25	0.25	0.25	24%	24%	24%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	0.60	0.60	0.60	20%	20%	20%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	0.60	0.60	0.60	20%	20%	20%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.60	0.60	0.60	60%	60%	60%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	0.50	0.50	0.50	40%	40%	40%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	74.04	71.53	77.06	71%	68%	73%	2.51	-5.53
	CHANG2	6265	74.00	73.90	76.00	71%	70%	72%	0.10	-2.10
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
	MACG2	6389	0.50	0.50	0.50	28%	28%	28%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Los Planetas	LP1G1	6421	0.79	0.79	0.79	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	0.79	0.79	0.79	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	0.79	0.79	0.79	50%	50%	50%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	7.60	7.60	7.60	34%	34%	34%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.12	1.12	1.12	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.12	1.12	1.12	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00

	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.50	1.50	1.50	72%	72%	72%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	SALG2	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	5.00	5.00	5.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	5.00	5.00	5.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	2.20	2.20	2.20	0%	0%	0%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.20	2.20	2.20	0%	0%	0%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	1.00	1.00	1.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	0.50	0.50	0.50	20%	20%	20%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	0.50	0.50	0.50	20%	20%	20%	0.00	0.00
Bugaba II	BUGIIG1	6427	1.00	1.00	1.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	BUGIIG2	6427	1.00	1.00	1.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	BUGIIG3	6427	0.50	0.50	0.50	29%	29%	29%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	1.67	1.67	1.67	33%	33%	33%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.00	3.00	3.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	3.00	3.00	3.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BBLG3	6861	1.00	1.00	1.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	2.5	2.50	2.5	0.00	0%	0%	0%	0
	SING2	6721	2.5	2.50	2.5	0.00	0%	0%	0%	0
San Bartolo	BARG1	6774	3	3.00	3	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARG2	6774	3	3.00	3	0.00	0%	0%	0%	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.15	1.15	1.15	51%	51%	51%	0%	0.00

	CDPG2	6403	1.15	1.15	1.15	51%	51%	51%	0%	0.00
Cotito	COTG1	6611	1.25	1.25	1.25	50%	50%	50%	0%	0
	COTG2	6612	1.25	1.25	1.25	0.50	50%	50%	0%	0
La Herradura	HERRG1	6616	1	1.00	1	0.44	44%	44%	0%	0
	HERRG2	6617	1	1.00	1	0.44	44%	44%	0%	0
	HERRG3	6618	0.5	0.50	0.5	0.51	51%	51%	0%	0
Los Trancos	LTRG1	6935	0.5	0.50	0.5	0.00	0%	0%	0%	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	2.5	2.50	2.5	0.56	56%	56%	0%	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	1.5	1.50	1.5	0.34	34%	34%	0%	0
	CHUG2	6439	1.5	1.50	1.5	0.34	34%	34%	0%	0
Asturias	ASTG1	6429	2	2.00	2	0.49	49%	49%	0%	0.00
Rio Piedra	RPIG1	6940	2	2.00	2	0.00	0%	0%	0%	0
	RPIG2	6940	2	2.00	2	0.00	0%	0%	0%	0
San Andrés 2	SANIIG1	6736	3	3.00	3	0.00	0%	0%	0%	0
	SANIIG2	6736	3	3.00	3	0.00	0%	0%	0%	0
Caldera	HCALG1	6352	1.5	1.50	1.5	0.49	49%	49%	0%	0.00
	HCALG2	6352	1.5	1.50	1.5	0.49	49%	49%	0%	0.00
Burica	BURG1	6841	11	11.00	11	0.00	0%	0%	0%	0
	BURG2	6841	11	11.00	11	0.00	0%	0%	0%	0
Ojo de Agua	ODAG1	6435	1	1.00	1	0.31	31%	31%	0%	0.00
	ODAG2	6435	1	1.00	1	0.31	31%	31%	0%	0.00
Colorado	COLG1	6608	1.8	1.80	1.8	0.53	53%	53%	0%	0
	COLG2	6609	1.8	1.80	1.8	0.53	53%	53%	0%	0
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.75	71.75	71.75	0.70	70%	70%	0%	0.00
Portobelo	PORG1	6463	33.25	33.25	33.25	0.70	70%	70%	0%	0.00
Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	0.70	70%	70%	0%	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.5	38.50	38.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	80.5	80.50	80.5	0.70	70%	70%	0%	0.00

Toabré	TOAG1	6488	73.5	73.50	73.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Panasolar	PSO0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5
París	PAR0.3		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
EL Coco	ECO0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4		0.672	0.48	0	0.00	0%	0%	19%	0.48
Divisa Solar	DIV0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
Don Felix	DFE0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5
Sarigua	SAR0.4		1.68	1.20	0	0.00	0%	0%	48%	1.20
Aguadulce	AGU0.4		14	10.00	0	0.00	0%	0%	400%	10.00
Ikako	IKA		7	5.00	0					
	IKA		7	5	0					
	IKA		7	5	0					
	IKA		7	5	0					
Solar XXI	PSC0.4A		14	10	0					
	PSC0.4B		14	10	0					
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	25	25.00	25	0.63	63%	63%	0%	0
	BLMG3	6072	25	25.00	25	0.63	63%	63%	0%	0
	BLMG4	6073	25	25.00	25	0.63	63%	63%	0%	0
	BLMG9	6078	39	39.00	39	0.79	79%	79%	0%	0
Fortuna	FORG1	6097	95	95.00	50	0.95	95%	50%	0%	45.00
	FORG2	6098	95	95.00	0	0.95	95%	0%	0%	95.00
	FORG3	6099	95	95.00	0	0.95	95%	0%	0%	95.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	141	141.00	83	0.95	95%	56%	0%	58.00
	PRIG12	6374	141	141.00	83	0.95	95%	56%	0%	58.00
Bayano	BAYG1	6101	80	0.00	0	0.92	0%	0%	8000%	0.00

	BAYG2	6102	80	0.00	0	0.92	0%	0%	8000%	0.00
	BAYG3	6110	80	0.00	0	0.93	0%	0%	8000%	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	37	14.00	0	0.94	36%	0%	2300%	14.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	37	0.00	0	0.94	0%	0%	3700%	0.00
Jinro	JING1	6521	8.075	0.00	0	0.95	0%	0%	808%	0.00
	JING2	6522	8.075	0.00	0	0.95	0%	0%	808%	0.00
	JING3	6523	8.075	0.00	0	0.95	0%	0%	808%	0.00
	JING4	6524	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING5	6525	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING6	6526	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING7	6527	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG2	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG3	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG4	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG1	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG2	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG3	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam ampliación	PAMM7	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM8	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM9	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam	PAMM1	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM2	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM3	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM4	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM5	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM6	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Pacora	PACP1	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0

	PACP2	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	PACP3	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Cativá	CATG1	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG2	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG3	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG4	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG5	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG0	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG6	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG7	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG8	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG9	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG6	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG7	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG8	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG2	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG3	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG4	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG2	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG3	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG3	6293	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

Época Lluviosa

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0	0.00
	GATG2		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0	0.00
	GATG3		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0	0.00
	GATG4		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0	0.00
	GATG5		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0	0.00
	GATG6		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0	0.00
ACP MAD	MADG1		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0	0.00
	MADG2		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0	0.00
	MADG3		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0	0.00
									344.1405	430.68
ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2018			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0	0.00
	LESG2	6091	22.42	22.42	0.00	95%	95%	0%	0	22.42
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	0	0.00
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	0	0.00
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	40.00	95%	95%	67%	0	17.00
	ESTG2	6177	57.00	57.00	40.00	95%	95%	67%	0	17.00
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
Mendre	MENM1	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0	0.00
	MENM2	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0	0.00
	ALGA2	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0	0.00
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0	0.00
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0	0.00
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0	0.00
	MMOG2	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	0	0.00
	GLAG2	6362	12.06	12.06	0.00	95%	95%	0%	0	12.06
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	0	0.00
	BAMG2	6334	26.60	26.60	0.00	95%	95%	0%	0	26.60
Lorena	LORG1	6364	16.06	16.06	16.06	95%	95%	95%	0	0.00
	LORG2	6365	16.06	16.06	16.06	95%	95%	95%	0	0.00
Chan I	CHANG1	6264	91.33	99.47	66.48	87%	95%	63%	-8	32.98
	CHANG2	6265	91.00	99.40	0.00	87%	95%	0%	-8	99.40
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0	0.00
Macano	MACG1	6388	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0	0.00
	MACG2	6389	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0	0.00
	PAAG2	6392	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	0	0.00
	PRUG2	6368	27.86	27.86	0.00	95%	95%	0%	0	27.86
Los Planetas	LP1G1	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0	0.00
	LP1G2	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0	0.00
	LP1G3	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.88	11.88	11.88	95%	95%	95%	0	0.00
	PEDIG2	6386	11.88	11.88	0.00	95%	95%	0%	0	11.88

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0	0.00
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0	0.00
Baitún	BAIG1	6335	41.89	41.89	41.89	95%	95%	95%	0	0.00
	BAIG2	6336	41.89	41.89	0.00	95%	95%	0%	0	41.89
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0	0.00
	MENIIG2	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0	0.00
	EFRG2	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0	0.00
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0	0.00
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0	0.00
	MLIG2	6450	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0	15.82
	MLIG3	6451	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0	15.82
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0	0.00
	SLORG2	6481	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0	0.00
El Alto	ALTG1	6446	21.31	21.31	21.31	95%	95%	95%	0	0.00
	ALTG2	6447	21.31	21.31	0.00	95%	95%	0%	0	21.31
	ALTG3	6448	21.31	21.31	0.00	95%	95%	0%	0	21.31
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0	0.00
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0	0.00
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0	0.00
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0	0.00

	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0	0.00
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0	0.00
La Potra	LPOG1	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0	0.00
	LPOG2	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0	0.00
	LPOG3	6682	1.97	1.97	1.97	0%	0%	0%	0	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	13.25	13.25	13.25	0%	0%	0%	0	0.00
	SALG2	6684	13.25	13.25	13.25	0%	0%	0%	0	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	9.83	9.83	9.83	0%	0%	0%	0	0.00
	CRUG2	6766	9.83	9.83	9.83	0%	0%	0%	0	0.00
San Andrés	SANG1	6731	4.89	4.89	4.89	0%	0%	0%	0	0.00
	SANG2	6731	4.89	4.89	4.89	0%	0%	0%	0	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.53	3.53	3.53	0%	0%	0%	0	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	2.36	2.36	2.36	94%	94%	94%	0	0.00
	LHUG2	6436	2.36	2.36	2.36	94%	94%	94%	0	0.00
Bugaba II	BUGIIG1	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0	0.00
	BUGIIG2	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0	0.00
	BUGIIG3	6427	1.66	1.66	1.66	95%	95%	95%	0	0.00
Pando	PDOG1	6444	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0	0.00
	PDOG2	6445	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0	0.00
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	12.66	12.66	12.66	0%	0%	0%	0	0.00
	BBLG2	6861	12.66	12.66	12.66	0%	0%	0%	0	0.00
	BBLG3	6861	1.80	1.80	1.80	0%	0%	0%	0	0.00
El Síndigo	SING1	6721	4.75	4.75	4.75	0.00	0%	0%	0	0
	SING2	6721	4.75	4.75	4.75	0.00	0%	0%	0	0
San Bartolo	BARG1	6774	9.234	9.23	9.234	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARG2	6774	9.234	9.23	9.234	0.00	0%	0%	0	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.1375	2.14	2.1375	0.95	95%	95%	0	0.00

	CDPG2	6403	2.1375	2.14	2.1375	0.95	95%	95%	0	0.00
Cotito	COTG1	6611	2.375	2.38	2.375	0.95	95%	95%	0	0
	COTG2	6612	2.375	2.38	2.375	0.95	95%	95%	0	0
La Herradura	HERRG1	6616	2.1375	2.14	2.1375	0.95	95%	95%	0	0
	HERRG2	6617	2.1375	2.14	2.1375	0.95	95%	95%	0	0
	HERRG3	6618	0.928	0.93	0.928	0.95	95%	95%	0	0
Los Trancos	LTRG1	6935	0.903	0.90	0.903	0.00	0%	0%	0	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	4.275	4.28	4.275	0.00	0%	0%	0	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	4.18	4.18	4.18	0.95	95%	95%	0	0
	CHUG2	6439	4.18	4.18	4.18	0.95	95%	95%	0	0
Asturias	ASTG1	6429	3.895	3.90	3.895	0.95	95%	95%	0	0.00
Rio Piedra	RPIG1	6940	4.275	4.28	4.275	0.00	0%	0%	0	0
	RPIG2	6940	4.275	4.28	4.275	0.00	0%	0%	0	0
San Andrés 2	SANIIG1	6736	4.702	4.70	4.702	0.00	0%	0%	0	0
	SANIIG2	6736	4.702	4.70	4.702	0.00	0%	0%	0	0
Caldera	HCALG1	6352	2.8975	2.90	2.8975	0.95	95%	95%	0	0.00
	HCALG2	6352	2.8975	2.90	2.8975	0.95	95%	95%	0	0.00
Burica	BURG1	6841	29.925	29.93	29.925	0.00	0%	0%	0	0
	BURG2	6841	29.925	29.93	29.925	0.00	0%	0%	0	0
Ojo de Agua	ODAG1	6435	3.0638	3.06	3.0638	0.95	95%	95%	0	0.00
	ODAG2	6435	3.0638	3.06	3.0638	0.95	95%	95%	0	0.00
Colorado	COLG1	6608	3.2015	3.20	3.2015	0.95	95%	95%	0	0
	COLG2	6609	3.2015	3.20	3.2015	0.95	95%	95%	0	0
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	13.466	13.47	13.466	0.00	0%	0%	0	0.00
	SMA82G2	6792	13.466	13.47	13.466	0.00	0%	0%	0	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.625	25.63	25.625	0.25	25%	25%	0	0.00
Portobelo	PORG1	6463	11.875	11.88	11.875	0.25	25%	25%	0	0.00
Marañón	MARG1	6464	4.375	4.38	4.375	0.25	25%	25%	0	0.00

Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	13.75	13.75	13.75	0.25	25%	25%	0	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	28.75	28.75	28.75	0.25	25%	25%	0	0.00
Toabré	TOAG1	6488	26.25	26.25	26.25	0.25	25%	25%	0	0.00
Panasolar	PSO0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1.00
París	PAR0.3		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1
EL Coco	ECO0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4		0.288	0.10	0	0.00	0%	0%	0.192	0.10
Divisa Solar	DIV0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1.00
Don Felix	DFE0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	2	1.00
Sarigua	SAR0.4		0.72	0.24	0	0.00	0%	0%	0.48	0.24
Aguadulce	AGU0.4		6	2.00	0	0.00	0%	0%	4	2.00
Ikako	IKA		3	1.00	0					
	IKA		3	1	0					
	IKA		3	1	0					
	IKA		3	1	0					
Solar XXI	PSC0.4A		6	2	0					
	PSC0.4B		6	2	0					
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0	0.00
Fortuna	FORG1	6097	95.0001	19.00	0	0.95	19%	0%	76.0001	19.00
	FORG2	6098	95.0001	0.00	0	0.95	0%	0%	95.0001	0.00
	FORG3	6099	95.0001	0.00	0	0.95	0%	0%	95.0001	0.00
Bayano	BAYG1	6101	60	0.00	0	0.69	0%	0%	60	0.00
	BAYG2	6102	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BAYG3	6110	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
GNL	GNLG1	6620	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GNLG2	6621	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00

	GNLG3	6622	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GNLV1	6623	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
	BLMG3	6072	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
	BLMG4	6073	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
	BLMG9	6078	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
Punta Rincón	PRIG1	6373	102.0001	93.00	83	0.69	63%	56%	9	10.00
	PRIG12	6374	102.0001	93.00	83	0.69	63%	56%	9	10.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Jinro	JING1	6521	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING2	6522	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING3	6523	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING4	6524	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING5	6525	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING6	6526	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	JING7	6527	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Barcaza AES	BARAG2	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARAG3	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARAG4	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARBG1	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARBG2	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BARBG3	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Panam ampliación	PAMM7	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM8	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM9	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Panam	PAMM1	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM2	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00

	PAMM3	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM4	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM5	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	PAMM6	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Pacora	PACP1	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
	PACP2	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
	PACP3	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Cativá	CATG1	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG2	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG3	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG4	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG5	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG0	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG6	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG7	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG8	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	CATG9	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG6	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG7	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG8	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG2	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG3	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	GIRG4	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00

KANAN	BKOG1	6981	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BKOG2	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	BKOG3	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	TCOG3	6293	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0	0.00

ANEXO III-4
ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE CORTO PLAZO

Año 2016 – Época Seca en Demanda Máxima 2
Año 2016 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 14
Año 2017 – Época Seca en Demanda Máxima 26
Año 2017 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 39
Año 2018 – Época Seca en Demanda Máxima 52
Año 2018 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 65

Año 2016 – Época Seca en Demanda Máxima

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO	230.00] 3PH	2103.42	5280.0	-110.75
	LG	2049.06	5143.6	-112.57

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.314/83.699, 9.05653 Z-:/24.843/84.276, 9.97581 Z0:/27.850/88.280, 33.30484

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230	230.00] 3PH	3150.93	7909.5	-127.56
	LG	3540.43	8887.2	-131.96

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/16.653/67.014, 2.35746 Z-:/16.360/68.777, 2.57503 Z0:/11.695/81.421, 6.62832

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115	115.00] 3PH	2971.58	14918.6	-128.20
	LG	3446.15	17301.2	-132.82

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.497/64.740, 2.11934 Z-:/4.435/66.283, 2.27622 Z0:/2.787/81.801, 6.94024

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230	230.00] 3PH	3066.95	7698.7	-127.98
	LG	3435.03	8622.7	-132.10

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/17.287/68.203, 2.50053 Z-:/17.027/69.781, 2.71516 Z0:/12.215/81.711, 6.86409

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2291.62   11505.0  -132.80
                            LG     2574.82   12926.7  -137.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.938/70.069, 2.75780  Z-:/5.885/71.270, 2.94924  Z0:/4.127/84.915, 11.23812

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2697.15    6770.4  -128.12
                            LG     3006.78    7547.7  -132.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.583/71.293, 2.95310  Z-:/19.050/73.758, 3.43270  Z0:/14.298/84.352, 10.11193

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1399.14   23414.3  -136.26
                            LG     1401.38   23451.8  -141.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.868/77.898, 4.66364  Z-:/0.820/81.766, 6.91075  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2857.71    7173.5  -120.85
                            LG     2798.34    7024.4  -123.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.599/75.960, 3.99876  Z-:/18.317/77.202, 4.40225  Z0:/20.146/82.851, 7.97326

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1475.05    7405.4  -126.97
                            LG     1846.10    9268.2  -128.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.976/79.627, 5.46302  Z-:/8.805/80.765, 6.15020  Z0:/3.762/87.582, 23.68512

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH     423.51    7087.4  -135.16
                            LG      72.86    1219.3  -135.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.831/89.585, 137.98218  Z-:/2.684/91.610, 35.58304  Z0:/43.856/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3746.54    9404.6  -111.65
                            LG    5079.15   12749.8  -109.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.174/83.245, 8.44257  Z-:/13.914/84.047, 9.59023  Z0:/3.452/64.332, 2.08078

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2030.95   10196.3  -114.00
                            LG    1297.79    6515.5    41.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.601/85.286, 12.12816  Z-:/6.290/86.991, 19.02282  Z0:/43.125/-77.282, 4.43080

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     762.35   12757.8  -116.12
                            LG    1172.57   19622.7  -118.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.560/84.232, 9.89897  Z-:/1.318/89.230, 74.38271  Z0:/0.168/89.893, 533.67029

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2341.69    5878.2  -110.95
                            LG    2669.24    6700.4  -112.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.734/84.182, 9.81465  Z-:/22.223/84.897, 11.19718  Z0:/14.896/88.021, 28.93527

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH     974.71    4893.5  -114.03
                            LG    1859.48    9335.4  -114.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.596/86.582, 16.74319  Z-:/12.850/87.943, 27.84792  Z0:/5.071/-89.997, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     425.83    7126.2  -115.37
                            LG     135.85    2273.4  -118.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.815/86.708, 17.38480  Z-:/2.516/89.154, 67.73936  Z0:/21.149/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2928.49   14702.3  -128.42
                            LG    3387.91   17008.8  -132.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.559/64.864, 2.13129  Z-:/4.499/66.375, 2.28622  Z0:/2.837/80.381, 5.90023

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1342.95    6742.2  -136.71
                            LG    1339.36    6724.1  -140.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.777/72.149, 3.10507  Z-:/9.728/72.795, 3.22945  Z0:/10.016/82.949, 8.08508

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2573.62   12920.7  -137.23
                            LG    3072.00   15422.8  -139.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.135/75.228, 3.79247  Z-:/5.058/76.339, 4.11429  Z0:/2.731/83.122, 8.28966

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2567.78   12891.4  -137.26
                            LG    3063.48   15380.0  -139.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.147/75.260, 3.80096  Z-:/5.069/76.369, 4.12378  Z0:/2.745/83.395, 8.63675

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     210.37    8801.2  -152.38
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.914/88.212, 32.03416  Z-:/0.914/88.330, 34.29779  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     210.37    8801.2  -152.38
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.914/88.212, 32.03416  Z-:/0.914/88.330, 34.29779  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     393.21   16450.8  -150.83
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.489/86.657, 17.11758  Z-:/0.489/86.877, 18.32649  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     207.27    8671.7  -151.56
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.946/88.123, 30.51654  Z-:/0.946/88.239, 32.52856  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     207.27    8671.7  -151.56
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.946/88.123, 30.51654  Z-:/0.946/88.239, 32.52856  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1555.16    7807.6  -112.51
                            LG    1613.84    8102.2   -93.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.660/85.458, 12.58922  Z-:/8.471/86.083, 14.60459  Z0:/10.642/32.893, 0.64676

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1297.26    6512.8  -111.52
                            LG    1084.21    5443.2   -96.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.409/84.719, 10.81804  Z-:/10.235/85.152, 11.79137  Z0:/18.333/51.776, 1.26970

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1454.42    7301.8  -112.09
                            LG    1380.15    6928.9   -94.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.260/85.140, 11.76089  Z-:/9.076/85.686, 13.25487  Z0:/13.118/41.866, 0.89619
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4103.85   10301.6  -111.25
                            LG    4607.38   11565.5  -109.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.979/84.812, 11.01374  Z-:/12.831/85.299, 12.16041  Z0:/8.942/76.647, 4.21291

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1935.74    4859.1  -132.57
                            LG    2201.98    5527.4  -135.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.800/75.281, 3.80665  Z-:/27.624/76.058, 4.02828  Z0:/18.164/87.081, 19.61157

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1365.32    6854.5  -138.04
                            LG    1408.56    7071.6  -140.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.698/75.418, 3.84396  Z-:/9.636/76.038, 4.02202  Z0:/8.913/82.820, 7.93797

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2318.46    5819.9  -131.26
                            LG    2377.14    5967.1  -134.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.032/72.419, 3.15607  Z-:/22.820/73.500, 3.37585  Z0:/21.724/82.036, 7.14823

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2447.03   12285.1  -136.51
                            LG    2815.88   14137.0  -139.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.427/74.534, 3.61417  Z-:/5.361/75.573, 3.88709  Z0:/3.389/83.584, 8.89302

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3776.65    9480.2  -112.09
                            LG    4054.03   10176.5  -110.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.072/84.336, 10.08221  Z-:/13.946/84.761, 10.90586  Z0:/11.341/79.511, 5.40142
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3376.75    8476.4  -115.46
                            LG    2830.01    7103.9  -109.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.729/80.757, 6.14511  Z-:/15.534/81.506, 6.69604  Z0:/25.407/68.043, 2.48040

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2287.30    5741.6  -124.53
                            LG    2072.45    5202.3  -127.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.105/74.345, 3.56829  Z-:/22.766/75.718, 3.92840  Z0:/30.700/79.908, 5.61841

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2472.56    6206.7  -129.49
                            LG    2394.80    6011.5  -131.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.431/72.585, 3.18811  Z-:/21.210/73.814, 3.44516  Z0:/23.805/78.390, 4.86749

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1713.21    4300.5  -106.68
                            LG    1962.68    4926.8  -108.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.445/83.206, 8.39400  Z-:/31.360/83.309, 8.52378  Z0:/19.688/91.343, 42.66872

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     607.69    3050.9  -110.47
                            LG     975.04    4895.1  -110.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.933/86.662, 17.14772  Z-:/21.916/86.698, 17.33266  Z0:/2.845/-90.101, 566.95703

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     241.23    4037.0  -111.70
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.948/86.181, 14.98107  Z-:/4.947/86.196, 15.03927  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    1958.68    4916.7  -106.72
                            LG     2236.21    5613.4   -97.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.546/84.270, 9.96602  Z-:/27.468/84.375, 10.15352  Z0:/20.395/47.519, 1.09202

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2466.21   12381.4  -137.31
                            LG     2937.35   14746.8  -139.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.361/75.316, 3.81610  Z-:/5.286/76.379, 4.12695  Z0:/2.892/85.789, 13.58164

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     544.88    9118.5  -114.27
                            LG      618.87   10356.7  -111.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.259/88.836, 49.23304  Z-:/2.251/88.949, 54.50419  Z0:/1.472/79.149, 5.21682

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     397.06    6644.7  -109.28
                            LG      469.18    7851.6  -108.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.102/83.955, 9.44245  Z-:/3.094/84.018, 9.54240  Z0:/1.681/80.957, 6.28291

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     321.16   13436.5  -110.71
                            LG       93.41    3908.1  -114.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.601/85.503, 12.71339  Z-:/0.600/85.552, 12.85569  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    1919.18    4817.6  -109.76
                            LG     1742.61    4374.3  -109.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.769/83.215, 8.40446  Z-:/27.659/83.392, 8.63179  Z0:/36.332/81.417, 6.62561
```

```
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2446.70   12283.5  -129.55
                            LG    2702.91   13569.8  -133.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.418/64.899, 2.13463  Z-:/5.363/66.174, 2.26450  Z0:/3.993/77.142, 4.38101

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    2660.12    6677.5  -110.65
                            LG    2815.50    7067.5  -112.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.010/83.338, 8.56180  Z-:/19.677/83.927, 9.39872  Z0:/17.064/87.895, 27.20960

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     661.34   11067.4  -111.43
                            LG     830.67   13901.1  -109.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.793/88.115, 30.37915  Z-:/1.790/88.170, 31.29966  Z0:/0.707/78.619, 4.96774

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     402.71    6739.2  -115.54
                            LG      35.79     598.9   -97.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.965/88.966, 55.39941  Z-:/2.960/89.048, 60.18582  Z0:/94.477/69.991, 2.74620

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1367.47    3432.7  -106.15
                            LG    1368.39    3435.0  -106.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/39.449/82.662, 7.76575  Z-:/39.363/82.743, 7.85311  Z0:/39.456/82.225, 7.32353

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2656.94    6669.5  -111.20
                            LG    2268.08    5693.4  -108.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.029/83.885, 9.33416  Z-:/19.908/84.163, 9.78265  Z0:/30.579/77.051, 4.34898
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    1783.38    4476.7  -112.88
                            LG    2185.76    5486.7  -112.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.787/83.976, 9.47642  Z-:/29.550/84.235, 9.90484  Z0:/13.580/82.110, 7.21589

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1388.88    3486.4  -111.63
                            LG    1467.43    3683.6  -110.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/38.248/82.727, 7.83569  Z-:/38.008/82.921, 8.05196  Z0:/32.411/78.475, 4.90409

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2369.48    5947.9  -125.05
                            LG    2704.13    6788.0  -127.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.477/77.449, 4.49176  Z-:/22.264/78.434, 4.88631  Z0:/14.464/86.300, 15.46423

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2546.97    6393.4  -128.79
                            LG    2687.52    6746.3  -133.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.865/69.213, 2.63429  Z-:/20.618/70.482, 2.82108  Z0:/18.112/81.729, 6.87909

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    1728.48    4338.9  -111.99
                            LG    1955.23    4908.0  -108.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.768/83.537, 8.82818  Z-:/30.480/83.828, 9.24741  Z0:/20.930/68.044, 2.48051

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2491.06    6253.1  -129.05
                            LG    2630.98    6604.3  -133.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.340/69.530, 2.67893  Z-:/21.097/70.767, 2.86635  Z0:/18.458/82.027, 7.13997
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2623.06    6584.4  -118.52
                            LG    1754.78    4404.9  -119.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.248/80.161, 5.76587  Z-:/20.040/80.916, 6.25434  Z0:/50.525/82.264, 7.36163

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     253.40    4240.5  -123.41
                            LG     143.18    2396.2  -113.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.476/88.063, 29.56699  Z-:/4.474/88.105, 30.22981  Z0:/15.030/72.153, 3.10589

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2016 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA

PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO	230.00] 3PH	1981.78	4974.7	-94.06
	LG	2136.65	5363.4	-95.13

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/26.805/82.408, 7.50308 Z-:/26.260/83.140, 8.31276 Z0:/21.537/85.241, 12.01221

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230	230.00] 3PH	2809.36	7052.1	-113.51
	LG	3395.00	8522.2	-118.60

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.474/62.733, 1.94020 Z-:/18.060/65.348, 2.17897 Z0:/9.722/82.214, 7.31371

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115	115.00] 3PH	2665.89	13383.9	-114.64
	LG	3314.89	16642.2	-119.45

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.993/60.728, 1.78399 Z-:/4.906/63.051, 1.96696 Z0:/2.260/81.760, 6.90501

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230	230.00] 3PH	2718.97	6825.2	-114.42
	LG	3148.91	7904.5	-119.42

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/19.247/64.029, 2.05297 Z-:/18.881/66.397, 2.28859 Z0:/12.094/81.184, 6.44758

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2099.34   10539.6  -119.99
                            LG     2416.31   12130.9  -125.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.401/66.479, 2.29751  Z-:/6.328/68.336, 2.51750  Z0:/4.097/84.713, 10.80657

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2608.62    6548.2  -113.47
                            LG     3092.26    7762.2  -118.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.833/65.495, 2.19381  Z-:/19.280/68.510, 2.53988  Z0:/11.504/84.417, 10.22968

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1384.77   23173.9  -124.25
                            LG     1382.45   23135.0  -131.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.854/74.682, 3.65080  Z-:/0.807/79.036, 5.16205  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    2999.59    7529.6  -107.61
                            LG     3178.29    7978.2  -111.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.347/71.481, 2.98532  Z-:/17.037/73.502, 3.37629  Z0:/14.874/81.814, 6.95136

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1601.19    8038.7  -115.55
                            LG     2009.91   10090.6  -118.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.152/76.842, 4.27762  Z-:/8.038/78.280, 4.82042  Z0:/3.339/87.792, 25.93962

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH     466.78    7811.5  -124.74
                            LG      72.66    1216.0  -127.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.532/86.516, 16.42474  Z-:/2.413/88.644, 42.24792  Z0:/43.856/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3726.20    9353.6   -96.62
                            LG     5048.01   12671.6   -95.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.059/81.754, 6.90058  Z-:/13.784/82.822, 7.94070  Z0:/3.439/64.414, 2.08846

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2106.91   10577.6   -97.48
                            LG     1234.86    6199.5    57.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.282/84.500, 10.38536  Z-:/5.967/86.399, 15.88791  Z0:/43.641/-77.241, 4.41598

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     748.42   12524.7   -98.46
                            LG     1156.27   19349.9  -101.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.589/83.732, 9.10414  Z-:/1.332/88.911, 52.62904  Z0:/0.168/89.893, 533.67029

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2163.86    5431.8   -93.99
                            LG     2588.52    6497.7   -95.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.549/82.574, 7.67194  Z-:/23.952/83.451, 8.71005  Z0:/13.085/86.630, 16.98434

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH     941.87    4728.6   -97.87
                            LG     1785.30    8963.0   -97.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.053/85.770, 13.51947  Z-:/13.252/87.244, 20.77142  Z0:/5.072/-89.995, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     421.52    7054.1   -99.62
                            LG      135.00    2259.2  -102.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.828/86.319, 15.54202  Z-:/2.519/88.846, 49.62677  Z0:/21.149/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2635.14   13229.6  -114.91
                            LG    3272.46   16429.2  -119.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.049/60.895, 1.79628  Z-:/4.963/63.177, 1.97769  Z0:/2.285/80.700, 6.10683

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1270.62    6379.1  -125.68
                            LG    1292.45    6488.7  -130.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.358/70.114, 2.76460  Z-:/10.290/71.163, 2.93130  Z0:/10.055/82.859, 7.98233

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2230.60   11198.6  -126.01
                            LG    2763.52   13874.1  -128.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.934/71.996, 3.07694  Z-:/5.812/73.645, 3.40764  Z0:/2.656/82.715, 7.82222

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2229.17   11191.4  -126.06
                            LG    2758.32   13848.0  -128.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.938/72.056, 3.08801  Z-:/5.816/73.702, 3.42028  Z0:/2.678/83.010, 8.15617

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     208.94    8741.3  -142.41
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.918/87.749, 25.43599  Z-:/0.918/87.940, 27.79950  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     208.94    8741.3  -142.41
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.918/87.749, 25.43599  Z-:/0.918/87.940, 27.79950  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     388.72   16262.7  -140.47
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.494/85.809, 13.64597  Z-:/0.494/86.165, 14.91829  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     203.80    8526.4  -141.93
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.950/87.670, 24.58162  Z-:/0.951/87.859, 26.74342  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     203.80    8526.4  -141.93
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.950/87.670, 24.58162  Z-:/0.951/87.859, 26.74342  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1575.93    7911.9   -94.05
                            LG    1625.01    8158.3   -74.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.481/85.018, 11.47229  Z-:/8.290/85.705, 13.31655  Z0:/10.653/32.175, 0.62914

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1309.22    6572.8   -92.91
                            LG    1087.56    5460.0   -77.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.249/84.360, 10.12610  Z-:/10.073/84.838, 11.06959  Z0:/18.299/51.371, 1.25140

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1471.47    7387.4   -93.56
                            LG    1387.38    6965.3   -75.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.088/84.730, 10.84099  Z-:/8.902/85.330, 12.24243  Z0:/13.108/41.284, 0.87802
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4105.87   10306.6   -96.77
                            LG    4597.12   11539.8   -95.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.831/83.604, 8.92082  Z-:/12.677/84.309, 10.03384  Z0:/8.925/76.703, 4.23125

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1792.49    4499.5  -121.57
                            LG    2070.86    5198.3  -125.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.688/72.641, 3.19894  Z-:/29.461/73.898, 3.46417  Z0:/18.355/87.110, 19.80717

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1279.78    6425.1  -127.55
                            LG    1349.88    6777.0  -130.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.351/73.393, 3.35295  Z-:/10.261/74.397, 3.58097  Z0:/8.905/82.803, 7.91878

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2039.47    5119.5  -118.69
                            LG    2131.53    5350.6  -123.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.779/68.613, 2.55345  Z-:/25.485/70.313, 2.79488  Z0:/23.074/81.256, 6.50171

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2138.79   10737.7  -125.09
                            LG    2590.03   13003.1  -128.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.206/71.247, 2.94538  Z-:/6.103/72.839, 3.23834  Z0:/3.110/82.746, 7.85572

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3792.41    9519.8   -97.47
                            LG    4063.58   10200.5   -96.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.838/83.036, 8.18695  Z-:/13.708/83.696, 9.05227  Z0:/11.215/79.706, 5.50615
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3473.62    8719.5  -102.35
                            LG     3342.38    8390.1  -101.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.903/77.405, 4.47565  Z-:/14.694/78.745, 5.02483  Z0:/16.903/73.570, 3.39114

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2165.30    5435.4  -111.98
                            LG     2013.17    5053.5  -115.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.904/70.575, 2.83574  Z-:/23.545/72.461, 3.16408  Z0:/29.859/79.299, 5.29191

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2276.14    5713.6  -116.59
                            LG     2433.93    6109.7  -120.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.993/68.960, 2.59963  Z-:/22.703/70.852, 2.88008  Z0:/19.035/80.198, 5.78844

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1705.74    4281.8   -91.17
                            LG     1954.33    4905.8   -93.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.370/82.884, 8.01057  Z-:/31.281/83.044, 8.19672  Z0:/19.649/91.353, 42.33163

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     604.35    3034.1   -93.76
                            LG     969.61    4867.8   -93.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.961/86.631, 16.98515  Z-:/21.943/86.684, 17.25913  Z0:/2.845/-90.102, 563.70959

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     239.82    4013.3   -94.90
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.971/86.303, 15.47596  Z-:/4.970/86.325, 15.56768  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    1951.62    4899.0   -91.09
                            LG     2226.17    5588.2   -81.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.476/83.942, 9.42222  Z-:/27.394/84.105, 9.68481  Z0:/20.394/47.363, 1.08608

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2150.79   10797.9  -126.15
                            LG     2657.81   13343.4  -129.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.156/72.157, 3.10670  Z-:/6.037/73.752, 3.43133  Z0:/2.806/85.302, 12.16859

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     538.37    9009.5   -91.44
                            LG      610.96   10224.3   -89.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.251/88.781, 46.99613  Z-:/2.243/88.903, 52.22032  Z0:/1.472/79.149, 5.21682

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     392.42    6567.1   -86.23
                            LG      463.48    7756.2   -85.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.095/83.903, 9.36162  Z-:/3.087/83.972, 9.46972  Z0:/1.681/80.957, 6.28291

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     317.27   13273.6   -87.45
                            LG       92.16    3855.5   -91.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.600/85.467, 12.61214  Z-:/0.599/85.521, 12.76553  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    1908.71    4791.3   -95.22
                            LG     1731.16    4345.6   -94.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.610/82.662, 7.76566  Z-:/27.497/82.937, 8.07110  Z0:/36.225/81.451, 6.65212
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2239.03   11240.9  -116.46
                            LG    2593.34   13019.7  -120.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.909/61.308, 1.82718  Z-:/5.832/63.271, 1.98578  Z0:/3.648/76.308, 4.10477

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    2574.29    6462.0   -94.68
                            LG    2761.05    6930.8   -96.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.512/82.163, 7.26507  Z-:/20.144/82.909, 8.03870  Z0:/16.767/87.745, 25.39888

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     608.73   10186.9   -93.18
                            LG     774.18   12955.7   -91.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.939/88.050, 29.37472  Z-:/1.936/88.126, 30.56639  Z0:/0.707/78.619, 4.96774

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     448.83    7511.0   -96.97
                            LG     325.78    5451.9   -96.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.626/88.518, 38.63881  Z-:/2.621/88.614, 41.34428  Z0:/5.607/87.287, 21.10405

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1360.80    3415.9   -90.70
                            LG    1360.16    3414.3   -90.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/39.375/82.404, 7.49885  Z-:/39.285/82.531, 7.62755  Z0:/39.521/82.184, 7.28497

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2652.42    6658.1   -96.78
                            LG    2258.26    5668.7   -94.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.821/83.029, 8.17884  Z-:/19.697/83.461, 8.72460  Z0:/30.420/77.161, 4.38779
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    1816.77    4560.5   -96.67
                            LG    2273.05    5705.8   -96.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.132/83.523, 8.80823  Z-:/28.880/83.900, 9.35784  Z0:/11.855/80.752, 6.14173

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1468.01    3685.0   -95.69
                            LG    1548.17    3886.3   -94.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/36.080/82.813, 7.93036  Z-:/35.835/83.095, 8.25747  Z0:/30.809/77.768, 4.61277

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2377.00    5966.8  -113.24
                            LG    2779.98    6978.4  -116.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.131/73.593, 3.39617  Z-:/21.881/75.207, 3.78672  Z0:/12.968/86.034, 14.42407

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2300.39    5774.5  -116.01
                            LG    2377.94    5969.2  -121.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.809/65.677, 2.21243  Z-:/22.470/67.631, 2.42996  Z0:/21.305/79.825, 5.57176

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    1730.45    4343.8   -95.75
                            LG    2043.58    5129.8   -92.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.632/82.965, 8.10354  Z-:/30.318/83.376, 8.61137  Z0:/17.248/69.496, 2.67403

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2254.91    5660.3  -116.35
                            LG    2312.41    5804.7  -121.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.278/66.054, 2.25178  Z-:/22.945/67.964, 2.47063  Z0:/22.258/79.841, 5.58068
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2596.67    6518.2  -106.13
                            LG     2383.22    5982.4  -106.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.913/77.285, 4.43186  Z-:/19.695/78.535, 4.93046  Z0:/25.485/77.170, 4.39096

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     706.91    3549.0  -113.70
                            LG     750.75    3769.1  -114.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.047/86.378, 15.79919  Z-:/18.017/86.689, 17.28748  Z0:/14.935/89.978, 2629.7688

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5      34.500] 3PH     265.06    4435.7  -110.33
                            LG     154.28    2581.8   -99.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.203/86.960, 18.82941  Z-:/4.201/87.035, 19.30903  Z0:/13.484/70.027, 2.75154

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    2789.03    7001.1  -103.21
                            LG    2505.52    6289.4  -102.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.578/77.502, 4.51153  Z-:/18.370/78.604, 4.96133  Z0:/25.107/75.646, 3.90787
```

Año 2017 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 15:43
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2203.88	5532.2	-155.51
	LG	2301.85	5778.1	-156.37

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.197/83.070, 8.22746 Z-:/23.776/83.643, 8.97646 Z0:/21.537/85.241, 12.01222

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3402.53	8541.1	-165.37
	LG	3913.61	9824.0	-169.84

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.474/66.774, 2.33023 Z-:/15.180/68.705, 2.56557 Z0:/9.947/82.132, 7.23672

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3173.61	15932.9	-166.24
	LG	3787.20	19013.4	-170.56

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.207/64.585, 2.10454 Z-:/4.147/66.249, 2.27252 Z0:/2.295/81.692, 6.84763

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3276.65	8225.1	-165.86
	LG	3538.20	8881.7	-170.03

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.239/67.863, 2.45819  Z-:/15.981/69.566, 2.68402  Z0:/13.087/80.237, 5.81180

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2574.52   12925.2  -170.08
                            LG     2648.43   13296.3  -174.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.283/69.812, 2.71973  Z-:/5.229/71.174, 2.93316  Z0:/4.984/83.565, 8.86649

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3160.51    7933.6  -165.96
                            LG     3578.36    8982.5  -170.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.749/69.615, 2.69100  Z-:/16.331/71.951, 3.06874  Z0:/11.550/84.445, 10.28235

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1531.22   25624.7  -175.73
                            LG     1481.54   24793.3   178.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.790/77.792, 4.62212  Z-:/0.748/81.547, 6.72898  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3437.65    8629.3  -162.59
                            LG     3514.97    8823.3  -165.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.596/75.079, 3.75266  Z-:/15.344/76.515, 4.17007  Z0:/14.877/81.820, 6.95638

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1713.20    8601.0  -169.52
                            LG     2132.29   10705.0  -171.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.801/79.623, 5.46096  Z-:/7.688/80.667, 6.08443  Z0:/3.339/87.794, 25.95378

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH     481.54    8058.5  -177.27
                            LG       74.66    1249.5  -177.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.521/89.652, 164.41803  Z-:/2.398/91.516, 37.78592  Z0:/43.856/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4013.51   10074.8  -156.66
                            LG    5401.40   13558.7  -154.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.281/82.694, 7.79938  Z-:/13.047/83.516, 8.79900  Z0:/3.439/64.414, 2.08846

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2189.46   10992.0  -159.26
                            LG    1249.27    6271.9    -2.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.149/85.267, 12.07880  Z-:/5.847/86.989, 19.01103  Z0:/43.641/-77.241, 4.41600

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     765.99   12818.6  -161.43
                            LG    1180.35   19752.9  -163.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.553/85.063, 11.57734  Z-:/1.306/90.096, 598.68732  Z0:/0.168/89.893, 533.67029

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2444.79    6137.0  -155.54
                            LG    2844.98    7141.5  -156.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.812/83.382, 8.61838  Z-:/21.348/84.094, 9.66725  Z0:/13.085/86.630, 16.98436

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH     993.04    4985.5  -159.15
                            LG    1901.19    9544.8  -159.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.379/86.289, 15.41600  Z-:/12.651/87.678, 24.65868  Z0:/5.072/-89.995, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     432.35    7235.2  -160.65
                            LG      136.03    2276.5  -163.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.767/86.541, 16.54555  Z-:/2.472/89.053, 60.52245  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3126.55   15696.6  -166.48
                            LG     3729.83   18725.4  -170.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.267/64.732, 2.11854  Z-:/4.208/66.359, 2.28441  Z0:/2.319/80.683, 6.09512

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1371.22    6884.1  -175.01
                            LG     1358.61    6820.8  -178.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.621/72.359, 3.14454  Z-:/9.574/73.021, 3.27515  Z0:/10.041/82.876, 8.00149

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2642.14   13264.7  -175.46
                            LG     3157.18   15850.4  -177.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.028/75.447, 3.85211  Z-:/4.952/76.578, 4.19054  Z0:/2.658/82.727, 7.83583

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2635.85   13233.1  -175.49
                            LG     3146.32   15795.9  -177.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.040/75.478, 3.86048  Z-:/4.964/76.607, 4.19983  Z0:/2.679/83.022, 8.17026

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     210.88    8822.7   169.29
```

```
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.910/88.308, 33.85117  Z-:/0.910/88.426, 36.39722  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     210.88    8822.7   169.29
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.910/88.308, 33.85117  Z-:/0.910/88.426, 36.39722  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     395.66   16553.4   170.77
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.485/86.824, 18.02243  Z-:/0.485/87.046, 19.37789  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     209.82    8778.2   170.87
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.933/88.319, 34.07491  Z-:/0.933/88.438, 36.66522  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     209.82    8778.2   170.87
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.933/88.319, 34.07491  Z-:/0.933/88.438, 36.66522  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1620.79    8137.1  -157.62
                              LG    1661.27    8340.3  -137.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.320/85.366, 12.33702  Z-:/8.139/85.961, 14.16121  Z0:/10.653/32.175, 0.62914

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1338.08    6717.8  -156.59
                            LG     1104.34    5544.3  -140.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.102/84.592, 10.56235  Z-:/9.936/84.998, 11.42641  Z0:/18.299/51.371, 1.25140

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1509.52    7578.4  -157.18
                            LG     1414.10    7099.4  -138.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.933/85.029, 11.49597  Z-:/8.757/85.545, 12.83464  Z0:/13.108/41.284, 0.87802

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4331.65   10873.4  -156.43
                            LG     4799.34   12047.4  -154.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.339/84.345, 10.09945  Z-:/12.208/84.851, 11.09811  Z0:/8.925/76.703, 4.23125

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2189.89    5497.1  -170.23
                            LG     2405.78    6039.0  -173.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.663/76.249, 4.08640  Z-:/24.509/77.040, 4.34514  Z0:/18.402/87.127, 19.92301

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1391.36    6985.3  -176.25
                            LG     1428.78    7173.1  -178.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.552/75.576, 3.88792  Z-:/9.492/76.205, 4.07273  Z0:/8.906/82.806, 7.92197

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2383.65    5983.5  -168.93
                            LG     2356.75    5916.0  -172.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.404/71.977, 3.07342  Z-:/22.194/73.119, 3.29531  Z0:/23.556/81.118, 6.39869
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2526.89   12686.1  -174.73
                            LG     2944.62   14783.3  -176.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.276/74.784, 3.67666  Z-:/5.212/75.852, 3.96723  Z0:/3.116/82.773, 7.88637

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4001.67   10045.1  -157.37
                            LG     4241.69   10647.6  -156.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.346/83.896, 9.35033  Z-:/13.235/84.352, 10.11194  Z0:/11.215/79.706, 5.50617

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3872.78    9721.5  -160.20
                            LG     3623.84    9096.6  -158.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.814/79.642, 5.47109  Z-:/13.640/80.567, 6.01904  Z0:/16.903/73.571, 3.39135

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2459.98    6175.1  -165.19
                            LG     2195.58    5511.4  -167.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.675/73.684, 3.41622  Z-:/21.385/75.018, 3.73667  Z0:/29.865/79.306, 5.29532

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2583.33    6484.7  -168.30
                            LG     2655.34    6665.5  -171.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.608/72.538, 3.17899  Z-:/20.393/73.830, 3.44864  Z0:/19.247/80.219, 5.80060

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1738.79    4364.8  -152.12
                            LG    1987.20    4988.3  -154.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.069/83.037, 8.18833  Z-:/30.994/83.144, 8.31661  Z0:/19.649/91.353, 42.33128

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     610.52    3065.1  -156.08
                            LG     979.67    4918.4  -155.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.893/86.655, 17.11021  Z-:/21.878/86.691, 17.29728  Z0:/2.845/-90.102, 563.70471

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     243.29    4071.4  -157.34
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.902/86.240, 15.21562  Z-:/4.901/86.255, 15.27611  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    1987.75    4989.7  -152.12
                            LG    2262.00    5678.1  -142.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.206/84.094, 9.66667  Z-:/27.137/84.203, 9.84928  Z0:/20.394/47.363, 1.08608

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2531.51   12709.3  -175.54
                            LG    3019.51   15159.3  -178.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.250/75.533, 3.87596  Z-:/5.176/76.616, 4.20283  Z0:/2.807/85.315, 12.20326

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     585.37    9796.0  -158.96
                            LG     661.76   11074.5  -156.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.081/88.859, 50.21045  Z-:/2.074/88.958, 54.98435  Z0:/1.382/78.921, 5.10688

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     415.34    6950.6  -153.61
                            LG      489.27    8187.7  -153.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.935/83.625, 8.95098  Z-:/2.928/83.678, 9.02621  Z0:/1.612/80.716, 6.11700

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     331.17   13855.2  -155.19
                            LG       93.18    3898.2  -159.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.577/85.326, 12.23029  Z-:/0.576/85.367, 12.33994  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    1968.67    4941.8  -155.24
                            LG     1774.50    4454.4  -154.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.192/82.993, 8.13644  Z-:/27.095/83.178, 8.35938  Z0:/36.225/81.451, 6.65212

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2582.50   12965.3  -167.71
                            LG     2871.09   14414.1  -171.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.128/64.863, 2.13114  Z-:/5.075/66.221, 2.26957  Z0:/3.684/76.403, 4.13447

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    2823.29    7087.1  -155.57
                            LG     2950.95    7407.5  -157.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.893/82.825, 7.94349  Z-:/18.605/83.387, 8.62572  Z0:/16.767/87.745, 25.39889

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     664.57   11121.4  -156.86
                            LG      834.05   13957.6  -155.32
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.785/88.109, 30.28335  Z-:/1.783/88.159, 31.11349  Z0:/0.707/78.619, 4.96774

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     497.59    8327.0  -158.90
                            LG     359.77    6020.6  -158.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.390/88.053, 29.42293  Z-:/2.392/88.149, 30.95004  Z0:/5.136/86.925, 18.61632

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1384.50    3475.4  -151.62
                            LG    1380.13    3464.4  -151.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/39.073/82.523, 7.61901  Z-:/38.997/82.606, 7.70637  Z0:/39.521/82.184, 7.28497

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2762.33    6934.1  -156.61
                            LG    2327.57    5842.7  -153.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.356/83.579, 8.88533  Z-:/19.250/83.873, 9.31545  Z0:/30.420/77.161, 4.38779

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    1986.81    4987.3  -158.41
                            LG    2446.71    6141.8  -157.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.746/84.146, 9.75276  Z-:/26.573/84.394, 10.18801  Z0:/11.855/80.752, 6.14180

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1571.42    3944.6  -157.41
                            LG    1623.49    4075.3  -155.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.795/83.199, 8.38494  Z-:/33.628/83.379, 8.61514  Z0:/30.809/77.768, 4.61278

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2563.36    6434.6  -165.63
                            LG     2947.74    7399.5  -168.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.866/77.348, 4.45456  Z-:/20.672/78.389, 4.86675  Z0:/13.000/86.062, 14.52741

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2718.46    6823.9  -166.73
                            LG     2632.98    6609.4  -170.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.626/69.149, 2.62545  Z-:/19.385/70.498, 2.82363  Z0:/21.985/79.573, 5.43393

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    1880.72    4721.0  -157.31
                            LG     2180.60    5473.8  -154.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.295/83.494, 8.76872  Z-:/28.070/83.775, 9.16747  Z0:/17.248/69.496, 2.67404

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2659.33    6675.5  -167.00
                            LG     2557.76    6420.5  -171.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.069/69.500, 2.67462  Z-:/19.832/70.813, 2.87370  Z0:/22.898/79.625, 5.46223

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2885.18    7242.4  -162.54
                            LG     2573.72    6460.6  -161.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.549/79.584, 5.44020  Z-:/18.365/80.434, 5.93381  Z0:/25.486/77.172, 4.39143

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     790.76    3970.0  -169.05
                            LG     819.97    4116.6  -169.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.679/87.270, 20.97325  Z-:/16.652/87.467, 22.60147  Z0:/14.935/89.978, 2629.9180
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     349.48    5848.5  -166.13
                            LG      322.79    5401.9  -150.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.281/87.441, 22.37101  Z-:/3.280/87.480, 22.71919  Z0:/4.691/49.489, 1.17038

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3062.25    7686.9  -160.43
                            LG     2682.68    6734.1  -159.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.477/79.352, 5.31877  Z-:/17.303/80.097, 5.72795  Z0:/25.108/75.647, 3.90804

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2017 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 16:00
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA
OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2042.56	5127.3	-92.81
	LG	2180.31	5473.1	-93.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/25.957/82.473, 7.56779	Z-:/25.472/83.126, 8.29521	Z0:/21.537/85.241, 12.01222

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	2886.11	7244.8	-114.94
	LG	3462.14	8690.7	-120.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.214/61.500, 1.84173	Z-:/17.844/63.966, 2.04719	Z0:/9.947/82.133, 7.23694

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	2720.88	13660.0	-116.27
	LG	3368.59	16911.8	-121.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/4.942/59.633, 1.70672	Z-:/4.863/61.830, 1.86730	Z0:/2.295/81.692, 6.84835

	<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    2757.69    6922.4  -115.80
                            LG     3133.47    7865.7  -121.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.281/62.583, 1.92783  Z-:/18.951/64.817, 2.12679  Z0:/13.088/80.237, 5.81192

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2260.23   11347.4  -120.59
                            LG     2430.64   12202.9  -126.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.012/65.021, 2.14652  Z-:/5.943/66.890, 2.34333  Z0:/4.984/83.565, 8.86665

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2754.73    6915.0  -114.91
                            LG     3231.20    8111.0  -120.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.997/64.545, 2.10078  Z-:/18.510/67.390, 2.40117  Z0:/11.550/84.445, 10.28261

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1435.08   24015.8  -126.45
                            LG     1419.92   23762.0  -133.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.834/74.524, 3.61185  Z-:/0.789/78.698, 5.00372  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3680.27    9238.3  -108.43
                            LG     3649.18    9160.2  -112.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.164/71.075, 2.91657  Z-:/13.960/72.847, 3.23985  Z0:/14.877/81.820, 6.95638

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1765.77    8864.9  -117.68
                            LG     2176.42   10926.6  -120.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.406/77.766, 4.61199  Z-:/7.318/78.962, 5.12625  Z0:/3.339/87.794, 25.95381
```

```
                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH     474.22    7936.0  -126.44
                            LG       73.72    1233.6  -129.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.528/87.002, 19.09393  Z-:/2.409/88.995, 56.99720  Z0:/43.856/90.000, 9999.999

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    3933.43    9873.8   -95.71
                            LG    5290.53   13280.4   -94.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.273/81.951, 7.07144  Z-:/13.042/82.858, 7.98068  Z0:/3.439/64.414, 2.08846

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2156.68   10827.5   -96.17
                            LG    1220.55    6127.7    59.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.117/84.798, 10.98284  Z-:/5.817/86.580, 16.73198  Z0:/43.641/-77.241, 4.41600

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     751.33   12573.3   -96.90
                            LG    1160.31   19417.5   -99.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.582/84.242, 9.91630  Z-:/1.326/89.323, 84.62769  Z0:/0.168/89.893, 533.67029

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    2236.77    5614.8   -92.71
                            LG    2653.79    6661.6   -93.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.702/82.652, 7.75507  Z-:/23.165/83.446, 8.70434  Z0:/13.085/86.630, 16.98436

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH     954.22    4790.6   -96.60
```

```
                              LG    1813.74    9105.8   -96.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.844/85.865, 13.83276  Z-:/13.069/87.295, 21.16677  Z0:/5.072/-89.995, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     423.50    7087.1   -98.32
                              LG     134.90    2257.5  -101.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.809/86.369, 15.75638  Z-:/2.505/88.876, 50.98040  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2687.99   13494.9  -116.57
                              LG    3324.06   16688.2  -121.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.999/59.834, 1.72049  Z-:/4.922/61.991, 1.88003  Z0:/2.319/80.684, 6.09590

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1287.62    6464.4  -128.05
                              LG    1306.65    6560.0  -132.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.320/69.788, 2.71610  Z-:/10.259/70.787, 2.86948  Z0:/10.093/82.839, 7.95968

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2256.82   11330.2  -128.24
                              LG    2794.10   14027.6  -130.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.915/71.520, 2.99221  Z-:/5.797/73.120, 3.29549  Z0:/2.658/82.728, 7.83657

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2255.89   11325.5  -128.30
                              LG    2789.39   14004.0  -131.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.918/71.587, 3.00381  Z-:/5.800/73.183, 3.30867  Z0:/2.679/83.023, 8.17107

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     211.20    8835.8  -145.11
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.917/87.694, 24.83617  Z-:/0.917/87.872, 26.91510  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     211.20    8835.8  -145.11
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.917/87.694, 24.83617  Z-:/0.917/87.872, 26.91510  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     393.37   16457.3  -143.11
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.492/85.703, 13.30768  Z-:/0.492/86.035, 14.42689  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     207.98    8701.4  -143.84
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.941/87.706, 24.96327  Z-:/0.941/87.886, 27.08835  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     207.98    8701.4  -143.84
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.941/87.706, 24.96327  Z-:/0.941/87.886, 27.08835  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1615.93    8112.7   -92.20
                            LG    1650.15    8284.5   -71.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.252/85.204, 11.91744  Z-:/8.073/85.824, 13.69722  Z0:/10.653/32.175, 0.62914
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1333.48    6694.7   -90.97
                            LG     1096.98    5507.3   -75.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.041/84.459, 10.30851  Z-:/9.878/84.885, 11.17185  Z0:/18.299/51.371, 1.25140

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1504.77    7554.6   -91.67
                            LG     1404.62    7051.8   -73.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.867/84.877, 11.15439  Z-:/8.694/85.417, 12.47391  Z0:/13.108/41.284, 0.87802

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4283.32   10752.1   -95.82
                            LG     4736.81   11890.4   -94.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.271/83.749, 9.13011  Z-:/12.146/84.319, 10.05207  Z0:/8.925/76.703, 4.23125

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1656.20    4157.4  -122.99
                            LG     1952.62    4901.5  -127.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/32.383/70.684, 2.85305  Z-:/32.166/71.913, 3.06177  Z0:/18.402/87.127, 19.92312

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1294.93    6501.1  -129.95
                            LG     1364.68    6851.3  -133.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.322/73.083, 3.28787  Z-:/10.238/74.049, 3.49865  Z0:/8.906/82.806, 7.92209

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2018.22    5066.2  -120.33
                            LG    2112.72    5303.4  -125.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.408/67.268, 2.38683  Z-:/26.143/68.889, 2.59001  Z0:/23.556/81.118, 6.39874

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2141.76   10752.6  -127.20
                            LG    2596.94   13037.8  -130.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.253/70.588, 2.83768  Z-:/6.152/72.130, 3.10153  Z0:/3.116/82.774, 7.88686

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    3963.32    9948.8   -96.87
                            LG    4186.36   10508.7   -95.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.207/83.245, 8.44317  Z-:/13.106/83.765, 9.15273  Z0:/11.215/79.706, 5.50617

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3891.97    9769.7  -102.79
                            LG    3578.85    8983.7  -101.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.245/77.756, 4.60813  Z-:/13.100/78.845, 5.07120  Z0:/16.903/73.571, 3.39136

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2397.37    6017.9  -113.47
                            LG    2143.02    5379.4  -117.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.693/70.325, 2.79676  Z-:/21.429/72.002, 3.07800  Z0:/29.865/79.306, 5.29532

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2371.04    5951.8  -118.25
                            LG    2504.51    6286.9  -122.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.312/68.086, 2.48578  Z-:/22.073/69.843, 2.72427  Z0:/19.247/80.219, 5.80064

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1722.60    4324.1   -90.19
                            LG     1967.89    4939.8   -92.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.015/82.887, 8.01394  Z-:/30.944/83.010, 8.15581  Z0:/19.649/91.353, 42.33128

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     605.83    3041.5   -92.80
                            LG      972.14    4880.5   -92.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.884/86.645, 17.05703  Z-:/21.870/86.686, 17.26714  Z0:/2.845/-90.102, 563.70471

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     239.91    4014.8   -93.93
                            LG        0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.964/86.301, 15.46773  Z-:/4.963/86.318, 15.53757  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    1971.62    4949.2   -90.08
                            LG     2241.86    5627.5   -80.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.162/83.939, 9.41818  Z-:/27.096/84.065, 9.61849  Z0:/20.394/47.363, 1.08608

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2173.42   10911.5  -128.39
                            LG     2684.73   13478.5  -131.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.144/71.677, 3.01970  Z-:/6.029/73.224, 3.31715  Z0:/2.808/85.316, 12.20395

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     612.76   10254.4   -87.43
                            LG      683.23   11433.6   -84.88
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.971/88.860, 50.25077  Z-:/1.965/88.958, 55.00491  Z0:/1.382/78.921, 5.10688

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     428.14    7164.8   -81.66
                            LG     500.37    8373.5   -81.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.831/83.393, 8.63306  Z-:/2.826/83.444, 8.70164  Z0:/1.612/80.716, 6.11700

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     338.77   14173.2   -83.12
                            LG      93.30    3903.5   -87.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.562/85.202, 11.91260  Z-:/0.561/85.242, 12.01362  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    1941.04    4872.4   -94.42
                            LG    1746.65    4384.5   -93.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.086/82.736, 7.84552  Z-:/26.998/82.947, 8.08251  Z0:/36.225/81.451, 6.65212

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2281.78   11455.5  -118.29
                            LG    2632.21   13214.8  -122.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.859/60.472, 1.76550  Z-:/5.792/62.329, 1.90706  Z0:/3.684/76.404, 4.13473

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    2707.17    6795.6   -93.36
                            LG    2856.04    7169.3   -95.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.451/82.355, 7.45023  Z-:/19.140/82.994, 8.13785  Z0:/16.767/87.745, 25.39889

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     610.96   10224.2   -91.69
                            LG      776.43   12993.4   -90.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.930/88.103, 30.19255  Z-:/1.928/88.165, 31.21912  Z0:/0.707/78.619, 4.96774

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     594.43    9947.7   -89.68
                            LG      386.49    6467.9   -89.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.965/87.818, 26.24992  Z-:/1.966/87.908, 27.37323  Z0:/5.136/86.925, 18.61632

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1371.10    3441.8   -89.72
                            LG     1366.08    3429.2   -89.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/39.019/82.402, 7.49706  Z-:/38.947/82.499, 7.59490  Z0:/39.521/82.184, 7.28497

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2727.08    6845.6   -96.08
                            LG     2290.49    5749.6   -93.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.229/83.163, 8.33999  Z-:/19.133/83.497, 8.77324  Z0:/30.420/77.161, 4.38779

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    1876.92    4711.5   -95.82
                            LG     2332.96    5856.2   -95.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.159/83.634, 8.96380  Z-:/27.964/83.938, 9.41601  Z0:/11.855/80.752, 6.14180

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    1505.12    3778.2   -94.78
                            LG     1574.07    3951.3   -93.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/35.150/82.865, 7.98892  Z-:/34.960/83.090, 8.25123  Z0:/30.809/77.768, 4.61278
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2659.87    6676.9  -114.92
                            LG     3024.73    7592.7  -118.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.782/73.602, 3.39806  Z-:/19.613/75.000, 3.73202  Z0:/13.000/86.062, 14.52748

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2303.33    5781.9  -117.49
                            LG     2368.63    5945.8  -123.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.118/64.273, 2.07536  Z-:/22.812/66.125, 2.25933  Z0:/21.985/79.573, 5.43398

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    1781.39    4471.7   -94.78
                            LG     2088.34    5242.2   -91.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.708/83.045, 8.19772  Z-:/29.451/83.385, 8.62337  Z0:/17.248/69.496, 2.67404

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2253.89    5657.7  -117.86
                            LG     2302.68    5780.2  -123.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.630/64.658, 2.11149  Z-:/23.329/66.470, 2.29651  Z0:/22.898/79.626, 5.46228

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2912.18    7310.2  -106.96
                            LG     2546.39    6392.0  -107.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.708/77.733, 4.59927  Z-:/17.565/78.738, 5.02165  Z0:/25.486/77.172, 4.39143

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     762.88    3830.0  -113.16
```

```
                              LG     791.37    3973.0  -114.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.708/86.945, 18.73663  Z-:/16.691/87.166, 20.20034  Z0:/14.935/89.978, 2629.9182

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     327.62    5482.6  -105.89
                              LG     297.89    4985.2   -92.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.445/87.385, 21.89524  Z-:/3.445/87.430, 22.27925  Z0:/4.954/54.319, 1.39260

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3060.95    7683.6  -103.68
                              LG    2639.01    6624.5  -103.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.862/77.787, 4.62009  Z-:/16.719/78.663, 4.98752  Z0:/25.108/75.647, 3.90804

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2018 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 11:58
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2814.03	7063.8	-109.07
	LG	2668.53	6698.6	-109.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.932/84.413, 10.22341	Z-:/18.585/84.904, 11.21267	Z0:/22.378/85.721, 13.36370

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3393.99	8519.6	-119.29
	LG	4109.86	10316.6	-124.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/15.668/64.835, 2.12844	Z-:/15.377/66.882, 2.34244	Z0:/8.098/84.047, 9.59063

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3125.61	15691.9	-120.65
	LG	3829.70	19226.8	-125.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/4.338/62.731, 1.94006	Z-:/4.276/64.515, 2.09798	Z0:/2.103/82.834, 7.95321

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3284.07	8243.7	-119.98

```
                              LG    3598.47    9033.0  -124.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.330/66.138, 2.26064  Z-:/16.079/67.947, 2.46851  Z0:/12.575/81.030, 6.33547

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2563.01   12867.4  -124.79
                              LG    2714.37   13627.3  -130.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.355/68.340, 2.51796  Z-:/5.300/69.808, 2.71903  Z0:/4.627/84.258, 9.94508

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3182.46    7988.7  -119.53
                              LG    3884.63    9751.3  -123.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.787/67.804, 2.45092  Z-:/16.385/70.246, 2.78466  Z0:/8.340/84.628, 10.63467

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1548.76   25918.2  -130.21
                              LG    1497.61   25062.2  -136.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.788/76.860, 4.28353  Z-:/0.747/80.733, 6.12902  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4182.44   10498.8  -114.93
                              LG    4173.41   10476.2  -117.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.773/74.440, 3.59134  Z-:/12.594/75.834, 3.96195  Z0:/13.076/80.613, 6.04905

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2019.96   10141.1  -122.55
                              LG    2417.99   12139.4  -124.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.608/79.829, 5.57371  Z-:/6.543/80.748, 6.13864  Z0:/3.438/88.521, 38.73081

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1768.23   29591.0  -124.21
                            LG     1134.55   18986.5  -128.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.684/82.446, 7.54070  Z-:/0.674/83.514, 8.79661  Z0:/1.847/89.739, 219.20433

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4515.22   11334.2  -109.32
                            LG     6020.91   15113.8  -107.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.775/83.722, 9.08974  Z-:/11.548/84.449, 10.29024  Z0:/3.332/64.838, 2.12873

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2272.43   11408.6  -111.01
                            LG     1088.52    5464.9    46.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.897/86.610, 16.88019  Z-:/5.599/88.092, 30.01744  Z0:/47.807/-76.160, 4.05913

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     763.81   12782.2  -112.21
                            LG     1180.17   19749.9  -114.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.558/88.130, 30.63080  Z-:/1.305/92.831, 20.22349  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3449.09    8658.0  -109.18
                            LG     3674.75    9224.4  -109.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.440/84.584, 10.54645  Z-:/15.091/85.217, 11.95068  Z0:/12.949/86.575, 16.70694

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1217.84    6114.1  -112.53
                            LG     2374.57   11921.4  -112.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.904/87.409, 22.09555  Z-:/10.500/88.364, 35.00642  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     484.81    8113.2  -113.57
                            LG      138.77    2322.3  -116.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.465/87.092, 19.68690  Z-:/2.227/89.390, 93.86107  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3095.56   15541.0  -120.83
                            LG     3774.56   18950.0  -125.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.378/62.840, 1.94917  Z-:/4.316/64.601, 2.10607  Z0:/2.153/80.727, 6.12454

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1359.14    6823.5  -131.03
                            LG     1391.86    6987.7  -129.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.832/71.369, 2.96617  Z-:/9.778/72.130, 3.10152  Z0:/9.221/66.472, 2.29675

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2449.98   12300.0  -131.69
                            LG     3027.60   15199.9  -133.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.475/73.640, 3.40658  Z-:/5.372/74.954, 3.72014  Z0:/2.465/82.257, 7.35422

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2447.68   12288.4  -131.73
                            LG     3025.75   15190.6  -133.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.481/73.696, 3.41875  Z-:/5.377/75.007, 3.73383  Z0:/2.464/82.495, 7.59073

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     214.20    8961.6  -146.90
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.911/88.137, 30.73862  Z-:/0.911/88.267, 33.05265  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     214.20    8961.6  -146.90
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.911/88.137, 30.73862  Z-:/0.911/88.267, 33.05265  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     401.40   16793.2  -145.27
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.486/86.507, 16.38178  Z-:/0.486/86.751, 17.61676  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     211.66    8855.3  -145.26
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.934/88.179, 31.44668  Z-:/0.934/88.308, 33.85166  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     211.66    8855.3  -145.26
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.934/88.179, 31.44668  Z-:/0.934/88.308, 33.85166  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1651.43    8290.9  -108.23
                            LG    1704.55    8557.6   -84.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.118/85.870, 13.84754  Z-:/7.941/86.330, 15.59027  Z0:/10.964/26.574, 0.50019

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1354.41    6799.7  -107.03
                            LG     1121.66    5631.2   -89.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.918/84.927, 11.26480  Z-:/9.756/85.230, 11.98376  Z0:/18.225/47.924, 1.10765

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1534.07    7701.7  -107.71
                            LG     1444.83    7253.7   -86.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.737/85.461, 12.59727  Z-:/8.566/85.855, 13.79834  Z0:/13.240/36.528, 0.74071

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4625.61   11611.3  -108.45
                            LG     5019.15   12599.2  -106.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.530/84.552, 10.48529  Z-:/11.406/84.965, 11.35092  Z0:/9.015/76.196, 4.07014

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2193.27    5505.6  -125.39
                            LG     2412.05    6054.8  -128.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.695/75.457, 3.85478  Z-:/24.554/76.303, 4.10316  Z0:/18.377/87.128, 19.93097

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1361.76    6836.6  -132.76
                            LG     1343.36    6744.3  -134.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.872/74.570, 3.62301  Z-:/9.797/75.316, 3.81598  Z0:/10.381/80.008, 5.67567

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2393.37    6007.9  -123.66
                            LG     2378.48    5970.5  -127.63
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.457/70.828, 2.87612  Z-:/22.260/72.048, 3.08643  Z0:/23.305/81.271, 6.51324

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2357.98   11838.1  -130.77
                            LG    2789.81   14006.1  -133.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.712/73.015, 3.27391  Z-:/5.626/74.250, 3.54582  Z0:/3.177/82.811, 7.92795

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4221.61   10597.2  -109.40
                            LG    4414.98   11082.6  -108.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.626/84.001, 9.51656  Z-:/12.523/84.374, 10.15048  Z0:/11.086/80.416, 5.92236

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4361.84   10949.2  -112.89
                            LG    4109.13   10314.8  -110.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.243/80.163, 5.76687  Z-:/12.096/80.987, 6.30432  Z0:/14.722/73.334, 3.34038

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2663.66    6686.4  -118.48
                            LG    2322.81    5830.8  -121.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.007/72.950, 3.26069  Z-:/19.777/74.274, 3.55137  Z0:/29.115/78.741, 5.02339

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2642.01    6632.0  -122.52
                            LG    2737.10    6870.7  -125.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.251/71.397, 2.97084  Z-:/20.061/72.745, 3.21960  Z0:/18.452/79.912, 5.62085

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1757.63    4412.0  -104.11
                            LG     1896.86    4761.5   -98.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.583/82.967, 8.10593  Z-:/30.513/83.048, 8.20097  Z0:/24.919/63.708, 2.02402

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     892.70    4481.8  -107.29
                            LG     1477.92    7419.8  -106.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.975/85.950, 14.12224  Z-:/14.960/85.992, 14.27140  Z0:/2.819/-87.559, 23.45365

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     418.19    6998.4  -108.96
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.901/86.765, 17.68960  Z-:/2.899/86.786, 17.80551  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2008.43    5041.6  -104.14
                            LG     2411.01    6052.2   -96.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.776/84.033, 9.56680  Z-:/26.711/84.115, 9.70137  Z0:/15.717/48.627, 1.13534

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2356.75   11831.9  -131.79
                            LG     2860.38   14360.4  -134.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.694/73.780, 3.43753  Z-:/5.594/75.043, 3.74322  Z0:/2.828/85.278, 12.10590

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     617.17   10328.2  -108.15
                            LG     699.65    11708.5  -105.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.967/88.962, 55.17435  Z-:/1.961/89.036, 59.40235  Z0:/1.293/78.564, 4.94358
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     429.73    7191.4  -102.48
                            LG      506.81    8481.3  -101.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.827/83.450, 8.70892  Z-:/2.821/83.485, 8.75664  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.23   14192.4  -104.11
                            LG       93.34    3905.2  -108.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.562/85.245, 12.02199  Z-:/0.561/85.273, 12.09431  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2008.97    5043.0  -107.22
                            LG     1743.57    4376.7  -106.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.564/82.984, 8.12506  Z-:/26.475/83.128, 8.29810  Z0:/38.814/80.149, 5.75862

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2559.72   12850.9  -122.37
                            LG     2892.43   14521.3  -126.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.263/63.244, 1.98346  Z-:/5.208/64.717, 2.11714  Z0:/3.563/76.276, 4.09457

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3201.98    8037.7  -109.07
                            LG     3241.11    8135.9  -110.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.624/84.358, 10.12253  Z-:/16.372/84.840, 11.07472  Z0:/16.312/89.460, 106.04798

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     670.36   11218.4  -109.22
```

```
                              LG     840.14   14059.5  -107.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.769/88.282, 33.33564  Z-:/1.767/88.320, 34.09377  Z0:/0.707/78.617, 4.96697

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     610.58   10218.0  -108.94
                              LG     562.90    9420.0  -106.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.942/88.067, 29.63576  Z-:/1.943/88.135, 30.70530  Z0:/2.445/81.055, 6.35323

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1394.99    3501.7  -103.62
                              LG    1330.93    3340.9   -98.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/38.585/82.461, 7.55576  Z-:/38.515/82.524, 7.62041  Z0:/45.139/67.979, 2.47243

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2856.88    7171.4  -108.60
                              LG    2372.21    5954.8  -106.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.671/83.623, 8.94721  Z-:/18.573/83.857, 9.29133  Z0:/30.294/78.124, 4.75517

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2897.23    7272.7  -109.48
                              LG    3293.04    8266.2  -108.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.346/84.393, 10.18612  Z-:/17.990/84.769, 10.92299  Z0:/12.111/80.470, 5.95649

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2060.69    5172.8  -107.93
                              LG    1939.14    4867.7  -106.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.778/82.904, 8.03302  Z-:/25.433/83.131, 8.30063  Z0:/31.053/77.691, 4.58311

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2771.12    6956.1  -119.15
                            LG     3057.18    7674.2  -121.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.297/76.975, 4.32294  Z-:/19.154/77.975, 4.69461  Z0:/14.138/85.929, 14.04947

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2727.10    6845.6  -121.21
                            LG     2663.11    6685.0  -125.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.704/67.776, 2.44752  Z-:/19.473/69.216, 2.63472  Z0:/21.631/79.828, 5.57325

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2744.36    6888.9  -120.22
                            LG     3218.02    8077.9  -123.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.532/75.552, 3.88133  Z-:/19.323/76.889, 4.29361  Z0:/11.296/87.739, 25.32186

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2348.06    5894.2  -108.69
                            LG     2557.12    6418.9  -104.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.666/83.703, 9.06164  Z-:/22.314/84.017, 9.54151  Z0:/17.907/68.692, 2.56386

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2668.15    6697.6  -121.52
                            LG     2585.75    6490.8  -126.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.144/68.166, 2.49588  Z-:/19.917/69.567, 2.68422  Z0:/22.565/79.850, 5.58548

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3209.49    8056.5  -115.32
                            LG     2802.53    7035.0  -114.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.629/79.900, 5.61417  Z-:/16.487/80.650, 6.07309  Z0:/24.041/76.849, 4.28010
```

```
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     806.80    4050.5  -121.75
                            LG      830.98    4171.9  -122.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.329/87.513, 23.02021  Z-:/16.308/87.671, 24.58841  Z0:/14.934/89.979, 2720.6274

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5      34.500] 3PH     350.88    5871.9  -118.63
                            LG      323.13    5407.5  -103.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.278/87.471, 22.64058  Z-:/3.277/87.502, 22.92262  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3366.57    8450.8  -112.99
                            LG     2925.43    7343.5  -111.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.865/79.677, 5.49000  Z-:/15.720/80.323, 5.86451  Z0:/23.228/75.525, 3.87372

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2018 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 11:53
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2765.24	6941.4	-98.20
	LG	2634.75	6613.8	-99.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/19.180/83.573, 8.87679	Z-:/18.838/84.206, 9.85543	Z0:/22.378/85.721, 13.36370

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	2396.04	6014.6	-114.61
	LG	3116.41	7822.9	-121.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/21.778/49.556, 1.17317	Z-:/21.479/53.236, 1.33850	Z0:/8.091/84.114, 9.69951

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	2138.82	10737.8	-116.44
	LG	2821.24	14163.9	-122.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/6.236/47.151, 1.07804	Z-:/6.166/50.629, 1.21869	Z0:/2.097/82.960, 8.09748

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	2331.86	5853.5	-116.11

```
                              LG    2806.47    7044.9  -123.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.708/51.393, 1.25235  Z-:/22.490/54.754, 1.41519  Z0:/12.587/81.029, 6.33431

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    1838.72    9231.2  -122.58
                              LG    2147.56   10781.7  -130.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.408/55.410, 1.45010  Z-:/7.396/58.218, 1.61399  Z0:/4.630/84.254, 9.93793

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    2422.52    6081.1  -115.23
                              LG    3120.22    7832.4  -121.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.471/54.184, 1.38569  Z-:/21.084/58.166, 1.61070  Z0:/8.334/84.681, 10.74057

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1377.28   23048.5  -130.57
                              LG    1383.71   23156.2  -139.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.860/67.902, 2.46300  Z-:/0.822/73.023, 3.27562  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3620.60    9088.5  -110.32
                              LG    3765.00    9451.0  -115.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.362/65.631, 2.20763  Z-:/14.260/68.081, 2.48515  Z0:/13.077/80.612, 6.04856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1904.27    9560.3  -121.76
                              LG    2297.57   11534.8  -125.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.863/74.837, 3.68992  Z-:/6.834/76.301, 4.10255  Z0:/3.438/88.521, 38.72483

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1651.09   27630.6  -123.82
                            LG     1097.44   18365.4  -130.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.726/77.610, 4.55202  Z-:/0.719/79.181, 5.23297  Z0:/1.847/89.739, 219.16803

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4347.72   10913.7   -99.74
                            LG     5803.82   14568.9   -98.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.082/81.754, 6.90005  Z-:/11.874/82.780, 7.89371  Z0:/3.332/64.838, 2.12873

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2230.77   11199.5  -100.46
                            LG     1073.32    5388.5    55.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.928/85.255, 12.04630  Z-:/5.636/86.992, 19.02996  Z0:/47.807/-76.160, 4.05914

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     748.28   12522.3  -100.90
                            LG     1158.03   19379.3  -103.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.590/85.509, 12.73039  Z-:/1.331/90.513, 111.74287  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3372.13    8464.8   -98.19
                            LG     3611.34    9065.2   -99.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.718/83.565, 8.86607  Z-:/15.374/84.368, 10.14026  Z0:/12.949/86.575, 16.70694

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1204.96    6049.4  -102.18
                            LG     2346.48   11780.4  -102.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.970/87.051, 19.41310  Z-:/10.555/88.052, 29.40365  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     475.51    7957.5  -103.46
                            LG      139.22    2329.7  -106.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.534/87.024, 19.23256  Z-:/2.281/89.272, 78.66645  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2120.26   10644.6  -116.69
                            LG     2790.81   14011.1  -123.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.287/47.285, 1.08313  Z-:/6.219/50.739, 1.22347  Z0:/2.121/81.765, 6.90932

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1062.09    5332.2  -133.24
                            LG     1163.31    5840.3  -135.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.281/60.693, 1.78149  Z-:/12.247/62.756, 1.94213  Z0:/9.139/66.691, 2.32096

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1202.13    6035.2  -131.94
                            LG     1646.92    8268.2  -135.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.778/58.819, 1.65243  Z-:/10.529/61.799, 1.86494  Z0:/2.462/82.241, 7.33875

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1201.45    6031.8  -131.95
                            LG     1646.40    8265.7  -135.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.785/58.841, 1.65386  Z-:/10.536/61.821, 1.86663  Z0:/2.461/82.478, 7.57315

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     208.04    8703.8  -156.40
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.923/86.079, 14.59058  Z-:/0.926/86.384, 15.82197  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     208.04    8703.8  -156.40
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.923/86.079, 14.59058  Z-:/0.926/86.384, 15.82197  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     384.21   16074.1  -153.06
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.500/82.745, 7.85561  Z-:/0.502/83.323, 8.54152  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     205.99    8618.2  -154.00
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.953/86.232, 15.18325  Z-:/0.956/86.510, 16.39487  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     205.99    8618.2  -154.00
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.953/86.232, 15.18325  Z-:/0.956/86.510, 16.39487  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1639.77    8232.3   -96.16
                            LG    1690.42    8486.6   -73.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.143/85.328, 12.23646  Z-:/7.969/85.912, 13.99195  Z0:/10.964/26.574, 0.50019

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1348.36    6769.3   -94.88
                            LG     1116.79    5606.8   -77.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.943/84.532, 10.44674  Z-:/9.783/84.929, 11.26930  Z0:/18.225/47.924, 1.10765

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1524.81    7655.2   -95.61
                            LG     1435.33    7206.0   -74.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.762/84.979, 11.38217  Z-:/8.594/85.485, 12.66300  Z0:/13.240/36.528, 0.74071

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4510.71   11322.9   -99.70
                            LG     4917.71   12344.5   -98.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.781/82.990, 8.13263  Z-:/11.674/83.644, 8.97726  Z0:/9.015/76.196, 4.07014

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1689.90    4242.0  -128.77
                            LG     1989.89    4995.1  -134.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.830/65.133, 2.15752  Z-:/31.853/67.047, 2.36120  Z0:/18.377/87.128, 19.93443

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH     965.54    4847.4  -135.70
                            LG     1057.42    5308.7  -141.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.515/63.531, 2.00842  Z-:/13.405/65.689, 2.21366  Z0:/10.379/80.033, 5.69066

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    1860.95    4671.4  -123.36
                            LG     2012.77    5052.5  -130.72
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.578/58.848, 1.65435  Z-:/28.518/61.376, 1.83227  Z0:/23.310/81.272, 6.51391

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1190.40    5976.3  -132.21
                            LG     1584.79    7956.3  -136.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.922/59.538, 1.70023  Z-:/10.721/62.358, 1.90940  Z0:/3.176/82.808, 7.92423

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4079.68   10240.9  -100.86
                            LG     4293.32   10777.2  -100.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.930/82.252, 7.34990  Z-:/12.850/82.877, 8.00275  Z0:/11.086/80.416, 5.92236

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    3953.20    9923.4  -105.85
                            LG     3814.77    9575.9  -105.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.183/75.215, 3.78889  Z-:/13.090/76.657, 4.21603  Z0:/14.722/73.334, 3.34034

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2296.64    5765.1  -116.18
                            LG     2107.25    5289.6  -122.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.470/64.303, 2.07817  Z-:/22.365/66.711, 2.32317  Z0:/29.115/78.742, 5.02388

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2102.85    5278.6  -120.38
                            LG     2333.07    5856.5  -126.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.018/59.107, 1.67132  Z-:/24.961/61.784, 1.86373  Z0:/18.459/79.913, 5.62132

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1752.00    4397.9   -95.78
                            LG     1893.03    4751.9   -90.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.766/82.621, 7.72127  Z-:/30.707/82.765, 7.87747  Z0:/24.919/63.708, 2.02402

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     891.82    4477.3   -98.42
                            LG     1475.81    7409.2   -97.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.018/85.815, 13.66625  Z-:/15.005/85.887, 13.90637  Z0:/2.819/-87.559, 23.45365

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     418.33    7000.6  -100.12
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.905/86.771, 17.72424  Z-:/2.904/86.806, 17.91775  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2007.14    5038.4   -95.85
                            LG     2410.65    6051.3   -88.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.936/83.679, 9.02778  Z-:/26.880/83.826, 9.24464  Z0:/15.717/48.627, 1.13534

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    1181.68    5932.5  -132.32
                            LG     1600.81    8036.8  -136.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.969/59.253, 1.68104  Z-:/10.728/62.175, 1.89462  Z0:/2.828/85.275, 12.09850

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     614.06   10276.1   -91.31
                            LG     696.13   11649.7   -88.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.967/88.885, 51.39640  Z-:/1.962/88.977, 56.01918  Z0:/1.293/78.564, 4.94358
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     428.73    7174.7   -85.53
                            LG      505.65    8462.0   -84.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.828/83.401, 8.64456  Z-:/2.822/83.449, 8.70789  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.07   14185.7   -86.99
                            LG       93.32    3904.1   -90.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.562/85.210, 11.93242  Z-:/0.561/85.247, 12.02608  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    1977.34    4963.6   -99.31
                            LG     1722.52    4323.9   -98.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.822/82.328, 7.42302  Z-:/26.751/82.578, 7.67675  Z0:/38.814/80.149, 5.75862

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    1881.95    9448.2  -119.46
                            LG     2296.77   11530.8  -126.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.047/49.005, 1.15055  Z-:/7.006/52.058, 1.28262  Z0:/3.561/76.336, 4.11324

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3122.90    7839.2   -98.63
                            LG     3177.54    7976.3  -100.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.887/83.281, 8.48810  Z-:/16.648/83.942, 9.42330  Z0:/16.312/89.460, 106.04795

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH     662.42   11085.5   -93.91
```

```
                              LG     830.25   13894.1   -92.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.771/88.202, 31.86030  Z-:/1.769/88.253, 32.79479  Z0:/0.707/78.617, 4.96697

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH     601.24   10061.7   -94.10
                              LG     554.46    9278.8   -91.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.944/87.980, 28.35509  Z-:/1.945/88.062, 29.54711  Z0:/2.445/81.055, 6.35323

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1392.17    3494.7   -95.36
                              LG    1330.12    3338.9   -90.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/38.770/82.187, 7.28813  Z-:/38.710/82.302, 7.39788  Z0:/45.139/67.979, 2.47243

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    2788.90    7000.7  -100.54
                              LG    2329.82    5848.4   -98.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.957/82.525, 7.62130  Z-:/18.881/82.925, 8.05761  Z0:/30.294/78.124, 4.75516

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2837.25    7122.1   -98.23
                              LG    3238.47    8129.3   -97.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.693/83.615, 8.93640  Z-:/18.343/84.128, 9.72362  Z0:/12.111/80.470, 5.95650

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2038.82    5117.9   -96.77
                              LG    1927.43    4838.3   -95.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.116/82.398, 7.49294  Z-:/25.778/82.724, 7.83214  Z0:/31.053/77.691, 4.58312

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2431.71    6104.1  -118.89
                            LG     2767.81    6947.8  -123.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.548/68.749, 2.57129  Z-:/21.540/70.686, 2.85333  Z0:/14.138/85.929, 14.05123

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2043.27    5129.1  -119.53
                            LG     2207.10    5540.3  -127.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.978/54.824, 1.41887  Z-:/25.832/57.691, 1.58130  Z0:/21.639/79.829, 5.57373

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2372.00    5954.2  -118.16
                            LG     2858.99    7176.7  -123.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.835/66.735, 2.32591  Z-:/21.759/69.148, 2.62540  Z0:/11.296/87.739, 25.32870

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2313.69    5807.9   -97.67
                            LG     2526.34    6341.7   -93.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.940/83.044, 8.19684  Z-:/22.595/83.476, 8.74483  Z0:/17.907/68.692, 2.56386

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2011.51    5049.3  -120.07
                            LG     2154.27    5407.7  -128.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.398/55.391, 1.44908  Z-:/26.264/58.201, 1.61289  Z0:/22.572/79.851, 5.58600

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    2916.74    7321.7  -110.43
                            LG     2619.47    6575.4  -111.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.884/74.974, 3.72537  Z-:/17.822/76.327, 4.11047  Z0:/24.041/76.849, 4.28006
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     770.70    3869.3  -118.87
                            LG      799.25    4012.6  -120.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.710/86.357, 15.70690  Z-:/16.715/86.643, 17.04724  Z0:/14.934/89.979, 2720.5645

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5      34.500] 3PH     329.89    5520.6  -112.21
                            LG      299.82    5017.5   -98.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.445/87.267, 20.95008  Z-:/3.445/87.324, 21.39702  Z0:/4.955/54.312, 1.39228

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3098.70    7778.4  -107.28
                            LG     2752.89    6910.3  -107.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.808/75.665, 3.91327  Z-:/16.725/76.833, 4.27447  Z0:/23.228/75.525, 3.87369

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    3620.60    9088.5  -110.32
                            LG     3765.00    9451.0  -115.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.362/65.631, 2.20763  Z-:/14.260/68.081, 2.48515  Z0:/13.077/80.612, 6.04856

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH     982.94   42992.6   -98.13
                            LG     1076.34   47077.6  -100.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.171/83.443, 8.69969  Z-:/0.171/84.121, 9.71236  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    2331.86    5853.5  -116.11
                            LG    2806.47    7044.9  -123.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.708/51.393, 1.25235  Z-:/22.490/54.754, 1.41519  Z0:/12.587/81.029, 6.33431

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH     903.49   39517.4  -110.57
                            LG    1020.78   44647.6  -114.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.191/75.854, 3.96754  Z-:/0.192/77.138, 4.37955  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

ANEXO III-5

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DINÁMICA DE CORTO PLAZO

Índice General

Año 2016 2

Contingencia: Falla y Apertura del Circuito San Bartolo – Llano Sánchez 3

Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera 9

Año 2017 15

Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – Veladero 16

Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo 22

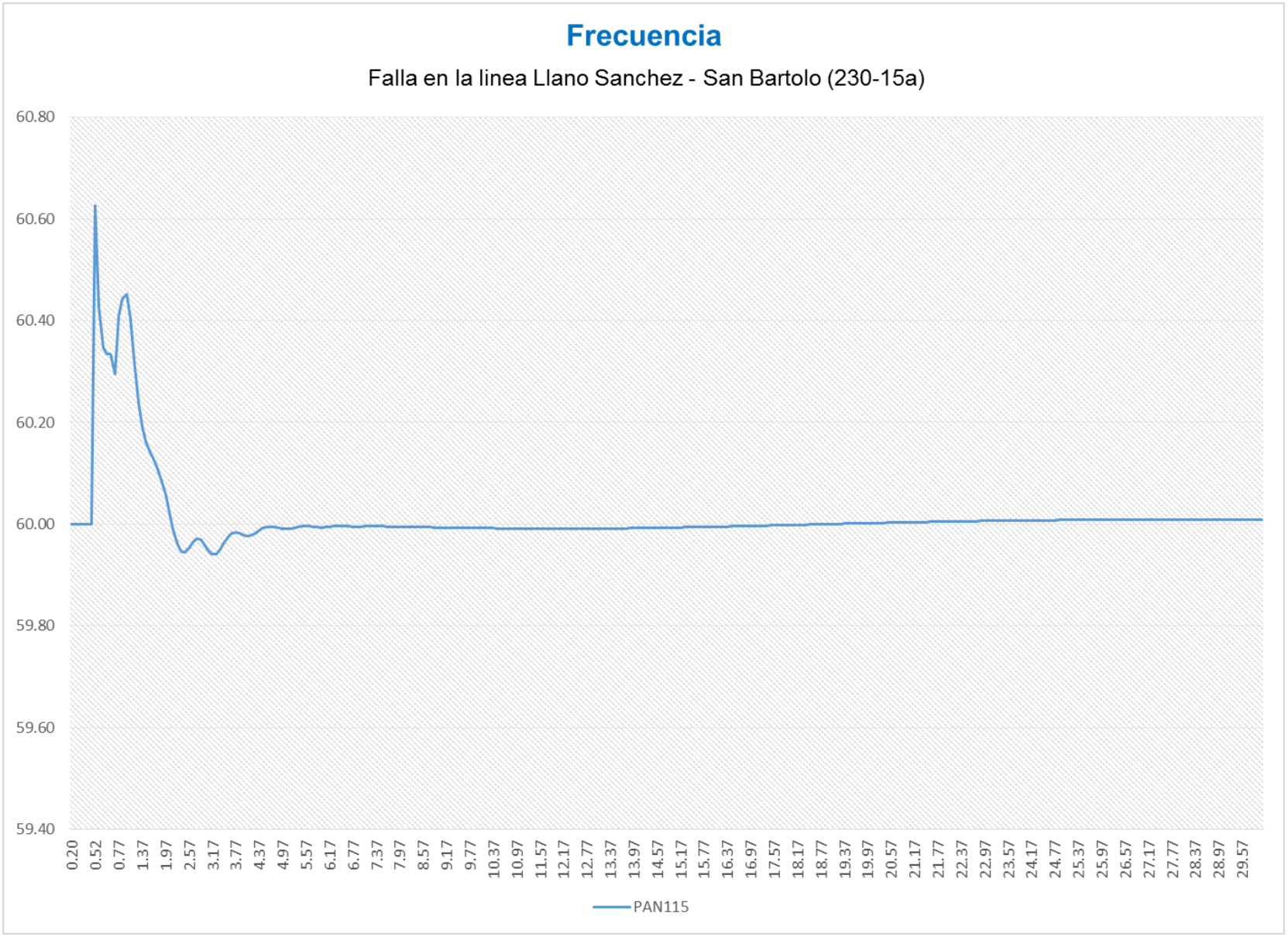
Año 2018 28

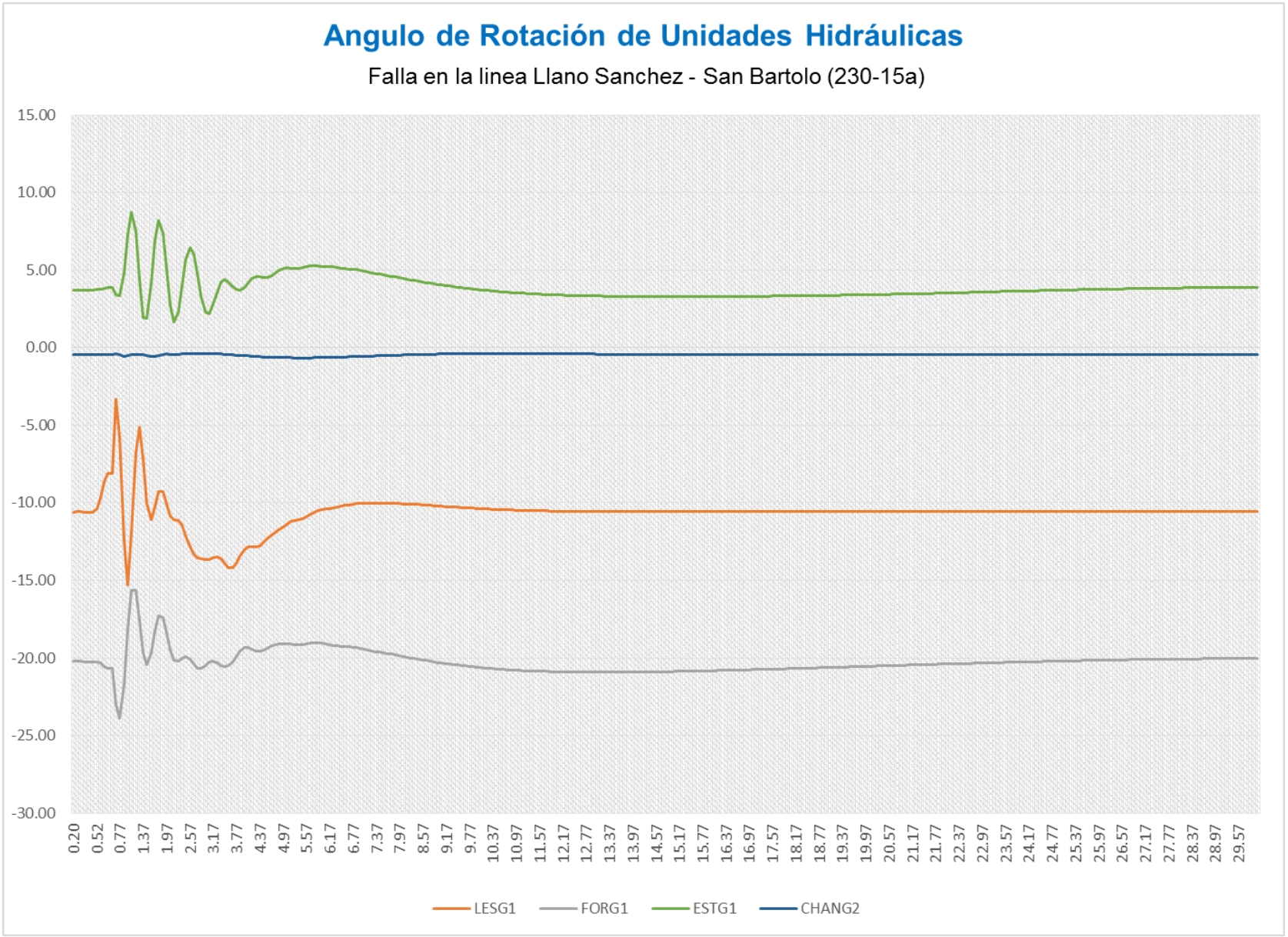
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá II - Burunga 29

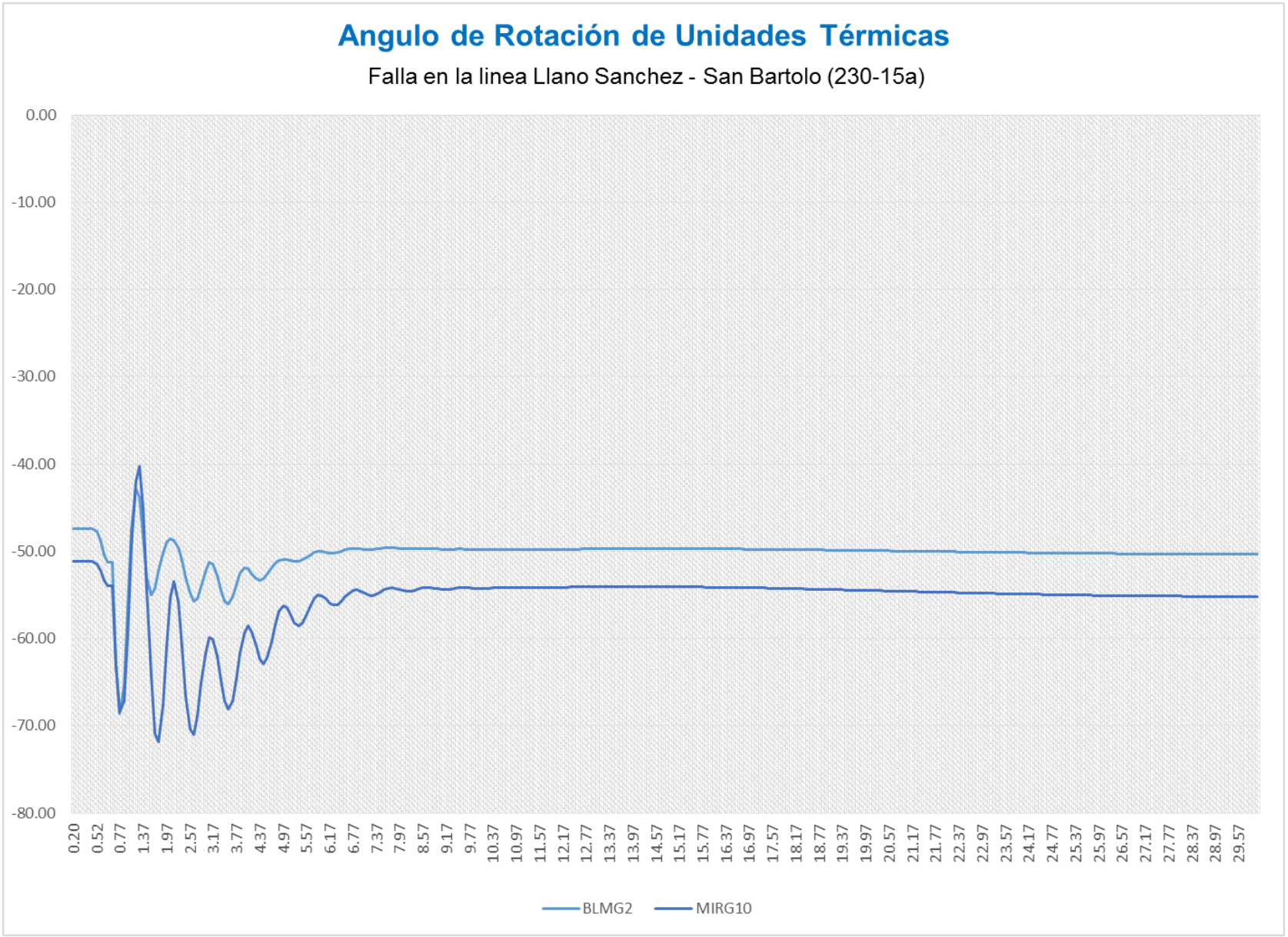
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera 35

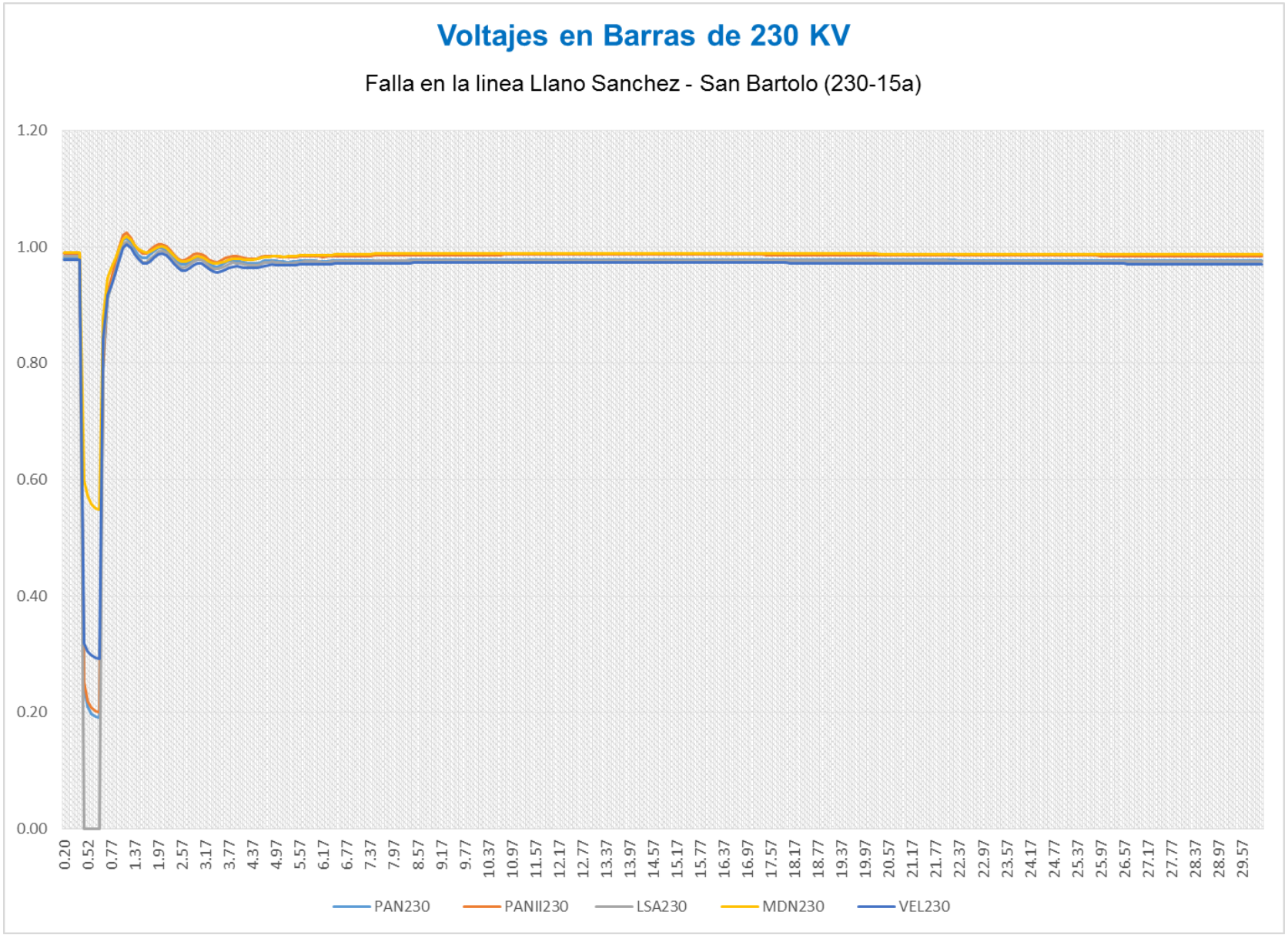
Año 2016

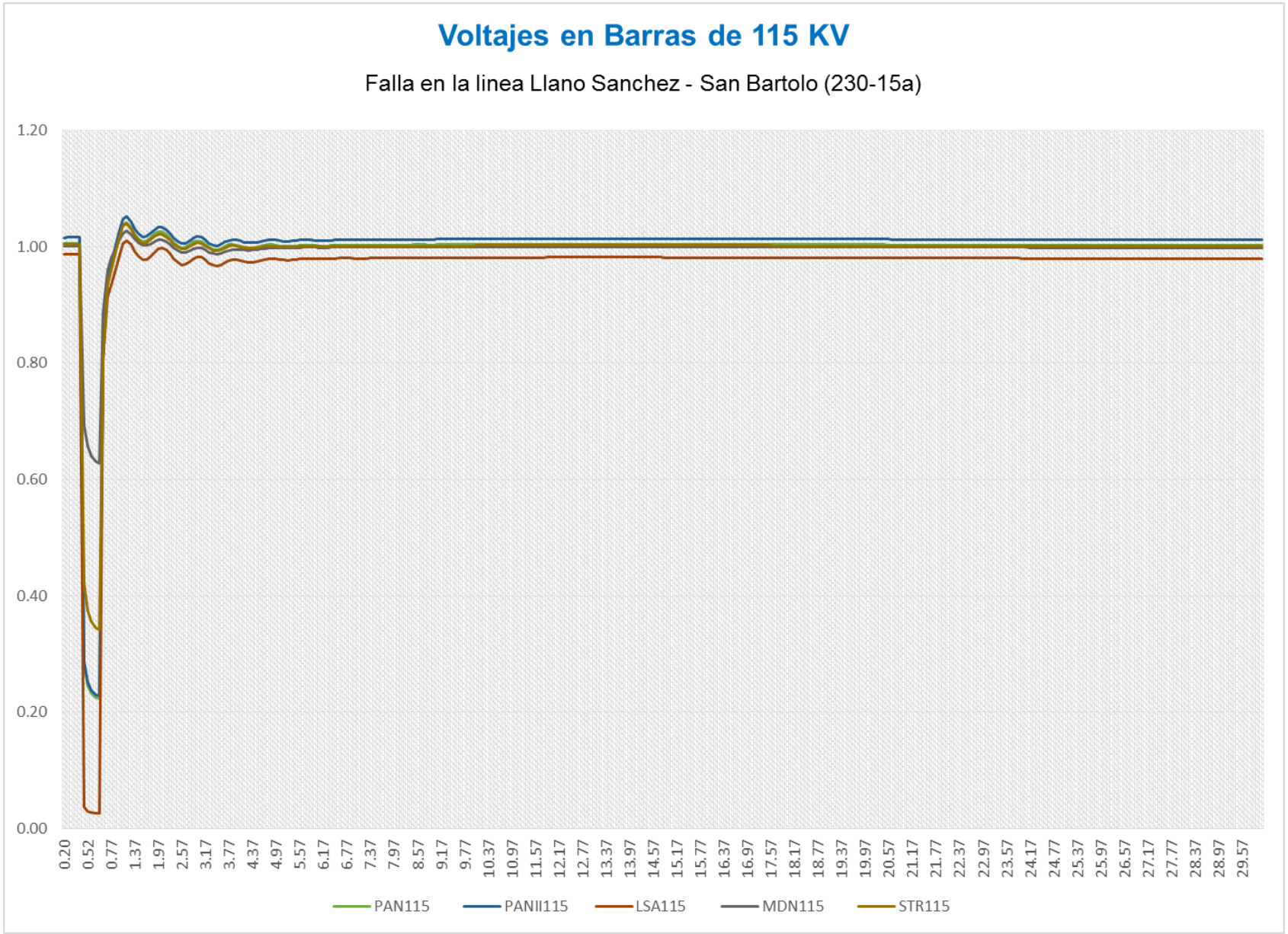
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito San Bartolo – Llano Sánchez


Frecuencia
Falla en la linea Llano Sanchez - San Bartolo (230-15a)
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

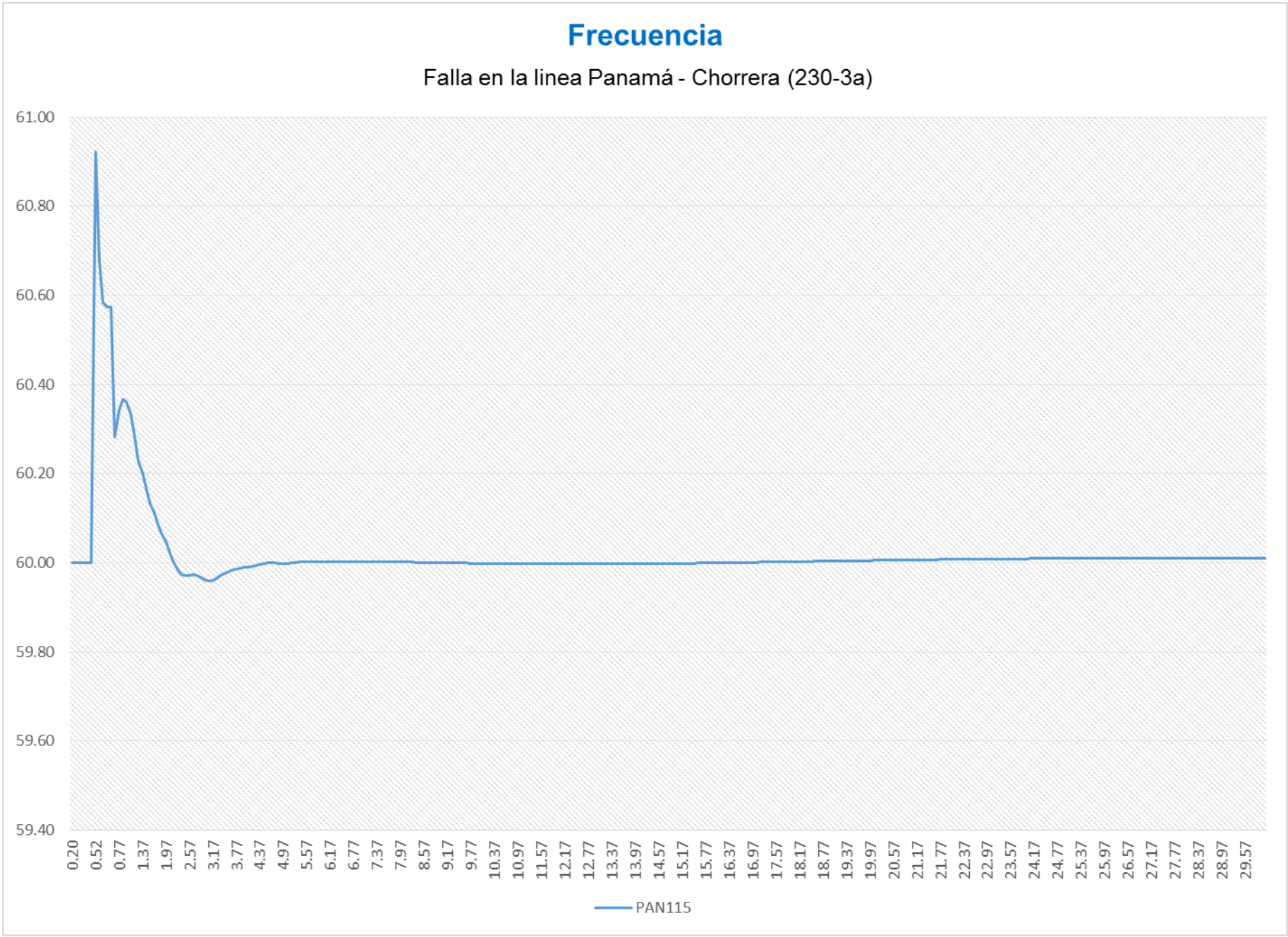

Angulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en la linea Llano Sanchez - San Bartolo (230-15a)
15.00
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
ESTG1
CHANG2

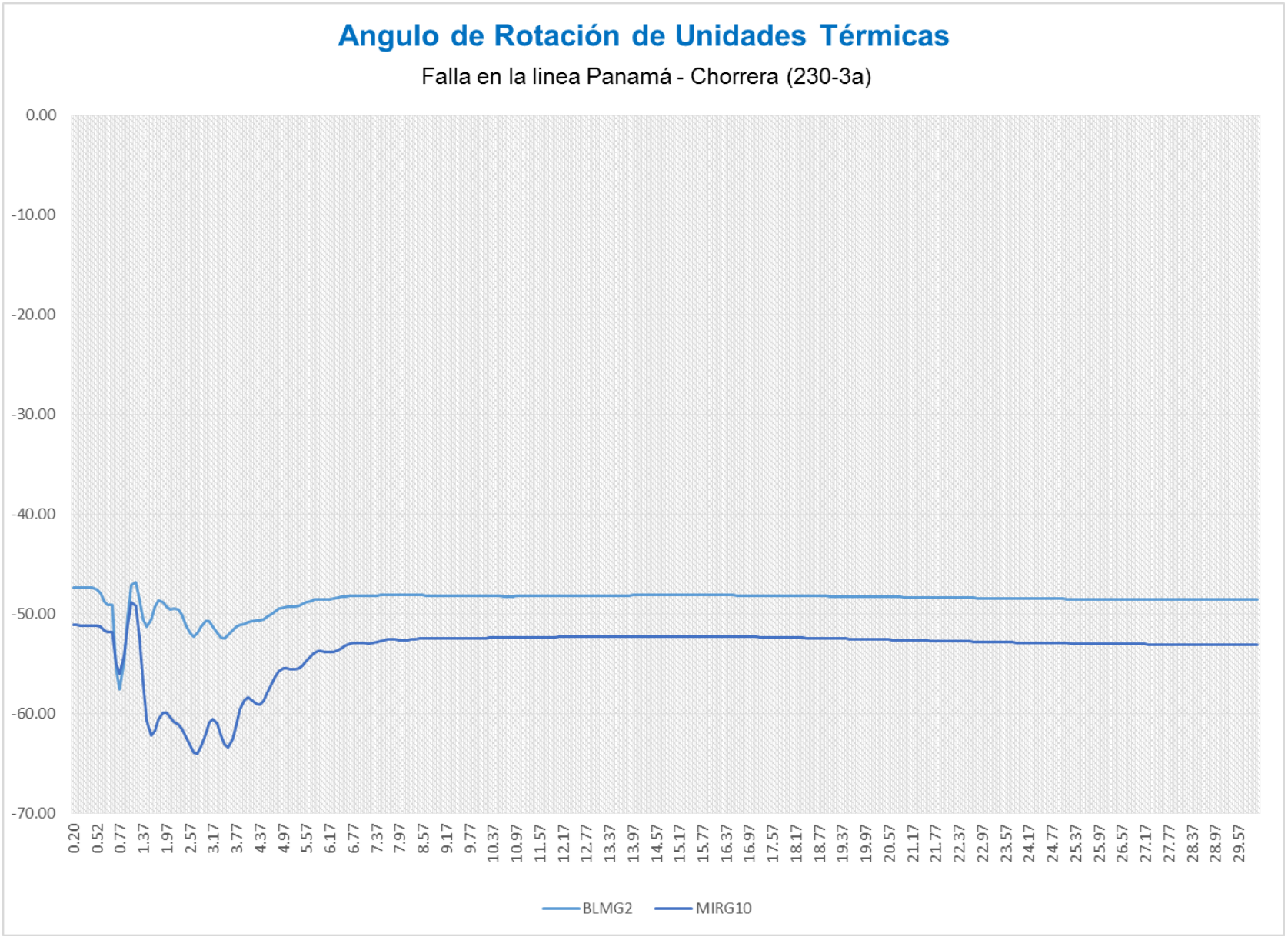

Angulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en la linea Llano Sanchez - San Bartolo (230-15a)
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
-80.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
BLMG2
MIRG10

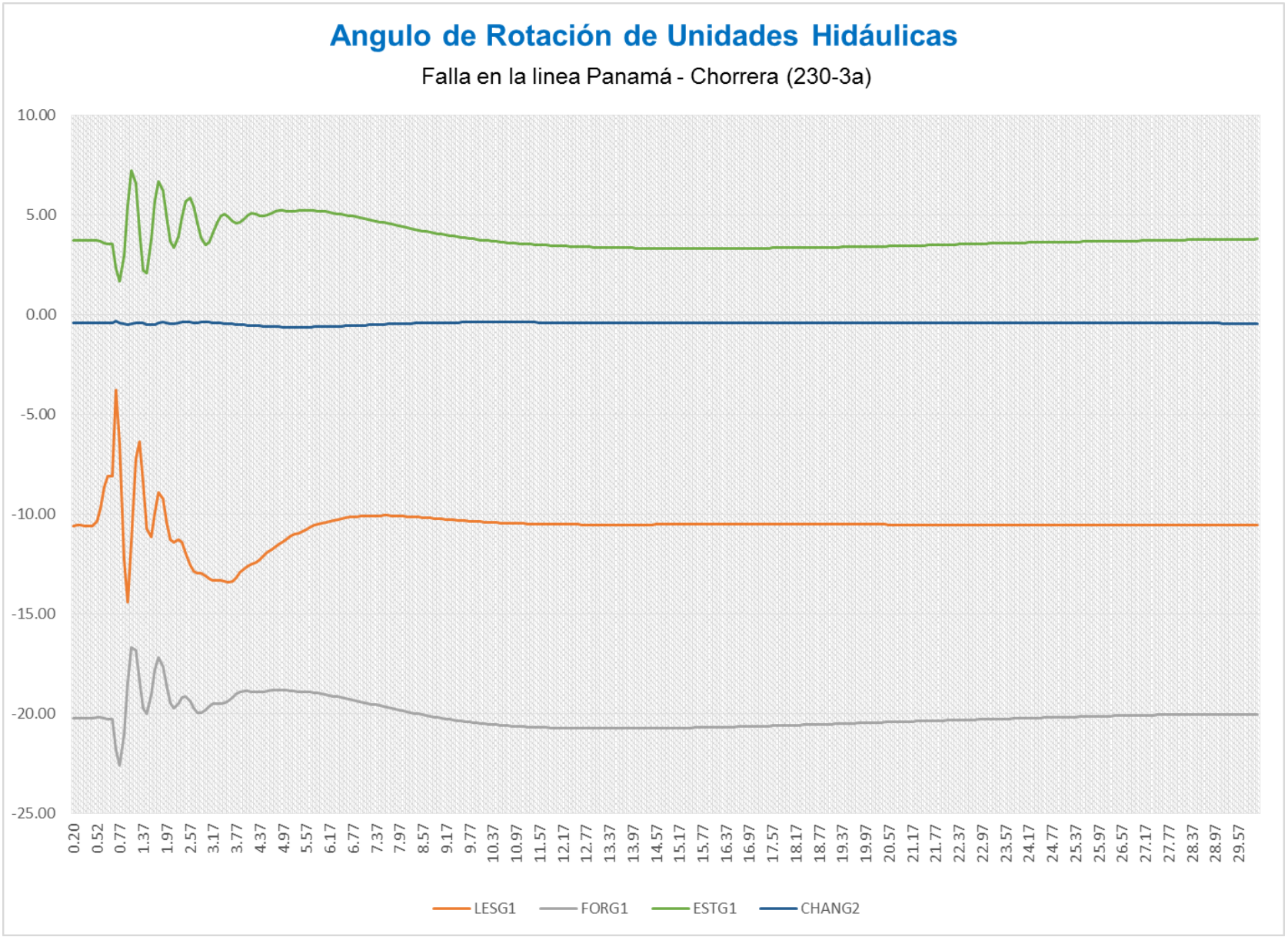

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en la linea Llano Sanchez - San Bartolo (230-15a)
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

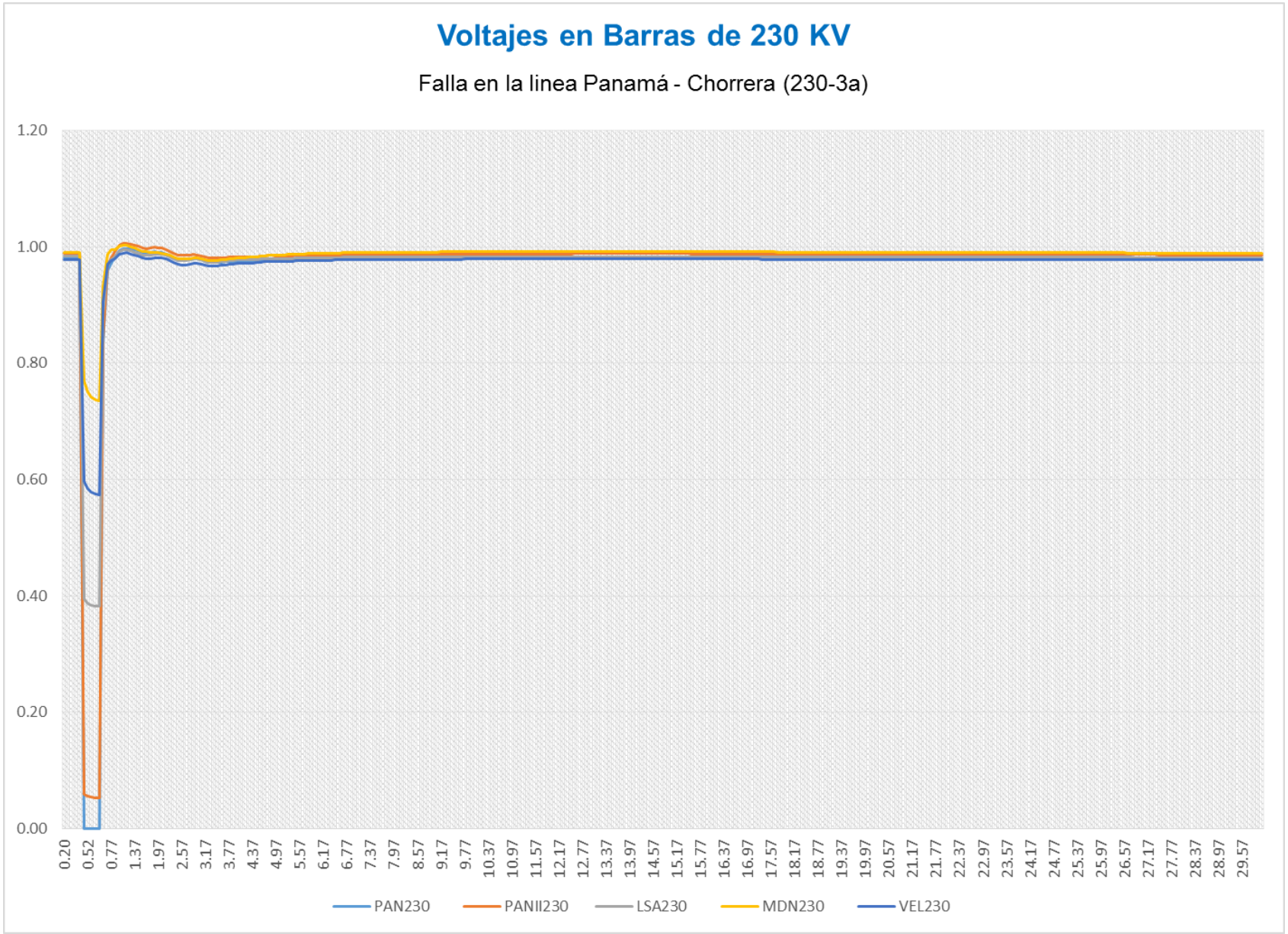

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en la linea Llano Sanchez - San Bartolo (230-15a)
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

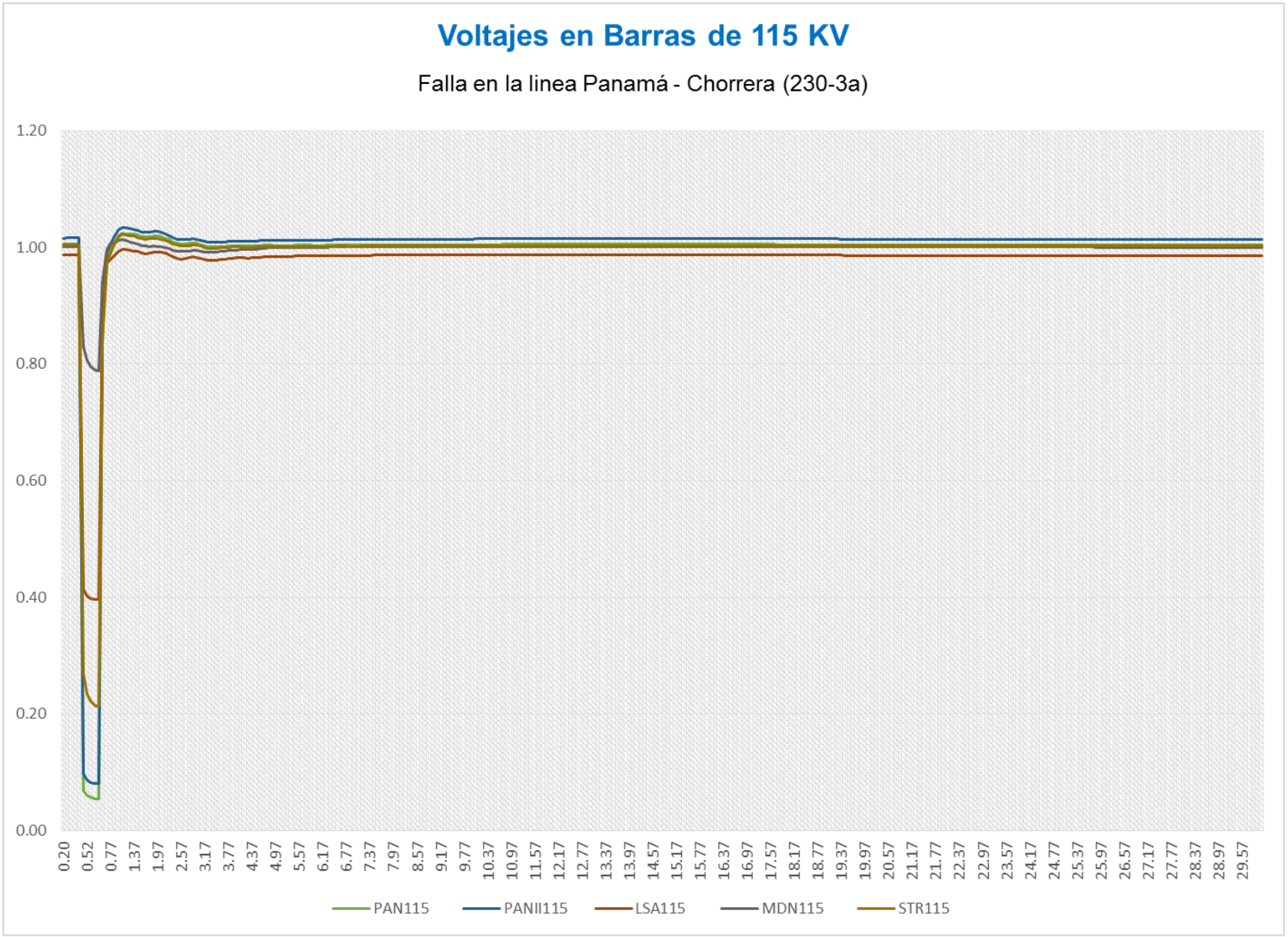
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera


Frecuencia
Falla en la linea Panamá - Chorrera (230-3a)
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Angulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en la linea Panamá - Chorrera (230-3a)
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
BLMG2
MIRG10

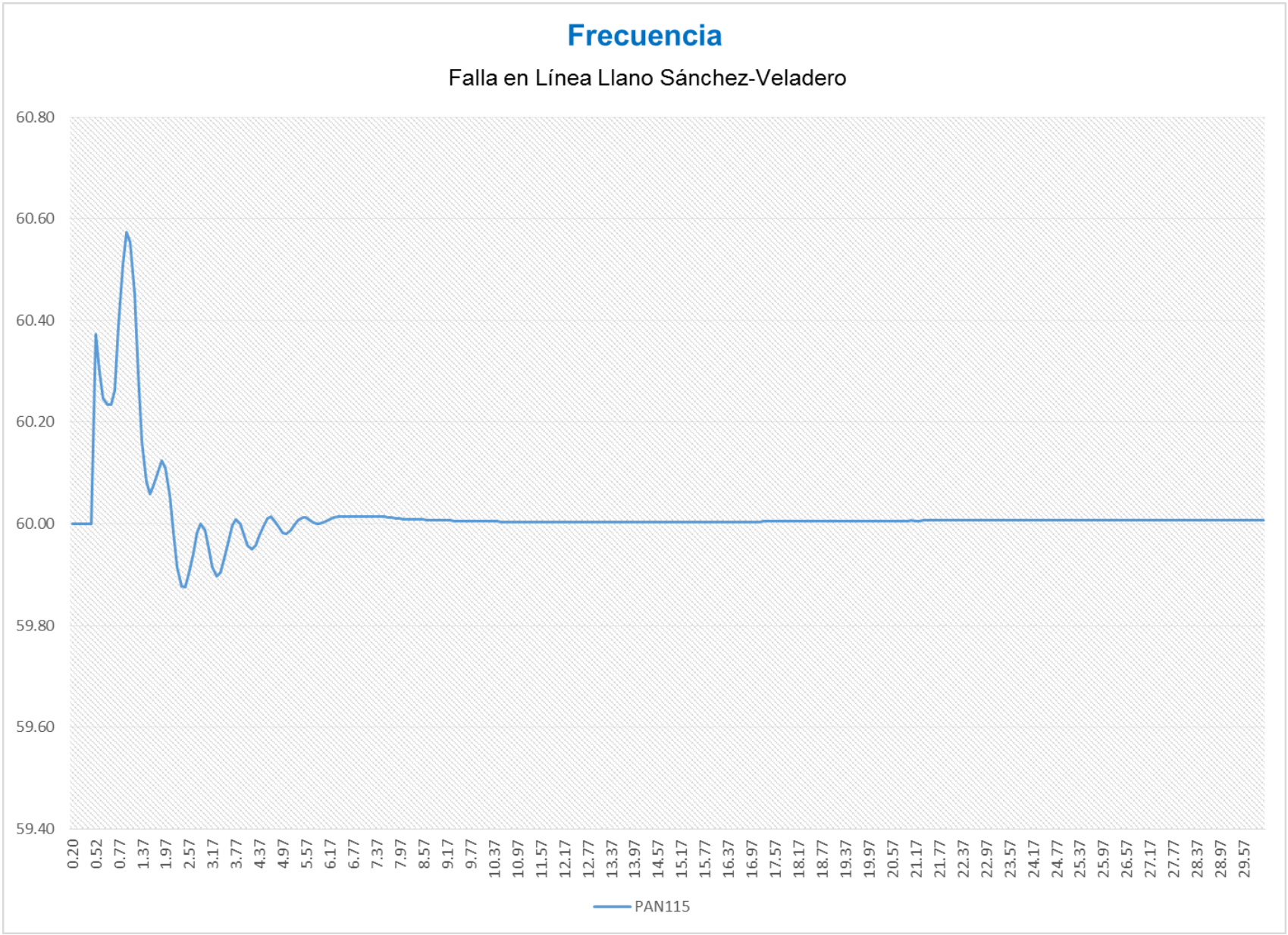

Angulo de Rotación de Unidades Hidáulicas
Falla en la linea Panamá - Chorrera (230-3a)
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
ESTG1
CHANG2

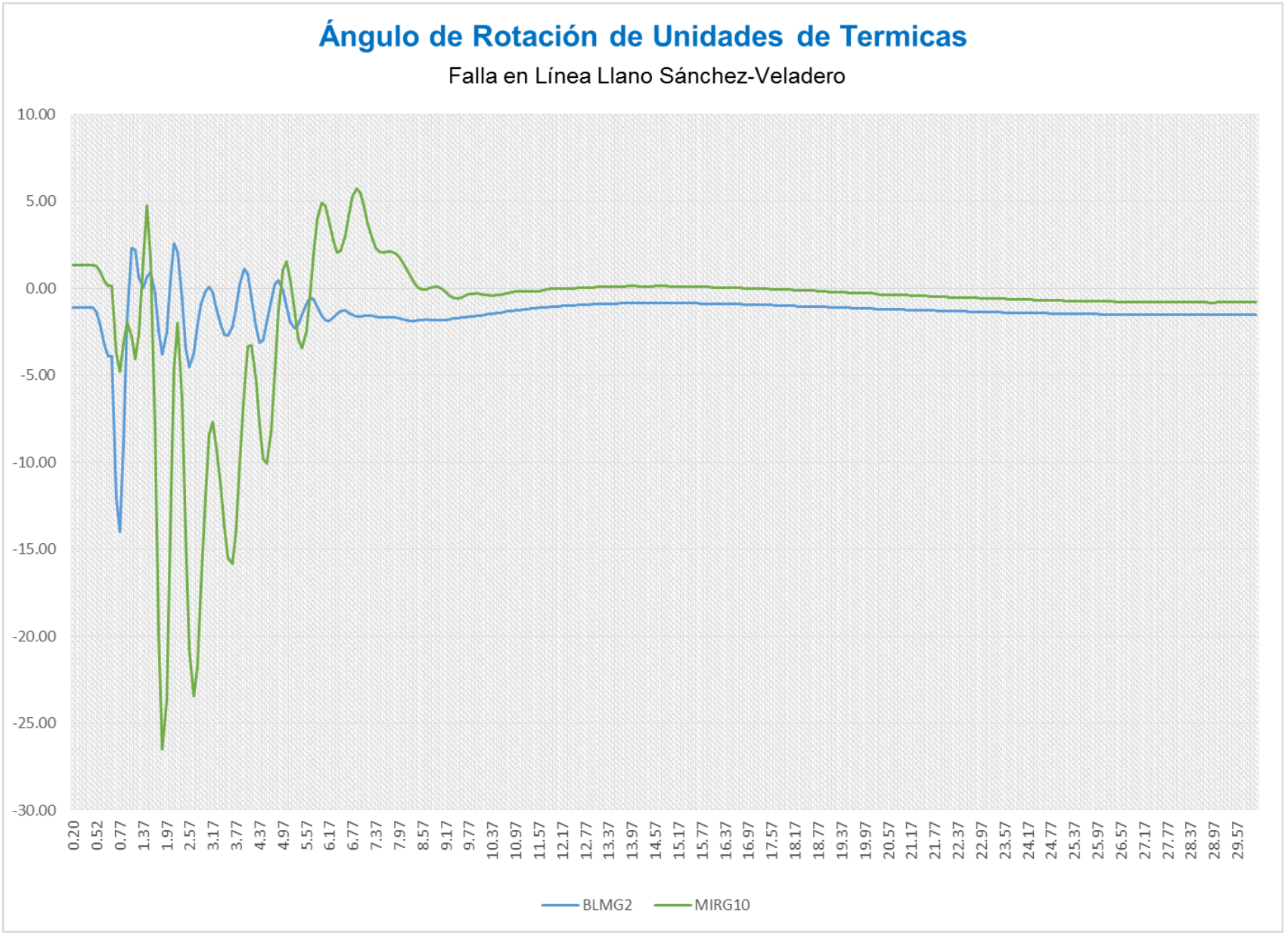

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en la linea Panamá - Chorrera (230-3a)
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

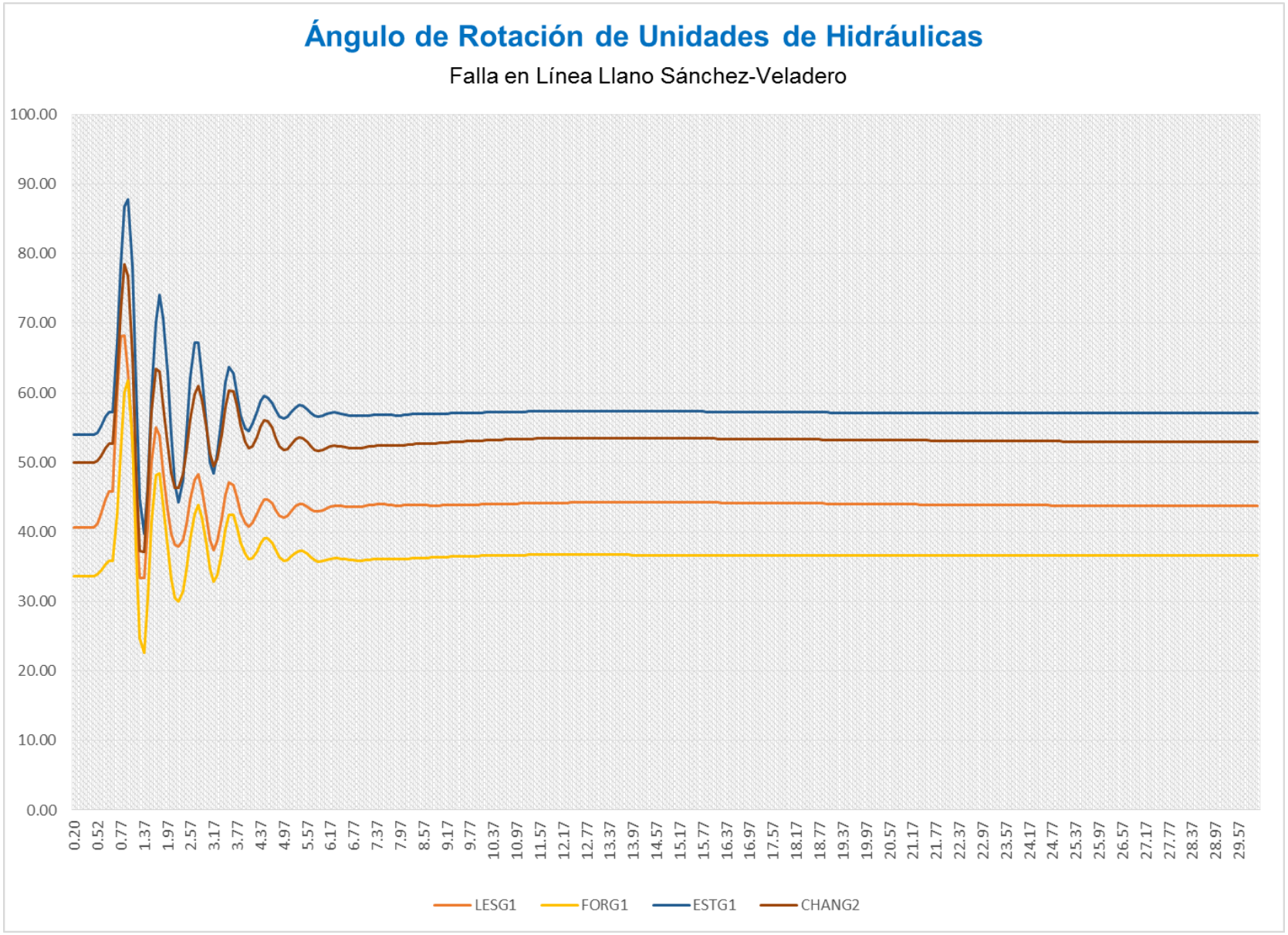

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en la linea Panamá - Chorrera (230-3a)
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

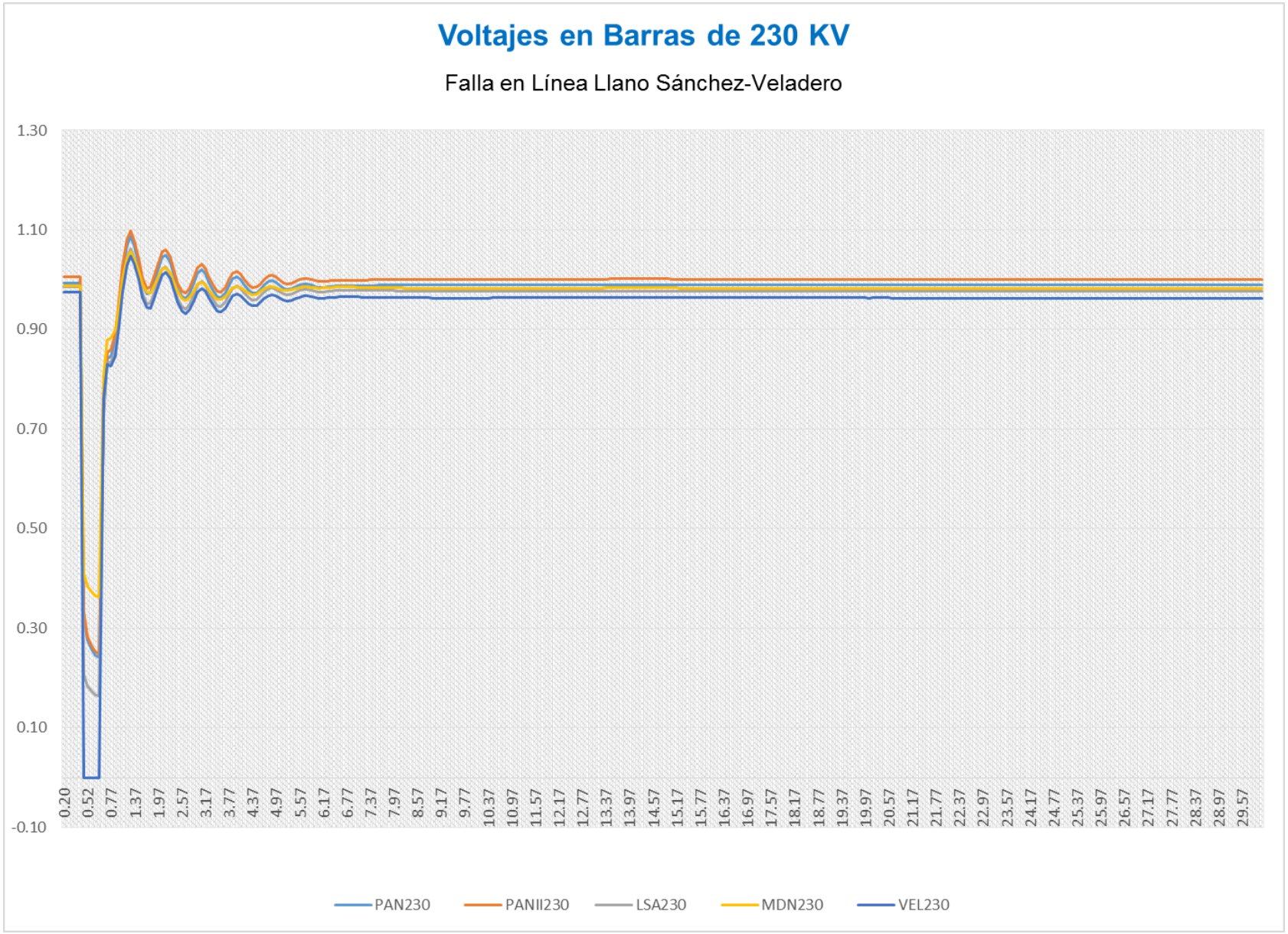
Año 2017

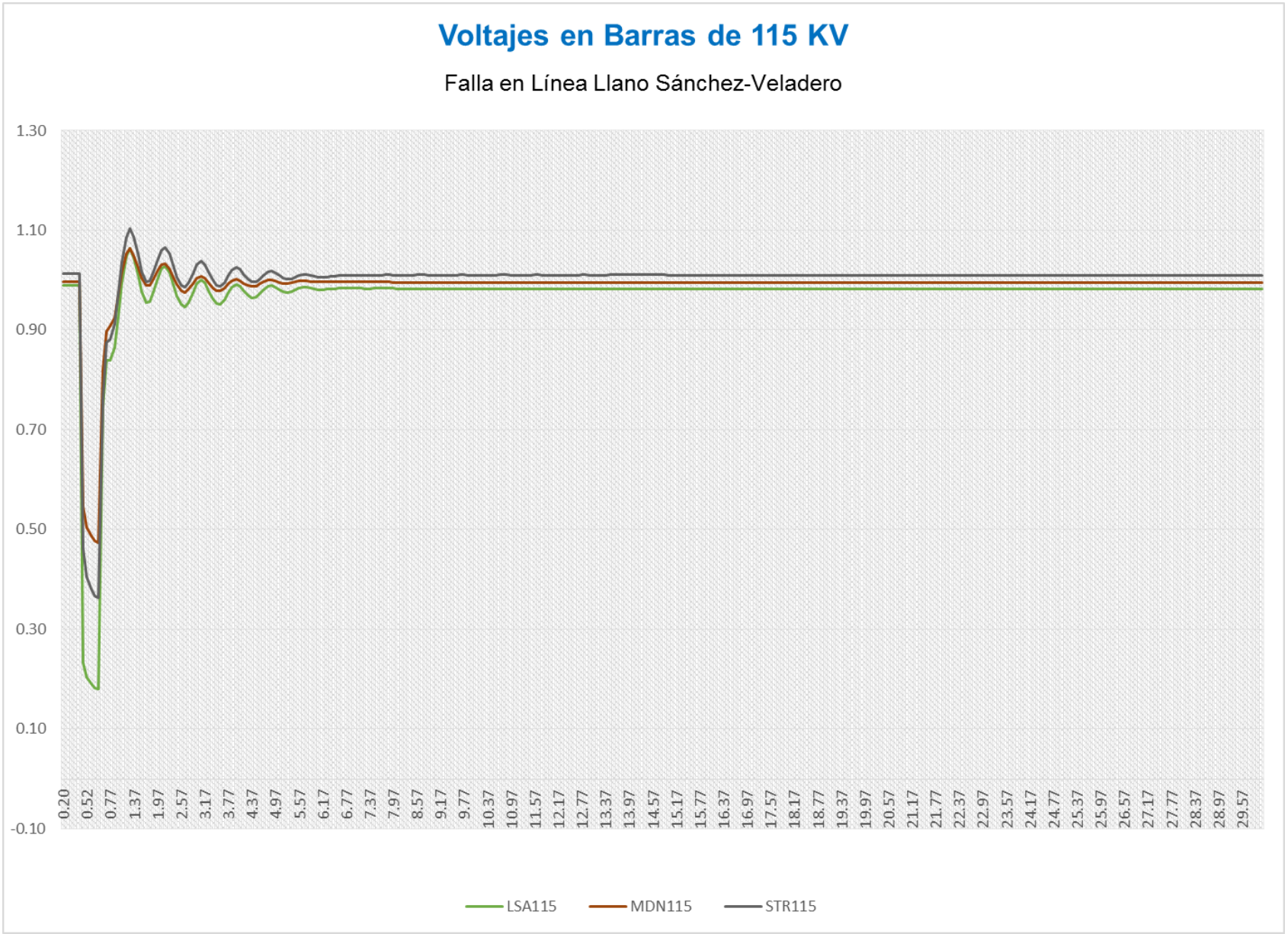
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – Veladero


Frecuencia
Falla en Línea Llano Sánchez-Veladero
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

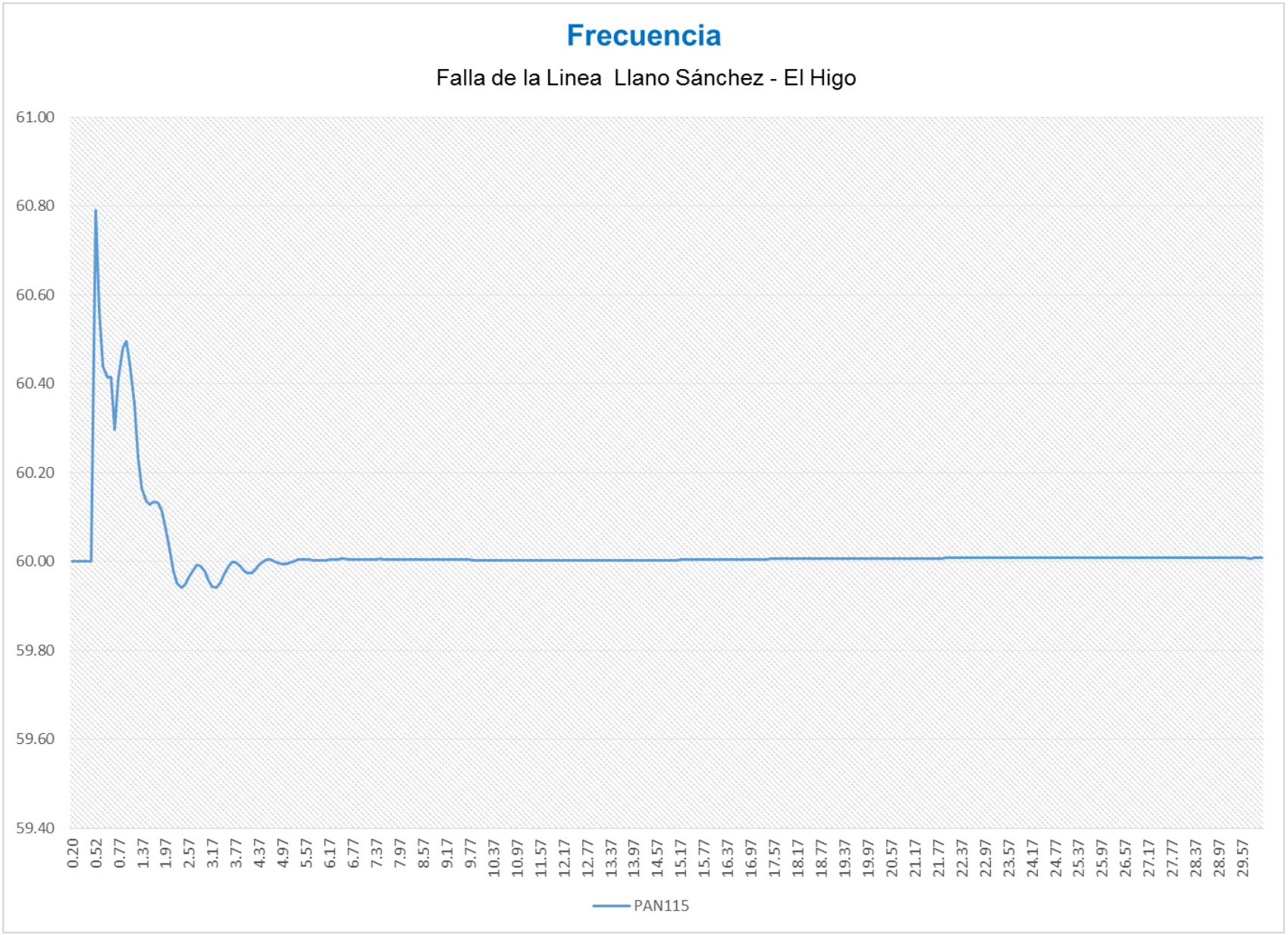

Ángulo de Rotación de Unidades de Termicas
Falla en Línea Llano Sánchez-Veladero
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
BLMG2
MIRG10

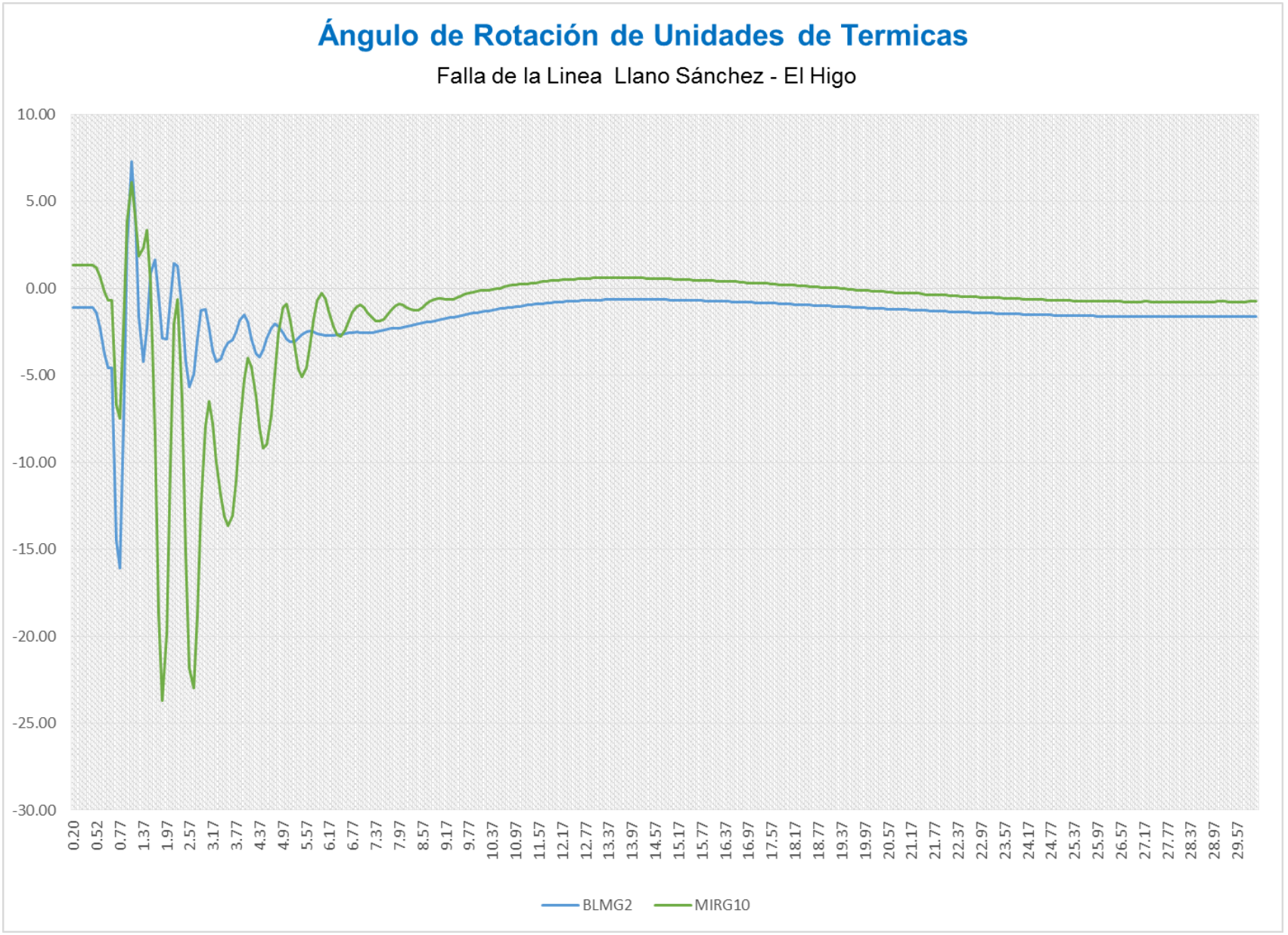

Ángulo de Rotación de Unidades de Hidráulicas
Falla en Línea Llano Sánchez-Veladero
100.00
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
ESTG1
CHANG2

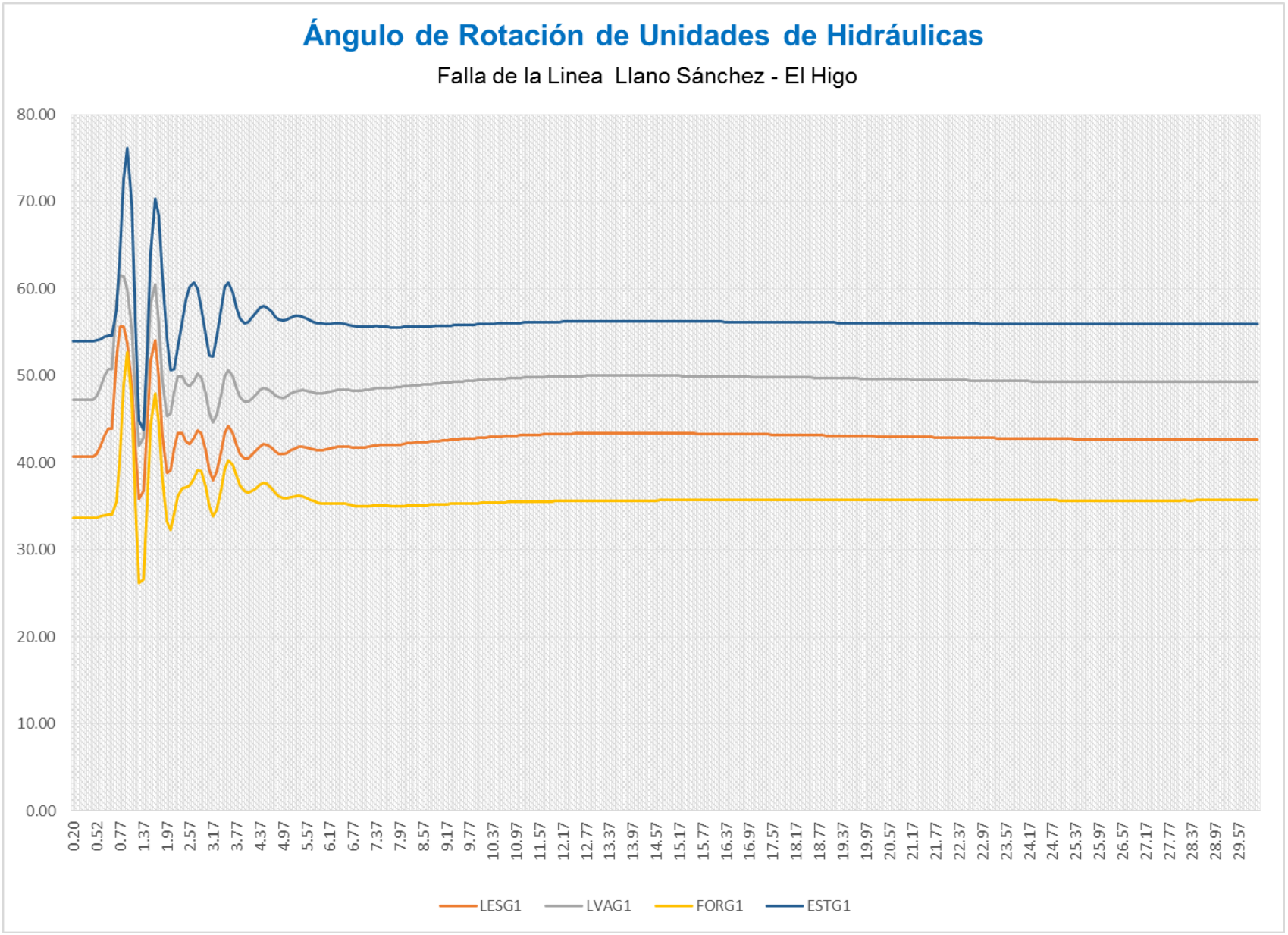

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Llano Sánchez-Veladero
1.30
1.10
0.90
0.70
0.50
0.30
0.10
-0.10
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

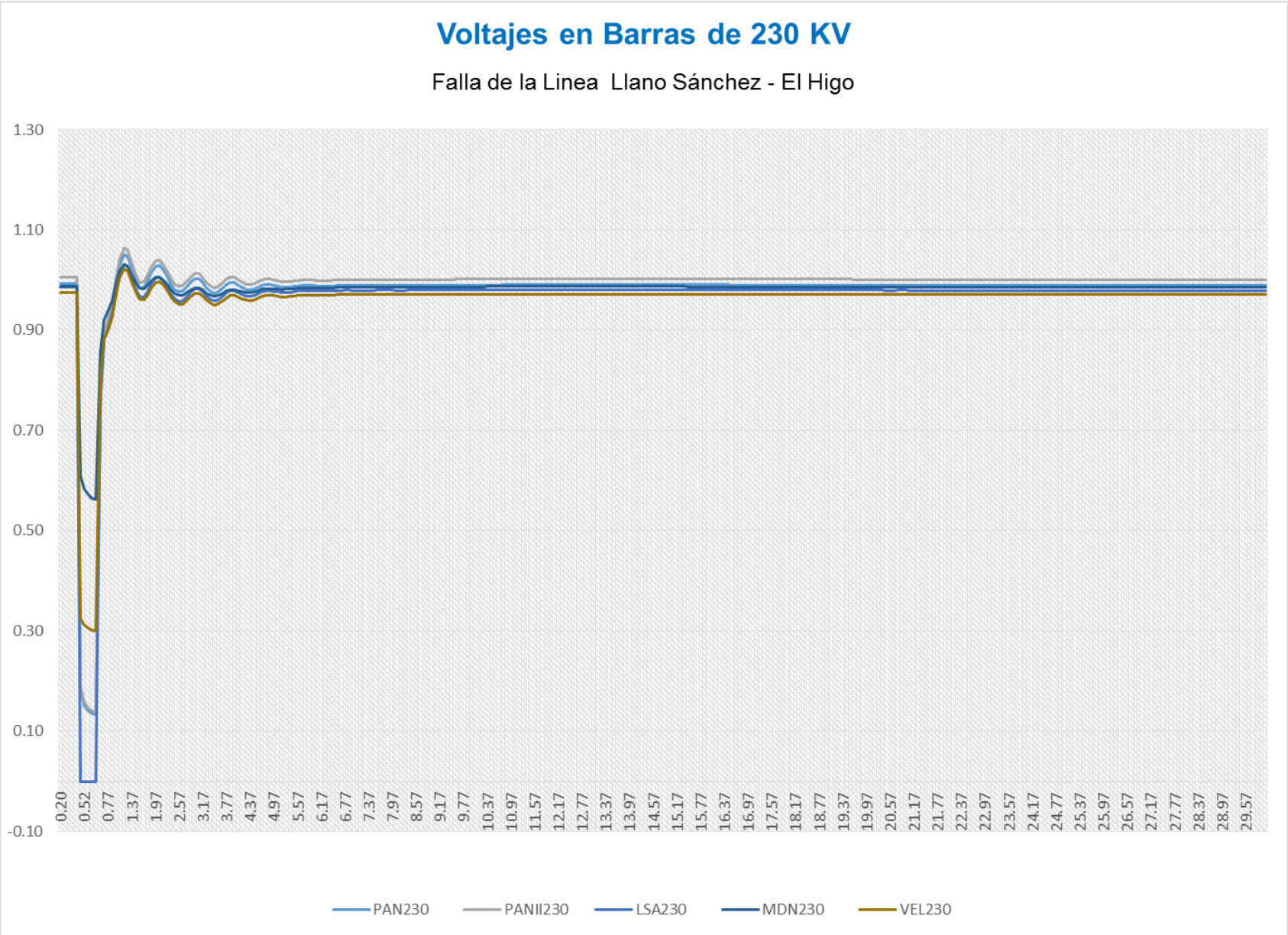

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Llano Sánchez-Veladero
1.30
1.10
0.90
0.70
0.50
0.30
0.10
-0.10
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LSA115
MDN115
STR115

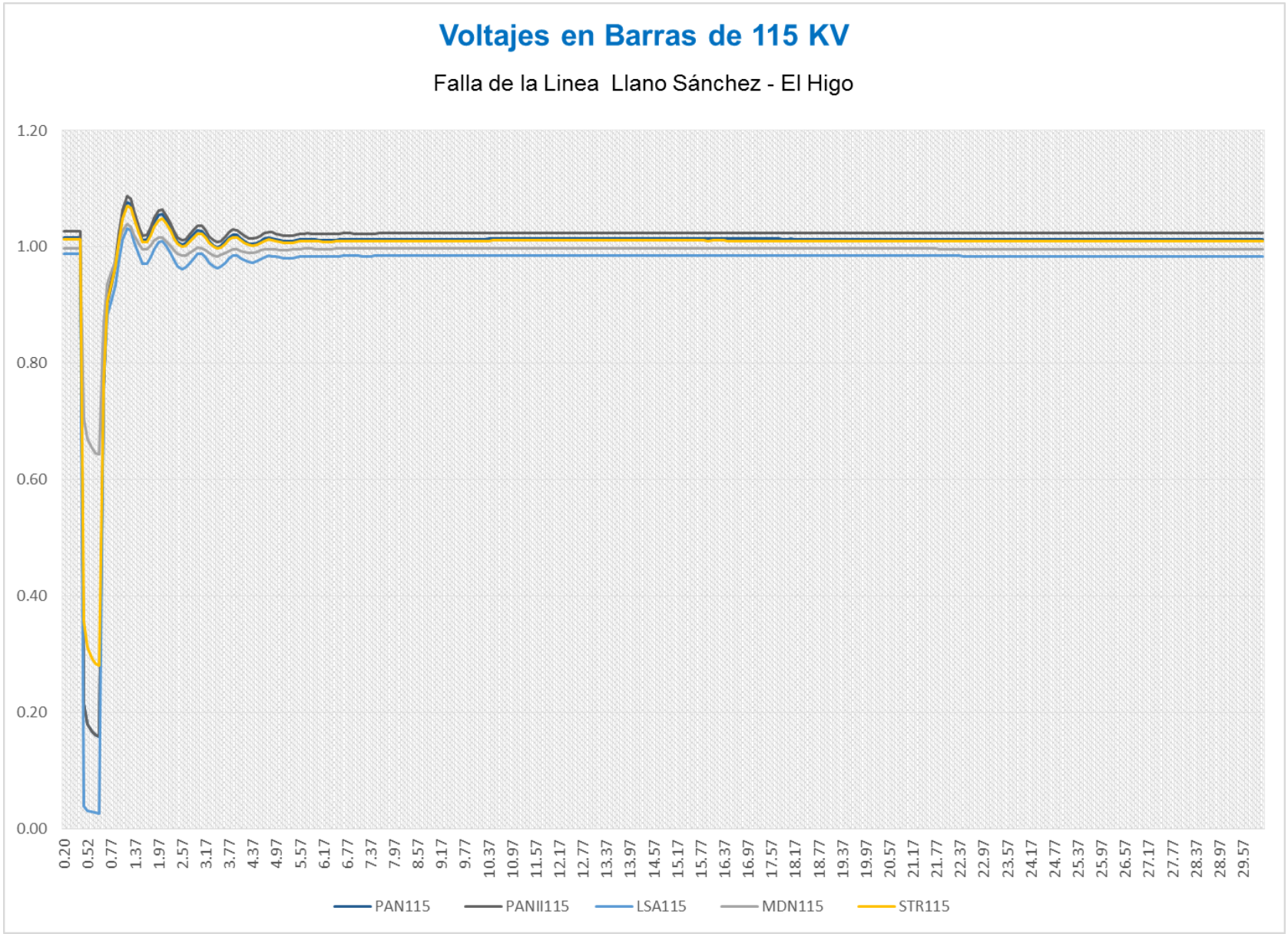
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo


Frecuencia
Falla de la Linea Llano Sánchez - El Higo
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Ángulo de Rotación de Unidades de Termicas
Falla de la Linea Llano Sánchez - El Higo
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
BLMG2
MIRG10

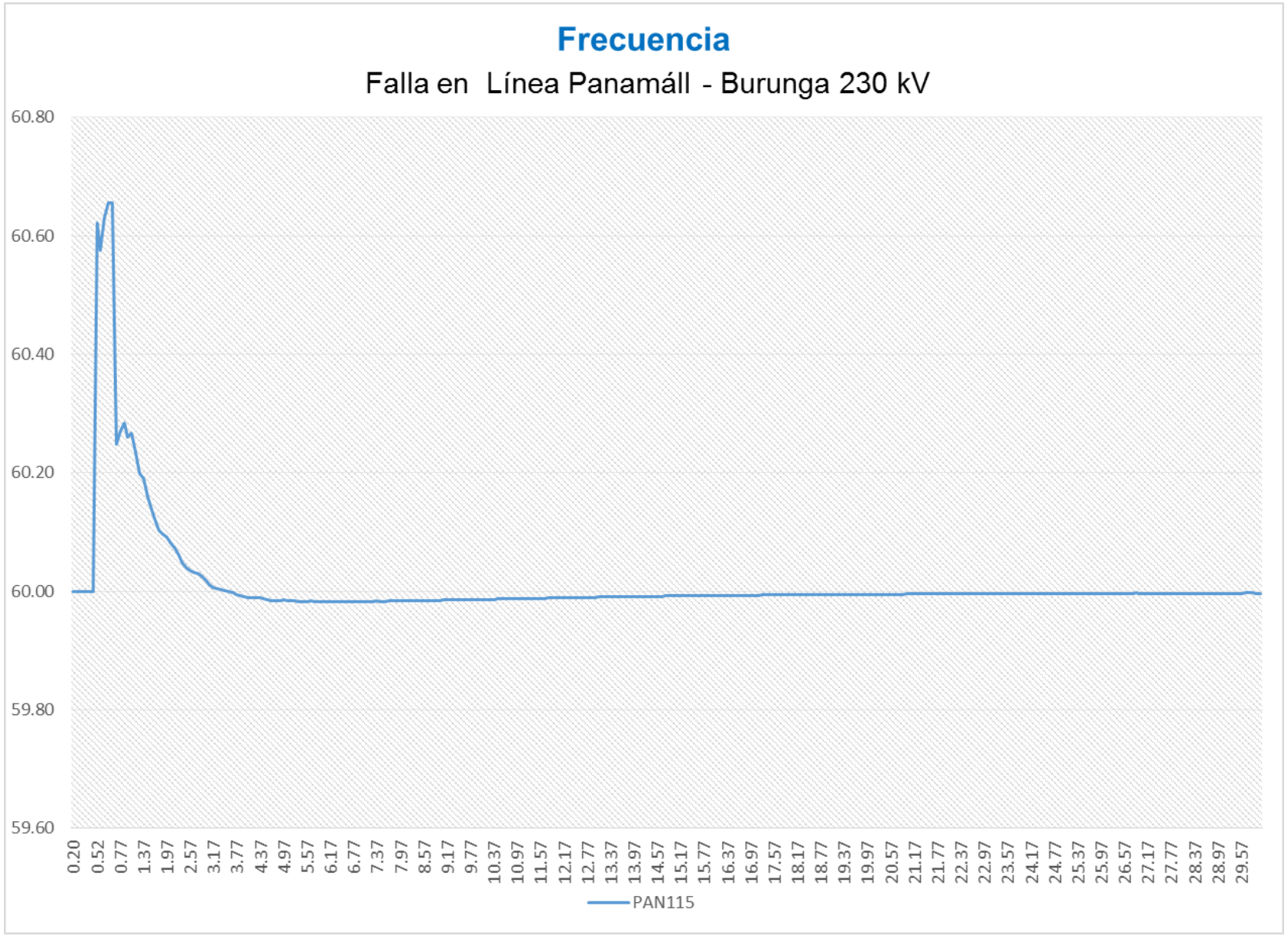

Ángulo de Rotación de Unidades de Hidráulicas
Falla de la Linea Llano Sánchez - El Higo
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
LVAG1
FORG1
ESTG1

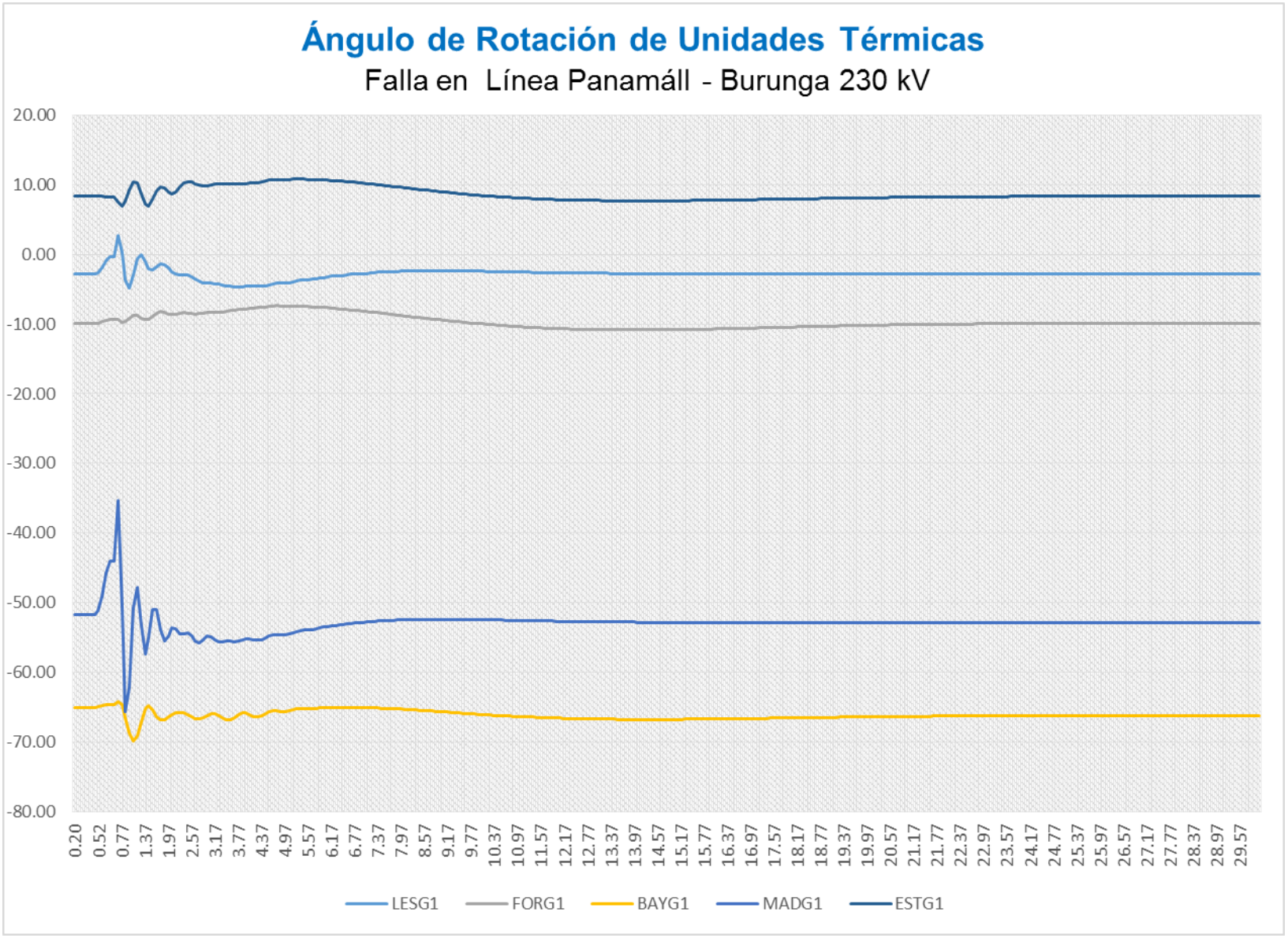

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla de la Linea Llano Sánchez - El Higo
1.30
1.10
0.90
0.70
0.50
0.30
0.10
-0.10
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

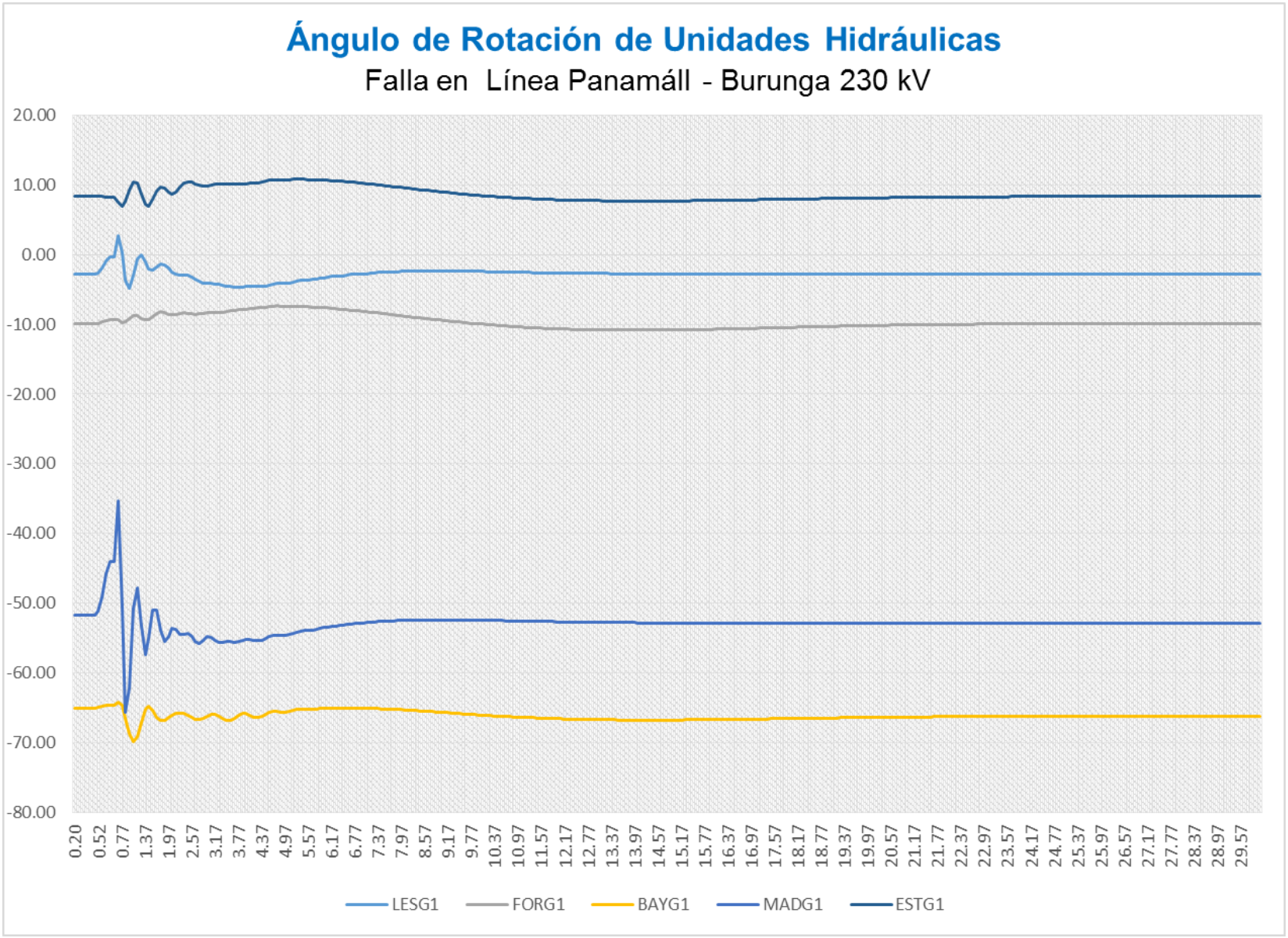

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla de la Linea Llano Sánchez - El Higo
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

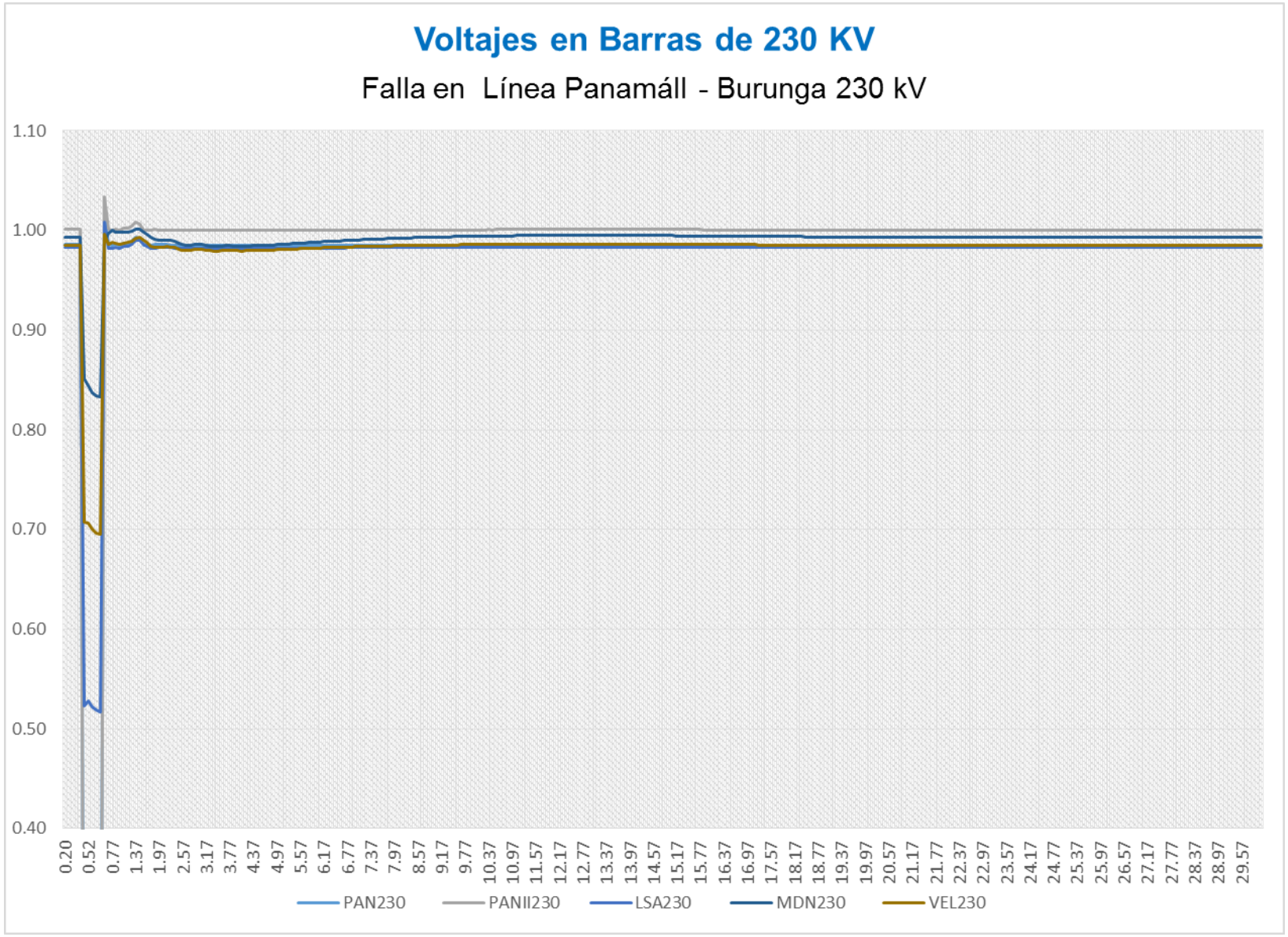
Año 2018

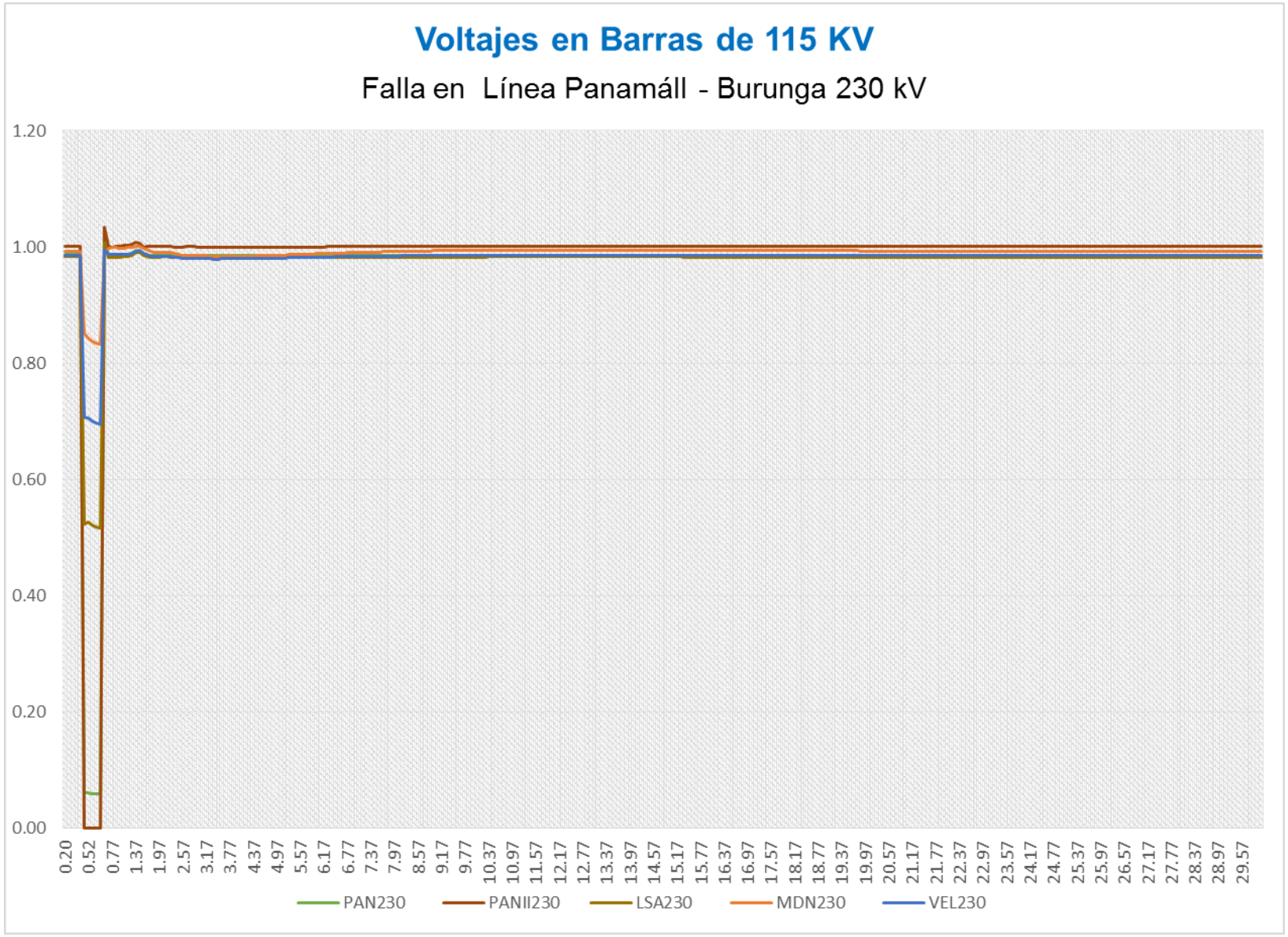
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá II - Burunga


Frecuencia
Falla en Línea Panamáll - Burunga 230 kV
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

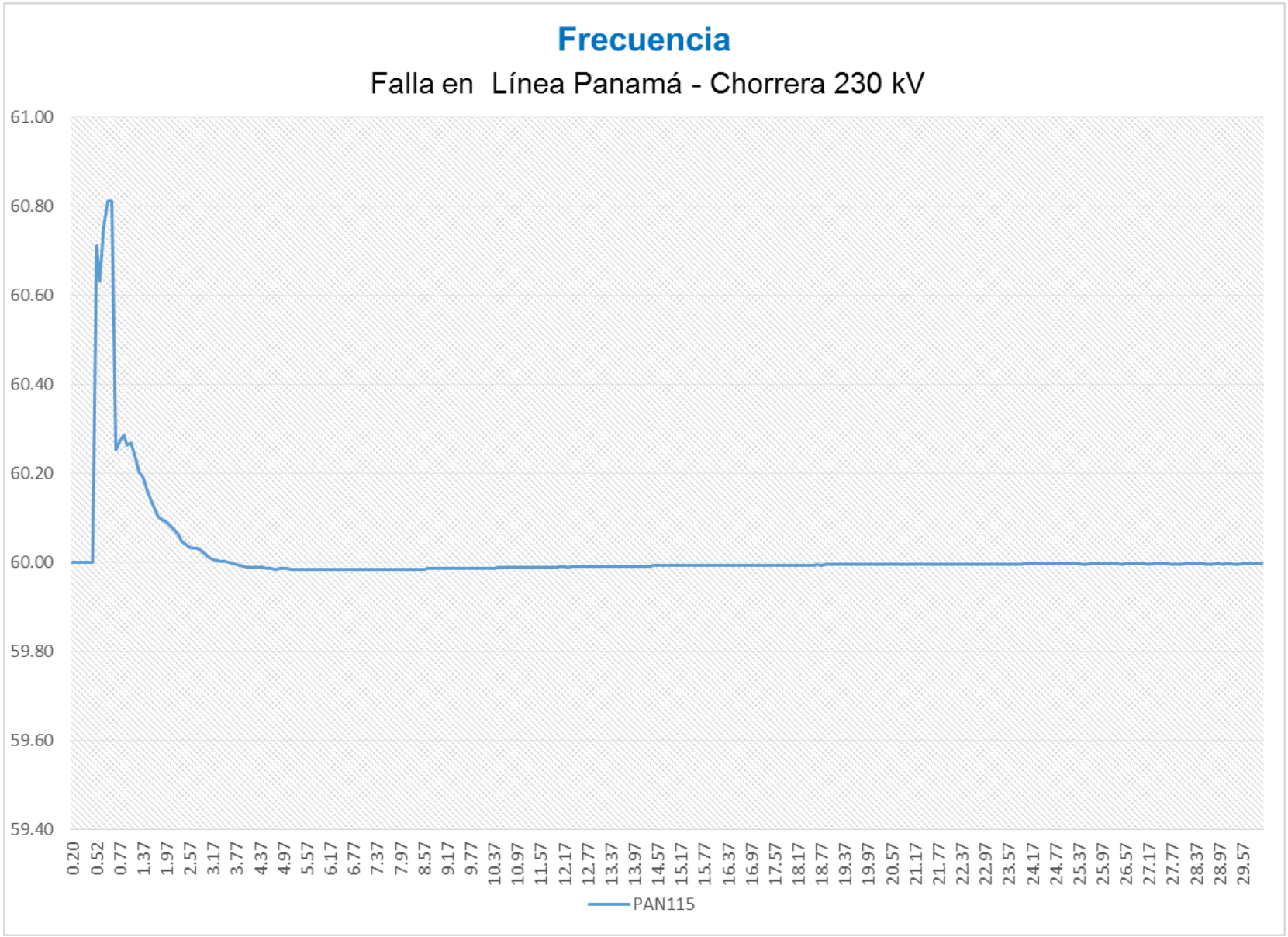

Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Panamáll - Burunga 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
-80.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
BAYG1
MADG1
ESTG1

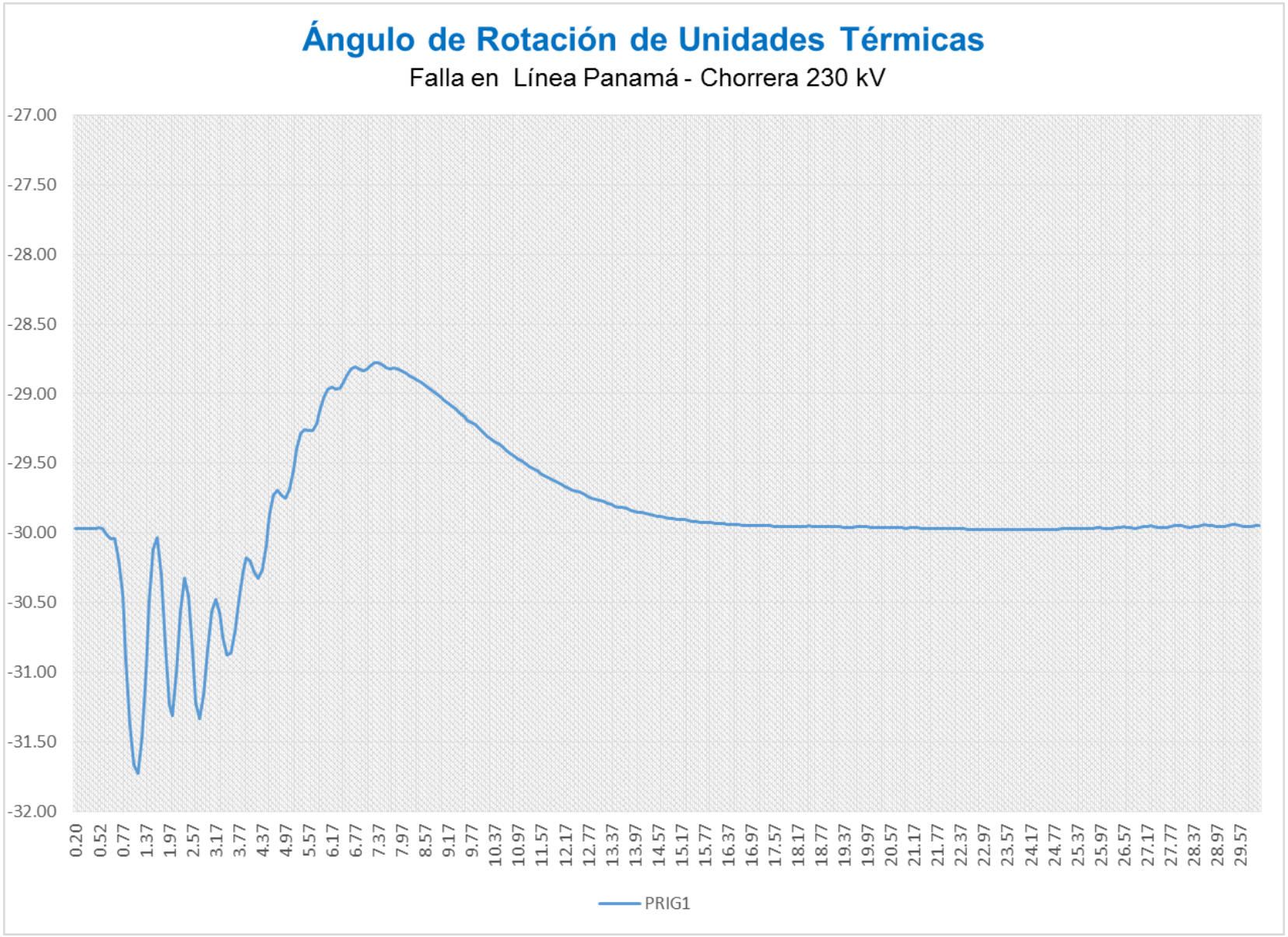

Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en Línea Panamáll - Burunga 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
-80.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
BAYG1
MADG1
ESTG1

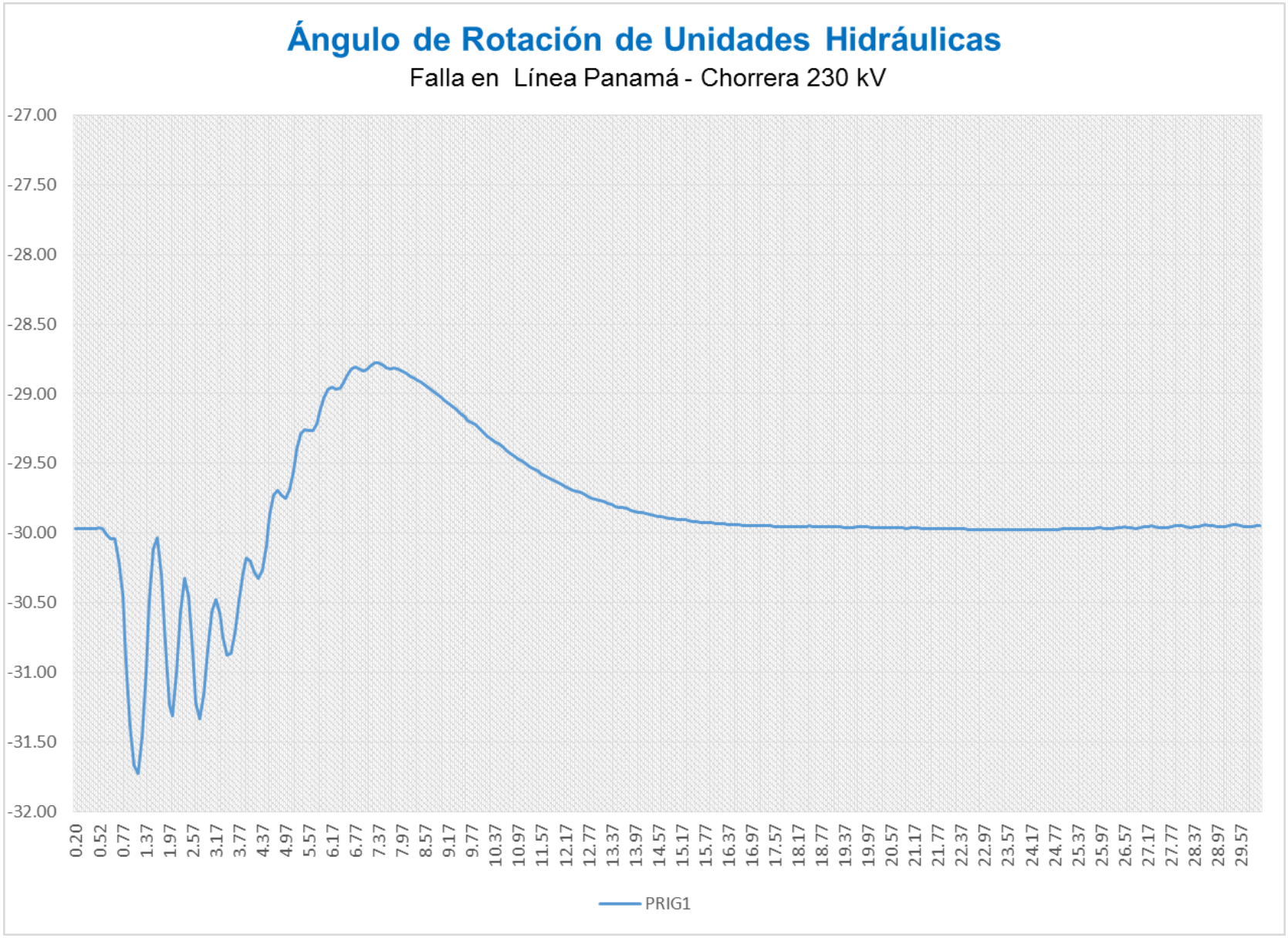

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Panamáll - Burunga 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

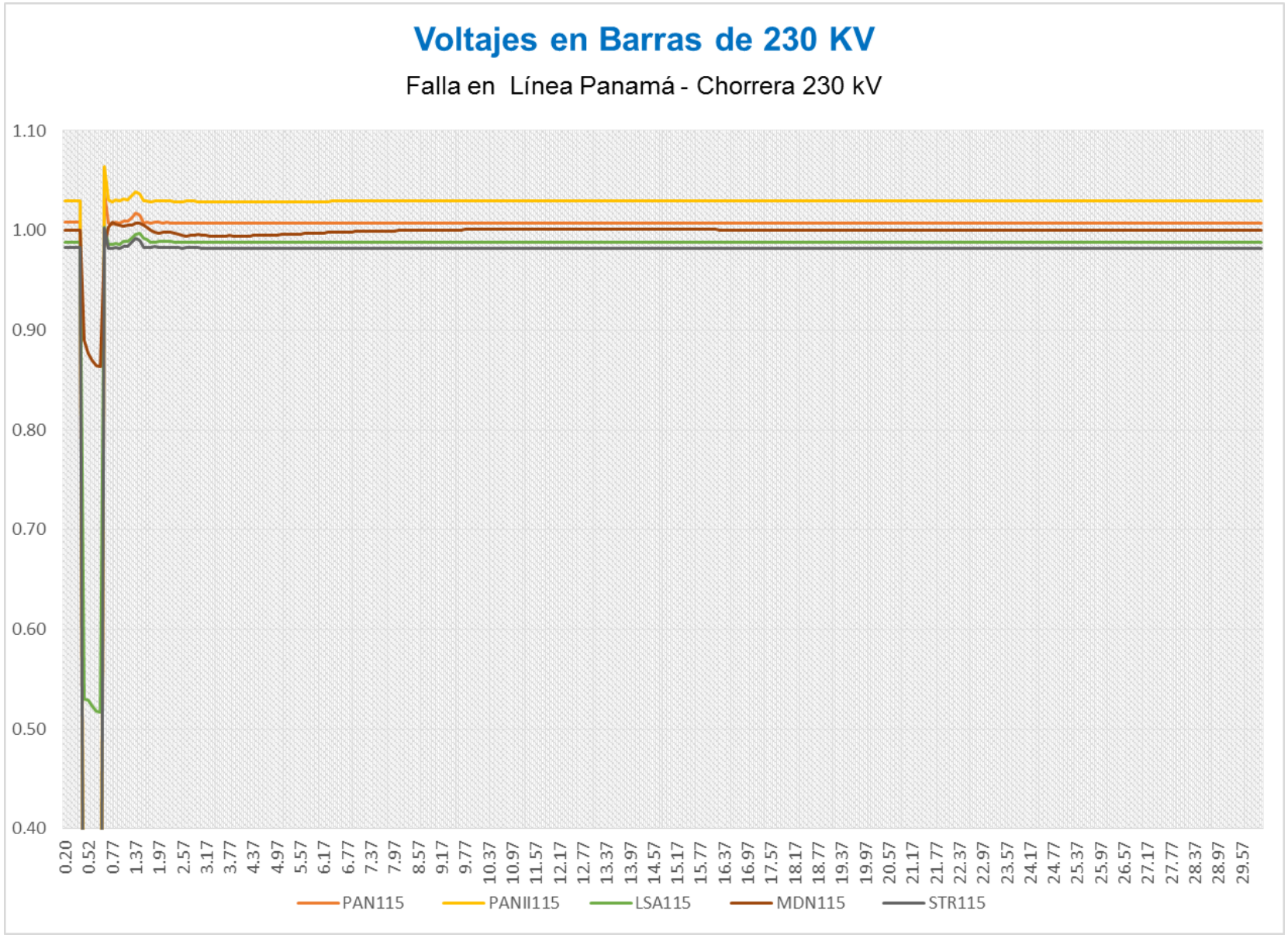

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Panamáll - Burunga 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

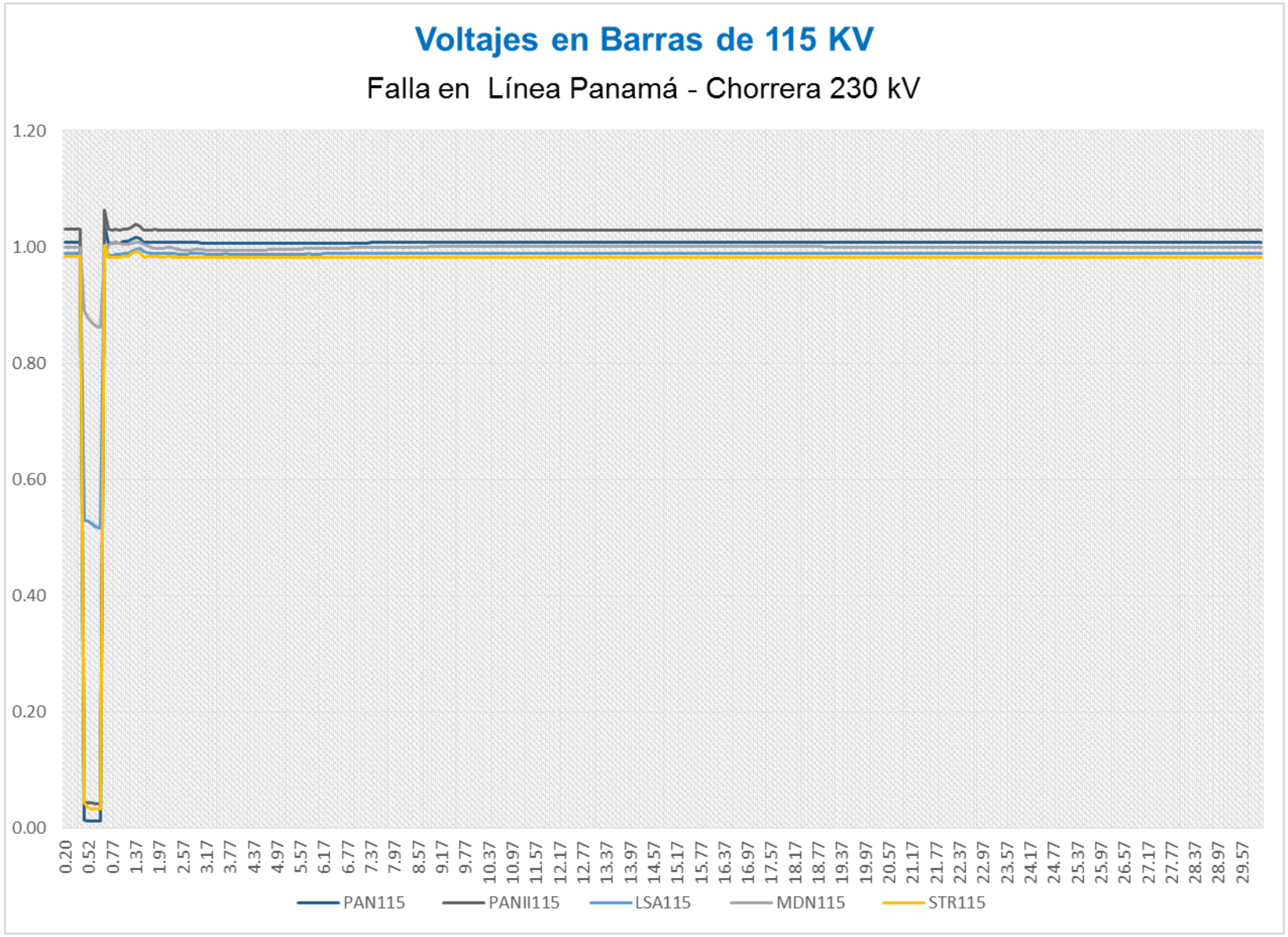
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera


Frecuencia
Falla en Línea Panamá - Chorrera 230 kV
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Panamá - Chorrera 230 kV
-27.00
-27.50
-28.00
-28.50
-29.00
-29.50
-30.00
-30.50
-31.00
-31.50
-32.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1


Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en Línea Panamá - Chorrera 230 kV
-27.00
-27.50
-28.00
-28.50
-29.00
-29.50
-30.00
-30.50
-31.00
-31.50
-32.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1


Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Panamá - Chorrera 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115


Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Panamá - Chorrera 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

ANEXO III-6

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

2015 - 2018

Contenido

1 Introducción 3
2 Diagnóstico actual 3
2.1 Historial de mantenimiento 11
3 Metodología y alcance 11
3.1 Fundamentos teóricos y conceptuales 11
3.1.1 Vida útil estadística 11
3.1.2 Costos directos e indirectos 14
3.1.3 Valor neto contable 15
3.1.4 Costos de mantenimiento 16
3.1.5 Costo de fallas 17
3.2 Normativas de reposición 19
4 Causales de reposición 20
5 Propuestas de Reposición 29
5.1 Objetivo General 30
5.2 Objetivo Complementario 30
5.3 Estrategias a implementar 30
5.3.1 Alternativas de reposición 30
5.3.2 Inversión 35
5.3.3 Inversión diferida 42
5.3.4 Flujos de desembolsos 44
5.3.5 Resultados Económicos 47
5.3.6 Beneficios esperados 48
6 Conclusión 50

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

1 Introducción

Una proporción significativa de los activos eléctricos de la empresa de transmisión cuenta o contará, en el corto plazo (2013-2016), con más de treinta años de servicio ininterrumpido.

En este sentido, y no solo con el objetivo de garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión sino que también de eliminar los riesgos excluidos[1] en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

2 Diagnóstico actual

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115 kV. La longitud total de las líneas de 230 kV es de 883 km. en líneas de doble circuito y 199.7 km en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 kV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 133.5 km y para líneas de circuito sencillo de 39.9 km.

Adicionalmente, ETESA cuenta con un total de trece (13) subestaciones, tres (3) de ellas seccionadoras de 115 kV: SE Cáceres, Caldera y Santa Rita y dos (2) seccionadoras de 230 kV: SE Guasquitas y Veladero. Posee ocho (8) subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sanchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul y Changuinola.

Desde su concepción a inicios de la década de 1970, el Sistema Principal de Transmisión (SPT) fue diseñado y construido con la finalidad de brindar un alto grado de confiabilidad y cumplir con el criterio de seguridad n-1[2]; siendo así la mayoría de sus subestaciones del tipo interruptor y medio.

---

[1] El literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

> "3. Riesgos excluidos
> Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
> ....
> E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

[2] Sección VI.I.I – Criterio de Seguridad, Artículo 86, Reglamento de Transmisión: El Sistema Principal de Transmisión deberá ser diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca pueda entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

A continuación se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

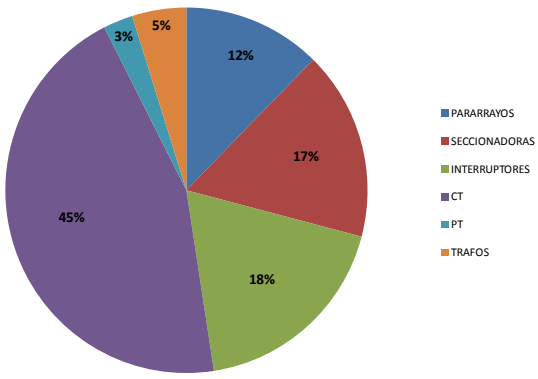
Tabla No.1: Líneas y Subestaciones de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA							
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)	
						Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSR	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	750 ACAR	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	750 ACAR	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-16,17	GUASQUTAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	275.0	450.0
		TOTAL		**882.99**			
		TOTAL x CIRCUITO		**1,765.98**			
CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR	193.0	366.0
	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	276.0	459.0
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA *	2009	97.55	750 ACAR	304.0	340.0
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24.11	750 ACAR	304.0	340.0
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	304.0	340.0
	230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2012	44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	276.0	340.0
	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76.65	750 ACAR	304.0	340.0
		TOTAL		**337.01**			
		TOTAL x CIRCUITO		**2,102.99**			
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR y 1200 ACAR	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	636 ACSR	150.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0
		TOTAL		**77.80**			
		TOTAL x CIRCUITO		**155.60**			
CIRCUITO SENCILLO	115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22.50	636 ACSR	93.0	175.0
	115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31.50	637 ACSR	93.0	175.0
	115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40.70	638 ACSR	93.0	175.0
	115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16.70	639 ACSR	93.0	175.0
	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	120.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	142.0	178.0
		TOTAL		**151.30**			
		TOTAL		**306.90**			

* NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
** NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

Cerca del 40% de los equipos de subestaciones y transformadores que componen la red de transmisión de ETESA tienen una vida útil remanente menor a 8 años, por lo que las inversiones de reposición de activo se vislumbran con una necesidad en crecimiento, durante los próximos años.

Figura No.1: Equipos de subestación y transformadores con una vida útil remanente menor a 8 años



A continuación se presenta el listado de equipos considerados en el estudio puntualizando la fecha original de puesta en servicio o instalación, indistintamente de su ubicación actual.

Tabla No.2: Transformadores de potencia candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal (MVA)	Relación de transformación (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	Autotransformador de potencia	T1	70/60/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-78
SE Llano Sanchez	Autotransformador de potencia	T1	70/60/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-78
SE Chorrera	Autotransformador de potencia	T2	50/50/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-75
SE Panamá	Autotransformador de potencia	T2	175/175/0.5	230Y/115Y/13.8	30-Jun-76

Tabla No.3: Interruptores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal (kV)	Fecha de instalación
SE Progreso	Interruptores	23M22 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23A22 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23A12 FASE A	230	1985
SE Progreso	Interruptores	23M12 FASE A	230	1985

Tabla No.4: Pararrayos candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LB10 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	115	Salida LA20 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	230	lado 230 kV del Transformador TT1	1985

Tabla No.5: Transformadores de servicios auxiliares

Subestación	Activo	Identificación	Rótulo	Relación de transformación (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE AB	23332	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE BC	23333	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE CA	23334	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE AB	23308	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE BC	23309	34.5/0.208 kV	30-Jun-85
SE Mata de Nance	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	FASE CA	23310	34.5/0.208 kV	30-Jun-85

Tabla No.6: Transformadores de tensión candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	BARRA A FASE C	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-41 FASE C	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE A	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE B	1985
SE Progreso	Transformadores de tensión	34.5	34-42 FASE C	1985
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Barra A	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase A del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase B del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	115	Fase C del T2	2001
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	34.5	Fase AB	1978
SE Llano Sanchez	Transformadores de tensión	34.5	Fase BC	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-2A	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-1A	1970
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Cáceres	Transformadores de tensión	115	asociado a la Barra	1978
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase A 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase B 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB10 Fase C 115-18	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase A 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase B 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA20 Fase C 115-15	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-16 Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-18 Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida 115-15 Fase B	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salidad 115-T1	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA30 Fase B 115-17	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LA30 Fase C 115-17	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Barra B Fase A	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB30 Fase B 115-19	1982
SE Caldera	Transformadores de tensión	115	Salida LB30 Fase C 115-19	1982
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la salida del T4 (EGESA)	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-7 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-10 Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	asociado a la línea 230-4A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	asociado a la línea 230-4A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-2B	1983
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la Barra A	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	230	PT asociado a la línea 230-1C	1985
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado al T2	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la línea 115-9	1976
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LB20 Fase B	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	Salida LB20 Fase C	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase A	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase B	1985
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	230	salida LA10 Fase C	1985

Tabla No.7: Transformadores de corriente candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AS Lado TA Fase C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3AR Lado Barra Fase C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado 34-30A Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A2 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase A	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	34.5	3A1 Lado Barra Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A12 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11M22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA B FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE A	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE B	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11A22 LADO BARRA A FASE C	1978
SE Llano Sanchez	Transformador de corriente	115	11B12 LADO BARRA B FASE C	1985

Tabla No.8: Equipo de Protecciones

Subestación	Marca	Identificación	Año de instalación
	Avo Multi AMP Pulsar	Equipo de pruebas de inyección secundaria para relevadores	1996
	Avo Multi AMP Pulsar	Equipo de pruebas de inyección secundaria para relevadores	1996
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase A	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase B	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección primaria Fase C	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase A	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase B	1983
SE Charco Azul	Westinghouse	ANSI 87T - protección secundaria Fase C	1983
SE Charco Azul	General Electric	ANSI 86T - protección primaria	1983
SE Charco Azul	General Electric	ANSI 86T - protección secundaria	1983

Tabla No.9: Seccionadores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LB10	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA20	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LB20	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T4	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA30	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA40	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T2	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA50	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11LA60	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	115	11T1	1976
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23LB10	1983
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23LB20	1983
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A12	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A32	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A22	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A62	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A42	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Interruptor 11A52	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-6	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-2A	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-1A	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-5	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-8	1967
SE Cáceres	Seccionador manual	115	Linea 115-12	1967

Tabla No.10: Equipo de Comunicaciones

Activo	Identificación	Fecha de instalación
Banco de Baterías 48VDC baterías selladas de válvula regulada de mayor o igual 250amps/hrs de capacidad a 8 hrs.	Caldera	1994
	Valbuena	1994
	Veladero	1994
	Guasquitas	1994
	Cerro de Jesús	1994
	Mata de Nance	1994
	Tolé	1994
	Llano Sanchez 1	1994
	Llano Sanchez 2	1994
	BLM	1994
	Cáceres (SE)	1994
	Chorrera (SE)	1994
	Panamá II (SE)	1994
	Bayano Planta	1994
	Santa Rita (SE)	1994
Central Telefónica	Valbuena	1982
Crosconectores	CND	1995
	Cerro Mena	1995
	Cerro Taboga	1995
	SE Caldera	1995
Rectificadores	Cerro Jefe	1994
	Llano Sanchez 1 (SE)	1994
	Cerro Santa Rita	1994
	Mata de Nance (SE)	1994
	Oficina de Llano Sanchez	1994
	Progreso (SE)	1994
	Generadora Fortuna	1994
	Generadora La Estrella	1994
	Oficinas de Valbuena	1994
	Generadora Bayano	1994
	Cerro Peñón	1994
	Cerro Mena	1994
Torre	Chimenea	1995
	Alto Caballero / Tolé	1995

Activo	Identificación	Fecha de instalación
Multiplexores Bayly	Llano Sanchez (SE)	1995
	Mata de Nance (SE)	1995
	Cerro Mena	1995
	Bayano	1995
	CND	2000
	CND	2000
	Charco Azul (SE)	1995
	Los Valles	1995
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	1995
	Cerro Taboga	1995
	Veladero (SE)	1995
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	1995
	La Estrella	1995
	Chorrera (SE)	1995
	Panamá 2 (SE)	1995
	Bayano	1995
	Cerro Chimenea	1995
	Progreso (SE)	1995
	Cerro Peñón	1995
	Llano Sanchez (SE)	1997
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	1997
	Valbuena (SE)	1995
	Panamá 2 (SE)	2001
	Caldera (SE)	2001
	Caldera (SE)	2001
	Changuinola (SE)	2001
	Cáceres (SE)	1995

Activo	Identificación	Fecha de instalación
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Gerencia de Operación y Mantenimiento	2000
	Cerro Peñón	1995
	CND	1995
	Volcán Barú	1995
	CND	1995
	CND	1995
	Cerro Alto Ibala	1995
	Cerro Tolé	1995
	CND	2000
	CND	2000
	CND	1995
	Llano Sanchez (SE)	1995
	Santa Rita (SE)	2000
Multiplexores Bayly	Valbuena	1995
	Llano Sanchez (SE)	1995
	Fortuna (SE)	1995
	CND	1995
	CND	1995
	Cáceres (SE)	1995
	Cerro Jefe	1995
	Cerro Taboga	1995
	Fortuna (SE)	1995
	LLano Sanchez 2 (SE)	1995
	Mata de Nance (SE)	1995
	Cerro Canajagua	1995
	Valbuena (SE)	1995
	CND	2000
	Bahía Las Minas	2000
	Chilibre (SE)	2000
	CND	2000
	CND	2000

Tabla No.11: Hilo de guarda – Zona 1

Subestación	Longitud (km)	Año de Instalación
BAYANO - PANAMA II	138	1977
PANAMA - CHORRERA	39	1979
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	286	1977
PANAMA - LAS MINAS	113	1969

Cabe destacar que parte del equipo existente fue adquirido a las compañías Nuova Magrini Galileo (NMG)[3], General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC)[4]; las cuales, como parte de su estrategia de posicionamiento en el mercado de venta de equipos de alta tensión, han decidido descontinuar la manufactura de piezas de repuesto de varios de los equipos existentes en las subestaciones de ETESA.

En este sentido, todos los requerimientos de piezas de repuestos, para la ejecución de mantenimientos mayores de los equipos, deben realizarse a través de pedidos especiales; los

[3] Compañía italiana especializada en la producción de equipos de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 2005, fue comprada por el grupo Siemens como parte de su estrategia de obtener mayor participación en el mercado.

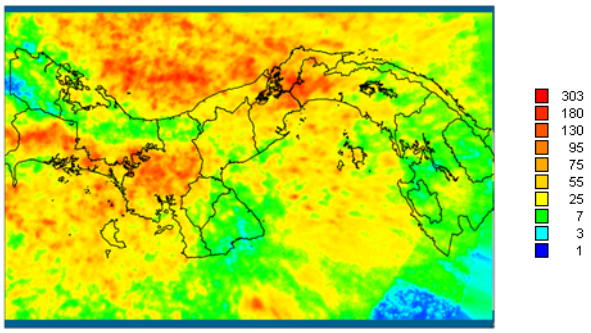
[4] Compañía especializada en la producción de interruptores de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 1988, se fusionó con la empresa sueca Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (ASEA) y quedando operativamente una nueva empresa denominada Asea Brown Boveri (ABB).

cuales podrían demorar 18 meses o más, poniendo en peligro la confiabilidad del sistema y en algunos casos, produciendo costos de mantenimiento mayores frente al costo de su reposición completa.

Por otra parte, aun cuando varios de los equipos listados anteriormente son considerados como elementos genéricos y sin mayor diferenciación entre sus variedades, la alta tasa de ocurrencia de fenómenos naturales y ambientales en nuestro país, asociados a descargas atmosféricas, viento, calor, inundación, quemas bajo líneas, depósito salino, animales, etc., los hacen un componente indispensable y de atención en las subestaciones por los daños colaterales que pueden ocasionar.

Es decir, el nivel isoceráunico[5] de la zona, aunado a la extensión de la época lluviosa frente a la estación de verano, son factores externos que ameritan su incorporación en el estudio, toda vez que podrían incrementar la rata de falla de los equipos.

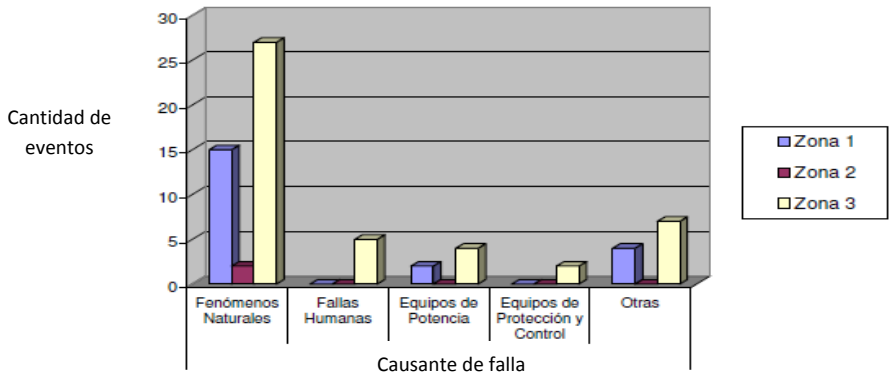
Figura No.2: Mapa de descargas eléctricas – año 2011



Fuente: Hidromet- ETESA

Lo mencionado en el párrafo anterior, guarda relación con lo descrito en el Informe Anual de Indicadores 2009, realizado por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, sobre la cantidad de fallas atribuibles por tipo de evento; los cuales responden, en su mayoría, a fenómenos naturales y ambientales: descargas atmosféricas, quema y vegetación.

Figura No.3: Frecuencia de Eventos por Zona



[5] El mapa ceráunico representa los días de tormenta que aparecen al año por kilometro cuadrado y como mínimo la aparición de un solo rayo.

2.1 Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos de acuerdo con las buenas prácticas recomendadas.

En este sentido, en el Anexo 1 se presenta:

1) El historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto (de darse el caso).
2) Detalle de las pruebas efectuadas sobre los equipos para verificar su estado y proceder, de ser necesario, a las tareas de mantenimiento predictivo que correspondan.

3 Metodología y alcance

A continuación se detallan los fundamentos teóricos y normativas vigentes utilizadas como referencia para cuantificar los riesgos asociados a la no reposición de los activos candidatos listados en la Sección 2 del presente informe, y que inciden, por su naturaleza, directamente en su justificación económica-financiera y técnica.

3.1 Fundamentos teóricos y conceptuales

Con el objetivo de establecer un marco conceptual, el cual desde un punto de vista estadístico y económico permita argumentar la necesidad de reponer los activos candidatos, se definen, seguidamente, los conceptos a aplicar en el análisis:

3.1.1 Vida útil estadística

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

No obstante, se dispone de estadísticas que permiten conocer, en base a la experiencia acumulada por gran cantidad de empresas dedicadas a la explotación de sistema de transmisión, la vida media de cada tipo de equipo y la dispersión que muestran alrededor de dicha media, dispersión que indica la conveniencia de su tratamiento probabilístico.

- Ley de distribución

  Analizando tal dispersión, se verifica que la ley de distribución normal es la que mejor representa los registros estadísticos obtenidos, de manera tal que los resultados pueden ser caracterizados por un valor medio y su correspondiente desviación estándar, verificándose

que en el lapso comprendido entre más y menos una desviación estándar (95% de confiabilidad) alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

- Fuente de datos

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico[6] establece, como rango de depreciación aceptable para:

a. "plantas de transmisión", de 3 a 4%; porcentajes que equivalen un rango de 25 a 35 años de vida útil.
b. "equipo de comunicaciones", de 12 a 20%; porcentajes que equivalen un rango de 8 a 5 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de sus Informes 176 y 152 - "Ageing of the System-Impact on Planning" y "An International Survey of Maintenance Policies and Trends" respectivamente, publicados en el año 2000 y el estado actual de los equipos listados previamente, se ha convenido la vida útil listada a continuación:

Tabla No.12: Vida útil para equipo de subestaciones y protecciones

Equipo de subestaciones y protecciones	μ = promedio de vida útil	Razones para las variaciones de la vida útil
Transformadores de potencia	32	Mejoras de diseño, régimen de carga, degradación del aislante, repuestos, requerimientos de capacidad, niveles de humedad.
Interruptores	30	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, obsolescencia de repuestos, desgaste mecánico, problemas de sellado, seguridad, aspectos ambientales referidos al SF6.
Transformadores de voltaje y corriente	30	Fallas de diseño, penetración de humedad, contaminación de aceite.
Equipo de subestaciones en general	30	Corrosión, desgaste mecánico, aspectos ambientales
Hilo de Guarda	35	Clima, medio ambiente, fatiga de material, fallas de aislación, viento, precipitaciones, niveles de contaminación, alta temperatura debido a la carga.
Protecciones Electromecánicas	20	Desgaste, erosión de contactos, confiabilidad, oxidación, repuestos, funcionalidad, cambios en el diseño del sistema.
Protecciones con elementos electrónicos y equipo de pruebas	15	

Tabla No.13: Vida útil para equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones	μ = promedio de vida útil
Aire Acondicionado	13.5
Banco de Batería	11.6
Rectificadores	8
Central Telefónica	15
Torres	20
Multiplexores Bayly	8
Crosconectores	8

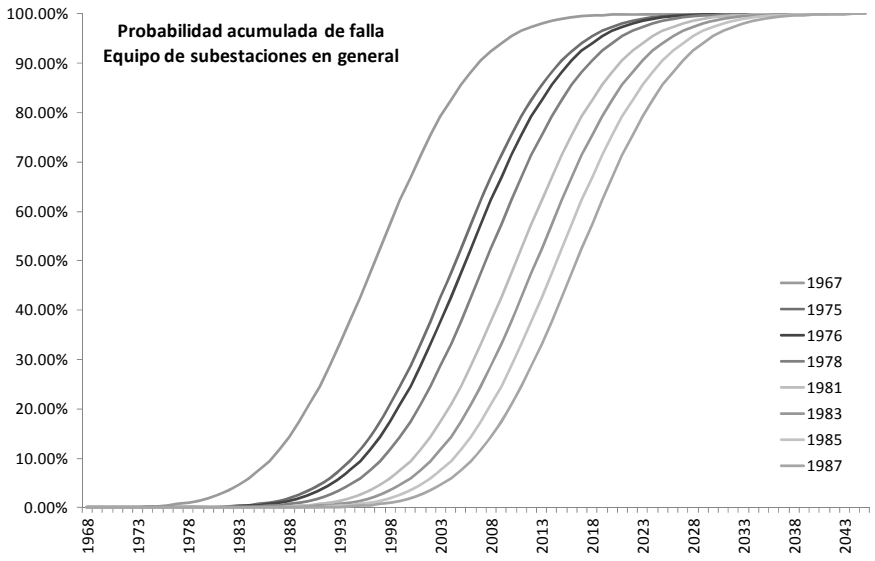
[6] Modificaciones aprobadas mediante Resolución JD-4859 del 13 de agosto de 2004.

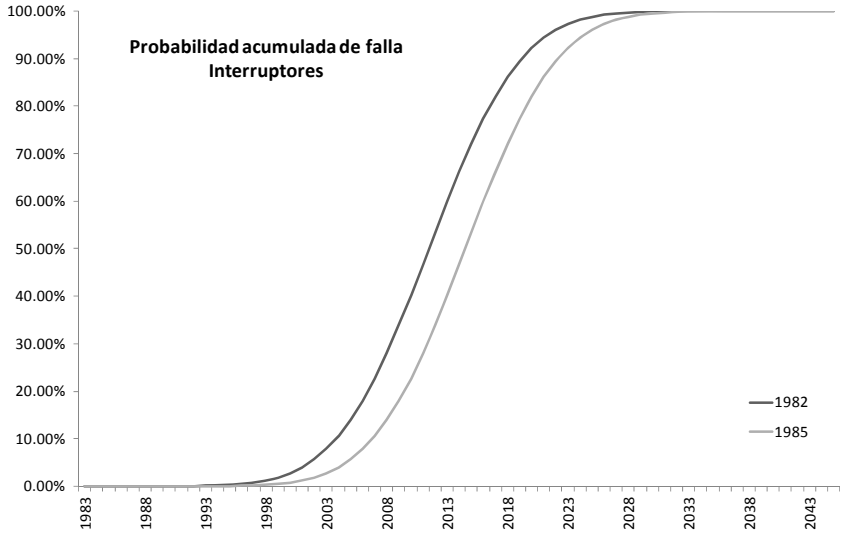
- Probabilidad de falla

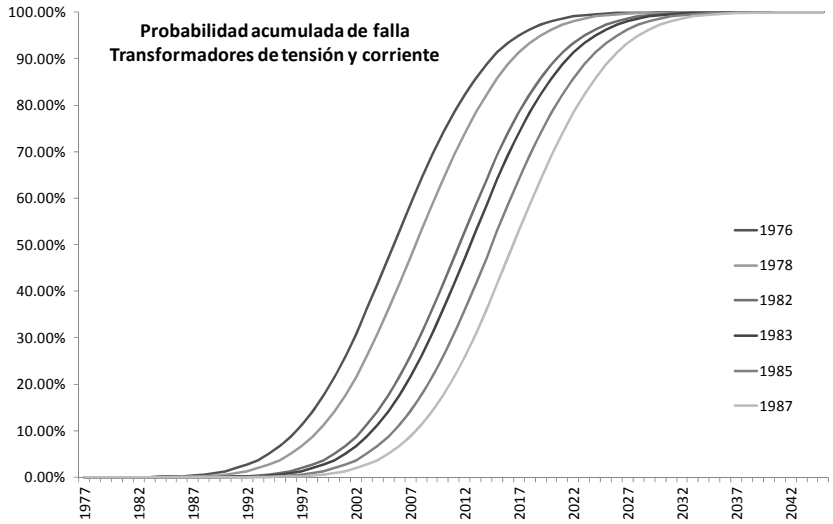
  La probabilidad de que una falla suceda, en un periodo determinado, resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

  A continuación se presenta la probabilidad de falla, dentro del periodo tarifario en estudio (2013-2017), para cada uno de los equipos según su fecha de instalación:

Figura No.4: Probabilidad de falla acumulada por equipo (Anexo 2)







No se consideran las probabilidades de falla en 2012, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

- Redundancia

Ante la probabilidad cierta de falla de todo equipo, en ocasiones el mayor costo de capital asociado a duplicar funciones, que tiene como resultado reducir la probabilidad de falla a la de doble contingencia, es inferior al del perjuicio que causaría esa falla. Y es así que, el Reglamento de Transmisión en su Artículo 86 establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y conexión de distribuidores el criterio de n-1.

Es entonces cuando conviene incluir, en los criterios para evaluar costos de falla, la probabilidad de doble contingencia, especialmente cuando, como en el caso de transformadores, la exposición al riesgo puede extenderse en el tiempo, a veces durante dos o más años, dado el plazo de entrega de esos equipos para los cuales no se disponen repuestos.

3.1.2 Costos directos e indirectos

Debido a la configuración de interruptor y medio de la mayoría[7] de las subestaciones de propiedad de ETESA, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los equipos será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión.

[7] Se procedió a incluir un costo en concepto de generación obligada a aquellas subestaciones o patios de ETESA que cuenten con la configuración de barra sencilla (SE Charco Azul) y de Barra Principal y de Transferencia (SE Cáceres).
Aun cuando el patio de 34.5kV de la SE Llano Sanchez cuenta con una configuración de barra sencilla no se considera necesario incluir dicho costo en vista que FENOSA, puede alimentar la línea 34-30A, desde una seccionadora en S/E Divisa proveniente de la línea 115-27.

Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos correspondientes a montaje/desmontaje y obras civiles responden al promedio de las últimas licitaciones realizadas por ETESA en concepto de reposición de activos.

Tabla No.14: Estructura de costos para equipo de subestaciones

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, cables, conductores, Ductos, etc.	1.25%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	8.00%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	5.00%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5.00%	sobre total de suministro
Diseño	3.00%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4.00%	sobre total de costos directos
Administración	4.00%	sobre total de costos directos
Inspección	3.00%	sobre total de costos directos

A diferencia de los costos aplicados a los equipos de subestaciones, los costos directos de los equipos de protección contemplan los costos de materiales eléctricos y metálicos: cables de control, borneras de conexión y de prueba, terminales y etiquetas para cables y planchas metálicas y montaje – desmontaje; mientras que los equipos de comunicación solo incluyen los costos de montaje y desmontaje.

Tabla No.15: Estructura de costos directos para equipo de comunicaciones y protecciones

Concepto - protección	%	Observación
Materiales Eléctricos y metálico	27.13%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	24.04%	sobre subtotal de suministro
Concepto - comunicación	**%**	**Observación**
Montaje y Desmontaje	8.00%	sobre subtotal de suministro

3.1.3 Valor neto contable

La metodología utilizada para el cálculo del costo de inversión original estimado del equipo, a la fecha de puesta en operación, y el cálculo del valor neto estimado, a la fecha de reposición, se basa en la utilización de precios actuales y porcentajes de costos directos e indirectos[8], deflactados con índices de precios de producción (PPI por sus siglas en inglés) o fábrica de equipos eléctricos específicos[9] según su año de instalación (Anexo 3).

Con el objetivo de ilustrar el efecto de la deflación de los precios, a continuación se presenta un cuadro comparativo de los índices de precios de producción promedio observados en los tres primeros meses del año 2012 vs. el mismo periodo en el año 1985.

[8] Dado que el cálculo del valor neto requiere la estimación del costo "original" del equipo, se procedió a utilizar los porcentajes identificados para el valor nuevo de reemplazo (VNR) del equipo de subestaciones según el último Plan de Expansión aprobado por la ASEP.

[9] U.S. Bureau of Labor Statistics - "Producer Price Index Industry Data".

Tabla No.16: Costos directos e indirectos – PESIN 2011

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, etc.	50.00%	sobre costo del equipo
Cables, conductores, Ductos, etc.	14.00%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	7.25%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	24%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5%	sobre total de suministro
Diseño	3%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4%	sobre total de costos directos
Administración	4%	sobre total de costos directos
Inspección	3%	sobre total de costos directos

Tabla No.17: Comparativo de Índice de precio de producción

Index - subestaciones	Equipo	1re Trim. 2012	1re Trim. 1985	Variación
Electric power and specialty transformer mfg	Transformadores de potencia, tensión, corriente y de distribución	245.1	111.9	119.0%
Power circuit breakers, all voltages	Interruptores	138.52	102.6	35.0%
Other lighting equipment manufacturing	Pararrayos	137.4	99.5	38.1%
Switchgear and switchboard apparatus mfg	Seccionadores manuales y motorizados	203.9	101.1	101.7%
Other communication and energy wire mfg	Hilo de Guarda	246.8	101.3	143.6%
Index - protecciones				
Relay and industrial control mfg.	equipo de protección en general	196.1	100.0	96.1%
Index - comunicaciones				
Communications systems and equipment	equipo de comunicación en general	96.4	100.0	-3.6%
Iron and Steel mills	torres	196.7	105.0	87.3%
Storage battery manufacturing	baterías	196.4	98.8	98.8%
Air conditioning, refrigeration and forced air heating equipment mfg	aire acondicionado	171.1	103.8	64.8%
Telephone apparatus manufacturing	central telefónica	88.8	100.0	-11.2%

3.1.4 Costos de mantenimiento

Con el objetivo de estimar los costos de mantenimiento de los equipos candidatos a reposición, para el periodo 2013-2017, se procedieron a identificar los costos de mantenimiento para el año 2011, con base a las horas hombres destinadas, para este rubro, y el costo de los insumos registrado en Máximo[10].

[10] MAXIMO (Sistema de gestión de mantenimiento de activos) proporciona una solución para la captura y gestión de toda la información necesaria durante todo el ciclo de vida de los activos y facilita la toma de decisiones basadas en datos, requerimientos, recursos disponibles y condiciones de seguridad, de forma que se generen importantes ahorros y se prolongue la vida útil de los activos.

En vista de que los registros históricos del costo de las horas/hombre de trabajos de mantenimiento para los equipos candidatos a reposición, recolectados a través del Máximo, no permiten definir un índice que refleje la tendencia de su evolución; se determinó, para los años subsiguientes, escalar los costos de mantenimiento en función al promedio de las variaciones porcentuales de los Índices de Precios al Consumidor (IPC) Nacional Urbano registrados por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá para los últimos 8 años (2004-2011).

Tabla No.18: Índice de precios (Octubre 2002 = 100)[11]

Año	IPC total	Variación %
2004	100.5	
2005	103.4	2.89%
2006	106.0	2.51%
2007	110.4	4.15%
2008	120.0	8.70%
2009	122.9	2.42%
2010	127.7	3.91%
2011	134.7	5.48%
Promedio	**115.7**	**4.29%**

3.1.5 Costo de fallas

- Costos de energía

Evidentemente, la falla de cualquiera transformador y/o interruptor del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición; conllevando penalizaciones económicas por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

En este sentido, aun cuando la mayoría de las subestaciones de ETESA fueron diseñadas bajo la configuración de interruptor y medio, la utilización de escenarios permite evaluar conceptualmente los efectos de la falla de un interruptor según su posición.

Y es así como, en caso de falla de un interruptor de barra (falla en la apertura ordenada por la protección de alguna salida), lo que sucederá es la pérdida de la barra asociada por operación de las protecciones de falla de interruptor (BF); pérdida que durará hasta que se solucione el problema que originó la actuación de la primera protección. Mientras que, en caso de falla de un interruptor central, la consecuencia será la pérdida de la salida asociada.

El costo de falla, ha sido calculado como el producto del costo de la energía obligada o no suministrada al mercado, y eventualmente desplazada, según sea el caso, multiplicada por la cantidad esperada de esa energía, producto a su vez de la probabilidad de ocurrencia de la falla,

[11] Fuente: Cuadro No.5 – Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano y variación porcentual. INEC / Contraloría General de la República de Panamá. Al 5 de enero 2012.

durante el periodo que se considere, por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

Los costos de energía considerados han sido:

1. Energía No Servida (ENS)[12]: US$1,850.0/MWh.

2. Energía obligada: Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno.

3. Energía desplazada: ídem energía obligada, teniendo en cuenta que las centrales desplazadas son hidráulicas de pasada. Esta energía ha sido cuantificada para el cálculo como el 50% de la total obligada, a falta de conocimiento de los contratos que podrían estar en vigencia en esa época.

En el caso de los transformadores, la ENS inicial (2012) ha sido tomada de las demandas registradas, por periodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde 1/03/2011 al 29/2/2012, de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión.

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del periodo tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema, para el PESIN/2012.

Por otro lado, y para el caso del resto de los equipos de subestaciones se incluye en el análisis los costos asociados a daños o pérdidas totales de los equipos adyacentes.

- Duración de la falla

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuestos, se ha considerado, como duración de la falla, el tiempo necesario para la puesta en servicio del nuevo equipo que reemplace al fallado, desde que se decide solicitar su adquisición.

Las tareas a desarrollar para la adquisición, instalación y puesta en servicio de las reposiciones se pueden desagregar en tres etapas:

1) Proceso de compra:
    a. Elaboración de pliegos y especificaciones técnicas y condiciones especiales
    b. Preparación de documentación para compra
    c. Publicación en Panamá Compra
    d. Acto público, estudio de ofertas, adjudicación, redacción y firma del contrato y preparación de documentación para Contraloría.
    e. Refrendo.

2) Fabricación y pruebas en fábrica
3) Traslado y puesta en servicio:

[12] Resolución 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos del 21 de octubre de 2008

a. Transporte
b. Nacionalización
c. Puesta en obra
d. Montaje (incluyendo el desmontaje del equipo a reponer)
e. Pruebas en Obras

Los tiempos asignados a cada una de esas etapas pueden verse en el cronograma de ejemplo adjunto, con las siguientes particularidades:

1) Proceso de compra: los plazos, estimados por la Gerencia de Compras, corresponden a una compra programada normal por Acto Público, que requiere todos los pasos legales de un proceso de este tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación mínimo en Panamá Compra[13] de 20 días hábiles para los equipos listados, a excepción de los transformadores (40 días calendarios).

   En caso de compras no programadas (caso de falla no prevista del equipo, teniendo en cuenta que la situación podría ser considerada de emergencia nacional y la adquisición ser efectuada por compra directa), estos plazos podrían ser acortados, mediante una licitación abreviada.

1) Fabricación: el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, ha sido estimado en función a gestiones anteriores y es de 2 meses aproximadamente.

   De requerirse la adquisición de piezas de repuestos discontinuadas para la ejecución del mantenimiento de los interruptores, el tiempo promedio de fabricación es de 18 meses.

2) Traslado y puesta en servicio: estos plazos son independientes de la modalidad de compra y dependen del plan de libranzas.

3.2 Normativas de reposición

El Punto "k" del Artículo 68 del Reglamento de Transmisión establece taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

a. que la misma no se debe a falta de mantenimiento.

[13] El artículo 33 del Texto Único de la Ley de Contrataciones Públicas, publicado en Gaceta Oficial No.26829 el viernes 15 de julio de 2011, establece los periodos de publicación de la convocatoria, indicando que cuando el objeto del contrato recae en obras el tiempo requerido para la publicación es de:
a. 40 días calendario para las inversiones que exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
b. 8 días hábiles para las inversiones que exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00) y no exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
c. 4 días hábiles para las inversiones que exceden los treinta mil balboas (B/.30,000.00) y no exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00).
Sin embargo, y debido a la complejidad del proceso en cuanto a requerimientos de reuniones previas y homologación, se ha convenido establecer un tiempo promedio de 20 días hábiles como un periodo razonable.

b. la necesidad de la reposición.
c. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.
d. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

4 Causales de reposición

La discontinuidad de piezas por parte de las empresas fabricantes, las fuerzas del deterioro de los equipos por su desgaste natural y la alta probabilidad de falla acumulada, son los problemas principales que presentan los equipos candidatos de reposición.

- Autotransformadores de potencia

  El final de la vida útil de un transformador está dado fundamentalmente por la degradación de la aislación (no tanto de las características de rigidez dieléctrica sino mecánicas del papel) por reducción del grado de polimerización, DP, de la celulosa[14].

  Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del transformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones como lo son las condiciones operativas[15] – exposición de los transformadores a prolongados periodos de sobrecarga y los factores externos[16] – descargas atmosféricas directas.

  En este sentido, cabe destacar que en enero de 2006 se hizo un análisis de furano al aceite de los transformadores más antiguos de ETESA. El análisis determinó que los transformadores fabricados antes de 1978 y ubicados en la subestación Chorrera, Llano Sanchez, Progreso y Mata de Nance presentan una degradación en el papel del transformador y que su vida residual estimada está entre 34% y 53%.

  Para el año 2007, en el Anexo 27 – "Plan de Reposición de Largo Plazo" del Plan de Expansión 2010 aprobado por el Ente Regulador, se presentó el problema que enfrentan los equipos; sin embargo, y debido a la limitante de disponibilidad de recursos, se priorizaron las inversiones en concepto de reemplazo de activos a realizar, postergándose la ejecución de proyectos de reposición para los autotransformadores y/o reformulándose en proyecto de expansión.

  Finalmente, el desgaste interior del equipo se pone en evidencia, no solo con los resultados de las pruebas eléctricas y cromatográficas realizadas (Anexo 5) recientemente a los equipos listados, sino que también con los hechos ocurridos durante el año 2010, asociados a fallas en el cambiador de toma bajo carga del autotransformador T1 de Mata de Nance y fugas de

[14] Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE. Septiembre 2006.

[15] A partir de 1999, cuando ETESA se hizo cargo de los transformadores, los mismos han operado en un adecuado régimen de carga, asegurado por el correcto ajuste de las protecciones; evitando así la aceleración del envejecimiento del aislante por su posible operación en condiciones de sobre-temperatura.

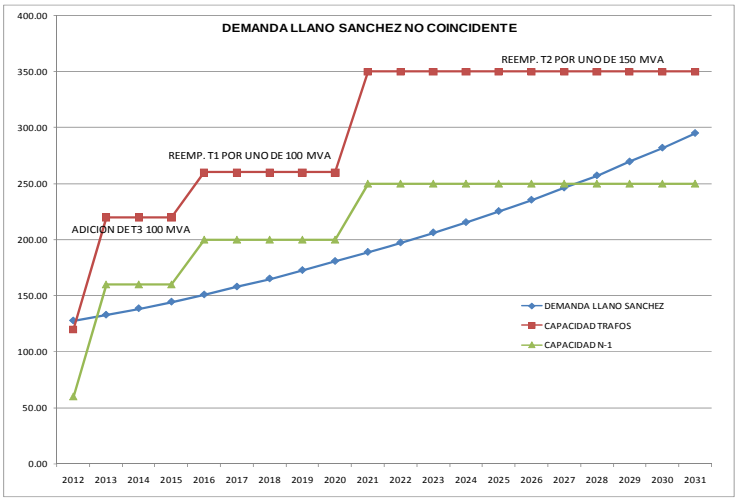
[16] Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de este tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

aceites en el disruptor de la fase A del T2 de Panamá; conllevando, éste último, el pago de US$4,738.79 en concepto de generación obligada.

Adicionalmente, y debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera, este autotransformador deber reemplazarse por uno de mayor capacidad, 60/80/100 MVA en cada devanado, para así cumplir con el Artículo 86[17] del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

En la figura a continuación se muestra el incremento de carga de la subestación Llano Sanchez de acuerdo a la información proporcionada por la empresa distribuidora correspondiente y la capacidad nominal y N-1 de los transformadores de dicha subestación.

Figura No.5: Demanda no coincidente – Llano Sanchez



- Interruptores

Independientemente del nivel de tensión manejado por los interruptores de potencia, las exigencias que enfrentan por la ejecución de su función normal[18] es un factor importante considerado al momento de evaluar la confiabilidad del equipo.

[17] *El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.*
Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor

[18] Desconectar un circuito en caso de falla, de manera de proteger vidas y bienes puestos en riesgo por la misma y limitar, dentro de lo posible mayores daños al circuito fallado, interrumpiendo para ello corrientes normalmente muchas veces superiores a la nominal.

La degradación del equipo no solo viene dado por el desgaste de sus contactos y de las cámaras de interrupción, debido a las operaciones normales de corte, sino que también por el desgaste del mecanismo que las comanda[19].

En el manual de instrucción de los interruptores en mención, la empresa fabricante recomienda la ejecución de un mantenimiento mayor cada diez (10) años; el cual, podría requerir el cambio de las cámaras de interrupción, los mecanismos de comando y/o los "bushings" o pasamuros.

Es importante mencionar que el cambio de las cámaras de interrupción está directamente relacionado con el número de aperturas acumuladas[20], tanto normales o por falla, que tenga el equipo y el del mecanismo de comando con el nivel de calidad, precisión y fiabilidad exigido al equipo.

Tabla No.20: Cantidad de operaciones por fase de los interruptores

Progreso 230kV			
Código	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
23M12	319	1526	498
23A12	1549	1545	1553
23M22	124	N/D	N/D
23A22	953	993	982

Los interruptores candidatos a reposición, en el corto plazo, son del tipo monopolar de tanque vivo comandados a través de compresores individuales de aire comprimido; los cuales están próximos a requerir la ejecución del tercer mantenimiento, conllevando así, entre otras piezas de repuesto, el cambio de los aisladores de cada polo del interruptor.

Adicionalmente, y en vista de que el equipo existente fue adquirido a la compañía Nuova Magrini Galileo (NMG), empresa que actualmente ha descontinuado la fabricación de piezas de repuestos, los mayores inconvenientes operativos que presentan los interruptores candidatos a reposición están relacionados con:
(a) el periodo de espera para la adquisición de piezas a través de pedidos especiales (18 meses o más aproximadamente),
(b) incremento de los costos del equipamiento y del soporte técnico.

Desde el punto de vista técnico, los principales inconvenientes son:
(a) Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores NMG, es accionado por aire comprimido. Este mecanismo es mecánicamente muy complejo, con

[19] El mecanismo de comando debe garantizar el cumplimiento de las órdenes que recibe, emitidas, en el caso de fallas, por protecciones que requieren, para que su función se cumpla, una precisión de milisegundos, tanto en el proceso de desconexión en sí como en la necesaria concordancia entre los polos del interruptor.

[20] El conteo de las operaciones efectuadas (sin discriminación de tipo de operación: normal o sobre falla, dato este último sólo disponible por registro de eventos) ha quedado registrado por los contadores mecánicos de los equipos. Sin embargo, no se tienen los datos de la magnitud de las fallas interrumpidas (kA2 acumulados), debido a que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

muchas piezas sujetas a desgaste, y los circuitos neumáticos, por la antigüedad de los equipos, tienen fugas que debe ser permanentemente vigiladas y reparadas, ya que si bien raras veces es necesaria la actuación del interruptor, ésta debe estar absolutamente garantizada, en el momento en que se la requiera.

En este sentido, el reemplazo de la fuente de aire comprimido por una nueva, centralizada o no, no soluciona el problema de desgaste de los mecanismos individuales de comando de apertura y cierre del interruptor, lo cual es progresivo e irreversible.

(b) Cámaras de interrupción: a diferencia de los NMG, los interruptores modernos de tanque muerto utilizan, para el apagado del arco, sistemas de autosoplado, de capacidad de extinción proporcional a la magnitud de la falla, lo que evita el corte anticipado de corrientes inductivas pequeñas, tales como las de desconexión de transformadores en vacío, cortes éstos que generan peligrosas sobretensiones de maniobra.

(c) Contactos: estos interruptores tienen contactos de cobre-plata, de mucha menor duración, en cantidad de maniobras necesarias para su reemplazo (500 contra 5000), que los de cobre-tungsteno que se usan en la actualidad.

(d) Transformadores de corriente por separado: a diferencia de los interruptores de tanque vivo existentes en las instalaciones de ETESA, los interruptores de tanque muerto tienen incorporado los transformadores de corriente tipo toroidales en los bushings; lo que permite eliminar las anomalías térmicas observadas por el encapsulamiento especial de los transformadores de corriente, diseñados para los interruptores tanque vivo.

Todo lo expuesto se resume en que los equipos candidatos a reposición incurren en mayores costos de mantenimiento y no garantizan la confiabilidad del sistema.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente asociados a los interruptores de tanque vivo existentes, son factores críticos que requieren atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho ocurrido el 31 de diciembre de 2011, en el cual personal de la Gerencia de Operación y Mantenimiento realizó la libranza de emergencia debido a la explosión del aislador de la fase C del interruptor 3M22; evento que ocasionó que el transformador “T2” del patio de 34.5kV de la S/E Progreso saliera de operación.

Figura No.6: Problema de daños en el aislador del interruptor 3M22 y sus efectos en el transformador



- Transformadores de tensión

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 20 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Recientemente se han ejecutado libranzas de emergencias (Eje. ETESA-555-2010) para reemplazar transformadores de tensión, debido a explosiones por deterioro del aislamiento, asociado a problemas de fugas del aceite aislante.

Figura No.7: Explosión del transformador de tensión



Los transformadores de tensión candidatos a reposición, en el corto plazo, son del tipo capacitivo, en su mayoría sellados, con el núcleo sumergido en aceite; los cuales están próximos a finalizar su periodo de vida útil.

Los elementos sujetos a desgastes de los transformadores de tensión candidatos a reposición son sus partes capacitivas.

Por otra parte, de los transformadores de tensión listados previamente, existen cuatro (4) asociados al patio 115kV de la Subestación Llano Sanchez; los cuales, a la fecha, cuentan con menos de 15 años de explotación pero han presentado severos problemas de aislamiento. Como resultado de las pruebas eléctricas, se ha observado que los equipos presentan valores de factor de potencia y de capacitancia muy por encima de lo indicado por la fábrica y los cuales ponían en riesgo la seguridad del sistema.

Adicionalmente, y en vista de un evento suscitado el 5 de diciembre de 2010, en el cual, un transformador de tensión de la Subestación Llano Sanchez, de las mismas características de los mencionados en el párrafo anterior, explotó, ETESA le ha solicitado al fabricante del equipo, la compañía AREVA, una explicación relacionada a las fallas repentinas y a la marcada

degradación que presenta su aislamiento; sin embargo, a la fecha de publicación de este informe, no se contaba con respuesta alguna por parte del fabricante.

- Transformadores de corriente

  La disminución del nivel de aislamiento o sellado del equipo, debido a su desgaste natural, es irreversible y da pie a variaciones de las características internas de los transformadores de corriente; aumentando así las probabilidades de falla del equipo o de su explosión.

  En este sentido, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente son factores críticos que requiere atención, por su impacto en los interruptores.

- Pararrayos

  El pararrayo tiene como función:

  a. Limitar la tensión aguas abajo del sistema o elemento a proteger, sin que en sus bornes presenten un nivel de tensión superior a su nivel superior de aislamiento nominal.
  b. Derivar a tierra, a través de ella, la sobre intensidad asociada a la sobretensión; desconectándose de tierra si los valores de sobre intensidad son realmente superiores a los que puede soportar, quedándose en cortocircuito.

  Es fundamentalmente esta última función, la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone al aislamiento y al material interno del equipo, la que protege al sistema y la que por lo tanto debe considerarse a la hora de evaluar la confiabilidad del equipo.

  La degradación del equipo viene dado, básicamente, por el deterioro en el aislamiento del pararrayo producto de su envejecimiento y por el desgaste natural de sus varistores (pastillas de óxido de Zinc); lo que se traduce en una reducción de la resistencia que presentan a la circulación de la corriente y por lo tanto problemas para ejercer su función de impedir que la tensión en la red supere el nivel de aislamiento nominal del equipo.

  Los daños colaterales, originados por la ruptura de los aisladores del pararrayo, son un aspecto crítico a considerar en el análisis por su impacto en los equipos adyacentes.

- Seccionadores motorizados y manuales

  El desgaste de los contactos debido a su operación normal de cerrar o abrir el circuito a altas temperaturas, aunado a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico por la discontinuidad de los mismos en el mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema.

  Lo mencionado en el párrafo anterior se pone en evidencia en los informes de termografía realizados por personal calificado de ETESA y detallados en el Anexo 5.

En el caso específico de los seccionadores manuales de la subestación Cáceres, debido a la función estratégica de esta subestación y a la ventaja que le brindaría, no solo a los agentes del mercado sino también a los consumidores finales, la ejecución, por parte de ETESA, de maniobras vía remota, sería una ventaja sumamente importante en esta Subestación.

Los seccionadores actualizados en una subestación será el elemento que le permitirá al operador (CND o Supervisor de Subestación) ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso, agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos. A lo largo de estos últimos años y debido a las nuevas regulaciones que exigen un tiempo de respuesta muy corto ante eventos, por parte del transportador de energía; los seccionadores motorizados se convertirán en la herramienta que le permitirá al operador realizar sus funciones de una manera más ágil y eficaz.

Por todo lo anteriormente expuesto, la subestación Cáceres requiere de una total actualización, debido a que ésta, tiene más de cuarenta años de haber sido construida y no se le han hecho cambios substanciales en sus equipos, a la vez que, ninguna de sus seccionadoras son motorizadas.

- Transformadores de servicios auxiliares

Similar al padecimiento que presentan los transformadores de corriente en cuanto a la disminución del nivel de aislamiento, los transformadores de servicios auxiliares muestran un deterioro sustancial debido a que los mismos entraron en operación en 1978, por lo que son equipos con 34 años de servicio ininterrumpido. Estos transformadores son sumamente importantes para el sistema de transmisión debido a que son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal proporcionar alimentación de corriente alterna al cargador de batería, alumbrado, ventilación de los autotransformadores, resistencias calefactoras, etc. de la casa de control; un mal funcionamiento de estos equipos puede dejar a una subestación sin el suministro de energía eléctrica.

- Hilo de guarda

Los conductores hilo de guarda 7No.8 Alumoweld tienen la finalidad de proteger los conductores de fase de posibles descargas atmosféricas que pueden conllevar, a su vez, salidas temporales o permanentes del sistema eléctrico nacional.

La alta contaminación del ambiente debido a la salinidad del mismo, aunado a los más de 30 años de servicio ininterrumpido del equipo, han derivado en el deterioro de los conductores y en casos más extremos, hasta su ruptura por corrosión.

La caída del hilo de guarda sobre los conductores de fase podría representar un riesgo para la transmisión de la energía, causando, en su caso más crítico, apagones de magnitudes considerables, de no atenderse la problemática expuesta.

- Equipos de protección

La acción oportuna y correcta de los equipos de protección frente a cualquiera falla eléctrica es indispensable para garantizar la continuidad del servicio.

Los mayores inconvenientes observados son:

1) Finalización de la vida útil: los equipos han sobrepasado la vida útil estimada; incrementándose así la probabilidad de falsas alarmas.
2) Obsolescencia tecnológica:
    a. a diferencia de los equipos de protección existentes en el mercado, los equipos de protecciones diferenciales candidatos a reposición son del tipo estático o electromecánicos con un relevador por fase. En este sentido, el acceso a reportes de fallas y oscilografías es limitado y se requiere de tres relevadores, en vez de uno solamente, para poder realizar la protección completa del transformador.
    b. los equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores candidatos a reposición no permiten: realizar pruebas automáticas de las características de protección de los relevadores, monitorear las entradas digitales y programar secuencias de falla en donde se pueda simular una falla en sus diferentes escenarios.
3) Desgaste del equipo: pérdida precisión en los elementos de ajustes, para el caso de los equipos de protecciones diferenciales candidatos.
4) Ausencia de repuestos:
    a. la compañía Alstom ha discontinuado los repuestos de las protecciones diferenciales de transformador, sobre corriente a neutro y barra modelo tipo MBCH13D1BD0752A, MCGG22D1CD0753C y MFAC34F1BB0001A respectivamente.
    b. El equipo de pruebas de inyección secundaria existente fue descontinuado por la fábrica, limitando el reemplazo de módulos defectuosos.

El 10 de junio de 2008, queda en evidencia el desgaste que sufren los equipos de protecciones, con más de 10 años de servicio ininterrumpido y de la marca Alstom, cuando ETESA ejecutó una libranza de emergencia para sacar de servicio una protección de distancia de la línea 230-8 en la subestación Mata de Nance, debido a malas operaciones.

- Proyectos de comunicaciones

a. Reposición de Banco de Baterías

Las constantes descargas a las cuales han sido sometidos los bancos de baterías desde su instalación en el año 1994 (18 años de servicio ininterrumpido), aunado a su delicada función de garantizar las comunicaciones entre el CND y los diversos agentes del sector eléctrico, ante cualquiera falta de suministro de energía eléctrica, hacen impostergable la reposición de estos activos.

Con el paso del tiempo, las baterías pierden su conductividad para almacenar energía y pueden ser causantes de daños en las casetas donde están instaladas o generar vapores tóxicos; afectando asi, los servicios que ofrece la empresa de Tele protecciones, SCADA, Red de informática (LAN), etc.

b. Reposición de multiplexores Bayly

A nivel nacional, ETESA cuenta con 61 nodos de comunicación; en los cuales están instalados multiplexores de marca Bayly.

La obsolescencia del equipo aunado al cierre de operaciones de la fábrica Bayly, eliminando el servicio de soporte técnico y la fabricación de repuestos, podrían afectar no solo los servicios de Tele protección, SCADA, WAN, telefonía (rojo y beige) que ofrece la empresa, sino que también podría poner en riesgo la operación y supervisión del Sistema Interconectado Nacional.

c. Reposición de rectificadores

Los rectificadores son elementos indispensables para el intercambio de información para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, ya que abastecen de energía a los equipos de comunicaciones y a la vez los protegen de sobre-voltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

Los equipos candidatos a reposición fueron adquiridos en 1994 por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y no cuentan, actualmente, con piezas de repuestos disponibles en el mercado ni con el respaldo de la fábrica; situación que podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema de comunicaciones.

d. Reposición de cross-conectores

A través del Contrato DG-121-95, firmado en 1995, el IRHE adquirió cuatro (4) cross-conectores Amux Multiplexer de la marca Awa Communications ubicados en la columna vertebral del Sistema de Microondas.

A la fecha, los equipos cuentan con mas de 15 años de vida util, ofrecen una capacidad limitada frente a las ventajas tecnológicas de los nuevos equipos en el mercado (estan obsoletos) y han sido descontinuados por el fabricante; factores que afectan el desempeño de la operación y supervisión del Sistema Interconectado Nacional.

e. Reposición de central telefonica en Valbuena

La falta de soporte técnico y repuestos por parte de la empresa fabricante (Panasonic), la limitación de expansión de troncales y extensiones, la imposibilidad de funcionar de forma aislada, ante cualquier contingencia y la obsolescencia de este tipo de central telefónica (análoga) frente a los nuevos modelos existentes en el mercado, son algunos de los factores que evidencian la necesidad de reponer el equipo, con el fin de evitar la consecuente pérdida de la comunicación con las garitas de las subestaciones, los teléfonos de respaldo de cada subestacion de la Zona 3 y una saturación pronunciada de la central telefónica de Panamá.

f. Reposición de torres en Chimenea y Tole

Las torres auto-soportadas de 18 metros de la marca Leblanc fueron concebidas inicialmente, en el año 1995, para instalar antenas de rejillas en la banda de 2GHz; sin embargo, por disposiciones legales de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), ETESA se vio forzada a migrar su sistema principal de microondas, hacia la banda de frecuencias superiores (7GHz) y mantener los mismos sitios de repeticiones originales.
Para poder cumplir con las disposiciones anteriormente mencionadas, ETESA instaló antenas de alto desempeño con un mayor tamaño; acción que elevó el nivel de resistencia al viento.
Esta condición es desfavorable, para la estructura de la torre, dado que a esa altura los vientos superan los 200 km por hora y su diseño original no contempla el soporte de las antenas actualmente instaladas; ocasionando así, un desvanecimiento total en la señal de los enlaces de microondas instalados. En consecuencia, esta situación representa una condición de inseguridad en la operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

- Proyecto de automatización de la SE Cáceres

Actualmente en la red de transmisión de ETESA, existen subestaciones que vienen del inicio del Sistema Integrado Nacional; contando la SE Cáceres con más de 40 años de servicio y con tecnología obsoleta en equipos de monitoreo y control.

En este sentido, se confrontan los siguientes inconvenientes:

1) Diferentes relés de diferentes fabricantes, sin poder comunicarse entre sí dado que no cuentan con el mismo protocolo.
2) Falta de repuestos y tecnología obsoleta de los esquemas de supervisión de los circuitos de disparos, los esquemas de verificación de sincronismo, y los paneles de alarmas y señalización.
3) Problemas de alumbrado.
4) Baja confiabilidad al momento de ejecución de maniobras vía remota.

5 Propuestas de Reposición

5.1 Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general, garantizar el buen funcionamiento del equipo, asegurar su vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

5.2 Objetivo Complementario

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

5.3 Estrategias a implementar

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se puede considerar el reemplazo, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y, sin tener en cuenta opciones que busquen prevenir eventuales fallas a través de la repotenciación o el mejoramiento del equipo (aspectos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

a) Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición)
b) Reposición parcial del activo para dejarlo como nuevo ("*refurbishment*")
c) Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla ("*wait and see*").

Posterior al análisis individual de los equipos candidatos a reposición, se concluye que la alternativa de reposición parcial solamente es aplicable a los interruptores existentes mediante un cambio de las cámaras de interrupción; mientras que para el resto de los equipos sólo quedan dos opciones: reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

5.3.1 Alternativas de reposición

A continuación se detallan las alternativas de reposición por activo.

i. Transformadores de potencia

Si bien es posible la reposición de componentes importantes del transformador, tales como "*bushings*" o RBC, de manera de recuperar en parte su capacidad operativa, es imposible la reposición de la aislación, ya que tal reparación, consiste en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en una fábrica o lugar equivalente donde se disponga de facilidades para el decubaje, e implicaría un costo mayor que el del propio transformador, sin contar con la necesidad de sacarlo de servicio por un periodo inaceptable.

Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto anteriormente, relativo a la irreversibilidad de su degradación, queda descartada toda posibilidad de reposición parcial.

ii. Interruptores

1. Ejecución del tercer mantenimiento mayor y compra de cámaras de interrupción.
2. Compra de nuevos interruptores de tanque muerto.

Cabe destacar que la recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo; justificándose económicamente ésta operación si el polo dañado es uno, pero nunca como recambio del conjunto tripolar, ya que en este caso su costo es prácticamente el mismo que el recambio del interruptor completo y no remedia el desgaste del resto del equipo.

iii. Pararrayos

El riesgo asociado a la pérdida de aislamiento del equipo al ejecutarse el cambio de los varistores (pastilla óxido de zinc), debido a las facilidades requeridas para el decubaje, hace conveniente el reemplazo total del equipo.

iv. Transformador de distribución, tensión y corriente

En vista de que la ejecución de un cambio de las partes capacitivas en los transformadores de distribución, tensión y corriente no garantiza el buen funcionamiento del equipo en el largo plazo y no elimina la probabilidad de la aparición de fallas asociadas al transformador intermedio, se propone el reemplazo total del equipo.

Adicionalmente, y en función del caso específico de los cuatro (4) transformadores de tensión del patio de 115kV de la subestación Llano Sanchez, marca AREVA, proponemos el reemplazo total del equipo debido a problemas de diseño.

v. Seccionadores motorizados y manuales

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos.

Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de los mismos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

vi. Hilo de guarda

Las líneas de 230 kV, 1,2,3,4,5,6,7, y 8, se construyeron en la década del ’70 y constituyen el punto medular para la transmisión de la energía eléctrica, de las centrales hidroeléctricas y plantas de generación térmicas, ubicadas al oeste del país, a los centros de carga.

Estando, los hilos de guarda, candidatos a reposición cerca, o habiendo llegado, al fin de su vida útil estimada, se propone el reemplazo total de esos conductores para que las líneas de transmisión de ETESA sigan brindando un óptimo servicio.

Tabla No.21: Longitud del hilo de guarda candidato a reposición

Subestación	Longitud (km)
BAYANO - PANAMA II	138
PANAMA - CHORRERA	39
CHORRERA - LLANO SANCHEZ	286
PANAMA - LAS MINAS	113

vii. Equipos de protección

En vista de las dificultades que se presentan para la ejecución de un mantenimiento mayor a los equipos de protecciones, debido a la falta de piezas por discontinuidad de fábrica, se propone adquirir:

- dos (2) nuevos relevadores diferenciales de transformador (87T) de dos devanados de tecnología microprocesada con las siguientes características mínimas: bloqueo de segundo y quinto armónico, voltaje de alimentación de **48Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, entradas digitales, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente en cada devanado como también potencia reactiva y activa y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.
- dos (2) nuevos relevadores de disparo y bloque (86T) tipo LOR con las siguientes características mínimas: voltaje de alimentación 48Vdc, reposición manual y capacidad de 5 “decks”.
- cuatro (4) nuevos relevadores diferenciales de transformador (87T) de dos devanados de tecnología microprocesada con las siguientes características mínimas: bloqueo de segundo y quinto armónico, protección de sobre corriente incluida, voltaje de alimentación de **125Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, entradas digitales, contactos de salida, contacto “watchdog” para monitoreo del relé, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente en cada devanado como también

potencia reactiva y activa y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.

- dos (2) equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores con las siguientes características mínimas: 3 generadores de corriente AC/DC, 3 generadores de voltaje AC/DC, simulador de batería, entradas binarias, salidas binarias, temporizador y monitoreo, funciones de auto-verificación que indique el detalle de error registrado, puertos de comunicación para enlace con una computadora portátil y programa de gestión para la ejecución de diferentes tipos de prueba.

viii. Equipos de comunicaciones

g.1. Banco de Baterías

- Tecnología Gel (VRLA)
- Periodo de vida útil de 10 años mínimo
- Módulos individuales con dos (2) celdas como máximo de 2 voltios (24 celdas en total)
- Capacidad nominal según solicitado en amperios-horas a 8 horas mínimo.
- A prueba de fugas y derrames
- A prueba de explosiones
- Instalación vertical u horizontal

g.2. Multiplexores

- Configuración redundante, en control y alimentación
- Capacidad para trabajar en configuración de anillo simple y redundante
- Capacidad de cross-conexión
- Ranuras para tributarias de alta y baja velocidad
- Permite utilizar los módulos Ethernet
- Permite utilizar los módulos de voz
- Permite utilizar los módulos de datos (V24/V28,x21/V11,EIA530, etc.)
- Interfaz óptica 4E1 de largo alcance
- Permite utilizar módulos IEEE C37.94

g.3. Rectificadores

- Características de entrada: margen de voltaje 208 a 240 Vac, margen de frecuencia 50/60Hz, monofásico, factor de potencia mayor a 0.9.
- Características de salida: margen de voltaje 42 a 60Vdc, corriente máxima de salida 110% valor nominal, eficiencia mayor a 82% (con 50-100% carga), regulación en voltaje de FLOAT y EQUAL, estática menor a 0.02% de la línea y carga, dinámica menor a +/- 5% de desviación para cambio de carga de 50 a 100%, tiempo de repuesta 500ms a 0.1% de salida, ecualización local mediante interruptor.
- Ruido de salida: banda de voz menor a 22 dBRNC, banda anca menor a 25/1.2mVrms 1/3 monofásico, acústica menor a 65 dBA a 1 metro.

- Emisiones y radiaciones: EMI cumpliendo con FCC clase B.
- Indicadores y controles: pantalla led de 7 segmentos, controles de push switch float/equal volt, ac normal/fail led indicator, volt + amper meter, general fail led & contact indicator, e indicadores led de falla de módulo y estado de módulo.
- Contactos de alarmas: falla individual de módulo (falla AC, DC, low volt, high volt, load, alarma general)
- MTBF mayor a 300k hrs por fase.

g.4. Cross-conectores

- Capacidad de 8 puertos E1
- Capacidad expandible a 16 puertos E1
- Configuración redundante
- Redundancia en control
- Redundancia en alimentación
- Permite conmutación de ruta

g.5. Central telefónica

- Número de troncales: 8, con facilidad de expansión
- Número de extensiones: 64 análogas y 8 digitales
- Baterías de 48 Vdc y rectificador
- Tipo de central: digital
- Opciones de líneas “Hot Line”
- Propiedades de restricciones de marcado

g.6. Torres

- Altura de 30 metros
- Capacidad al viento superior a 300 km/hr
- Plataforma de descanso intermedio
- Montantes tubulares de 4 pulgadas
- Escaleras de ascenso
- Sistema de red de tierra.

ix. Equipo electrónico para automatización de SE Cáceres

Con la finalidad de optimizar la recopilación de data en las subestaciones a través de una red de gestión de la información con los dispositivos instalados en las mismas, actualizar y mejorar los esquemas de supervisión y control de la instalación y disponer de datos no operativos, se propone migrar a un sistema automatizado de subestación mediante la integración de los distintos IED’s e implementar un sistema de gestión local y remoto.

En este sentido, se requiere la compra de:

1) Equipos integrados o concentradores – 3 unidades
    a. Protocolo IEC 61850

b. Comunicación a través de una red TCP/IP.
c. Licencias para poder integrar cada uno de los IED's al integrador.
d. Sistemas de Gestión amigable, sin limitantes en el manejo de datos y usuarios.

2) Equipos controladores de bahía – 8 unidades
   a. Protocolo IEC 61850
   b. Comunicación a través de una red TCP/IP.
3) HMI Local con su respectiva pantalla de LCD 19'', el cual estará ubicado en la casa de control.
4) HMI Remoto para el sistema de gestión ubicado en las oficinas de ETESA en el complejo deportivo.

5.3.2 Inversión

Los costos de inversión han sido estimados con base a los costos de suministros de licitaciones realizadas por ETESA en los últimos dos años, habiéndose tenido en cuenta los renglones de costos detallados en la sección 3.1.2. – Costos directos e indirectos y el impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios aplicado en la República de Panamá (ITBMS - 7%).

Tabla No.22: Inversión estimada en transformadores de potencia

Inversión / Proyecto Subestación	Largo Plazo		Corto Plazo	
	SE Mata de Nance T1	SE Chorrera T2	SE Panamá T2	SE Llano Sanchez T1
Costos directos de construcción	**B/. 3,348,891.78**	**B/. 3,348,891.78**	**B/. 3,966,461.25**	**B/. 3,348,891.78**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 2,939,945.38**	**B/. 2,939,945.38**	**B/. 3,482,101.00**	**B/. 2,939,945.38**
Montaje y Desmontaje	**B/. 251,659.32**	**B/. 251,659.32**	**B/. 298,067.85**	**B/. 251,659.32**
Obra civil	**B/. 157,287.08**	**B/. 157,287.08**	**B/. 186,292.40**	**B/. 157,287.08**
Costos indirectos	**B/. 468,844.85**	**B/. 468,844.85**	**B/. 555,304.57**	**B/. 468,844.85**
Diseño	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75	B/. 118,993.84	B/. 100,466.75
Inspección	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75	B/. 118,993.84	B/. 100,466.75
Ingeniería	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67	B/. 158,658.45	B/. 133,955.67
Administración	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67	B/. 158,658.45	B/. 133,955.67
Gastos financieros				
Contingencia	**B/. 167,444.59**	**B/. 167,444.59**	**B/. 198,323.06**	**B/. 167,444.59**
Total	**B/. 3,985,181.21**	**B/. 3,985,181.21**	**B/. 4,720,088.89**	**B/. 3,985,181.21**

Tabla No.23: Costos de inversión comparativos de escenarios – reemplazo de equipo vs. ejecución del mantenimiento mayor.

Inversión / Proyecto	Con Reemplazo	Con Reemplazo	Con Mantenimiento	Con Mantenimiento
Subestación	SE Progreso	SE Progreso	SE Progreso	SE Progreso
Cantidad de equipos a reponer	4	5	4	5
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	230 kV	34.5 kV
Costos directos de construcción	**B/. 814,386.66**	**B/. 383,323.17**	**B/. 1,091,297.90**	**B/. 635,909.08**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 714,938.69**	**B/. 336,514.06**	**B/. 958,035.20**	**B/. 558,255.71**
Montaje y Desmontaje	**B/. 61,198.75**	**B/. 28,805.60**	**B/. 82,007.81**	**B/. 47,786.69**
Obra civil	**B/. 38,249.22**	**B/. 18,003.50**	**B/. 51,254.88**	**B/. 29,866.68**
Costos indirectos	**B/. 114,014.13**	**B/. 53,665.24**	**B/. 152,781.71**	**B/. 89,027.27**
Diseño	B/. 24,431.60	B/. 11,499.70	B/. 32,738.94	B/. 19,077.27
Inspección	B/. 24,431.60	B/. 11,499.70	B/. 32,738.94	B/. 19,077.27
Ingeniería	B/. 32,575.47	B/. 15,332.93	B/. 43,651.92	B/. 25,436.36
Administración	B/. 32,575.47	B/. 15,332.93	B/. 43,651.92	B/. 25,436.36
Gastos financieros				
Contingencia	**B/. 40,719.33**	**B/. 19,166.16**	**B/. 54,564.89**	**B/. 31,795.45**
Total	**B/. 969,120.13**	**B/. 456,154.57**	**B/. 1,298,644.50**	**B/. 756,731.81**

Tabla No.24: Inversión estimada en pararrayos

Inversión / Proyecto	Corto Plazo	
Subestación	SE Llano Sanchez	
Cantidad de equipos a reponer	6	3
Nivel de tensión	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 29,643.33**	**B/. 25,937.92**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 26,023.47**	**B/. 22,770.54**
Montaje y Desmontaje	**B/. 2,227.61**	**B/. 1,949.16**
Obra civil	**B/. 1,392.26**	**B/. 1,218.22**
Costos indirectos	**B/. 4,150.07**	**B/. 3,631.31**
Diseño	B/. 889.30	B/. 778.14
Inspección	B/. 889.30	B/. 778.14
Ingeniería	B/. 1,185.73	B/. 1,037.52
Administración	B/. 1,185.73	B/. 1,037.52
Gastos financieros		
Contingencia	**B/. 1,482.17**	**B/. 1,296.90**
Total	**B/. 35,275.57**	**B/. 30,866.12**

Tabla No.25: Inversión estimada en transformadores de servicios auxiliares

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	Mata de Nance
Cantidad de equipos a reponer	6
Nivel de tensión	34.5 kV
Costos directos de construcción	**B/. 37,054.17**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 32,529.34**
Montaje y Desmontaje	**B/. 2,784.51**
Obra civil	**B/. 1,740.32**
Costos indirectos	**B/. 5,187.58**
Diseño	B/. 1,111.63
Inspección	B/. 1,111.63
Ingeniería	B/. 1,482.17
Administración	B/. 1,482.17
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 1,852.71**
Total	**B/. 44,094.46**

Tabla No.26: Inversión estimada en transformadores de tensión

Inversión / Proyecto	Corto Plazo							
Subestación	SE Mata de Nance	SE Progreso	SE Caldera	SE Llano Sanchez		SE Cáceres	SE Panamá	
Cantidad de equipos a reponer	5	9	15	4	2	5	16	7
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	115 kV	115 kV	34.5 kV	115 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 104,986.81**	**B/. 75,312.60**	**B/. 203,797.93**	**B/. 54,346.11**	**B/. 16,736.13**	**B/. 67,932.64**	**B/. 217,384.45**	**B/. 146,981.53**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 92,166.46**	**B/. 66,115.88**	**B/. 178,911.36**	**B/. 47,709.70**	**B/. 14,692.42**	**B/. 59,637.12**	**B/. 190,838.78**	**B/. 129,033.04**
Montaje y Desmontaje	**B/. 7,889.45**	**B/. 5,659.52**	**B/. 15,314.81**	**B/. 4,083.95**	**B/. 1,257.67**	**B/. 5,104.94**	**B/. 16,335.80**	**B/. 11,045.23**
Obra civil	**B/. 4,930.91**	**B/. 3,537.20**	**B/. 9,571.76**	**B/. 2,552.47**	**B/. 786.04**	**B/. 3,190.59**	**B/. 10,209.87**	**B/. 6,903.27**
Costos indirectos	**B/. 14,698.15**	**B/. 10,543.76**	**B/. 28,531.71**	**B/. 7,608.46**	**B/. 2,343.06**	**B/. 9,510.57**	**B/. 30,433.82**	**B/. 20,577.41**
Diseño	B/. 3,149.60	B/. 2,259.38	B/. 6,113.94	B/. 1,630.38	B/. 502.08	B/. 2,037.98	B/. 6,521.53	B/. 4,409.45
Inspección	B/. 3,149.60	B/. 2,259.38	B/. 6,113.94	B/. 1,630.38	B/. 502.08	B/. 2,037.98	B/. 6,521.53	B/. 4,409.45
Ingeniería	B/. 4,199.47	B/. 3,012.50	B/. 8,151.92	B/. 2,173.84	B/. 669.45	B/. 2,717.31	B/. 8,695.38	B/. 5,879.26
Administración	B/. 4,199.47	B/. 3,012.50	B/. 8,151.92	B/. 2,173.84	B/. 669.45	B/. 2,717.31	B/. 8,695.38	B/. 5,879.26
Gastos financieros								
Contingencia	**B/. 5,249.34**	**B/. 3,765.63**	**B/. 10,189.90**	**B/. 2,717.31**	**B/. 836.81**	**B/. 3,396.63**	**B/. 10,869.22**	**B/. 7,349.08**
Total	**B/. 124,934.30**	**B/. 89,621.99**	**B/. 242,519.53**	**B/. 64,671.88**	**B/. 19,916.00**	**B/. 80,839.84**	**B/. 258,687.50**	**B/. 174,908.03**

Tabla No.27: Inversión estimada en transformadores de corriente

Inversión / Proyecto	Corto Plazo	
Subestación	SE Llano Sanchez	
Cantidad de equipos a reponer	18	30
Nivel de tensión	34.5 kV	115 kV
Costos directos de construcción	**B/. 153,804.44**	**B/. 504,307.23**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 135,022.77**	**B/. 442,724.28**
Montaje y Desmontaje	**B/. 11,557.95**	**B/. 37,897.20**
Obra civil	**B/. 7,223.72**	**B/. 23,685.75**
Costos indirectos	**B/. 21,532.62**	**B/. 70,603.01**
Diseño	B/. 4,614.13	B/. 15,129.22
Inspección	B/. 4,614.13	B/. 15,129.22
Ingeniería	B/. 6,152.18	B/. 20,172.29
Administración	B/. 6,152.18	B/. 20,172.29
Gastos financieros		
Contingencia	**B/. 7,690.22**	**B/. 25,215.36**
Total	**B/. 183,027.29**	**B/. 600,125.61**

Tabla No.28: Inversión estimada en seccionadores motorizados

Inversión / Proyecto	Corto plazo		
Subestación	SE Panamá		SE Cáceres
Cantidad de equipos a reponer	10	2	12
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	115 kV
Costos directos de construcción	**B/. 245,434.46**	**B/. 56,816.39**	**B/. 294,521.35**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 215,463.49**	**B/. 49,878.32**	**B/. 258,556.19**
Montaje y Desmontaje	**B/. 18,443.67**	**B/. 4,269.58**	**B/. 22,132.41**
Obra civil	**B/. 11,527.30**	**B/. 2,668.49**	**B/. 13,832.76**
Costos indirectos	**B/. 34,360.82**	**B/. 7,954.29**	**B/. 41,232.99**
Diseño	B/. 7,363.03	B/. 1,704.49	B/. 8,835.64
Inspección	B/. 7,363.03	B/. 1,704.49	B/. 8,835.64
Ingeniería	B/. 9,817.38	B/. 2,272.66	B/. 11,780.85
Administración	B/. 9,817.38	B/. 2,272.66	B/. 11,780.85
Gastos financieros			
Contingencia	**B/. 12,271.72**	**B/. 2,840.82**	**B/. 14,726.07**
Total	**B/. 292,067.01**	**B/. 67,611.51**	**B/. 350,480.41**

Tabla No.29: Inversión estimada en seccionadores manuales

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	8
Nivel de tensión	230Kv
Costos directos de construcción	**B/. 156,454.48**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 144,117.98**
Montaje y Desmontaje	**B/. 12,336.50**
Obra civil	
Costos indirectos	**B/. 21,903.63**
Diseño	B/. 4,693.63
Inspección	B/. 4,693.63
Ingeniería	B/. 6,258.18
Administración	B/. 6,258.18
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 7,822.72**
Total	**B/. 186,180.83**

Tabla No.30: Inversión estimada en hilo de guarda Zona 1

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	Zona 1
Cantidad de equipos a reponer	576
Nivel de tensión	Longitud (km)
Costos directos de construcción	**B/. 5,424,207.17**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 4,996,506.24**
Montaje y Desmontaje	**B/. 427,700.93**
Obra civil	
Costos indirectos	**B/. 759,389.00**
Diseño	B/. 162,726.22
Inspección	B/. 162,726.22
Ingeniería	B/. 216,968.29
Administración	B/. 216,968.29
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 271,210.36**
TOTAL	**B/. 6,454,806.54**

Tabla No.31: Inversión estimada en equipos de protección (87T – protección diferencial de transformador)

Inversión / Proyecto	Corto plazo
Subestación	Charco Azul
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	**B/. 43,494.47**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 34,595.53**
Montaje y Desmontaje	**B/. 8,898.94**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 6,089.23**
Diseño	B/. 1,304.83
Inspección	B/. 1,304.83
Ingeniería	B/. 1,739.78
Administración	B/. 1,739.78
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 2,174.72**
Total	**B/. 51,758.42**

Tabla No.32: Inversión estimada en equipos de protección (86T – relevador disparo bloqueo)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	Charco Azul
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	**B/. 3,600.59**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 2,863.91**
Montaje y Desmontaje	**B/. 736.68**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 504.08**
Diseño	B/. 108.02
Inspección	B/. 108.02
Ingeniería	B/. 144.02
Administración	B/. 144.02
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 180.03**
Total	**B/. 4,284.70**

Tabla No.33: Inversión estimada en equipos de prueba de inyección secundaria para relevadores

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Protección
Costos directos de construcción	**B/. 139,100.00**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 139,100.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 0.00**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 5,564.00**
Diseño	
Inspección	
Ingeniería	
Administración	B/. 5,564.00
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 6,955.00**
Total	**B/. 151,619.00**

Tabla No.34: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (banco de baterías)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	15
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	**B/. 156,814.92**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 144,450.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 12,364.92**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 21,954.09**
Diseño	B/. 4,704.45
Inspección	B/. 4,704.45
Ingeniería	B/. 6,272.60
Administración	B/. 6,272.60
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 7,840.75**
Total	**B/. 186,609.75**

Tabla No.35: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (multiplexores Bayly)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	61
Nivel de tensión	Multiplexores
Costos directos de construcción	**B/. 1,238,257.07**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 1,140,620.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 97,637.07**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 173,355.99**
Diseño	B/. 37,147.71
Inspección	B/. 37,147.71
Ingeniería	B/. 49,530.28
Administración	B/. 49,530.28
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 61,912.85**
Total	**B/. 1,473,525.92**

Tabla No.36: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (rectificadores)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	12
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	**B/. 278,782.08**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 256,800.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 21,982.08**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 39,029.49**
Diseño	B/. 8,363.46
Inspección	B/. 8,363.46
Ingeniería	B/. 11,151.28
Administración	B/. 11,151.28
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 13,939.10**
Total	**B/. 331,750.68**

Tabla No.37: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (cross-conectores)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	4
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	**B/. 141,714.22**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 130,540.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 11,174.22**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 19,839.99**
Diseño	B/. 4,251.43
Inspección	B/. 4,251.43
Ingeniería	B/. 5,668.57
Administración	B/. 5,668.57
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 7,085.71**
Total	**B/. 168,639.93**

Tabla No.38: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (central telefónica)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	1
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	**B/. 34,847.76**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 32,100.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 2,747.76**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 4,878.69**
Diseño	B/. 1,045.43
Inspección	B/. 1,045.43
Ingeniería	B/. 1,393.91
Administración	B/. 1,393.91
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 1,742.39**
Total	**B/. 41,468.83**

Tabla No.39: Inversión estimada en equipos de comunicaciones (torres)

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	
Cantidad de equipos a reponer	2
Nivel de tensión	Comunicaciones
Costos directos de construcción	**B/. 104,543.28**
Costo de repuestos	
Costo de pruebas	
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 14,636.06**
Diseño	B/. 3,136.30
Inspección	B/. 3,136.30
Ingeniería	B/. 4,181.73
Administración	B/. 4,181.73
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 5,227.16**
Total	**B/. 124,406.50**

Tabla No.40: Inversión estimada en equipo para automatización de la SE Cáceres

Inversión / Proyecto	Corto Plazo
Subestación	SE Cáceres
Nivel de tensión	115kV
Costos directos de construcción	**B/. 276,772.73**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 254,949.09**
Montaje y Desmontaje	**B/. 21,823.64**
Obra civil	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 38,748.18**
Diseño	B/. 8,303.18
Inspección	B/. 8,303.18
Ingeniería	B/. 11,070.91
Administración	B/. 11,070.91
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 13,838.64**
Total	**B/. 329,359.55**

5.3.3 Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de los equipos según el PPI definido en la sección 3.1.3 del presente informe (variación media registrada en el periodo 1985-2011) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Tabla No.41: Índice de escalación de precios anual

Ìndice	Porcentaje (%)
Electric power and specialty transformer mfg –	3.10%
Power circuit breakers, all voltages -	1.04%
Switchgear, except relays and ducts, 1000 volts and under –	2.75%
Other communication and energy wire mfg –	3.92%
Other lighting equipment manufacturing	1.398%
Relay and industrial control mfg	2.58%
Air-conditioning, refrigeration, and forced air heating equipment mfg	1.85%
Broadcast and wireless communications equipment mfg	-0.08%
Comunicación - torres	2.88%
Comunicación - central telefónica	-0.42%
Baterías	2.61%

Tabla No.42: Inversión diferida de los equipos

Subestación	Activo a reponer	Inversión total 2012	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada periodo) 2014	2015	2016	2017
SE Panamá	T2	B/. 4,720,088.89	B/. 5,013,112.00	B/. 5,168,719.00	B/. 5,329,156.04	B/. 5,494,573.04
SE Llano Sanchez	T1	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86
SE Mata de Nance	T1	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86
SE Chorrera	T2	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86
SE Progreso	Interruptores 230kV	B/. 969,120.13	B/. 989,297.21	B/. 999,595.79	B/. 1,010,001.58	B/. 1,020,515.70
SE Llano Sanchez	Pararrayos 115kV - CP	B/. 35,275.57	B/. 36,261.87	B/. 36,768.81	B/. 37,282.84	B/. 37,804.06
SE Llano Sanchez	Pararrayos 230kV - CP	B/. 30,866.12	B/. 31,729.14	B/. 32,172.71	B/. 32,622.49	B/. 33,078.55
SE Cáceres	Seccionadores motorizados CPT 115kV - CP	B/. 350,480.41	B/. 369,728.79	B/. 379,881.55	B/. 390,313.09	B/. 401,031.09
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 115kV - CP	B/. 292,067.01	B/. 308,107.33	B/. 316,567.95	B/. 325,260.91	B/. 334,192.57
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 230kV - CP	B/. 67,611.51	B/. 71,324.73	B/. 73,283.31	B/. 75,295.67	B/. 77,363.29
SE Progreso	transformadores de tensión 34.5kV - CP	B/. 89,621.99	B/. 95,185.72	B/. 98,140.29	B/. 101,186.56	B/. 104,327.39
SE Llano Sanchez	transformadores de tensión 34.5kV - CP	B/. 19,916.00	B/. 21,152.38	B/. 21,808.95	B/. 22,485.90	B/. 23,183.87
SE Llano Sanchez	transformadores de tensión 115 kV - CP	B/. 64,671.88	B/. 68,686.71	B/. 70,818.74	B/. 73,016.95	B/. 75,283.40
SE Caldera	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 242,519.53	B/. 257,575.14	B/. 265,570.28	B/. 273,813.58	B/. 282,312.75
SE Panamá	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 258,687.50	B/. 274,746.82	B/. 283,274.96	B/. 292,067.82	B/. 301,133.60
SE Panamá	transformadores de tensión 230kV - CP	B/. 174,908.03	B/. 185,766.32	B/. 191,532.50	B/. 197,477.67	B/. 203,607.38
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 230kV - CP	B/. 124,934.30	B/. 132,690.23	B/. 136,808.93	B/. 141,055.48	B/. 145,433.84
SE Cáceres	transformadores de tensión 115kV - CP	B/. 80,839.84	B/. 85,858.38	B/. 88,523.43	B/. 91,271.19	B/. 94,104.25
SE Llano Sanchez	transformadores de corriente 34.5kV	B/. 183,027.29	B/. 194,389.62	B/. 200,423.47	B/. 206,644.62	B/. 213,058.87
SE Llano Sanchez	transformadores de corriente 115kV	B/. 600,125.61	B/. 637,381.40	B/. 657,165.72	B/. 677,564.15	B/. 698,595.74
SE Mata de Nance	transformadores de servicios auxiliares 34.5 / 0.208 kV	B/. 44,094.46	B/. 46,831.84	B/. 48,285.50	B/. 49,784.29	B/. 51,329.59
SE Cáceres	Equipos electronicos para automatización	B/. 329,359.55	B/. 346,374.27	B/. 355,321.11	B/. 364,499.06	B/. 373,914.07
Charco Azul	87T - Protección Diferencial del Trafo	B/. 51,758.42	B/. 54,432.26	B/. 55,838.25	B/. 57,280.55	B/. 58,760.11
Charco Azul	86T - Relevador Disparo Bloqueo	B/. 4,284.70	B/. 4,506.05	B/. 4,622.44	B/. 4,741.84	B/. 4,864.32
	Equipo de prueba de inyección - relevadores	B/. 151,619.00	B/. 159,451.64	B/. 163,570.27	B/. 167,795.29	B/. 172,129.45
Zona 1	Cambio de 576km de hilo de guarda	B/. 6,454,806.54	B/. 6,960,217.89	B/. 7,232,710.42	B/. 7,515,871.03	B/. 7,810,117.38
	Banco de Baterías 48 VDC	B/. 186,609.75	B/. 196,358.25	B/. 201,487.13	B/. 206,749.97	B/. 212,150.28
	Central Telefónica	B/. 41,468.83	B/. 41,119.67	B/. 40,946.55	B/. 40,774.17	B/. 40,602.51
Equipo de	Crosconectores	B/. 168,639.93	B/. 168,366.73	B/. 168,230.35	B/. 168,094.09	B/. 167,957.93
comunicaciones	Multiplexores Bayly	B/. 1,473,525.92	B/. 1,471,138.80	B/. 1,469,947.18	B/. 1,468,756.52	B/. 1,467,566.83
	Rectificadores	B/. 331,750.68	B/. 331,213.24	B/. 330,944.96	B/. 330,676.89	B/. 330,409.04
	Torres	B/. 124,406.50	B/. 131,567.34	B/. 135,353.85	B/. 139,249.33	B/. 143,256.93

5.3.4 Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondo se ha considerado para todos los equipos de subestaciones y transformadores candidatos a reposición el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción, a excepción de los transformadores de potencia; los cuales, contemplan el pago de un anticipo de 30% de su costo con la O/C, otro 30% a la mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a la obra.

Tabla No. 43: Cronograma de desembolsos típico – Interruptores 230 Kv SE Progreso

Interruptores 230kV

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Diseño	B/. 24,431.60									B/. 24,431.60
Ingeniería	B/. 32,575.47									B/. 32,575.47
Administración		B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	Refrendo				B/. 32,575.47
Suministro								B/. 211,699.50	B/. 493,965.50	B/. 705,665.00
Estructuras, herrajes								B/. 4,636.85	B/. 4,636.85	B/. 9,273.69
Instalación									B/. 99,447.97	B/. 99,447.97
Inspección									B/. 24,431.60	B/. 24,431.60
Contingencias									B/. 40,719.33	B/. 40,719.33
Total	B/. 57,007.07	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87	B/. 8,143.87			B/. 216,336.35	B/. 663,201.25	B/. 969,120.13

Tabla No.44: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de protecciones para SE Charco Azul

Equipo de protecciones - 87T y 86T

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	Total
Diseño	B/. 1,412.85							B/. 1,412.85
Ingeniería	B/. 1,883.80							B/. 1,883.80
Administración	B/. 470.95	B/. 1,412.85	Refrendo					B/. 1,883.80
Suministro				B/. 11,237.83		B/. 26,221.61		B/. 37,459.45
Instalación							B/. 9,635.62	B/. 9,635.62
Inspección							B/. 1,412.85	B/. 1,412.85
Contingencias							B/. 2,354.75	B/. 2,354.75
Total	B/. 3,767.61	B/. 1,412.85	B/. -	B/. 11,237.83		B/. 26,221.61	B/. 13,403.22	B/. 56,043.13

Tabla No.45: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones - Crossconectores

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	Total
Diseño	B/. 4,251.43							B/. 4,251.43
Ingeniería	B/. 5,668.57							B/. 5,668.57
Administración	B/. 1,417.14	B/. 4,251.43	Refrendo					B/. 5,668.57
Suministro				B/. 39,162.00		B/. 91,378.00		B/. 130,540.00
Instalación							B/. 11,174.22	B/. 11,174.22
Inspección							B/. 4,251.43	B/. 4,251.43
Contingencias							B/. 7,085.71	B/. 7,085.71
Total	B/. 11,337.14	B/. 4,251.43	B/. -	B/. 39,162.00		B/. 91,378.00	B/. 22,511.36	B/. 168,639.93

**Nota: El cronograma de desembolso típico para los equipos de comunicaciones presenta una excepción para el caso de las torres y los multiplexores; en los cuales para el primero el periodo de instalación se extiende un mes adicional y el segundo contempla dos meses de refrendo en vez de uno por la magnitud de la inversión.

Tabla No.46: Cronograma de desembolso típico – transformadores

Transformador de potencia - SE Panamá (175 MVA)

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	Total
Diseño	B/. 118,993.84																														B/. 118,993.84
Ingeniería		B/. 158,658.45																													B/. 158,658.45
Administración			B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	Refrendo																						B/. 158,658.45
Suministro											B/. 1,044,630.30								B/. 1,044,630.30							B/. 696,420.20	B/. 348,210.10	B/. 348,210.10			B/. 3,482,101.00
Instalación																														B/. 484,360.25	B/. 484,360.25
Inspección																												B/. 35,698.15		B/. 83,295.69	B/. 118,993.84
Contingencias																														B/. 198,323.06	B/. 198,323.06
Total	B/. 118,993.84	B/. 158,658.45	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07	B/. 26,443.07			B/. 1,044,630.30								B/. 1,044,630.30							B/. 696,420.20	B/. 383,908.25	B/. 348,210.10	B/. 765,979.00		B/. 4,720,088.89

Transformador de potencia - SE Chorrera (100 MVA)

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
Diseño	B/. 100,466.75																								B/. 100,466.75
Ingeniería		B/. 133,955.67																							B/. 133,955.67
Administración			B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	Refrendo																B/. 133,955.67
Suministro											B/. 881,983.61					B/. 881,983.61					B/. 587,989.08	B/. 293,994.54	B/. 293,994.54		B/. 2,939,945.38
Instalación																								B/. 408,946.40	B/. 408,946.40
Inspección																								B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Contingencias																								B/. 167,444.59	B/. 167,444.59
Total	B/. 100,466.75	B/. 133,955.67	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95	B/. 22,325.95			B/. 881,983.61										B/. 587,989.08	B/. 293,994.54	B/. 293,994.54	B/. 676,857.74	B/. 3,985,181.21

Tabla No.47: Cronograma de desembolso típico – hilo de guarda

Hilo de Guarda - Zona 1 (Año 3 y 4)

Etapa	Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
Diseño	Diseño																									B/. -
Ingeniería	Ingeniería																									B/. -
Administración	Administración																									B/. -
Suministro	Suministro							.07	B/. 54,242.07																	B/. -
Instalación	Instalación		B/. 160,048.09					B/.	160,048.09				B/.	21,824.74					B/.	21,824.74					B/. 363,745.65
Inspección	Inspección									B/. 80,798.09											B/.	11,017.92				B/. 91,816.01
Contingencias	Contingencias									B/. 134,663.48											B/.	18,363.20				B/. 153,026.68
Total	Total		B/. 160,048.09					B/.	160,048.09	B/. 215,461.56			B/.	21,824.74					B/.	21,824.74	B/.	29,381.12				B/. 608,588.34

24	Total
	B/. 162,726.22
	B/. 216,968.29
	B/. 216,968.29
	B/. 4,996,506.24
	B/. 63,955.28
	B/. 70,910.21
	B/. 118,183.68
	B/. 5,846,218.20

Tabla No.48: Cronograma de desembolsos anual de proyectos de inversión diferido según fecha de ejecución

Proyecto	Subestación	Qtd.	2014	2015	Total de inversión por equipo y Subestación
Reposición de transformadores de potencia					
	SE Mata de Nance			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Chorrera			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Llano Sanchez	1	B/. 1,297,304.33	B/. 3,026,387.93	B/. 4,323,692.26
	SE Panamá	1	B/. 1,572,877.86	B/. 3,547,019.02	B/. 5,119,896.87
Reposición de interruptores					
	SE Progreso - 230kV	4	B/. 989,297.21		B/. 989,297.21
Reposición de transformadores de tensión					
	SE Mata de Nance - 230kV	5		B/. 136,808.93	B/. 136,808.93
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	2	B/. 21,152.38		B/. 21,152.38
	SE Llano Sanchez - 115kV	4	B/. 68,686.71		B/. 68,686.71
	SE Progreso - 34.5kV	9		B/. 98,140.29	B/. 98,140.29
	SE Caldera - 115kV	15	B/. 257,575.14		B/. 257,575.14
	SE Panamá - 115kV	16	B/. 274,746.82		B/. 274,746.82
	SE Panamá - 230kV	7		B/. 191,532.50	B/. 191,532.50
	SE Cáceres - 115kV	5		B/. 88,523.43	B/. 88,523.43
Reposición de transformadores de corriente					
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	18	B/. 194,389.62		B/. 194,389.62
	SE Llano Sanchez - 115kV	30	B/. 637,381.40		B/. 637,381.40
Reposición de transformadores de servicios auxiliares					
	SE Mata de Nance	6		B/. 48,285.50	B/. 48,285.50
Reposición de seccionadores motorizados					
	SE Panamá - 115kV	10		B/. 316,567.95	B/. 316,567.95
	SE Cáceres - 115kV	12		B/. 379,881.55	B/. 379,881.55
	SE Panamá - 230kV	2		B/. 73,283.31	B/. 73,283.31
Reposición de pararrayos					
	SE Llano Sanchez - 115 kV	6		B/. 36,768.81	B/. 36,768.81
	SE Llano Sanchez - 230kV	3		B/. 32,172.71	B/. 32,172.71
Reposición de equipo de protección					
	Equipo de prueba de inyección secundar	2	B/. 159,451.64		B/. 159,451.64
	SE Charco Azul (87T y 86T)	4	B/. 58,938.31		B/. 58,938.31
Reposición de equipos de comunicaciones					
Banco de Baterías		15	B/. 196,358.25		B/. 196,358.25
Multiplexores		61	B/. 723,510.89	B/. 747,022.34	B/. 1,470,533.23
Rectificadores		12	B/. 165,606.62	B/. 165,472.48	B/. 331,079.10
Cross-conectores		4	B/. 168,366.73		B/. 168,366.73
Central Telefónica		1	B/. 41,119.67		B/. 41,119.67
Torres		2		B/. 135,353.85	B/. 135,353.85
Proyecto de automatización	SE Cáceres			B/. 355,321.11	B/. 355,321.11
Reposición de hilo de guarda	Zona 3			B/. 3,122,337.08	B/. 3,122,337.08
	Zona 1	1	B/. 3,642,064.19	B/. 2,766,126.78	B/. 6,408,190.97
TOTAL		**258**	**B/. 10,468,827.77**	**B/. 17,942,150.89**	**B/. 28,410,978.65**

5.3.5 Resultados Económicos

La tabla No.49 compara, para una tasa de descuento del 10.71%[21], el valor presente neto de la inversión, con el del costo medio de la falla que ocasionaría la no reposición del activo, indicando además los resultados económicos de cada inversión.

Dado que los beneficios de la reposición (costo evitado de falla) varían según el año en que ésta se produzca, en el cuadro se presentan los valores para cada año.

Adicionalmente, y con el objetivo de evidenciar los costos asociados a daños colaterales por explosiones de los activos, que por razones de finalización de vida útil, discontinuidad de repuestos, desgaste, entre otras, presentan, estadísticamente, una alta probabilidad de falla, se desglosan a continuación los costos diferidos de reemplazo de los activos adyacentes; asumiendo el impacto de un evento a la vez.

Tabla No.50: Resultados económicos por daños colaterales

Activos	Subestación	Patio (kV)	Año de instalación	Costos asociados a daños colaterales				
				2013	2014	2015	2016	2017
Transformadores de tensión	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Llano Sanchez	115	2001	B/. 3,025.91	B/. 3,047.11	B/. 3,076.48	B/. 3,116.35	B/. 3,169.38
	SE Mata de Nance	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Mata de Nance	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
	SE Mata de Nance	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
	SE Caldera	115	1982	B/. 3,648.41	B/. 3,970.33	B/. 4,268.40	B/. 4,542.63	B/. 4,793.01
	SE Panamá	115	1976	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42	B/. 5,615.69	B/. 5,705.11
	SE Panamá	115	1994	B/. 456.43	B/. 591.80	B/. 754.42	B/. 945.82	B/. 1,166.55
	SE Panamá	230	1983	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07	B/. 7,469.70	B/. 7,949.60
	SE Panamá	230	1976	B/. 9,107.61	B/. 9,399.72	B/. 9,629.24	B/. 9,827.46	B/. 9,983.94
	SE Panamá	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
	SE Cáceres	115	1970	B/. 5,207.04	B/. 5,369.65	B/. 5,505.02	B/. 5,615.44	B/. 5,703.69
	SE Cáceres	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
Transformador de corriente	SE Progreso	34.5	1985	B/. 969.22	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 74,689.16	B/. 77,531.08	B/. 80,017.76	B/. 81,971.58
	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 2,640.92	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	115	1978	B/. 8,387.77	B/. 118,278.66	B/. 122,779.15	B/. 126,717.09	B/. 129,811.18
	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 2,640.92	B/. 70,320.25	B/. 78,336.76	B/. 86,071.98	B/. 93,666.57
	SE Panamá	230	1976	B/. 5,204.35	B/. 216,770.52	B/. 222,063.47	B/. 226,634.66	B/. 230,243.49
Pararrayos	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 4,620.19	B/. 5,133.55	B/. 5,646.90	B/. 6,149.99	B/. 6,632.54
	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 7,501.42	B/. 8,334.91	B/. 9,168.40	B/. 9,985.22	B/. 10,768.71
	SE Llano Sanchez	230	1985	B/. 11,593.10	B/. 12,881.23	B/. 14,169.35	B/. 15,431.71	B/. 16,642.54
	SE Panamá	230	1978	B/. 19,914.38	B/. 20,841.82	B/. 21,666.22	B/. 22,413.33	B/. 23,031.63
	SE Cáceres	115	1990	B/. 3,777.84	B/. 4,433.93	B/. 5,143.27	B/. 5,898.29	B/. 6,689.49
	SE Chorrera	230	1988	B/. 7,948.68	B/. 9,115.53	B/. 10,338.31	B/. 11,599.85	B/. 12,881.23

**Nota: Los costos asociados a daños colaterales obedecen a la inversión de emergencia a realizar por ETESA por la explosión del equipo, cuantificando solamente los daños en los equipos adyacentes (transformadores de tensión – pararrayos, transformadores de corriente – interruptores, pararrayos – transformadores de tensión).

[21] Tasa de rentabilidad antes de impuestos aprobada a ETESA según Resolución AN No.2718-Elec del 30 de junio de 2009 para el periodo tarifario 2009-2013.

5.3.6 Beneficios esperados

Las propuestas de reposición modernizarán las subestaciones de ETESA y redundarán en un mejor servicio; garantizando la continuidad del mismo y brindando una mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a. Interruptores de tanque muerto:
   a.1. Incrementar el espacio en el patio 230 kV para maniobras de mantenimiento u otras, debido a que este diseño no requiere de los pedestales para los transformadores de corriente que utilizan los interruptores existentes de tanque vivo.
   a.2. Reducir la probabilidad de fallas del equipo, debido a que los interruptores nuevos están provistos de transformadores de corriente tipo toroidales, por lo que las fallas atribuidas al aceite aislante no ocurrirían.
   a.3. Desaparecer las anomalías térmicas debido a que los transformadores de corriente de tipo toroidal no requieren de encapsulamiento especial aislado, como los diseñados para los interruptores tanque vivo.
   a.4. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo existente.
   a.5. Disminuir los costos de los mantenimientos correctivos dado que no habría la necesidad de la sala compresora.

b. Transformadores de tensión, corriente y de distribución
   b.1. Limitar las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
   b.2. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados, por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.

c. Equipo de protecciones
   c.1. Protecciones diferenciales
   - Permitir garantizar el despejo oportuno de cualquiera falla eléctrica que pueda presentarse en los equipos candidatos a reposición.
   - Reducir el espacio del panel de protección ya que los equipos a reemplazar están conformados de tres (3) relevadores diferenciales monofásicos (uno por fase) y tienen otro relevador adicional como protección de sobrecorriente de neutro.
   - Disminuir de los costos de mantenimientos, ya que los equipos de protecciones tipo microprocesadores tienen funciones de autoverificación.
   - Permitir analizar los eventos en el transformador en tiempo real a través de los reportes de fallas y oscilografías y descargar ajustes, verificar mediciones y descargar reportes de falla de forma remota.
   - Reducir el cableado ya que la compensación angular puede hacerse internamente por medio del algoritmo del relevador.

   c.2. Equipo de prueba de inyección secundaria
   - Disminuir los costos de mantenimiento, los cuales se han incrementado por los retrasos en el tiempo programado para pruebas asociado a la mala funcionalidad de estos equipos.
   - Programar las características de funcionalidad de los relevadores de manera automática y verificar el resultado de las mismas. Con la compra de sus accesorios es

posible realizar pruebas End to End para realizar las pruebas de estabilidad de los diferenciales de línea.

d. Equipo de comunicaciones
   - Banco de baterías: asegurar el fluido eléctrico ante fallas del mismo.
   - Cross-conectores: evitar la pérdida de comunicación con provincias centrales y Chiriquí.
   - Central telefónica: permitir configurar mejor las restricciones de marcado, ayudar a descongestionar la central existente en Panamá, permitir establecer mayor número de enlaces entre centrales, evitar la saturación telefónica de la central y brindar mayores beneficios en las facilidades que ofrecen las extensiones del abonado.
   - Torres: evitar la pérdida no solo de la comunicación entre la Zona 3 y el CND, sino que también de las teleprotecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230kV que componen la red de ETESA en la provincia de Chiriquí.

e. Automatización de SE Cáceres
   - Contar con una sola base de datos de la información extraída de los diferentes IED instalados en las subestaciones.
   - Aumentar la confiabilidad de los diferentes esquemas de control
   - Contar con monitoreo de alarmas de los diferentes equipos instalados en la subestación en un solo dispositivo.
   - Aumentar el espacio disponible en la sala de protección y control.
   - Disminuir el cableado existente
   - Inicio de migración hacia el protocolo de interoperabilidad de subestaciones utilizando IED's de diferentes fabricantes, protocolo 61850.
   - Utilizar como plataforma de comunicaciones el TCP/IP.
   - Mejorar el tiempo de elaboración de informes de eventos ocurridos en el SIN.

6 Conclusión

A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Tabla No.51: Listado de equipos por años de reposición

Proyecto	Subestación	Qtd.	2014	2015	Total de inversión por equipo y Subestación
Reposición de transformadores de potencia					
	SE Mata de Nance			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Chorrera			B/. 1,337,572.66	B/. 1,337,572.66
	SE Llano Sanchez	1	B/. 1,297,304.33	B/. 3,026,387.93	B/. 4,323,692.26
	SE Panamá	1	B/. 1,572,877.86	B/. 3,547,019.02	B/. 5,119,896.87
Reposición de interruptores					
	SE Progreso - 230kV	4	B/. 989,297.21		B/. 989,297.21
Reposición de transformadores de tensión					
	SE Mata de Nance - 230kV	5		B/. 136,808.93	B/. 136,808.93
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	2	B/. 21,152.38		B/. 21,152.38
	SE Llano Sanchez - 115kV	4	B/. 68,686.71		B/. 68,686.71
	SE Progreso - 34.5kV	9		B/. 98,140.29	B/. 98,140.29
	SE Caldera - 115kV	15	B/. 257,575.14		B/. 257,575.14
	SE Panamá - 115kV	16	B/. 274,746.82		B/. 274,746.82
	SE Panamá - 230kV	7		B/. 191,532.50	B/. 191,532.50
	SE Cáceres - 115kV	5		B/. 88,523.43	B/. 88,523.43
Reposición de transformadores de corriente					
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	18	B/. 194,389.62		B/. 194,389.62
	SE Llano Sanchez - 115kV	30	B/. 637,381.40		B/. 637,381.40
Reposición de transformadores de servicios auxiliares					
	SE Mata de Nance	6		B/. 48,285.50	B/. 48,285.50
Reposición de seccionadores motorizados					
	SE Panamá - 115kV	10		B/. 316,567.95	B/. 316,567.95
	SE Cáceres - 115kV	12		B/. 379,881.55	B/. 379,881.55
	SE Panamá - 230kV	2		B/. 73,283.31	B/. 73,283.31
Reposición de pararrayos					
	SE Llano Sanchez - 115 kV	6		B/. 36,768.81	B/. 36,768.81
	SE Llano Sanchez - 230kV	3		B/. 32,172.71	B/. 32,172.71
Reposición de equipo de protección					
	Equipo de prueba de inyección secundar	2	B/. 159,451.64		B/. 159,451.64
	SE Charco Azul (87T y 86T)	4	B/. 58,938.31		B/. 58,938.31
Reposición de equipos de comunicaciones					
Banco de Baterías		15	B/. 196,358.25		B/. 196,358.25
Multiplexores		61	B/. 723,510.89	B/. 747,022.34	B/. 1,470,533.23
Rectificadores		12	B/. 165,606.62	B/. 165,472.48	B/. 331,079.10
Cross-conectores		4	B/. 168,366.73		B/. 168,366.73
Central Telefónica		1	B/. 41,119.67		B/. 41,119.67
Torres		2		B/. 135,353.85	B/. 135,353.85
Proyecto de automatización	SE Cáceres			B/. 355,321.11	B/. 355,321.11
Reposición de hilo de guarda	Zona 3			B/. 3,122,337.08	B/. 3,122,337.08
	Zona 1	1	B/. 3,642,064.19	B/. 2,766,126.78	B/. 6,408,190.97
TOTAL		**258**	**B/. 10,468,827.77**	**B/. 17,942,150.89**	**B/. 28,410,978.65**

**Notas:

1. La columna de “Qtd.” responde a la cantidad total de equipos a reemplazar en el periodo de largo plazo; la cantidad de equipos a reemplazar por año se detalla en el Anexo 6 – Valor neto.
2. Se incluyen los costos asociados a proyectos, que por la naturaleza de su cronograma de ejecución, contemplan inversiones en el 2015 (diseño, administración, parte del suministro) pero que finalizan en el largo plazo.

Informe de Justificación

Reposición de Activos – *Reposición de Registradores de Oscilografías a Nivel Nacional*

1. Resumen Ejecutivo

2. Antecedentes
   2.1. Generales
   2.2. Historial de mantenimiento
   2.3. Fallas

3. Problema

4. Propuestas
   4.1. Objetivo General
   4.2. Objetivos específicos
   4.3. Alternativas de reposición

5. Propuesta de Reposición
   5.1. Justificación Técnica
   5.2. Justificación Económica

6. Conclusión

7. Anexos
   7.1. Documentación de análisis
   - Cálculo del valor neto
   - Probabilidad de falla
   -
   7.2. Cronograma

1. Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del Sistema Integrado Nacional (SIN), en el presente informe se analizan diversas alternativas de proyectos de reposición; identificando aquella alternativa que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como el largo tiempo de espera para la adquisición de las piezas de repuesto y la fuerza del deterioro son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de seis registradores de oscilografías a un costo de US$ 285,304 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento correctivo incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

2. Antecedentes

2.1. Generales

Los registradores de oscilografías son dispositivos que permiten grabar las ondas de voltaje y corriente de los equipos de una subestación cuando alguna de estas ondas sobrepasan los límites ajustados. Esto nos permite realizar un análisis macro de lo ocurrido en una subestación y en el SIN al presentarse un evento, a diferencia de la oscilografía de un relé de protección que sólo proporciona información si el equipo de protección es llamado a operar y la información que presenta sólo es del equipo que protege.

Es importante que los registradores de oscilografias estén instalados en subestaciones importantes, tales como subestaciones que concentran un gran número de generadores como también en subestaciones de carga importante. Actualmente, tenemos instalados registradores de oscilografías en las siguientes subestaciones: Panamá, Chorrera, Llano Sánchez (la parte vieja), Mata de Nance, Boquerón III, Fortuna y Changuinola.

Se realizó una consulta a fábrica y nos informan que los equipos ya están obsoletos y no se tienen stock en fábrica para respaldo. En el cuadro N° 1, se presentan los registradores de oscilografías que requieren reemplazo incluyendo el registrador de oscilografía portátil.

Subestación	Modelo	Fabricante	Medio de Comunicación	Año de Instalación	Año de Actualización
Panamá	IDM T2	Hathaway	Ethernet	1996	2002
Chorrera	IDM T2	Hathaway	Ethernet	1997	2002
Llano Sánchez	DFR1200	Hathaway	Modem	1995	2003
Mata de Nance	DFR1200	Hathaway	Modem	1986	----
Fortuna	DFR1200	Hathaway	Modem	1983	----
Portátil	IDMT1	Hathaway	Modem	1995	----

Cuadro No.1: Equipos

Por otra parte, el sistema regulatorio uniforme de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para "plantas de transmisión", de 3 a 4%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe 176 - "*Ageing of the System-Impact on Planning*" publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los dispositivos en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de **20 años**.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

"*3. Riesgos excluidos*

Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

…. E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

Por otro lado, es importante mencionar que la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional en su acápite MIE.6.8 establece lo siguiente:

"***Los agentes de Mercado deben procurar que la información asociada a un evento (registros, oscilografías, etc) esté disponible para su análisis y buscarán los mecanismos necesarios para que la memoria de sus equipos cuente con la capacidad suficiente para grabar durante el tiempo necesario, desde la condición de pre falla hasta que la falla sea despejada.***"

2.2. Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

En el caso de los registradores de oscilografías, el mantenimiento se realiza cotidianamente al bajar información de eventos suscitados en la red de transmisión, por lo que no existe una periodicidad fija sino que depende de la cantidad de eventos ocurridos en el SIN.

2.3. Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc., no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, y con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla dentro del periodo tarifario en estudio (2017-2021), se ubica entre 97-99%.

Cuadro No.2: Probabilidad acumulada de falla

Fecha Puesta en Servicio	1983
μ = promedio de vida útil	15
P (Z ? 0) =	0.50

		Probabilidad de falla				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
x = edad (años)	32	33	34	35	36	37
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	97.1%	97.7%	98.3%	98.7%	99.0%	99.3%

3. Problema

En la administración continua de los registradores de oscilografias existentes se han observado las siguientes anomalías:

Subestación	Descripción de Anomalía
Panamá	Dos de los cinco equipos que conforman el registrador de oscilografías presentan daño interno imposibilitando la comunicación con éstos y los registros de las señales análogas conectadas a ellos.
Llano Sánchez	La comunicación remota con estos dispositivos es vía modem. El tipo de comunicación presenta problemas continuamente. Actualmente es difícil encontrar módems para establecer comunicación con estos equipos debido a lo obsoleto de su tecnología.
Mata de Nance	La comunicación remota con estos dispositivos es vía modem. El tipo de comunicación presenta problemas continuamente. Actualmente es difícil encontrar módems para establecer comunicación con estos equipos debido a lo obsoleto de su tecnología.
Fortuna	La comunicación remota con estos dispositivos es vía modem. El tipo de comunicación presenta problemas continuamente. Actualmente es difícil encontrar módems para establecer comunicación con estos equipos debido a lo obsoleto de su tecnología.
Portátil	Presenta daño en sus convertidores análogos-digitales y no permiten una representación correcta de las ondas de voltaje y corrientes.

Adicional, es importante destacar que a pesar de que los registradores de falla de subestación Chorrera no han presentado fallas aún se debe tomar en cuenta que la fábrica de estos dispositivos ya considera el modelo del registrador como **OBSOLETO** y ha manifestado no contar con stock de repuestos.

4. Propuestas

4.1. Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general, asegurar la vida útil del equipo y tener un panorama completo del comportamiento de una subestación y del SIN ante un evento dado permitiendo un mejor análisis, cumpliendo de esta forma con lo establecido en el acápite MIE 6.8 de la Metodología

para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional.

4.2. Objetivos específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

4.3. Alternativas de Reposición

Como parte integral del análisis del problema, a continuación se listan las alternativas de reposición:

a. Ejecución de un mantenimiento mayor del equipo.
b. Compra de seis (6) registradores de oscilografías nuevos.

La primera alternativa queda descartada por la discontinuidad de las piezas de los equipos existentes y la falta de respaldo de la fábrica.

5. Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición:

a. Cinco (5) registradores de oscilografías con las siguientes características mínimas:

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios.
- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.
- Localizador de falla por onda viajera.
- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografias y realizar algunos análisis como distancia a la falla, análisis de armónicos y otros.

b. Un (1) registrador de oscilografía portátil.

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios con pinzas que permitan su fácil conexión sin desconectar el circuito de corriente principal.

- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.
- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografias y realizar algunos análisis como distancia a la falla, análisis de armónicos y otros.

5.1. Justificación Técnica

El reemplazo de los registradores de oscilografías según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará un análisis de evento detallado y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

• Reducir la probabilidad de daños inesperados: Los equipos existentes han cumplido su vida útil y los reportes testifican que ya es necesario su reemplazo.

• Mejor análisis de los eventos ocurridos en el SIN: Los registradores de oscilografías permiten observar un amplio panorama de lo ocurrido en una subestación completa a pesar de que la falla haya ocurrido sólo en un circuito. Esto nos permite realizar un mejor análisis de lo ocurrido especialmente en eventos mayores, tales como colapsos del SIN. Adicional, los nuevos registradores de oscilografias tienen localizadores de fallas basados en onda viajera el cual permitirá la localización precisa de la falla ya que no se verá afectada por las impedancias mutuas de las líneas y así permitirá al personal de líneas reparar el daño ocurrido en un menor tiempo.

• Modernización: El nuevo equipo será de tipo microprocesado basado en comunicación tipo Ethernet, lo que permite una mejor comunicación remota con cada uno de los registradores.

5.2. Justificación económica

A continuación se presenta la oferta económica de la inversión por la alternativa propuesta:

Cuadro No.4: Alternativa de inversión

Descripción	Suministro (B/.)
Costos Directos	
Registradores de Oscilografias Completos (6)	$ 156,000.00
Materiales Eléctricos y metalico	$ 42,323.00
Montaje y Desmontaje	$ 41,427.00
Subtotal Costos Directos	**$ 239,750.00**
Contingencias (5%)	**$ 11,988.00**
Costos Indirectos	
Diseño (3%)	$ 7,193.00
Ingeniería (4%)	$ 9,590.00
Inspección (3%)	$ 7,193.00
Administración (4%)	$ 9,590.00
Subtotal Costos Indirectos	**$ 33,566.00**
Total del Proyecto	**$ 285,304.00**

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de costos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Etapas	2017	2018	Subtotal
Suministro	156,000.00	42,323.00	198,323.00
Montaje y desmontaje	13,809.00	27,618.00	41,427.00
Diseño	3,596.50	3,596.50	7,193.00
Ingeniería	4,795.00	4,795.00	9,590.00
Inspección	3,596.50	3,596.50	7,193.00
Administración	4,795.00	4,795.00	9,590.00
Contingencia	5,994.00	5,994.00	11,988.00
Total	**192,586.00**	**92,718.00**	**285,304.00**

Con el objetivo de validar la propuesta presentada, se procedió a calcular el indicador financiero de valor presente neto (VPN) a partir de la metodología de mínimo costo; descontando los flujos a la tasa de rentabilidad aprobada por la ASEP, a ETESA en el IMP periodo 2009-2013 (10.71%) y cuantificando los gastos en mantenimientos futuros.

El costo del mantenimiento se estimó a partir de las horas hombres destinadas para este rubro, incluyéndose la reducción en los costos asociados a la ventaja que presenta la protección propuesta respecto a las existentes, y el valor neto del activo en función a su retiro de los libros contables de la empresa (ver Anexo).

Evaluación del Mínimo Costo

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)
Plan de Reposición

Estimación del Valor neto de las reposiciones

Código de Inventario (No. Unidad) (3)	Activos	Costos estimados							
		Valor Original Estimado del Equipo (1)	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada al 11/9/2012	Fin de Vida útil	Fecha de reposición (mes (00), día (00), año	Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	Valor Neto Estimado a la fecha de reposición
997, 10998, 10999, 110	PMA/ Registrador de Oscilografia	B/. 40,711.15	B/. 2,714.08	B/. 29,232.52	01/31/2017	10/01/2018	B/. 11,478.63	B/. 40,711.15	**B/. 0.00**
8081, 8082, 8083	CHO / Registrador de Oscilografía	B/. 27,556.93	B/. 1,837.13	B/. 18,569.96	09/30/2017	10/01/2018	B/. 8,986.97	B/. 27,556.93	**B/. 0.00**
8422, 8423, 8424	LLS / Registrador de Oscilografía	B/. 27,556.93	B/. 1,837.13	B/. 17,951.30	01/31/2018	10/01/2018	B/. 9,605.63	B/. 27,556.93	**B/. 0.00**
10316	MDN / Registrador de Oscilografía	B/. 13,896.07	B/. 926.40	B/. 24,032.00	11/30/2001	10/01/2018	-B/. 10,135.92	B/. 13,896.07	**B/. 0.00**
4220	FOR / Registrador de Oscilografía	B/. 0.00	B/. 0.00	B/. 0.00	11/30/1998	10/01/2018	B/. 0.00	B/. 0.00	**B/. 0.00**
15186	Portatil / Registrador de Oscilografía	B/. 17,736.49	B/. 1,182.43	B/. 20,032.56	11/30/2010	10/01/2018	-B/. 2,296.07	B/. 17,736.49	**B/. 0.00**

6. Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2017-2021 el REEMPLAZO DE LOS REGISTRADORES DE OSCILOGRAFÍAS anteriormente descritos de las subestaciones Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance y Fortuna fundamentado en los criterios de mínimo costo y discontinuidad de piezas de repuestos por parte del fabricante; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

CRONOGRAMA

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predece	Nombres de los recursos
1	**REPOSICIÓN Y ADQUISICIÓN DE OSCILOPERTURBOGRAFOS**	**560 días**	**lun 12/05/16**	**vie 01/25/19**		
2	**Procesos Administrativos de Compra de oscilos yMateriales**	**335 días**	**lun 12/05/16**	**vie 03/16/18**		
3	Preparación de especificaciones técnicas	10 días	lun 12/05/16	vie 12/16/16		
4	Confección de solicitud de compra	5 días	lun 12/19/16	vie 12/23/16	3	
5	Proceso en Departamento de Compra	90 días	lun 12/26/16	vie 04/28/17	4	
6	Presentacion de Propuestas	5 días	lun 05/01/17	vie 05/05/17	5	
7	Evaluacion Técnica	15 días	lun 05/08/17	vie 05/26/17	6	
8	Adjudicacion	5 días	lun 05/29/17	vie 06/02/17	7	
9	Refrendo de Contraloria	10 días	lun 06/05/17	vie 06/16/17	8	
10	Tiempo de entrega del Proveedor	190 días	lun 06/19/17	vie 03/09/18	9	
11	Capacitacion	5 días	lun 03/12/18	vie 03/16/18	10	
12	**Proceso de Instalacion**	**225 días**	**lun 03/19/18**	**vie 01/25/19**		
13	**Reposición e instalación de oscilos**	**225 días**	**lun 03/19/18**	**vie 01/25/19**		
14	Levantamiento de cableado	45 días	lun 03/19/18	vie 05/18/18	11	
15	Desmontaje	35 días	lun 05/21/18	vie 07/06/18	14	
16	Montaje	90 días	lun 07/09/18	vie 11/09/18	15	
17	Pruebas	20 días	lun 11/12/18	vie 12/07/18	16	
18	Puesta en servicio	30 días	lun 12/10/18	vie 01/18/19	17	
19	Actualizacion de planos	5 días	lun 01/21/19	vie 01/25/19	18	

Informe de Justificación

Reposición de Activos – *Reemplazo de las protecciones en los patios 230/115kV en S/E Panamá II*

1. Resumen Ejecutivo

2. Antecedentes
   2.1. Generales
   2.2. Historial de mantenimiento
   2.3. Fallas

3. Problema

4. Propuestas
   4.1. Objetivo General
   4.2. Objetivos Específicos
   4.3. Alternativas de Reposición

5. Propuesta de Reposición
   5.1. Justificación Técnica
   5.2. Justificación Económica

6. Conclusión

7. Anexos
   7.1. Documentación de análisis
   - Historial de mantenimiento
   - Cálculo del valor neto
   - Costo de mantenimientos
   7.2. Plan de Acción

1. Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección a incluirse en proyectos de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

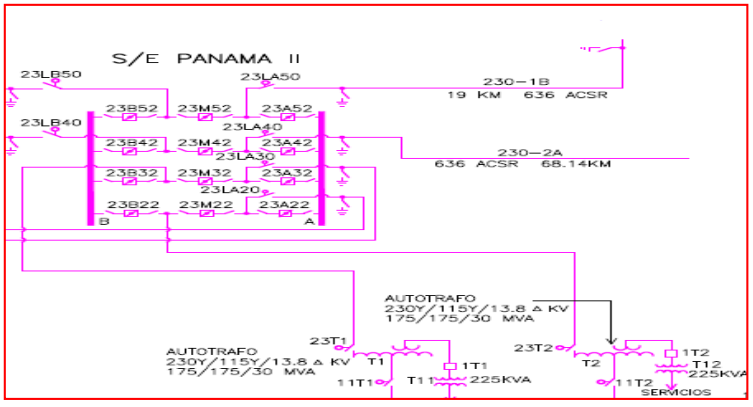
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y obsolescencia tecnológica son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, 22 controladores y cuatro (4) diferenciales de barra nuevos a un costo de US$595 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

2. Antecedentes

2.1. Generales

La subestación transformadora/seccionadora Panamá II, ubicada en el Corregimiento de Pedregal, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230/115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Bayano, Pacora y la generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-1B, 230-1C, 230-2A y 2B, 230-12, y 230-13 respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora ENSA.

Los relevadores de protección son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Con la entrada en operación de la subestación, los equipos de protección fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en las fechas listadas a continuación:

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

Edentificación	Nomenclatura	No.serie	Modelo	Fabricante/ Marca	NUMERO ETESA	Año de Instalación
TRANSF # 1	87T1 P	M9931509	RET- 521	ABB	8217	1999
TRANSF # 1	87T1 S	M9924500	RET- 521	ABB	8218	1999
TRANSF # 2	87T2 P	M9931508	RET- 521	ABB	8219	1999
TRANSF # 2	87T2 S		RET- 521	ABB	8220	1999
BARRA -A 230KV	87B		RADHA	ABB	8233	1999
BARRA - B 230 KV	87B		RADHA	ABB	8234	1999
BARRA - A 115 KV	87B		RADHA	ABB	8239	1999
BARRA - B 115 KV	87B		RADHA	ABB	8240	1999
23A22	50BF/ 79 / 25	N9920080	REC 561	ABB	8242	1999
23M22	50BF/ 79 / 25	N9920081	REC 561	ABB	8243	1999
23B22	50BF	N9920025	REC 561	ABB	8244	1999
23A32	50BF/ 79 / 25	N9920087	REC 561	ABB	8245	1999
23M32	50BF/ 79 / 25	N9920079	REC 561	ABB	8246	1999
23B32	50BF	N9920026	REC 561	ABB	8247	1999
23A42	50BF/ 79 / 25	N9920086	REC 561	ABB	8248	1999
23M42	50BF/ 79 / 25	N9920088	REC 561	ABB	8249	1999
23B42	50BF/ 79 / 25	N9920083	REC 561	ABB	8250	1999
23A52	50BF/ 79 / 25	N9920085	REC 561	ABB	8251	1999
23M52	50BF/ 79 / 25	N9920084	REC 561	ABB	8252	1999
23B52	50BF/ 79 / 25	N9920082	REC 561	ABB	8253	1999
11A22	50BF	N9920089	REC 561	ABB	8254	1999
11M22	50BF	N9921038	REC 561	ABB	8255	1999
11B22	50BF	N9920027	REC 561	ABB	8256	1999
11A32	50BF	N9920092	REC 561	ABB	8257	1999
11M32	50BF	N9921037	REC 561	ABB	8258	1999
11B32	50BF	N9920038	REC 561	ABB	8259	1999
11M42	50BF	N9920093	REC 561	ABB	8260	1999
11B42	50BF	N9920091	REC 561	ABB	8261	1999
11M52	50BF	N9920094	REC 561	ABB	8262	1999
11B52	50BF	N9920090	REC 561	ABB	8263	1999

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años.

Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran **obsoletos,** es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

"*3.* ***Riesgos excluidos***
Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
….
E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog,

encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

2.2. Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

2.3 Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2016-2021, se ubica entre 81-92%.

Cuadro No.2: VERIFICAR Probabilidad de falla acumulada

Fecha Puesta en Servicio	1999
μ = promedio de vida útil	10
P (Z ? 0) =	0.50

	Probabilidad de falla					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
x = edad (años)	18	19	20	21	22	23
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	81.3%	84.1%	86.7%	88.9%	90.9%	92.6%

3. Problema

Por lo general, los relevadores de protección con más de 10 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho de que recientemente se han ejecutado libranza forzada (Eje. ETESA-637-2013) para reemplazar el relevador de protección del transformador N.2, adicional a las dos libranzas (ETESA-54-2013) y (ETESA-1145-2008) con los mismos problemas en fechas anteriores, como consecuencia de que el equipo se apago sin causa justificada, es decir quedo fuera de servicio.

4. Propuestas

4.1. Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

4.2. Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

4.3. Alternativas de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cuatro (4) para transformador, veintidós (22) relés controladores y cuatro (4) para protección de barras.

5. Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de treinta (30) relevadores de protección nuevos.

5.1. Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

a. Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
b. Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
c. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
d. Modernizar la subestación Panamá II.

5.2. Justificación económica

A continuación se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Cuadro No.2: Costo de inversión

Descripción	Suministro (B/.)	Instalación (B/.)	Total (B/.)
Costos Directos			
8 Relevadores	389,480.00	78,674.96	468,154.96
Medidor de ángulo	21,400.00		21,400.00
Materiales Eléctricos (3%)	11,684.40	0.00	11,684.40
Adiestramiento (3%)	11,684.40		11,684.40
Subtotal Base			**512,923.76**
Costos Indirectos			
Diseño (3%)			15,388.00
Ingeniería (4%)			20,517.00
Inspección (3%)			0.00
Administración (4%)			20,517.00
Subtotal Costos Indirectos			**56,422.00**
Contingencias (5%)			**25,646.19**
Total del Proyecto			**594,991.95**

(*)Se considera, para este estudio, que el reemplazo de los equipos de protección será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos[(1)] responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Con el objetivo de validar la propuesta presentada, se procedió a calcular el indicador financiero de valor presente neto (VPN) a partir de la metodología de mínimo costo; descontando los flujos a la rentabilidad aprobada por la ASEP a ETESA en el IMP periodo 2017-2021 (10.71%) y cuantificando los gastos en mantenimientos futuros.

Cuadro No.3: Costos del mantenimiento. FALTAEvaluación del Mínimo Costo

(en Balboas)

Año	Mantenimiento Preventivo				Mantenimiento Correctivo				Mantenimiento Predictivo				C
	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	Mano Obra	Insumos	Frecuencia	Total	
ESCENARIO CON PROYECTO													
2013	B/. 743.00	B/. 10.00	0.50	B/. 376.50	B/. 600.00	B/. 10.00	1.00	B/. 610.00	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	E
2014	B/. 777.42	B/. 10.46	1.50	B/. 1,181.83	B/. 627.80	B/. 10.46	3.00	B/. 1,914.78	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2015	B/. 813.44	B/. 10.95	1.50	B/. 1,236.58	B/. 656.88	B/. 10.95	3.00	B/. 2,003.49	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2016	B/. 851.13	B/. 11.46	1.50	B/. 1,293.87	B/. 687.32	B/. 11.46	3.00	B/. 2,096.31	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2017	B/. 890.56	B/. 11.99	2.50	B/. 2,256.36	B/. 719.16	B/. 11.99	5.00	B/. 3,655.73	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2018	B/. 931.82	B/. 12.54	2.50	B/. 2,360.90	B/. 752.48	B/. 12.54	5.00	B/. 3,825.09	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2019	B/. 974.99	B/. 13.12	2.00	B/. 1,976.22	B/. 787.34	B/. 13.12	4.50	B/. 3,602.08	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2020	B/. 1,020.16	B/. 13.73	2.00	B/. 2,067.78	B/. 823.82	B/. 13.73	4.50	B/. 3,768.96	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2021	B/. 1,067.42	B/. 14.37	2.50	B/. 2,704.47	B/. 861.98	B/. 14.37	4.00	B/. 3,505.40	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2022	B/. 1,116.88	B/. 15.03	2.50	B/. 2,829.77	B/. 901.92	B/. 15.03	4.00	B/. 3,667.80	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2023	B/. 1,168.62	B/. 15.73	2.50	B/. 2,960.87	B/. 943.70	B/. 15.73	4.00	B/. 3,837.73	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2024	B/. 1,222.76	B/. 16.46	3.50	B/. 4,337.26	B/. 987.42	B/. 16.46	5.00	B/. 5,019.41	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2025	B/. 1,279.41	B/. 17.22	3.50	B/. 4,538.21	B/. 1,033.17	B/. 17.22	5.00	B/. 5,251.96	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2026	B/. 1,338.69	B/. 18.02	3.50	B/. 4,748.46	B/. 1,081.04	B/. 18.02	5.00	B/. 5,495.28	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2027	B/. 1,400.71	B/. 18.85	4.50	B/. 6,388.01	B/. 1,131.12	B/. 18.85	6.00	B/. 6,899.84	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
ESCENARIO SIN PROYECTO													
2013	B/. 743.00	B/. 10.00	0.50	B/. 376.50	B/. 600.00	B/. 10.00	1.00	B/. 610.00	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	E
2014	B/. 777.42	B/. 10.46	1.50	B/. 1,181.83	B/. 627.80	B/. 10.46	3.00	B/. 1,914.78	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2015	B/. 813.44	B/. 10.95	1.50	B/. 1,236.58	B/. 656.88	B/. 10.95	3.00	B/. 2,003.49	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2016	B/. 851.13	B/. 11.46	1.50	B/. 1,293.87	B/. 687.32	B/. 11.46	3.00	B/. 2,096.31	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2017	B/. 890.56	B/. 11.99	2.50	B/. 2,256.36	B/. 719.16	B/. 11.99	5.00	B/. 3,655.73	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2018	B/. 931.82	B/. 12.54	2.50	B/. 2,360.90	B/. 752.48	B/. 12.54	5.00	B/. 3,825.09	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2019	B/. 974.99	B/. 13.12	2.50	B/. 2,470.28	B/. 787.34	B/. 13.12	5.00	B/. 4,002.31	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2020	B/. 1,020.16	B/. 13.73	3.50	B/. 3,618.61	B/. 823.82	B/. 13.73	7.00	B/. 5,862.82	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2021	B/. 1,067.42	B/. 14.37	3.50	B/. 3,786.26	B/. 861.98	B/. 14.37	7.00	B/. 6,134.45	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2022	B/. 1,116.88	B/. 15.03	3.50	B/. 3,961.68	B/. 901.92	B/. 15.03	7.00	B/. 6,418.65	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2023	B/. 1,168.62	B/. 15.73	4.50	B/. 5,329.57	B/. 943.70	B/. 15.73	9.00	B/. 8,634.89	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2024	B/. 1,222.76	B/. 16.46	4.50	B/. 5,576.48	B/. 987.42	B/. 16.46	9.00	B/. 9,034.94	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2025	B/. 1,279.41	B/. 17.22	4.50	B/. 5,834.84	B/. 1,033.17	B/. 17.22	9.00	B/. 9,453.52	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2026	B/. 1,338.69	B/. 18.02	5.50	B/. 7,461.86	B/. 1,081.04	B/. 18.02	11.00	B/. 12,089.61	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/
2027	B/. 1,400.71	B/. 18.85	5.50	B/. 7,807.57	B/. 1,131.12	B/. 18.85	11.00	B/. 12,649.71	B/. 0.00	B/. 0.00	0.00	B/. 0.00	B/

El costo del mantenimiento se estimó a partir de las horas hombres destinadas para este rubro y el valor del activo neto en función a su retiro de los libros contables de la empresa en el año 2021 (ver Anexo).

Cuadro No.4: Estimación del valor neto.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)

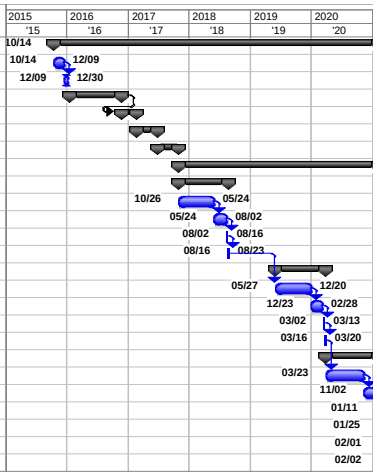
Placa ETESA	Activos	Costos estimados							
		Valor Original Estimado del Equipo (1)	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada al 08/29/2013	Fin de Vida útil	Fecha de reposición (mes (00), dia (00), año (0000))	Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	Valor Neto Estimado a la fecha de reposición
8217	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8218	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8219	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8220	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8233	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8234	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8239	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8240	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8242	Panama II/Rele	B/. 13,559.93	B/. 904.00	B/. 12,654.70	08/29/2014	10/10/2020	B/. 905.23	B/. 13,559.93	**B/. 0.00**
8243	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8244	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8245	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8246	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8247	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8248	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8249	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8250	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8251	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8252	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8253	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8254	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8255	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8256	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8257	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8258	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8259	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8260	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8261	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8262	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**
8263	Panama II/Rele	B/. 10,847.94	B/. 723.20	B/. 10,123.76	08/29/2014	10/10/2020	B/. 724.19	B/. 10,847.94	**B/. 0.00**

Cuadro No.5: Flujo de desembolso.

Etapas	2017	2018	2019	2020	2021
Suministro	140,084.40	77,040.00	77,040.00	64200.00	64200.00
Instalación		19,668.74	19,668.74	19668.74	19668.74
Adiestramiento	11,684.40				
Diseño	11,541.00	3,847.00			
Ingeniería	2,051.70	6,155.10	6,155.10	6,155.10	
Inspección	0.00	0.00	0.00	0.00	
Administración	2,051.70	6,155.10	6,155.10	6,155.10	
Contingencia	5,129.24	5,129.24	5,129.24	5,129.24	5,129.24
Total por año	**172,542.44**	**117,995.18**	**114,148.18**	**101,308.18**	**88,997.98**
Total del Proyecto					**594,991.95**

Cuadro No.6: Cronograma.

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	**REEMPLAZO DE PROTECCIONES 230/ 115KV S/E PANAMA II**	**1382.88 días**	**mié 10/14/15**	**vie 01/29/21**
2	Desarrollo Técnico (Especificaciones Técnicas)	40 días	mié 10/14/15	mié 12/09/15
3	Fin de Diseño	15 días	mié 12/09/15	mié 12/30/15
4	**Proceso de Contratación**	**220 días**	**jue 01/14/16**	**jue 11/17/16**
25	**Orden de Proceder**	**65 días**	**jue 11/17/16**	**jue 02/16/17**
27	**Orden de Proceder**	**90 días**	**jue 02/16/17**	**jue 06/22/17**
29	**Orden de Proceder**	**90 días**	**jue 06/22/17**	**jue 10/26/17**
31	**Pruebas, montaje y puesta en servicio.**	**851.88 días**	**jue 10/26/17**	**vie 01/29/21**
32	**Montaje protecciones transformadores potencia**	**215 días**	**jue 10/26/17**	**jue 08/23/18**
33	Desmontaje de las protecciones	150 días	jue 10/26/17	jue 05/24/18
34	Cableado y conexionado	50 días	jue 05/24/18	jue 08/02/18
35	Ajustes de los relevadores	10 días	jue 08/02/18	jue 08/16/18
36	Pruebas eléctricas y Puesta en servicio	5 días	jue 08/16/18	jue 08/23/18
37	**Montaje protecciones barras 230/115Kv**	**215 días**	**lun 05/27/19**	**vie 03/20/20**
38	Desmontaje de las protecciones	150 días	lun 05/27/19	vie 12/20/19
39	Cableado y conexionado	50 días	lun 12/23/19	vie 02/28/20
40	Ajustes de los relevadores	10 días	lun 03/02/20	vie 03/13/20
41	Pruebas eléctricas y Puesta en servicio	5 días	lun 03/16/20	vie 03/20/20
42	**Montaje protecciones controladores**	**225 días**	**lun 03/23/20**	**vie 01/29/21**
43	Desmontaje de las protecciones	160 días	lun 03/23/20	vie 10/30/20
44	Cableado y conexionado	50 días	lun 11/02/20	vie 01/08/21
45	Ajustes de los relevadores	10 días	lun 01/11/21	vie 01/22/21
46	Pruebas eléctricas y Puesta en servicio	5 días	lun 01/25/21	vie 01/29/21
47	**ENTREGA FINAL**	1 día	lun 02/01/21	lun 02/01/21
48	**FIN**	3 días	mar 02/02/21	jue 02/04/21



6. Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos de la revisión tarifaria para el periodo 2017-2021 el reemplazo de los equipos de protección de transformadores de potencia, controladores y barras listados anteriormente de la subestación Panamá II, fundamentado en el criterio de alta probabilidad de falla; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Informe de Justificación

Reposición de Activos – *Reemplazo de Torres Corroídas en Panamá y Colón.*

1. Resumen Ejecutivo

2. Antecedentes
   2.1. Generales
   2.2. Historial de mantenimiento
   2.3. Fallas

3. Problema

4. Propuestas
   4.1. Objetivo General
   4.2. Objetivos Específicos
   4.3. Alternativas de Reposición

5. Propuesta de Reposición
   5.1. Justificación Técnica
   5.2. Justificación Económica

6. Conclusión

7. Anexos
   7.1. Documentación de análisis
   - Historial de mantenimiento
   - Cálculo del valor neto
   - Costo de mantenimientos
   7.2. Plan de Acción

1. Resumen Ejecutivo

Con el fin de mantener la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico Nacional, ETESA debe garantizar la entrega de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de carga. El presente informe describe los equipos de transmisión de energía eléctrica, como son: las líneas eléctricas y torres, estas últimas a incluirse en proyectos de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores ambientales lluvia, sol, humedad y la edad propia de estos activos son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la reposición de cinco (5) torres de transmisión eléctrica, cuatro (4) torres ubicadas en panamá y una (1) torre ubicada en Colón, a un costo total de US$355,266.50 trescientos cincuenta y cinco mil doscientos sesenta y seis dólares con 50/100 centésimos; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos activos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

2. Antecedentes

2.1. Generales

Las torres de transmisión eléctrica 156, 157, 158 y 159 pertenecientes a la Línea de Transmisión eléctrica 230Kv 3B/4B (S/E Chorrera – S/E Llano Sanchez), se encuentran ubicadas en el Corregimiento de Campana, Distrito de Capira, Provincia de Panamá, y la Torre #14 perteneciente al LT 115Kv 1A/2A (aislamiento en 230Kv)(S/E Santa Rita-S/E Cáceres), ubicada en el corregimiento de Buena Vista, Distrito de Limón, provincia de Colón pertenecen a la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).

Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales de Fortuna, Esti, etc., y la generación Térmica proveniente de Colon a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-3B, 230-4B, y 115-1A y 115-2A, respectivamente.

Las torres de transmisión eléctrica son estructuras metálicas auto soportadas indispensables en todo sistema eléctrico y que tienen como función principal transmitir la energía eléctrica proveniente de las generadoras y entregarla en forma eficiente y continua los 365 días del año, en los centros de carga.

Con la entrada en operación de las subestaciones, las torres metálicas autosoportadas fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en las fechas listadas a continuación:

Cuadro No.1: Torres de Transmisión Eléctrica con 36 años de servicio.

IDENTIFICACIÓN	NOMENCLATURA	TIPO	MODELO	FABRICANTE / MARCA	N° DE ETESA	AÑO DE INSTALACIÓN
156	TORRE	SUSPENSION	S2	SAE SOCIETA ANONIMA ELETTRIFICAZIONE S.p.A.	22275	1978
157	TORRE	SUSPENSION	S2	SAE SOCIETA ANONIMA ELETTRIFICAZIONE S.p.A.	22276	1978
158	TORRE	SUSPENSION	S2	SAE SOCIETA ANONIMA ELETTRIFICAZIONE S.p.A.	22277	1978
159	TORRE	SUSPENSION	S2	SAE SOCIETA ANONIMA ELETTRIFICAZIONE S.p.A.	22278	1978
14	TORRE	REMATE	A45	SADELEC S.A. FÁBRICA DE ESTRUCTURAS METÁLICAS BOGOTÁ-COLOMBIA	20331	2004

Por otra parte, las torres de transmisión eléctrica autosoportadas tienen una vida útil estadística de 35 años.

Sin embargo, tomando en consideración que las torres fueron instaladas en el año de 1978 y que estas torres autosoportadas se encuentran en un avanzado estado de corrosión, producto que, donde se encuentran ubicadas, existe una alta concentración de salinidad debido a la proximidad de las costas en esta área.

Por otro lado, estas torres autosoportadas tendrán 36 años de servicio ininterrumpido, al momento de programar estas reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

"3. ***Riesgos excluidos***
Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
….
E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog,

encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

2.2. Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia de dos veces al año, se realiza una inspección visual de cada una de estas torres, para conocer el estado actual de cada uno de sus componentes. Además se han programado mantenimientos mayores, como son: el reemplazo de tornillos, piezas metálicas (ángulos), y remoción de oxido en los montantes principales, para luego finalizar con la debida aplicación de una pintura a base de aluminio, que protege las piezas metálicas de la corrosión, como parte del mantenimiento preventivo programados.

2.3 Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para las torres metálicas autosoportadas existentes, en el periodo 2009-2014, se ubica entre 100%.

Cuadro No.2: Probabilidad de falla acumulada

Año de Puesta en Servicio	1978
μ = promedio de vida útil	10
P (Z ≤ 0) =	0.50

Nombre del Equipo a Reponer (Activo)	Activo #1 Torres					
Probabilidad de falla						
Año de Evaluación	2009	2010	2011	2012	2013	2014
x = edad (años)	32	33	34	35	36	37
σ = desv estand (años)	3	3	3	3	3	3
Probabilidad de falla	100.00%	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%	100.00%

3. Problema

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados con un posible colapso de las torres autososportadas es un factor crítico que requiere atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho de que recientemente se han realizado inspecciones para verificar la condición actual de estas torres, trayendo como resultado que los montantes ángulos principales de soporte de las torres metálicas, luego de habérsele realizado múltiples mantenimientos preventivos, se ha reducido su espesor, a tal punto que no cuentan con la misma resistencia original de hace 36 años, lo que puede provocar, un colapso de estas torres y además de posible afectación de las líneas paralelas que encuentran próximas a este circuito, en este caso la LT 230Kv 12A/13A, lo cual dejaría la generación hídrica proveniente del oriente sin ninguna línea de transmisión eléctrica para el transporte de la misma.

4. Propuestas

4.1. Objetivo General
La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de falla debido por un colapso de estas torres producto del avanzado estado de corrosión en sus montantes principales, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

4.2. Objetivos Específicos
- Reemplazo de las torres metálicas autosoportadas que presentan avanzado estado de corrosión y que representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio de entrega de energía en forma continua.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

4.3. Alternativas de reemplazo
Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:
Reemplazo de cuatro (4) torres metálicas autosoportadas en los circuitos de transmisión eléctrica 230Kv 3B/4B (S/E Chorrera-S/E Llano Sanchez), y una (1) torre metálica autosoportada en el circuito 115Kv 1A/2A (S/E Santa Rita-S/E Cáceres).

5. Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder al reemplazo de cinco (5) torres metálicas autosoportadas.

5.1. Justificación Técnica

El reemplazo de las torres metálicas autosoportadas según la propuesta presentada, redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

a. Anticiparnos a una falla inminente por colapso de las torres metálicas debido al estado de corrosión.
b. Reducir considerablemente la probabilidad de daños colaterales, producto de la caída de una de estas torres sobre las líneas paralelas contiguas a estos circuitos.
c. Garantizar la confiabilidad del sistema de interconectado nacional, en forma eficiente, continua y sin interrupciones,

5.2. Justificación económica

A continuación se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Cuadro No.2: Costo de inversión

Cuadro #2 Costo de Inversion	
Nombre del Equipo a Reponer (Activo)	**Activo #1 Torres**
Cantidad de activos (Qtd)	5
Costo de equipo unitario	B/. 58,393.57
Costos Directos	
Herrajes, estructuras y soporte (*)	B/. 0.00
Cables, conductores y ductos (*)	B/. 0.00
Adiestramiento	B/. 0.00
Total de Suministro	**B/. 291,967.85**
Montaje y Desmontaje	B/. 4,087.55
Obras civiles	B/. 0.00
Total Costos Directos	B/. 296,055.40
Costos Indirectos	
Contingencia (4%)	B/. 11,842.22
Diseño (3%)	B/. 8,881.68
Inspección (5%)	B/. 14,802.77
Ingeniería (4%)	B/. 11,842.22
Administración (4%)	B/. 11,842.22
Total Costos Indirectos	B/. 59,211.10
Total de la inversión	**B/. 355,266.50**

(*)Se considera, para este estudio, que el reemplazo de los torres metalicas autosoportadas será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos(1) responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de torres metálicas autosoportadas.

**Notas:
(1) Montaje y desmontaje: 20.2% del costo de suministro.
Herrajes, conductores, etc: 16.45% del costo del equipo.
Obras civiles: 10% del costo de suministro.

Con el objetivo de validar la propuesta presentada, se procedió a calcular el indicador financiero de valor presente neto (VPN) a partir de la metodología de mínimo costo; descontando los flujos a la rentabilidad aprobada por la ASEP a ETESA en el IMP periodo 2009-2013 (10.71%) y cuantificando los gastos en mantenimientos futuros.

Cuadro No.3: Costos del mantenimiento.

Año de Evaluación	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Correctivo	Mantenimiento Predictivo	Gran total
	Total			
ESCENARIO CON PROYECTO				
2009	B/. 1,702.04	B/. 1,430.90	B/. 0.00	B/. 3,132.94
2010	B/. 5,354.68	B/. 4,501.68	B/. 0.00	B/. 9,856.36
2011	B/. 5,615.36	B/. 4,720.83	B/. 0.00	B/. 10,336.19
2012	B/. 5,888.73	B/. 4,950.65	B/. 0.00	B/. 10,839.38
2013	B/. 10,292.34	B/. 8,652.77	B/. 0.00	B/. 18,945.11
2014	B/. 10,793.40	B/. 8,166.60	B/. 0.00	B/. 18,960.00
2015	B/. 11,318.85	B/. 8,564.17	B/. 0.00	B/. 19,883.02
2016	B/. 11,869.87	B/. 7,983.20	B/. 0.00	B/. 19,853.07
2017	B/. 12,447.73	B/. 8,371.84	B/. 0.00	B/. 20,819.56
2018	B/. 13,053.71	B/. 8,779.40	B/. 0.00	B/. 21,833.11
2019	B/. 19,164.87	B/. 11,508.50	B/. 0.00	B/. 30,673.37
2020	B/. 20,097.86	B/. 12,068.76	B/. 0.00	B/. 32,166.62
2021	B/. 21,076.27	B/. 12,656.29	B/. 0.00	B/. 33,732.57
2022	B/. 28,417.26	B/. 15,926.92	B/. 0.00	B/. 44,344.18
2023	B/. 29,800.68	B/. 16,702.28	B/. 0.00	B/. 46,502.96
ESCENARIO SIN PROYECTO				
2009	B/. 1,702.04	B/. 1,430.90	B/. 0.00	B/. 3,132.94
2010	B/. 5,354.68	B/. 4,501.68	B/. 0.00	B/. 9,856.36
2011	B/. 5,615.36	B/. 4,720.83	B/. 0.00	B/. 10,336.19
2012	B/. 5,888.73	B/. 4,950.65	B/. 0.00	B/. 10,839.38
2013	B/. 10,292.34	B/. 8,652.77	B/. 0.00	B/. 18,945.11
2014	B/. 10,793.40	B/. 9,074.00	B/. 0.00	B/. 19,867.40
2015	B/. 11,318.85	B/. 9,515.75	B/. 0.00	B/. 20,834.59
2016	B/. 16,617.82	B/. 13,970.60	B/. 0.00	B/. 30,588.42
2017	B/. 17,426.82	B/. 14,650.72	B/. 0.00	B/. 32,077.53
2018	B/. 18,275.19	B/. 15,363.95	B/. 0.00	B/. 33,639.14
2019	B/. 24,640.55	B/. 20,715.30	B/. 0.00	B/. 45,355.85
2020	B/. 25,840.11	B/. 21,723.77	B/. 0.00	B/. 47,563.88
2021	B/. 27,098.06	B/. 22,781.33	B/. 0.00	B/. 49,879.40
2022	B/. 34,732.21	B/. 29,199.35	B/. 0.00	B/. 63,931.56
2023	B/. 36,423.05	B/. 30,620.84	B/. 0.00	B/. 67,043.89

El costo del mantenimiento se estimó a partir de las horas hombres destinadas para este rubro y el valor del activo neto en función a su retiro de los libros contables de la empresa en el año 2017 (ver Anexo).

Cuadro No.4: Estimación del valor neto.

Datos Generales del Activo a Reponer	
Código de Inventario (No. Unidad)	**22276**
Fecha de Evaluación	29/08/2009
Fin de Vida útil	01/01/1988
Fecha probable de reposición	10/06/2014

Valor Neto del activo a Reponer	
Nombre del Equipo a Reponer (Activo)	**Activo #1 Torres**
Localizacion del Activo	**Lineas**
Valor Original Estimado del Equipo	B/. 114,095.30
Depreciación Anual	B/. 11,409.53
Depreciación Acumulada	B/. 361,200.27
Depreciaciones pendientes hasta la fecha de reposición	-B/. 247,104.96
Depreciación Acumulada a la fecha de reposición	B/. 114,095.30
Valor Neto Estimado a la fecha de reposición	**B/. 0.00**

Cuadro No.5: Flujo de desembolso.

Etapas	2014	
	Panamá	Colón
SUMINISTRO	B/. 0.00	
INSTALACION	B/. 295,266.50	B/. 55,640.00
ADIESTRAMIENTO	B/. 0.00	
SUBTOTAL	**B/. 295,266.50**	
DISEÑO		
INGENIERIA		
INSPECCION		B/. 4,360.00
ADMINISTRACION		
CONTINGENCIA		
TOTAL POR AÑO	**B/. 295,266.50**	**B/. 60,000.00**
TOTAL DEL PROYECTO		**B/. 355,266.50**

Cuadro No.6: Cronograma de Trabajo.

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras
1	**Reemplazo de Torres Corroídas en Panamá y Colón**	**327 días?**	**jue 08/01/13**	**vie 10/31/14**	
2	Desarrollo Tecnico (Especificaciones Técnicas)	23 días?	jue 08/01/13	lun 09/02/13	
3	Fin de Diseño	1 día?	lun 09/09/13	lun 09/09/13	2
4	Proceso de Contratación	5 días?	mar 09/10/13	lun 09/16/13	3
5	**Orden de Proceder**	**53 días?**	**lun 08/18/14**	**mié 10/29/14**	
6	**Torres Corroídas en Panamá**	**45 días?**	**lun 08/18/14**	**vie 10/17/14**	
7	Desarmado de Torres Corroídas en Panamá	15 días	lun 08/18/14	vie 09/05/14	
8	Armado de Torres Nuevas en Panamá	30 días?	lun 09/08/14	vie 10/17/14	7
9	**Torres Corroídas en Colón**	**8 días?**	**lun 10/20/14**	**mié 10/29/14**	
10	Desarmado de Torres Corroídas en Colón	5 días?	lun 10/20/14	vie 10/24/14	8
11	Armado de Torres Nuevas en Colón	3 días	lun 10/27/14	mié 10/29/14	12,10
12	Entrega Final	2 días?	jue 10/30/14	vie 10/31/14	

6. Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos de la revisión tarifaria para el periodo 2013-2017 el reemplazo de cinco (5) torres metálicas autosoportadas ubicadas en la LT 230Kv 3B/4B (S/E Chorrera-S/E Llano Sanchez), y una (1) torre metálica autosoportada en el circuito 115Kv 1A/2A (S/E Santa Rita-S/E Cáceres), fundamentado en el criterio de alta probabilidad de falla; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Informe de Justificación

Reposición de activos – Eliminación de sulfuro corrosivo a los siete reactores conectados en 230 y 34.5 Kv en las subestaciones de Llano Sanchez y Veladero.

1. Resumen Ejecutivo

2. Antecedentes
   2.1. Generales
   2.2. Historial de mantenimiento
   2.3. Fallas

3. Problema

4. Propuestas
   4.1. Objetivo General
   4.2. Objetivos Específicos
   4.3. Alternativas de Reposición

5. Propuesta de Reposición
   5.1. Justificación Técnica
   5.2. Justificación Económica

6. Conclusión

1. Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar la continuidad del suministro a los clientes conectados a las subestaciones de ETESA, y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se analiza el proyecto de eliminación de sulfuro corrosivo; identificando aquella que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

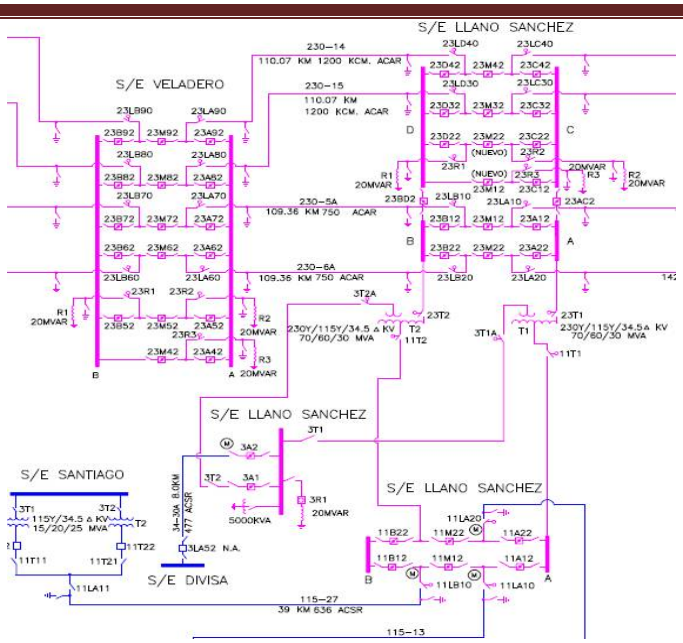
Los REACTORES dentro de la subestaciones de transmisión, son equipos de mucha importancia para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y son utilizados por ETESA, como medio de control de reactivo, con el objetivo de mantener los voltajes en los valores adecuados según la normas. El no cumplimiento de estas normas podría acarrear penalizaciones a ETESA o afectar el servicio de calidad de la energía que le brinda el SIN y al usuario final.

2. Antecedentes

2.1. Generales

La subestación transformadora/seccionadora Llano Sánchez, ubicada en el corregimiento El Roble, distrito de Aguadulce Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV, tiene como función principal reducir los valores de tensión de transmisión a valores adecuados para el reparto de la energía a los grandes centros de consumo de las provincias centrales.

Adicionalmente, realiza la misión de interconexión entre distintas líneas de transmisión, con la intención de formar anillos y asegurar la continuidad en el servicio ante la presencia de fallas en alguna de las subestaciones circundantes.



ETESA con el fin de garantizar la integridad física de los siete (7) reactores instalados en S/E Veladero (3) y en S/E Llano Sánchez (4) los cuales actualmente están contaminados con azufre corrosivo (CU_2S) , a decidido implementar las siguientes acciones para evitar la salida permanentes de los equipos o la afectación a seres humanos:

a-. La eliminación del sulfuro corrosivo (CU_2S) contenido en el aceite de los reactores en S/E Llano Sánchez y S/E Veladero por medio de un tratamiento químico reconocido dentro de las diferentes compañía eléctrica a nivel mundial.

b-. Realizar pruebas periódicas durante el proceso de tratamiento, al final del mismos y un año después de finalizado el tratamiento, con el fin de certificar la eliminación del sulfuro corrosivo (CU_2S).

Estas acciones buscan eliminar en un 99% del nivel de (CU_2S) y así extender la vida útil de los equipos a 25 años.

2.2. Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia semestral se han ejecutado mantenimientos preventivos a los Reactores de las diferentes subestaciones y anualmente se realizan pruebas eléctricas (Resistencia de devanado y aislamiento, etc).

2.3. Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

Es importante mencionar que la inversión realizada por ETESA en el año 2002 por la adquisición de los siete reactores fue de B/. 3,315,169.20 (Tres millones trescientos quince mil ciento sesenta y nueve 20/100) balboas. De no realizarse el tratamiento final a los reactores ubicados en las Subestaciones de Veladero y Llano Sánchez, ETESA estaría obligado a realizar otra compra urgente de reactores con los precios actuales ya que como se ha mencionado anteriormente el Sistema Eléctrico Nacional no funciona sin estos dispositivos de control de voltaje debido a la condición actual del sistema.

3. Problema

Los reactores fueron adquiridos por ETESA en el año 2002 y posterior a su entrada en funcionamiento, le fue detectada una cantidad considerable de componentes corrosivos en el aceite dieléctrico (ver informe), los cuales producen el desgranamiento del aislamiento interno y ponen en riesgo la vida útil del equipo y de los demás componentes dentro de la subestación. Debido a la condición actual de los reactores y sabiendo la importancia de los mismo, ETESA en el año 2010, iniciado un programa control del CU_2S por medio de la aplicación de un pasivador (INGARMET 39), ver documento adjunto, para tratar de evitar la formación de sustancia corrosivas y el deterioro del aislamiento. Es importante mencionar que la aplicación del pasivador no nos garantiza que los equipos tratados no vayan a fallar, debido a que las propiedades del pasivador, se degrada con el tiempo. Esto nos ha obligado a encontrar una solución final al problema de CU_2S en los equipos de ETESA y así garantizar la estabilidad física de los mismos.

4. Propuestas

4.1. Objetivo General

Por medio de un tratamiento químico se busca eliminar las sustancias corrosivas (CU_2S) contenidas en el aceite de los reactores en la subestación de Llano Sánchez y la subestación Veladero.

4.2. Objetivos Específicos

Para garantizar la seguridad física de los equipos y de las personas que trabajan con los mismos y así evitar accidentes o la pérdida total del equipo, se hace necesario:

a-. La eliminación del sulfuro corrosivo (CU_2S) contenido en el aceite de los reactores en S/E Llano Sánchez y S/E Veladero por medio de un tratamiento químico reconocido dentro de las diferentes compañía eléctrica a nivel mundial.

b-. Realizar pruebas periódicas durante el proceso de tratamiento, al final del mismos y un año después de finalizado el tratamiento, con el fin de certificar la eliminación del sulfuro corrosivo (CU_2S).

5. Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder la realización de un tratamiento denominado Despolarización Selectiva, con el cual se busca eliminar el porcentaje de sustancia corrosiva en el aceite de los siete reactores.

5.1. Justificación Técnica

Con la ejecución de este proyecto se busca en primera instancia eliminar en un 99% la cantidad de azufre corrosivo contenido en el aceite y las bobinas de los reactores en S/E Veladero y S/E Llano Sánchez. Este proyecto beneficiaria económicamente a ETESA ya que de ocurrir un daño en los 7 reactores se tendría que adquirir de forma urgente los equipos nuevos, cuyo valor sería superior a los 9 millones de dólares. Esto sin contar con las penalizaciones que serian atribuidas a ETESA por la mala calidad del servicio de transmisión de energía.

GENERALES DE LOS REACTORES

	Kv/MVAR	Cantidad de Aceite	S/E	Fabricante	Serie	Año de Fabricación
1	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	VEL	ABB	8329755	2002
2	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	VEL	ABB	8329756	2002
3	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	VEL	ABB	8329757	2002
4	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	LLS	ABB	8329758	2002
5	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	LLS	ABB	8329759	2002
6	230 KV / 20 MVAR	20,800 lts.	LLS	ABB	8329760	2002
7	34.5 KV / 20 MVAR	8,621 lts.	LLS	ABB	60245	2002

5.2. Justificación económica

A continuación se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Inversión		
Costo directo del reemplazo		
Suministro		50 000.00
Logística (Transporte Marítimo de dos contenedores con insumos, maquinas y herramientas), pasajes aéreos y tramites de importación y exportación y demás		120 000.00
Trabajos de retiro del sulfuro corrosivo a siete Reactores		600 000.00
Costo indirectos		
Inspección		50 000.00
Administración		50 000.00
Contingencias		30 000.00
		900 000.00

6. Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2013 – 2017, la Eliminación de sulfuro corrosivo a los siete reactores conectados en 230 y 34.5 Kv en las subestaciones de Llano Sanchez y Veladero, los cuales están contaminados con sustancias corrosivas. Esta acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

CRONOGRAMA

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predece	Nombres de los recursos
1	**RETIRO DE SULFURO CORROSIVO A LOS SIETE REACTORES**	**307 días**	**lun 02/10/14**	**mar 04/14/15**		
2	**Procesos Administrativos de Compra de Interruptores y Materiales**	**260 días**	**lun 02/10/14**	**vie 02/06/15**		
3	Preparación de especificaciones técnicas	10 días	lun 02/10/14	vie 02/21/14		
4	Confección de solicitud de compra	5 días	lun 02/24/14	vie 02/28/14	3	
5	Proceso en Departamento de Compra	30 días	lun 03/03/14	vie 04/11/14	4	
6	Presentacion de Propuestas	5 días	lun 04/14/14	vie 04/18/14	5	
7	Evaluacion Técnica	15 días	lun 04/21/14	vie 05/09/14	6	
8	Adjudicacion	5 días	lun 05/12/14	vie 05/16/14	7	
9	Refrendo de Contraloria	10 días	lun 05/19/14	vie 05/30/14	8	
10	Tiempo de entrega del Proveedor	180 días	lun 06/02/14	vie 02/06/15	9	
11	**Proceso de retiro de sulfuro corrosivo**	**42 días**	**lun 02/16/15**	**mar 04/14/15**		
12	**Retiro de sulfuro a siete reactores**	**42 días**	**lun 02/16/15**	**mar 04/14/15**		
13	Llano Sanchez R1	4 días	lun 02/16/15	jue 02/19/15		
14	Llano Sanchez R2	7 días	vie 02/20/15	lun 03/02/15	13	
15	Llano Sanchez R3 y R4	10 días	mar 03/03/15	lun 03/16/15	14	
16	Veladero R1	10 días	mar 03/17/15	lun 03/30/15	15	
17	Veladero R2	6 días	mar 03/31/15	mar 04/07/15	16	
18	Veladero R3	5 días	mié 04/08/15	mar 04/14/15	17	

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES
COORDINACION DE PROTECCIÓN

MODIFICACIÓN AL PROYECTO MEJORAS AL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS POR RELÉS PARA EL PLAN DE EXPANSION 2014

1. ANTECEDENTES:

El grupo de protección, interesado en brindar una respuesta rápida y eficiente a los eventos que Subestación suscitan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), propone realizar mejoras el sistema de adquisición de datos de los relés instalados a los largo del sistema de transmisión.

2. OBJETIVO GENERAL:

Contar con la información correspondiente a cualquier evento ocurrido en el SIN de una forma rápida y eficaz. Tener acceso remoto con todos los relés de protección que así lo permitan en las diferentes subestaciones desde el Centro de Gestión de Protecciones.

3. OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Evitar la pérdida de registros de fallas y oscilografias de los relevadores de protección cuando son sobreescritos por eventos recientes.
- Instalar un concentrador de comunicaciones en Subestación Veladero, Subestación Llano Sánchez (Nueva), Subestación Guasquitas y se adiciona Subestación Changuinola con el fin de integrar las teleprotecciones y la red ABB SPA de dichas subestaciones al sistema de adquisición de datos.

- Se adiciona el reemplazo de los concentradores de comunicación existentes en las subestaciones Panamá II, Panamá, Progreso, Bahía Las Minas y Chorrera.
- Instalar un concentrador de comunicaciones en el Centro de Gestión de Protecciones, con el fin de ampliar la capacidad de comunicación actual.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM-Px3x instalados en Subestación Progreso, Subestación Mata del Nance y Subestación Panamá, mediante la instalación de convertidores RS485-RS232 en dichas subestaciones.
- Integrar al sistema de adquisición de datos los relés de la serie MICOM–Px4x instalados en Subestación Cáceres, mediante la instalación de convertidores Courier-RS232 en dicha subestación.
- Integrar al sistema de adquisición de datos las protecciones diferenciales de las líneas 115-17 y 115-18, instalando convertidores RS485-RS232 en las subestaciones de La Estrella y Los Valles.
- Instalar software de adquisición automática y almacenaje de reportes de eventos y fallas para los relés marca SEL y GE.

4. JUSTIFICACION DE LA MODIFICACION:

La modificación de este proyecto radica en adicionar el reemplazo de los concentradores de comunicación existentes para las subestaciones Panamá II, Panamá, Progreso, Bahía Las Minas y Chorrera; y la adición de un nuevo concentrador de comunicación para subestación Changuinola.

A finales del año 2013 el concentrador de comunicación de Subestación Panamá presentó fallo interno y a principios del año 2014 el

concentrador de comunicación de subestación Panamá II también falló, provocando que actualmente no tengamos acceso remoto a los relevadores de estas dos subestaciones.

Tomando en consideración el daño de estos dos equipos existentes, se propone reemplazar estos dos equipos más los concentradores existentes con las mismas características previendo su indisponibilidad a corto plazo. Los concentradores a reemplazar se presentan en la siguiente tabla.

Subestación	**Marca**	**Modelo**	**Año de Instalación**
Panamá	RFL	RFL9660	1999
Panamá II	RFL	RFL9660	2003
Chorrera	RFL	RFL9660	1996
Bahía Las Minas	RFL	RFL9660	1999
Progreso	RFL	RFL9660	1998

Por otro lado, el costo del software que realiza la captura automática de los eventos depende de la cantidad de relés con los que se va a comunicar. A este proyecto se agregan más puntos de relés tomando en consideración los relés de las subestaciones Boquerón III, El Coco, 24 de Diciembre y de las subestaciones Bayano, Panamá II y Llano Sánchez que involucran cambios de relés de las líneas que conectan a las subestaciones El Coco y 24 de Diciembre.

Por lo anterior, la modificación de este proyecto abarca la inclusión de nuevos equipos, el aumento en el monto de inversión y el cambio de fecha de operación.

5. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los equipos solicitados deben ser instalados debido a las siguientes condiciones operativas:

5.1. Mejor Análisis: Contando con mayor información referente a un determinado suceso registrado en el SIN, pueden realizar análisis más completos de estos y tomar las acciones requeridas con el fin de reducir los efectos perjudiciales que puedan tener sobre el sistema.

5.2. Respuesta Rápida: Al suscitarse un evento, alarma o cualquier otra situación de emergencia que requiera atención por parte del grupo de protección, tendrá la facilidad de revisar el/los equipos involucrados y dar un diagnóstico al instante de la situación, en lugar de esperar a que el personal se traslade a Subestación y realice una inspección en sitio de lo ocurrido.

5.3. Prevención: Teniendo integrados la mayoría de los equipos al sistema de adquisición de datos, se pueden efectuar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los mismos, con el propósito de anticipar cualquier condición irregular que pueda afectar el desempeño de estos.

6. JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

6.1. Costos de Funcionamiento: Al no tener que desplazarse personal a los sitios para dar atención a los eventos que Subestación susciten en el SIN, Subestación estaría

reduciendo considerablemente los costos de funcionamiento en concepto de sobretiempo, combustible y gastos de alimentación.

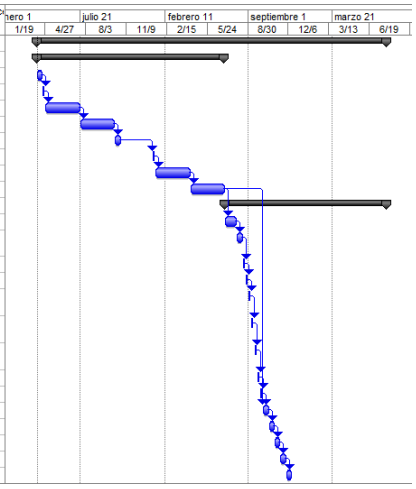
6.2. No instalación de Equipos: De no instalar los equipos antes mencionados, ETESA podría incurrir en costos de energía no servida producto de la salida no atendida en forma rápida de un componente importante del sistema, tal como una línea de transmisión o un transformador de potencia.

6.3. Costo total de la inversión. B/. 162,377.04

El costo de inversión inicial fue de B/.45,000.00 y esta modificación implica un aumento en el costo de inversión debido al suministro de 6 nuevos equipos y a la confirmación del costo del software el cual está alrededor de B/.42,000.00 para colectar información de 140 relés instalados, dando como resultado un costo total de la inversión de B/. 162,377.04

6.4. Cronograma de Trabajo

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predec
1	**MEJORAS A SISTEMA DE ADQUISION DE DATOS DE RELÉS**	**605 días**	**lun 4/7/14**	**vie 7/29/16**	
2	**Procesos Administrativos de Compra**	**325 días**	**lun 4/7/14**	**vie 7/3/15**	
3	Preparación de especificaciones técnicas para compra de concentradores	10 días	lun 4/7/14	vie 4/18/14	
4	Confección de solicitud de compra	5 días	lun 4/21/14	vie 4/25/14	3
5	Proceso en Departamento de Compra	60 días	lun 4/28/14	vie 7/18/14	4
6	Tiempo de entrega del Proveedor	60 días	lun 7/21/14	vie 10/10/14	5
7	Preparacion de especificaciones tecnicas para compra de Software y concentradores	10 días	lun 10/13/14	vie 10/24/14	6
8	Confeccion de solicitud de compra	5 días	lun 1/12/15	vie 1/16/15	7
9	Proceso de compra	60 días	lun 1/19/15	vie 4/10/15	8
10	Tiempo de entrega del proveedor	60 días	lun 4/13/15	vie 7/3/15	9
11	**Proceso de Programación e Instalación**	**280 días**	**lun 7/6/15**	**vie 7/29/16**	
12	Desarrollo de ingeniería	20 días	lun 7/6/15	vie 7/31/15	10
13	Implementación de Concentrador de Comunicaciones en Tumba Muerto	10 días	lun 8/3/15	vie 8/14/15	12
14	Implementación de comunicación L90 La Estrella y Los Valles	5 días	lun 8/17/15	vie 8/21/15	13
15	Implementación de comunicación de MICOM P633 Mata de Nance y Progreso	5 días	lun 8/24/15	vie 8/28/15	14
16	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Guasquitas	5 días	lun 8/31/15	vie 9/4/15	15
17	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Veladero	5 días	lun 9/7/15	vie 9/11/15	16
18	Implementación de Comunicación de RFL9745 y RED ABB SPA en Concentrador de comunicaciones en S/E Llano Sánchez	5 días	lun 9/14/15	vie 9/18/15	17
19	Implementación de comunicación de MICOM P633 SE Panamá	5 días	lun 9/21/15	vie 9/25/15	18
20	Implementación de comunicación de MICOM Px4x SE Cáceres	5 días	lun 9/28/15	vie 10/2/15	19
21	Implementacion de comunicación en SE Progreso	10 días	lun 10/5/15	vie 10/16/15	20,10
22	Implementacion de comunicación en SE Panamá	10 días	lun 10/19/15	vie 10/30/15	21
23	Implementacion de comunicación en SE Chorrera	10 días	lun 11/2/15	vie 11/13/15	22
24	Implementacion de comunicación en SE Panamá II	10 días	lun 11/16/15	vie 11/27/15	23
25	Implementacion de Comuniccion en SE Bahía Las Minas	10 días	lun 11/30/15	vie 12/11/15	24



6.5. Detalle de la Inversión

Descripción	Suministro (B/.)	Instalacion (B/.)	Total (B/.)
Costos Directos			
Gestores de comunicación (10)	72,000.00	10,800.00	82,800.00
Convertidores RS485-RS232 (5)	1,250.00	187.50	1,437.50
Convertidores Courier-RS232 (2)	600.00	90.00	690.00
Equipos de computadoras y licencias	42,000.00		42,000.00
Materiales Eléctricos y metalicos	15,508.50		15,508.50
Cable de control			
Terminales para cables			
Etiquetas para cables			
Subtotal Base			**142,436.00**
Costos Indirectos			
Diseño (3%)			4,273.08
Ingeniería (4%)			5,697.44
Inspección (3%)			4,273.08
Administración (4%)			5,697.44
Subtotal Costos Indirectos			**19,941.04**
Total del Proyecto			**162,377.04**

6.6. Flujo de Desembolso

Etapas	2014	2015	2016	Total
Suministro	39,480.00	51,478.00	51,478.00	142,436.00
Diseño	1,183.00	1,545.04	1,545.04	4,273.08
Ingeniería	1,577.00	2,060.22	2,060.22	5,697.44
Inspección	1,183.00	1,545.04	1,545.04	4,273.08
Administración	1,577.00	2,060.22	2,060.22	5,697.44
Contingencia	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**45,000.00**	**58,688.52**	**58,688.52**	**162,377.04**

PLAN DE REPOSICIÓN DE ACTIVOS
MODIFICACIÓN AL PROYECTO ORIGINAL

PROYECTO REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEAS 230Kv y 115Kv.

ANTECEDENTES:

El Departamento de Protecciones y Comunicaciones, velando por la seguridad, selectividad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone INCLUIR en las mejoras; el esquemas de protección de respaldo de las líneas de transmisión de la red de **ETESA**, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia secundario de las líneas, de manera tal que podamos complementar y cumplir con la resolución **AN No. 036-Elec.**, del **1 de junio de 2006,** dada por la ASEP aún para líneas con una longitud mayor a 60 km. De esta forma quedará establecido a la finalización del mencionado proyecto, que las líneas serán protegidas con un esquema redundante de protecciones diferenciales; utilizando canal de comunicaciones por fibra óptica dedicada y multiplexada.

OBJETIVO GENERAL:
Incluir las reposiciones de las protecciones de respaldo en este proyecto significaría un adicional en la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA.
OBJETIVOS ESPECIFICOS:

La aplicación de estos equipos aprovechamos los avances tecnológicos en materia de comunicación en los relevadores de protección diferencial utilizando fibra óptica dedicada y multiplexada que ahora tienen un alcance mayor y se pueden proteger líneas mayores a los 60Km. Adicional, ahora los relevadores son multifuncionales, es decir, cuentan con diferentes funciones que pueden ser activadas; para casos prácticos pueden coexistir la protección diferencial con la de distancia aprovechando ambos algoritmos en el buen desempeño de operación ante fallas eléctricas.

LOCALIZACION DEL PROYECTO

La reposición de las *protecciones secundarias* en el proyecto se ejecutará en las siguientes subestaciones eléctricas.

Línea	Subestación
230-1A	Bayano - Pacora
230-1B	Panamá II - Pacora
230-1C	Panamá-Panamá II
230-2B	Panamá-Panamá II
230-3A	Panamá - Chorrera
230-3B	Chorrera - Llano Sanchez
230-4A	Panamá - Chorrera
230-4B	Chorrera - Llano Sanchez
230-5A	Llano Sánchez - Veladero
230-5B	Veladero – Mata de Nance
230-6B	Veladero – Mata de Nance
230-16	Veladero-Guasquitas
230-17	Veladero-Guasquitas
230-18	Guasquitas - Fortuna
230-29	Guasquitas - Cañazas
230-30	Cañazas - Changuinola
230-20A	Fortuna - La esperanza
230-20B	La esperanza - Changuinola
230-7	Fortuna - Mata de Nance
230-8	Fortuna - Mata de Nance
230-9A	Mata de Nance - Boqueron
230-9B	Boqueron - Progreso
115-3A	Panamá-Chilibre
115-3B	Chilibre- Bahía Las Minas
115-4A	Panamá-Cemento Panamá
115-4B	Cemento Panamá - Bahía Las Minas
115-12	Panamá-Caceres
115-37	Panamá-Caceres
115-1A	Caceres - Santa Rita
115-1B	Santa Rita - Cativa
115-1C	Cativa - Bahia Las Minas
115-2A	Caceres - Santa Rita
115-2B	Santa Rita - Bahía Las Minas
115-15	Mata de Nance - Caldera
115-16	Mata de Nance - Caldera
115-17	Caldera - La estrella
115-18	Caldera - Los Valles

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA:
El proyecto se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad, selectividad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea.
2. Los relevadores existentes (REL531, LFCB102, OPTIMHO) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:

> **Tecnología Obsoleta:** Los equipos de protección utilizados como respaldo son considerados obsoletos y extintos por los fabricantes. Esto quiere decir, que al presentarse algún daño en alguno de esos relevadores no contamos con el soporte de fábrica para la reparación de los mismos.
>
> **L**os relevadores actuales tienen algoritmos de protección mejorados y una de las principales ventajas de obtener nueva tecnología es la obtención de mayor información para el análisis de eventos, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

1. Fin del Periodo de Vida Útil: En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contaran con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fabrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto es necesario que sean reemplazados.

2. No instalación de Equipos: Al no reemplazar las protecciones de distancias secundarias podemos tener un punto débil o de falla en el desempeño de estos equipos, lo que puede producir costos a la empresa y la imagen al público y clientes se vería afectada.

3. Costo total de la Inversión

El costo total de la inversión se detalla en las siguientes tablas.

COSTOS PROYECTO ORIGINAL

Descripción	Suministro (B/.)	Instalación (B/.)	Total (B/.)
Costos Directos			
35 Relés diferenciales de línea	898,800.00	181,557.60	1,080,357.60
50 Km de OPGW de 24 hilos	462,079.50	428,000.00	890,079.50
Equipos para establecer comunicacion	59,920.00	12,103.84	72,023.84
Materiales Eléctricos	25,015.00	0.00	25,015.00
Subtotal Base			**2,067,475.94**
Costos Indirectos			
Diseño (3%)			62,025.00
Ingeniería (4%)			82,700.00
Inspección (3%)			62,025.00
Administración (4%)			82,700.00
Subtotal Costos Indirectos			**289,450.00**
Contingencias (5%)			**117,846.30**
Total del Proyecto			**2,474,772.24**

COSTOS PROYECTO ADICIONAL.

Descripción	Suministro (B/.)	Instalación (B/.)	Total (B/.)
Costos Directos			
76 Relés diferenciales de línea	1,951,680.00	394,239.36	2,345,919.36
			0.00
Equipos para establecer comunicacion	138,565.00	27,990.13	166,555.13
Materiales Eléctricos	55,000.00	0.00	55,000.00
Subtotal Base			**2,567,474.49**
Costos Indirectos			
Diseño (3%)			77,025.00
Ingeniería (4%)			102,699.00
Inspección (3%)			0.00
Administración (4%)			102,699.00
Subtotal Costos Indirectos			**282,423.00**
Contingencias (5%)			**142,494.87**
Total del Proyecto			**2,992,392.36**

La cantidad de relevadores diferenciales corresponden al reemplazo de una protección en cada extremo de las líneas detalladas más dos relevadores de repuestos.

El costo de los materiales eléctricos contempla el suministro de cable de control, terminales, borneras de conexión, bloques de prueba, etiquetas para cable, patchcord y su protección.

4. Cronograma de Trabajo

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predece	Nombres de los recursos
1	**REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LINEA 230 Y 115**	**1111 días**	**lun 10/02/17**	**lun 01/03/22**		
2	**Procesos Administrativos de Compra de Relés y Materiales**	**155 días**	**lun 10/02/17**	**vie 05/04/18**		
12	**Proceso de Instalacion de Relevadores Diferenciales**	**956 días**	**lun 05/07/18**	**lun 01/03/22**		
13	Estudio del relé	10 días	lun 05/07/18	vie 05/18/18	11	
14	**Línea 230-1A (BAYANO - PACORA)**	**43 días**	**lun 05/21/18**	**mié 07/18/18**		
22	**Línea 230-1B (Panamá II- PACORA)**	43 días	jue 07/19/18	lun 09/17/18	21	
23	**Línea 230-1C Y 2B (PANAMÁ - PANAMÁ II)**	43 días	mar 09/18/18	jue 11/15/18	22	
24	**Línea 230-3A Y 4A (PANAMA - CHORRERA)**	43 días	vie 11/16/18	mar 01/15/19	23	
25	**Línea 230-3B Y 4B (CHORRERA - LLANO SANCHEZ)**	43 días	mié 01/16/19	vie 03/15/19	24	
26	**Líneas 230-5A (LLANO SANCHEZ - VELADERO)**	43 días	lun 03/18/19	mié 05/15/19	25	
27	**Línea 230-5B Y 6B (VELADERO - MATA DE NANCE)**	43 días	jue 05/16/19	lun 07/15/19	26	
28	**Línea 230-16 Y 17 (VELADERO - GUASQUITAS)**	40 días	mar 07/16/19	lun 09/09/19	27	
29	**Línea 230-18 (GUASQUITAS - FORTUNA)**	40 días	mar 09/10/19	lun 11/04/19	28	
30	**Línea 230-29 (GUASQUITAS - CAÑAZAS)**	40 días	mar 11/05/19	lun 12/30/19	29	
31	**Línea 230-30 (CAÑAZAS - CHANGUINOLA)**	20 días	mar 12/31/19	lun 01/27/20	30	
32	**Línea 230-20A FORTUNA - LA ESPERANZA)**	45 días	mar 01/28/20	lun 03/30/20	31	
33	**Línea 230-20B (LA ESPERANZA - CHANGUINOLA)**	40 días	mar 03/31/20	lun 05/25/20	32	
34	Línea 230-7 Y 8 (FORTUNA - MDN)	40 días	mar 05/26/20	lun 07/20/20	33	
35	Línea 230-9A (MDN - BOQUERON)	40 días	mar 07/21/20	lun 09/14/20	34	
36	Línea 230-9B (BOQUERON - PROGRESO)	40 días	mar 09/15/20	lun 11/09/20	35	
37	Línea 115-12 (PANAMA - CACERES)	20 días	mar 11/10/20	lun 12/07/20	36	
38	Línea 115-37 (PANAMA - CACERES)	20 días	mar 12/08/20	lun 01/04/21	37	
39	Línea 115-15 (MDN - CALDERA)	20 días	mar 01/05/21	lun 02/01/21	38	
40	Línea 115-16 (MDN - CALDERA)	20 días	mar 02/02/21	lun 03/01/21	39	
41	Línea 115-17 (CALDERA - LA ESTRELLA)	20 días	mar 03/02/21	lun 03/29/21	40	
42	Línea 115-18 (CALDERA - LOS VALLES)	20 días	mar 03/30/21	lun 04/26/21	41	
43	Línea 115-3A (PANAMA - CHILIBRE)	20 días	mar 04/27/21	lun 05/24/21	42	
44	Línea 115-3B (CHILIBRE - BLM)	20 días	mar 05/25/21	lun 06/21/21	43	

5. Flujo de Desembolso

Etapas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Suministro	649,895.00	795,919.50	0.00	0.00	561,991.25	561,991.25	561,991.25	459271.25
Instalación	48,415.36	48,415.36	476,415.36	48415.36	105,557.37	105,557.37	105,557.37	105,557.37
Diseño	46,518.75	15,506.25	0.00	0.00	77,025.00	0.00	0.00	0.00
Ingeniería	8,270.00	24,810.00	24,810.00	24,810.00	102,699.00	0.00	0.00	0.00
Inspección	6,202.50	18,607.50	18,607.50	18,607.50	0.00	0.00	0.00	0.00
Administración	8,270.00	24,810.00	24,810.00	24,810.00	102,699.00	0.00	0.00	0.00
Contingencia	11,784.63	35,353.89	35,353.89	35,353.89	142,494.87	0.00	0.00	0.00
Total por año	**779,356.24**	**963,422.50**	**579,996.75**	**151,996.75**	**1,092,466.50**	**667,548.62**	**667,548.62**	**564,828.62**
Total del Proyecto								**5,467,164.60**

Informe de Justificación

Reposición de Activos – *Reposición de dos interruptores de 34.5kV de S/E Llano Sanchez*

1. Resumen Ejecutivo

2. Antecedentes
   2.1. Generales
   2.2. Historial de mantenimiento
   2.3. Fallas

3. Problema

4. Propuestas
   4.1. Objetivo General
   4.2. Objetivos Específicos
   4.3. Alternativas de Reposición

5. Propuesta de Reposición
   5.1. Justificación Técnica
   5.2. Justificación Económica

6. Conclusión

1. Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se analiza la alternativa de proyectos de reposición; identificando aquella que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

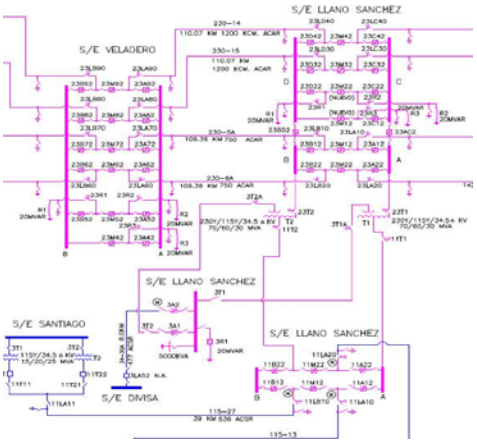
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición e instalación de dos (2) interruptores de 34.5 KV nuevos a un costo de US$ 121,000.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

2. Antecedentes

2.1. Generales

La subestación transformadora/seccionadora Llano Sánchez, ubicada en el corregimiento El Roble, distrito de Aguadulce Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV y tiene como función principal reducir los valores de tensión de transmisión a valores adecuados para el reparto de la energía a los grandes centros de consumo de las provincias centrales.

Hoy en días, el interruptor 3A1 que controla la energiza proveniente de T-2 en S/E Llano Sánchez para poder proveer de energía al patio de 34.5 KV, presenta problemas de fuga de gas aíslate (SF6) y el fabricante nos a indicado que el mismo no puede ser reparado. Adicional a este interruptor, también existe el interruptor 3A2, el cual controla la salida de la línea 34-30A la cual alimenta las comunidades de Divisa a Ocu, está presentando el mismo problema que mostrara el interruptor 3 A1 antes de ser retirado de servicio.



El patio de 34.5 KV, es uno de los puntos de conexión dentro de la S/E Llano Sánchez, suministrando energía eléctrica a la S/E de Divisa hasta la comunidad Ocu, a través de la línea 34-30A. Actualmente circula por el patio 34.5 KV un promedio de 10 a 14 Mw. De no poder cumplir con este fin, los costos por generación obligada y desplazada, serian muy altos y haría nuestra gestión de mantenimiento muy costosa. Adicional a esto, hay que mencionar que existen diversos proyectos de generación que se tiene contemplado conectarse al patio de 34.5 KV y de no instalar estos interruptores no se pudieran anexar esta nueva generación.

La adquisición de estos equipos, nos brindaran una mayor confiabilidad en el servicio que presta el patio 34.5 KV y la reducción de costo por concepto de mantenimiento y en los pagos por concepto de energía no servida.

Cuadro No.1: Fecha de capitalización

Descripción	Marca	Tipo	Capitalización	Nomenclatura
Interruptor de 34.5KV	AREVA	Trifásico	2,000	3A2
Interruptor de 34.5KV	AREVA	Trifásico	2,000	3A2

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 - "*Ageing of the System-Impact on Planning*" publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los interruptores en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de **35 años**.

2.2. Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia semestral se han ejecutado mantenimientos preventivos a los interruptores en mención y anualmente se realizan pruebas eléctricas.

2.3. Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para el interruptor existente, en el periodo 2014-2015, se ubica entre 45-65%.

3. Problema

En la actualidad el interruptor 3A1 del patio 34.5 KV, pose una fuga interna de gas aislante (SF6), lo cual imposibilita su uso. Esta inconveniente, afecta grandemente el grado de confiabilidad del patio 34.5 KV en la S/E Llano Sánchez. Esto trae como consecuencia el alto costo del mantenimiento, indisponibilidad del equipo y la no continuidad del servicio que brindamos a nuestros clientes, trayendo consigo el aumento del costo en concepto de energía no servida. Sumado a esto el interruptor 3A2 el cual proviene de la misma línea de fabricación que el 3A1, está presentando ya las mismas características con la que inicio el interruptor 3A1 antes de presentar la fuga SF6.

4. Propuestas

4.1. Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tienen como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

4.2. Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

4.3. Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema la alternativa de reposición:

a. Adquisición e instalación de dos interruptores de 34.5 KV.

5. Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra e instalación de dos (2) interruptores de 34.5 KV nuevos.

5.1. Justificación Técnica

El reemplazo de los dos interruptores de 34.5 KV, según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite una mayor seguridad para los equipos como transformadores e interruptores que son equipos costosos y delicados. Esto nos permitirá poder sumar al patio de 34.5 KV todos aquellos proyectos de generación que serán desarrollados en provincias centrales.

5.2. Justificación económica

A continuación se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Inversión		
Costo directo del reemplazo		
Suministro		98,000.00
montajes y desmontaje		19,000.00
Costo indirectos		
Diseño		1,000.00
Inspección		1,500.00
Ingeniería		500.00
administración		1,000.00
	Total	**121,000.00**

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos(1) responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

6. Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar una modificación en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2014 – 2017, la reposición de dos interruptores de 34.5 KV en la subestación Llano Sanchez fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

**Notas:
(1) Montaje y desmontaje: 20.2% del costo de suministro.
Herrajes, conductores, etc: 16.45% del costo del equipo.
Obras civiles: 10% del costo de suministro.

CRONOGRAMA.

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predece	Nombres de los recursos
1	**REPOSICIÓN Y ADQUISICIÓN DE INTERRUPTORES 34.5KV LLANO SANCHEZ**	**347 días**	**mié 07/30/14**	**jue 11/26/15**		
2	**Procesos Administrativos de Compra de Interruptores y Materiales**	**305 días**	**mié 07/30/14**	**mar 09/29/15**		
3	Preparación de especificaciones técnicas	10 días	mié 07/30/14	mar 08/12/14		
4	Confección de solicitud de compra	5 días	mié 08/13/14	mar 08/19/14	3	
5	Proceso en Departamento de Compra	70 días	mié 08/20/14	mar 11/25/14	4	
6	Presentacion de Propuestas	5 días	mié 11/26/14	mar 12/02/14	5	
7	Evaluacion Técnica	15 días	mié 12/03/14	mar 12/23/14	6	
8	Adjudicacion	5 días	mié 12/24/14	mar 12/30/14	7	
9	Refrendo de Contraloria	10 días	mié 12/31/14	mar 01/13/15	8	
10	Tiempo de entrega del Proveedor	180 días	mié 01/14/15	mar 09/22/15	9	
11	Capacitacion	5 días	mié 09/23/15	mar 09/29/15	10	
12	**Proceso de Instalacion**	**42 días**	**mié 09/30/15**	**jue 11/26/15**		
13	**Reposición e instalación de interruptores**	**42 días**	**mié 09/30/15**	**jue 11/26/15**		
14	Levantamiento de cableado	4 días	mié 09/30/15	lun 10/05/15	11	
15	Desmontaje	7 días	mar 10/06/15	mié 10/14/15	14	
16	Montaje	10 días	jue 10/15/15	mié 10/28/15	15	
17	Pruebas	10 días	jue 10/29/15	mié 11/11/15	16	
18	Puesta en servicio	6 días	jue 11/12/15	jue 11/19/15	17	
19	Actualizacion de planos	5 días	vie 11/20/15	jue 11/26/15	18	

ANEXO III-7
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO
2019 - 2025

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Contenido

1 Diagnóstico Actual 3

1.1 Historial de mantenimiento 8

2 Metodología y alcance 8

2.1 Fundamentos teóricos 9

2.1.1 Vida útil estadística 9

2.1.2 Costos directos e indirectos 13

2.1.3 Valor neto contable 14

2.1.4 Costos de mantenimiento 15

2.1.5 Costo de fallas 15

2.2 Normativas de reposición 18

3 Causales de reposición 18

4 Propuestas de Reposición 26

4.1 Objetivo General 26

4.2 Objetivo Complementario 26

4.3 Estrategias a implementar 26

4.3.1. Alternativas de reposición 27

4.3.2. Inversión 30

4.3.3. Inversión diferida 34

4.3.4. Flujos de desembolsos 36

4.3.5. Resultados Económicos 38

4.3.6. Beneficios esperados 39

5 Conclusión 40

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

1 Diagnóstico Actual

Cerca del 40% de los equipos de subestaciones y transformadores que componen la red de transmisión de ETESA tienen una vida útil remanente menor a 8 años, por lo que las inversiones de reposición de activo se vislumbran con una necesidad en crecimiento, durante los próximos años.

En este sentido, y no solo con el objetivo de garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión sino que también de eliminar los riesgos excluidos[1] en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

A continuación se presenta el listado de equipos considerados en el estudio puntualizando la fecha original de puesta en servicio o instalación, indistintamente de su ubicación actual.

Tabla No.1: Autotransformadores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Potencia nominal (MVA)	Relación de transformación (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	Autotransformador de potencia	T1	70/60/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-78
SE Chorrera	Autotransformador de potencia	T2	50/50/50	230Y/115Y/34.5	30-Jun-75

[1] El literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

"3. Riesgos excluidos
Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
....
E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

Tabla No.2: Interruptores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Identificación	Tensión nominal (kV)	Fecha de instalación
SE Mata de Nance	Interruptores	23M32 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23A32 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23M22 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23B22 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23A12 Fase A	230	1985
SE Mata de Nance	Interruptores	23M12 Fase A	230	1985
SE Caldera	Interruptores	11M12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11A12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11A22 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11B12 Fase A	115	1982
SE Caldera	Interruptores	11B22 Fase A	115	1982
SE Progreso	Interruptores	3B12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3M12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3A12	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3M22	34.5	1982
SE Progreso	Interruptores	3A22	34.5	1982

Tabla No.3: Transformadores de tensión candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-4A Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase A	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase B	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	asociado a la línea 115-3A Fase C	1976
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Panamá	Transformadores de tensión	115	PT asociado a la Barra A	1994
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra B-1	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra B - 2	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra A - 1	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	34.5	Barra A -2	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase A	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase B	1978
SE Mata de Nance	Transformadores de tensión	115	Barra A Fase C	1978

Tabla No.4: Transformadores de corriente candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tension nominal (kV)	Identificación	Fecha de instalación
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23B22 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23A12 Fase C	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase A	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase B	1976
SE Panamá	Transformador de corriente	230	asociado al interruptor 23M12 Fase C	1976

Tabla No.5: Pararrayos candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase A, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase B, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase C, línea 230-3A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase A, línea 230-4A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase B, línea 230-4A	1978
SE Panamá	Pararrayos	230	Fase C, línea 230-4A	1978
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase A, salida 115-5	1990
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase B, salida 115-5	1990
SE Cáceres	Pararrayos	115	Fase C, salida 115-5	1990
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase A	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase B	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4A Fase C	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase A	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase B	1988
SE Chorrera	Pararrayos	230	asociado a la línea 230-4B Fase C	1988
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	TT Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	TT Fase C	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase B	1985
SE Llano Sanchez	Pararrayos	34.5	3AR Lado R1 Fase A	1985

Tabla No.6: Seccionadores candidatos para reposición

Subestación	Activo	Tensión nominal (kV)	Identificación	Año de instalación
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11LA10	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11LB10	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	115	11LA20	1978
SE Llano Sanchez	Seccionador motorizado	230	23T1	1976
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado 11M22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	115	asociado al 11A22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23M22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23B22	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23B12	1978
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales	230	asociado al 23M12	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T1	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T2	1978
SE Panamá	Seccionador motorizado	230	23T3	1978
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A12 (23A11)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A12 (23A13)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B12 (23B11)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B12 (23B13)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A22 (23A21)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23A22 (23A23)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B22 (23B21)	1976
SE Panamá	Seccionadores manuales	230	asociado al interruptor 23B22 (23B23)	1976

Tabla No.7: Hilo de guarda candidato para reposición

Subestación	Activo	Longitud (km)	Año de instalación
SE Mata de Nance - SE Fortuna	conductores de las líneas 230-7 y 230-8	37.5	1979
SE Llano Sanchez - SE Veladero	conductores de las líneas 230-5A y 230- 6A	218.72	1979
SE Veladero - SE Mata de Nance	conductores de las líneas 230-5B y 230-6B	168.98	1979
SE Mata de Nance - SE Caldera	conductores de las líneas 115-15 y 115-16	50	1979

Tabla No.8: Equipo de protecciones

Subestación	Marca	Identificación	Año de instalación
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro T1	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro T2	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 51N protección de sobrecorriente neutro TT1	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial primaria Barra A 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial secundaria Barra A 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial primaria Barra B 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87B protección diferencial secundaria Barra B 230kV	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T1 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T1 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección primaria del T2 Fase C	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase B	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase A	1996
SE Chorrera	ALSTOM	ANSI 87T - protección secundaria del T2 Fase C	1996

Tabla No.9: Equipo de comunicaciones

Activo	Identificación	Fecha de instalación
Rectificadores	Cerro Chimenea	1994
	Santa Rita (SE)	1994
	Caldera (SE)	1994
	Generadora Los Valles	1994
	Volcán Barú	1994
	Los Pollos	1994
	Cerro Jesús	1994
	Cerro Tolé	1994
	Generadora Bayano	1994
	Cerro Peñón	1994
	Cerro Mena	1994
Aire Acondicionado	Cerro Peñón/ Las Cumbres/ Panamá	2000
	Cerro Jefe/ Cerro Azul/ Panamá	2000
	Cerro Bayano / Cañita de Chepo/ Panamá	2000
	Cerro Mena/ Chica Campana / Panamá	2002
	Centro de Monitoreo / Tumba Muerto / Panamá	2003
	Cerro Santa Rita / Santa Rita / Colón	2001
	Los Pollos / Rio Hato / Coclé	2000
	Cerro Taboga / El Jaguito / Coclé	2000
	Cerro Canajagua / Las Tablas / Los Santos	1998
	Cerro Alto Ibala / Cañazas / Veraguas	2000
	Cerro Tole / Tole / Chiriquí	2000
	Cerro Jesús / San Félix / Chiriquí	2000
	Cerro Chiminea / Cerro Jesús/ Chiriquí	2000
	Cerro Volcán Barú / Boquete / Chiriquí	2001

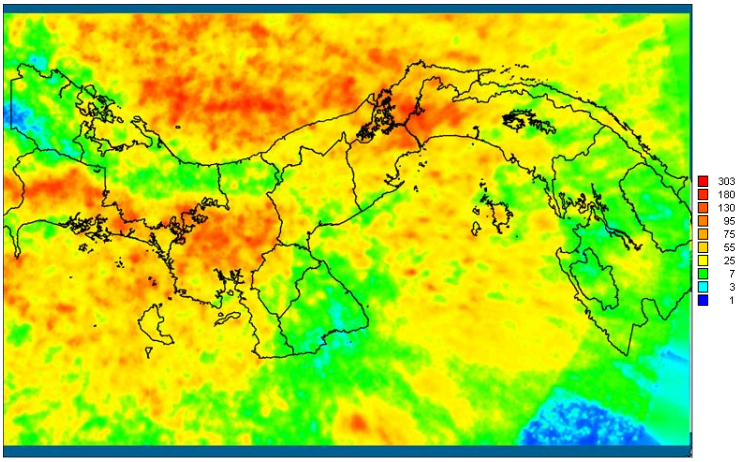
Cabe destacar que parte del equipo existente fue adquirido a las compañías Nuova Magrini Galileo (NMG)[2], General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC)[3]; las cuales, como parte de su estrategia de posicionamiento en el mercado de venta de equipos de alta tensión, han decidido descontinuar la manufactura de piezas de repuesto de varios de los equipos existentes en las subestaciones de ETESA.

En este sentido, todos los requerimientos de piezas de repuestos, para la ejecución de mantenimientos mayores de los equipos deben realizarse a través de pedidos especiales; los cuales podrían llegar a demorar desde 18 meses o más, poniendo en peligro la confiabilidad del sistema y en algunos casos, a costos superiores en comparación a la reposición del activo por completo.

Por otra parte, aun cuando varios de los equipos listados anteriormente son considerados como elementos genéricos y sin mayor diferenciación entre sus variedades, la alta tasa de ocurrencia de fenómenos naturales y ambientales en nuestro país, asociados a descargas atmosféricas, viento, calor, inundación, quemas bajo líneas, depósito salino, animales, etc., los hacen un componente indispensable y de atención en las subestaciones por los daños colaterales que pueden ocasionar.

Es decir, el nivel isoceráunico[4] de la zona, aunado a la extensión de la época lluviosa frente a la estación de verano, son factores externos que ameritan su incorporación en el estudio, toda vez que podrían incrementar la rata de falla de los equipos.

Figura No.1: Mapa de descargas eléctricas – año 2011



Fuente: Hidromet- ETESA

Lo mencionado en el párrafo anterior, guarda relación con lo descrito en el Informe Anual de Indicadores 2009, realizado por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, sobre la cantidad de

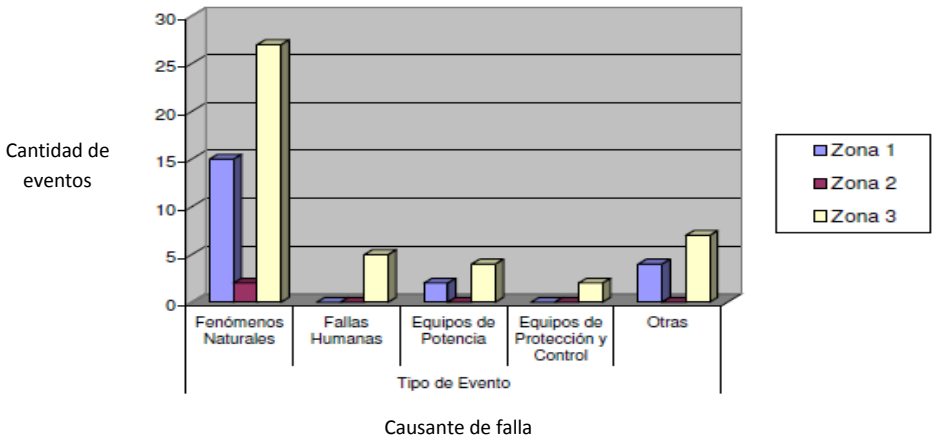
[2] Compañía italiana especializada en la producción de equipos de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 2005, fue comprada por el grupo Siemens como parte de su estrategia de obtener mayor participación en el mercado.

[3] Compañía especializada en la producción de interruptores de alta tensión para el transporte de energía; la cual, en el año 1988, se fusionó con la empresa sueca Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (ASEA) y quedando operativamente una nueva empresa denominada Asea Brown Boveri (ABB).

[4] El mapa ceráunico representa los días de tormenta que aparecen al año por kilómetro cuadrado y como mínimo la aparición de un solo rayo.

fallas atribuibles por tipo de evento; los cuales responden, en su mayoría, a fenómenos naturales y ambientales: descargas atmosféricas, quema y vegetación.

Figura No.2: Frecuencia de Eventos por Zona



1.1 Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos de acuerdo con las buenas prácticas recomendadas.

En este sentido, en el Anexo 1 se presenta:

1) El historial de mantenimiento preventivo de cada una de las unidades cuya reposición se solicita, incluyendo los requerimientos y recomendaciones de los fabricantes al respecto (de darse el caso).
2) Detalle de las pruebas efectuadas sobre los equipos para verificar su estado y proceder, de ser necesario, a las tareas de mantenimiento predictivo que correspondan.

2 Metodología y alcance

A continuación se detallan los fundamentos teóricos y normativas vigentes utilizadas como referencia para cuantificar los riesgos asociados a la no reposición de los activos candidatos listados en la Sección 1 del presente informe, y que inciden, por su naturaleza, directamente en su justificación económica-financiera y técnica.

2.1 Fundamentos teóricos

Con el objetivo de establecer un marco conceptual, el cual desde un punto de vista estadístico y económico permita argumentar la necesidad de reponer los activos candidatos, se definen, seguidamente, los conceptos a aplicar en el análisis:

2.1.1 Vida útil estadística

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de repuestos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

No obstante, se dispone de estadísticas que permiten conocer, en base a la experiencia acumulada por gran cantidad de empresas dedicadas a la explotación de sistema de transmisión, la vida media de cada tipo de equipo y la dispersión que muestran alrededor de dicha media, dispersión que indica la conveniencia de su tratamiento probabilístico.

- Ley de distribución

  Analizando tal dispersión, se verifica que la ley de distribución normal es la que mejor representa los registros estadísticos obtenidos, de manera tal que los resultados pueden ser caracterizados por un valor medio y su correspondiente desviación estándar, verificándose que en el lapso comprendido entre más y menos una desviación estándar (95% de confiabilidad) alrededor de esa media se ubican casi el 70% de los valores registrados.

- Fuente de datos

  El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico[5] establece, como rango de depreciación aceptable para:

  a. “plantas de transmisión”, de 3 a 4%; porcentajes que equivalen un rango de 25 a 35 años de vida útil.
  b. “equipo de comunicaciones”, de 12 a 20%; porcentajes que equivalen un rango de 8 a 5 años de vida útil.

  Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de sus Informes 176 y 152 - “Ageing of the System-Impact on Planning” y “An International Survey of Maintenance Policies and Trends” respectivamente, publicados en el año 2000 y el estado actual de los equipos listados previamente, se ha convenido la vida útil listada a continuación:

[5] Modificaciones aprobadas mediante Resolución JD-4859 del 13 de agosto de 2004.

Tabla No.10: Vida útil promedio para equipo de subestaciones y protecciones

Equipo de subestaciones y protecciones	μ = promedio de vida útil	Razones para las variaciones de la vida útil
Transformadores de potencia	32	Mejoras de diseño, régimen de carga, degradación del aislante, repuestos, requerimientos de capacidad, niveles de humedad.
Interruptores	30	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, obsolescencia de repuestos, desgaste mecánico, problemas de sellado, seguridad, aspectos ambientales referidos al SF6.
Transformadores de voltaje y corriente	30	Fallas de diseño, penetración de humedad, contaminación de aceite.
Equipo de subestaciones en general	30	Corrosión, desgaste mecánico, aspectos ambientales
Hilo de Guarda	35	Clima, medio ambiente, fatiga de material, fallas de aislación, viento, precipitaciones, niveles de contaminación, alta temperatura debido a la carga.
Protecciones Electromecánicas	20	Desgaste, erosión de contactos, confiabilidad, oxidación, repuestos, funcionalidad, cambios en el diseño del sistema.
Protecciones con elementos electrónicos	15	

Tabla No.11: Vida útil para equipo de comunicaciones

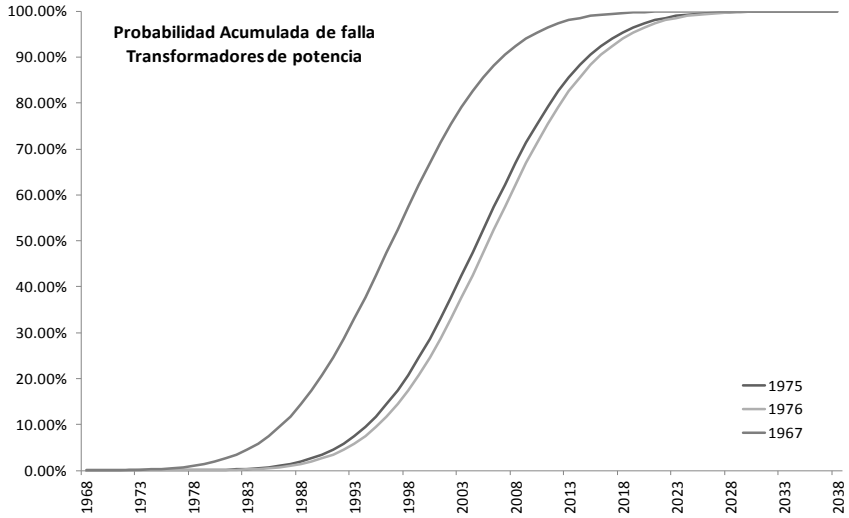
Equipo de comunicaciones	μ = promedio de vida útil
Aire Acondicionado	13.5
Banco de Batería	11.6
Rectificadores	8
Central Telefónica	15
Torres	20
Multiplexores Bayly	8
Crosconectores	8

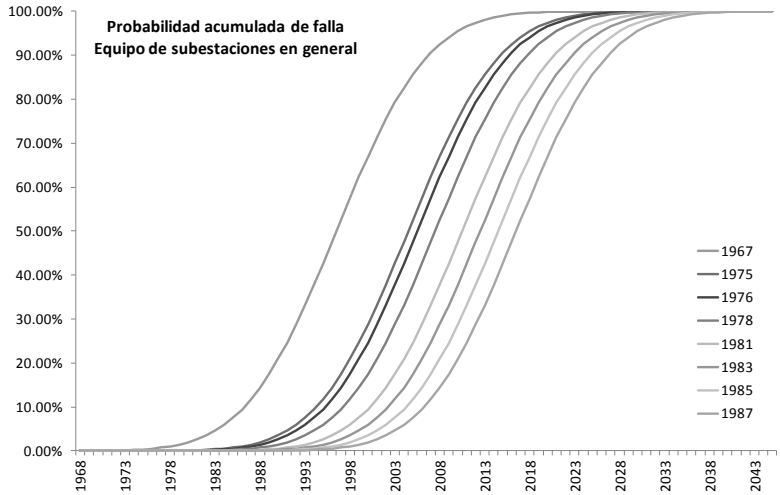
- Probabilidad de falla

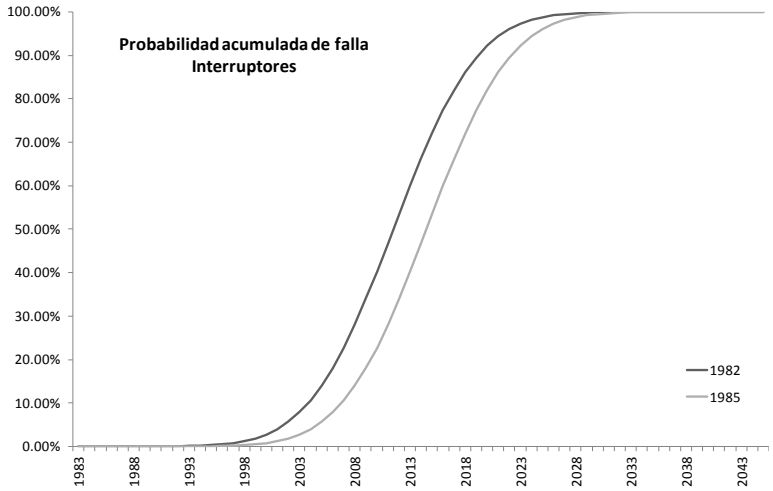
  La probabilidad de que una falla suceda, en un periodo determinado, resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

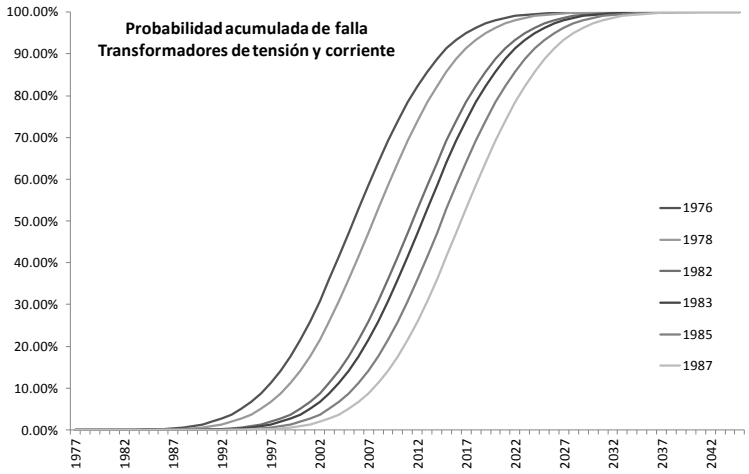
  A continuación se presenta la probabilidad de falla, dentro del periodo tarifario en estudio (2013-2017), para cada uno de los equipos según su fecha de instalación:

Figura No.3: Probabilidad de falla acumulada por equipo (Anexo 2)









No se consideran las probabilidades de falla en 2012, no por no existir, sino, porque en ese caso la reposición sería decidida por razones de urgencia.

- Redundancia

Ante la probabilidad cierta de falla de todo equipo, en ocasiones el mayor costo de capital asociado a duplicar funciones, que tiene como resultado reducir la probabilidad de falla a la de doble contingencia, es inferior al del perjuicio que causaría esa falla. Y es así, que el Reglamento de Transmisión, en su Artículo No.86, establece para el diseño del Sistema Principal de Transmisión y conexión de distribuidores el criterio de n-1.

Es entonces cuando conviene incluir, en los criterios para evaluar costos de falla, la probabilidad de doble contingencia, especialmente cuando, como en el caso de transformadores, la exposición al riesgo puede extenderse en el tiempo, a veces durante dos o más años, dado el plazo de entrega de esos equipos para los cuales no se disponen repuestos.

2.1.2 Costos directos e indirectos

Debido a la configuración de interruptor y medio de la mayoría[6] de las subestaciones de propiedad de ETESA, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los equipos será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos fueron estimados a partir del valor promedio de las licitaciones anteriores realizadas por ETESA en concepto de reposición de activos.

Tabla No.12: Estructura de costos para equipo de subestaciones

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, etc.	10.00%	sobre costo del equipo
Cables, conductores, Ductos, etc.	12.50%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	12.00%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	5%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5%	sobre total de suministro
Diseño	3%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4%	sobre total de costos directos
Administración	4%	sobre total de costos directos
Inspección	3%	sobre total de costos directos

A diferencia de los costos aplicados a los equipos de subestaciones, los costos directos de los equipos de protección contemplan los costos de materiales eléctricos y metálicos: cables de control, borneras de conexión y de prueba, terminales y etiquetas para cables y planchas metálicas y montaje – desmontaje; mientras que los equipos de comunicación solo incluyen los costos de montaje y desmontaje.

Tabla No.13: Estructura de costos directos para equipo de comunicaciones y protecciones

Concepto - protección	%	Observación
Materiales Eléctricos y metálico	27.13%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	24.04%	sobre subtotal de suministro
Concepto - comunicación	**%**	**Observación**
Montaje y Desmontaje	12.00%	sobre subtotal de suministro

[6] Se procedió a incluir un costo en concepto de generación obligada a aquellas subestaciones o patios de ETESA que cuenten con la configuración de barra sencilla (SE Charco Azul y el patio de 34.5 kV de la SE Llano Sanchez) y de Barra Principal y de Transferencia (SE Cáceres).

2.1.3 Valor neto contable

La metodología utilizada para el cálculo del costo de inversión original estimado del equipo, a la fecha de puesta en operación, y el cálculo del valor neto estimado, a la fecha de reposición, se basa en la utilización de precios actuales y porcentajes de costos directos e indirectos[7] presentados en la Tabla No.14, deflactados con índices de precios de producción (PPI por sus siglas en inglés) o fábrica de equipos eléctricos específicos[8] según su año de instalación (Anexo 3).

Con el objetivo de ilustrar el efecto de la deflación de los precios, a continuación se presenta un cuadro comparativo de los índices de precios de producción promedio observados en los tres primeros meses del año 2012 vs. el mismo periodo en el año 1985.

Tabla No.14: Costos directos e indirectos (PESIN 2011)

Concepto	%	Observación
Estructuras, Herrajes, soportes, etc.	50.00%	sobre costo del equipo
Cables, conductores, Ductos, etc.	14.00%	sobre costo del equipo
Montaje y Desmontaje	7.25%	sobre subtotal de suministro
Obras civiles	24%	sobre subtotal de suministro
Contingencia	5%	sobre total de suministro
Diseño	3%	sobre total de costos directos
Ingeniería	4%	sobre total de costos directos
Administración	4%	sobre total de costos directos
Inspección	3%	sobre total de costos directos

Tabla No.15. Comparativo de Índice de precio de producción

Index - subestaciones	Equipo	1re Trim. 2012	1re Trim. 1985	Variación
Electric power and specialty transformer mfg	Transformadores de potencia, tensión, corriente y de distribución	245.1	111.9	119.0%
Power circuit breakers, all voltages	Interruptores	138.52	102.6	35.0%
Other lighting equipment manufacturing	Pararrayos	137.4	99.5	38.1%
Switchgear and switchboard apparatus mfg	Seccionadores manuales y motorizados	203.9	101.1	101.7%
Other communication and energy wire mfg	Hilo de Guarda	246.8	101.3	143.6%
Index - protecciones				
Relay and industrial control mfg.	equipo de protección en general	196.1	100.0	96.1%
Index - comunicaciones				
Communications systems and equipment	equipo de comunicación en general	96.4	100.0	-3.6%
Iron and Steel mills	torres	196.7	105.0	87.3%
Storage battery manufacturing	baterías	196.4	98.8	98.8%
Air conditioning, refrigeration and forced air heating equipment mfg	aire acondicionado	171.1	103.8	64.8%
Telephone apparatus manufacturing	central telefónica	88.8	100.0	-11.2%

[7] Dado que el cálculo del valor neto requiere la estimación del costo "original" del equipo, se procedió a utilizar los porcentajes identificados para el valor nuevo de reemplazo (VNR) del equipo de subestaciones en el último Plan de Expansión aprobado por la ASEP.

[8] U.S. Bureau of Labor Statistics - "Producer Price Index Industry Data".

2.1.4 Costos de mantenimiento

Con el objetivo de estimar los costos de mantenimiento de los equipos candidatos a reposición, para el periodo 2013-2017, se procedieron a identificar los costos de mantenimiento para el año 2011, con base a las horas hombres destinadas, para este rubro, y el costo de los insumos registrado en Máximo[9]. (Anexo 4)

En vista de que los registros históricos del costo de las horas/hombre de trabajos de mantenimiento para los equipos candidatos a reposición, recolectados a través del Máximo, no permiten definir un índice que refleje la tendencia de su evolución; se determinó, para los años subsiguientes, escalar los costos de mantenimiento en función al promedio de las variaciones porcentuales de los Índices de Precios al Consumidor (IPC) Nacional Urbano registrados por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá para los últimos 8 años (2004-2011).

Tabla No.16: Índice de precios (Octubre 2002 = 100)[10]

Año	IPC total	Variación %
2004	100.5	
2005	103.4	2.89%
2006	106.0	2.51%
2007	110.4	4.15%
2008	120.0	8.70%
2009	122.9	2.42%
2010	127.7	3.91%
2011	134.7	5.48%
Promedio	**115.7**	**4.29%**

2.1.5 Costo de fallas

- Costos de energía

Evidentemente, la falla de cualquiera transformador y/o interruptor del sistema ocasionaría graves problemas, de impacto directo sobre las áreas y poblaciones atendidas por los equipos pendientes de reposición; conllevando penalizaciones económicas por energía no servida y pagos en concepto de generación obligada y desplazada.

[9] MAXIMO (Sistema de gestión de mantenimiento de activos) proporciona una solución para la captura y gestión de toda la información necesaria durante todo el ciclo de vida de los activos y facilita la toma de decisiones basadas en datos, requerimientos, recursos disponibles y condiciones de seguridad, de forma que se generen importantes ahorros y se prolongue la vida útil de los activos.

[10] Fuente: Cuadro No.5 – Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano y variación porcentual. INEC / Contraloría General de la República de Panamá. Al 5 de enero 2012.

En este sentido, aun cuando la mayoría de las subestaciones de ETESA fueron diseñadas bajo la configuración de interruptor y medio, la utilización de escenarios permite evaluar conceptualmente los efectos de la falla de un interruptor según su posición.

Y es así como, en caso de falla de un interruptor de barra (falla en la apertura ordenada por la protección de alguna salida), lo que sucederá es la pérdida de la barra asociada por operación de las protecciones de falla de interruptor (BF); pérdida que durará hasta que se solucione el problema que originó la actuación de la primera protección. Mientras que, en caso de falla de un interruptor central, la consecuencia será la pérdida de la salida asociada.

El costo de falla ha sido calculado, como el producto del costo de la energía obligada o no suministrada al mercado, y eventualmente desplazada, según sea el caso, multiplicada por la cantidad esperada de esa energía, producto a su vez de la probabilidad de ocurrencia de la falla, durante el periodo que se considere, por el valor medio de la potencia interrumpida y por la duración de la falla.

Los costos de energía considerados han sido:

1. Energía No Servida (ENS)[11]: US$1,850.0/MWh.

2. Energía obligada: Costo marginal medio en horario de punta para los meses de invierno.

3. Energía desplazada: ídem energía obligada, teniendo en cuenta que las centrales desplazadas son hidráulicas de pasada. Esta energía ha sido cuantificada para el cálculo como el 50% de la total obligada, a falta de conocimiento de los contratos que podrían estar en vigencia en esa época.

En el caso de los transformadores, la ENS inicial (2012) ha sido tomada de las demandas registradas, por periodos de 15 minutos, en los 12 meses que van desde 1/03/2011 al 29/2/2012, de las cuales se han restado las mismas demandas pero limitadas por la capacidad nominal en MVA del arrollamiento falla de la tensión que corresponda multiplicado por el factor de potencia mínimo aceptado por el Reglamento de Transmisión.

Los valores iniciales de ENS han sido proyectados para el resto del periodo tarifario con base en las proyecciones de demanda suministradas por los agentes del sistema, para el PESIN/2012.

Por otro lado, y para el caso del resto de los equipos de subestaciones se incluye en el análisis los costos asociados a daños o pérdidas totales de los equipos adyacentes.

- Duración de la falla

[11] Resolución 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos del 21 de octubre de 2008

Considerando que ninguno de los activos analizados tiene repuestos, se ha considerado, como duración de la falla, el tiempo necesario para la puesta en servicio del nuevo transformador que reemplace al fallado, desde que se decide solicitar su adquisición.

Las tareas a desarrollar para la adquisición, instalación y puesta en servicio de las reposiciones se pueden desagregar en tres etapas:

1) Proceso de compra:
    a. Elaboración de pliegos y especificaciones técnicas y condiciones especiales
    b. Preparación de documentación para compra
    c. Publicación en Panamá Compra
    d. Acto público, estudio de ofertas, adjudicación, redacción y firma del contrato y preparación de documentación para Contraloría.
    e. Refrendo.
2) Fabricación y pruebas en fábrica
3) Traslado y puesta en servicio:
    a. Transporte
    b. Nacionalización
    c. Puesta en obra
    d. Montaje (incluyendo el desmontaje del equipo a reponer)
    e. Pruebas en Obras

Los tiempos asignados a cada una de esas etapas pueden verse en los cronogramas adjuntos, con las siguientes particularidades:

1) Proceso de compra: los plazos, estimados por la Gerencia de Compras, corresponden a una compra programada normal por Acto Público, que requiere todos los pasos legales de un proceso de este tipo y, dado el monto de la inversión, de un tiempo de publicación mínimo en Panamá Compra[12] de 20 días hábiles en promedio para los equipos listados a excepción de los transformadores (40 días calendarios).

   En caso de compras no programadas (caso de falla no prevista del equipo, teniendo en cuenta que la situación podría ser considerada de emergencia nacional y la adquisición ser efectuada por compra directa), estos plazos podrían ser acortados, mediante una licitación abreviada.

[12] El artículo 33 del Texto Único de la Ley de Contrataciones Públicas, publicado en Gaceta Oficial No.26829 el viernes 15 de julio de 2011, establece los periodos de publicación de la convocatoria, indicando que cuando el objeto del contrato recae en obras el tiempo requerido para la publicación es de:
a. 40 días calendario para las inversiones que exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
b. 8 días hábiles para las inversiones que exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00) y no exceden los cinco millones de balboas (B/.5,000,000.00).
c. 4 días hábiles para las inversiones que exceden los treinta mil balboas (B/.30,000.00) y no exceden los ciento setenta y cinco mil balboas (B/.175,000.00).
Sin embargo, y debido a la complejidad del proceso en cuanto a requerimientos de reuniones previas y homologación, se ha convenido establecer un tiempo promedio de 20 días hábiles como un periodo razonable.

2) Fabricación: el plazo aproximado de entrega en fábrica desde la recepción de la orden de compra hasta el embarque del equipo, ha sido estimado en función a gestiones anteriores y es de: transformadores 50 y 70 MVA: 1 año y transformadores de 175 y 350 MVA: 1 año y medio

De requerirse la adquisición de piezas de repuestos discontinuadas para la ejecución del mantenimiento de los interruptores, el tiempo promedio de fabricación es de 18 meses.

3) Traslado y puesta en servicio: estos plazos son independientes de la modalidad de compra y del tamaño de la unidad.

2.2 Normativas de reposición

El Punto "k" del Artículo 68 del Reglamento de Transmisión establece taxativamente los causales de reposición de un activo, debiendo justificarse:

a. que la misma no se debe a falta de mantenimiento.
b. la necesidad de la reposición.
c. la evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición.
d. la ampliación de la vida útil del equipamiento, de ser una reposición parcial.

3 Causales de reposición

La discontinuidad de piezas por parte de las empresas fabricantes, las fuerzas del deterioro de los equipos por su desgaste natural y la alta probabilidad de falla acumulada, son los problemas principales que presentan los equipos candidatos de reposición.

- Autotransformadores de potencia

  El final de la vida útil de un transformador está dado fundamentalmente por la degradación de la aislación (no tanto de las características de rigidez dieléctrica sino mecánicas del papel) por reducción del grado de polimerización, DP, de la celulosa[13].

  Este deterioro es acumulativo a lo largo de la vida del transformador e irreversible, y puede ser acelerado por diversas razones como lo son las condiciones operativas[14] – exposición de

[13] Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: IEEE. Septiembre 2006.

[14] A partir de 1999, cuando ETESA se hizo cargo de los transformadores, los mismos han operado en un adecuado régimen de carga, asegurado por el correcto ajuste de las protecciones; evitando así la aceleración del envejecimiento del aislante por su posible operación en condiciones de sobre-temperatura.

los transformadores a prolongados periodos de sobrecarga y los factores externos[15] – descargas atmosféricas directas.

En este sentido, cabe destacar que en enero de 2006 se hizo un análisis de furano al aceite de los transformadores más antiguos de ETESA. El análisis determinó que los transformadores fabricados antes de 1978 y ubicados en la subestación Chorrera, Llano Sanchez, Progreso y Mata de Nance presentan una degradación en el papel del transformador y que su vida residual estimada está entre 34% y 53%.

Para el año 2007, en el Anexo 27 – "Plan de Reposición de Largo Plazo" del Plan de Expansión 2010 aprobado por el Ente Regulador, se presentó el problema que enfrentan los equipos; sin embargo, y debido a la limitante de disponibilidad de recursos, se priorizaron las inversiones en concepto de reemplazo de activos a realizar, postergándose la ejecución de proyectos de reposición para los autotransformadores y/o reformulándose en proyecto de expansión.

Finalmente, el desgaste interior del equipo se pone en evidencia, no solo con los resultados de las pruebas eléctricas y cromatográficas realizadas (Anexo 5) recientemente a los equipos listados, sino que también con los hechos ocurridos durante el año 2010, asociados a fallas en el cambiador de toma bajo carga del autotransformador T1 de Mata de Nance y fugas de aceites en el disruptor de la fase A del T2 de Panamá; conllevando, éste último, el pago de US$4,738.79 en concepto de generación obligada.

Adicionalmente, y debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera y Mata de Nance[16], aunado, para este último autotransformador, el nivel de generación que entra por medio del embobinado de 115 KV, estos equipos deben reemplazarse por uno de mayor capacidad, 60/80/100 MVA en cada devanado, para así cumplir con el Artículo 86[17] del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

En la figura a continuación se muestra el incremento de carga de la subestación Chorrera y Mata de Nance de acuerdo a la información proporcionada por la empresa distribuidora correspondiente y la capacidad nominal y N-1 de los transformadores de dicha subestación.

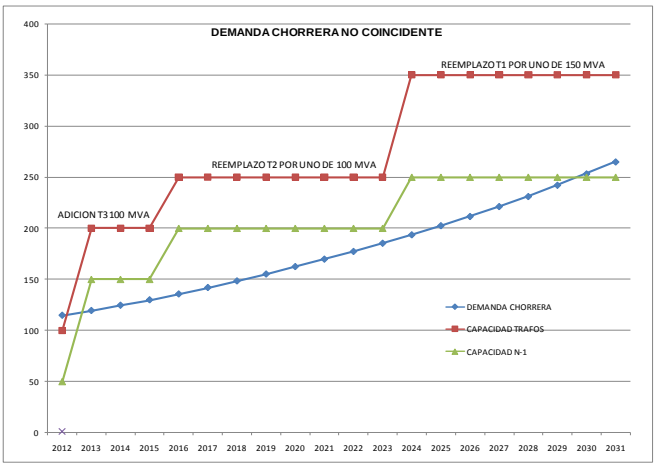
---

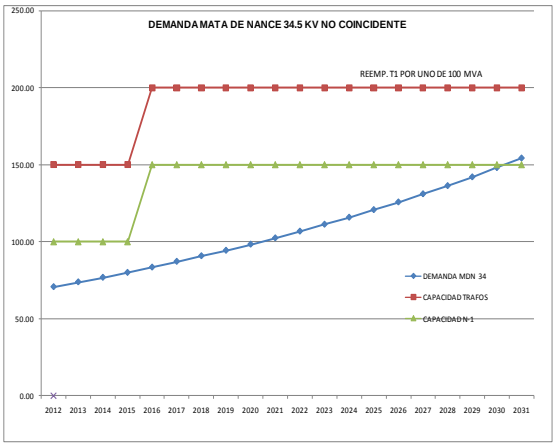
[15] Si bien no se tienen registros de la ocurrencia de eventos de este tipo, considerando el nivel isoceraúnico de la zona y el sistema en que estos equipos están insertos, no se puede excluir a priori que ello haya sucedido.

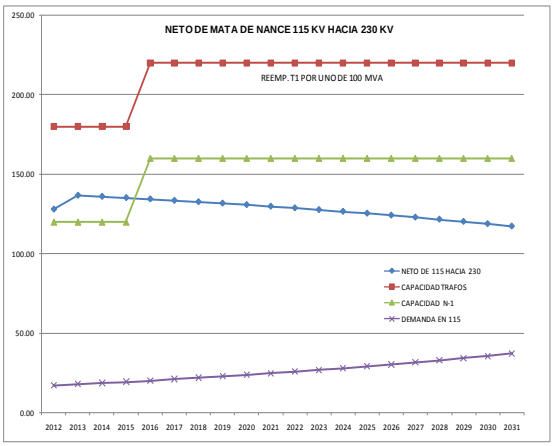
[16] Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40 /50 MVA en el de 34.5 KV.

[17] *El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.*
Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor

Figura No.4: Demanda no coincidente – Chorrera y Mata de Nance







- Interruptores

  Independientemente del nivel de tensión manejado por los interruptores de potencia, las exigencias que enfrentan por la ejecución de su función normal[18] es un factor importante considerado al momento de evaluar la confiabilidad del equipo.

  La degradación del equipo no solo viene dado por el desgaste de sus contactos y de las cámaras de interrupción, debido a las operaciones normales de corte, sino que también por el desgaste del mecanismo que las comanda[19].

[18] Desconectar un circuito en caso de falla, de manera de proteger vidas y bienes puestos en riesgo por la misma y limitar, dentro de lo posible mayores daños al circuito fallado, interrumpiendo para ello corrientes normalmente muchas veces superiores a la nominal.

[19] El mecanismo de comando debe garantizar el cumplimiento de las órdenes que recibe, emitidas, en el caso de fallas, por protecciones que requieren, para que su función se cumpla, una precisión de milisegundos, tanto en el proceso de desconexión en sí como en la necesaria concordancia entre los polos del interruptor.

En el manual de instrucción de los interruptores en mención, la empresa fabricante recomienda la ejecución de un mantenimiento mayor cada diez (10) años; el cual, podría requerir el cambio de las cámaras de interrupción, los mecanismos de comando y/o los "bushings" o pasamuros.

Es importante mencionar que el cambio de las cámaras de interrupción está directamente relacionado con el número de aperturas acumuladas[20], tanto normales o por falla, que tenga el equipo y el del mecanismo de comando con el nivel de calidad, precisión y fiabilidad exigido al equipo.

Tabla No.18: Cantidad de operaciones por fase de los interruptores

Progreso 34.5kV	
Código	**Contador tripolar**
3A12	5659
3M12	2911
3M22	2338
3B12	1181
3A22	459

Caldera 115kV			
Código	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
11A12	625	797	N/D
11M12	670	284	301
11B22	668	751	734
11A22	N/D	753	N/D

Mata de Nance 230kV			
Código	**Fase A**	**Fase B**	**Fase C**
23M32	1294	1090	2912
23A32	1297	1509	2135
23B22	1402	1398	1416
23M12	898	890	879
23A12	956	913	925
23M22	1584	1509	1558

Los interruptores candidatos a reposición de los patios de 230kV y 115kV de la subestación Progreso, Mata de Nance y Caldera son del tipo monopolar de tanque vivo comandados a través de compresores individuales de aire comprimido. Mientras que, los interruptores del patio de 34.5kV de la subestación Progreso son del tipo tripolar de tanque muerto con contactos sumergidos en aceite dieléctrico comandados a través de resortes.

[20] El conteo de las operaciones efectuadas (sin discriminación de tipo de operación: normal o sobre falla, dato este último sólo disponible por registro de eventos) ha quedado registrado por los contadores mecánicos de los equipos. Sin embargo, no se tienen los datos de la magnitud de las fallas interrumpidas (kA2 acumulados), debido a que sólo los equipos de protecciones más recientes brindan este tipo de información.

Adicionalmente, y en vista de que el equipo existente fue adquirido a la compañía Nuova Magrini Galileo (NMG), General Electric (GE) y Brown Boveri (BBC), empresas que actualmente han descontinuado la fabricación de piezas de repuestos, los mayores inconvenientes operativos que presentan los interruptores candidatos a reposición están relacionados con:
(a) el periodo de espera para la adquisición de piezas a través de pedidos especiales (18 meses o más aproximadamente),
(b) incremento de los costos del equipamiento y del soporte técnico.

Desde el punto de vista técnico, los principales inconvenientes son:

(a) Sistema de comando: el mecanismo de cierre y apertura de los interruptores NMG, es accionado por aire comprimido. Este mecanismo es mecánicamente muy complejo, con muchas piezas sujetas a desgaste, y los circuitos neumáticos, por la antigüedad de los equipos, tienen fugas que debe ser permanentemente vigiladas y reparadas, ya que si bien raras veces es necesaria la actuación del interruptor, ésta debe estar absolutamente garantizada, en el momento en que se la requiera.

    En este sentido, el reemplazo de la fuente de aire comprimido por una nueva, centralizada o no, no soluciona el problema de desgaste de los mecanismos individuales de comando de apertura y cierre del interruptor, lo cual es progresivo e irreversible.

(b) Cámaras de interrupción: a diferencia de los NMG, GE y BBC, los interruptores modernos utilizan para el apagado del arco sistemas de autocapsulado, de capacidad de extinción proporcional a la magnitud de la falla, lo que evita el corte anticipado de corrientes inductivas pequeñas, tales como las de desconexión de transformadores en vacío, cortes éstos que generan peligrosas sobretensiones de maniobra.

(c) Contactos: estos interruptores tienen contactos de cobre-plata, de mucha menor duración, en cantidad de maniobras necesarias para su reemplazo (500 contra 5000), que los de cobre-tungsteno que se usan en la actualidad.

(d) Transformadores de corriente por separado: a diferencia de los interruptores de tanque vivo existentes en las instalaciones de ETESA, los interruptores de tanque muerto tienen incorporado los transformadores de corriente tipo toroidales en los bushings; lo que permite eliminar las anomalías térmicas observadas por el encapsulamiento especial de los transformadores de corriente diseñados para los interruptores tanque vivo.

    Todo lo expuesto se resume en que los equipos candidatos a reposición incurren en mayores costos de mantenimiento y no garantizan la confiabilidad del sistema.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente asociados a los interruptores de tanque vivo existentes, son factores críticos que requieren atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho ocurrido el 31 de diciembre de 2011, en el cual personal de la Gerencia de Operación y Mantenimiento realizó la libranza de emergencia debido a la explosión del aislador de la fase C del interruptor 3M22; evento que ocasionó que el transformador "T2" del patio de 34.5kV de la S/E Progreso saliera de operación.

Figura No.5: Problema de daños en el aislador del interruptor 3M22 y sus efectos en el transformador



- Transformadores de tensión

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 20 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Recientemente se han ejecutado libranzas de emergencias (Eje. ETESA-555-2010) para reemplazar transformadores de tensión, debido a explosiones por deterioro del aislamiento, asociado a problemas de fugas del aceite aislante.

Figura No.6: Explosión del transformador de tensión



Los transformadores de tensión candidatos a reposición, en el corto plazo, son del tipo capacitivo, en su mayoría sellados, con el núcleo sumergido en aceite; los cuales están próximos a finalizar su periodo de vida útil.

Los elementos sujetos a desgastes de los transformadores de tensión candidatos a reposición son sus partes capacitivas.

- Transformadores de corriente

La disminución del nivel de aislamiento o sellado del equipo, debido a su desgaste natural, es irreversible y da pie a variaciones de las características internas de los transformadores de corriente; aumentando así las probabilidades de falla del equipo o de su explosión.

En este sentido, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a explosiones de los transformadores de corriente son factores críticos que requiere atención, por su impacto en los interruptores.

- Pararrayos

  El pararrayo tiene como función:

  a. Limitar la tensión aguas abajo del sistema o elemento a proteger, sin que en sus bornes presenten un nivel de tensión superior a su nivel superior de aislamiento nominal.
  b. Derivar a tierra, a través de ella, la sobre intensidad asociada a la sobretensión; desconectándose de tierra si los valores de sobre intensidad son realmente superiores a los que puede soportar, quedándose en cortocircuito.

  Es fundamentalmente esta última función, la que mayores exigencias y consiguiente desgaste impone al aislamiento y al material interno del equipo, la que protege al sistema y la que por lo tanto debe considerarse a la hora de evaluar la confiabilidad del equipo.

  La degradación del equipo viene dado, básicamente, por el deterioro en el aislamiento del pararrayo producto de su envejecimiento y por el desgaste natural de sus varistores (pastillas de óxido de Zinc); lo que se traduce en una reducción de la resistencia que presentan a la circulación de la corriente y por lo tanto problemas para ejercer su función de impedir que la tensión en la red supere el nivel de aislamiento nominal del equipo.

  Los daños colaterales, originados por la ruptura de los aisladores del pararrayo, son un aspecto crítico a considerar en el análisis por su impacto en los equipos adyacentes.

- Seccionadores motorizados y manuales

  El desgaste de los contactos debido a su operación normal de cerrar o abrir el circuito a altas temperaturas, aunado a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico por la discontinuidad de los mismos en el mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema.

  Lo mencionado en el párrafo anterior se pone en evidencia en los informes de termografía realizados por personal calificado de ETESA y detallados en el Anexo 5.

- Hilo de guarda

El hilo de guarda de las líneas de transmisión de alta tensión, tiene una mayor exposición, en comparación con el resto de los equipos utilizados para operar el sistema de transmisión, a fenómenos naturales y ambientales – descargas atmosféricas, vientos huracanados, calor, incendio, quemas debajo de las líneas, depósito salino, árboles, animales, etc., que podrían afectar su vida útil.

Desde hace más de 30 años, y de forma ininterrumpida, las líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV, ubicadas en la Zona 3 – Chiriquí y Bocas del Toro, han ofrecido, confiablemente, el servicio de transporte de energía a los centros de consumo; comparándosele así, con la columna vertebral por su función relevante en el óptimo funcionamiento del sistema.

- Equipos de protección

  La acción oportuna y correcta de los equipos de protección frente a cualquiera falla eléctrica es indispensable para garantizar la continuidad del servicio.

  Los mayores inconvenientes observados son:
  1) Finalización de la vida útil: los equipos han sobrepasado la vida útil estimada; incrementándose así la probabilidad de falsas alarmas.
  2) Obsolescencia tecnológica: a diferencia de los equipos de protección existentes en el mercado, los equipos de protecciones diferenciales candidatos a reposición son del tipo estático o electromecánicos con un relevador por fase. En este sentido, el acceso a reportes de fallas y oscilografías es limitado y se requiere de tres relevadores, en vez de uno solamente, para poder realizar la protección completa del transformador.
  3) Desgaste del equipo: pérdida precisión en los elementos de ajustes.
  4) Ausencia de repuestos: la compañía Alstom ha discontinuado los repuestos de las protecciones diferenciales de transformador, sobre corriente a neutro y barra modelo tipo MBCH13D1BD0752A, MCGG22D1CD0753C y MFAC34F1BB0001A respectivamente.

  El 10 de junio de 2008, queda en evidencia el desgaste que sufren los equipos de protecciones, con más de 10 años de servicio ininterrumpido y de la marca Alstom, cuando ETESA ejecutó una libranza de emergencia para sacar de servicio una protección de distancia de la línea 230-8 en la subestación Mata de Nance, debido a malas operaciones.

- Proyecto de comunicaciones

  a. Reposición de aires acondicionados

     Los aires acondicionados candidatos a reposición son de tipo ventana y cuentan, actualmente, con 10 años de servicio ininterrumpido (24 x 7 x 365).
     Estas unidades permiten mantener una temperatura de enfriamiento adecuada en las casetas para los equipos de telecomunicaciones, dado el calor que éstos generan.

El continuo funcionamiento del equipo agota la vida útil del compresor de aire, filtros, abanicos y desgasta otras piezas internas.

Por otra parte, el establecimiento de políticas de uso racional de la energía y campañas de ahorro energético, por parte del Gobierno Nacional, promueve la adquisición de equipos eficientes en consumo de energía, manejo de la humedad y temperatura relativa.

b. Reposición de rectificadores

Los rectificadores son elementos indispensables para el intercambio de información para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, ya que abastecen de energía a los equipos de comunicaciones y a la vez los protegen de sobre-voltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

Los equipos candidatos a reposición fueron adquiridos en 1994 por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y no cuentan, actualmente, con piezas de repuestos disponibles en el mercado ni con el respaldo de la fábrica; situación que podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema de comunicaciones.

4 Propuestas de Reposición

4.1 Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general garantizar el buen funcionamiento, asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

4.2 Objetivo Complementario

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

4.3 Estrategias a implementar

Al aproximarse el fin de la vida útil de un equipo se puede considera el reemplazo, estrictamente para mantener la confiabilidad del sistema y, sin tener en cuenta opciones que busquen prevenir eventuales fallas a través de la repotenciación o el mejoramiento del equipo (aspectos que corresponden al plan de expansión), distintas alternativas:

a) Reemplazo del activo por otro equivalente (reposición)

b) Reposición parcial del activo para dejarlo como nuevo ("*refurbishment*")
c) Extensión de la vida útil del activo a expensas de un mayor mantenimiento y supervisión hasta la falla ("*wait and see*").

Posterior al análisis individual de los equipos candidatos a reposición, se concluye que la alternativa de reposición parcial solamente es aplicable a los interruptores existentes mediante un cambio de las cámaras de interrupción; mientras que para el resto de los equipos sólo quedan dos opciones: reponer el equipo o asumir el riesgo de falla con el costo que el mismo implica.

4.3.1. Alternativas de reposición

A continuación se detallan las alternativas de reposición por activo.

a. Transformadores de potencia

   Si bien es posible la reposición de componentes importantes del transformador, tales como "*bushings*" o RBC, de manera de recuperar en parte su capacidad operativa, es imposible la reposición de la aislación, ya que tal reparación, consiste en el reemplazo liso y llano de toda la parte activa del transformador, debería ser hecha en una fábrica o lugar equivalente donde se disponga de facilidades para el decubaje, e implicaría un costo mayor que el del propio transformador, sin contar con la necesidad de sacarlo de servicio por un periodo inaceptable.

   Dado que es precisamente la aislación la que limita la vida útil del transformador, por lo expuesto anteriormente, relativo a la irreversibilidad de su degradación, queda descartada toda posibilidad de reposición parcial.

b. Interruptores

   1. Ejecución del tercer mantenimiento mayor y compra de cámaras de interrupción.
   2. Compra de nuevos interruptores de tanque muerto.

   Cabe destacar que la recuperación total de una cámara de interrupción sólo se puede conseguir con el reemplazo del polo completo; justificándose económicamente ésta operación si el polo dañado es uno, pero nunca como recambio del conjunto tripolar, ya que en este caso su costo es prácticamente el mismo que el recambio del interruptor completo y no remedia el desgaste del resto del equipo.

c. Pararrayos

   El riesgo asociado a la pérdida de aislamiento del equipo al ejecutarse el cambio de los varistores (pastilla óxido de zinc), debido a las facilidades requeridas para el decubaje, hace conveniente el reemplazo total del equipo.

d. Transformador tensión y corriente

En vista de que la ejecución de un cambio de las partes capacitivas en los transformadores de distribución, tensión y corriente no garantiza el buen funcionamiento del equipo en el largo plazo y no elimina la probabilidad de la aparición de fallas asociadas al transformador intermedio, se propone el reemplazo total del equipo.

e. Seccionadores motorizados y manuales

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos.

Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de los mismos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

f. Hilo de guarda

Las líneas de 230 kV que interconectan a las subestaciones de Fortuna, Mata de Nance y Veladero (230-5 A, 6A, 5B, 6B, 7 y 8) constituyen el punto medular para la transmisión de la energía de las centrales hidroeléctricas y plantas de generación térmicas ubicadas al oeste del país.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 - “Ageing of the System-Impact on Planning” publicado en diciembre del año 2000, respecto a los conductores ubicados en un ambiente normal o contaminado, y el estado actual de los hilos de guarda en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos conductores es de 35 años. Estando, los hilos de guarda, candidatos a reposición cerca, o habiendo llegado, al fin de su vida útil estimada, se propone el reemplazo total de esos conductores para que las líneas de transmisión de ETESA sigan brindando un óptimo servicio.

Tabla No.19: Longitud del hilo de guarda candidato a reposición

Sección	Longitud de hilo de guarda (km)
230-7	37.5
230-5 y 6A	218.72
230-5 y 6B	168.98
115-15	25
115-16	25

g. Equipos de protección

En vista de las dificultades que se presentan para la ejecución de un mantenimiento mayor a los equipos de protecciones, debido a la falta de piezas por discontinuidad de fábrica, se propone adquirir:

i. cuatro (4) nuevos relevadores diferenciales de barra de alta impedancia (87B) con las siguientes características mínimas: seguridad ante saturación de CT, voltaje de alimentación de **125Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, entradas digitales, contactos de salida, contacto "watchdog" para monitoreo del relé, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.

ii. un (1) relevador de sobrecorriente (51N) con las siguientes características mínimas: voltaje de alimentación de **125Vdc**, entradas de corriente de 5 amperios, curvas estándares ANSI/IEC, contacto "watchdog" para monitoreo del relé, entradas digitales, contacto de salida, interfaz hombre-máquina con pantalla de cristal líquido, puertos de comunicación trasera para interrogación remota, puertos de comunicación frontal para comunicación local, capacidad de desplegar medidas de corriente y capacidad de registro de fallas y oscilografías en formato COMTRADE.

h. Equipos de comunicaciones

f.1. Aire Acondicionado

- Fuente de AC: 208/230Volt.
- Frecuencia 60Hz
- Capacidad de enfriamiento 36,000 Btu
- Nivel de eliminación de humedad 12.8 pintas por hora
- Motor de abanico 74W
- Control de voltaje 24 Vac
- Sistema de control: método de deshielo, método de deshumificación, arrancado en caliente, protección de congelación y auto encendido.
- Accesorio externo: protección de fase para condensador y protección de fase para evaporador.

f.2. Rectificadores

- Características de entrada: margen de voltaje 208 a 240 Vac, margen de frecuencia 50/60Hz, monofásico, factor de potencia mayor a 0.9.
- Características de salida: margen de voltaje 42 a 60Vdc, corriente máxima de salida 110% valor nominal, eficiencia mayor a 82% (con 50-100% carga), regulación en voltaje de FLOAT y EQUAL, estática menor a 0.02% de la línea y

carga, dinámica menor a +/- 5% de desviación para cambio de carga de 50 a 100%, tiempo de repuesta 500ms a 0.1% de salida, ecualización local mediante interruptor.

- Ruido de salida: banda de voz menor a 22 dBRNC, banda anca menor a 25/1.2mVrms 1/3 monofásico, acústica menor a 65 dBA a 1 metro.
- Emisiones y radiaciones: EMI cumpliendo con FCC clase B.
- Indicadores y controles: pantalla led de 7 segmentos, controles de push switch float/equal volt, ac normal/fail led indicator, volt + amper meter, general fail led & contact indicator, e indicadores led de falla de módulo y estado de módulo.
- Contactos de alarmas: falla individual de módulo (falla AC, DC, low volt, high volt, load, alarma general)
- MTBF mayor a 300k hrs por fase.

4.3.2. Inversión

Los costos de inversión han sido estimados con base a los costos de suministros de licitaciones realizadas por ETESA en los últimos dos años, habiéndose tenido en cuenta los renglones de costos detallados en la sección 2.1.2. – Costos directos e indirectos y el impuesto de transferencia de bienes corporales muebles y la prestación de servicios aplicado en la República de Panamá (ITBMS - 7%).

Tabla No.20: Inversión estimada en transformadores de potencia

Inversión / Proyecto Subestación	Largo Plazo	
	SE Mata de Nance T1	SE Chorrera T2
Costos directos de construcción	**B/. 3,348,891.78**	**B/. 3,348,891.78**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 2,939,945.38**	**B/. 2,939,945.38**
Montaje y Desmontaje	**B/. 251,659.32**	**B/. 251,659.32**
Obra civil	**B/. 157,287.08**	**B/. 157,287.08**
Costos indirectos	**B/. 468,844.85**	**B/. 468,844.85**
Diseño	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Inspección	B/. 100,466.75	B/. 100,466.75
Ingeniería	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67
Administración	B/. 133,955.67	B/. 133,955.67
Gastos financieros		
Contingencia	**B/. 167,444.59**	**B/. 167,444.59**
Total	**B/. 3,985,181.21**	**B/. 3,985,181.21**

Tabla No.21: Costos de inversión comparativos de escenarios – reemplazo de equipo vs. ejecución del mantenimiento mayor.

Inversión / Proyecto	Con Reemplazo		Con Mantenimiento	
Subestación	SE Caldera	SE Mata de Nance	SE Caldera	SE Mata de Nance
Cantidad de equipos a reponer	5	6	5	6
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 598,854.92**	**B/. 1,214,571.68**	**B/. 1,093,713.33**	**B/. 1,629,938.53**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 525,726.38**	**B/. 1,066,255.54**	**B/. 960,155.68**	**B/. 1,430,900.30**
Montaje y Desmontaje	**B/. 45,002.18**	**B/. 91,271.47**	**B/. 82,189.33**	**B/. 122,485.07**
Obra civil	**B/. 28,126.36**	**B/. 57,044.67**	**B/. 51,368.33**	**B/. 76,553.17**
Costos indirectos	**B/. 83,839.69**	**B/. 170,040.04**	**B/. 153,119.87**	**B/. 228,191.39**
Diseño	B/. 17,965.65	B/. 36,437.15	B/. 32,811.40	B/. 48,898.16
Inspección	B/. 17,965.65	B/. 36,437.15	B/. 32,811.40	B/. 48,898.16
Ingeniería	B/. 23,954.20	B/. 48,582.87	B/. 43,748.53	B/. 65,197.54
Administración	B/. 23,954.20	B/. 48,582.87	B/. 43,748.53	B/. 65,197.54
Gastos financieros				
Contingencia	**B/. 29,942.75**	**B/. 60,728.58**	**B/. 54,685.67**	**B/. 81,496.93**
Total	**B/. 712,637.35**	**B/. 1,445,340.30**	**B/. 1,301,518.87**	**B/. 1,939,626.85**

Tabla No.22: Inversión estimada en transformadores de tensión

Inversión / Proyecto	Largo Plazo		
Subestación	SE Mata de Nance		SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	4	3	9
Nivel de tensión	34.5 kV	115 kV	115 kV
Costos directos de construcción	**B/. 33,472.27**	**B/. 40,759.59**	**B/. 122,278.76**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 29,384.83**	**B/. 35,782.27**	**B/. 107,346.81**
Montaje y Desmontaje	**B/. 2,515.34**	**B/. 3,062.96**	**B/. 9,188.89**
Obra civil	**B/. 1,572.09**	**B/. 1,914.35**	**B/. 5,743.05**
Costos indirectos	**B/. 4,686.12**	**B/. 5,706.34**	**B/. 17,119.03**
Diseño	B/. 1,004.17	B/. 1,222.79	B/. 3,668.36
Inspección	B/. 1,004.17	B/. 1,222.79	B/. 3,668.36
Ingeniería	B/. 1,338.89	B/. 1,630.38	B/. 4,891.15
Administración	B/. 1,338.89	B/. 1,630.38	B/. 4,891.15
Gastos financieros			
Contingencia	**B/. 1,673.61**	**B/. 2,037.98**	**B/. 6,113.94**
Total	**B/. 39,832.00**	**B/. 48,503.91**	**B/. 145,511.72**

Tabla No.23: Inversión estimada en pararrayos

Inversión / Proyecto	Largo plazo			
Subestación	SE Panamá	SE Llano Sanchez	SE Cáceres	SE Chorrera
Cantidad de equipos a reponer	6	5	3	6
Nivel de tensión	230 kV	34.5 kV	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 51,875.84**	**B/. 9,065.92**	**B/. 14,821.67**	**B/. 51,875.84**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 45,541.07**	**B/. 7,958.84**	**B/. 13,011.74**	**B/. 45,541.07**
Montaje y Desmontaje	**B/. 3,898.32**	**B/. 681.28**	**B/. 1,113.80**	**B/. 3,898.32**
Obra civil	**B/. 2,436.45**	**B/. 425.80**	**B/. 696.13**	**B/. 2,436.45**
Costos indirectos	**B/. 7,262.62**	**B/. 1,269.23**	**B/. 2,075.03**	**B/. 7,262.62**
Diseño	B/. 1,556.28	B/. 271.98	B/. 444.65	B/. 1,556.28
Inspección	B/. 1,556.28	B/. 271.98	B/. 444.65	B/. 1,556.28
Ingeniería	B/. 2,075.03	B/. 362.64	B/. 592.87	B/. 2,075.03
Administración	B/. 2,075.03	B/. 362.64	B/. 592.87	B/. 2,075.03
Gastos financieros				
Contingencia	**B/. 2,593.79**	**B/. 453.30**	**B/. 741.08**	**B/. 2,593.79**
Total	**B/. 61,732.24**	**B/. 10,788.44**	**B/. 17,637.78**	**B/. 61,732.24**

Tabla No.24: Inversión estimada en hilo de guarda

Inversión / Proyecto	Largo plazo
Subestación	Zona 3
Cantidad de equipos a reponer	475.2
Nivel de tensión	
Costos directos de construcción	**B/. 4,474,970.92**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 4,122,117.65**
Montaje y Desmontaje	**B/. 352,853.27**
Obra civil	
Costos indirectos	**B/. 626,495.93**
Diseño	B/. 134,249.13
Inspección	B/. 134,249.13
Ingeniería	B/. 178,998.84
Administración	B/. 178,998.84
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 223,748.55**
Total	**B/. 5,325,215.39**

Tabla No.25: Inversión estimada en transformadores de corriente

Inversión / Proyecto	Largo Plazo
Subestación	SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	12
Nivel de tensión	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 281,611.68**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 247,222.97**
Montaje y Desmontaje	**B/. 21,162.29**
Obra civil	**B/. 13,226.43**
Costos indirectos	**B/. 39,425.64**
Diseño	B/. 8,448.35
Inspección	B/. 8,448.35
Ingeniería	B/. 11,264.47
Administración	B/. 11,264.47
Gastos financieros	
Contingencia	**B/. 14,080.58**
Total	**B/. 335,117.90**

Tabla No.26: Inversión estimada en seccionadores motorizados

Inversión / Proyecto	Largo plazo		
Subestación	SE Llano Sanchez		SE Panamá
Cantidad de equipos a reponer	3	1	3
Nivel de tensión	115 kV	230 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 73,630.34**	**B/. 28,408.20**	**B/. 85,224.59**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 64,639.05**	**B/. 24,939.16**	**B/. 74,817.48**
Montaje y Desmontaje	**B/. 5,533.10**	**B/. 2,134.79**	**B/. 6,404.38**
Obra civil	**B/. 3,458.19**	**B/. 1,334.24**	**B/. 4,002.73**
Costos indirectos	**B/. 10,308.25**	**B/. 3,977.15**	**B/. 11,931.44**
Diseño	B/. 2,208.91	B/. 852.25	B/. 2,556.74
Inspección	B/. 2,208.91	B/. 852.25	B/. 2,556.74
Ingeniería	B/. 2,945.21	B/. 1,136.33	B/. 3,408.98
Administración	B/. 2,945.21	B/. 1,136.33	B/. 3,408.98
Gastos financieros			
Contingencia	**B/. 3,681.52**	**B/. 1,420.41**	**B/. 4,261.23**
Total	**B/. 87,620.10**	**B/. 33,805.75**	**B/. 101,417.26**

Tabla No.27 Inversión estimada en seccionadores manuales

Inversión / Proyecto	Largo plazo	
Subestación	SE Llano Sanchez	
Cantidad de equipos a reponer	9	4
Nivel de tensión	115 kV	230 kV
Costos directos de construcción	**B/. 109,713.07**	**B/. 78,227.24**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 101,062.15**	**B/. 72,058.99**
Montaje y Desmontaje	**B/. 8,650.92**	**B/. 6,168.25**
Obra civil		
Costos indirectos	**B/. 15,359.83**	**B/. 10,951.81**
Diseño	B/. 3,291.39	B/. 2,346.82
Inspección	B/. 3,291.39	B/. 2,346.82
Ingeniería	B/. 4,388.52	B/. 3,129.09
Administración	B/. 4,388.52	B/. 3,129.09
Gastos financieros		
Contingencia	**B/. 5,485.65**	**B/. 3,911.36**
Total	**B/. 130,558.55**	**B/. 93,090.41**

Tabla No.28: Inversión estimada en equipo de protecciones

Inversión / Proyecto	Largo plazo		
Subestación	Chorrera	Chorrera	Chorrera
Cantidad de equipos a reponer	4	1	4
Nivel de tensión	87B	51N	87T
Costos directos de construcción	**B/. 45,223.62**	**B/. 4,433.65**	**B/. 86,881.46**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 35,970.90**	**B/. 3,526.53**	**B/. 69,105.57**
Montaje y Desmontaje	**B/. 9,252.72**	**B/. 907.12**	**B/. 17,775.89**
Obra civil	**B/. 0.00**	**B/. 0.00**	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 6,331.31**	**B/. 620.71**	**B/. 12,163.40**
Diseño	B/. 1,356.71	B/. 133.01	B/. 2,606.44
Inspección	B/. 1,356.71	B/. 133.01	B/. 2,606.44
Ingeniería	B/. 1,808.94	B/. 177.35	B/. 3,475.26
Administración	B/. 1,808.94	B/. 177.35	B/. 3,475.26
Gastos financieros			
Contingencia	**B/. 2,261.18**	**B/. 221.68**	**B/. 4,344.07**
Total	**B/. 53,816.10**	**B/. 5,276.04**	**B/. 103,388.93**

Tabla No.29: Inversión estimada en equipo de comunicaciones

Inversión / Proyecto	Largo plazo	
Subestación		
Cantidad de equipos a reponer	14	11
Nivel de tensión	Aire Acondicionado	Rectificadores
Costos directos de construcción	**B/. 45,811.34**	**B/. 255,550.24**
Suministro (puesto en obra)	**B/. 42,199.10**	**B/. 235,400.00**
Montaje y Desmontaje	**B/. 3,612.24**	**B/. 20,150.24**
Obra civil	**B/. 0.00**	**B/. 0.00**
Costos indirectos	**B/. 6,413.59**	**B/. 35,777.03**
Diseño	B/. 1,374.34	B/. 7,666.51
Inspección	B/. 1,374.34	B/. 7,666.51
Ingeniería	B/. 1,832.45	B/. 10,222.01
Administración	B/. 1,832.45	B/. 10,222.01
Gastos financieros		
Contingencia	**B/. 2,290.57**	**B/. 12,777.51**
Total	**B/. 54,515.50**	**B/. 304,104.79**

4.3.3. Inversión diferida

Considerando una tasa de aumento de precios de los equipos según el PPI definido en la sección 3.1.3 del presente informe (variación media registrada en el periodo 1985-2011) el valor de dicha inversión, de diferirse su compra, sería:

Tabla No.30: Índice de escalación de precios anual

Ìndice	Porcentaje anual (%)
Electric power and specialty transformer mfg –	3.10%
Power circuit breakers, all voltages -	1.04%
Switchgear, except relays and ducts, 1000 volts and under –	2.75%
Other communication and energy wire mfg –	3.92%
Other lighting equipment manufacturing	1.398%
Relay and industrial control mfg	2.58%
Air-conditioning, refrigeration, and forced air heating equipment mfg	1.85%
Broadcast and wireless communications equipment mfg	-0.08%
Iron and steel mills	2.88%
Telephone apparatus manufacturing	-0.42%
Storage battery manufacturing	2.61%

Tabla No.31: Inversión diferida de los equipos

Subestación	Activo a reponer	Inversión total	Inversión diferida (fecha estimada de emisión de O/C: julio de cada periodo)			
		2012	2014	2015	2016	2017
SE Mata de Nance	T1	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86
SE Chorrera	T2	B/. 3,985,181.21	B/. 4,232,581.26	B/. 4,363,960.59	B/. 4,499,417.92	B/. 4,639,079.86
SE Progreso	Interruptores 34.5kV	B/. 456,154.57	B/. 465,651.71	B/. 470,499.14	B/. 475,397.04	B/. 480,345.92
SE Caldera	Interruptores 115kV	B/. 712,637.35	B/. 727,474.46	B/. 735,047.47	B/. 742,699.31	B/. 750,430.81
SE Mata de Nance	Interruptores 230kV	B/. 1,445,340.30	B/. 1,475,432.28	B/. 1,490,791.53	B/. 1,506,310.67	B/. 1,521,991.37
SE Llano Sanchez	Pararrayos 34.5kV	B/. 10,788.44	B/. 11,090.09	B/. 11,245.13	B/. 11,402.34	B/. 11,561.74
SE Panamá	Pararrayos 230kV	B/. 61,732.24	B/. 63,458.28	B/. 64,345.42	B/. 65,244.97	B/. 66,157.10
SE Cáceres	Pararrayos 115kV	B/. 17,637.78	B/. 18,130.94	B/. 18,384.41	B/. 18,641.42	B/. 18,902.03
SE Chorrera	Pararrayos 230kV	B/. 61,732.24	B/. 63,458.28	B/. 64,345.42	B/. 65,244.97	B/. 66,157.10
SE Llano Sanchez	Seccionadores motorizados CPT 115kV	B/. 87,620.10	B/. 92,432.20	B/. 94,970.39	B/. 97,578.27	B/. 100,257.77
SE Llano Sanchez	Seccionadores motorizados CPT 230kV	B/. 33,805.75	B/. 35,662.36	B/. 36,641.65	B/. 37,647.83	B/. 38,681.64
SE Panamá	Seccionadores motorizados CPT 230kV	B/. 101,417.26	B/. 106,987.09	B/. 109,924.96	B/. 112,943.50	B/. 116,044.93
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales CPT 115kV	B/. 130,558.55	B/. 137,728.82	B/. 141,510.86	B/. 145,396.74	B/. 149,389.34
SE Llano Sanchez	Seccionadores manuales CPT 230kV	B/. 93,090.41	B/. 98,202.94	B/. 100,899.59	B/. 103,670.29	B/. 106,517.08
SE Panamá	Seccionadores manuales CPT 230kV	B/. 186,180.83	B/. 196,405.88	B/. 201,799.18	B/. 207,340.59	B/. 213,034.16
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 34.5kV	B/. 39,832.00	B/. 42,304.77	B/. 43,617.91	B/. 44,971.81	B/. 46,367.73
SE Mata de Nance	transformadores de tensión 115kV	B/. 48,503.91	B/. 51,515.03	B/. 53,114.06	B/. 54,762.72	B/. 56,462.55
SE Panamá	transformadores de tensión 115kV	B/. 145,511.72	B/. 154,545.09	B/. 159,342.17	B/. 164,288.15	B/. 169,387.65
SE Panamá	transformadores de corriente 230kV	B/. 335,117.90	B/. 355,922.02	B/. 366,969.84	B/. 378,360.58	B/. 390,104.89
Zona 3	Cambio de 475.2km de hilo de guarda	B/. 5,325,215.39	B/. 5,742,179.76	B/. 5,966,986.10	B/. 6,200,593.60	B/. 6,443,346.84
Chorrera	87T - Protección Diferencial del Trafo	B/. 103,388.93	B/. 108,730.00	B/. 111,538.50	B/. 114,419.54	B/. 117,375.00
Chorrera	87B Protección diferencial de barra de alta impedancia	B/. 53,816.10	B/. 56,596.24	B/. 58,058.13	B/. 59,557.77	B/. 61,096.14
Chorrera	51N Sobrecorriente neutro del transformador	B/. 5,276.04	B/. 5,548.60	B/. 5,691.92	B/. 5,838.95	B/. 5,989.77
Equipo de	Aire Acondicionado	B/. 54,515.50	B/. 56,532.57	B/. 57,578.43	B/. 58,643.63	B/. 59,728.53
comunicaciones	Rectificadores	B/. 304,104.79	B/. 303,612.14	B/. 303,366.21	B/. 303,120.48	B/. 302,874.96

4.3.4. Flujos de desembolsos

A los efectos de los flujos de fondo se ha considerado para todos los equipos de subestaciones y transformadores candidatos a reposición el pago de un anticipo del 30% de su costo con la O/C y el 70% restante a la recepción, a excepción de los transformadores de potencia; los cuales, contemplan el pago de un anticipo de 30% de su costo con la O/C, otro 30% a la mitad del plazo de entrega, otro 20% al finalizar la fabricación, un 10% a la recepción y el 10% restante a su llegada a la obra.

Tabla No.32: Cronograma de desembolsos típico – Interruptor 34.5 Kv SE Progreso

Interruptores 34,5kV

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
Diseño	B/. 11,499.70									B/. 11,499.70
Ingeniería	B/. 15,332.93									B/. 15,332.93
Administración		B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	Refrendo				B/. 15,332.93
Suministro							B/. 99,670.50	B/. 232,564.50		B/. 332,235.00
Estructuras, herrajes								B/. 4,279.06		B/. 4,279.06
Instalación									B/. 46,809.11	B/. 46,809.11
Inspección									B/. 11,499.70	B/. 11,499.70
Contingencias									B/. 19,166.16	B/. 19,166.16
Total	B/. 26,832.62	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23	B/. 3,833.23		B/. 99,670.50	B/. 236,843.56	B/. 77,474.96	B/. 456,154.57

Tabla No.33: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de protecciones para SE Chorrera

Equipo de protecciones - 87B, 51N y 87T

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	Total
Diseño	B/. 4,096.16							B/. 4,096.16
Ingeniería	B/. 5,461.55							B/. 5,461.55
Administración	B/. 1,365.39	B/. 4,096.16	Refrendo					B/. 5,461.55
Suministro				B/. 32,580.90		B/. 76,022.09		B/. 108,602.99
Instalación							B/. 27,935.73	B/. 27,935.73
Inspección							B/. 4,096.16	B/. 4,096.16
Contingencias							B/. 6,826.94	B/. 6,826.94
Total	B/. 10,923.10	B/. 4,096.16	B/. -	B/. 32,580.90		B/. 76,022.09	B/. 38,858.83	B/. 162,481.08

Tabla No.34: Cronograma de desembolsos típico – Equipo de comunicaciones

Equipo de comunicaciones - Rectificadores

Etapa	Mes 1	2	3	4	5	6	7	Total
Diseño	B/. 7,666.51							B/. 7,666.51
Ingeniería	B/. 10,222.01							B/. 10,222.01
Administración	B/. 2,555.50	B/. 7,666.51	Refrendo					B/. 10,222.01
Suministro				B/. 70,620.00		B/. 164,780.00		B/. 235,400.00
Instalación							B/. 20,150.24	B/. 20,150.24
Inspección							B/. 7,666.51	B/. 7,666.51
Contingencias							B/. 12,777.51	B/. 12,777.51
Total	B/. 20,444.02	B/. 7,666.51	B/. -	B/. 70,620.00		B/. 164,780.00	B/. 40,594.26	B/. 304,104.79

Tabla No.35: Cronograma de desembolso típico – Transformador de potencia SE Mata de Nance (100MVA)

Transformador de potencia - SE Mata de Nance (100 MVA)

| Etapa | Mes | | |

Tabla No.37: Cronograma de desembolsos anual de proyectos de inversión diferido según fecha de ejecución

Proyecto	Subestación	Qtd.	2016	2017	2018	Total de inversión por equipo y por subestación
Reposición de transformadores de potencia						
	SE Mata de Nance (T1)	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
	SE Chorrera	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
Reposición de interruptores						
	SE Progreso - 34.5kV	5	B/. 475,397.04			B/. 475,397.04
	SE Mata de Nance - 230kV	6		B/. 1,521,991.37		B/. 1,521,991.37
	SE Caldera - 115kV	5		B/. 750,430.81		B/. 750,430.81
Reposición de transformadores de tensión						
	SE Mata de Nance - 115kV	3	B/. 54,762.72			B/. 54,762.72
	SE Mata de Nance - 34.5kV	4	B/. 44,971.81			B/. 44,971.81
	SE Panamá - 115kV	9		B/. 164,288.15		B/. 164,288.15
Reposición de transformadores de corriente						
	SE Panamá - 230kV	12	B/. 378,360.58			B/. 378,360.58
Seccionadores motorizados						
	SE Panamá - 230kV	3	B/. 112,943.50			B/. 112,943.50
	SE Llano Sanchez - 115kV	3	B/. 97,578.27			B/. 97,578.27
	SE Llano Sanchez - 230kV	1	B/. 37,647.83			B/. 37,647.83
Seccionadores manuales						
	SE Llano Sanchez - 115 kV	9	B/. 145,396.74			B/. 145,396.74
	SE Panamá - 230 kV	8	B/. 207,340.59			B/. 207,340.59
	SE Llano Sanchez - 230kV	4	B/. 103,670.29			B/. 103,670.29
Reposición de pararrayos						
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	5		B/. 11,561.74		B/. 11,561.74
	SE Panamá - 230kV	6		B/. 66,157.10		B/. 66,157.10
	SE Cáceres - 115kV	3	B/. 18,641.42			B/. 18,641.42
	SE Chorrera - 230kV	6	B/. 65,244.97			B/. 65,244.97
Reposición de equipo de protección						
	SE Chorrera (87B)	4		B/. 61,096.14		B/. 61,096.14
	SE Chorrera (87T)	4	B/. 114,419.54			B/. 114,419.54
	SE Chorrera (51N)	1		B/. 5,989.77		B/. 5,989.77
Reposición de equipos de comunicaciones						
	Rectificadores	11	B/. 165,338.45	B/. 137,670.43		B/. 303,008.88
	Aires Acondicionados	14		B/. 59,728.53		B/. 59,728.53
Reposición de hilo de guarda						
	Zona 1		B/. 623,594.66	B/. 88,364.78		B/. 711,959.44
	Zona 3	1	B/. 2,478,552.84	B/. 439,512.82	B/. 58,861.71	B/. 2,976,927.37
TOTAL		**129**	**B/. 11,364,515.27**	**B/. 3,306,791.65**	**B/. 58,861.71**	**B/. 14,730,168.63**

4.3.5. Resultados Económicos

La tabla No.38 compara, para una tasa de descuento del 10.71%[21], el valor presente neto de la inversión, con el del costo medio de la falla que ocasionaría la no reposición del activo, indicando además los resultados económicos de cada inversión.

Dado que los beneficios de la reposición (costo evitado de falla) varían según el año en que ésta se produzca, en el cuadro se presentan los valores para cada año.

[21] Tasa de rentabilidad antes de impuestos aprobada a ETESA según Resolución AN No.2718-Elec del 30 de junio de 2009 para el periodo tarifario 2009-2013.

Adicionalmente, y con el objetivo de evidenciar los costos asociados a daños colaterales por explosiones de los activos, que por razones de finalización de vida útil, discontinuidad de repuestos, desgaste, entre otras, presentan, estadísticamente, una alta probabilidad de falla, se desglosan a continuación los costos diferidos de reemplazo de los activos adyacentes; asumiendo el impacto de un evento a la vez.

Tabla No.39: Resultados económicos por daños colaterales

Activos	Subestación	Patio (kV)	Año de instalación	Costos asociados a daños colaterales				
				2013	2014	2015	2016	2017
Transformadores de tensión	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Llano Sanchez	115	2001	B/. 3,025.91	B/. 3,047.11	B/. 3,076.48	B/. 3,116.35	B/. 3,169.38
	SE Mata de Nance	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 1,839.98	B/. 1,910.00	B/. 1,971.26	B/. 2,019.39
	SE Mata de Nance	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
	SE Mata de Nance	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
	SE Caldera	115	1982	B/. 3,648.41	B/. 3,970.33	B/. 4,268.40	B/. 4,542.63	B/. 4,793.01
	SE Panamá	115	1976	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42	B/. 5,615.69	B/. 5,705.11
	SE Panamá	115	1994	B/. 456.43	B/. 591.80	B/. 754.42	B/. 945.82	B/. 1,166.55
	SE Panamá	230	1983	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07	B/. 7,469.70	B/. 7,949.60
	SE Panamá	230	1976	B/. 9,107.61	B/. 9,399.72	B/. 9,629.24	B/. 9,827.46	B/. 9,983.94
	SE Panamá	230	1985	B/. 4,621.62	B/. 5,216.27	B/. 5,810.93	B/. 6,384.72	B/. 6,948.07
	SE Cáceres	115	1970	B/. 5,207.04	B/. 5,369.65	B/. 5,505.02	B/. 5,615.44	B/. 5,703.69
	SE Cáceres	115	1978	B/. 4,793.01	B/. 5,013.58	B/. 5,204.35	B/. 5,371.27	B/. 5,502.42
Transformador de corriente	SE Progreso	34.5	1985	B/. 969.22	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	34.5	1978	B/. 1,759.03	B/. 74,689.16	B/. 77,531.08	B/. 80,017.76	B/. 81,971.58
	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 2,640.92	B/. 44,404.97	B/. 49,467.14	B/. 54,351.69	B/. 59,147.42
	SE Llano Sanchez	115	1978	B/. 8,387.77	B/. 118,278.66	B/. 122,779.15	B/. 126,717.09	B/. 129,811.18
	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 2,640.92	B/. 70,320.25	B/. 78,336.76	B/. 86,071.98	B/. 93,666.57
	SE Panamá	230	1976	B/. 5,204.35	B/. 216,770.52	B/. 222,063.47	B/. 226,634.66	B/. 230,243.49
Pararrayos	SE Llano Sanchez	34.5	1985	B/. 4,620.19	B/. 5,133.55	B/. 5,646.90	B/. 6,149.99	B/. 6,632.54
	SE Llano Sanchez	115	1985	B/. 7,501.42	B/. 8,334.91	B/. 9,168.40	B/. 9,985.22	B/. 10,768.71
	SE Llano Sanchez	230	1985	B/. 11,593.10	B/. 12,881.23	B/. 14,169.35	B/. 15,431.71	B/. 16,642.54
	SE Panamá	230	1978	B/. 19,914.38	B/. 20,841.82	B/. 21,666.22	B/. 22,413.33	B/. 23,031.63
	SE Cáceres	115	1990	B/. 3,777.84	B/. 4,433.93	B/. 5,143.27	B/. 5,898.29	B/. 6,689.49
	SE Chorrera	230	1988	B/. 7,948.68	B/. 9,115.53	B/. 10,338.31	B/. 11,599.85	B/. 12,881.23

**Nota: Los costos asociados a daños colaterales obedecen a la inversión de emergencia a realizar por ETESA por la explosión del equipo, cuantificando solamente los daños en los equipos adyacentes (transformadores de tensión – pararrayos, transformadores de corriente – interruptores, pararrayos – transformadores de tensión).

4.3.6. Beneficios esperados

Las propuestas de reposición modernizarán las subestaciones de ETESA y redundarán en un mejor servicio; garantizando la continuidad del mismo y brindando una mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a. Transformadores:
   a.1. Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
   a.2. Asegurar que la generación pueda ser transmitida a los centros de carga,
   a.3. Darle robustez al sistema dado que al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

b. Interruptores de tanque muerto:

b.1. Incrementar el espacio en el patio 230 kV para maniobras de mantenimiento u otras, debido a que este diseño no requiere de los pedestales para los transformadores de corriente que utilizan los interruptores existentes de tanque vivo.
b.2. Reducir la probabilidad de fallas del equipo, debido a que los interruptores nuevos están provistos de transformadores de corriente tipo toroidales, por lo que las fallas atribuidas al aceite aislante no ocurrirían.
b.3. Desaparecer las anomalías térmicas debido a que los transformadores de corriente de tipo toroidal no requieren de encapsulamiento especial aislado, como los diseñados para los interruptores tanque vivo.
b.4. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo existente.
b.5. Disminuir los costos de los mantenimientos correctivos dado que no habría la necesidad de la sala compresora.

c. Transformadores de tensión
c.1. Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
c.2. Anticipar una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
c.3. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.

d. Equipo de protecciones
d.1. Permitir garantizar el despejo oportuno de cualquiera falla eléctrica que pueda presentarse en los equipos candidatos a reposición.
d.2. Reducir el espacio del panel de protección ya que los equipos a reemplazar están conformados de tres (3) relevadores diferenciales monofásicos (uno por fase) y tienen otro relevador adicional como protección de sobrecorriente de neutro.
d.3. Disminuir de los costos de mantenimientos, ya que los equipos de protecciones tipo microprocesadores tienen funciones de autoverificación.
d.4. Permitir analizar los eventos en el transformador en tiempo real a través de los reportes de fallas y oscilografías y descargar ajustes, verificar mediciones y descargar reportes de falla de forma remota.
d.5. Reducir el cableado ya que la compensación angular puede hacerse internamente por medio del algoritmo del relevador.

5 Conclusión

A continuación se listan las reposiciones recomendadas, las cuales se justifican principalmente por el beneficio de reducción de riesgos de falla, cuyo efecto sería significativamente negativo para la demanda atendida por los equipos en estudio.

Tabla No.40: Listado de equipo a reponer por año

Proyecto	Subestación	Qtd.	2016	2017	2018	Total de inversión por equipo y por subestación
Reposición de transformadores de potencia						
	SE Mata de Nance (T1)	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
	SE Chorrera	1	B/. 3,120,327.01			B/. 3,120,327.01
Reposición de interruptores						
	SE Progreso - 34.5kV	5	B/. 475,397.04			B/. 475,397.04
	SE Mata de Nance - 230kV	6		B/. 1,521,991.37		B/. 1,521,991.37
	SE Caldera - 115kV	5		B/. 750,430.81		B/. 750,430.81
Reposición de transformadores de tensión						
	SE Mata de Nance - 115kV	3	B/. 54,762.72			B/. 54,762.72
	SE Mata de Nance - 34.5kV	4	B/. 44,971.81			B/. 44,971.81
	SE Panamá - 115kV	9		B/. 164,288.15		B/. 164,288.15
Reposición de transformadores de corriente						
	SE Panamá - 230kV	12	B/. 378,360.58			B/. 378,360.58
Seccionadores motorizados						
	SE Panamá - 230kV	3	B/. 112,943.50			B/. 112,943.50
	SE Llano Sanchez - 115kV	3	B/. 97,578.27			B/. 97,578.27
	SE Llano Sanchez - 230kV	1	B/. 37,647.83			B/. 37,647.83
Seccionadores manuales						
	SE Llano Sanchez - 115 kV	9	B/. 145,396.74			B/. 145,396.74
	SE Panamá - 230 kV	8	B/. 207,340.59			B/. 207,340.59
	SE Llano Sanchez - 230kV	4	B/. 103,670.29			B/. 103,670.29
Reposición de pararrayos						
	SE Llano Sanchez - 34.5kV	5		B/. 11,561.74		B/. 11,561.74
	SE Panamá - 230kV	6		B/. 66,157.10		B/. 66,157.10
	SE Cáceres - 115kV	3	B/. 18,641.42			B/. 18,641.42
	SE Chorrera - 230kV	6	B/. 65,244.97			B/. 65,244.97
Reposición de equipo de protección						
	SE Chorrera (87B)	4		B/. 61,096.14		B/. 61,096.14
	SE Chorrera (87T)	4	B/. 114,419.54			B/. 114,419.54
	SE Chorrera (51N)	1		B/. 5,989.77		B/. 5,989.77
Reposición de equipos de comunicaciones						
	Rectificadores	11	B/. 165,338.45	B/. 137,670.43		B/. 303,008.88
	Aires Acondicionados	14		B/. 59,728.53		B/. 59,728.53
Reposición de hilo de guarda						
	Zona 1		B/. 623,594.66	B/. 88,364.78		B/. 711,959.44
	Zona 3	1	B/. 2,478,552.84	B/. 439,512.82	B/. 58,861.71	B/. 2,976,927.37
TOTAL		**129**	**B/. 11,364,515.27**	**B/. 3,306,791.65**	**B/. 58,861.71**	**B/. 14,730,168.63**

**Nota: La columna de “Qtd.” responde a la cantidad total de equipos a reemplazar en el periodo de largo plazo; la cantidad de equipos a reemplazar por año se detalla en el Anexo 6 – Valor neto.

Anexo III – 8

PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

AMPLIACIÓN DE COBERTURA Y USUARIOS DEL SISTEMA DE RADIO COMUNICACIÓN DIGITAL ASTRO-25

PERIODO DE EJECUCIÓN 2013 – 2014 - 2015

Ampliación de la cobertura y usuarios del sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 en el área de Bayano y Provincia de Bocas del Toro, con la creación de tres sitios de comunicación debidamente equipados para solventar las necesidades de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión en dichas áreas.

ANTECEDENTES

Con la migración del sistema de radio comunicación Troncal Analógico SMARTZONE 3.0 (cinco sitios de repetición), hacia el sistema de radio comunicación Troncal Digital ASTRO - 25 (siete sitios de repetición) **contrato C-4-C-2004-07**, se solucionaron los problemas existentes como:

- Inestabilidad técnica y vida útil de servidores y controladores del sistema SMARTZONE 3.0, tecnología obsoleta.
- Facilidades de percibir interferencias debido a la utilización de sistemas convencionales.
- Degradación de voz debido a la naturaleza de los sistemas antes mencionados.
- Utilización de diversos sistemas de radio comunicación Troncalizados y convencionales con miras a solucionar problemas de cobertura en su momento.
- Indisposición y culminación en fábrica de la construcción de repuestos para postergar un sistema por más de quince años de funcionamiento debido a labores de mantenimiento adecuado y lo robustos de los mismos.

Actualmente ETESA en la adquisición e instalación del sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 contempló capacidades como soporte técnico y monitoreo remoto, adquisición de cuatro licencias para la integración dentro del sistema ASTRO-25 de cuatro

sitios repetidores adicionales en función de la ampliación de la cobertura originada por los siete sitios instalados.

OBJETIVO GENERAL

Resolver las necesidades de radio comunicación conforme a las acciones de operación y mantenimiento en líneas de transmisión localizadas en el área de Bayano Línea 230-2A Sub Estación Panamá II y Línea 230-20A Sub Estación Fortuna – Sub Estación Cañazas y Línea 230-20B Sub Estación Cañazas – Sub Estación Changuinola Provincia de Bocas del Toro, mediante la creación de tres nuevos sitios de repetición ASTRO-25, dos para la Provincia de Bocas del Toro y uno para Panamá Este.

ALCANCE

El proyecto contempla las siguientes etapas:

1. Extensión de contrato de Monitoreo y Soporte Técnico por parte de Motorola del sistema de Radio Comunicación Digital ARC-4000 ASTRO-25 de ETESA.

2. Adquisición de tres terrenos para la construcción e instalación de casetas de comunicación, mediante acuerdo o compra.

3. Construcción e instalación de tres casetas y torres de comunicación.

4. Suministro e integración de equipos y accesorios de comunicación relacionados con los enlaces de radio microondas, sistemas de alimentación contemplando rectificación, generación de energía alterna de respaldo y bancos de baterías según necesidades de carga de cada uno de los tres sitios debidamente refrigerados.

5. Suministro y optimización de equipos y accesorios concernientes con tres sitios de repetición ASTRO-25, con capacidades para dos canales de voz y uno de control.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El sistema de radio comunicación ARC-4000 ASTRO-25 contempla lo siguiente:

- Controlador de zona ARC-4000.
- Capacidad para controlar una zona con un sitio maestro y hasta doce sitios de repetición.
- Un sitio de repetición puede tener hasta veintiocho recursos utilizados como control y de voz.

El sistema de radio comunicación ARC-4000 ASTRO-25 instalado en ETESA contempla lo siguiente:

- Controlador de Zona ARC-4000.
- Capacidad para una zona a nivel nacional con un sitio maestro y siete sitios repetidores.
- Cada sitio repetidor tiene tres canales uno de control y dos de voz.
- Licencias adquiridas para cuatro sitios de repetición adicionales.
- Frecuencia de operación y espaciamiento entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.

La adquisición e instalación de este sistema contempló la ampliación del mismo en cuanto a la cantidad de usuarios y a la integración de nuevos sitios de repetición en función de la optimización o aumento de la cobertura.
Cada sitio de repetición proporciona un radio de cobertura de hasta setenta y cinco millas y patrones de antenas dirigidos hacia las líneas de transmisión; por las características del relieve panameño y por lo antes mencionado, con únicamente siete sitios se presentan áreas con niveles bajos de señal imposibilitando una adecuada comunicación; esta situación únicamente se presenta en el área hacia Planta Bayano y Provincia de Bocas del Toro.

De no ser creados e integrados estos sitios de repetición en las áreas antes mencionadas se presentaran problemas de radio comunicaciones sobre las líneas de transmisión:

- Línea 230-20A Sub Estación Fortuna – Sub Estación Cañazas.
- Línea 230-20B Sub Estación Cañazas – Sub Estación Changuinola.
- Línea 230-2A Sub Estación Panamá II – Planta Bayano.

JUSTIFICACION ECONÓMICA:

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Con la realización de este proyecto se podrá extender el área de cobertura del sistema ASTRO-25 y por ende brindar un servicio de radio comunicación adecuada, unificada, clara, robusta sin interferencias y confiable de tal forma que satisfaga las necesidades contempladas por una empresa de transmisión eléctrica a nivel nacional.

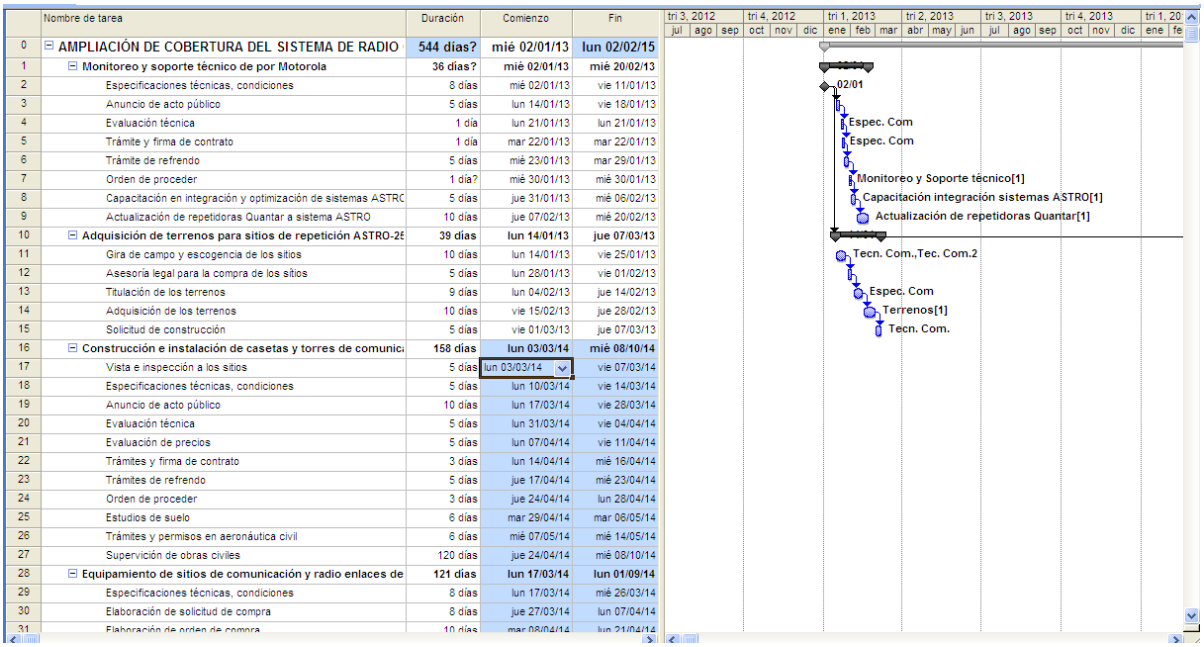
NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse este proyecto se presentarán carencias en el sistema de radio comunicación digital ASTRO-25 y por ende afecciones en las tareas de operaciones y mantenimiento en las líneas de transmisión y sub estaciones, de igual manera se dificultará la integración al sistema de radio comunicación troncal digital a futuros agentes de mercado eléctrico ubicados en las Provincias de Bocas del Toro y área Este de Panamá.

Detalle	AMPLIACION ASTRO 25		
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	787,500	63%	76%
OBRAS CIVILES	96,000	8%	9%
MONTAJE	159,075	13%	15%
COSTO DIRECTO TOTAL	**1,042,575.00**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	31,277	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	41,703	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	41,703	4%	
INPREVISTOS	52,129	5%	
INSPECCIÓN	31,277	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**198,089**	**19%**	
GRAN TOTAL	**1,240,664**		

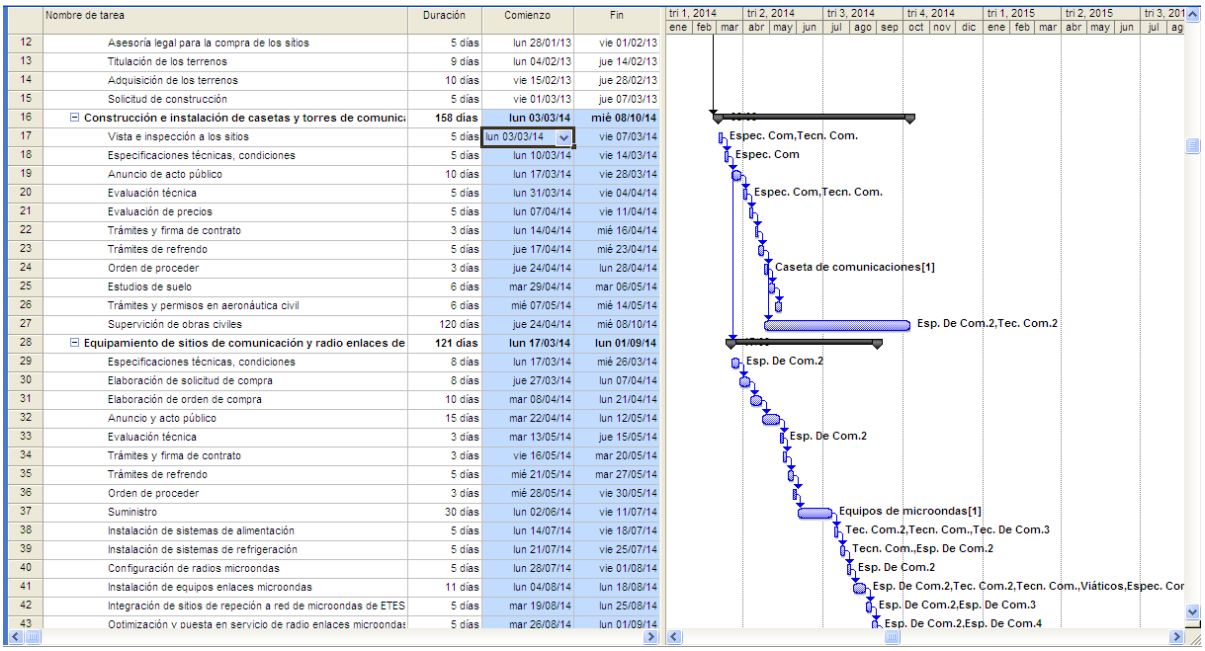
PLAN DE TRABAJO

AÑO 2013



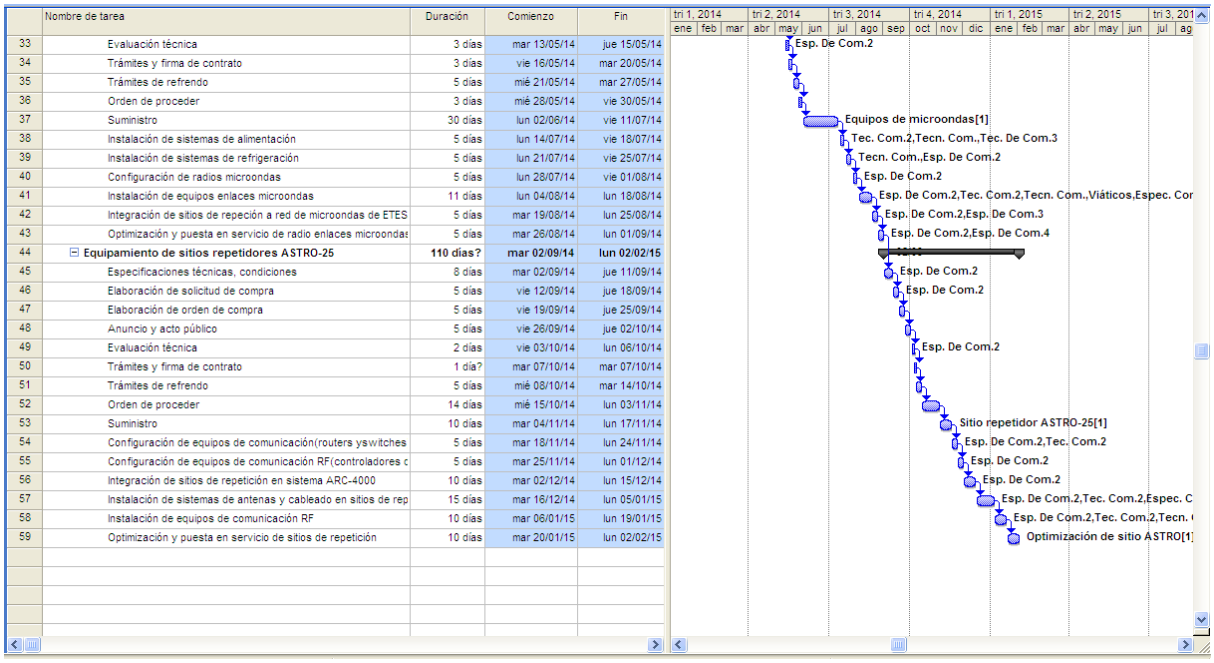
	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	AMPLIACIÓN DE COBERTURA DEL SISTEMA DE RADIO	544 días?	mié 02/01/13	lun 02/02/15
1	Monitoreo y soporte técnico de por Motorola	36 días?	mié 02/01/13	mié 20/02/13
2	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	mié 02/01/13	vie 11/01/13
3	Anuncio de acto público	5 días	lun 14/01/13	vie 18/01/13
4	Evaluación técnica	1 día	lun 21/01/13	lun 21/01/13
5	Trámite y firma de contrato	1 día	mar 22/01/13	mar 22/01/13
6	Trámite de refrendo	5 días	mié 23/01/13	mar 29/01/13
7	Orden de proceder	1 día?	mié 30/01/13	mié 30/01/13
8	Capacitación en integración y optimización de sistemas ASTRO	5 días	jue 31/01/13	mié 06/02/13
9	Actualización de repetidoras Quantar a sistema ASTRO	10 días	jue 07/02/13	mié 20/02/13
10	Adquisición de terrenos para sitios de repetición ASTRO-25	39 días	lun 14/01/13	jue 07/03/13
11	Gira de campo y escogencia de los sitios	10 días	lun 14/01/13	vie 25/01/13
12	Asesoría legal para la compra de los sitios	5 días	lun 28/01/13	vie 01/02/13
13	Titulación de los terrenos	9 días	lun 04/02/13	jue 14/02/13
14	Adquisición de los terrenos	10 días	vie 15/02/13	jue 28/02/13
15	Solicitud de construcción	5 días	vie 01/03/13	jue 07/03/13
16	Construcción e instalación de casetas y torres de comunic	158 días	lun 03/03/14	mié 08/10/14
17	Vista e inspección a los sitios	5 días	lun 03/03/14	vie 07/03/14
18	Especificaciones técnicas, condiciones	5 días	lun 10/03/14	vie 14/03/14
19	Anuncio de acto público	10 días	lun 17/03/14	vie 28/03/14
20	Evaluación técnica	5 días	lun 31/03/14	vie 04/04/14
21	Evaluación de precios	5 días	lun 07/04/14	vie 11/04/14
22	Trámites y firma de contrato	3 días	lun 14/04/14	mié 16/04/14
23	Trámites de refrendo	5 días	jue 17/04/14	mié 23/04/14
24	Orden de proceder	3 días	jue 24/04/14	lun 28/04/14
25	Estudios de suelo	6 días	mar 29/04/14	mar 06/05/14
26	Trámites y permisos en aeronáutica civil	6 días	mié 07/05/14	mié 14/05/14
27	Supervición de obras civiles	120 días	jue 24/04/14	mié 08/10/14
28	Equipamiento de sitios de comunicación y radio enlaces de	121 días	lun 17/03/14	lun 01/09/14
29	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	lun 17/03/14	mié 26/03/14
30	Elaboración de solicitud de compra	8 días	jue 27/03/14	lun 07/04/14
31	Elaboración de orden de compra	10 días	mar 08/04/14	lun 21/04/14

Año 2014



	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
12	Asesoría legal para la compra de los sitios	5 días	lun 28/01/13	vie 01/02/13
13	Titulación de los terrenos	9 días	lun 04/02/13	jue 14/02/13
14	Adquisición de los terrenos	10 días	vie 15/02/13	jue 28/02/13
15	Solicitud de construcción	5 días	vie 01/03/13	jue 07/03/13
16	Construcción e instalación de casetas y torres de comunic	158 días	lun 03/03/14	mié 08/10/14
17	Vista e inspección a los sitios	5 días	lun 03/03/14	vie 07/03/14
18	Especificaciones técnicas, condiciones	5 días	lun 10/03/14	vie 14/03/14
19	Anuncio de acto público	10 días	lun 17/03/14	vie 28/03/14
20	Evaluación técnica	5 días	lun 31/03/14	vie 04/04/14
21	Evaluación de precios	5 días	lun 07/04/14	vie 11/04/14
22	Trámites y firma de contrato	3 días	lun 14/04/14	mié 16/04/14
23	Trámites de refrendo	5 días	jue 17/04/14	mié 23/04/14
24	Orden de proceder	3 días	jue 24/04/14	lun 28/04/14
25	Estudios de suelo	6 días	mar 29/04/14	mar 06/05/14
26	Trámites y permisos en aeronáutica civil	6 días	mié 07/05/14	mié 14/05/14
27	Supervición de obras civiles	120 días	jue 24/04/14	mié 08/10/14
28	Equipamiento de sitios de comunicación y radio enlaces de	121 días	lun 17/03/14	lun 01/09/14
29	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	lun 17/03/14	mié 26/03/14
30	Elaboración de solicitud de compra	8 días	jue 27/03/14	lun 07/04/14
31	Elaboración de orden de compra	10 días	mar 08/04/14	lun 21/04/14
32	Anuncio y acto público	15 días	mar 22/04/14	lun 12/05/14
33	Evaluación técnica	3 días	mar 13/05/14	jue 15/05/14
34	Trámites y firma de contrato	3 días	vie 16/05/14	mar 20/05/14
35	Trámites de refrendo	5 días	mié 21/05/14	mar 27/05/14
36	Orden de proceder	3 días	mié 28/05/14	vie 30/05/14
37	Suministro	30 días	lun 02/06/14	vie 11/07/14
38	Instalación de sistemas de alimentación	5 días	lun 14/07/14	vie 18/07/14
39	Instalación de sistemas de refrigeración	5 días	lun 21/07/14	vie 25/07/14
40	Configuración de radios microondas	5 días	lun 28/07/14	vie 01/08/14
41	Instalación de equipos enlaces microondas	11 días	lun 04/08/14	lun 18/08/14
42	Integración de sitios de repeción a red de microondas de ETES	5 días	mar 19/08/14	lun 25/08/14
43	Optimización y puesta en servicio de radio enlaces microondas	5 días	mar 26/08/14	lun 01/09/14

Año 2015



	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
33	Evaluación técnica	3 días	mar 13/05/14	jue 15/05/14
34	Trámites y firma de contrato	3 días	vie 16/05/14	mar 20/05/14
35	Trámites de refrendo	5 días	mié 21/05/14	mar 27/05/14
36	Orden de proceder	3 días	mié 28/05/14	vie 30/05/14
37	Suministro	30 días	lun 02/06/14	vie 11/07/14
38	Instalación de sistemas de alimentación	5 días	lun 14/07/14	vie 18/07/14
39	Instalación de sistemas de refrigeración	5 días	lun 21/07/14	vie 25/07/14
40	Configuración de radios microondas	5 días	lun 28/07/14	vie 01/08/14
41	Instalación de equipos enlaces microondas	11 días	lun 04/08/14	lun 18/08/14
42	Integración de sitios de repeción a red de microondas de ETES	5 días	mar 19/08/14	lun 25/08/14
43	Optimización y puesta en servicio de radio enlaces microondas	5 días	mar 26/08/14	lun 01/09/14
44	**Equipamiento de sitios repetidores ASTRO-25**	**110 días?**	**mar 02/09/14**	**lun 02/02/15**
45	Especificaciones técnicas, condiciones	8 días	mar 02/09/14	jue 11/09/14
46	Elaboración de solicitud de compra	5 días	vie 12/09/14	jue 18/09/14
47	Elaboración de orden de compra	5 días	vie 19/09/14	jue 25/09/14
48	Anuncio y acto público	5 días	vie 26/09/14	jue 02/10/14
49	Evaluación técnica	2 días	vie 03/10/14	lun 06/10/14
50	Trámites y firma de contrato	1 día?	mar 07/10/14	mar 07/10/14
51	Trámites de refrendo	5 días	mié 08/10/14	mar 14/10/14
52	Orden de proceder	14 días	mié 15/10/14	lun 03/11/14
53	Suministro	10 días	mar 04/11/14	lun 17/11/14
54	Configuración de equipos de comunicación(routers yswitches	5 días	mar 18/11/14	lun 24/11/14
55	Configuración de equipos de comunicación RF(controladores c	5 días	mar 25/11/14	lun 01/12/14
56	Integración de sitios de repetición en sistema ARC-4000	10 días	mar 02/12/14	lun 15/12/14
57	Instalación de sistemas de antenas y cableado en sitios de rep	15 días	mar 16/12/14	lun 05/01/15
58	Instalación de equipos de comunicación RF	10 días	mar 06/01/15	lun 19/01/15
59	Optimización y puesta en servicio de sitios de repetición	10 días	mar 20/01/15	lun 02/02/15

FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2013

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO													0
OBRAS CIVILES	12,000												12,000
MONTAJE		100,000											100,000
DISEÑO	1,860	1,500											3,360
ADMINISTRACIÓN	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448			4,480
ING. Y SUPERVISION	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448			4,480
INSPECCIÓN	1,000	1,000						1,000	360				3,360
IMPREVISTOS								5,600					5,600

AÑO 2014

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO													1,867,500
OBRAS CIVILES	84,000												84,000
MONTAJE													0
DISEÑO	19,515	19,515	19,515										58,545
ADMINISTRACIÓN	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806			78,060
ING. Y SUPERVISION	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806	7,806			78,060
INSPECCIÓN	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855	5,855			58,545
IMPREVISTOS								97,575					97,575

Año 2015

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO													105,000
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE													0
DISEÑO	1,050	1,050	1,050										3,150
ADMINISTRACIÓN	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420			4,200
ING. Y SUPERVISION	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420			4,200
INSPECCIÓN	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315			3,150
IMPREVISTOS								5,600					5,250

EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES MSAN

AÑO DE EJECUCIÓN 2014

Se contempla el equipamiento de la Red de Multiplexores en Fibra Óptica MSAN los cuales se encuentran Instalados desde Colón (BLM – Ciclo Combinado) hasta la S/E Veladero y de S/E Guasquitas hasta S/E Changuinola.

ANTECEDENTES

Los multiplexores MSAN se encuentran instalados en los nodos de la red de fibra óptica de ETESA, utilizados para el transporte de datos, los mismos requieren ser equipados con módulos para brindar más servicios y mejorar la calidad de la comunicación, enfocados en la integración de los relés diferenciales de línea con la interface óptica del multiplexor para lograr la optimización de los hilos de fibra óptica.

Estos equipos cuentan con tecnología de punta altamente confiable lo que nos garantiza una vida útil de por lo menos 10 (diez) años. Con esto se logra tener una Red segura, confiable y con capacidad para atender a los nuevos agentes que quieran entrar al SIN y/o para dar redundancia al trabajar en conjunto con la Red de Microondas.

OBJETIVO GENERAL

Equipar los Multiplexores MSAN con los módulos requeridos para poder integrar los relés diferenciales de línea y de esta manera optimizar el uso de los hilos de fibra óptica; igualmente con módulos de voz y datos de tal manera que a través de estos equipos se pueda brindar la comunicación básica requerida para la integración de un nuevo agente (SCADA, teléfono rojo, teléfono crema).

ALCANCE

El proyecto consiste en el equipamiento de los Multiplexores MSAN instalados en los siguientes sitios:

6. BLM – Correg. de Sabanitas, Dist. de Sabanitas, Provincia de Colón
7. S/E Santa Rita – Correg. de Sabanitas, Dist. de Sabanitas, Provincia de Colón
8. S/E Caceres – Correg. de Betania, Dist. de Panamá, Provincia de Panamá
9. CND – Correg. de Betania, Dist. de Panama, Provincia de Panamá
10. S/E Llano Sanchez – Correg. de El Roble, Dist. de Aguadulce, Provincia de Coclé

11. S/E Veladero – Correg. de Tole, Dist. de Tole, Provincia de Chiriquí
12. S/E Guasquitas – Correg. de Gualaca, Dist. de Gualaca, Provincia de Chiriquí
13. S/E Fortuna – Correg. de Chiriquisito, Dist. de Gualaca, Provincia de Chiriquí
14. S/E Cañazas – Correg. de Punta Peña, Dist. de Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro
15. S/E La Esperanza – Correg. de El Empalme, Dist. de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro
16. S/E Changuinola – Correg. de El Empalme, Dist. de Changuinola, Provincia del Bocas del Toro

JUSTIFICACIÓN TECNICA

Se está equipando al Multiplexor MSAN, que es un equipo con tecnología de punta, con los módulos de voz y datos requeridos para poder optimizar los hilos de fibra óptica, para poder brindar la comunicación requerida a cualquier nuevo agente que desee integrarse en uno de estos nodos.

Características de los Multiplexores

- Línea óptica de STM1 expandible a STM4
- Alcance de hasta 200 km sin necesidad de repetidor
- Configuración redundante, en control y alimentación
- Capacidad para trabajar en configuración de anillo simple y redundante
- Capacidad de Croos-conexión
- Ranuras para tributarias de alta y baja velocidad
- Permite utilizar módulos Ethernet
- Permite utilizar módulos de voz
- Permite utilizar módulos de datos (RS-232, V.35, EIA530,etc)
- Permite utilizar módulos IEEE C37.94

Características de los Módulos por Adquirir

- Modulo de E1:
    - Velocidad de línea: 2.048 Mbps ± 50ppm
    - Código de línea: AMI/HDB3
    - Jitter: ITU G.823
    - Impedancia: 75 Ω/120 Ω

- Conector: SCSI-II 68-pin
- Puertos: 16, 32 y 63

- Modulo Ethernet:
  - Velocidad de datos: 10/100/1000 Mbps
  - Protocolo de capa 2: RSTP, VLAN, MSTP, IGMP, QOS
  - Multiplexación: G.707
  - Protocolo de Procesamiento: VCAT, GFP (G.7041), LAPS y LCAS(G.7042)
  - Puertos: 8 puertos fast Ethernet y uno Gigabit Ethernet

- Modulo FXO/FXS:
  - Codificación: Ley A o Ley μ seleccionable por el usuario
  - Impedancia AC: 600 Ω o 900 Ω
  - Ajuste de ganancia: -21 a +10 dB en pasos de 0.1 dB
  - Conector: RJ-11
  - Puertos:
    - 12/24 FXS
    - 24 FXO
- Modulo Coodireccional:
  - Cantidad: Cuatro (4) módulos o tarjetas
  - Puertos: Ocho (8) puertos o canales por modulo
  - Interface: ITU G.703 64 Kbps co-directional
  - Conector: 120 ohm, RJ48
  - Distancia de Línea: Hasta 500 metros
  - Loopbacks DTE: Payload Loopback, Local Loopback
- Modulo RS-232:
  - Cantidad: Cuatro (4) módulos o tarjetas
  - Puertos: Ocho (8) puertos o canales por modulo
  - MUX: Maximo 5 puertos subrate por cada 64K bps
  - Muestreo de Data:
    - Asíncrono : Modo Mux 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K
      Modo: Independiente 0.6K,1.2K,2.4K,4.8K,9.6K, 19.2K
    - Síncrono: Modo Mux 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K
      Modo Independiente 0.6K, 1.2K, 2.4K, 4.8K, 9.6K, 19.2K, 38.4K, 48K, 64K
  - Conector: Ocho (8) conectores RJ-48 (puerto 1 a puerto 8)

- Modulo IEEE C37.94:

- Fuente: LED
- Longitud de Onda: 820 nm
- Conector: ST
- Tipo de Fibra Óptica: Multimodo
- Código de línea: NRZ
- Potencia Óptica: -12 dBm

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto, además de liberar hilos de fibra óptica de gran valor comercial, que en este momento están siendo utilizados únicamente para la comunicación de relés diferenciales de línea, permitirá ampliar la capacidad de transporte de voz y datos con un equipo cuya expectativa de vida no es inferior a 10 años y con ello garantizar una comunicación óptima y confiable.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto se seguirá subutilizando y ocupando valiosos hilos de fibra óptica, dedicándolos única y exclusivamente a la comunicación de relés diferenciales de línea, lo que en un momento dado puede llevar a que se agote la disponibilidad de los mismos. Igualmente se pierde la oportunidad de tener una real y efectiva redundancia a través de este equipo.

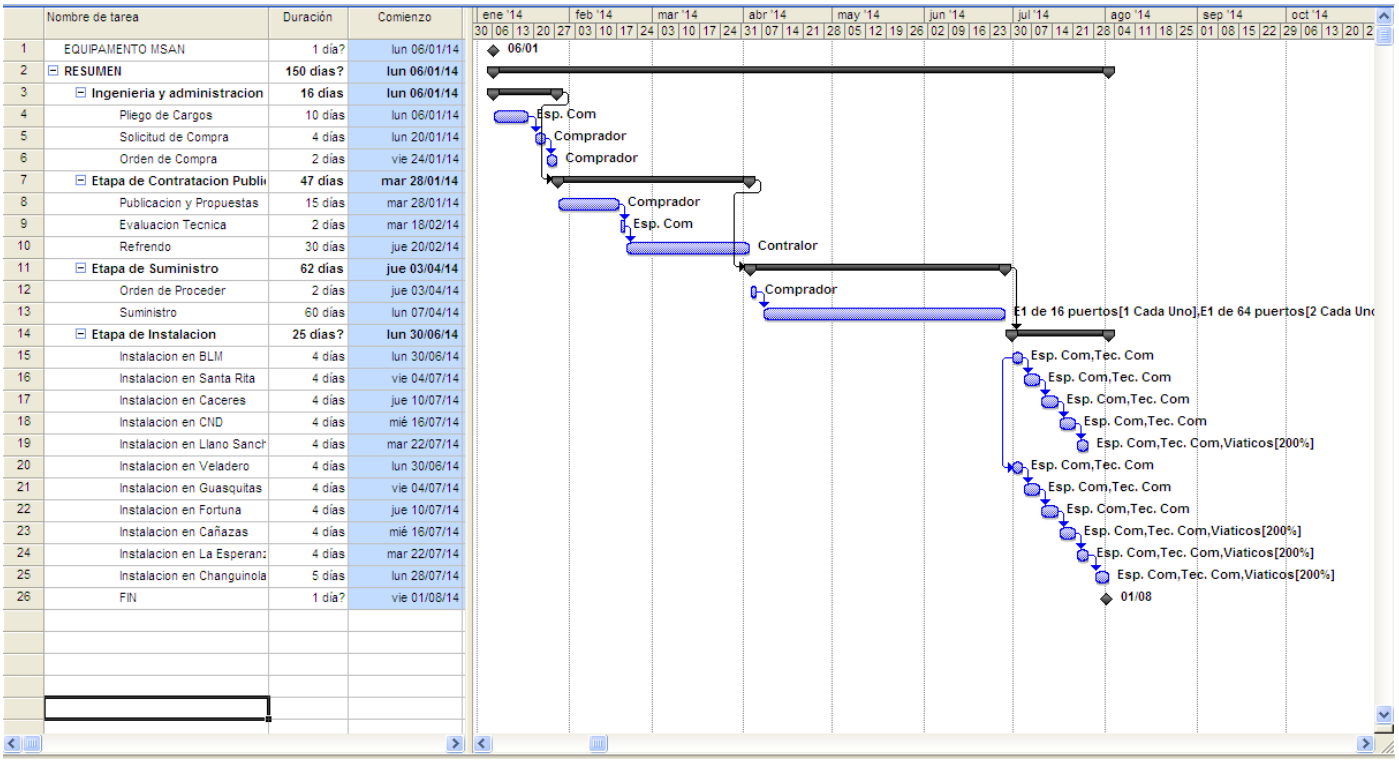
Si no se realiza el proyecto no tendríamos la capacidad de integrar nuevos agentes u ofrecer servicios complementarios de comunicaciones.

INDICADORES ECONÓMICOS

Detalle			
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	115,665	70%	83%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	23,364	14%	17%
COSTO DIRECTO TOTAL	**139,029.33**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	4,171	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	5,561	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	5,561	4%	
INPREVISTOS	6,951	5%	
INSPECCIÓN	4,171	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**26,416**	**19%**	
GRAN TOTAL	**165,445**		

PLAN DE TRABAJO

Año 2014



	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1	EQUIPAMENTO MSAN	1 día?	lun 06/01/14
2	**RESUMEN**	**150 días?**	**lun 06/01/14**
3	**Ingenieria y administracion**	**16 días**	**lun 06/01/14**
4	Pliego de Cargos	10 días	lun 06/01/14
5	Solicitud de Compra	4 días	lun 20/01/14
6	Orden de Compra	2 días	vie 24/01/14
7	**Etapa de Contratacion Publi**	**47 días**	**mar 28/01/14**
8	Publicacion y Propuestas	15 días	mar 28/01/14
9	Evaluacion Tecnica	2 días	mar 18/02/14
10	Refrendo	30 días	jue 20/02/14
11	**Etapa de Suministro**	**62 días**	**jue 03/04/14**
12	Orden de Proceder	2 días	jue 03/04/14
13	Suministro	60 días	lun 07/04/14
14	**Etapa de Instalacion**	**25 días?**	**lun 30/06/14**
15	Instalacion en BLM	4 días	lun 30/06/14
16	Instalacion en Santa Rita	4 días	vie 04/07/14
17	Instalacion en Caceres	4 días	jue 10/07/14
18	Instalacion en CND	4 días	mié 16/07/14
19	Instalacion en Llano Sanch	4 días	mar 22/07/14
20	Instalacion en Veladero	4 días	lun 30/06/14
21	Instalacion en Guasquitas	4 días	vie 04/07/14
22	Instalacion en Fortuna	4 días	jue 10/07/14
23	Instalacion en Cañazas	4 días	mié 16/07/14
24	Instalacion en La Esperan:	4 días	mar 22/07/14
25	Instalacion en Changuinola	5 días	lun 28/07/14
26	FIN	1 día?	vie 01/08/14

PLAN DE FINANCIAMIENTO

FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2014

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	115,665												115,665
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE						3,894	3,894	3,894	3,894	3,894	3,894		23,364
DISEÑO	1,390	1,390	1,390										4,171
ADMINISTRACIÓN	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556			5,561
ING. Y SUPERVISION	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556			5,561
INSPECCIÓN	417	417	417	417	417	417	417	417	417	417			4,171
IMPREVISTOS								6,951					6,951

EQUIPAMIENTO ETHERNET EN BACKBONE DE RADIO ENLACES MICROONDAS DE ETESA

Adquisición de licencias para la habilitación del equipamiento de transporte y ancho de banda Ethernet en backbone de radio enlaces microondas de ETESA (C. Mena – Los Pollos, Los Pollos – C. Taboga, C. Taboga, C. Taboga – Alto Ibala, Alto Ibala – Tolé, Tolé – C. Jesús, C. Jesús – C. Chimenea, C. Chimenea – Fortuna y C. Chimenea – V. Barú).

ANTECEDENTES

Un backbone de radio enlaces de microondas está conformado por lo siguiente:

- Radio enlaces microondas punto a punto con las siguientes capacidades:
  - Transmisión de datos de 3 Mbps a 180 Mbps.
  - Dos módulos de interface de línea disponible para el usuario con DS1, E1, DS3, E3, SDH (óptica o eléctrica), 100BaseT Ethernet y 1000BaseT Gigabit Ethernet.
  - Frecuencia de operación de 6 GHz hasta 38 GHz.

El backbone de radio enlaces de microondas instalado en ETESA contempla lo siguiente:

- Diez radio enlaces microondas descritos como sigue:
  - 32 E1's con transmisión de datos instalada de 65.536 Mbps
  - Capacidad de aumentar ancho de banda a 131.078 Mbps, mediante equipamiento de 32 E1's adicionales.
  - Posibilidad de habilitar mediante licencia ancho de banda a 114 Mbps, mediante inclusión de transporte Ethernet.

La adquisición e instalación de este backbone de radio enlaces microondas, contrato GG-32-2007, contempló la ampliación del mismo en cuanto a la capacidad de transmisión de datos y al equipamiento Ethernet en función del auge y migración hacia la transferencia de datos a través de circuitos virtuales.

En la actualidad, se tienen tres radios enlaces dentro del backbone equipados y habilitados para transporte Ethernet, mediante la adquisición de las respectivas licencias, ellos son:

CND – C. Peñón
C. Peñón – C. Jefe
C. Peñón – C. Mena

Los radios enlaces faltantes por habilitar el servicio de transporte Ethernet son:

C. Mena – Los Pollos
Los Pollos – C. Taboga
C. Taboga – Alto Ibala
Alto Ibala – Tolé
Tolé – C. Jesús
C. Jesús – C. Chimenea

C. Chimenea – Fortuna
C. Chimenea – V. Barú

OBJETIVO GENERAL

Adquisición de licencias para el equipamiento Ethernet en Backbone de radio enlaces microondas de red de comunicaciones de ETESA.

ALCANCE

El proyecto contempla las siguientes etapas:

17. Adquisición de 8 (ocho) licencias para el equipamiento Ethernet, en los radios microondas del backbone a nivel nacional de ETESA.

18. Adquisición de 8 (ocho) licencias para la ampliación de ancho de banda, de 64 Mbps a 114 Mbps, en los radios microondas del backbone a nivel nacional de ETESA.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La capacidad instalada de ancho de banda en el backbone de radios microondas de ETESA es de 32 E1's, equivalentes a 65.536 Mbps. Estos radios se adquirieron con la posibilidad de aumentar este ancho de banda al doble sobre E1's y hasta 180 Mbps de Throughput (capacidad total de transporte), incluyendo ancho de banda para transporte Ethernet.

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Con la adquisición de estas licencias (Equipamiento Ethernet y aumento en la capacidad de ancho de banda, sobre el backbone de ETESA), se hará frente a los requerimientos de ancho de banda, por el aumento de clientes internos (SCADA, Protecciones, Medidores, etc) a transportar y a la capacidad de poder adaptar equipos con tecnología de transporte o comunicación Ethernet, sobre la red de transmisión de comunicaciones de ETESA.

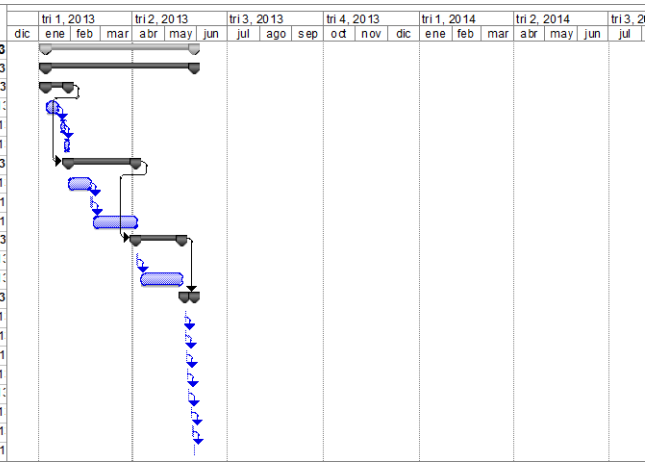
NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse este proyecto se presentarán carencias en la capacidad de hacerle frente a las necesidades de ancho de banda y a la posibilidad de transportar servicios sobre tecnología Ethernet. Un creciente mercado eléctrico y la intención de migración de todas las Unidades Terminales Remotas sobre SCADA, de comunicación RS232 a Ethernet fundamentan este requerimiento.

Detalle			
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	49,680	70%	84%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	9,600	14%	16%
COSTO DIRECTO TOTAL	**59,280.00**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	1,778	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	2,371	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	2,371	4%	
INPREVISTOS	2,964	5%	
INSPECCIÓN	1,778	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**11,263**	**19%**	
GRAN TOTAL	**70,543**		

PLAN DE TRABAJO

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	**EQUIPAMIENTO ETHERNET**	**103 días**	**lun 07/01/13**	**mié 29/05/13**
1	**RESUMEN**	**103 días**	**lun 07/01/13**	**mié 29/05/13**
2	**Ingenieria y administracion**	**16 días**	**lun 07/01/13**	**lun 28/01/13**
3	Pliego de Cargos	10 días	lun 07/01/1	vie 18/01/1
4	Solicitud de compra	4 días	lun 21/01/1	jue 24/01/1
5	Orden de compra	2 días	vie 25/01/1	lun 28/01/1
6	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**	**mar 29/01/13**	**mié 03/04/13**
7	Publicacion y Propuestas	15 días	mar 29/01/1	lun 18/02/1
8	Evaluacion Tecnica	2 días	mar 19/02/1	mié 20/02/1
9	Refrendo	30 días	jue 21/02/1	mié 03/04/1
10	**Etapa de Suministro**	**32 días**	**jue 04/04/13**	**vie 17/05/13**
11	Orden de Proceder	2 días	jue 04/04/1	vie 05/04/1
12	Suministro	30 días	lun 08/04/1	vie 17/05/1
13	**Etapa de Instalacion**	**8 días**	**lun 20/05/13**	**mié 29/05/13**
14	Instalación en Cerro Mena - Los Pollos	1 día	lun 20/05/1	lun 20/05/1
15	Instalación Los Pollos - Taboga	1 día	mar 21/05/1	mar 21/05/1
16	Instalación Taboga - A.Ibala	1 día	mié 22/05/1	mié 22/05/1
17	Instalación A.Ibala - Tole	1 día	jue 23/05/1	jue 23/05/1
18	Instalación Tolé - Cerro Jesús	1 día	vie 24/05/1	vie 24/05/1
19	Instalación Cerro Jesús - Chimenea	1 día	lun 27/05/1	lun 27/05/1
20	Instalación Chimenea - Fortuna	1 día	mar 28/05/1	mar 28/05/1
21	Instalación Chimenea - Volcán Barú	1 día	mié 29/05/1	mié 29/05/1



FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2013

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	49,680												49,680
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE								9,600					9,600
DISEÑO	1,778												1,778
ADMINISTRACIÓN	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237			2,371
ING. Y SUPERVISION	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237			2,371
INSPECCIÓN								1,778					1,778
IMPREVISTOS								2,964					2,964

ADQUISICIÓN DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE NUEVOS AGENTES DE MERCADO ELÉCTRICO

Este proyecto contempla la adquisición de los equipos y dispositivos necesarios para la integración de nuevos agentes a la plataforma de telecomunicaciones de ETESA para el intercambio de información requerida en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Este proyecto hace referencia al Plan de Expansión de Generación.

ANTECEDENTES

La operación del Sistema de Interconectado Nacional, requiere una plataforma de comunicaciones confiable, ETESA tiene la responsabilidad de garantizar esta confiabilidad y facilitar la integración de los agentes a esta red.

Es necesario que ETESA tenga la disponibilidad de poder accesar los nuevos agentes que entrarán al sistema de acuerdo a la información del Plan de Generación, la adquisición de los equipos y dispositivos electrónicos es necesaria para brindar el servicio.

OBJETIVO GENERAL

Adquirir los equipos y dispositivos electrónicos necesarios para la integración de los nuevos agentes de mercado a la plataforma de telecomunicaciones de ETESA para el monitoreo y control de las operaciones del sistema de interconectado nacional.

ALCANCE

El proyecto consiste en adquirir los equipos y dispositivos de equipamiento para la integración de los nuevos agentes de mercado a los nodos de telecomunicaciones de la red de ETESA.

Se requiere adquirir equipos multiplexores con los módulos tributarios de acceso tanto de voz como de datos.

Para los nodos de transmisión se requieren equipos que sean una plataforma óptica/eléctrica multiservicios para la transmisión de señales con esquemas de protección de redes lineales, estrellas o malladas, según el caso.

Los equipos deben tener la facilidad de redundar la fuente de alimentación y la matriz de crosconexión.

Características de los equipos y Dispositivos requeridos para la integración de los nuevos agentes de mercado eléctrico:

Es recomendable que los nuevos agentes adquieran equipos compatibles a los utilizados por ETESA en sus nodos de telecomunicaciones, para obtener una integración a menos costos y sin problemas de comunicación entre ambos equipos.

Dispositivos necesarios para la integración de nuevos agentes:

Módulos de 12 canales x FXS

Módulos de 12 canales x FXO

Módulos de 8 puertos RS232 –RJ

Módulos de 24 canales x FXO

Módulos de 8 puertos RS232 –DB

Módulos d 8 canales co- direccionales

Módulos de interfase C37.94

Interfase Quad E1

Tarjeta 64 wan x 8 FE LAN (router/bridge card

Módulos ópticos duales uni-direccionales

Módulos ópticos duales bi- direccionales

Fuentes de alimentación

Tarjetas de control

Módulos de 16 E1

Módulos de Ethernet

Módulos 7 x SFP

JUSTIFICACIÓN TECNICA

El proyecto de adquisición de equipos y dispositivos de comunicaciones es necesario para garantizar la integración de los nuevos agentes del mercado eléctrico a la plataforma de monitoreo y control para la operación del sistema de interconectado nacional.

En el Plan de generación para el período 2013-2017, veintiocho nuevos agentes entrarán al mercado eléctrico, por lo que le corresponde a ETESA estar preparada para brindar los servicios de comunicaciones requeridos.

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

AÑO	PROYECTO	Megavatios
2012	Baitún	88.70
	La Huaca	5.05
	Las Perlas Norte	10.00
	Gualaca	25.20
	Las Perlas Sur	10.00
	Mendre 2	8.00
	Cochea	12.50
2013	Bajos de Totuma	5.00
	Caldera	4.00
	Eólico I	150.00
	RP - 490	9.95
	Bajo Frío	56.00
	Monte lirio	51.65
	Pando	32.00
	TERRA 4 - TIZINGAL	4.64
	El Síndigo	10.00

	San Andrés	9.00
	Remigio Rojas	8.60
	Bonyic	31.30
	El Alto	68.00
2014	Cañazas	5.94
	La Laguna	9.30
	Las Cruces	9.17
	Los Estrechos	10.00
	Ojo de agua	6.46
	San Bartolo	15.25
	Santa Maria 82	25.60
	Los Planetas 2	3.73
	San Lorenzo	8.40
	Burica	50.00
	Potrerillos	4.17
2015	Barro Blanco	28.84
2016	Tabasará II	34.53
	Chan II	214.00

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar este proyecto de adquisición de equipos y dispositivos para la integración de los nuevos agentes de mercado eléctrico se estaría garantizando la confiabilidad y facilidad para que los servicios requeridos para la operación del SIN se desarrollen de la manera más óptima.

Con la adquisición oportuna de los equipos y dispositivos electrónicos no se dilataría la entrada de los nuevos agentes, se evitarían las pérdidas económicas por los retrasos en la generación.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto se presentarían muchas dificultades para que los agentes puedan desarrollar adecuadamente las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de despacho.

De no planificar oportunamente la adquisición de los dispositivos de telecomunicaciones se vería afectada la fecha de entrada de las plantas de generación con graves consecuencias económicas.

INDICADORES ECONÓMICOS

	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	480,200	82%	98%
OBRAS CIVILES	0	0%	0%
MONTAJE	9,604	2%	2%
COSTO DIRECTO TOTAL	**489,804.00**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	14,694	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	19,592	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	19,592	4%	
INPREVISTOS	24,490	5%	
INSPECCIÓN	14,694	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**93,063**	**19%**	
GRAN TOTAL	**582,867**		

FLUJO DE DESEMBOLSO

AÑO 2013

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	235,050												235,050
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE								4,701					4,701
DISEÑO	7,193												7,193
ADMINISTRACIÓN	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959			9,590
ING. Y SUPERVISION	959	959	959	959	959	959	959	959	959	959			9,590
INSPECCIÓN								7,193					7,193
IMPREVISTOS								11,988					11,988

AÑO 2014

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	156,700												156,700
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE								3,134					3,134
DISEÑO	4,795												4,795
ADMINISTRACIÓN	639	639	639	639	639	639	639	639	639	639			6,393
ING. Y SUPERVISION	639	639	639	639	639	639	639	639	639	639			6,393
INSPECCIÓN								4,795					4,795
IMPREVISTOS								7,992					7,992

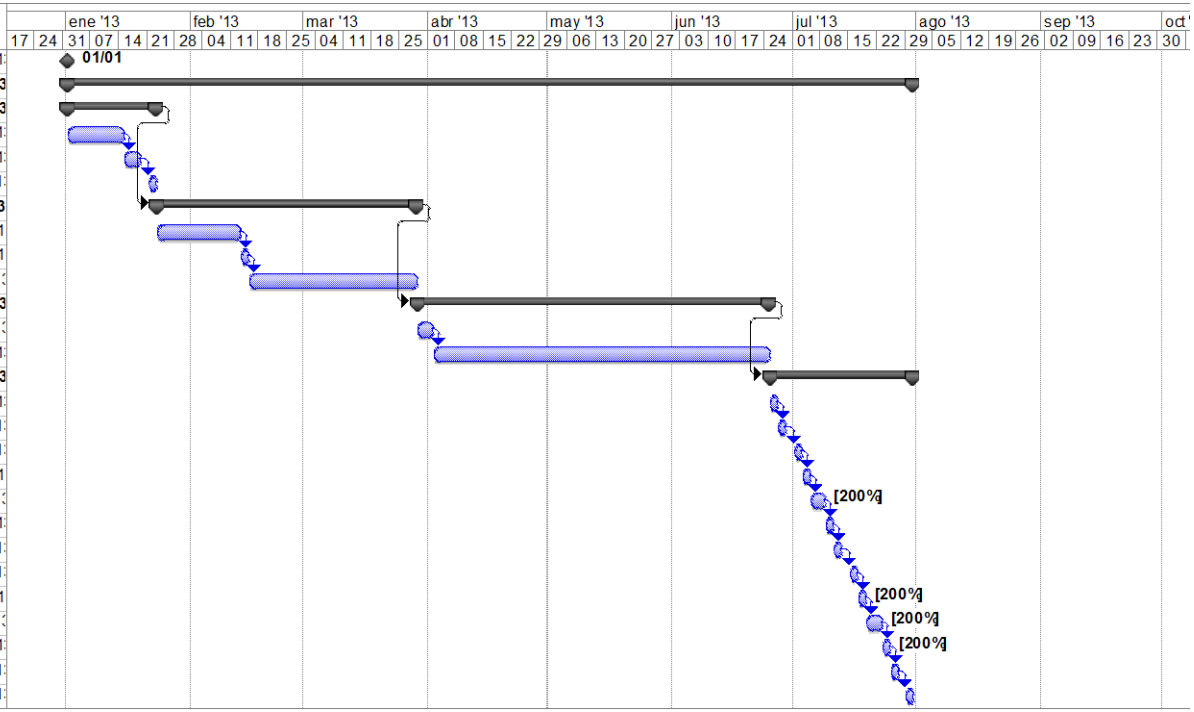
AÑO 2015

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	78,350												78,350
OBRAS CIVILES													0
MONTAJE								1,567					1,567
DISEÑO	2,398												2,398
ADMINISTRACIÓN	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320			3,197
ING. Y SUPERVISION	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320			3,197
INSPECCIÓN								2,398					2,398
IMPREVISTOS								3,996					3,996

CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

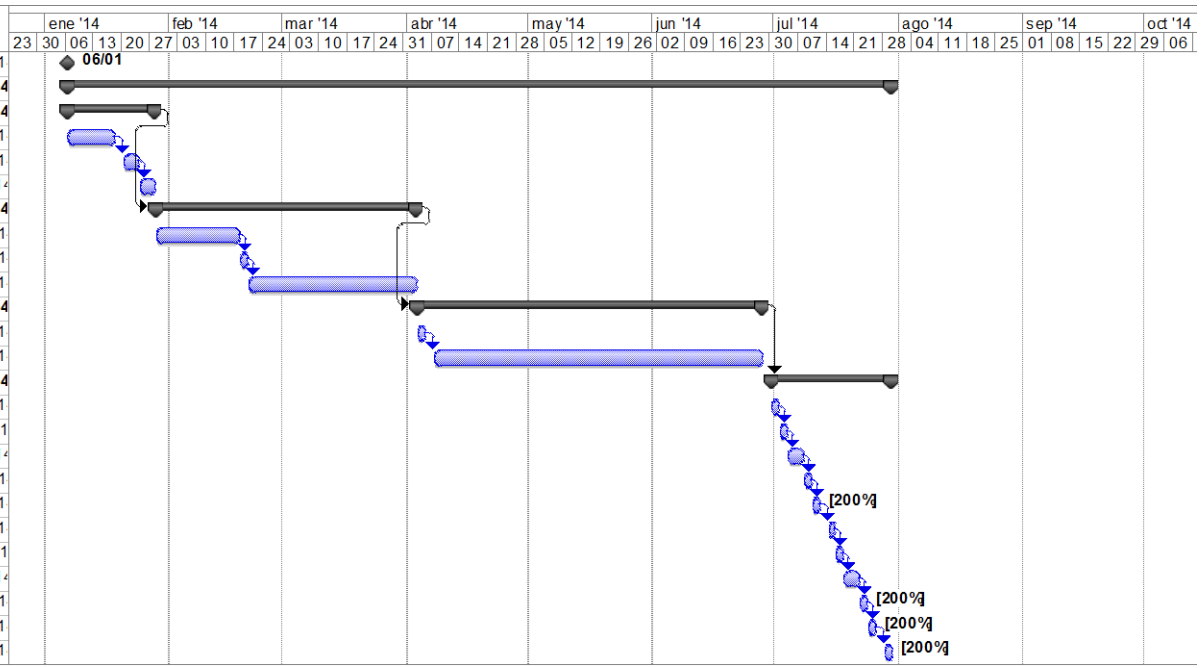
2013

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1	NUEVOS AGENTES -ETAPA 1	1 día?	mar 01/01/13
2	**RESUMEN**	**151 días**	**mar 01/01/13**
3	**Ingenieria y administracion**	**16 días**	**mar 01/01/13**
4	Pliego de Cargos	10 días	mar 01/01/13
5	Solicitud de Compra	4 días	mar 15/01/13
6	Orden de Compra	2 días	lun 21/01/13
7	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**	**mié 23/01/13**
8	Publicacion y Propuestas	15 días	mié 23/01/13
9	Evaluacion Tecnica	2 días	mié 13/02/13
10	Refrendo	30 días	vie 15/02/13
11	**Etapa de Suministro**	**62 días**	**vie 29/03/13**
12	Orden de Proceder	2 días	vie 29/03/13
13	Suministro	60 días	mar 02/04/13
14	**Etapa de Instalacion**	**26 días**	**mar 25/06/13**
15	Instalacion en Bajo de Totuma	2 días	mar 25/06/13
16	Instalacion en Caldera	2 días	jue 27/06/13
17	Instalación Eólico 1	2 días	lun 01/07/13
18	Instalación RP-490	2 días	mié 03/07/13
19	Instalacion Bajo frío	2 días	vie 05/07/13
20	Instalación Monte Lirio	2 días	mar 09/07/13
21	Instalación Pando	2 días	jue 11/07/13
22	Instalación TERRA 4 - TIZINGAL	2 días	lun 15/07/13
23	Instalación el Síndigo	2 días	mié 17/07/13
24	instalación San Andrés	2 días	vie 19/07/13
25	Instalación Remigio Rojas	2 días	mar 23/07/13
26	Instalación El Alto	2 días	jue 25/07/13
27	Instalación Bonyic	2 días	lun 29/07/13



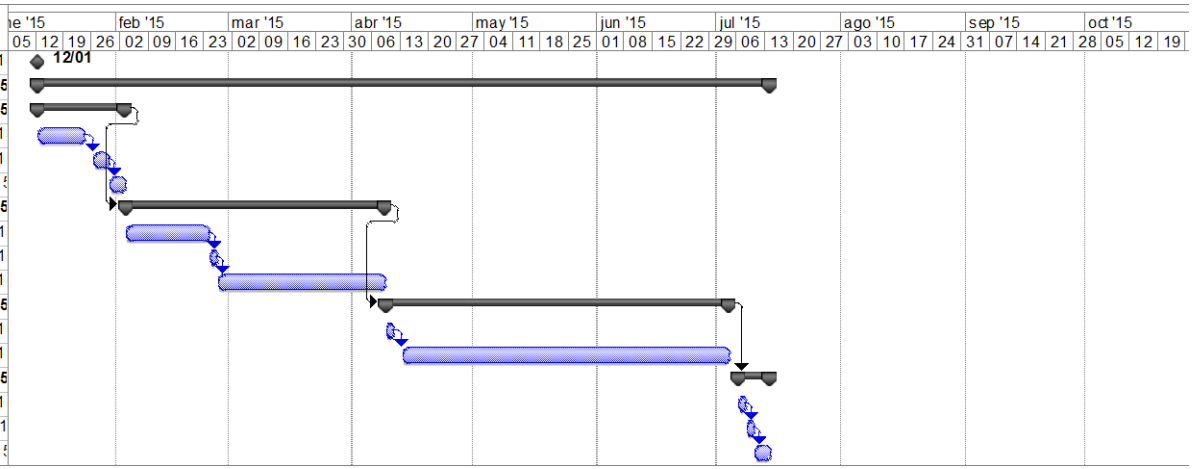
2014

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1	NUEVOS AGENTES -ETAPA 1	1 día'	lun 06/01/1
2	**RESUMEN**	**147 días**	**lun 06/01/14**
3	**Ingenieria y administracion**	**16 días**	**lun 06/01/14**
4	Pliego de Cargos	10 días	lun 06/01/1
5	Solicitud de Compra	4 días	lun 20/01/1
6	Orden de Compra	2 días	vie 24/01/1
7	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**	**mar 28/01/14**
8	Publicacion y Propuestas	15 días	mar 28/01/1
9	Evaluacion Tecnica	2 días	mar 18/02/1
10	Refrendo	30 días	jue 20/02/1
11	**Etapa de Suministro**	**62 días**	**jue 03/04/14**
12	Orden de Proceder	2 días	jue 03/04/1
13	Suministro	60 días	lun 07/04/1
14	**Etapa de Instalacion**	**22 días**	**lun 30/06/14**
15	Instalacion Cañazas	2 días	lun 30/06/1
16	Instalacion en la laguna	2 días	mié 02/07/1
17	Instalación Los Cruces	2 días	vie 04/07/1
18	Instalación los Estrechos	2 días	mar 08/07/1
19	Instalacion Ojo de agua	2 días	jue 10/07/1
20	Instalación en San Bartolo	2 días	lun 14/07/1
21	Instalación en Santa maria 82	2 días	mié 16/07/1
22	Instalación en los Planetas 2	2 días	vie 18/07/1
23	Instalación San Lorenzo	2 días	mar 22/07/1
24	instalación Burica	2 días	jue 24/07/1
25	Instalación Potrerillos	2 días	lun 28/07/1



2015

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
1	NUEVOS AGENTES -ETAPA 1	1 día?	lun 12/01/1
2	**RESUMEN**	**131 días**	**lun 12/01/15**
3	**Ingenieria y administracion**	**16 días**	**lun 12/01/15**
4	Pliego de Cargos	10 días	lun 12/01/1
5	Solicitud de Compra	4 días	lun 26/01/1
6	Orden de Compra	2 días	vie 30/01/15
7	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**	**mar 03/02/15**
8	Publicacion y Propuestas	15 días	mar 03/02/1
9	Evaluacion Tecnica	2 días	mar 24/02/1
10	Refrendo	30 días	jue 26/02/1
11	**Etapa de Suministro**	**62 días**	**jue 09/04/15**
12	Orden de Proceder	2 días	jue 09/04/1
13	Suministro	60 días	lun 13/04/1
14	**Etapa de Instalacion**	**6 días**	**lun 06/07/15**
15	Instalacion Barro Blanco	2 días	lun 06/07/1
16	Instalacion Tabasara II	2 días	mié 08/07/1
17	Instalación Chan II	2 días	vie 10/07/15



INTERCONEXION POR FIBRA ÓPTICA DE LOS SITIOS DE COMUNICACIÓN DE VALBUENA, CHIMENEA TABOGA

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica requerida por el país, se han estado creando varias centrales hidroeléctricas en el área de Zona 3 a los cuales ETESA está obligado a ofrecer la interconexión de la RED ELECTRICA NACIONAL.

Esta situación obliga a que ETESA deba expandir su capacidad de transmisión de datos digitales con la finalidad de llevar las telecomunicaciones de voz, datos y videos desde los diferentes Agentes de Generación hacia el Centro de Control de Despachos del CND, por tal motivo se requiere de la interconexión por fibra de los sitios de Valbuena, Cerro Chimenea y Cerro Taboga, con ello, se cumple con el cometido para que el CND pueda supervisar y controlar el flujo de Energía desde los Agentes de Generación hacia los Agentes de Distribución de forma confiable y segura para que cada usuario final reciba la energía requerida en sus hogares ó lugares de trabajos, industrias, etc.

ANTECEDENTES

ETESA actualmente cuenta con una RED de comunicaciones que les ofrece el servicio de transporte de las señales de Voz, Datos y Video desde las subestaciones hacia el CND y permite la coordinación de las diferentes Operaciones que así lo requiera el Sistema entre operadores en campo, supervisores, Agentes y controladores del Centro Nacional de Despacho. Esta operación se ha estado brindando desde la creación del IRHE. Sin embargo al transcurrir de los años las tecnologías han cambiado y así mismo los han hecho los sistemas de comunicaciones satisfaciendo las necesidades que se requieren. En estos momentos en que las Demanda Energética Crece el sistema de comunicaciones que posee ETESA deber expandir su capacidad de trasmisión y la confiabilidad del transporte de las señales por lo que se deben realizar modificaciones y actualizaciones a la RED existente puesto que ETESA está obligada a suministrar los servicios de Teléfonos Rojo, Teléfonos Crema, SCADA, Sistema Troncal a los nuevos Agentes, Es por ello que se desean realizar las Interconexiones por fibra ópticas de los sitios de Valbuena, Cerro Chimenea, Cerro Taboga con la finalidad de dar robustez, capacidad de transmisión y confiabilidad a las comunicaciones de los nuevos Agentes que se están Integrando en Zona 3 y con ello el CND podrá coordinar y operar en forma segura el creciente números de Agentes que se están integrando.

OBJETIVO GENERAL

Implementar los enlaces ópticos de los sitios de Valbuena, Chimenea y Taboga con la finalidad de ampliar la capacidad de transmisión de voz, datos y videos de forma segura, confiable y eficaz puesto que el número de Agentes Generadores en el área de Zona 3 esta aumentado y con ello garantizar un buena supervisión del la RED ELECTRICA NACIONAL.

Con una buena comunicación entre Agentes del Mercado, Los Centros de Despachos del los Agentes y el CND se garantiza que la energía eléctrica llega de manera permanente, estable (sin fluctuaciones) y confiable desde los centros de Generación hasta los usuarios finales.

ALCANCE

El proyecto consiste en integrar los sitios de Valbuena, Cerro Chimenea y Cerro Taboga mediante una interconexión de fibra óptica

19. Cerro Chimenea, Ubicado en Hornito-Gualaca, Provincia de Chiriquí.
20. Valbuena, Ubicada en David, Provincia de Chiriquí.
21. Cerro Taboga, Ubicada en Llano Sanchez, Provincia de Coclé.

JUSTIFICACIÓN TECNICA

SITIO VALBUENA

- Cuenta con una capacidad de 8E1
- Capacidad utilizada 8E1
- Capacidad de expansión con el equipo actual ninguna
- Agentes Integrados Planta de Bajo de Mina, Planta de Baitum
- Agentes Futuros Subestación Dominical, Planta EL Alto, Planta Monte Lirio, Planta Pando
- Disponibilidad para llevar servicios a nuevos Agentes ninguna

SITIO CHIMENEA

- Cuenta con una capacidad 16E1
- Capacidad utilizada 15E1
- Capacidad de expansión 1E1
- Agentes Integrados por este sitio:
    - Planta Bajo de Mina
    - Planta la Estrella
    - Planta Los Valles
    - Planta Fortuna
    - Planta Gualaca
    - Planta Lorena
    - Planta Prudencia
    - Planta Esti
    - Planta Pedregalito I
    - Planta Pedregalito II
    - Planta Mendre I
    - Planta AES Changuinola
    - Planta Planeta Verde I
    - Planta Paso Ancho
- Agentes futuros
    - Planta Mendre II
    - Planta Cochea 2
    - Planta Cochea 1
    - Planta Barro Blanco
    - Planta Bonyic
    - Planta Planeta Verde 2
    - Planta el Síndigo
    - Planta Perla Norte
    - Planta Perla Sur
    - Planta Macano
    - Planta Hidroconcepción
    - Existen otros Agentes que aun no han iniciado sus trámites ante ETESA
- Disponibilidad para llevar servicios de Agentes nuevos(solo para 4 Agentes nuevos)

SITIO TABOGA

Este sitio por ser punto intermedio en la columna principal de la RED de Comunicaciones de trasmisión de ETESA debe llevar todos los servicios que se

requieren en zona 3 por lo tanto llevara lo que se requiere en Chimenea y Valbuena simultáneamente.

- Cuenta con una capacidad de 4E1
- Capacidad utilizada 4E1
- Capacidad de expansión con el equipo actual ninguna
- Agentes Integrados:
    - S/E Veladero
    - S/E Chorrera
    - Servicios de los A
- Servicios suministrados para los Agentes:
    - Planta Bajo de Mina
    - Planta la Estrella
    - Planta Los Valles
    - Planta Fortuna
    - Planta Gualaca
    - Planta Lorena
    - Planta Prudencia
    - Planta Esti
    - Planta Pedregalito I
    - Planta Pedregalito II
    - Planta Mendre I
    - Planta AES Changuinola
    - Planta Planeta Verde I
    - Planta Paso Ancho
    - Agentes Futuros Servicios para: Planta Mendre II
    - Planta Cochea 2
    - Planta Cochea 1
    - Planta Barro Blanco
    - Planta Bonyic
    - Planta Planeta Verde 2
    - Planta el Síndigo
    - Planta Perla Norte
    - Planta Perla Sur
    - Planta Macano
    - Planta Hidroconcepción
    - Existen otros Agentes que aun no han iniciado sus trámites ante ETESA
- Disponibilidad para llevar servicios a nuevos Agentes ninguna

Características de las Interconexiones por fibras ópticas

- Cable de fibra óptica con características de la norma ITU G. 655
- Cable con capacidad de 24 fibra mono-modos
- Postes de concretos para llevar el cable ADSS
- Herrajes de soporte de fibra ópticas y loop de reservas
- Distribuidores ópticos para albergar 24 fibras con conectores FC UPC en ambos extremos.
- Rack de anclajes de equipos y distribuidores ópticos para cada extremo del enlace.
- Equipos SDH modelo 9500 en cada extremo equipados para transportar:
    - Ethernet, 32 E1s
    - 12 Canales de Voz FXS
    - 12 canales de voz FXO
    - 16 Canales de datos en RS 232
    - Redundancia óptica
    - Redundancia en fuente de -48 vdc
    - Redundancia en tarjeta de control
    - Módulos de repuestos unos de cada uno para cada enlace propuesto

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Realizar estas interconexiones por fibra ópticas nos permitirá integrar una gran cantidad de Agentes futuros así como ofrecerles otros servicios agregados para una buena administración de la RED ELECTRICA NACIONAL y en caso de incrementarse drásticamente la necesidad de servicios permite la expansión del sistema colocando simplemente uno modulo ópticos de mayor jerarquía al equipo actual o bien instalando equipos terminales de mayor capacidad de tráfico, en cualquiera de los casos para maneja más servicios no se requiere de instalar mas fibras.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO

De no realizarse el proyecto de interconexión de estos sitios mediante el uso de fibras ópticas, los servicios tales como Tele protecciones, SCADA, WAN, telefonía (rojo y Beige) se verían limitados y se afectaría la integración de cualquier nuevo Agente que desee integrase al RED ELECTRICA NACIONAL con lo cual ETESA estaría incumpliendo con la normativa existente de que ETESA está obligado a Suministrar los servicios básicos antes mencionados.

Esta condición ocasiona que el personal que administra la Red de Transmisión Eléctrica a Nivel Nacional (Despachadores del CND) no pueda supervisar adecuadamente la operación del SIN y además de no poder coordinar las operaciones que requiere efectuar al CND con los diferentes Agentes Generadores para subir o bajar cargas según la necesidades reales del sistema eléctrico que podría ocasionar inestabilidad en la RED ELECTRCIA

INDICADORES ECONÓMICOS

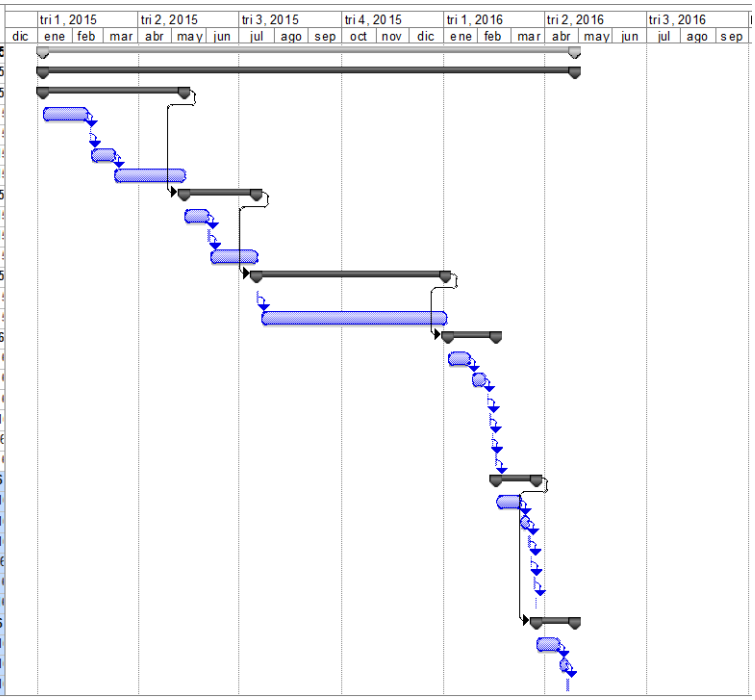
Detalle			
	MONTO	PORCENTAJE(%)	
	US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN			
SUMINISTRO	300,000	60%	71%
OBRAS CIVILES	60,000	12%	14%
MONTAJE	60,000	12%	14%
COSTO DIRECTO TOTAL	**420,000.00**	**84%**	**100%**
COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
DISEÑO	12,600	3%	
INDEMNIZACIONES			
SERVIDUMBRE			
EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	16,800	4%	
INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	16,800	4%	
INPREVISTOS	21,000	5%	
INSPECCIÓN	12,600	3%	
TERRENO			
GASTO FINANCIERO			
OTRO GASTO			
SUB-TOTAL	**79,800**	**19%**	
GRAN TOTAL	**499,800**		

AÑO 2015 – FLUJO DE DESEMBOLSO

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	300,000												300,000
OBRAS CIVILES	60,000												60,000
MONTAJE	60,000												60,000
DISEÑO	12,600												12,600
ADMINISTRACIÓN	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680			16,800
ING. Y SUPERVISION	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680			16,800
INSPECCIÓN								12,600					12,600
IMPREVISTOS								21,000					21,000

Plan de Trabajo 2015

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo
0	**Enlaces de Fibra Óptica**	**342 días?**	**lun 05/01/15**
1	**RESUMEN**	**342 días?**	**lun 05/01/15**
2	**Ingenieria y administracion**	**91 días**	**lun 05/01/15**
3	Pliego de Cargos	30 días	lun 05/01/15
4	Solicitud de compra	1 día	lun 16/02/15
5	Trámite de alquiler de postes a distribuidora	15 días	mar 17/02/15
6	Contrato de alquiler	45 días	mar 10/03/15
7	**Etapa de Contratacion Publica**	**47 días**	**mar 12/05/15**
8	Publicacion y Propuestas	15 días	mar 12/05/15
9	Evaluacion Tecnica	2 días	mar 02/06/15
10	Refrendo	30 días	jue 04/06/15
11	**Etapa de Suministro**	**122 días**	**jue 16/07/15**
12	Orden de Proceder	2 días	jue 16/07/15
13	Suministro	120 días	lun 20/07/15
14	**Etapa de Instalacion - TABOGA**	**32 días**	**lun 04/01/16**
15	Obras Civiles	15 días	lun 04/01/16
16	Instalacion de cable ADSS	10 días	lun 25/01/16
17	Empalmes	2 días	lun 08/02/16
18	Instalacion de ODF	2 días	mié 10/02/16
19	Pruebas	1 día	vie 12/02/16
20	Instalacion y config. De equipos de Fibra	2 días	lun 15/02/16
21	**Etapa de Instalacion - Chimenea**	**25 días?**	**mié 17/02/16**
22	Obras Civiles	15 días	mié 17/02/16
23	Instalacion de Cable ADSS	5 días	mié 09/03/16
24	Empalmes	2 días	mié 16/03/16
25	Instalacion de ODF	1 día?	vie 18/03/16
26	Pruebas	1 día?	lun 21/03/16
27	Instalacion y Configuracion de Equipos de Fi	1 día?	mar 22/03/16
28	**Etapa de Instalacion - Valbuena**	**25 días?**	**mié 23/03/16**
29	Obras Civiles	15 días	mié 23/03/16
30	Instalacion de Cable ADSS	5 días	mié 13/04/16
31	Empalmes	2 días	mié 20/04/16



ADQUISICIÓN DE DOS GENERADORES ELECTRICOS PARA LA CASETA DE COMUNICACIÓN DE CERRO JEFE Y BAYANO

AÑO DE EJECUCIÓN 2014

ANTECEDENTES:

Los sitios de comunicaciones cuentan con un generador eléctrico como respaldo para cuanto en dichos sitios hay problemas con el fluido eléctrico y hay problemas con las lluvias y se va el fluido eléctrico en dicho sitio.

OBLETIVO:

EL objetivo es adquirir dos generadores eléctricos uno para el sitio de Cerro Jefe y otra para Bayano. Además en el sitio de Cerro Jefe estamos teniendo muchos problemas con el fluido ya que cuando se nos va la luz este sitio queda sin energía casi de 8 a 12 horas sin fluido. Además estos dos sitios no fueron contemplados en el proyecto anterior por eso se están solicitando ahora para adquirirla para dichos sitios.

ALCANCE:

Adquirir dos generadores eléctricos con su respectivo transfer uno para el sitio de Cerro Jefe y para el sitio de Bayano para el problema de daños en el sistema de distribución eléctrica.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE LA PLANTA:

Grupo Electrógeno para aplicación Emergencia 208 volts, 3 fases ,1800 RPM, 60 HZ. según las siguientes características:

Motor

- 4 cilindros en líneas, 4 tiempos, turbo. cargado. Desplazamiento 3.3 Ltd.

SISTAMA DE ADMISIÓN DE AIRE

- Filtro del tipo seco con indicador de servicio.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

- Bomba centrifuga para agua
- Regulador
- Radiador montado en la maquina

SISTEMA DE ESCAPE

- Múltiple de escape de tipo seco
- Silenciador
- Codo de 90° y adaptadores
- Uniones flexibles para aislar las vibraciones de la maquina

SISTEMA DE COMBUSTIBLE

- Bomba de transferencia de combustible en el motor
- Filtros de combustible
- Mangueras para combustible entrada y salida al motor
- Utiliza combustible #2 (preferible bajo de azufre)
- Bomba de ceba manual para el sistema de combustible
- Tanque principal de combustible.

SISTEMA DE LUBRICACIÓN

- Respiraderos del motor
- Bomba de aceite movida por engranajes
- Enfriador de aceite montado en el motor
- Varilla medidora de nivel de aceite

GENERADOR

- 12 puntas – 3 fases 60hz,4 polos
- Regulador de voltaje CAT r250
- Excitador, (sin escobillas)
- Aislamiento clase H
- Interruptor 3 polos

PANEL DE CONTROL POWER WIZARD 2.0

- Comunicación remota via Modbus
- Guarda 20 eventos de falla
- Reloj de tiempo real
- Instrumentación digital

MOTOR

- Temperatura del refrigerante
- Presión de aceite
- RPM
- Horas de servicio
- Voltaje de las baterías

GENERADOR

- Voltímetro
- Amperímetro
- Frecuencímetro
- KW, KVA, KVAr, Factor de Potencia, KW horas, KVAr horas

SISTEMA DE ARRANQUE

- Motor de arranque 12 VDC
- Batería y su estante
- Cables para las baterías
- Cargador para las baterías. 12 VDC 5 Amps.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL TRANSFER.

Tablero de transferencia Automático ASCO serio 7000, 260 Amperios, 208 voltios, 60 Hz, NEMA 1, tipo contactor, Trifásico de tres polos y cuatro hilos, aprobado por UL.

CARACTERÍSTICAS:

- Gabinete NEMA 1
- Contacto de arranque
- Contacto auxiliar fuente normal
- Contacto auxiliar fuente de emergencia
- Botón de prueba
- Luces piloto indicando posición en que encuentre el interruptor
- Barra para neutro
- Ejercitador de la planta
- Temporizador para señal de arranque de la planta eléctrica
- Temporizador para transferencia de la planta
- Temporizador para enfriamiento del generador
- Sensores de Voltaje y frecuencia en circuito de emergencia
- Dispositivo para operación manual
- Accesorio de comunicación 72E

INDICADORES ECONÓMICOS

1	Detalle			
2		MONTO	PORCENTAJE(%)	
3		US$	SUMINISTRO	C.DIRECTOS
4				
5	**COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCIÓN**			
6				
7	SUMINISTRO	70,983	57%	67%
8	OBRAS CIVILES	20,000	16%	19%
9	MONTAJE	14,339	11%	14%
10				
11	**COSTO DIRECTO TOTAL**	**105,321.57**	**84%**	**100%**
12				
13	COSTO INDIRECTO DE CONSTRUCCIÓN			
14				
15	DISEÑO	3,160	3%	
16	INDEMNIZACIONES			
17	SERVIDUMBRE			
18	EIA (ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL			
19	GASTO ADMINISTRATIVO (ETESA)	4,213	4%	
20	INGENIERIA Y SUPERVICION (ETESA)	4,213	4%	
21	INPREVISTOS	5,266	5%	
22	INSPECCIÓN	3,160	3%	
23	TERRENO			
24	GASTO FINANCIERO			
25	OTRO GASTO			
26				
27	**SUB-TOTAL**	**20,011**	**19%**	
28	**GRAN TOTAL**	**125,333**		

FLUJO DE DESEMBOLSO AÑO 2014

ETAPA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SUMINISTRO	70,983												70,983
OBRAS CIVILES													20,000
MONTAJE						2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390		14,339
DISEÑO	1,053	1,053	1,053										3,160
ADMINISTRACIÓN	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421			4,213
ING. Y SUPERVISION	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421			4,213
INSPECCIÓN	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316			3,160
IMPREVISTOS								5,266					5,266

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

REALIZACIÓN DEL PROYECTO

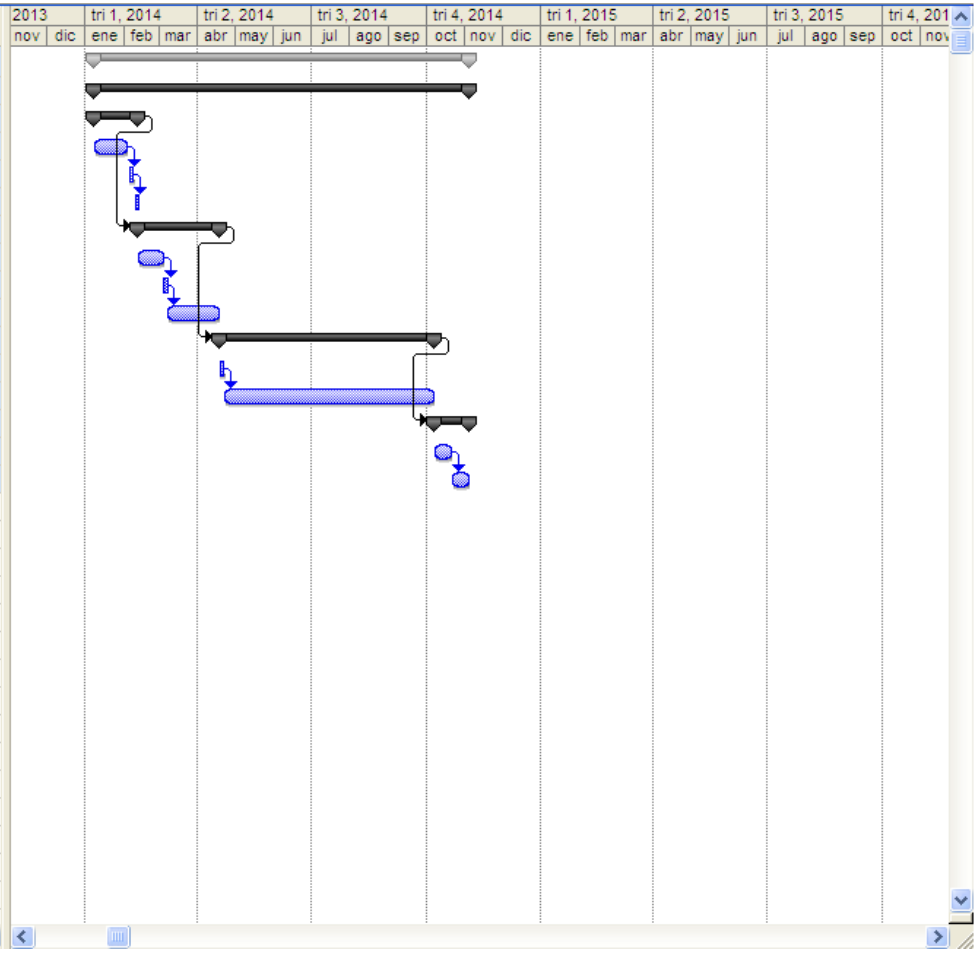
- Evita que los equipos del sistema de comunicación no queden tanto tiempo sin energía eléctrica
- Esto ayudaría a que el banco de batería no sufra descaste por estar tanto tiempo sin fluido eléctrico.
- Esto evitaría que si el sitio quede sin fluido tanto tiempo el sistema se caiga porque las baterías no aguanten.
- Permitiría que el sistema tenga mucha más confiabilidad por falta del fluido eléctrico.
- Tener un sistema de comunicación optimo para hacer le frente a la exigencia del mercado y seguir brindando los servicios tanto para la red interna de ETESA, como los agentes del mercado que soliciten conexión a ETESA.

NO REALIZACIÓN DEL PROYECTO:

- El banco de batería sufre descaste en la cual podría dañar y generar más gasto a la empresa.
- A si permitiría que el sistema no fuese confiable ya que el banco de batería puede colapsar y se perdería la comunicación del sitio.
- Evitar daños a los equipos por tantos problemas de falta de fluido eléctrico en dicho sitios.
- Evitaría que por falta de fluido eléctrico el personal tendría que ir a por un generador extra para la alimentación de dicha caseta la generaría gasto en sobre tiempo a la empresa.

PLAN DE TRABAJO
Año 2014

	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
0	GENERADORES ELECTRICOS	215 días	mar 07/01/14	lun 03/11/14
1	RESUMEN	215 días	mar 07/01/14	lun 03/11/14
2	Ingenieria y administracion	26 días	mar 07/01/14	mar 11/02/14
3	Pliego de Cargos	20 días	mar 07/01/14	lun 03/02/14
4	Solicitud de compra	4 días	mar 04/02/14	vie 07/02/14
5	Orden de compra	2 días	lun 10/02/14	mar 11/02/14
6	Etapa de Contratacion Publica	47 días	mié 12/02/14	jue 17/04/14
7	Publicacion y Propuestas	15 días	mié 12/02/14	mar 04/03/14
8	Evaluacion Tecnica	2 días	mié 05/03/14	jue 06/03/14
9	Refrendo	30 días	vie 07/03/14	jue 17/04/14
10	Etapa de Suministro	122 días	vie 18/04/14	lun 06/10/14
11	Orden de Proceder	2 días	vie 18/04/14	lun 21/04/14
12	Suministro	120 días	mar 22/04/14	lun 06/10/14
13	Etapa de Instalacion	20 días	mar 07/10/14	lun 03/11/14
14	Instalación en Cerro Jefe	10 días	mar 07/10/14	lun 20/10/14
15	Instalación en Bayano	10 días	mar 21/10/14	lun 03/11/14



JUSTIFICACIÓN DE PRECIO PARA EL EDIFICIO DE LA NUEVA SEDE ETESA

I. ANTECEDENTES:

El 14 de marzo del 2013 se inició el proceso para el diseño y desarrollo de los planos para la nueva sede de la EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A., ubicada en Clayton, Calle Alberto Oriel Tejada en la provincia de Panamá.
Es una propuesta que incluye áreas como:

1. Centro Nacional de Despacho
2. Gerencia de Operaciones y Mantenimiento
3. Gerencia General (Sun Tower)

Diseñada con las nuevas corrientes arquitectónicas, utilizando la corriente de oficinas abiertas, garantizando un máximo confort del espacio con visibilidad de otras áreas; brindado una mejor relación y producción del recurso humano.
Esta estructura presenta otras facilidades como: cafeterías, áreas deportivas, salones de capacitación, 300 estacionamientos aproximadamente para colaboradores y vehículos de flota techados en un 95%, así como también espacios para expansión futura, superando en 10,000m² de construcción a la opción proyectada en 2010.
Cabe destacar que debido a la planimetría del terreno, es necesario realizar un movimiento de tierra considerable para la adecuación y construcción del proyecto, esto incluye muros de reten y una estructura fuerte y estable.
En cuanto a equipamiento y conexión, está diseñado para afrontar caídas de sistemas eléctricos respaldados como primera opción por 2 plantas eléctricas de capacidad suficiente para darle la energía necesaria al edificio, sistemas de respaldo de CPU y redundancia en aires acondicionado en zonas estratégicas.
En cuanto a sistemas de alarma y prevención cuenta con sistema especializado de alarma contra incendios en todo el edificio, incluyendo rociadores, así como tecnología en monitorización de sistemas energéticos, cámaras de seguridad, y sistemas de entrada y salida.
El sistema de iluminación fue diseñado de la mano con LUTRON para garantizar una real amortización en cuanto a consumo energético.
El sistema de aire acondicionado se presenta con enfriadores de agua (CHILLER) en donde la inversión inicial es alta pero el mantenimiento y consumo energético es mucho menor en comparación a otro sistema, dando un buen margen de amortización a mediano plazo.
Arquitectónicamente está pensado para aprovechar la salida y puesta de sol, con sistemas de fotoceldas y paneles solares que alimentan a zonas comunes e iluminación nocturna incluyendo ventanas con opciones de abertura para ventilación directa si es requerida.
Actualmente gran parte de las oficinas de ETESA son arrendadas, ubicando a ETESA en desventaja estratégica a la hora de movilización de personal sin olvidarnos de los costos pagados a los dueños de edificios a lo largo de los años.
En el año 2010 se realizaron esfuerzos para el diseño de un proyecto ubicado en el corregimiento de Betania, distrito de Panamá, provincia de Panamá, en un lote propiedad de ETESA, proyectando una galera destinada para almacén, y un edificio para la gerencia de operaciones y mantenimiento (GOM) con una área total de 8,000m² de construcción.

El mismo fue diseñado sin tomar en cuenta las nuevas corrientes arquitectónicas para garantizar ahorros energéticos, proyectándose en un edificio con una inversión inicial más baja pero con un mantenimiento más costoso y menos funcional.
Esta Opción no garantizaría que todas las oficinas de ETESA, incluyendo CND y Gerencia General estuvieran ubicadas en un solo sitio, manteniendo los altos costos de movilización y logística.

II. RESUMEN DE AREAS Y COSTOS

- **AREAS DEL EDIFICIO DE BETANIA (Gerencia General, CND, GOM, Almacén, Facilidades deportivas)**
  - Área Cerrada: 16,028.30 m²
  - Área Abierta/Techada/Losas 7,887.55 m²

Total 23,915.85 m²
Costo por metro cuadrado global B./1,045.43
Costo de construcción aproximado **B./25,000,000.00**
Project Management por parte de ETESA **B./2,500,000.00**
TOTAL B./27,500,000.00

- **AREAS DEL EDIFICIO DE CLAYTON (GOM, Almacén)**
  - Área Cerrada: 8,000.00 m²

Costo de construcción aproximado **B./4,919,631.87**
Project Management por parte de ETESA **B./196,785.27**
TOTAL B./5,116,417.14

*Estos costos no incluyen el terreno ni mobiliario de oficina.

PREPARADO POR:

JESÚS ORLANDO ARIAS S.
Arquitecto

PLANTA GENERAL DE INFORMATICA

1. ACTUALIZACIÓN SITIOS WEB	**Justificación** La actualización de los sitios Web es una necesidad demandada no solo por las actualizaciones tecnológicas; sino por la incorporación e interacción de información útil para todos los interesados (agentes, ciudadanos, colaboradores, etc.). Entre las actualizaciones más relevantes tenemos: • CND o Reemplazo del Lotus Note como plataforma de publicación de informes, publicar los mismos en el servidor Web y ofrecer mejores facilidades para los Agentes del Mercado Eléctrico. o Mejorar la publicación de ofertas del Mercado Eléctrico con el fin de hacerlo desde el sitio Web del CND, evitando la entrada a la red de ETESA de los agentes del mercado eléctrico, mejorando aspectos de seguridad interna. • ETESA o Mejorar aplicación para entrega de información por parte de agentes del mercado eléctrico, para la elaboración del plan de Expansión de Generación. o Crear base de datos Web con la descripción completa de los proyectos de Generación. • HIDROMET o Mejorar presentación de información hidrometeorológica relacionada con el manejo de embalses y data de lluvias. o Creación de sección para la presentación de data agrometeorológica.
	Impacto El impacto es una mayor visibilidad y transparencia de las operaciones e información relevante a presentar. Las nuevas actualizaciones permitirán una eficiente navegación con un mejor desempeño costo-eficiencia tanto para ETESA como para los intereses de los actores que usan los sitios web; tales como los agentes del mercado eléctrico y la Autoridad de los Servicios Públicos. Las actualizaciones también permitirán el desarrollo de nuevas iniciativas tipo WEB.

2. WSUS SCM (WINDOWS SERVER UPDATE	**Justificación** Controlar de forma segura el acceso a equipos remotos, además de la posibilidad del manejo de parches con el

SERVICES)	Windows Server update Services, diagnostico, reparación remota y distribución de software, etc.
	Impacto
	Mejoramiento del tiempo de respuesta y reducción de eventos que puedan reducir el tiempo productivo de los colaboradores. Además permite un control sobre el uso autorizado del software y sus debidas actualizaciones.
3. UPGRADE DE TELÉFONOS IP	**Justificación**
	Adquisición de Teléfonos IP, para el reemplazo natural por obsolescencia y crecimiento de usuarios; además se contaría con un pool de contingencia.
	Impacto
	Mejoras y desarrollos de nuevas iniciativas de comunicación y colaboración por medio de las actualizaciones de los Ip Phone. Además del impacto directo de contar con teléfonos con mayores funciones "per se".

4. EXCHANGE SERVER	**Justificación**
	Disponer de nuevas funciones integradas como nuevas búsquedas con mayor nivel de detalle sobre múltiples buzones y creación de políticas de retención para proteger la información empresarial que se envía o recibe por correo electrónico.
	Impacto
	El mayor impacto es un sentido de productividad dado que existirá un mayor control pero a la ves mayor diversidad de ventajas tanto para el usuario final como para la administración del servicio de correo.

5. ORACLE	**Justificación**
	La mayor justificación estriba en que las actualizaciones nos permiten tener derechos de actualizaciones del versiones del producto, actualizaciones de parches, acceso a base de datos de conocimientos, acceso a centro de atención, entre otros. Estas actualizaciones toman mayor relevancia, puesto que Oracle es la Base de Datos donde reside información sensitiva y sumamente relevante para ETESA.
	Impacto
	Aseguramiento del diligenciamiento y administración de la información, conllevando que los esfuerzos de mantenimiento, acceso, control , seguridad y continuidad se den de manera efectiva por contar con respaldo directo del fabricante.

6. VMWARE	**Justificación**
	El uso de tecnología de virtualización de servidores está

	aumentando en las organizaciones de todos los tamaños y en todas las industrias alrededor del mundo. La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. cuenta con una plataforma virtual y un “pool” de recursos donde corren mas de 22 equipos virtuales que proporcionan diferentes servicios a la empresa, como son: Base de Datos, Antivirus Corporativo, Aplicación de Marcaciones, Fast Track, SIG, Monitoreo de Servidores de Misión crítica entre otros. Hemos consolidado la carga de trabajo en menos servidores utilizando menos espacio físico y optimizando el uso de energía eléctrica. La Gerencia de Tecnología busca las maneras de conservar el impulso, continuar acelerando la implementación de virtualización de servidores y al mismo tiempo, implementar una infraestructura que satisfaga las necesidades de nuestro negocio.
	Impacto
	Haciendo la transición de nuestras aplicaciones a servidores virtuales, se obtiene un mayor tiempo activo, una mayor disponibilidad y protección de recuperación ante desastres. La eficacia energética, la eficacia en enfriamiento y en espacio constituyen beneficios adicionales de la virtualización que proporcionan significativos avances operativos y enormes ahorros financieros. La plataforma utiliza productos de virtualización VMWARE ya que brinda Estabilidad, Escalabilidad, Administración, Alta Disponibilidad, Flexibilidad y Crecimiento.

	Justificación
7. **BACKUP DEL CORE DE COMUNICACIONES**	La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. cuenta en la actualidad con un sistema de comunicaciones de primer orden el cual combina las mejores tecnologías para el manejo y transporte de la información a todo lo largo del país. Uno de los puntos más neurálgicos para ETESA y la Gerencia de Senior de TI es el núcleo de comunicaciones el cual controla el transporte de información relacionada con los procesos de DataCenter de la organización. Estas funciones comprenden: Sistemas de información, servicios de mensajería electrónica, almacenamiento de archivos, base de datos de acceso, Internet, sistemas de respaldos entre otros.

	Por lo anterior expuesto se requiere un sistema de contingencia que permita al núcleo (CORE) trabajar en una plataforma de tolerancia a fallas y así darle continuidad, protección y disponibilidad a la información tan sensitiva e irremplazable de ETESA. El equipo recomendado debe ser capaz de soportar la carga de los servicios conectados a él y brindar el desempeño requerido para hacer casi imperceptible las fallas de comunicación que se den en el equipo principal. La tecnología manejada actualmente es Cisco por lo que el nuevo dispositivo debe ser completamente compatible con este ambiente.
	Impacto
	Al contar con un sistema de tolerancia a fallas, ETESA incrementa en casi un 100% el aseguramiento de la disponibilidad y acceso a la información que transita por sus redes y garantiza la confiabilidad en la entrega y recepción de la información interna en primera instancia, la cual origina productos y servicios para sus distintos clientes externos.

	Justificación
8. **CUADRO DE MANDO INTEGRAL**	El Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard) constituye una de las herramientas más eficaces para implementar y llevar a la práctica el plan estratégico de la Compañía. En la gestión estratégica de una compañía, no basta con gestionar únicamente los indicadores financieros, lo que conlleva un énfasis excesivo en la consecución de resultados a corto plazo. Hay que tomar cuenta todos los indicadores que arrojan resultados y que tomados en su conjunto nos llevan a ver el desempeño de la empresa. El Cuadro de Mando Integral representa la canalización de los esfuerzos por recabar, compilar, analizar, estructurar y definir los indicadores de la empresa y así conocer el "dónde nos encontramos" y definir las acciones necesarias para determinar "en donde se quiere estar" en términos de desempeño y funcionamiento óptimos.
	Impacto

	Ordenamiento y control de los factores que inciden en el desempeño de la empresa; conllevando entre otras cosas: • Adecuación de la estratégica corporativa • Afinamiento de los mecanismos para el logro esperado los objetivos estratégicos • Mejoramiento de la percepción empresarial • Acondicionamiento de políticas para mejoras a los colaboradores, puesto que el cuadro de mando integral también indicadores de satisfacción laboral y rendimiento por unidad.

9. **OFFICE 2012**	**Justificación**
	Mejorar el trabajo organizacional por medio de la utilización de versiones sincronizadas cumpliendo más rápidamente con fechas límite, compartiendo documentos, permitiendo editar el mismo archivo a la vez con otras personas, incluso desde lugares diferentes y difundir presentaciones.
	Impacto
	Los colaboradores maximizarán su productividad en el uso eficiente del tiempo al hacer uso de las funciones de este paquete de ofimática.

10. **FLOTA VEHICULAR**	**Justificación**
	Estamos confrontando serios problemas con el modulo actual de Flota, está programado en Visual Basic, se hace ya indispensable su migración a Máximo, software con el cual ya contamos. Máximo es una herramienta robusta que nos brindará la administración y control necesario de esta operación.
	Impacto
	Sistema administrativo vehicular para el correcto control de estos activos, gastos y mantenimientos que se generen.

11. **NOMINA Y RRHH**	**Justificación**
	El sistema actual posee una versión obsoleta (aprox. del año 1999), el cual no permite modificaciones necesarias acordes con la realidad actual, por ejemplo: esta aplicación es Cliente Servidor el cual conlleva actualizaciones maquina por máquina en cada modificación realizada. Además los cambios requieren esfuerzos adicionales para la creación de ambientes exclusivos para las modificaciones, así como implementación de nuevas necesidades definidas por las unidades gestoras. Los sistemas aplicativos también sufren niveles de obsolescencia causando entre otras cosas, esfuerzos y gastos extras en su mantenimiento y adecuación; por lo tanto, es necesario en la planificación de inversiones, la adquisición de un nuevo Sistema de Nomina y RRHH; con lo cual, se estará a tono con las exigencias tecnológicas y de funcionalidad de los procesos de Nomina y Recursos Humanos.
	Impacto

	Tecnología actualizada WEB permite entre otras cosas, eficiencia en el proceso de nomina, desarrollo de informes requeridos y una mayor flexibilidad en la incorporación de modificaciones y nuevas necesidades. Por otro lado, proporcionará flexibilidad necesaria para gestionar los asuntos relacionados a los colaboradores, obteniendo con esto un enfoque más personalizado y efectivo. En la nueva inversión en el 2014, la herramienta incluirá entre otras cosas, capacidad de autoservicio Web.

12. ACTUALIZACIÓN X86	**Justificación**
	Actualmente existen equipos obsoletos lo cual repercute en bajo rendimiento, equipos fuera de garantía con el riesgo creciente de un funcionamiento inadecuado o fallas que pueden poner en peligro la operatividad de la empresa.
	Impacto
	Al tener el concepto de "granja de servidores" de tecnología probada y normalizada en el mercado, se maximiza el uso de los recursos ya que entre otras cosas los mismos se comparten, mejorando el rendimiento y desempeño; además los equipos están cubiertos de cualquier inconveniente por estar dentro de garantías.

13. ACTUALIZACIÓN EBSUITE	**Justificación**
	En estos momentos nos encontramos con una versión que ya no está siendo soportada por ORACLE, es sumamente urgente ejecutar este proyecto.
	Impacto
	Nueva versión de esta aplicación medular, significa no solo una mera mejora tecnologica de versión, sino una mejora significativa en las nuevas funciones, interfaces y la forma de abordar los procesos. Esta aplicación incorpora las "best practices" del mercado, con lo cual es dinámico y por lo tanto aplicable a sus proceso y uso de los mismos por parte de ETESA.

14. ACTUALIZACIÓN DE EQUIPO DE SEGURIDAD	**Justificación**
	Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una compañía que maneja información acerca del servicio eléctrico, información interna e información de socios de negocios.

	Es evidente que cada día se generan nuevos riesgos y amenazas de seguridad lógica y los riesgos conocidos se acrecientan, poniendo en peligro la estabilidad de la continuidad de las operaciones de una empresa. ETESA, no escapa a esta amenazas, con lo cual, su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.
	Impacto
	Impactos inmediatos, basados en un reforzamiento de la estrategia de seguridad, por medio de actualizaciones de equipos de seguridad. Estos equipos cuentan con la última tecnología (tanto hardware como software), para minimizar los riesgos, a un punto que no logren hacer daño a la información o bien reducirlos de forma que se puedan manejar.

15. ACTUALIZACIÓN DE EQUIPO TECNOLÓGICOS DE USUARIOS FINALES (PC, LAPTOP, PRINTER, UPS)	**Justificación**
	La obsolescencia tecnológica es un hecho de la cual ninguna empresa se puede abstraer. ETESA cuenta con equipos de usuarios finales (Pc, laptop, printer y ups) que eventualmente sufrirán esta obsolescencia, manifestándose con un rendimiento deficiente (ante el creciente uso de procesamiento de información), cobertura de garantías expiradas, soporte de parte del fabricante descontinuado, exigencias de mayor velocidad de nuevas aplicaciones, entre otros.
	Impacto
	El contar con un equipo nuevo, aparte de la cobertura de garantía y soporte del fabricante, el colaborador de ETESA, maximiza el uso del tiempo y el manejo oportuno de la información, dado que contará con una herramienta de trabajo idónea y eficiente.

16. DATA CENTER ETESA Y CND (EDIFICIO NUEVO)	**Justificación**
	Al efectuarse una inversión y posterior mudanza de oficinas y equipos centrales de cómputo (servidores, equipos de comunicación, etc.) a un nuevo edificio, es necesario contar con una estructura, que soporte una variedad de eventos naturales potencialmente catastróficos, tales como: huracanes, inundaciones, terremotos de cierto grado. Por otro lado, dicha estructura también debe contar con la capacidad de hacerle frente a riesgos premeditados, por

	ejemplo: accesos lógicos no autorizados, incluso acciones mal intencionadas. Es primordial que la estructura sea un Data Center con todas las normas de las mejores practicas mundiales, con lo cual, se garantizaría salvaguardar activos físicos y lógicos (información), que a su ves aseguraría la continuidad de las operaciones de ETESA.
	Impacto
	Las ventajas son tangibles: Continuidad de los servicios informáticos y por lo tanto continuidad de las operaciones de ETESA, cobertura de eventos sean estos naturales o no y control sobre los activos de cómputo central.

Inversión:

METAS	2013	2014	2015	2016	2017	Presupuesto
Actualización Sitios WEB	$ 100,000	$ 150,000				B/. 250,000.00
WSUS SCM (Windows Server Update Services /)	$ 15,000		$ 30,000			B/. 45,000.00
Upgrade de Telefónos IP	$ 50,000	$ 50,000	$ 50,000	$ 50,000	$ 50,000	B/. 250,000.00
Exchange Server	$ 100,000		$ 150,000			B/. 250,000.00
Oracle	$ 90,000	$ 90,000	$ 90,000	$ 90,000	$ 90,000	B/. 450,000.00
Actualización VMWare	$ 150,000			$ 150,000		B/. 300,000.00
Backup del Core de Comunicaciones	$ 70,000		$ 90,000			B/. 160,000.00
Cuadro de Mando Integral	$ 120,000	$ 20,000	$ 20,000	$ 20,000	$ 20,000	B/. 200,000.00
Office 2012	$ 140,000			$ 200,000		B/. 340,000.00
Flota Vehicular	$ 100,000		$ 230,000			B/. 330,000.00
Nomina y RRHH	$ 80,000	$ 700,000				B/. 780,000.00
Actualización x86	$ 1,000,000				$ 1,500,000	B/. 2,500,000.00
Actualización EBSuite	$ 750,000				$ 1,000,000	B/. 1,750,000.00
Actualización de Equipo de Seguridad	$ 18,000	$ 21,000	$ 11,000	$ 11,000	$ 11,000	B/. 72,000.00
Actualización de Equipos Tecnológicos de Usuarios Finales(PC, Laptops, Printer, UPS)	$ 210,000	$ 210,000	$ 210,000	$ 210,000	$ 210,000	B/. 1,050,000.00
Data Center					$ 750,000	B/. 750,000.00
Total Inversion	2,993,000.00	1,241,000.00	881,000.00	731,000.00	3,631,000.00	9,477,000.00

JUSTIFICACIÓN DEL REEMPLAZO DE LA FLOTA DE VEHÍCULOS PERÍODO 2014 A 2021 - ETESA

Los criterios considerados para el re-emplazo de la flota de ETESA son los siguientes:

1. *Años de Servicio*, los aspectos relevantes sobre este indicador son los siguientes:
   - *Período de depreciación establecido*: 5 años.
   - *Período de reemplazo en planeado (en ejecución)*: 8 años aproximadamente, considerando el retraso del programa de reemplazo, el cual se activó a partir del 2010 sacando de operaciones las unidades más viejas y en condiciones deplorables.
   - *Período Recomendado de Reemplazo*: 5 años en razón de la eficiencia operativa y costos de mantenimiento, el período de depreciación y la cobertura parcial que las aseguradoras establecen para unidades de mayor edad, por lo que los riesgos no cubiertos deben ser asumidos por ETESA.

     Para poder armonizar el *período de reemplazo planeado con el recomendado* se requiere realizar una inversión mucho mayor por año en el período 2014-2018, la cual depende de las prioridades del sector, por ahora se mantiene en 8 años.
   - Edad Actual de la Flota Período 2014-2021
     - *Más de 15 años*: 3 unidades (2.3%), camiones que exceden su vida útil y cuyas condiciones mecánicas son extremadamente pobres.
     - *De 10 y 14 años:* 12 unidades (9.2%), 3 camiones, 7 pickup y 2 camionetas.
     - *De 9 a 6 años*: 26 unidades (19.8%)
     - *De 5 años o menos*: 90 unidades (68.7%)con 9 años en operación y 9 unidades con 6 años de operación que datan del 2009 y que se plantea reemplazar en el 2017, que es el año en que se logra aproximar la fecha de reemplazo a los 5 años establecidos.

2. *Condiciones mecánicas*, evaluadas técnicamente, influyen en las variables de costo y tiempo perdido. En adición, el rendimiento óptimo del combustible se ve comprometido.

3. *Costo*, las reparaciones de tipo correctivo que se realizan están limitadas exclusivamente a mantener en operación el vehículo, reparaciones mayores o cambio de partes importantes no se consideran para no consumir recursos en repuestos de unidades que requieren ser reemplazadas.

4. *Impacto en la operación*, del total de la flota de ETESA, el 79% (108 u) es operativa y 21% (23 u) pertenece al área administrativa. Diferir el programa de reemplazo incide negativamente en la eficiencia de atención de los programas de mantenimiento y de los eventos del sistema de líneas de transmisión. La ubicación de las torres y de algunas de las subestaciones implica disponer de vehículos en buen estado y sin problemas de posibles fallos en razón de su condición y años de servicio. Las unidades están asignadas a correspondencia y las que forman parte del pool, tienen un uso intensivo y son funciones que deben disponer de unidades en buen estado para maximizar el tiempo de distribución

y rendimiento de combustible en el caso de correspondencia, y en el caso del pool, estas unidades sirven de apoyo al proceso principal de ETESA

5. *Adiciones*, consideradas mayormente en razón de la entrada en operación de la tercera línea en el 2016 que representa un aumento en la dimensión de la operación de ETESA, incluye el reforzamiento en el área de camiones.

6. *Compromisos Sindicales*, se incluye en el 2016 la adquisición de un bus Coaster para el traslado de los trabajadores hacia la nueva sede planeada de ETESA.

7. *Seguros*, la política de las aseguradoras establece que después de 5 años los vehículos al estar depreciados totalmente, no son objeto de cobertura completa, sólo reconocen daños a terceros, así que parte de los riesgos relativos a accidentes están excluidos teniendo ETESA que afrontar los mismos.

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - PERÍODO 2014 -2021

(En Balboas)

DESCRIPCIÓN	2013 REAL	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
CND	75,486.84	18,269.99	70,862.28	44,887.04	0.00	49,081.93	48,097.04	0.00	101,166.84	407,851.95
HIDROMET	25,162.28	0.00	24,380.55	48,542.41	77,236.98	61,024.56	31,582.28	167,748.42	33,722.28	469,399.76
TRANSMISIÓN	326,511.40	438,238.98	737,780.11	674,498.24	495,403.07	525,335.78	281,829.33	580,187.12	401,997.18	4,461,781.21
PROYECTOS	125,811.40	0.00	0.00	0.00	58,838.53	91,536.84	48,097.04	0.00	168,611.40	492,895.21
ADMINISTRACIÓN	100,649.12	284,912.45	0.00	55,148.36	134,191.81	123,377.75	192,388.14	32,652.28	134,889.12	1,058,209.04
	653,621.05	**741,421.43**	**833,022.94**	**823,076.05**	**765,670.39**	**850,356.86**	**601,993.82**	**780,587.81**	**840,386.83**	**6,890,137.17**

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2013

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**3**				**75,486.84**	
G.Soporte Tecnico CND	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
Operaciones CND	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	23,516.15	23,516.15	1,646.13	**25,162.28**	Ejecutado Dic. 2013
TRANSMISIÓN				**11**				**351,673.68**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	2	41,355.14	82,710.28	5,789.72	**88,500.00**	Ejecutado Dic. 2013
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
	TOYOTA	Coaster	Bus	1	63,504.67	63,504.67	4,445.33	**67,950.00**	Ejecutado Dic. 2013
Zona 2	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
Zona 3	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	41,355.14	41,355.14	2,894.86	**44,250.00**	Ejecutado Dic. 2013
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	23,516.15	23,516.15	1,646.13	**25,162.28**	Ejecutado Dic. 2013
PROYECTO				**5**				**125,811.40**	
Proyecto	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	3	23,516.15	70,548.45	4,938.39	**75,486.84**	Ejecutado Dic. 2013
Gas	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
SERVICIOS FINANCIEROS				**2**				**50,324.56**	
Servicios Generales	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	23,516.15	23,516.15	1,646.13	**25,162.28**	Ejecutado Dic. 2013
Almacen	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	23,516.15	23,516.15	1,646.13	**25,162.28**	Ejecutado Dic. 2013
GERENCIA GENERAL				**2**				**50,324.56**	
Depto. de Seguridad	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	23,516.15	47,032.30	3,292.26	**50,324.56**	Ejecutado Dic. 2013
TOTAL				**23**				**653,621.05**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2014

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**1**				**18,269.99**	
G.Soporte Tecnico CND	TOYOTA	Yaris	HB	1	17,074.76	17,074.76	1,195.23	**18,269.99**	Por Ejecutar
TRANSMISIÓN				**3**				**438,238.98**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	41,355.14	41,355.14	2,894.86	**44,250.00**	En Trámite
	TOYOTA	Hi-Ace	Panel Mediano	1	22,864.00	22,864.00	1,600.48	**24,464.48**	En Trámite
Zona 2			Maquina de Lavado	1	345,350.00	345,350.00	24,174.50	**369,524.50**	Por Ejecutar
ASESORIA LEGAL				**2**				**36,539.99**	
Correspondencia A.L.	TOYOTA	Yaris	HB	2	17,074.76	34,149.52	2,390.47	**36,539.99**	Por Ejecutar
SERVICIOS FINANCIEROS				**6**				**230,102.47**	
Flota Vehicular(Pool)	TOYOTA	Yaris	HB	4	17,074.76	68,299.04	4,780.93	**73,079.97**	Por Ejecutar
Archivo y Correspondencia	TOYOTA	Prius C	HB	3	27,650.00	82,950.00	5,806.50	**88,756.50**	Por Ejecutar
Almacen			Montacargas	2	31,900.00	63,800.00	4,466.00	**68,266.00**	Por Ejecutar
GERENCIA GENERAL				**1**				**18,269.99**	
Corresondencia G.G	TOYOTA	Yaris	HB	1	17,074.76	17,074.76	1,195.23	**18,269.99**	Por Ejecutar
TOTAL				**13**				**741,421.43**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2015

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**2**				**70,862.28**	
G.Soporte Tecnico CND	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	42,710.28	42,710.28	2,989.72	**45,700.00**	
Operaciones CND	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	23,516.15	23,516.15	1,646.13	**25,162.28**	
TRANSMISIÓN				**13**				**762,160.66**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	2	42,710.28	85,420.56	5,979.44	**91,400.00**	
	HINO	FM 6x4	Camion	1	94,528.32	94,528.32	6,616.98	**101,145.30**	
	HINO	Cabezal	Mula	1	120,850.00	120,850.00	8,459.50	**129,309.50**	
Zona 2	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	2	42,710.28	85,420.56	5,979.44	**91,400.00**	
	HINO	FM 6x4	Camion	1	94,528.32	94,528.32	6,616.98	**101,145.30**	
Zona 3	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	3	42,710.28	128,130.84	8,969.16	**137,100.00**	
Protecciones	TOYOTA	Fortuner	Caminoneta	2	40,317.76	80,635.52	5,644.49	**86,280.01**	
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Cabina Sencilla	1	22,785.56	22,785.56	1,594.99	**24,380.55**	
TOTAL				**15**				**833,022.94**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2016

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**1**				**44,887.04**	
Gte. Operaciones CND	TOYOTA	Fortuner	Caminoneta	1	41,950.50	41,950.50	2,936.54	**44,887.04**	
TRANSMISIÓN				**9**				**723,040.66**	
Zona 1	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	26,516.15	53,032.30	3,712.26	**56,744.56**	
	HINO	FM 6x4	Camion	1	95,528.32	95,528.32	6,686.98	**102,215.30**	
Zona 2			Maquina de Lavado	1	362,650.20	362,650.20	25,385.51	**388,035.71**	
	TOYOTA	Coaster	Bus	1	67,780.57	67,780.57	4,744.64	**72,525.21**	
Zona 3	TOYOTA	Hi-Ace	Panel Mediano	1	24,864.65	24,864.65	1,740.53	**26,605.18**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	26,516.15	26,516.15	1,856.13	**28,372.28**	
Hidromet	TOYOTA	Yaris	HB	1	18,850.59	18,850.59	1,319.54	**20,170.13**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	26,516.15	26,516.15	1,856.13	**28,372.28**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**2**				**55,148.36**	
Servicios Generales	TOYOTA	Hi Lux	Cabina Sencilla	1	23,750.56	23,750.56	1,662.54	**25,413.10**	
Tecnologia	TOYOTA	Hi-Ace	Micro-Bus	1	27,789.96	27,789.96	1,945.30	**29,735.26**	
TOTAL				**12**				**823,076.05**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2017

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
TRANSMISIÓN				**9**				**572,640.04**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	44,710.96	44,710.96	3,129.77	**47,840.73**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	27,516.15	27,516.15	1,926.13	**29,442.28**	
	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	42,950.50	42,950.50	3,006.54	**45,957.04**	
			Camion Grua	1	420,000.00	420,000.00	29,400.00	**449,400.00**	
Zona 3	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	44,710.96	44,710.96	3,129.77	**47,840.73**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	27,516.15	27,516.15	1,926.13	**29,442.28**	
	VEHICULO	Utilitario	4x4	1	18,075.36	18,075.36	1,265.28	**19,340.64**	
Hidromet	TOYOTA	RAV-4	Camioneta	1	27,473.13	27,473.13	1,923.12	**29,396.25**	
	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	44,710.96	44,710.96	3,129.77	**47,840.73**	
PROYECTO				**2**				**58,838.53**	
Gerente de Proyecto	TOYOTA	RAV-4	Camioneta	1	27,473.13	27,473.13	1,923.12	**29,396.25**	
Gas	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	27,516.15	27,516.15	1,926.13	**29,442.28**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**2**				**58,838.53**	
G.S. Tecnologia	TOYOTA	RAV-4	Camioneta	1	27,473.13	27,473.13	1,923.12	**29,396.25**	
Almacen	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	27,516.15	27,516.15	1,926.13	**29,442.28**	
Gestion Comercial				**1**				**45,957.04**	
Director G. Comercial	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	42,950.50	42,950.50	3,006.54	**45,957.04**	
GERENCIA GENERAL				**1**				**29,396.25**	
Gerente R.R.H.H.	TOYOTA	RAV-4	Camioneta	1	27,473.13	27,473.13	1,923.12	**29,396.25**	
TOTAL				**15**				**765,670.39**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2018

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**1**				**49,081.93**	
Operaciones CND	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	45870.96	45,870.96	3,210.97	**49,081.93**	
TRANSMISIÓN				**18**				**586,360.34**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	45,870.96	45,870.96	3,210.97	**49,081.93**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	6	28,516.15	171,096.90	11,976.78	**183,073.68**	
Zona 2	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	45,870.96	45,870.96	3,210.97	**49,081.93**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	28,516.15	57,032.30	3,992.26	**61,024.56**	
Zona 3	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	5	28,516.15	142,580.75	9,980.65	**152,561.40**	
Comunicaciones	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	28,516.15	28,516.15	1,996.13	**30,512.28**	
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	28,516.15	57,032.30	3,992.26	**61,024.56**	
PROYECTO				**3**				**91,536.84**	
Proyecto	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	28,516.15	57,032.30	3,992.26	**61,024.56**	
Gas	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	28,516.15	28,516.15	1,996.13	**30,512.28**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**2**				**44,620.26**	
G.S.Servicios Generales	TOYOTA	Yaris	HB	1	20,850.59	20,850.59	1,459.54	**22,310.13**	
Flota Vehicular	TOYOTA	Yaris	HB	1	20,850.59	20,850.59	1,459.54	**22,310.13**	
GERENCIA GENERAL				**1**				**78,757.49**	
G.General	TOYOTA	L.C.Prado	Caminoneta	1	73,605.13	73,605.13	5,152.36	**78,757.49**	
TOTAL				**25**				**850,356.86**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2019

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**1**				**48,097.04**	
Director CND	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
TRANSMISIÓN				**11**				**313,411.61**	
Director Transmision	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
Zona 1	VEHICULO	Utilitario	4x4	2	20,075.36	40,150.72	2,810.55	**42,961.27**	
Zona 2	VEHICULO	Utilitario	4x4	1	20,075.36	20,075.36	1,405.28	**21,480.64**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	29,516.15	29,516.15	2,066.13	**31,582.28**	
Zona 3	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	29,516.15	59,032.30	4,132.26	**63,164.56**	
	VEHICULO	Utilitario	4x4	2	20,075.36	40,150.72	2,810.55	**42,961.27**	
Comunicaciones	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	29,516.15	29,516.15	2,066.13	**31,582.28**	
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	29,516.15	29,516.15	2,066.13	**31,582.28**	
PROYECTO				**1**				**48,097.04**	
Director Proyecto	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
AUDITORIA INTERNA				**1**				**48,097.04**	
Director A. Interna	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
ASESORIA LEGAL				**1**				**48,097.04**	
Director A. Legal	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**1**				**48,097.04**	
Director S. Financieros	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
GERENCIA GENERAL				**1**				**48,097.04**	
Sub. G.General	TOYOTA	Fortuner	Camioneta	1	44,950.50	44,950.50	3,146.54	**48,097.04**	
TOTAL				**17**				**601,993.82**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2020

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
TRANSMISIÓN				**10**				**747,935.53**	
Zona 1			Maquina de Lavado	1	389,650.20	389,650.20	27,275.51	**416,925.71**	
Comunicaciones	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	30,516.15	30,516.15	2,136.13	**32,652.28**	
Zona 3	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	4	30,516.15	122,064.60	8,544.52	**130,609.12**	
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	30,516.15	61,032.30	4,272.26	**65,304.56**	
	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	2	47,870.96	95,741.92	6,701.93	**102,443.85**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**1**				**32,652.28**	
Almacen	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	30,516.15	30,516.15	2,136.13	**32,652.28**	
TOTAL				**11**				**780,587.81**	

PLAN DE INVERSIONES - REPOSICIÓN DE FLOTA VEHICULAR - AÑO 2021

(En Balboas)

ÁREA	MARCA	MODELO	TIPO	UNIDADES	PRECIO UNITARIO Estimado	SUB-TOTAL	ITBM	TOTAL	OBSERVACIONES
CND				**3**				**101,166.84**	
G.Soporte Tecnico CND	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
Operaciones CND	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	31,516.15	31,516.15	2,206.13	**33,722.28**	
TRANSMISIÓN				**11**				**435,719.46**	
Zona 1	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	2	48,870.96	97,741.92	6,841.93	**104,583.85**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
	TOYOTA	Coaster	Bus	1	71,504.67	71,504.67	5,005.33	**76,510.00**	
Zona 2	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
Zona 3	TOYOTA	Land Cruiser	Batalla Larga	1	48,870.96	48,870.96	3,420.97	**52,291.93**	
	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
Hidromet	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	31,516.15	31,516.15	2,206.13	**33,722.28**	
PROYECTO				**5**				**168,611.40**	
Proyecto	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	3	31,516.15	94,548.45	6,618.39	**101,166.84**	
Gas	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
SERVICIOS FINANCIEROS				**2**				**67,444.56**	
Servicios Generales	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	31,516.15	31,516.15	2,206.13	**33,722.28**	
Almacen	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	1	31,516.15	31,516.15	2,206.13	**33,722.28**	
GERENCIA GENERAL				**2**				**67,444.56**	
Depto. de Seguridad	TOYOTA	Hi Lux	Doble cabina	2	31,516.15	63,032.30	4,412.26	**67,444.56**	
TOTAL				**23**				**840,386.83**	

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

SUPUESTOS

2014 : Se replantea el plan de compra debido a que los pick up de todas las zonas y el bus de Zona 1, planeados para el 2014 se compraron en el 2013 y los vehículos Yaris del 2013 pasan para el 2014.

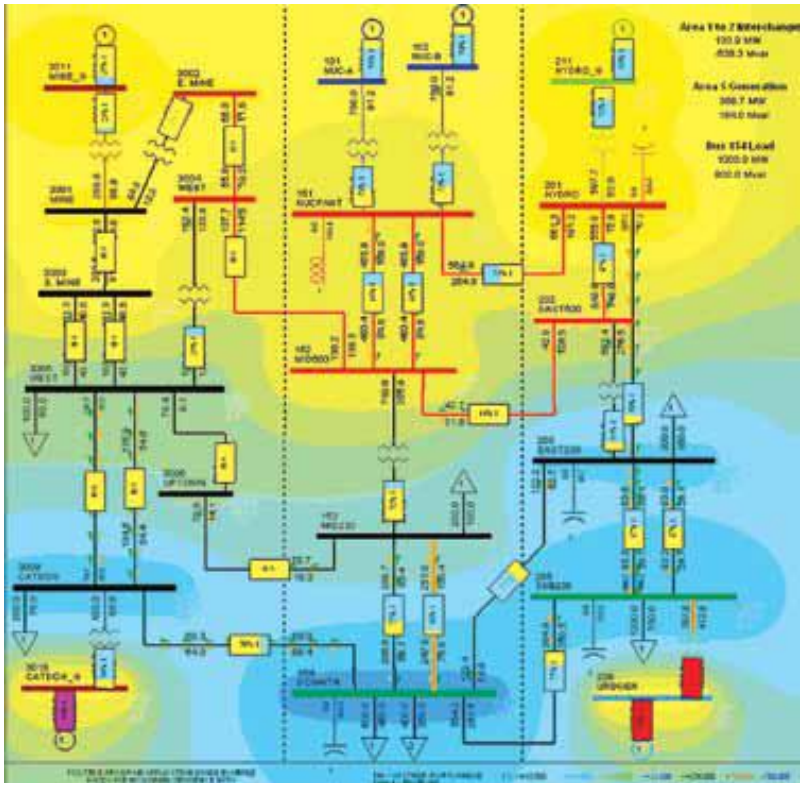
Los precios de flota provienen de la cotización del 23/01/2014. Para los años siguientes se aplica un 7% de incremento anual sobre esa cotización (inflación).

ANEXO III-10
HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

HERRAMIENTAS DE CÁLCULO UTILIZADAS

Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

El planeamiento de sistemas de transmisión y herramientas de análisis son esenciales para que las empresas de servicio público de electricidad hagan frente a los desafíos del diseño de la red de transmisión actual y su desarrollo a futuro. Para mantener el paso con la creciente necesidad de una energía confiable y la ampliación de redes complejas de transmisión, las compañías eléctricas confían en herramientas sofisticadas para diseñar sistemas que cumplan con los requisitos de cubrir el crecimiento de la demanda.



El programa PSS/E, ofrecido por Siemens PTI, es una herramienta de análisis del sistema eléctrico de potencia de gran alcance y fácil de utilizar que va más allá de análisis de flujo tradicional de potencia para proveer la capacidad de optimizar y de refinar completamente el sistema de transmisión. El PSS/E ofrece tecnología probada y un “mundo” de experiencia de los usuarios, con la flexibilidad y adaptabilidad a las políticas y a los procedimientos cambiantes.

El programa de PSS/E incorpora años de experiencia de Siemens PTI y de crecimiento de algoritmos y se ha desarrollado en colaboración estrecha con sus usuarios a nivel mundial. En este contexto, se ha convertido en uno de los programas líderes en el mundo para el planeamiento de sistemas eléctricos de

potencia. El PSS/E provee a sus usuarios con análisis de confiabilidad de gran alcance y emplea las últimas tecnologías informática y algoritmos numéricos para solucionar eficientemente desafíos de la red.

El PSS/E es una de las herramientas más responsables con respecto a nuevas características y a capacidades analíticas, tratando inmediatamente las necesidades de los usuarios así como sus necesidades futuras. Conjuntamente con otros programas de PSS, ofrece una plataforma CIM verdaderamente abierta y versátil para la integración de los datos y de aplicación.

CAPACIDADES ANALITICAS DEL PSS/E

Flujos de Potencia

Desde su lanzamiento, la exactitud del flujo de potencia del PSS/E se ha probado contra las respuestas de sistemas reales y es el patrón contra el cual se comprueban otros programas. Los algoritmos y los modelos contenidos en el PSS/E, y particularmente su flexibilidad del usuario, han permitido que cada nueva tecnología en desarrollo sea probada antes de la introducción en la industria.

La aceptación mundial de PSS/E se basa en que Siemens PTI emplea en el PSS/E muchas de las técnicas del estudio usadas por los consultores de Siemens PTI y por la comunidad de usuarios. Por lo tanto, los usuarios de PSS/E cosechan las ventajas de la experiencia de los mejores ingenieros de planeamiento de sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial. Además de los modelos estándar y de los análisis proporcionados directamente por el PSS/E, se provee al usuario de una gran capacidad para modificar la ejecución y la preparación y presentación de los resultados, en base a requisitos particulares utilizando el lenguaje Python.

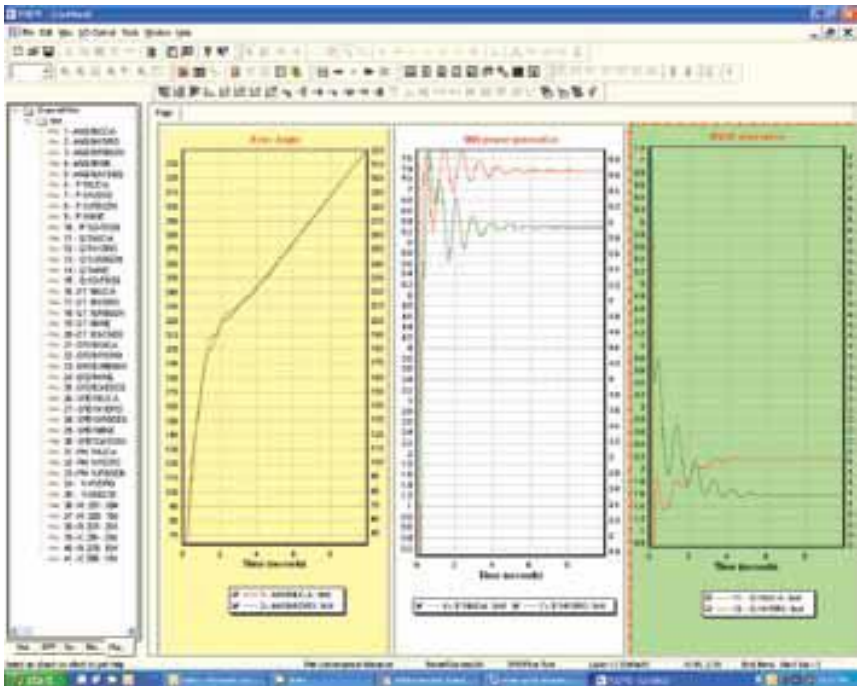
Corto Circuito

El módulo del cortocircuito tiene un número de algoritmos del cálculo del cortocircuito para cubrir las diversas necesidades de estos análisis. Todos los algoritmos son auto contenidos en el PSS/E, y el módulo requiere solamente un caso valido de flujos de potencia y los datos de secuencia cero y negativa. El módulo del cortocircuito puede simular uno o varios tipos de falla en una barra del sistema o del subsistema, de modo que se reduce la duración de análisis. Además, el PSS/E realiza análisis de fallas en base a la norma IEC 60909. El único requisito antes de aplicar este método de cálculo es contar con un caso de trabajo válido de flujo de potencia.

Los datos de secuencia cero y negativa del sistema se requieren solo si se va a simular fallas asimétricas. El análisis del cortocircuito de PSS/E está también adaptado para realizar análisis de coordinación de protección.

Análisis de Contingencia

Al realizar un análisis de contingencia en el PSS/E, las contingencias se pueden especificar ya sea automáticamente (e.g., todas las contingencias N-1) o por medio de una lista definida por el usuario. El resultado es una lista comprensiva de contingencias probadas y en las cuales se identifican violaciones. La característica de la acción correctiva de PSS/E se puede entonces aplicar para atenuar automáticamente violaciones de la contingencia para entonces proporcionar una lista refinada de las violaciones más serias.



Contingencia Probabilística

Siemens PTI incluye un análisis comprensivo de contingencias probabilísticas de transmisión realizando formulaciones analíticas avanzadas con base al programa PSS-TPLAN e integrándolas en el PSS/E. Las contingencias probabilísticas ofrecen una fácil configuración, un modelado detallado de los esquemas de acción suplementaria, la identificación eficaz de las condiciones del colapso de voltaje, manejo automático de despachos de generación y desligue de carga. Estas características combinadas proveen a los usuarios del programa de una herramienta que permite evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión, ya sea sistemas grandes o pequeños, sobre una base determinista y probabilística.

Simulación Dinámica

El módulo de la simulación dinámica de PSS/E es una herramienta versátil para investigar la respuesta del sistema a disturbios que causan cambios grandes y

repentinos en el sistema eléctrico. El módulo de simulación dinámica no sólo ofrece una extensa biblioteca de modelos incorporados y probados para modelar diversos tipos de equipos, sino que también ofrece la capacidad para crear modelos definidos por el usuario con cualquier grado de complejidad.

Los modelos del usuario se pueden desarrollar usando código de FORTRAN, o se puede utilizar el Modelo Gráfico de Construcción (GMB) para gráficamente construir y probar los diagramas de bloque de control para ser utilizados en el PSS/E y otros productos de PSS. Un paquete integrado para graficar permite que el usuario especifique gráficas con la capacidad de exportarlas a varios formatos gráficos populares

CAPACIDADES DE EXPANSIÓN

Flujo de Potencia Óptimo (OPF)

El OPF mejora la eficiencia y el rendimiento de procesamiento de estudios de funcionamiento de sistemas eléctricos de potencia agregando inteligencia al proceso en la solución de flujos de potencia. Mientras que un flujo de potencia estándar se basa en el ingeniero para investigar sistemáticamente una variedad de soluciones antes de llegar una solución aceptable, el PSS/E OPF ajusta automáticamente controles para determinar la solución óptima. Desde cualquier punto de partida razonable, se tiene la confianza que se llega a una única solución óptima global, una solución que satisfaga simultáneamente las restricciones del sistema dado un objetivo predeterminado.

Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal (NEVA)

Los problemas de la estabilidad, tales como oscilaciones inter-área, han llegado a ser cada vez más comunes en sistemas eléctricos interconectados. El módulo NEVA proporciona valores de autovalores y análisis modal lo cual amplia la capacidad de los análisis dinámicos del PSS/E para permitir la investigación detallada de oscilaciones de pequeña señal, así como la indicación de la localización óptima y la prueba de dispositivos correctivos. NEVA se integra con el PSS/E, de tal modo que utiliza los modelos estándar de PSS/E y los modelos gráficos del construcción (GMB).

Modelo Constructivo Gráfico (GMB)

GMB es una herramienta poderosa y fácil de usar de desarrollo de modelos basada en combinar componentes gráficos elementales en una representación de diagramas de bloques de control complejos. El planeamiento de sistemas eléctricos de potencia requiere que se utilicen modelos precisos en el programa de simulación. El programa PSS/E se ha diseñado para modelar sistemas dinámicos complejos, ya sea usando modelos dinámicos estándar o modelos especializados desarrollados y probados usando GMB

BENEFICIOS DEL PSS/E

- Modelo de sistema rápido, poderoso y probado en el mundo real, con capacidad hasta 150,000 barras
- Moderna interfase de usuario gráfica (GUI)
- Análisis de fallas balanceadas y desbalanceadas, análisis de contingencias (determinísticas y probabiíisticas)
- Gran capacidad de automatización — comandos BAT, Python, PSAS
- Definición de subsistermas por el usuario – subsistemas basados en áreas, propietarios, zonas, voltajes de barras o combinaciones
- Amplia biblioteca de modelos, incluyendo tecnologías emergentes, tales como FACTS avanzados y aerogeneradores
- Capacidad de crear modelos definidos por el usuario, basados en códigos
- Capacidad integrada de crear gráficas
- Construcción gráfica de modelos de controladores definidos por el usuario
- Análisis de pequeña señal y autovalores

Una herramienta con la facilidad de resolver problemas de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia:

- Análisis de contingencias múltiples (N-1-1; N-2; N-1)
- Análisis de vulnerabilidad por fallas en cascada
- Aplicación automática de medidas de mitigación
- Desarrollo de índices probabilísticos de confiabilidad

Simulación de fallas simples o complejas, incluyendo:

- Fallas trifásicas (3PH)
- Fallas de línea a tierra (LG)
- Fallas de doble línea a tierra (LLG)
- Fallas de línea a línea (LL)
- Cálculos en base a la norma IEC 60909
- Cálculos en base a estándar ANSI

Contenido analítico rápido:

- Incorporación de mejoras analíticas
- Permanece al corriente de los requisitos regulatorios de confiabilidad
- Posee las herramientas apropiadas para el estudio de nuevas tecnologías

Adaptado para solucionar los desafíos de todos los ambientes regulatorios del sistema eléctrico, incluyendo:

- Análisis de capacidad de transferencia
- Análisis de colapso de voltage
- Despacho de potencia reactiva
- Análisis de costos de servicios auxiliares
- Análisis de contingencias
- Análisis de costos marginales basados en localización

Lider en intercambios de data, incluyendo:

- Los conjuntos de datos de PSS/E son comprensivos e incluyen modelos de planeamiento robustos
- La estructura de archivos propietarios sirve como estándar para el intercambio a nivel mundial
- Líder en el uso de archivos de intercambio común modelo XML para mayor exactitud del intercambio a través de diferentes plataformas
- Proporciona las herramientas para el desarrollo de modelos definidos por le usuario
- Permite ejecución definida por el usuario

STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING (SDDP)

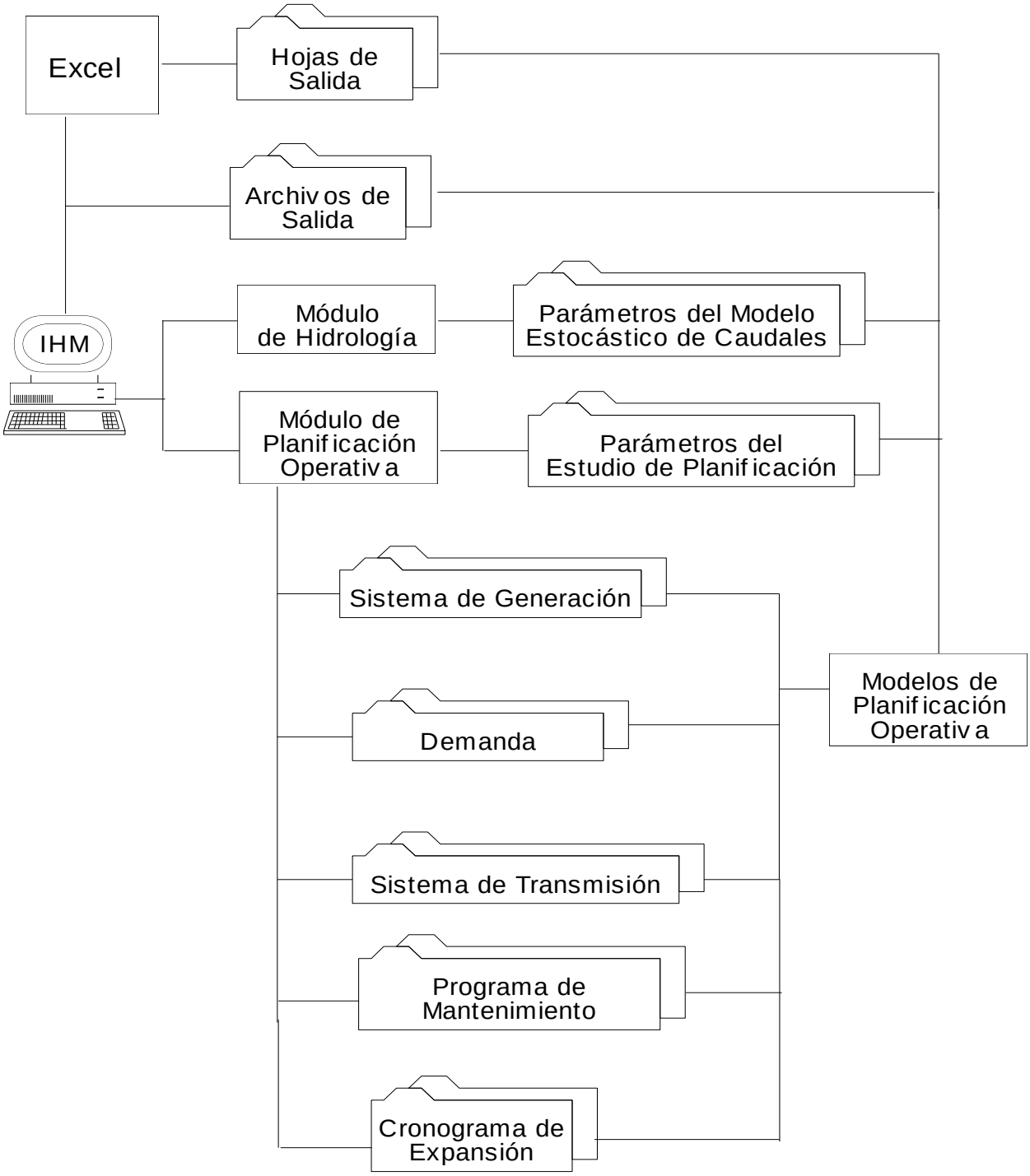
ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo SDDP se compone de dos módulos principales:

1. **Módulo de Planificación Operativa** - Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias futuras y las restricciones en la red de transmisión; simula la operación del sistema a lo largo del período de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas; calcula índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y los intercambios óptimos entre empresas; determina la operación óptima de corto plazo

2. **Módulo Hidrológico** - Determina los parámetros del modelo estocástico de caudales.

La Figura presenta el flujo de ejecución de los módulos, los principales datos de entrada, y los enlaces entre los módulos de cálculo de política operativa y simulación.



Flujo de Ejecución de la Planificación Operativa

FLUJO DE DATOS

Los datos de entrada para el módulo de la política operativa incluyen:

1. Datos del sistema:

- características del sistema hidroeléctrico (topología de los embalses, coeficientes de producción, límites de almacenamiento, límites de turbinamiento etc.)
- características de las centrales térmicas (potencia instalada, factores de disponibilidad, costos operativos etc.)
- programa de mantenimiento de los equipos
- características del sistema de transmisión (topología de la red, susceptancia y límites de flujo en los circuitos)

2. Demanda para cada etapa, cada bloque y cada barra de carga
3. Parámetros del modelo estocástico de caudales

Los datos de entrada para el módulo hidrológico incluyen:

- topología de los embalses
- datos históricos de los caudales

PROGRAMACION DINAMICA DUAL ESTOCASTICA

La programación dinámica dual estocástica es la que permite efectuar la valoración del agua en sistemas hidrotérmicos con numerosos embalses. El concepto de valoración del agua almacenada permite efectuar un desacoplamiento temporal del problema de operación hidrotérmica. Esta valoración del agua hace que las plantas hidroeléctricas, para efectos de despacho, puedan ser consideradas como plantas termoeléctricas, asignándoles el costo correspondiente a la valoración del agua. En esta forma, el despacho se realizaría de acuerdo con el orden de mérito del conjunto de recursos térmicos e hidroeléctricos.

La programación dinámica dual estocástica parte de una representación estocástica de las series temporales hidrológicas pertinentes. La versión del SDDP utilizada permite representar los aportes hidrológicos mensuales por medio de sus medias, desviaciones típicas, coeficientes de asimetría, estructura de correlación temporal dada por un modelo auto regresivo hasta de orden 6 y la estructura de la correlación espacial. Esta representación permite utilizar los parámetros para una generación de secuencias hidrológicas igualmente probables, las cuales preservan las características de la serie original. Dichas secuencias permiten simular el sistema hidrotérmico y observar su comportamiento para cada una de ellas. Dado que ellas son igualmente probables, de los resultados de las simulaciones es posible inferir acerca del comportamiento probabilístico de diversas variables producto de la operación del sistema.

La programación dinámica dual estocástica opera en dos fases: en una primera fase el modelo halla la política de operación por medio de cortes de Benders, los cuales, en la práctica, lo que permiten es valorar el agua en cada un de los embalses del sistema como función del contenido de los mismos y de la historia hidrológica en períodos anteriores. Una vez se ha obtenido la política operativa el modelo efectúa una simulación para cada una de N secuencias generadas sintéticamente.

El modelo SDDP permite efectuar una representación bastante detallada de cada una de las plantas del sistema, el suministro de combustible, la disponibilidad hidrológica, la demanda y la red de transmisión bien sea incluyendo pérdidas en el sistema o sin incluirlas.

Modelo NETPLAN – Análisis y Expansión de Redes de Transmisión

NETPLAN es un sistema integrado para análisis y planificación de redes de transmisión que incluye: (i) herramientas para manejo de datos (edición, importación de otras bases de datos etc.); (ii) recursos para manejo de estudios (coherencia de datos y resultados, versiones, fechas, sensibilidades etc.); (iii) herramientas para visualización de la red y de los resultados de los estudios (diagramas esquemáticos, flujos en los circuitos, indicación de sobrecargas, costos marginales por barra, "contour plots" etc.); y (iv) una interfaz gráfica que permite controlar la ejecución de un conjunto de herramientas analíticas para el análisis y la planificación de la expansión de la red de transmisión.

En la corriente versión están disponibles dos herramientas de planificación: (i) **OptNet**, para análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión de alta voltaje (potencia activa); y (ii) **OptFlow**, para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de fuentes de potencia reactiva (VaR). Ambos modelos utilizan herramientas de optimización "state-of-the-art" capaces de analizar redes de transmisión de grande porte.

A.1.1 Aspectos de modelaje

El modelo **OptNet** – análisis del desempeño y planificación de la expansión de redes de transmisión (parte activa) representa la red de transmisión a través de las ecuaciones linealizadas de flujo de carga y límites de los circuitos. La demanda se modela por bloques de la curva de carga, mientras que se pueden representar diferentes escenarios de despachos para los generadores (incertidumbre hidrológica).

El problema de expansión se formula como un modelo de optimización lineal entero mixto, donde las variables de decisión (inversión en proyectos de circuitos candidatos, cuyos datos el usuario debe informar) se representan por variables enteras. El modelo representa todavía la configuración de la red de transmisión para el "caso base" (sin contingencia) como también para un conjunto de contingencias seleccionadas por el usuario.

La función objetivo consiste en la minimización de la suma de los costos de inversión para construcción de los proyectos (líneas y transformadores) y los costos de confiabilidad de suministro. Para la solución del problema de optimización, el **OptNet** utiliza técnicas avanzadas de programación entera mixta, como por ejemplo, la formulación de un conjunto de restricciones lógicas con base en la topología y la capacidad de la red de transmisión. Los escenarios de despacho se solucionan por una estrategia de expansión incremental, es decir, el modelo automáticamente evalúa la severidad de cada escenario y aplica el algoritmo de expansión de forma incremental considerando cada escenario en orden decreciente de severidad, es decir, primer el escenario más severo, después el según etc. Esta estrategia de solución permite considerar un gran

número de escenarios de despacho en la planificación de la expansión de la red de transmisión, lo que es un requisito es estudios de sistemas termoeléctricos.

A su vez, el problema para flujo de potencia óptimo AC y planificación de la expansión de potencia reactiva (**OptFlow**) se plantea como un problema de optimización no lineal, cuyas restricciones incluyen:

- Las leyes de Kirchhoff: balance de potencia activa y reactiva en cada nodo de la red eléctrica;
- Los límites operativos de la red: tensión en las barras, transporte de potencia activa y reactiva en los circuitos, taps de los transformadores y otros;
- Las restricciones del sistema de generación hidroeléctrico y térmico.

La función objetivo representa la minimización de inyección de nuevas fuentes de potencia reactiva, y las variables de decisión incluyen la generación de potencia activa (nodo de referencia) y reactiva de las unidades generadoras, la tensión terminal de los nodos, los taps de los transformadores y susceptancias de bancos de los capacitores/reactores.

La metodología de solución consiste en aplicar un un algoritmo de puntos interiores primal-dual, que está implementado en el lenguaje matemático AMPL y utiliza el paquete de optimización KNITRO.

A.1.2 Interfaz Grafica

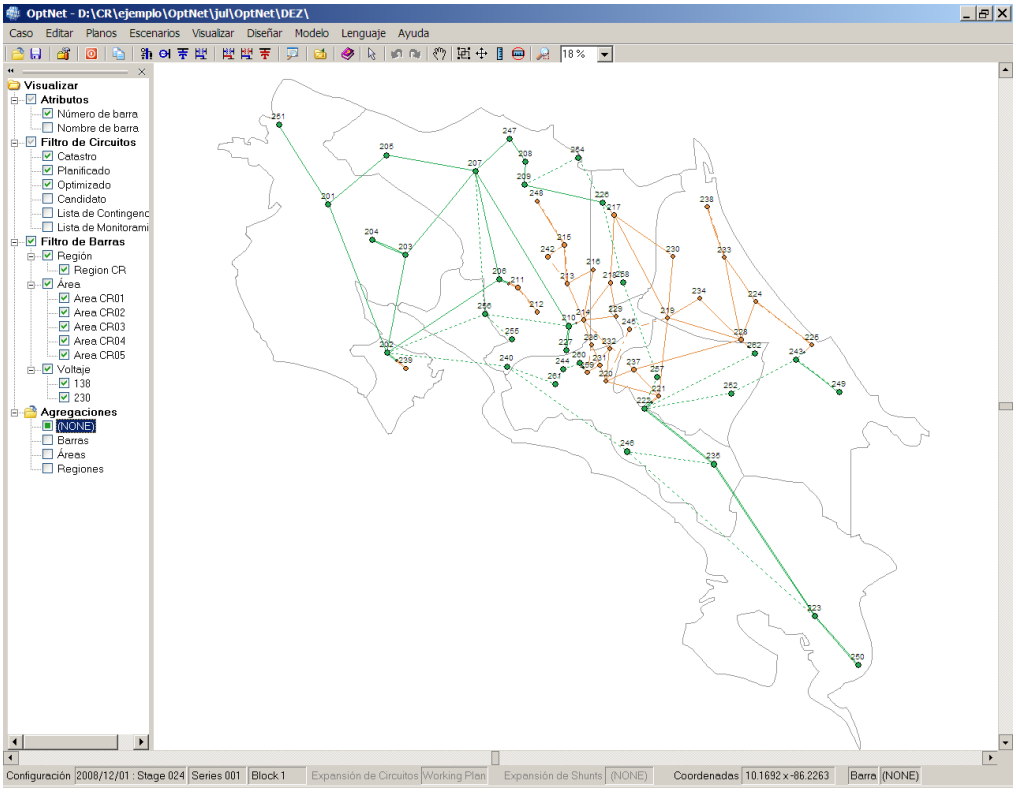
La interfaz grafica del **NETPLAN** se compone de cuatro partes: (*i*) una barra de menús y instrucciones (parte superior); (*ii*) la ventana gráfica principal que ilustra el dibujo del sistema de transmisión; (*iii*) una barra de visualización (a la izquierda); y (*iv*) una barra de status (parte inferior), como se ilustra en la figura a continuación.
Como comentado, en la parte superior de la interfaz se organizan los menús y links de acceso directo a los datos y tareas de uso frecuente. Esta parte de la interfaz implementa la gerencia de los casos de análisis y planificación de la expansión; la edición y visualización de cualquier datos referente a los elementos del sistema de transmisión, al plan de expansión, etc.; y el controle de ejecución de los modelos **OptNet** y **OptFlow**. A través de links, el usuario tiene también acceso a toda la documentación del sistema **NetPlan** (manuales de uso y de referencia).

La parte principal de la interfaz (área central) se utiliza para ilustrar el diagrama del sistema de transmisión, muestreando los nodos, cuyas coordinadas se informaron, y las líneas de transmisión, transformadores, etc., que conectan a los nodos que están representados en el diagrama de la red. Los nodos y circuitos se representan por un código de colores que observa el voltaje nominal de las barras. El diagrama permite diferenciar (padrón de la línea) los circuitos de acuerdo con su tipo (circuito del catastro, circuito es planeado para entrar en operación o circuito es un proyecto).

Diversas funcionalidades están disponibles directamente sobre o diagrama, por ejemplo el usuario puede:

- Editar y visualizar cualquier dato de los elementos del sistema de transmisión;
- Visualizar detalle de conexiones de un nodo con sus vecinos;
- Estimar distancia de líneas o entre barras;
- Posicionar nuevas barras – la interface provén diversas facilidades para que el usuario pueda obtener (caso las coordinadas de los nodos no estén disponibles) la representación del diagrama de la red de transmisión.

También se utiliza el diagrama para ilustrar resultados de los modelos, como será presentado en la sección Resultados más adelante.



A la izquierda del área central se coleccionan funciones de visualización y filtros que afectan lo que se ve del dibujo de la red (área central). De forma bastante rápida y sencilla el usuario puede configurar el diagrama de la red para destacar y/o ocultar partes su interés. Además, están disponibles diferentes abstracciones de representación del dibujo de la red. i.e. se puede agregar los nodos en nodos definidas como “agregadores” (por ejemplo él de mayor voltaje en una subestación) o mismo agregándolos por áreas o regiones definidas previamente por el usuario.

En la parte inferior está la barra de status que muestra las informaciones de la configuración en uso (etapa, escenario y bloque de carga), el plan de expansión de circuitos y/o shunts activo, las coordenadas (latitud/longitud) correspondiente a la posición del “mouse”, y el tipo de resultado visualizado que está activo en el diagrama de la red. La barra inferior también es sensitiva, es decir, permite que el usuario modifique los parámetros, por ejemplo con solo un clic se puede modificar la configuración en uso.

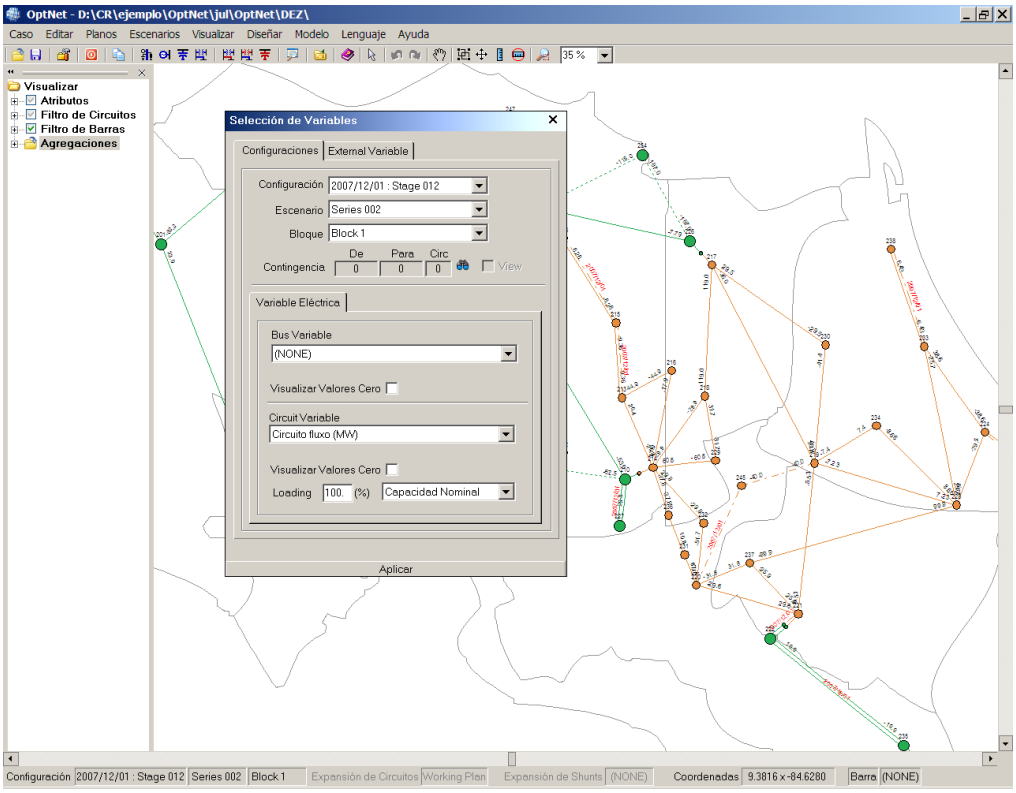
A.1.3 Formas de utilización de los modelos

El sistema **NETPLAN** está pensado para permitir un mayor flexibilidad respecto a los modos de operación. De esta forma, usuario puede seleccionar el modelo de optimización (**OptNet** o **OptFlow**) que desee, para buscar por la solución de expansión de mínimo costo para la expansión de circuitos o de potencia reactiva, como también puede utilizar el sistema de una forma alternativa, bajo un enfoque de planificación “manual”, en que el usuario, a partir por ejemplo de informaciones de sensibilidad, selecciona los proyectos que deben ser agregados al plan de expansión. De hecho, esta selección está disponible directamente sobre diagrama da red, es decir, el usuario puede adicionar un proyecto al plan de expansión con un simples clic sobre la representación del proyecto en el diagrama. De igual forma, se puede remover un elemento que esté en el plan en estudio, de volverá a ser un proyecto.

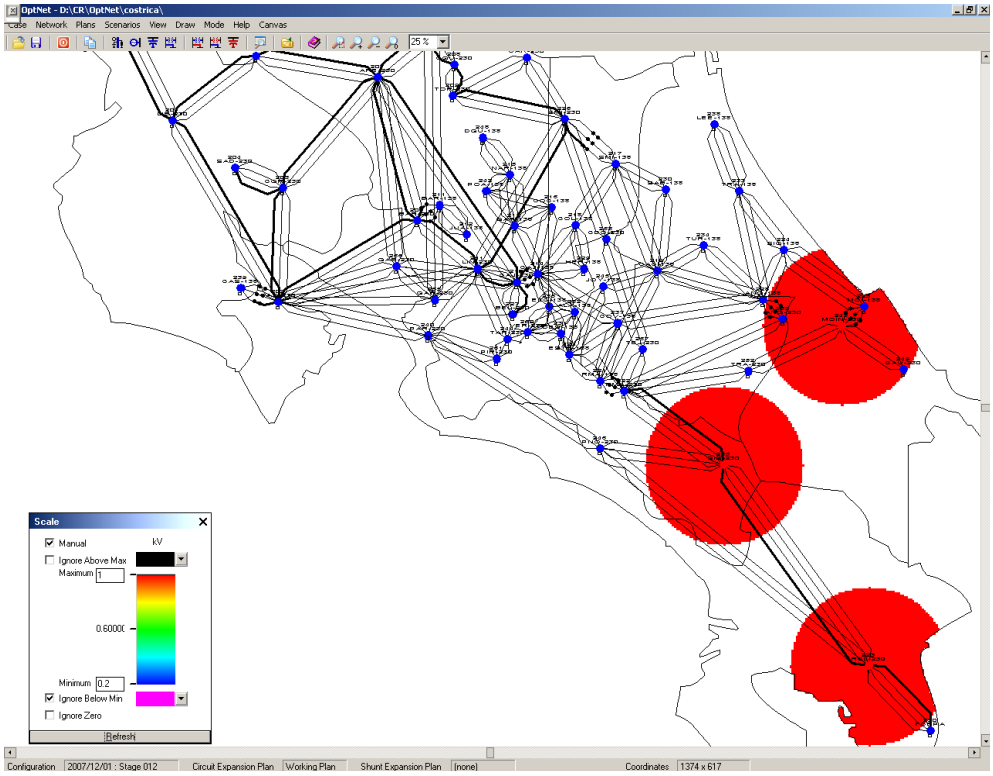
A.1.4 Resultados

Los resultados de los modelos de análisis y de planificación de la expansión, el **NETPLAN** los presenta directamente en el dibujo del sistema de transmisión. Los modelos, como parte del conjunto de salidas, producen archivos de resultados que están preparados para visualización por ejemplo, la Figura a continuación, que ilustra el valor del flujo de potencia (en MW) en los circuitos de la red (valores cerca de la representación de los nodos) y el año de entrada en operación de los proyectos que están en el plan de expansión (fecha en rojo sobre la representación de los proyectos). Los resultados que los modelos de análisis y expansión producen automáticamente incluyen:

- Flujos en los circuitos;
- Redespacho de generación
- Inyecciones de potencia (carga – generación)
- Generación de potencia activa
- Generación de potencia reactiva
- Costo marginal de confiabilidad
- Tensión de las barras



El **NETPLAN** permite también la representación de resultados nodales (tensión, costo marginal de nodos, generación, corte de carga, etc.) por gráficos tipo “contour plots” de los nodos. Por ejemplo, la figura a continuación ilustra el costo marginal de los nodos que, de acuerdo con la paleta de selección de colores, el color azul indica valores mínimos y el rojo valores máximos para el costo marginal. Observe que la paleta permite también que se ignoren valores superiores o inferiores o un valor especificado por el usuario.



Un ponto a importante a destacar es que la interface del sistema **NETPLAN** para visualización de los resultados en el dibujo de la red es totalmente abierta, es decir, el usuario puede implementar utilitarios que escriben resultados de acuerdo con el protocolo de visualización y verlos en el diagrama.

Además de los resultados del diagrama, los modelos producen también informes que son compatibles con el Excel y se manejan a través del programa graficador que está integrado al módulo sistema de planificación **NETPLAN**. Algunos resultados que están disponibles incluyen:

- Corte de carga, generación, costo marginal, por barra y para cada contingencia seleccionada;
- Flujo por circuito y para cada contingencia seleccionada;
- Generación de potencia activa y reactiva, ángulo y magnitud de tensión, inyección de potencia reactiva, corte de carga, taps de los transformadores y flujo en los circuitos;
- Costos marginales asociadas a los balances de potencia activa y reactiva de cada barra.
- Por fin, los modelos presentan también salidas con sumarios, por ejemplo:
- Informe de severidad para las contingencias seleccionadas;
- Informe de severidad promedio considerando el conjunto de contingencias seleccionadas.

A.1.5 Base de Datos

NETPLAN provee facilidades para importar los datos de otras herramientas que modelan redes de transmisión de potencia. Actualmente, están disponibles utilitarios que permiten montar una base de datos del **NETPLAN** a partir de casos del modelo SDDP (despacho hidrotérmico), casos de flujo de potencia del PSS-E y del ANAREDE.

A.1.6 Aplicaciones Recientes

- Planificación de la expansión del sistema de transmisión de Costa Rica para el horizonte de (2007-2011), 205 contingencias, 100 escenarios de despacho mensuales y 190 proyectos;
- Análisis de contingencias del sistema de Grecia (base de datos importada directamente de casos del PSS-E);
- Plano de expansión de la red Salvadoreña, horizonte de 5 años, 34 contingencias, 2000 escenarios de despacho mensuales y 47 proyectos;
- Gerencia de bases de datos de sistemas de transmisión, incluyendo información georreferenciada, integrada con otros modelos de PSR para la visualización de resultados de despacho y flujo de potencia para varios sistemas, como por ejemplo los sistemas de Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, Grecia y Guatemala.

Anexo III-11 Modelos Dinámicos

La Presente hoja de cálculo presenta los diferentes modelos dinámicos de Generadores, Gobernadores, Estabilizadores, Relevadores, Modelo de Máquina Eólica y de SVC utilizados por ETESA en su Base de Datos.

Modelo de Generadores

Modelo de Gobernadores

Modelo de Excitadores

Modelo de Estabilizadores

Modelo de Relevadores

Modelo de Máquina Eólica

Modelo de SVC

MODELOS DE GENERADORES

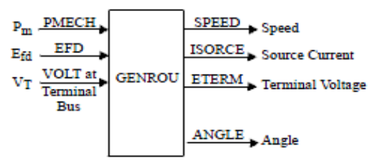
Interpretación:

IBUS	GENROU'	I	T'do	T''do	T'qo	T''qo	H	D	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	Xl	S(1.0)	S(1.2)
6072	'GENROU'	V3	5.1	0.02	0.7	0.1	4.45	0	1.41	1.35	0.156	0.6	0.12	0.06	0.1	0.5/

E.14 GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.
The machine MVA is _____ for each of
_____ units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____
on the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T'_{qo} (>0) (sec)
J+3			T''_{qo} (>0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

Note: X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d.

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψkd
K+3		ψkq
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radians)

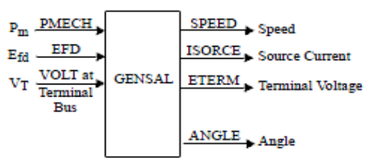
IBUS, 'GENROU', I, T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

IBUS	GENSAL'	I	T'do	T''do	T''qo	H	D	Xd	Xq	X'd	X''d	Xl	S(1.0)	S(1.2)
6127	'GENSAL'	G6	5.3	0.038	0.149	0.971	0	1.53	0.83	0.332	0.223	0.14	0.1	0.5/

E.16 GENSAL

Salient Pole Generator Model (Quadratic Saturation on d-Axis)

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.
The machine MVA is _____ for each of units = _____ MBASE.
ZSORCE for this machine is _____ + j _____ on the above MBASE.



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T''_{qo} (>0) (sec)
J+3			Inertia, H
J+4			Speed damping, D
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			X_l
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

Note: X_d, X_q, X'_d, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d.

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		ψkd
K+2		ψ''_q
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

IBUS, 'GENSAL', I, T'_{do}, T''_{do}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

Información de Base de Datos:

```
6071    'GENROU' V2     5.1         2.00E-02    0.7         0.1
                4.45        0           1.41        1.35        0.156
                0.6         0.12        6.00E-02    0.1         0.50000   /
6072    'GENROU' V3     5.1         2.00E-02    0.7         0.1
                4.45        0           1.41        1.35        0.156
                0.6         0.12        6.00E-02    0.1         0.50000   /
6073    'GENROU' V4     5.1         2.00E-02    0.7         0.1
                4.45        0           1.41        1.35        0.156
                0.6         0.12        6.00E-02    0.1         0.50000   /
6075    'GENROU' J5     8           5.00E-02    0.7         0.1
                1.45        0           2.01        1.3         0.171
                0.6         0.116       6.00E-02    0.1         0.50000   /
6076    'GENROU' J6     8           5.00E-02    0.7         0.1
                1.45        0           2.01        1.3         0.171
                0.6         0.116       6.00E-02    0.1         0.50000   /
6077    'GENROU' T8     5.936       2.20E-02    0.541       4.50E-02
                1.45        0           2.078       1.931       0.188
                0.377       0.129       0.162       0.1         0.50000   /
6078    'GENROU' V9     6.5         2.30E-02    0.7         0.1
                1.887       0           1.72        1.61        0.2
                0.6         0.16        0.145       0.1         0.40000   /
6090    'GENSAL' E1     7           6.00E-02    9.00E-02    2.44
                1           1.09        0.62        0.2         0.11
                0.1         0.1         0.50000   /
6091    'GENSAL' E2     7           6.00E-02    9.00E-02    2.44
                1           1.09        0.62        0.2         0.11
                0.1         0.1         0.50000   /
6094    'GENSAL' L1     7           6.00E-02    9.00E-02    2.44
                1           1.09        0.62        0.2         0.11
                0.1         0.1         0.50000   /
6095    'GENSAL' L2     7           6.00E-02    9.00E-02    2.44
                1           1.09        0.62        0.2         0.11
                0.1         0.1         0.50000   /
6097    'GENSAL' F1     9           6.00E-02    9.00E-02    4.5
                1           1.02        0.54        0.3         0.155
                0.12        0.2         0.67000   /
6098    'GENSAL' F2     9           6.00E-02    9.00E-02    4.5
                1           1.02        0.54        0.3         0.155
                0.12        0.2         0.67000   /
6099    'GENSAL' F3     9           6.00E-02    9.00E-02    4.5
                1           1.02        0.54        0.3         0.155
                0.12        0.2         0.67000   /
6101    'GENSAL' B1     4           2.00E-02    2.00E-02    2.69
                1           0.99        0.833       0.3452      0.26
                0.16        0.19        0.34300   /
6102    'GENSAL' B2     4           2.00E-02    2.00E-02    2.69
                1           0.99        0.833       0.3452      0.26
                0.16        0.19        0.34300   /
6106    'GENSAL' M1     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6106    'GENSAL' M2     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6106    'GENSAL' M3     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6107    'GENSAL' M4     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6107    'GENSAL' M5     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6107    'GENSAL' M6     4.6         3.50E-02    3.10E-02    0.93
                0           1.46        0.8         0.334       0.2576
                0.157       0.1         0.50000   /
6110    'GENSAL' B3     5           7.00E-02    8.00E-02    2.96
```

```
                1          0.9          0.57          0.4          0.24
              0.1         0.92        1.0100    /
6121    'GENROU' G9        1.623      3.90E-02        0.139      4.30E-02
            4.767            0         1.264        0.791         0.354
            0.303        0.268         0.206         0.95        1.0800    /
6122    'GENROU' G1        1.623      3.90E-02        0.139      4.30E-02
            4.767            0         1.264        0.791         0.354
            0.303        0.268         0.206         0.95        1.0800    /
6127    'GENSAL' G6          5.3      3.80E-02        0.149         0.971
                0         1.53          0.83        0.332         0.223
             0.14          0.1       0.50000    /
6130    'GENROU' G5            5      5.00E-02          0.7           0.1
             1.45            0           1.8          1.8           0.2
              0.2         0.15      6.80E-02          0.1       0.50000    /
6134    'GENSAL' G1            5      2.00E-02    9.00E-02         1.398
                1         1.09          0.84        0.47          0.36
             0.14         0.19       0.59000    /
6135    'GENSAL' G2            5      2.00E-02    9.00E-02         1.398
                1         1.09          0.84        0.47          0.36
             0.14         0.19       0.59000    /
6136    'GENSAL' G3            5      2.00E-02    9.00E-02         1.398
                1         1.09          0.84        0.47          0.36
             0.14         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G1            5      2.00E-02    9.00E-02         2.233
                1         1.01          0.63        0.33          0.33
             0.12         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G2            5      2.00E-02    9.00E-02         2.233
                1         1.01          0.63        0.33          0.33
             0.12         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G3            5      2.00E-02    9.00E-02         2.233
                1         1.01          0.63        0.33          0.33
             0.12         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G4            5      2.00E-02    9.00E-02          2.21
                1         1.01          0.78        0.38          0.38
             0.12         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G5            5      2.00E-02    9.00E-02         1.991
                1          1.1          0.78        0.38          0.38
             0.12         0.19       0.59000    /
6140    'GENSAL' G6            5      2.00E-02    9.00E-02         1.991
                1          1.1          0.78        0.38          0.38
             0.12         0.19       0.59000    /
6155    'GENSAL' G7        6.428      4.24E-02      0.1555          0.83
                0        1.533         0.845       0.325         0.179
             0.268        1.156        1.8220    /
6155    'GENSAL' G8        6.428      4.24E-02      0.1555          0.83
                0        1.533         0.845       0.325         0.179
             0.268        1.156        1.8220    /
6172    'GENSAL' P1          5.3      3.80E-02        0.149         0.971
                0         1.53          0.83        0.332         0.223
             0.14          0.1       0.50000    /
6172    'GENSAL' P2          5.3      3.80E-02        0.149         0.781
                0         1.53          0.83        0.332         0.223
             0.14          0.1       0.50000    /
6172    'GENSAL' P3          5.3      3.80E-02        0.149         0.971
                0         1.53          0.83        0.332         0.223
             0.14          0.1       0.50000    /
6176    'GENSAL' E1         5.65      8.00E-02         0.16          3.18
                1         1.05          0.73        0.37           0.3
             0.21         1.05        1.5000    /
6177    'GENSAL' E2         5.65      8.00E-02         0.16          3.18
                1         1.05          0.73        0.37           0.3
             0.21         1.05        1.5000    /
6264    'GENSAL' G1            9      6.00E-02    9.00E-02           4.5
                1         1.02          0.54         0.3           0.2
             0.12          0.2       0.67000    /
6265    'GENSAL' G2            9      6.00E-02    9.00E-02           4.5
                1         1.02          0.54         0.3           0.2
             0.12          0.2       0.67000    /
6268    'GENSAL' G3            5      2.00E-02    9.00E-02         1.398
                1         1.09          0.84        0.47          0.36
             0.14         0.19       0.59000    /
6271    'GENSAL' G1          6.2      2.90E-02        0.12          0.82
                0         1.52         0.768       0.257         0.156
            0.122          0.1       0.50000    /
6271    'GENSAL' G2          6.2      2.90E-02        0.12          0.82
                0         1.52         0.768       0.257         0.156
            0.122          0.1       0.50000    /
6271    'GENSAL' G3          6.2      2.90E-02        0.12          0.82
                0         1.52         0.768       0.257         0.156
            0.122          0.1       0.50000    /
```

```
6271    'GENSAL' G4     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6271    'GENSAL' G5     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6272    'GENSAL' G0     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6272    'GENSAL' G6     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6272    'GENSAL' G7     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6272    'GENSAL' G8     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6272    'GENSAL' G9     6.2     2.90E-02    0.12    0.82
          0     1.52    0.768    0.257    0.156
        0.122   0.1   0.50000  /
6281    'GENSAL' G1     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6281    'GENSAL' G2     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6281    'GENSAL' G3     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6281    'GENSAL' G4     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6282    'GENSAL' G5     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6282    'GENSAL' G6     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6282    'GENSAL' G7     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6282    'GENSAL' G8     2.06    2.03E-02    1.70E-02    0.93
          0     1.53    1.49    0.31    0.22
        0.157   0.1   0.50000  /
6291    'GENROU' G1     6.566   2.30E-02    0.487    4.90E-02
          7.8   0     2.06    1.964    0.271
        0.42    0.178   0.148    0.1    0.50000  /
6292    'GENROU' G2     3.839   3.20E-02    0.328    7.70E-02
          8.1   0     1.87    1.802    0.259
        0.596   0.24    0.197    0.1    0.50000  /
6293    'GENROU' G3     9       3.20E-02    0.328    7.70E-02
          2.01  0     1.31    1.802    0.13
        0.596   0.1     0.1    0.1    0.50000  /
6311    'GENROU' A1     1.3778  2.25E-02    0.75    2.25E-02
          0.53  0     1.01    1.09    0.29
        0.29    0.16    0.255    0.1    0.40000  /
6311    'GENROU' A2     1.3778  2.25E-02    0.75    2.25E-02
          0.53  0     1.01    1.09    0.29
        0.29    0.16    0.255    0.1    0.40000  /
6321    'GENROU' M1     7       6.00E-02    2.00E-02    9.00E-02
          0.86  0     1.09    0.62    0.2
        0.62    0.11    0.1    0.1    0.40000  /
6321    'GENROU' M2     7       6.00E-02    2.00E-02    9.00E-02
          0.86  0     1.09    0.62    0.2
        0.62    0.11    0.1    0.1    0.40000  /
6333    'GENSAL' G1     7       6.00E-02    9.00E-02    2.44
          1     1.09    0.62    0.2    0.3
        0.1     0.1   0.50000  /
6334    'GENSAL' G2     7       6.00E-02    9.00E-02    2.44
          1     1.09    0.62    0.2    0.3
        0.1     0.1   0.50000  /
6335    'GENSAL' G1     7       6.00E-02    0.1    2.44
          1     1.09    0.62    0.3    0.3
        0.1     0.11    0.48000  /
6336    'GENSAL' G2     7       6.00E-02    0.1    2.44
          1     1.09    0.62    0.3    0.3
        0.1     0.11    0.48000  /
6361    'GENSAL' G1     7       6.00E-02    9.00E-02    3.5
          1     1.09    0.62    0.19    0.3
        0.13    0.1   0.50000  /
6362    'GENSAL' G2     7       6.00E-02    9.00E-02    3.5
          1     1.09    0.62    0.19    0.3
        0.13    0.1   0.50000  /
6364    'GENSAL' G1     7       6.00E-02    9.00E-02    3.5
          1     1.09    0.62    0.19    0.3
```

0.13 0.1 0.50000 /
6365 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 3.5
1 1.09 0.62 0.19 0.3
0.13 0.1 0.50000 /
6367 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 3.5
1 1.09 0.62 0.19 0.3
0.13 0.1 0.50000 /
6368 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 3.5
1 1.09 0.62 0.19 0.3
0.13 0.1 0.50000 /
6371 'GENROU' G1 8 7.50E-02 1.5 0.2
5 0 2 1.9 0.35
0.35 0.2 0.1 0.1 0.50000 /
6372 'GENROU' G2 8 7.50E-02 1.5 0.2
5 0 2 1.9 0.35
0.35 0.2 0.1 0.1 0.50000 /
6384 'GENSAL' G1 3.8412 3.38E-02 0.1598 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6384 'GENSAL' G2 3.8412 3.38E-02 0.1598 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6385 'GENSAL' G1 3.5476 2.57E-02 0.1087 2.44
1 1.283 0.739 0.274 0.182
0.1 0.1 0.50000 /
6385 'GENSAL' G2 3.5476 2.57E-02 0.1087 2.44
1 1.283 0.739 0.274 0.182
0.1 0.1 0.50000 /
6391 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6391 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6413 'GENROU' G1 8 7.50E-02 1.5 0.2
5 0 2 1.9 0.35
0.35 0.2 0.1 0.1 0.50000 /
6414 'GENROU' G2 8 7.50E-02 1.5 0.2
5 0 2 1.9 0.35
0.35 0.2 0.1 0.1 0.50000 /
6416 'GENROU' G1 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6417 'GENROU' G2 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6418 'GENROU' V3 6.5 2.30E-02 0.7 0.1
1.887 0 1.72 1.61 0.2
0.6 0.16 0.145 0.1 0.40000 /
6421 'GENROU' G1 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6422 'GENROU' G2 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6423 'GENROU' V3 6.5 2.30E-02 0.7 0.1
1.887 0 1.72 1.61 0.2
0.6 0.16 0.145 0.1 0.40000 /
6426 'GENROU' G1 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6427 'GENROU' G2 9 3.20E-02 0.328 7.70E-02
2.01 0 1.31 1.802 0.13
0.596 0.1 0.1 0.1 0.50000 /
6428 'GENROU' V3 6.5 2.30E-02 0.7 0.1
1.887 0 1.72 1.61 0.2
0.6 0.16 0.145 0.1 0.40000 /
6452 'GENSAL' G1 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6452 'GENSAL' G2 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6454 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.3 0.94 0.51 0.3
0.39 0.1 0.50000 /
6454 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.3 0.94 0.51 0.3
0.39 0.1 0.50000 /
6456 'GENSAL' G1 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6456 'GENSAL' G2 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6461 'GENSAL' G1 9 6.00E-02 9.00E-02 4.5
1 1.02 0.54 0.3 0.2
0.12 0.2 0.67000 /
6462 'GENSAL' G2 9 6.00E-02 9.00E-02 4.5
1 1.02 0.54 0.3 0.2
0.12 0.2 0.67000 /
6510 'GENSAL' G1 5 2.00E-02 9.00E-02 2.233
1 1.01 0.63 0.33 0.33

```
          0.12          0.19         0.59000    /
6511      'GENSAL' G2   5            2.00E-02     9.00E-02     2.233
          1             1.01         0.63         0.33         0.33
          0.12          0.19         0.59000    /
6520      'GENSAL' G1   5            2.00E-02     9.00E-02     2.233
          1             1.01         0.63         0.33         0.33
          0.12          0.19         0.59000    /
6521      'GENSAL' G2   5            2.00E-02     9.00E-02     2.233
          1             1.01         0.63         0.33         0.33
          0.12          0.19         0.59000    /
6530      'GENROU' G1   1.3778       2.25E-02     0.75         2.25E-02
          0.53          0            1.01         1.09         0.29
          0.29          0.16         0.255        0.1          0.40000    /
6530      'GENROU' G2   1.3778       2.25E-02     0.75         2.25E-02
          0.53          0            1.01         1.09         0.29
          0.29          0.16         0.255        0.1          0.40000    /
6560      'GENSAL' G1   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.09         0.62         0.2          0.38
          0.1           0.1          0.50000    /
6570      'GENSAL' G1   3.5476       2.57E-02     0.1087       2.44
          1             1.283        0.739        0.274        0.182
          0.1           0.1          0.50000    /
6570      'GENSAL' G2   3.5476       2.57E-02     0.1087       2.44
          1             1.283        0.739        0.274        0.182
          0.1           0.1          0.50000    /
6600      'GENSAL' G1   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.178
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6621      'GENSAL' G1   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.16
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6621      'GENSAL' G2   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.16
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6623      'GENSAL' G1   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.16
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6623      'GENSAL' G2   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.16
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6631      'GENSAL' G1   4.9312       4.89E-02     4.08E-02     1.124
          1             1.574        0.938        0.269        0.217
          0.907         0.1          0.50000    /
6631      'GENSAL' G2   4.9312       4.89E-02     4.08E-02     1.124
          1             1.574        0.938        0.269        0.217
          0.907         0.1          0.50000    /
6641      'GENSAL' G1   4.9312       3.91E-02     4.08E-02     1.124
          0             1.481        0.884        0.263        0.202
          9.07E-02      0.1          0.50000    /
6641      'GENSAL' G2   4.9312       3.91E-02     4.08E-02     1.124
          0             1.481        0.884        0.263        0.202
          9.07E-02      0.1          0.50000    /
6651      'GENSAL' G1   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.178
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6661      'GENSAL' G1   3.42         1.30E-02     2.20E-02     2.55
          0.161         1.557        0.936        0.294        0.178
          2.30E-02      1.056        1.3930     /
6671      'GENSAL' G1   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.09         0.62         0.2          0.11
          0.1           0.1          0.50000    /
6672      'GENSAL' G2   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.09         0.62         0.2          0.11
          0.1           0.1          0.50000    /
6682      'GENSAL' G1   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.3          0.94         0.51         0.3
          0.39          0.1          0.50000    /
6682      'GENSAL' G2   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.3          0.94         0.51         0.3
          0.39          0.1          0.50000    /
6682      'GENSAL' G3   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.09         0.62         0.2          0.38
          0.1           0.1          0.50000    /
6684      'GENSAL' G1   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.3          0.94         0.51         0.3
          0.39          0.1          0.50000    /
6684      'GENSAL' G2   7            6.00E-02     9.00E-02     2.44
          1             1.3          0.94         0.51         0.3
          0.39          0.1          0.50000    /
6692      'GENSAL' G1   4.32         8.00E-02     0.22         2.5
          1             1.25         0.76         0.31         0.24
          0.2           0.80000E-01  0.48000    /
6693      'GENSAL' G2   4.32         8.00E-02     0.22         2.5
          1             1.25         0.76         0.31         0.24
          0.2           0.80000E-01  0.48000    /
```

6694 'GENSAL' G3 4.32 8.00E-02 0.22 2.5
1 1.25 0.76 0.31 0.24
0.2 0.80000E-01 0.48000 /
6696 'GENSAL' G1 4.66 3.87E-02 9.00E-02 1.7
1 1.74 1.046 0.425 0.204
0.18 0.1 0.50000 /
6697 'GENSAL' G2 4.66 3.87E-02 9.00E-02 1.7
1 1.74 1.046 0.425 0.204
0.18 0.1 0.50000 /
6699 'GENSAL' G1 4.66 3.87E-02 9.00E-02 1.7
1 1.74 1.046 0.425 0.204
0.18 0.1 0.50000 /
6700 'GENSAL' G2 4.66 3.87E-02 9.00E-02 1.7
1 1.74 1.046 0.425 0.204
0.18 0.1 0.50000 /
6701 'GENSAL' G3 4.66 3.87E-02 9.00E-02 1.7
1 1.74 1.046 0.425 0.204
0.18 0.1 0.50000 /
6711 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6721 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6721 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6731 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6731 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6736 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6736 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6741 'GENSAL' G1 3.8412 3.38E-02 0.1598 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6741 'GENSAL' G2 3.8412 3.38E-02 0.1598 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6750 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.3
0.1 0.1 0.50000 /
6750 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.3
0.1 0.1 0.50000 /
6750 'GENSAL' G3 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.3
0.1 0.1 0.50000 /
6764 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6764 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6766 'GENSAL' G1 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6766 'GENSAL' G2 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6769 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6769 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6772 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6772 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6774 'GENSAL' G1 4.931 4.90E-02 4.10E-02 1.12
1 1.574 0.938 0.269 0.217
0.907 0.1 0.50000 /
6774 'GENSAL' G2 4.931 4.90E-02 4.10E-02 1.12
1 1.574 0.938 0.269 0.217
0.907 0.1 0.50000 /
6778 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.38
0.1 0.1 0.50000 /
6781 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6781 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55

0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6783 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6783 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.16 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6784 'GENSAL' G1 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6785 'GENSAL' G2 3.841 3.40E-02 0.16 2.44
1 1.375 0.828 0.331 0.174
0.1 0.1 0.50000 /
6791 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 3.5
1 1.09 0.62 0.19 0.3
0.13 0.1 0.50000 /
6792 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 3.5
1 1.09 0.62 0.19 0.3
0.13 0.1 0.50000 /
6801 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6801 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6821 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6821 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6831 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6831 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6841 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.3
0.1 0.1 0.50000 /
6841 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.09 0.62 0.2 0.3
0.1 0.1 0.50000 /
6851 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.16
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6861 'GENSAL' G1 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.6 0.62 0.25 0.18
0.16 0.1 0.50000 /
6861 'GENSAL' G2 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.6 0.62 0.25 0.18
0.16 0.1 0.50000 /
6861 'GENSAL' G3 7 6.00E-02 9.00E-02 2.44
1 1.6 0.62 0.25 0.18
0.16 0.1 0.50000 /
6871 'GENROU' G1 7 6.00E-02 0.7 9.00E-02
4.88 1 1.09 0.62 0.2
0.2 0.11 2.50E-02 0.1 0.50000 /
6871 'GENROU' G2 7 6.00E-02 0.7 9.00E-02
4.88 1 1.09 0.62 0.2
0.2 0.11 2.50E-02 0.1 0.50000 /
6930 'GENSAL' G1 3.5476 2.57E-02 0.1087 2.44
1 1.283 0.739 0.274 0.182
0.1 0.1 0.50000 /
6935 'GENSAL' G1 3.5476 2.57E-02 0.1087 2.44
1 1.283 0.739 0.274 0.182
0.1 0.1 0.50000 /
6940 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.16
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6940 'GENSAL' G2 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.16
2.30E-02 1.056 1.3930 /
6951 'GENSAL' G1 3.42 1.30E-02 2.20E-02 2.55
0.161 1.557 0.936 0.294 0.178
2.30E-02 1.056 1.3930 /

MODELO DE GOBERNADORES

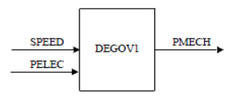
Interpretación:

IBUS	DEGOV1'	I	Droop Control	T1	T2	T3	K	T4	T5	T6	TD	Tmax	Tmin	Droop	TE
6106	'DEGOV1'	M1	0	5	0.05	0.95	15	5.1	0.322	0	0.002	0.8	0.387	0.03	0.05/

H.3 DEGOV1

Woodward Diesel Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and ICON #_____ M,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.



CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			T_1 (sec)	J+6			T_5 (sec)
J+1			T_2 (sec)	J+7			T_D ($0 \le T_D \le 12 * DELT$) (sec)
J+2			T_3 (sec)	J+8			T_{MAX}
J+3			K	J+9			T_{MIN}
J+4			T_4 (sec)	J+10			Droop
J+5			T_5 (sec)	J+11			T_E

STATEs	#	Description
K		Electric control box 1
K+1		Electric control box 2
K+2		Actuator 1
K+3		Actuator 2
K+4		Actuator 3
K+5		Power transducer

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		Delay table
. . .		
L+13		

ICON	#	Value	Description
M			Droop control: 0 = Throttle feedback 1 = Electric power feedback

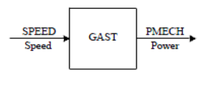
IBUS, 'DEGOV1', I, Droop Control, T_1, T_2, T_3, K, T_4, T_5, T_6, T_D, T_{MAX}, T_{MIN}/, Droop, T_E/

IBUS	GAST'	I	R	T1	T2	T3	AT	KT	VMAX	VMIN	Dturb
6075	'GAST'	J5	0.04	0.1	0.1	3	1	2	0.84	0.05	0.5/

H.4 GAST

Gas Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

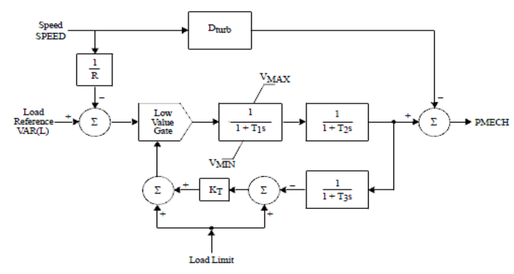


CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			R (speed droop)	J+5			K_T
J+1			T_1 (>0) (sec)	J+6			V_{MAX}
J+2			T_2 (>0) (sec)	J+7			V_{MIN}
J+3			T_3 (>0) (sec)	J+8			D_{turb}
J+4			Ambient temperature load limit, AT				

STATEs	#	Description
K		Fuel valve
K+1		Fuel flow
K+2		Exhaust temperature

VAR	#	Description
L		Load reference

IBUS, 'GAST', I, R, T_1, T_2, T_3, AT, K_T, V_{MAX}, V_{MIN}, D_{turb}/

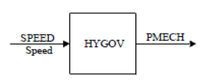


IBUS	HYGOV'	I	R	r	Tr	Tf	Tg	VELM	GMAX	GMIN	TW	At	Dturb	qNL
6091	'HYGOV'	E2	0.03	1	16	0.025	0.2	0.167	0.88	0.05	2.52	1.05	0.5	0.08/

H.8 HYGOV

Hydro Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.

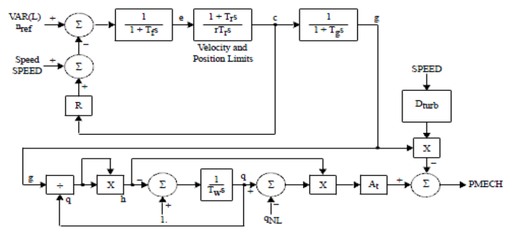


CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop	J+6			G_{MAX}, maximum gate limit
J+1			r, temporary droop	J+7			G_{MIN}, minimum gate limit
J+2			T_r (>0) governor time constant	J+8			T_W (>0) water time constant
J+3			T_f (>0) filter time constant	J+9			A_t, turbine gain
J+4			T_g (>0) servo time constant	J+10			D_{turb}, turbine damping
J+5			± VELM, gate velocity limit	J+11			q_{NL}, no load flow

STATEs	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

IBUS, 'HYGOV', I, R, r, T_r, T_f, T_g, VELM, G_{MAX}, G_{MIN}, T_W, A_t, D_{turb}, q_{NL}/

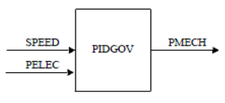


IBUS	PIDGOV'	I	Feedback Signal	Rperm	Treg	Kp	Ki	Kd	Ta	Tb	Dturb	G0	G1	P1	G2	P2	P3	Gmax	Gmin	Atw	Tw	Velmax	Velmin
6692	'PIDGOV'	G1	1	0.04	0	3	0.7	0	0.01	0.02	0	0	0.5	0.5	0.75	0.75	1	1	0	1	0.2	0.16	0.0/

H.13 PIDGOV

Hydro Turbine and Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and ICON #_____ M,
and STATEs starting with #_____ K,
and VARs starting with #_____ L.



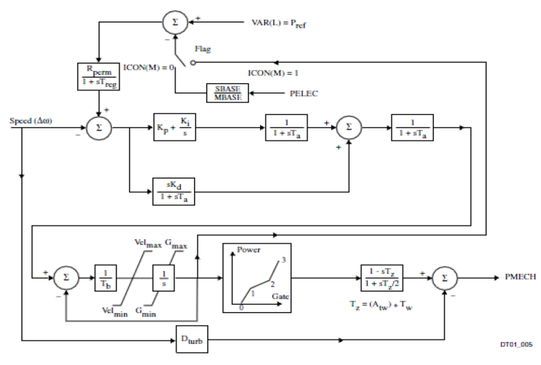
CONs	#	Value	Description
J			R_{perm}, permanent drop, pu
J+1			T_{reg} (sec), speed detector time constant
J+2			K_p, proportional gain, pu/sec
J+3			K_i, reset gain, pu/sec
J+4			K_d, derivative gain, pu
J+5			T_a (sec) > 0, controller time constant
J+6			T_b (sec) > 0, gate servo time constant
J+7			D_{turb}, turbine damping factor, pu
J+8			G_0, gate opening at speed no load, pu
J+9			G_1, intermediate gate opening, pu
J+10			P_1, power at gate opening G_1, pu
J+11			G_2, intermediate gate opening, pu
J+12			P_2, power at gate opening G_2, pu
J+13			P_3, power at full opened gate, pu
J+14			G_{max}, maximum gate opening, pu
J+15			G_{min}, minimum gate opening, pu
J+16			A_{tw} > 0, factor multiplying T_w, pu
J+17			T_w (sec) > 0, water inertia time constant
J+18			Vel_{max}, minimum gate opening velocity, pu/sec
J+19			Vel_{min} < 0, minimum gate closing velocity, pu/sec

STATEs	#	Description
K		Input sensor
K+1		PI controller
K+2		First regulator
K+3		Derivative controller
K+4		Second regulator
K+5		Gate position
K+6		Water inertia

VARs	#	Description
L		Reference

ICONs	#	Value	Description
M			Feedback signal: 0 = Electrical power feedback 1 = Gate position

IBUS, 'PIDGOV', I, Feedback Signal, R_{perm}, T_{reg}, K_p, K_i, K_d, T_a, T_b, D_{turb}, G_0, G_1, P_1, G_2, P_2, P_3, G_{max}, G_{min}, A_{tw}, T_w, Vel_{max}, Vel_{min}/

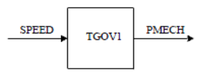


IBUS	TGOV1'	I	R	T1	Vmax	Vmin	T2	T3	Dt
6071	'TGOV1'	V2	0.06	0.05	0.851	0	1	3	0/

H.15 TGOV1

Steam Turbine-Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



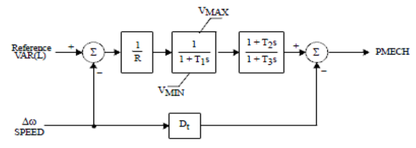
CONs	#	Value	Description
J			R
J+1			T_1 (>0) (sec)
J+2			V_{MAX}
J+3			V_{MIN}
J+4			T_2 (sec)
J+5			T_3 (>0) (sec)
J+6			D_t

Note: V_{MAX}, V_{MIN}, D_t are in per unit on generator base.
T_2/T_3 = high-pressure fraction.
T_3 = reheater time constant.

STATEs	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VARs	#	Description
L		Reference

IBUS, 'TGOV1', I, R, T_1, V_{MAX}, V_{MIN}, T_2, T_3, D_t/

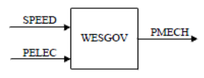


IBUS	WPIDHY'	I	Treg	REG	Kp	KI	KD	TA	TB	VELMX	VELMN	GATMX	GATMN	Tw	Pmax	Pmin	D	G0	G1	P1	G2	P2	P3
6530	'WPIDHY'	G1	0.01	0.05	0.1	0.05	0	0.02	0.01	0.05	-0.05	1	0.545	1.4	0.954	0.3826	0.161	0.3	0.545	0.4	0.827	0.83	1/

H.21 WPIDHY

Woodward PID Hydro Governor

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

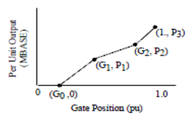


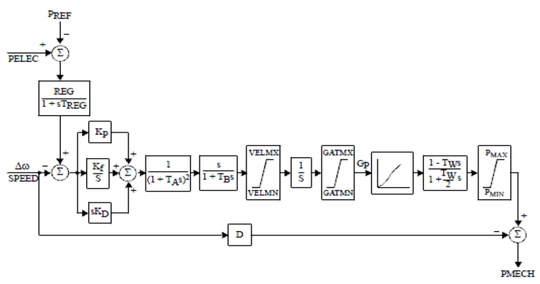
CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			T_{REG} (sec)	J+11			T_W (>0) (sec)
J+1			REG	J+12			P_{MAX}
J+2			K_P	J+13			P_{MIN}
J+3			K_I	J+14			D
J+4			K_D	J+15			G_0
J+5			T_A (>0) (sec)	J+16			G_1
J+6			T_B (>0) (sec)	J+17			P_1
J+7			VELMX	J+18			G_2
J+8			VELMN (<0)	J+19			P_2
J+9			GATMX	J+20			P_3
J+10			GATMN				

STATEs	#	Description
K		Measured electrical power deviation
K+1		PID controller
K+2		First lag
K+3		Second lag
K+4		Rate
K+5		Gate
K+6		Mechanical power

VAR	#	Description
L		Electrical power reference

IBUS, 'WPIDHY', I, T_{REG}, REG, K_P, K_I, K_D, T_A, T_B, VELMX, VELMN, GATMX, GATMN, T_W, P_{MAX}, P_{MIN}, D, G_0, G_1,P_1, G_2, P_2, P_3/





Información de Base de Datos:

```
6071    'TGOV1'     V2      6.00E-02    5.00E-02    0.851       0
          1                   3       0.0000   /
6072    'TGOV1'     V3      6.00E-02    5.00E-02    0.851       0
          1                   3       0.0000   /
6073    'TGOV1'     V4      6.00E-02    5.00E-02    0.851       0
          1                   3       0.0000   /
6075    'GAST'      J5      4.00E-02    0.1         0.1         3
          1                   2       0.84        5.00E-02    0.50000   /
6076    'GAST'      J6      4.00E-02    0.1         0.1         3
          1                   2       0.84        5.00E-02    0.50000   /
6077    'GAST'      T8      4.00E-02    0.1         0.1         3
          1                   2       0.7         5.00E-02    0.50000   /
6078    'TGOV1'     V9      6.00E-02    5.00E-02    0.859       0
          1                   3       0.0000   /
6090    'HYGOV'     E1      3.00E-02    1           16          2.50E-02
          0.2                 0.167       0.88        5.00E-02    2.52
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6091    'HYGOV'     E2      3.00E-02    1           16          2.50E-02
          0.2                 0.167       0.88        5.00E-02    2.52
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6094    'HYGOV'     L1      3.00E-02    1           14          2.50E-02
          0.2                 0.167       1.01        5.00E-02    2.8
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6095    'HYGOV'     L2      3.00E-02    1           14          2.50E-02
          0.2                 0.167       1.01        5.00E-02    2.8
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6097    'HYGOV'     F1      3.00E-02    0.5         11.8        3.00E-02
          0.2                 0.167       0.95        5.00E-02    1.85
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6098    'HYGOV'     F2      3.00E-02    0.5         11.8        3.00E-02
          0.2                 0.167       0.95        5.00E-02    1.85
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6099    'HYGOV'     F3      3.00E-02    0.5         11.8        3.00E-02
          0.2                 0.167       0.95        5.00E-02    1.85
          1.05                0.5     0.80000E-01/
6101    'HYGOV'     B1      3.00E-02    0.8         14.5        3.00E-02
          1                   0.167       0.893       0.266       1.15
          1.36                0.5     0.80000E-01/
6102    'HYGOV'     B2      3.00E-02    0.8         14.5        3.00E-02
          1                   0.167       0.893       0.266       1.15
          1.36                0.5     0.80000E-01/
6106    'DEGOV1'    M1      0           5           5.00E-02    0.95
          15                  5.1         0.322       0           2.00E-03
          0.8                 0.387       3.00E-02    0.50000E-01/
6106    'DEGOV1'    M2      0           5           5.00E-02    0.95
          15                  5.1         0.322       0           2.00E-03
          0.8                 0.387       3.00E-02    0.50000E-01/
6106    'DEGOV1'    M3      0           5           5.00E-02    0.95
          15                  5.1         0.322       0           2.00E-03
          0.8                 0.387       3.00E-02    0.50000E-01/
6107    'DEGOV1'    M4      0           5           5.00E-02    0.95
          15                  5.1         0.322       0           2.00E-03
          0.8                 0.387       3.00E-02    0.50000E-01/
6107    'DEGOV1'    M5      0           5           5.00E-02    0.95
          15                  5.1         0.322       0           2.00E-03
          0.8                 0.387       3.00E-02    0.50000E-01/
6107    'DEGOV1'    M6      0           5           5.00E-02    0.95
```

15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6110 'HYGOV' B3 3.00E-02 0.8 14.5 3.00E-02
1 0.167 0.87 0.26 1.15
1.36 0.5 0.80000E-01/
6121 'DEGOV1' G9 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6122 'DEGOV1' G1 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6127 'DEGOV1' G6 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6130 'GAST' G5 3.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 3
1 2 0.7 5.00E-02 0.50000 /
6134 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.923 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6135 'HYGOV' G2 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.923 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6136 'HYGOV' G3 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.923 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6155 'DEGOV1' G7 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6155 'DEGOV1' G8 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6172 'DEGOV1' P1 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6172 'DEGOV1' P2 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6172 'DEGOV1' P3 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6176 'HYGOV' E1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.4 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6177 'HYGOV' E2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.4 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6264 'HYGOV' G1 5.00E-02 0.5 10 0.1
0.1 0.167 0.95 5.00E-02 1
1.25 0.5 0.12500 /
6265 'HYGOV' G2 5.00E-02 0.5 10 0.1
0.1 0.167 0.95 5.00E-02 1
1.25 0.5 0.12500 /
6268 'HYGOV' G3 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6271 'DEGOV1' G1 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6271 'DEGOV1' G2 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6271 'DEGOV1' G3 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6271 'DEGOV1' G4 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6271 'DEGOV1' G5 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6272 'DEGOV1' G0 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6272 'DEGOV1' G6 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6272 'DEGOV1' G7 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6272 'DEGOV1' G8 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6272 'DEGOV1' G9 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6281 'DEGOV1' G1 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 3.00E-02 4.00E-02 0.50000E-01/
6281 'DEGOV1' G2 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 3.00E-02 4.00E-02 0.50000E-01/
6281 'DEGOV1' G3 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 3.00E-02 4.00E-02 0.50000E-01/
6281 'DEGOV1' G4 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 3.00E-02 4.00E-02 0.50000E-01/
6282 'DEGOV1' G5 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
1.2 0.3 4.00E-02 0.50000E-01/
6282 'DEGOV1' G6 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
1.2 0.3 4.00E-02 0.50000E-01/
6282 'DEGOV1' G7 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
1.2 0.3 4.00E-02 0.50000E-01/
6282 'DEGOV1' G8 1 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
1.2 0.3 4.00E-02 0.50000E-01/
6291 'DEGOV1' G1 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6292 'DEGOV1' G2 0 5 5.00E-02 0.95
15 5.1 0.322 0 2.00E-03
0.8 0.387 3.00E-02 0.50000E-01/
6293 'GAST' G3 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6321 'HYGOV' M1 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.923 5.00E-02 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6321 'HYGOV' M2 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.923 5.00E-02 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6333 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 14 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.8
1.05 0.5 0.80000E-01/
6334 'HYGOV' G2 3.00E-02 1 14 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.8
1.05 0.5 0.80000E-01/
6335 'HYGOV' G1 4.00E-02 0.5 14 5.00E-02
0.5 0.167 1 0 1
1.2 0 0.10000 /
6336 'HYGOV' G2 4.00E-02 0.5 14 5.00E-02
0.5 0.167 1 0 1
1.2 0 0.10000 /
6361 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6362 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6364 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.88 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6365 'HYGOV' G2 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 0.88 5.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6367 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6368 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6371 'TGOV1' G1 5.00E-02 5.00E-02 1 0

1 3 0.0000 /
6372 'TGOV1' G2 5.00E-02 5.00E-02 1 0
1 3 0.0000 /
6384 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6384 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6385 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6385 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6391 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6391 'WPIDHY' G2 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6413 'TGOV1' G1 5.00E-02 5.00E-02 1 0
1 3 0.0000 /
6414 'TGOV1' G2 5.00E-02 5.00E-02 1 0
1 3 0.0000 /
6416 'GAST' G1 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6417 'GAST' G2 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6418 'TGOV1' V3 6.00E-02 5.00E-02 0.859 0
1 3 0.0000 /
6421 'GAST' G1 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6422 'GAST' G2 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6423 'TGOV1' V3 6.00E-02 5.00E-02 0.859 0
1 3 0.0000 /
6426 'GAST' G1 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6427 'GAST' G2 4.00E-02 5.00E-02 5.00E-02 3
1 2 1 5.00E-02 0.0000 /
6428 'TGOV1' V3 6.00E-02 5.00E-02 0.859 0
1 3 0.0000 /
6452 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6452 'HYGOV' G2 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6454 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6454 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6456 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6456 'HYGOV' G2 3.00E-02 1 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6461 'HYGOV' G1 5.00E-02 0.5 10 0.1
0.1 0.167 0.95 5.00E-02 1
1.25 0.5 0.12500 /
6462 'HYGOV' G2 5.00E-02 0.5 10 0.1
0.1 0.167 0.95 5.00E-02 1
1.25 0.5 0.12500 /
6560 'HYGOV' G1 3.00E-02 1 16 2.50E-02
0.2 0.167 1.2 1.00E-02 2.52
1.05 0.5 0.80000E-01/
6570 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6570 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6600 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6621 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6621 'WPIDHY' G2 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6623 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6623 'WPIDHY' G2 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6631 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6631 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.95 0.45 0.357
1.05 0.5 0.80000E-01/
6641 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.89286 0.2381 1
1.05 0.5 0.80000E-01/
6641 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.28 2.50E-02
0.2 0.167 0.89286 0.2381 1
1.05 0.5 0.80000E-01/
6651 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6661 'WPIDHY' G1 1.00E-02 5.00E-02 0.1 5.00E-02
0 2.00E-02 1.00E-02 5.00E-02 -5.00E-02
1 0.545 1.4 0.954 0.3826
0.161 0.3 0.545 0.4 0.827
0.83 1.0000 /
6671 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 14.5 3.00E-02
1 0.167 0.95 0.53 1.15
1.36 0.5 0.80000E-01/
6672 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 14.5 3.00E-02
1 0.167 0.95 0.53 1.15
1.36 0.5 0.80000E-01/
6682 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6682 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6682 'HYGOV' G3 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6684 'HYGOV' G1 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6684 'HYGOV' G2 3.00E-02 0.8 4 3.00E-02
0.2 0.167 0.87 0.45 1
1.2 0.5 0.80000E-01/
6692 'PIDGOV' G1 0 4.00E-02 0 3
0.7 0 1.00E-02 2.00E-02 0
0 0.5 0.5 0.75 0.75
1 1 0 1 0.2
0.16 0.0000 /
6693 'PIDGOV' G2 0 4.00E-02 0 3

```
      0.7                    0          1.00E-02   2.00E-02   0
      0                      0.5        0.5        0.75       0.75
      1                      1          0          1          0.2
      0.16                   0.0000   /
6694  'PIDGOV'  G3           0          4.00E-02   0          3
      0.7                    0          1.00E-02   2.00E-02   0
      0                      0.5        0.5        0.75       0.75
      1                      1          0          1          0.2
      0.16                   0.0000   /
6696  'HYGOV'   G1           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.17       1          4.50E-02   1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6697  'HYGOV'   G2           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.17       1          4.50E-02   1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6699  'HYGOV'   G1           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.17       1          4.50E-02   1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6700  'HYGOV'   G2           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.17       1          4.50E-02   1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6701  'HYGOV'   G3           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.17       1          4.50E-02   1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6711  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6721  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6721  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6731  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6731  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6736  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6736  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6741  'HYGOV'   G1           3.00E-02   0.8        14.5       3.00E-02
      1                      0.167      0.95       0.53       1.15
      1.36                   0.5        0.80000E-01/
6741  'HYGOV'   G2           3.00E-02   0.8        14.5       3.00E-02
      1                      0.167      0.95       0.53       1.15
      1.36                   0.5        0.80000E-01/
6750  'HYGOV'   G1           3.00E-02   1          16         2.50E-02
      0.2                    0.167      0.8        5.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6750  'HYGOV'   G2           3.00E-02   1          16         2.50E-02
      0.2                    0.167      0.8        5.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6750  'HYGOV'   G3           3.00E-02   1          16         2.50E-02
      0.2                    0.167      0.8        5.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6764  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6764  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6766  'HYGOV'   G1           3.00E-02   1          14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      1.2        1.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6766  'HYGOV'   G2           3.00E-02   1          14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      1.2        1.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6769  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6769  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6772  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6772  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6774  'HYGOV'   G1           3.00E-02   0.8        14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      0.95       0.45       0.36
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6774  'HYGOV'   G2           3.00E-02   0.8        14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      0.95       0.45       0.36
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6778  'HYGOV'   G1           3.00E-02   1          16         2.50E-02
      0.2                    0.167      1.2        1.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6781  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6781  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6783  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6783  'WPIDHY'  G2           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.383
      0.161                  0.3        0.545      0.4        0.827
      0.83                   1.0000   /
6784  'HYGOV'   G1           3.00E-02   1          14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      1.2        1.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6785  'HYGOV'   G2           3.00E-02   1          14.28      2.50E-02
      0.2                    0.167      1.2        1.00E-02   2.52
      1.05                   0.5        0.80000E-01/
6791  'HYGOV'   G1           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.167      0.87       0.45       1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6792  'HYGOV'   G2           3.00E-02   0.8        4          3.00E-02
      0.2                    0.167      0.87       0.45       1
      1.2                    0.5        0.80000E-01/
6801  'WPIDHY'  G1           1.00E-02   5.00E-02   0.1        5.00E-02
      0                      2.00E-02   1.00E-02   5.00E-02   -5.00E-02
      1                      0.545      1.4        0.954      0.3826
```

```
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6801  'WPIDHY'  G2          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6821  'WPIDHY'  G1          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6821  'WPIDHY'  G2          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6831  'WPIDHY'  G1          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6831  'WPIDHY'  G2          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6841  'HYGOV'   G1          3.00E-02           1          14    2.50E-02
        0.2                   0.167         1.2    1.00E-02       2.8
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6841  'HYGOV'   G2          3.00E-02           1          14    2.50E-02
        0.2                   0.167         1.2    1.00E-02       2.8
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6851  'WPIDHY'  G1          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6861  'HYGOV'   G1          3.00E-02           1       14.28    2.50E-02
        0.2                   0.167           1    1.00E-02     0.357
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6861  'HYGOV'   G2          3.00E-02           1       14.28    2.50E-02
        0.2                   0.167           1    1.00E-02     0.357
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6861  'HYGOV'   G3          3.00E-02           1       14.28    2.50E-02
        0.2                   0.167           1    1.00E-02     0.357
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6871  'HYGOV'   G1          3.00E-02           1          16    2.50E-02
        0.2                   0.167         1.2    1.00E-02       2.52
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6871  'HYGOV'   G2          3.00E-02           1          16    2.50E-02
        0.2                   0.167         1.2    1.00E-02       2.52
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6930  'HYGOV'   G1          3.00E-02         0.8       14.28    2.50E-02
        0.2                   0.167           1        0.25     0.357
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6935  'HYGOV'   G1          3.00E-02         0.8       14.28    2.50E-02
        0.2                   0.167           1        0.25     0.357
        1.05                    0.5  0.80000E-01/
6940  'WPIDHY'  G1          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6940  'WPIDHY'  G2          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
6951  'WPIDHY'  G1          1.00E-02    5.00E-02       0.1    5.00E-02
        0                  2.00E-02    1.00E-02    5.00E-02  -5.00E-02
        1                     0.545         1.4       0.954    0.3826
        0.161                    0.3       0.545       0.4       0.827
        0.83                   1.0000   /
```

MODELO DE EXCITADORES

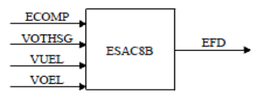
Interpretación:

IBUS	ESAC8B'	I	TR	KP	KI	KD	TD	KA	TA	VRMAX	VRMIN	TE	KE	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
6106	'ESAC8B'	M1	0	170	130	60	0.03	1	0	10	0	1	1	3.8	1.36	4.5	1.5/

G.7 ESAC8B

Basler DECS

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_P
J+2			K_I
J+3			K_D
J+4			T_D (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX} or zero

CONs	#	Value	Description
J+8			V_{RMIN}
J+9			T_E > 0 (sec)
J+10			K_E or zero
J+11			E_1
J+12			$S_E(E_1)$
J+13			E_2
J+14			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Integral controller
K+2		Derivative controller
K+3		Voltage regulator
K+4		Exciter output, EFD

VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, 'ESAC8B', I, T_R, K_P, K_I, K_D, T_D, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

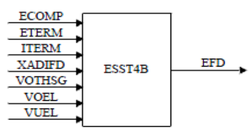
V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

IBUS	ESST4B'	I	TR	Kpr	Kir	VRMAX	VRMIN	TA	KPM	KIM	VMMAX	VMMIN	KG	KP	KI	VBMAX	KC	KL	THETAP
6077	'ESST4B'	T8	0	3.38	3.38	1	-0.87	0.01	1	0	1	-0.87	0	5.92	0	7.4	0.11	0	2/

G.13 ESST4B

IEEE Type ST4B Potential or Compounded Source-Controlled Rectifier Exciter

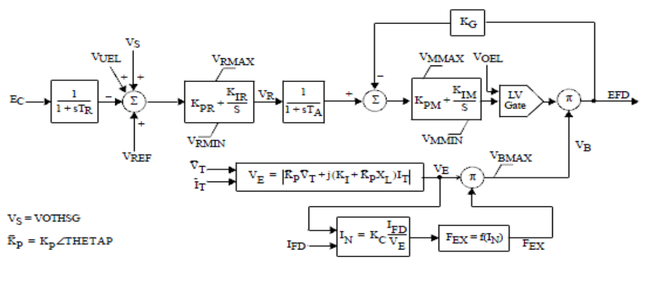
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.

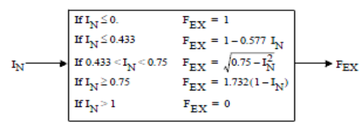


CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)	J+9			V_{MMIN}
J+1			K_{PR}	J+10			K_G
J+2			K_{IR}	J+11			K_P
J+3			V_{RMAX}	J+12			K_I
J+4			V_{RMIN}	J+13			V_{BMAX}
J+5			T_A (sec)	J+14			K_C
J+6			K_{PM}	J+15			X_L
J+7			K_{IM}	J+16			THETAP
J+8			V_{MMAX}				

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator integrator
K+2		Regulator output, V_R
K+3		V_M

IBUS, 'ESST4B', I, T_R, K_{PR}, K_{IR}, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_A, K_{PM}, K_{IM}, V_{MMAX}, V_{MMIN}, K_G, K_P, K_I, V_{BMAX}, K_C, X_L, THETAP/



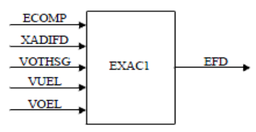


IBUS	EXAC1'	I	TR	TB	TC	KA	TA	VRMAX	VRMIN	TE	KF	TF	KC	KD	KE	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
6104	'EXAC1'	CO	0	1	1	4000	0.05	56	0	1.5	0.025	0.4	0.1	2	1	9	0.001	10	0.01/

G.15 EXAC1

IEEE Type AC1 Excitation System

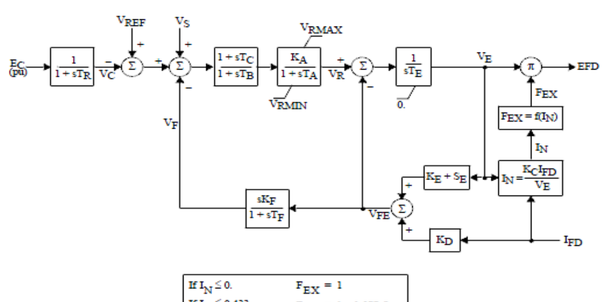
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.

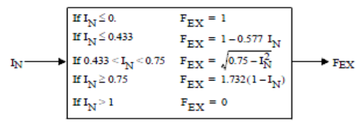


CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)	J+9			$T_F > 0$ (sec)
J+1			T_B (sec)	J+10			K_C
J+2			T_C (sec)	J+11			K_D
J+3			K_A	J+12			K_E
J+4			T_A (sec)	J+13			E_1
J+5			V_{RMAX}	J+14			$S_E(E_1)$
J+6			V_{RMIN}	J+15			E_2
J+7			$T_E > 0$ (sec)	J+16			$S_E(E_2)$
J+8			K_F				

STATEs	#	Description
K		Sensed E_T
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output
K+3		V_E
K+4		Feedback output

IBUS, 'EXAC1', I, T_R, T_B, T_C, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, T_E, K_F, T_F, K_C, K_D, K_E, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/





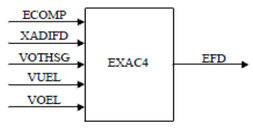
VS = VOTHSG + VUEL + VOEL

IBUS	EXAC4'	I	TR	VIMAX	VIMIN	TC	TB	KA	TA	VRMAX	VRMIN	KC
6078	'EXAC4'	V9	0	0.2	-0.2	1.149	22.97	1000	0.002	5.236	-4.189	0/

G.19 EXAC4

IEEE Type AC4 Excitation System

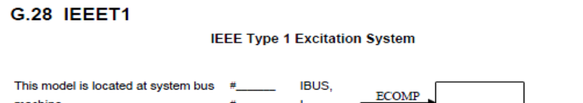
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R

IBUS, 'EXAC4', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C/



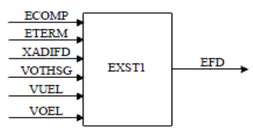
$V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL$

IBUS	EXST1'	I	TR	VIMAX	VIMIN	TC	TB	KA	TA	VRMAX	VRMIN	KC	KF	TF
6090	'EXST1'	E1	0.025	3	-3	0.005	0.0937	100	0.0027	3	-3	0.02	0.1	1.5/

G.24 EXST1

IEEE Type ST1 Excitation System

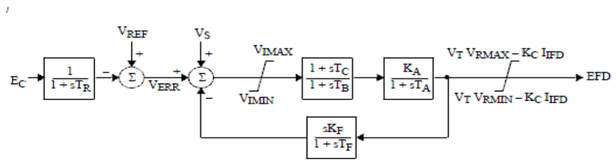
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			T_R	J+6			T_A (sec)
J+1			V_{IMAX}	J+7			V_{RMAX}
J+2			V_{IMIN}	J+8			V_{RMIN}
J+3			T_C	J+9			K_C
J+4			T_B (sec)	J+10			K_F
J+5			K_A	J+11			T_F (> 0) (sec)

STATEs	#	Description
K		$V_{measured}$
K+1		Lead lag
K+2		V_R
K+3		Feedback

IBUS, 'EXST1', I, T_R, V_{IMAX}, V_{IMIN}, T_C, T_B, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_C, K_F, T_F



$V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL$

IBUS	IEEET1'	I	TR	KA	TA	VRMAX	VRMIN	KE	TE	KF	TF	0	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
6072	'IEEET1'	V3	0	126.37	1	2	0	1	0.8	0.078	0.726	0	2.4	0.03	5	0.5/

G.28 IEEET1

IEEE Type 1 Excitation System

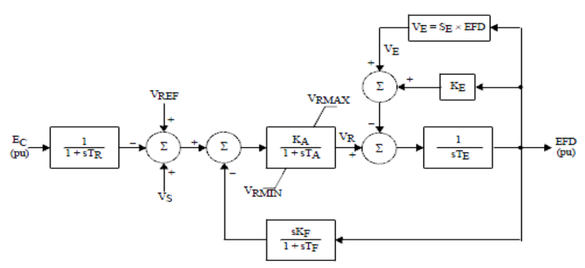
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.

CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E or zero
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_F (>0) (sec)
J+9		0	Switch
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		Rate feedback integrator

VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET1', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_F, 0., E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/



$V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL$

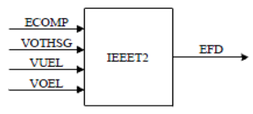
Note: S_E is the saturation function.

IBUS	IEEET2'	I	TR	KA	TA	VRMAX	VRMIN	KE	TE	KF	TF1	TF2	E1	SE(E1)	E2	SE(E2)
6075	'IEEET2'	J5	0.025	400	0.1	6.59	0	1	1.3	0.05	0.8	1.3	2.4	0.03	5	0.5/

G.29 IEEET2

IEEE Type 2 Excitation System

This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_{F1} (>0) (sec)
J+9			T_{F2} (>0) (sec)
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATEs	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		First feedback integrator
K+4		Second feedback integrator

VARs	#	Description
L		K_E

IBUS, 'IEEET2', I, T_R, K_A, T_A, V_{RMAX}, V_{RMIN}, K_E, T_E, K_F, T_{F1}, T_{F2}, E_1, $S_E(E_1)$, E_2, $S_E(E_2)$/

V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

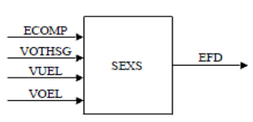
Note: S_E is the saturation function.

IBUS	SEXS'	I	TA/TB	TB	K	TE	EMIN	EMAX
6113	'SEXS'	G1	0.1	10	100	0.05	0	4/

G.42 SEXS

Simplified Excitation System

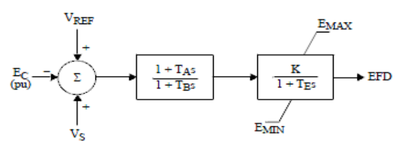
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B (>0) (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, 'SEXS', I, T_A/T_B, T_B, K, T_E, E_{MIN}, E_{MAX}/



V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

Información de Base de Datos:

```
6071    'IEEET1' V2     0       217.03      1       2
          0             1       0.8       7.80E-02  0.726
          0             2.4     3.00E-02    5       0.50000   /
6072    'IEEET1' V3     0       126.37      1       2
          0             1       0.8       7.80E-02  0.726
          0             2.4     3.00E-02    5       0.50000   /
6073    'IEEET1' V4     0       126.37      1       2
          0             1       0.8       7.80E-02  0.726
          0             2.4     3.00E-02    5       0.50000   /
6075    'IEEET2' J5     2.50E-02    400       0.1       6.59
          0             1       1.3       5.00E-02  0.8
          1.3           2.4     3.00E-02    5       0.50000   /
6076    'IEEET2' J6     2.50E-02    400       0.1       6.59
          0             1       1.3       5.00E-02  0.8
          1.3           2.4     3.00E-02    5       0.50000   /
6077    'ESST4B' T8     0       3.38        3.38      1
          -0.87         1.00E-02    1         0       1
          -0.87         0       5.92        0       7.4
          0.11          0       2.0000    /
6078    'EXAC4 ' V9     0       0.2         -0.2      1.149
          22.97         1000    2.00E-03    5.236   -4.189
          0.0000    /
6090    'EXST1'  E1     2.50E-02    3         -3        5.00E-03
          9.37E-02      100     2.70E-03    3         -3
          2.00E-02      0.1     1.5000    /
6091    'EXST1'  E2     2.50E-02    3         -3        5.00E-03
          9.37E-02      100     2.70E-03    3         -3
          2.00E-02      0.1     1.5000    /
6094    'EXST1'  L1     2.50E-02    3         -3        5.00E-03
          9.37E-02      80      2.70E-03    3         -3
          2.00E-02      0.1     1.5000    /
6095    'EXST1'  L2     2.50E-02    3         -3        5.00E-03
          9.37E-02      80      2.70E-03    3         -3
          2.00E-02      0.1     1.5000    /
6097    'EXST1'  F1     2.50E-02    3         -3        1
          5             60      1.33E-03    6         -5.3
          0             0       0.30000   /
6098    'EXST1'  F2     2.50E-02    3         -3        1
          5             60      1.33E-03    6         -5.3
          0             0       0.30000   /
6099    'EXST1'  F3     2.50E-02    3         -3        1
          5             60      1.33E-03    6         -5.3
          0             0       0.30000   /
6101    'EXST1'  B1     2.50E-02    3         -3        5.00E-03
          8.80E-02      60      1.33E-03    6         -5.3
```

```
          2.00E-02        0.1        1.5000   /
6102      'EXST1'  B2   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          8.80E-02        60         1.33E-03   6           -5.3
          2.00E-02        0.1        1.5000   /
6106      'ESAC8B' M1     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6106      'ESAC8B' M2     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6106      'ESAC8B' M3     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6107      'ESAC8B' M4     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6107      'ESAC8B' M5     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6107      'ESAC8B' M6     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6110      'EXST1'  B3   2.50E-02        4          -1          7.50E-03
          5.00E-02        50         5.00E-03   10          -10
          2.00E-02        0.1        1.5000   /
6121      'ESAC8B' G9     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6122      'ESAC8B' G1     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6127      'ESAC8B' G6     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6130      'SEXS'   G5     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6134      'SEXS'   G1     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6135      'SEXS'   G2     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6136      'SEXS'   G3     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G1     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G2     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G3     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G4     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G5     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6140      'SEXS'   G6     0.1        10         100         5.00E-02
          0               4.0000   /
6155      'ESAC8B' G7     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6155      'ESAC8B' G8     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6172      'ESAC8B' P1     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6172      'ESAC8B' P2     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6172      'ESAC8B' P3     0          170        130         60
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6176      'EXST1'  E1   2.00E-02        10         -10         2.50E-02
          0.1             30         5.00E-02   3.5         -3.1
          6.00E-02        0.1        1.5000   /
6177      'EXST1'  E2   2.00E-02        10         -10         2.50E-02
          0.1             30         5.00E-02   3.5         -3.1
          6.00E-02        0.1        1.5000   /
6264      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          1
          5               60         1.33E-03   6           -5.3
          0               0          0.30000  /
6265      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          1
          5               60         1.33E-03   6           -5.3
          0               0          0.30000  /
6268      'EXST1'  G3   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02        80         3.00E-03   3           -3
          2.00E-02        1.00E-02   1.5000   /
6271      'ESAC8B' G1     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6271      'ESAC8B' G2     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6271      'ESAC8B' G3     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6271      'ESAC8B' G4     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6271      'ESAC8B' G5     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6272      'ESAC8B' G0     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6272      'ESAC8B' G6     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6272      'ESAC8B' G7     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6272      'ESAC8B' G8     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6272      'ESAC8B' G9     0          100        150         25
          3.00E-02        1          0          10          0
          1               1          3.8        1.36        4.5
          1.5000   /
6281      'IEEET1' G1     0          200        1.40E-02    7.3
```

```
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6281    'IEEET1' G2 0           200         1.40E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6281    'IEEET1' G3 0           200         1.40E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6281    'IEEET1' G4 0           200         1.40E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6282    'IEEET1' G5 0           400         2.00E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6282    'IEEET1' G6 0           400         2.00E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6282    'IEEET1' G7 0           400         2.00E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6282    'IEEET1' G8 0           400         2.00E-02    7.3
        -6.6        0.8         0.8         2.00E-02    0.8
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6291    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6292    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6293    'ESAC8B' G3 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6321    'EXST1'  M1 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6321    'EXST1'  M2 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6333    'EXST1'  G1 2.50E-02    3           -3          8.00E-03
        8.80E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    0.1         1.5000   /
6334    'EXST1'  G2 2.50E-02    3           -3          8.00E-03
        8.80E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    0.1         1.5000   /
6335    'EXST1'  G1 0           3           -3          1
        1           180         2.50E-02    5           -5
        0           2.00E-03    0.40000  /
6336    'EXST1'  G2 0           3           -3          1
        1           180         2.50E-02    5           -5
        0           2.00E-03    0.40000  /
6361    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6362    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6364    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6365    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6367    'EXST1'  G1 2.50E-02    3           -3          8.00E-03
        8.80E-02    80          3.00E-03    3           -3
        2.00E-02    1.00E-02    1.5000   /
6368    'EXST1'  G2 2.50E-02    3           -3          8.00E-03
        8.80E-02    80          3.00E-03    3           -3
        2.00E-02    1.00E-02    1.5000   /
6371    'IEEET1' G1 1.00E-02    200         2.00E-02    5
        -4          1           0.7         3.50E-02    1.5
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6372    'IEEET1' G2 1.00E-02    200         2.00E-02    5
        -4          1           0.7         3.50E-02    1.5
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6384    'EXST1'  G1 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6384    'EXST1'  G2 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6385    'EXST1'  G1 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6385    'EXST1'  G2 2.50E-02    3           -3          5.00E-03
        9.37E-02    80          2.70E-03    3           -3
        2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6391    'ESAC8B' G1 5.00E-02    2430        3530        250
        3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
        0.2         1           4.45        1.18        5.56
        1.2500   /
6391    'ESAC8B' G2 5.00E-02    2430        3530        250
        3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
        0.2         1           4.45        1.18        5.56
        1.2500   /
6413    'IEEET1' G1 1.00E-02    200         2.00E-02    5
        -4          1           0.7         3.50E-02    1.5
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6414    'IEEET1' G2 1.00E-02    200         2.00E-02    5
        -4          1           0.7         3.50E-02    1.5
        0           2.4         3.00E-02    5           0.50000  /
6416    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6417    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6418    'EXAC4 ' V3 0           0.2         -0.2        1.149
        22.97       1000        2.00E-03    5.236       -4.189
        0.0000   /
6421    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6422    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6423    'EXAC4 ' V3 0           0.2         -0.2        1.149
        22.97       1000        2.00E-03    5.236       -4.189
        0.0000   /
6426    'ESAC8B' G1 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6427    'ESAC8B' G2 0           100         150         25
        3.00E-02    1           0           10          0
        1           1           3.8         1.36        4.5
        1.5000   /
6428    'EXAC4 ' V3 0           0.2         -0.2        1.149
        22.97       1000        2.00E-03    5.236       -4.189
```

```
          0.0000   /
6452      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.40E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6452      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.40E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6454      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6454      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6456      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.40E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6456      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.40E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6461      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          1
               5         60          1.33E-03        6           -5.3
               0         0           0.30000   /
6462      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          1
               5         60          1.33E-03        6           -5.3
               0         0           0.30000   /
6560      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       100         2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6570      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.37E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6570      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.37E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6600      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6621      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6621      'ESAC8B' G2   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6623      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6623      'ESAC8B' G2   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6631      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.37E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6631      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          5.00E-03
          9.37E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       6.60E-02    1.5000   /
6641      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6641      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          2.70E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6651      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           4.45            1.18        5.56
          1.2500   /
6661      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6671      'EXST1'  G1   2.50E-02        2          -2          8.00E-03
          8.80E-02       50          2.00E-03        3           -3
               0         0           0.30000   /
6672      'EXST1'  G2   2.50E-02        2          -2          8.00E-03
          8.80E-02       50          2.00E-03        3           -3
               0         0           0.30000   /
6682      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6682      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6682      'EXST1'  G3   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6684      'EXST1'  G1   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6684      'EXST1'  G2   2.50E-02        3          -3          8.00E-03
          8.80E-02       80          3.00E-03        3           -3
          2.00E-02       0.1         1.5000   /
6692      'ESAC8B' G1   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6693      'ESAC8B' G2   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6694      'ESAC8B' G3   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6696      'ESAC8B' G1   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6697      'ESAC8B' G2   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6699      'ESAC8B' G1   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6700      'ESAC8B' G2   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6701      'ESAC8B' G3   0              100         150         25
          3.00E-02       1           0               10          0
               1         1           3.8             1.36        4.5
          1.5000   /
6711      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           4.45            1.18        5.56
          1.2500   /
6721      'ESAC8B' G1   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
6721      'ESAC8B' G2   5.00E-02        2430       3530        250
          3.00E-02       1.00E-02    1.00E-02        7.53        0
               0.2       1           3.45            1.18        4.56
          1.2500   /
```

```
6731    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6731    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6736    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6736    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6741    'EXST1'  G1  2.50E-02        2          -2        8.00E-03
          8.80E-02      50        2.00E-03     3          -3
             0           0       0.30000   /
6741    'EXST1'  G2  2.50E-02        2          -2        8.00E-03
          8.80E-02      50        2.00E-03     3          -3
             0           0       0.30000   /
6750    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02     100        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6750    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02     100        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6750    'EXST1'  G3  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02     100        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6764    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6764    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6766    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6766    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6769    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6769    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6772    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6772    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6774    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6774    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6778    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02     100        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6781    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6781    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6783    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6783    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6784    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6785    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.40E-02      80        3.00E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6791    'ESAC8B' G1     0          100         150         25
          3.00E-02      1           0          10          0
             1          1          3.8       1.36        4.5
          1.5000   /
6792    'ESAC8B' G2     0          100         150         25
          3.00E-02      1           0          10          0
             1          1          3.8       1.36        4.5
          1.5000   /
6801    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6801    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6821    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          4.45      1.18        5.56
          1.2500   /
6821    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          4.45      1.18        5.56
          1.2500   /
6831    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          4.45      1.18        5.56
          1.2500   /
6831    'ESAC8B' G2  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          4.45      1.18        5.56
          1.2500   /
6841    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02      80        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6841    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        8.00E-03
          8.80E-02      80        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6851    'ESAC8B' G1  5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02    7.53        0
            0.2          1          3.45      1.18        4.56
          1.2500   /
6861    'EXST1'  G1  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.37E-02      80        2.70E-03     3          -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6861    'EXST1'  G2  2.50E-02        3          -3        5.00E-03
          9.37E-02      80        2.70E-03     3          -3
```

```
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6861    'EXST1'  G3   2.50E-02       3          -3          5.00E-03
          9.37E-02      80        2.70E-03      3           -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6871    'EXST1'  G1   2.50E-02       3          -3          8.00E-03
          8.80E-02      100       2.70E-03      3           -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6871    'EXST1'  G2   2.50E-02       3          -3          8.00E-03
          8.80E-02      100       2.70E-03      3           -3
          2.00E-02      0.1       1.5000   /
6930    'EXST1'  G1   2.50E-02       3          -3          5.00E-03
          9.37E-02      80        2.70E-03      3           -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6935    'EXST1'  G1   2.50E-02       3          -3          5.00E-03
          9.37E-02      80        2.70E-03      3           -3
          2.00E-02    6.60E-02    1.5000   /
6940    'ESAC8B' G1   5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02     7.53        0
            0.2         1           3.45        1.18        4.56
          1.2500   /
6940    'ESAC8B' G2   5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02     7.53        0
            0.2         1           3.45        1.18        4.56
          1.2500   /
6951    'ESAC8B' G1   5.00E-02      2430        3530        250
          3.00E-02    1.00E-02    1.00E-02     7.53        0
            0.2         1           4.45        1.18        5.56
          1.2500   /
```

MODELO DE ESTABILIZADORES

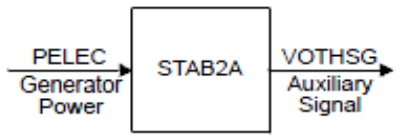
Interpretación:

IBUS	STAB2A'	I	K2	T2	K3	T3	K4	K5	T5	HLIM
6097	'STAB2A'	F1	1	4.4	10	1.8	1	1.41	0.01	0.05/

F.8 STAB2A

Power Sensitive Stabilizing Unit (ASEA)

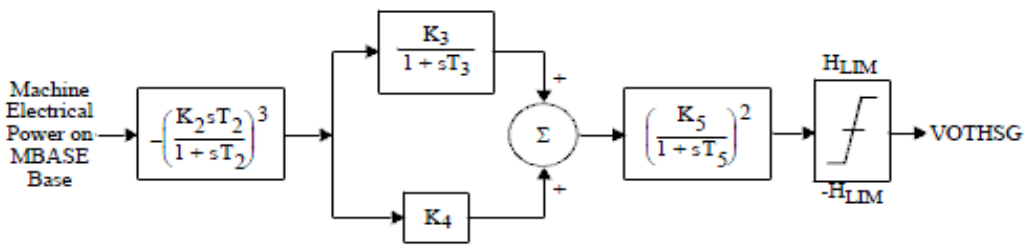
This model is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K.



CONs	#	Value	Description
J			K_2
J+1			T_2 (sec) (>0)
J+2			K_3
J+3			T_3 (sec) (>0)
J+4			K_4
J+5			K_5
J+6			T_5 (sec) (>0)
J+7			H_{LIM}

STATEs	#	Description
K		Implicit
K+1		Integration
K+2		State
K+3		Variables

IBUS, 'STAB2A', I, K_2, T_2, K_3, T_3, K_4, K_5, T_5, H_{LIM}/



Información de Base de Datos:

```
6097    'STAB2A'    F1      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6098    'STAB2A'    F2      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6099    'STAB2A'    F3      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6101    'STAB2A'    B1      1       4.4     7.85        1.8
            0.785           1.41    1.00E-02 0.30000E-01/
6102    'STAB2A'    B2      1       4.4     7.85        1.8
            0.785           1.41    1.00E-02 0.30000E-01/
6110    'STAB2A'    B3      1       4.5     25          2
            5               1       1.00E-02 0.30000E-01/
6176    'STAB2A'    E1      1       4.4     10          2
            0.785           1.5     1.10E-02 0.50000E-01/
6177    'STAB2A'    E2      1       4.4     10          2
            0.785           1.5     1.10E-02 0.50000E-01/
6264    'STAB2A'    G1      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6265    'STAB2A'    G2      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6371    'PSS2A '    G1      1       0       3           0
            4               1       2       0           0
            2               0       2       0.2         1
            0.4             0.1     15      0.20000 0   2.00E-02
            0.2             2.00E-02 5.00E-02 -0.50000E-01 /
6372    'PSS2A '    G2      1       0       3           0
            4               1       2       0           0
            2               0       2       0.2         1
            0.4             0.1     15      0.20000 0   2.00E-02
            0.2             2.00E-02 5.00E-02 -0.50000E-01 /
6413    'PSS2A '    G1      1       0       3           0
            4               1       2       0           0
            2               0       2       0.2         1
            0.4             0.1     15      0.20000 0   2.00E-02
            0.2             2.00E-02 5.00E-02 -0.50000E-01 /
6414    'PSS2A '    G2      1       0       3           0
            4               1       2       0           0
            2               0       2       0.2         1
            0.4             0.1     15      0.20000 0   2.00E-02
            0.2             2.00E-02 5.00E-02 -0.50000E-01 /
6461    'STAB2A'    G1      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
6462    'STAB2A'    G2      1       4.4     10          1.8
            1               1.41    1.00E-02 0.50000E-01/
```

MODELO DE RELEVADORES

Interpretación:

I	LDSHxx'	LID	f1	t1	frac1	f2	t2	f3	t3	frac3	Tb
6028	'LDSHBL'	30	59.3	0.1	1	0	0	0	0	0	0.066/

I.10 LDSHBL, LDSHOW, LDSHZN, LDSHAR, LDSHAL

Underfrequency Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LDSHxx', LID f_1, t_1, $frac_1$, f_2, t_2, $frac_2$, f_3, t_3, $frac_3$, T_b /

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

CONs	Value	Description
J		f_1, first load shedding point (Hz)
J+1		t_1, first point pickup time (sec)
J+2		$frac_1$, first fraction of load to be shed
J+3		f_2, second load shedding point (Hz)
J+4		t_2, second fraction pickup time (sec)
J+5		$frac_2$, second fraction of load to be shed
J+6		f_3, third load shedding point (Hz)
J+7		t_3, third point pickup time (sec)
J+8		$frac_3$, third fraction of load to be shed
J+9		T_b, breaker time (sec)

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point timeout flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point timeout flag
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point timeout flag
N+8	Third timer status

I	LVSHxx'	LID	JBUS	V1	T1	F1	V2	T2	F2	V3	T3	F3	TB
6033	'LVSHBL'	47	0	0.913	0.5	1	0	0	0	0	0	0	0.066/

I.13 LVSHBL, LVSHOW, LVSHZN, LVSHAR, LVSHAL

Undervoltage Load Shedding Model

DYRE Data Record:

I, 'LVSHxx', LID, JBUS, V1, T1, F1, V2, T2, F2, V3, T3, F3, TB/

LID is an explicit load identifier or may be '*' for application to loads of any ID associated with the subsystem type.

Model suffix "xx"	"I" Description
BL	Bus number
OW	Owner number
ZN	Zone number
AR	Area number
AL	0

CONs	Value	Description	CONs	Value	Description
J		V1, first load shedding point (pu)	J+5		F2, second fraction of load to be shed
J+1		T1, first point pickup time (sec)			
J+2		F1, first fraction of load to be shed	J+6		V3, third load shedding point (pu)
J+3		V2, second load shedding point (pu)	J+7		T3, third point pickup time (sec)
J+4		T2, second fraction pickup time (sec)	J+8		F3, third fraction of load to be shed
			J+9		TB, breaker time (sec)

ICONs	Value	Description
M		JBUS, remote bus number where voltage is measured*

Reserved ICONs	Description
N	First point delay flag
N+1	First point timeout flag
N+2	First timer status
N+3	Second point delay flag
N+4	Second point timeout flag

VARs	Description
L	First timer memory
L+1	Second timer memory
L+2	Third timer memory

Reserved ICONs	Description
N+5	Second timer status
N+6	Third point delay flag
N+7	Third point timeout flag
N+8	Third timer status

* Set JBUS = 0, if remote bus is same as the local bus to which the load is connected.

Información de Base de Datos:

```
6007    'LDSHBL' 1    59.3    0.1    0.49    0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6007    'LDSHBL' 13   59.3    0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6007    'LDSHBL' 2    58.75   0.1    0.429   0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6007    'LDSHBL' 3    58.65   0.1    0.422   0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6020    'LVSHBL' 61   0       0.913  0.9     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6020    'LVSHBL' 62   0       0.913  0.9     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6020    'LVSHBL' 63   0       0.913  0.9     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6020    'LVSHBL' 64   0       0.913  0.9     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6022    'LVSHBL' 65   0       0.913  0.9     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6022    'LDSHBL' 67   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6025    'LDSHBL' 56   58.4    0.1    0.288   0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6026    'LDSHBL' 60   59.3    0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6028    'LDSHBL' 28   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6028    'LDSHBL' 29   58.65   0.1    0.593   0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6028    'LDSHBL' 30   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6028    'LDSHBL' 31   59.1    0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6030    'LDSHBL' 32   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6030    'LDSHBL' 81   58.75   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6033    'LVSHBL' 47   0       0.913  0.5     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6033    'LVSHBL' 50   0       0.913  0.5     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6035    'LVSHBL' 52   0       0.913  0.5     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6035    'LDSHBL' 53   59.3    0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6035    'LDSHBL' 54   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6035    'LVSHBL' 55   0       0.913  0.5     1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6037    'LDSHBL' 36   58.75   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6039    'LDSHBL' 42   58.65   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6039    'LDSHBL' 45   58.75   0.1    1       0
          0             0       0      0       0
       0.66000E-01/
6041    'LVSHBL' 11   0       0.913  3       1
          0             0       0      0       0
          0          0.66000E-01/
6041    'LVSHBL' 15   0       0.913  3       1
```

```
                0              0              0              0              0
                0   0.66000E-01/
6041    'LVSHBL' 22              0          0.913              3              1
                0              0              0              0              0
                0   0.66000E-01/
6043    'LVSHBL' 20              0          0.913              3              1
                0              0              0              0              0
                0   0.66000E-01/
6045    'LDSHBL' 01          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6045    'LDSHBL' 03           58.4            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6058     'LDSHBL' 2          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6058     'LDSHBL' 6           58.4            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6062     'LDSHBL' 1           59.3            0.1          0.324           59.1
              0.1          0.387              0              0              0
          0.66000E-01/
6066     'LDSHBL' 1           59.1            0.1       7.82E-02              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6185    'LDSHBL' 80           58.4            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6185    'LDSHBL' 83           58.4            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6185    'LDSHBL' 84           59.1            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6185    'LDSHBL' 85          58.75            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6188    'LVSHBL' 58              0          0.913            0.5              1
                0              0              0              0              0
                0   0.66000E-01/
6188    'LVSHBL' 60              0          0.913            0.5              1
                0              0              0              0              0
                0   0.66000E-01/
6191    'LDSHBL' 94           58.4            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6194    'LDSHBL' 12           59.1            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6212     'LDSHBL' 1          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6212     'LDSHBL' 5          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6214     'LDSHBL' 4          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6220     'LDSHBL' 3          58.65            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6220     'LDSHBL' 8           59.3            0.1              1              0
                0              0              0              0              0
          0.66000E-01/
6411     'LDSHBL' 1           59.3              2            0.1           59.1
              0.1           0.35          58.45            0.1           0.25
           0.0000    /
```

MODELO DE MÁQUINA EÓLICA

Interpretación:

IBUS	WT3G1'	ID	ICON(M)	CON(J) to CON(J+4)				
6431	'WT3G1'	G1	100	0.8	30	0	0.1	1.50/

N.1 WT3G1

Doubly-Fed Induction Generator (Type 3)

This model is located at system bus #_____ IBUS
machine #_____ ID
This model uses CONs starting with #_____ J
and STATEs starting with #_____ K
and VARs starting with #_____ L
and ICONs starting with #_____ M

CONs	#	Value	Description
J			Xeq, Equivalent reactance for current injection (pu)
J+1			Kpll, PLL first integrator gain
J+2			Kipll, PLL second integrator gain
J+3			PLLMX, PLL maximum limit
J+4			Prated, Turbine MW rating

STATEs	#	Description
K		Converter lag for Ipcmd
K+1		Converter lag for Eqcmd
K+2		PLL first integrator
K+3		PLL second integrator
ICONs	**#**	**Description**
M		Number of lumped wind turbines

VARs	#	Description
L		Vx, Real component of Vterm in generator ref. frame
L+1		Vy, Imaginary component of Vterm in generator ref. frame
L+2		Ixinj, Active component of the injected current
L+3		Iyinj, Reactive component of the injected current

IBUS, 'WT3G1', ID, ICON(M), CON(J) to CON(J+4) /

IBUS	WT3E1'	ID	ICON(M) to ICON(M+5)						CON(J) to CON(J+30)																										
6431	'WT3E1'	G1	6431	0	0	6430	6431	T1	0.15	18	5	0.05	0.05	3	0.6	1.12	0.1	0.296	-0.436	1.1	0.05	0.45	-0.45	5	0	0.9	1.2	40	-0.5	0.4	0.05	0.05	1	0.69	0.78	0.98	1.12	0.74	1.2/

N.2 WT3E1

Electrical Control for Type-3 Wind Generator

This model is located at system bus #_____ IBUS
machine #_____ ID
This model uses CONs starting with #_____ J
and STATEs starting with #_____ K
and VARs starting with #_____ L
and ICONs starting with #_____ M

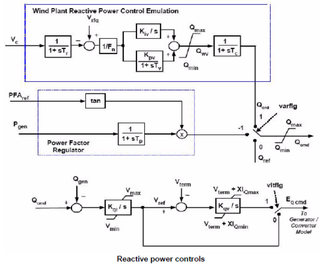
CONs	#	Value	Description
J			Tfv, Filter time constant in voltage regulator (sec)
J+1			Kpv, Proportional gain in voltage regulator (pu)
J+2			Kiv, Integrator gain in voltage regulator (pu)
J+3			Xc, Line drop compensation reactance (pu)
J+4			Tfp, Filter time constant in torque regulator
J+5			Kpp, Proportional gain in torque regulator (pu)
J+6			Kip, Integrator gain in torque regulator (pu)
J+7			PMX, Max limit in torque regulator (pu)
J+8			PMN, Min limit in torque regulator (pu)
J+9			QMX, Max limit in voltage regulator (pu)
J+10			QMN, Min limit in voltage regulator (pu)
J+11			IP_{MAX}, Max reactive current limit
J+12			Trv, Voltage sensor time constant
J+13			RPMX, Max power order derivative
J+14			RPMN, Min power order derivative
J+15			T_Power, Power filter time constant
J+16			Kqi, MVAR/voltage gain
J+17			VMINCL, Min voltage limit
J+18			VMAXCL, Max voltage limit
J+19			Kqv, Voltage/MVAR gain
J+20			XIQmin, Min limit of diff. between Vterm and Eq'cmd
J+21			XIQmax, Max limit of diff. between Vterm and Eq'cmd
J+22			Tv, Lag time constant in Wind/var controller
J+23			Tp, Pelec filter in fast PF controller
J+24			Fn, A portion of online wind turbines
J+25			WPMIN, Shaft speed at Pmin (pu)
J+26			Wp20, Shaft speed at 20% rated power (pu)
J+27			Wp40, Shaft speed at 40% rated power (pu)
J+28			Wp60, Shaft speed at 60% rated power (pu)

CONs	#	Value	Description
J+29			Pwp, Minimum power for operating at Wp100 speed (pu)
J+30			Wp100, Shaft speed at 100% rated power (pu)

STATEs	#	Description
K		Filter in voltage regulator
K+1		Integrator in voltage regulator
K+2		Filter in torque regulator
K+3		Integrator in torque regulator
K+4		Voltage sensor
K+5		Power filter
K+6		MVAR/Vref integrator
K+7		Verror/internal machine voltage integrator
K+8		Lag of the Wind/var controller
K+9		Input filter of Pelec for PF fast controller

VARs	#	Description
L		Remote bus ref voltage
L+1		MVAR order from MVAR emulator
L+2		Q reference if PFAFLG=0 & VARFLG=0
L+3		PF angle reference if PFAFLG=1
L+4		Storage of MW for computation of compensated voltage
L+5		Storage of MVAr for computation of compensated voltage
L+6		Storage of MVA for computation of compensated voltage
ICONs	**#**	**Description**
M		Remote bus # for voltage control
M+1		VARFLG: 0 = Constant Q control 1 = Use Wind Plant reactive power control -1 = Constant power factor control
M+2		VLTFLG: 1 = Use closed loop terminal voltage control
M+3		'From' bus of the interconnection transformer
M+4		'To/From' bus of the interconnection transformer
M+5		Interconnection transformer ID (specify within quotes)

IBUS, 'WT3E1', ID, ICON(M) to ICON(M+5), CON(J) to CON(J+30)/



IBUS	'WT3P1'	ID	CON(J) to CON(J+8)								
6431	'WT3P1'	G1	0.3	150	25	3	30	0	27	10	1.00/

N.4 WT3P1

Pitch Control Model for Type-3 Wind Generator

This model is located at system bus #_____ IBUS
machine #_____ ID
This model uses CONs starting with #_____ J
and STATEs starting with #_____ K

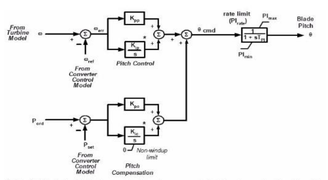
In bikmdl, this model requires one reserved ICON.

CONs	#	Value	Description
J			Tp, Blade response time constant
J+1			Kpp, Proportional gain of PI regulator (pu)
J+2			Kip, Integrator gain of PI regulator (pu)
J+3			Kpc, Proportional gain of the compensator (pu)
J+4			Kic, Integrator gain of the compensator (pu)
J+5			TetaMin, Lower pitch angle limit (degrees)
J+6			TetaMax, Upper pitch angle limit (degrees)
J+7			RTetaMax, Upper pitch angle rate limit (degrees/sec)
J+8			PMX, Power reference, pu on MBASE

Note: When a WT operates with a partial output, the DSTATE(K+2) may show INITIAL CONDITION SUSPECT. In this case no actions are needed.

STATEs	#	Description
K		Output lag
K+1		Pitch control
K+2		Pitch compensation

IBUS, 'WT3P1', ID, CON(J) through CON (J+8)/



**. The Pitch Control and Pitch Compensation integrators are non-windup integrators as a function of the pitch, i.e., the inputs of these integrators are set to zero when the pitch is in limits (Pimax or Pimin) and the integrator input tends to force the pitch command further against its limit. The outputs of these integrators are not limited except by the lower (zero) limit on the Pitch Compensation integrator.*

IBUS	WT3T1'	ID	CON(J) to CON(J+7)							
6431	'WT3T1'	G1	1.25	4.95	0	0.007	21.98	0.875	1.8	1.50/

N.3 WT3T1

Mechanical System Model for Type-3 Wind Generator

This model is located at system bus #_____ IBUS
machine #_____ ID
This model uses CONs starting with #_____ J
and STATEs starting with #_____ K
and VARs starting with #_____ L

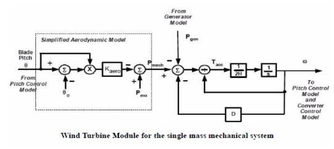
In bikmdl, this model requires one reserved ICON.

CONs	#	Value	Description
J			VW, Initial wind, pu of rated wind speed
J+1			H, Total inertia constant, MW*sec/MVA
J+2			DAMP, Machine damping factor, pu Pipu speed
J+3			Kaero, Aerodynamic gain factor
J+4			Theta2, Blade pitch at twice rated wind speed, deg.
J+5			Hfrac, Turbine inertia fraction (Hturb/H)
J+6			Freq1, First shaft torsional resonant frequency, Hz
J+7			DSHAFT, Shaft damping factor (pu)

STATEs	#	Description
K		Shaft twist angle, rad.
K+1		Turbine rotor speed deviation, pu
K+2		Generator speed deviation, pu
K+3		Generator rotor angle deviation, pu

VARs	#	Description
L		Paero on the rotor blade side, pu
L+1		Initial rotor slip
L+2		Initial internal angle
L+3		Initial pitch angle
L+4		Paero initial

IBUS, 'WT3T1', ID, CON(J) through CON (J+7) /

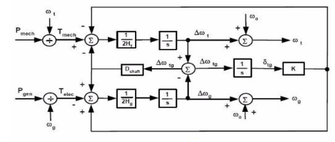


Wind Turbine Module for the single mass mechanical system

$H_1 = H_{frac} * H$

$H_g = H - H_1$

$K = 2 * (2\pi\ Freq1)^2 * H_1 * H_g / H$



Two-mass torsional module

Información de Base de Datos:

```
6433    'WT3G1'     G1
          40        0.8         30          0          0.1         2.5         /
6435    'WT3G1'     G1
           7        0.8         30          0          0.1         2.5         /
6437    'WT3G1'     G1
          25        0.8         30          0          0.1         2.5         /
6439    'WT3G1'     G1
          16        0.8         30          0          0.1         2.5         /
6433    'WT3E1' G1  0   -1      1  6432     6433       'T1'
          0.15      18          5          5.00E-02   5.00E-02
          3         0.6         1.12       0.1        0.296
          -0.436    1.1         5.00E-02   0.45       -0.45
          5         0           0.9        1.2        40
          -0.5      0.4         5.00E-02   5.00E-02   1
          0.69      0.78        0.98       1.12       0.74
          1.2       /
6435    'WT3E1' G1  0   -1      1  6434     6435       'T1'
          0.15      18          5          5.00E-02   5.00E-02
          3         0.6         1.12       0.1        0.296
          -0.436    1.1         5.00E-02   0.45       -0.45
          5         0           0.9        1.2        40
          -0.5      0.4         5.00E-02   5.00E-02   1
          0.69      0.78        0.98       1.12       0.74
          1.2       /
6437    'WT3E1' G1  0   -1      1  6436     6437       'T1'
          0.15      18          5          5.00E-02   5.00E-02
          3         0.6         1.12       0.1        0.296
          -0.436    1.1         5.00E-02   0.45       -0.45
          5         0           0.9        1.2        40
          -0.5      0.4         5.00E-02   5.00E-02   1
          0.69      0.78        0.98       1.12       0.74
          1.2       /
6439    'WT3E1' G1  0   -1      1  6438     6439       'T1'
          0.15      18          5          5.00E-02   5.00E-02
          3         0.6         1.12       0.1        0.296
          -0.436    1.1         5.00E-02   0.45       -0.45
          5         0           0.9        1.2        40
          -0.5      0.4         5.00E-02   5.00E-02   1
          0.69      0.78        0.98       1.12       0.74
          1.2       /
6433    'WT3T1' G1
          1.25      4.95        0          7.00E-03   21.98
          0.875     1.8         1.5000   /
6435    'WT3T1' G1
          1.25      4.95        0          7.00E-03   21.98
          0.875     1.8         1.5000   /
6437    'WT3T1' G1
          1.25      4.95        0          7.00E-03   21.98
          0.875     1.8         1.5000   /
6439    'WT3T1' G1
          1.25      4.95        0          7.00E-03   21.98
          0.875     1.8         1.5000   /
6433    'WT3P1' G1
          0.3       150         25         3          30
          0         27          10         1.0000   /
6435    'WT3P1' G1
          0.3       150         25         3          30
          0         27          10         1.0000   /
6437    'WT3P1' G1
          0.3       150         25         3          30
          0         27          10         1.0000   /
6439    'WT3P1' G1
          0.3       150         25         3          30
          0         27          10         1.0000   /
```

MODELO DE SVC

Interpretación:

BUS	CSVGN4'	I	IB	K	T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	R_{MIN}	V_{MAX}	V_{MIN}	C_{BASE}	V_{OV}/
6810	'CSVGN4'	1	6008	150	0	0	0.45	0	0.03	0.001	1	-1	300	0.10/

E.7 CSVGN4

Static Shunt Compensator

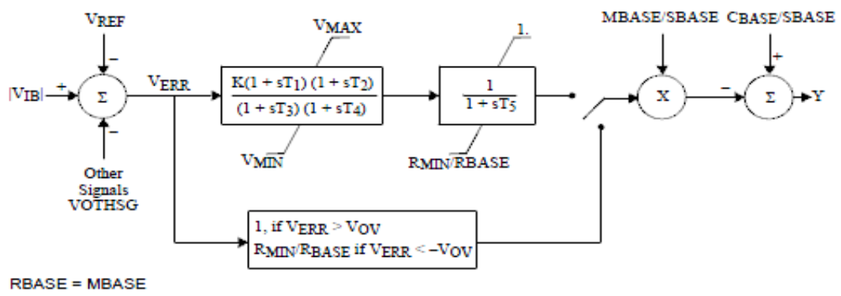
This device is located at system bus #_____ IBUS,
machine #_____ I,
This model uses CONs starting with #_____ J,
and STATEs starting with #_____ K,
and VAR #_____ L,
and ICONs starting with #_____ M.
The reactor Mvar base = _____ MBASE.

CONs	#	Value	Description	CONs	#	Value	Description
J			K	J+6			R_{MIN} (reactor minimum Mvar)
J+1			T_1	J+7			V_{MAX}
J+2			T_2	J+8			V_{MIN}
J+3			T_3 (>0)	J+9			C_{BASE} (capacitor Mvar)
J+4			T_4	J+10			V_{OV} (override voltage)
J+5			T_5				

STATEs	#	Description
K		First regulator
K+1		Second regulator
K+2		Thyristor

VARs	#		Description
L			Y (model output)
ICONs	**#**	**Value**	**Description**
M		X	IB, remote bus to regulate or zero to regulate terminal voltage
M+1			Memory

BUS, 'CSVGN4', I, IB, K, T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, R_{MIN}, V_{MAX}, V_{MIN}, C_{BASE}, V_{OV}/



RBASE = MBASE

Información de Base de Datos:

6998	'CSVGN4'	C1	6008	150	0	0
	0.45		0	3.00E-02	1.00E-03	1
	-1		500	0.10000 /		
6999	'CSVGN4'	C1	6003	150	0	0
	0.45		0	3.00E-02	1.00E-03	1
	-1		500	0.10000 /		

ANEXO III-12
ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA DE LARGO PLAZO
INDICE GENERAL

Año 2019 2
Demanda Máxima de Seca 3
Demanda Máxima de Lluviosa 11
Año 2020 19
Demanda Máxima de Seca 20
Demanda Máxima de Lluviosa 29
Año 2021 38
Demanda Máxima de Seca 39
Demanda Máxima de Lluviosa 48
Año 2025 57
Demanda Máxima de Seca 58
Demanda Máxima de Lluviosa 67

Año 2019

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

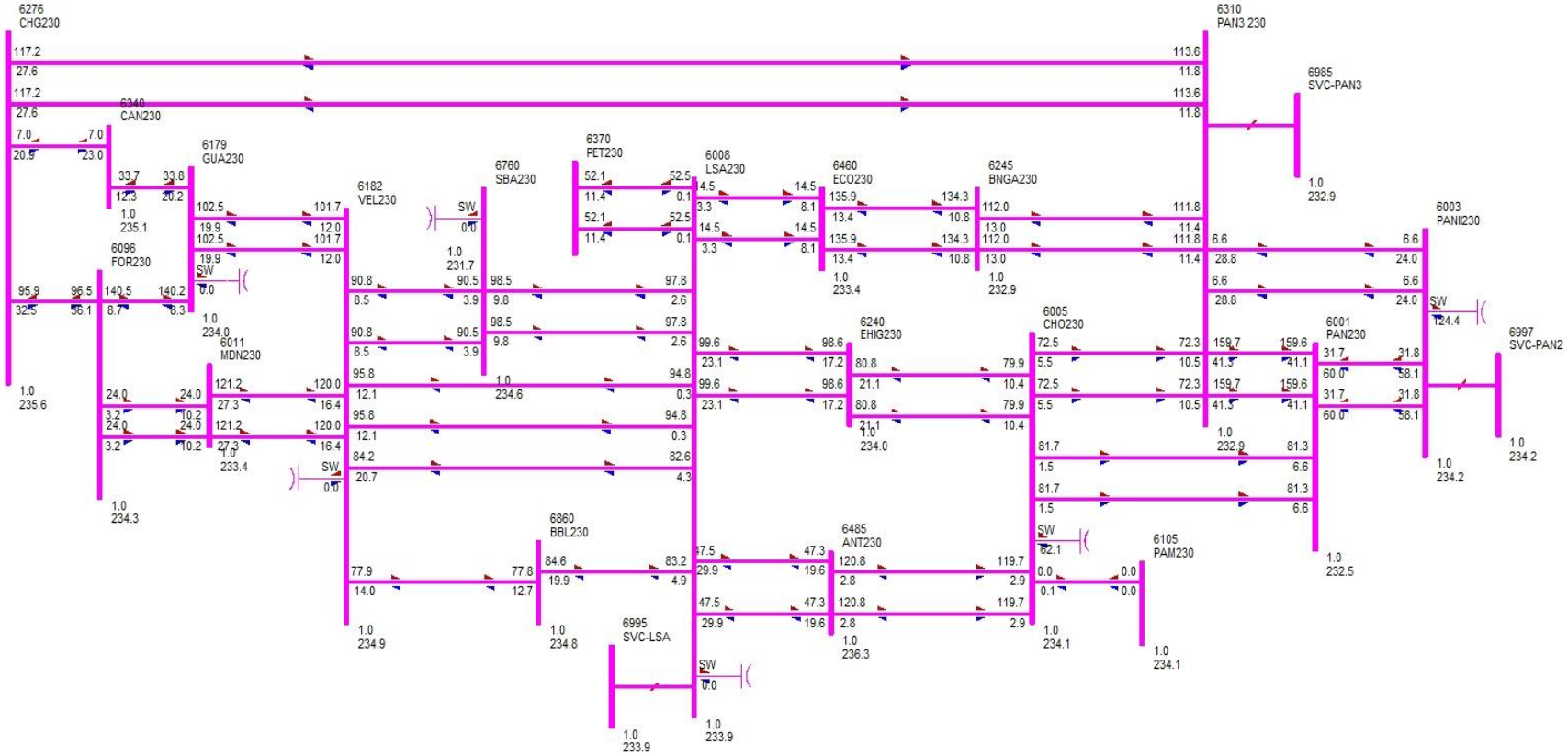


Diagrama de Panamá Atlántico

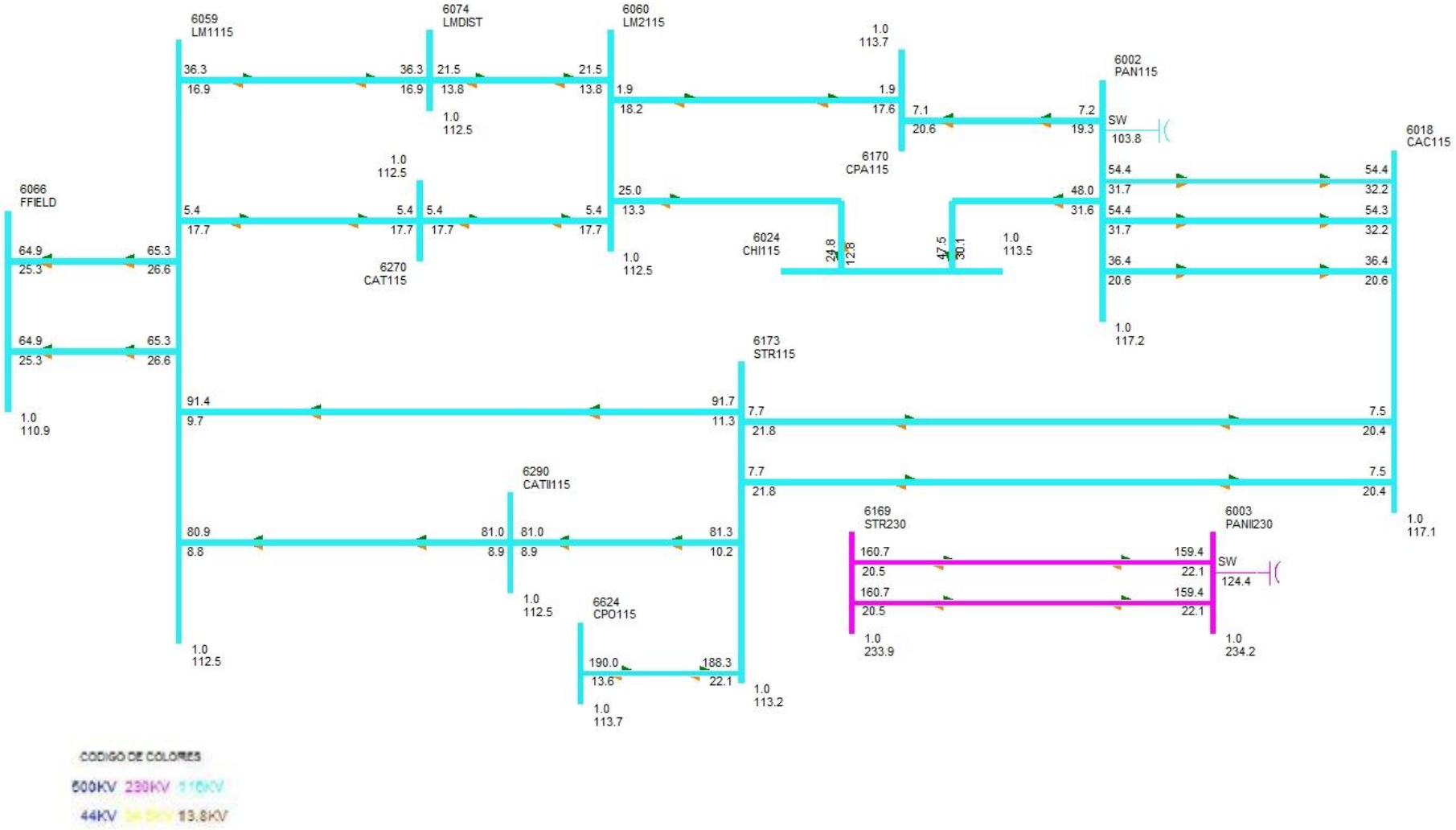
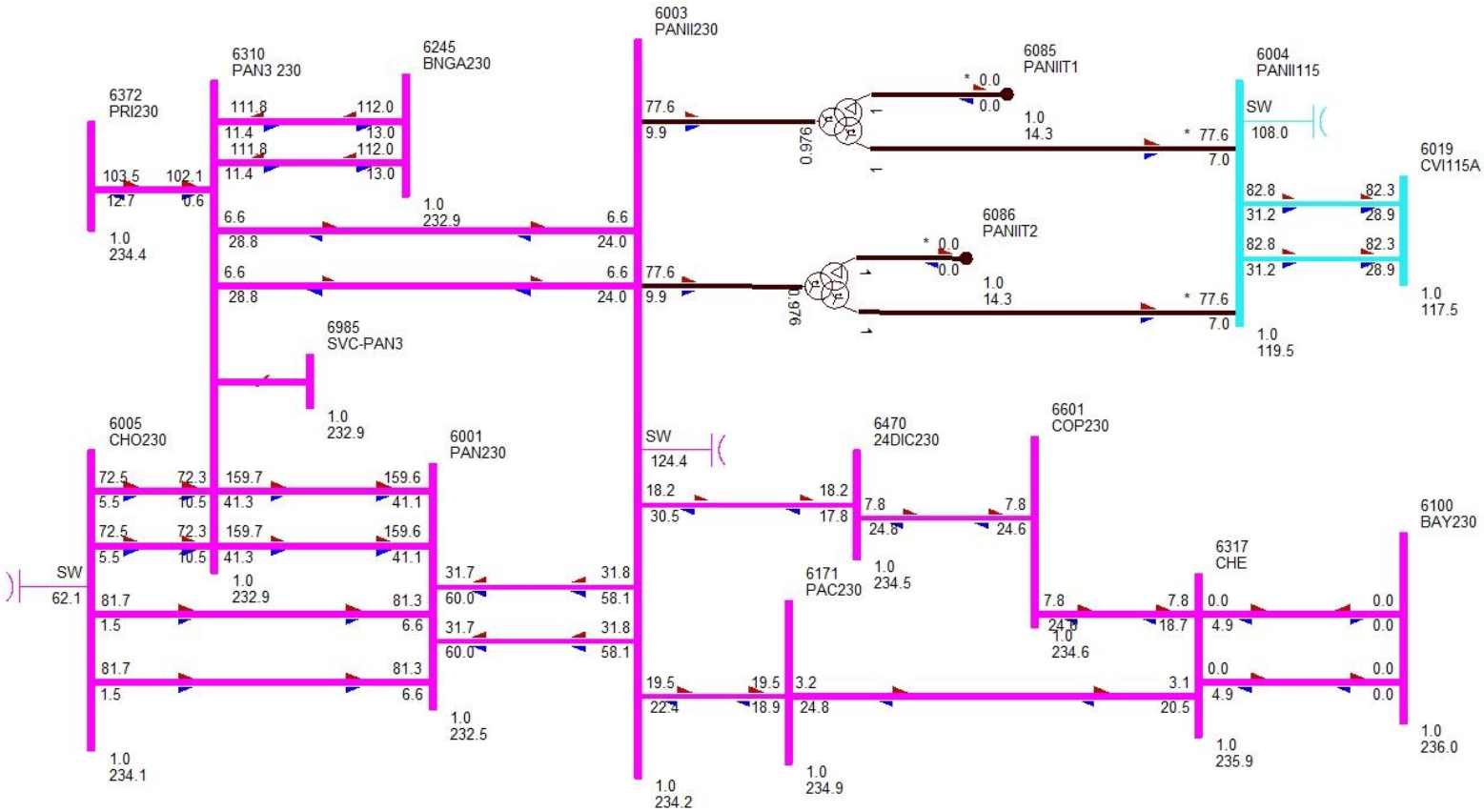


Diagrama de Panamá Este

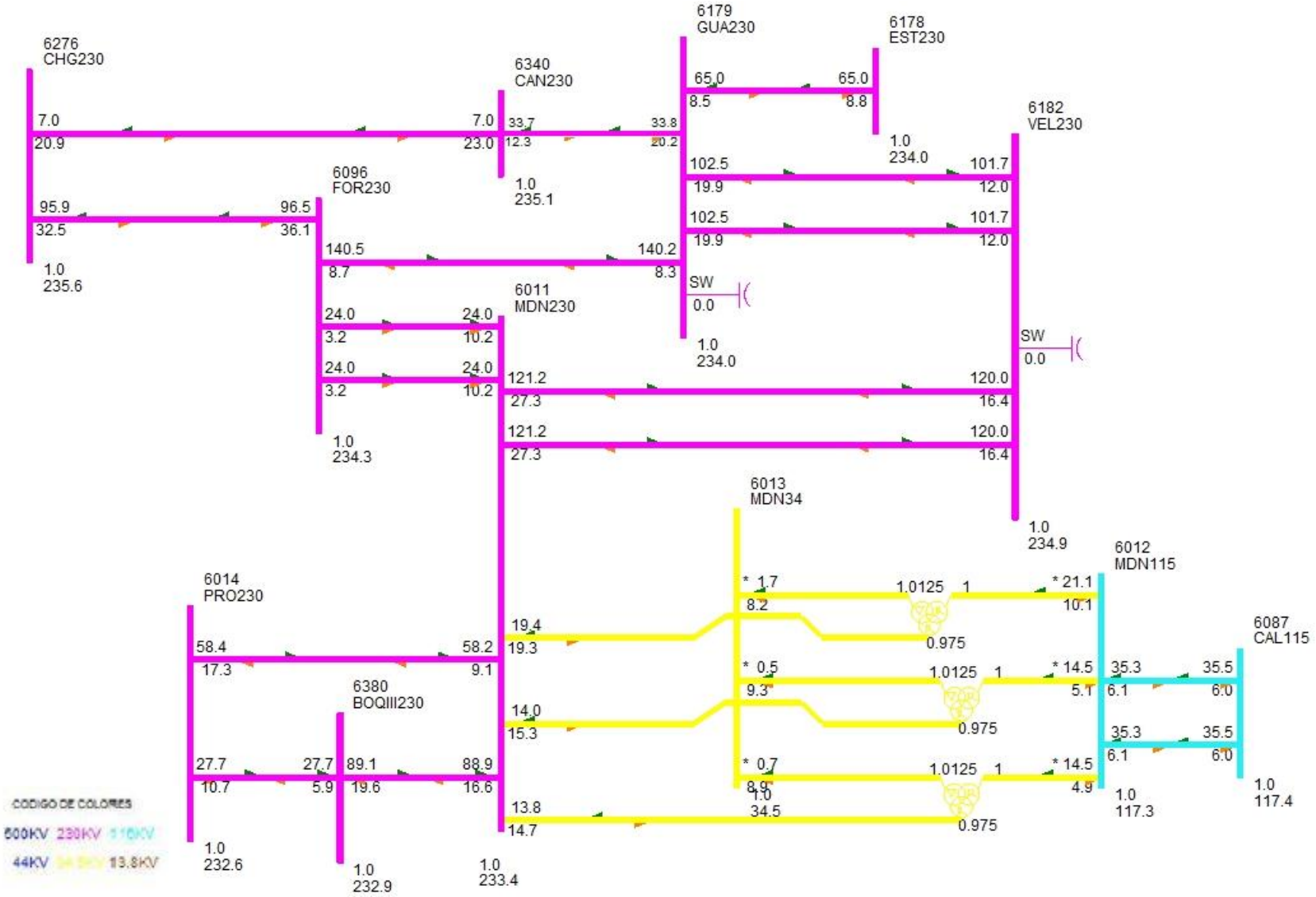


CODIGO DE COLORES

500KV 230KV 115KV

44KV 34.5KV 13.8KV

Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, OCT 26 2015 17:46
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0116	232.66	6001	PAN230	230.00	6	1.0107	232.47
6002	PAN115	115.00	6	1.0188	117.16	6003	PANII230	230.00	6	1.0183	234.21
6004	PANII115	115.00	6	1.0392	119.51	6005	CHO230	230.00	6	1.0176	234.05
6008	LSA230	230.00	6	1.0170	233.91	6009	LSA115	115.00	6	1.0112	116.29
6011	MDN230	230.00	6	1.0148	233.41	6012	MDN115	115.00	6	1.0202	117.33
6014	PRO230	230.00	6	1.0114	232.63	6015	PRO115	115.00	6	1.0082	115.94
6018	CAC115	115.00	6	1.0180	117.07	6087	CAL115	115.00	6	1.0209	117.40
6088	LES115	115.00	6	1.0232	117.67	6092	LVA115	115.00	6	1.0208	117.39
6096	FOR230	230.00	6	1.0186	234.27	6100	BAY230	230.00	6	1.0261	236.01
6169	STR230	230.00	6	1.0169	233.88	6171	PAC230	230.00	6	1.0211	234.86
6179	GUA230	230.00	6	1.0175	234.04	6182	VEL230	230.00	6	1.0212	234.88
6240	EHIG230	230.00	6	1.0175	234.02	6245	BNGA230	230.00	6	1.0125	232.87
6260	CHA230	230.00	6	1.0280	236.44	6261	CHA115	115.00	6	1.0209	117.40
6263	ESP230	230.00	6	1.0279	236.42	6276	CHG230	230.00	6	1.0246	235.65
6310	PAN3 230	230.00	6	1.0124	232.86	6311	PAN3 115	115.00	6	1.0160	116.84
6315	MET230	230.00	6	1.0430	239.90	6317	CHE	230.00	6	1.0256	235.88
6340	CAN230	230.00	6	1.0224	235.15	6350	PM115-8	115.00	6	1.0120	116.39
6380	BOQIII230	230.00	6	1.0127	232.93	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0294	236.76
6401	PM230-29	230.00	6	1.0197	234.52	6440	DOM230	230.00	6	1.0075	231.74
6441	PRIM230	230.00	6	1.0064	231.47	6460	ECO230	230.00	6	1.0149	233.42
6470	24DIC230	230.00	6	1.0197	234.54	6485	ANT230	230.00	6	1.0273	236.29
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0093	232.13	6601	COP230	230.00	6	1.0200	234.61
6760	SBA230	230.00	6	1.0199	234.58	6761	SBA115	115.00	6	1.0050	115.57
6860	BBL230	230.00	6	1.0211	234.85	6985	SVC-PAN3	230.00	6	1.0124	232.86
6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0170	233.91	6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0183	234.21

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6024	CHI115	115.00	6	0.9872	113.53	6059	LM1115	115.00	6	0.9779	112.46
6060	LM2115	115.00	6	0.9780	112.47	6170	CPA115	115.00	6	0.9885	113.67
6173	STR115	115.00	6	0.9842	113.19	6290	CATII115	115.00	6	0.9786	112.54

Cargabilidad de Líneas y Trasformadores del SPT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, OCT 26 2015 17:45
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	67.1	335.0	20.0
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	67.1	335.0	20.0
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	3A	80.7	247.0	32.7
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	4A	80.7	247.0	32.7
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	163.1	500.0	32.6
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	163.1	500.0	32.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	97.7	175.0	55.8
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	97.7	175.0	55.8
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	195.4	350.0	55.8
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	195.4	350.0	55.8
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	62.1	142.0	43.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	41.1	120.0	34.2
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	62.0	142.0	43.7
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	57.0	230.0	24.8
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	22.0	230.0	9.6
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	96.1	175.0	54.9
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	96.1	175.0	54.9
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	192.2	350.0	54.9
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	192.2	350.0	54.9
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	1	159.3	400.0	39.8
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	2	159.3	400.0	39.8
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	29.2	202.0	14.5
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	29.2	275.0	10.6
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	29.2	275.0	10.6
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	34.9	202.0	17.3
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	78.2	175.0	44.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	78.2	175.0	44.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	85.6	175.0	48.9
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	77.9	175.0	44.5
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	77.9	175.0	44.5
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	87.4	175.0	49.9
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	82.1	247.0	33.2
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	82.1	247.0	33.2
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	72.2	500.0	14.4
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	72.2	500.0	14.4
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	117.7	500.0	23.5
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	117.7	500.0	23.5
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	8.1	50.0	16.3
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.4	100.0	48.4
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	43.3	100.0	43.3
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	94.5	500.0	18.9
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	84.9	247.0	34.4
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	94.5	500.0	18.9
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	100.5	247.0	40.7
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	100.5	247.0	40.7
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2D	16.4	275.0	6.0
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3D	16.4	275.0	6.0
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	55.2	500.0	11.0
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	55.2	500.0	11.0
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	97.0	275.0	35.3
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	97.0	275.0	35.3
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	85.1	247.0	34.5
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	46.0	100.0	46.0
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	55.4	100.0	55.4
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	53.7	100.0	53.7
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	18.4	20.0	92.0
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	71.9	100.0	71.9
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	56.3	100.0	56.3
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	52.6	100.0	52.6
6011	MDN230	230.00	6	6014	PRO230	230.00*	6	1	60.2	400.0	15.1
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	7	25.7	193.0	13.3
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	8	25.7	193.0	13.3

6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	122.4	350.0	35.0
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	122.4	350.0	35.0
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	90.1	400.0	22.5
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	27.4	100.0	27.4
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	20.8	70.0	29.7
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	20.1	70.0	28.8
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	35.3	93.0	38.0
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	35.3	93.0	38.0
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	23.4	80.0	29.3
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	15.4	60.0	25.6
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	15.3	60.0	25.5
6014 PRO230	230.00*	6	6380 BOQIII230	230.00	6	9B	29.3	400.0	7.3
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	5.4	100.0	5.4
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	2.7	50.0	5.3
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	1.6	100.0	1.6
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	1.7	50.0	3.4
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	23.4	150.0	15.6
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	23.4	150.0	15.6
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	28.9	230.0	12.6
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	93.9	230.0	40.8
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	83.2	230.0	36.2
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	18.7	230.0	8.1
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	24.4	93.0	26.3
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	26.5	93.0	28.4
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	24.2	62.5	38.7
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	138.2	275.0	50.2
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	4.7	202.0	2.3
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	2A	4.8	202.0	2.4
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	24.5	202.0	12.1
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	83.2	230.0	36.2
6176 ESTG1	13.800	6	6178 EST230	230.00*	6	T1	32.8	70.0	46.9
6177 ESTG2	13.800	6	6178 EST230	230.00*	6	T2	32.8	70.0	46.9
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	64.5	193.0	33.4
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	102.6	400.0	25.7
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	102.6	400.0	25.7
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	38.7	276.0	14.0
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	98.4	300.0	32.8
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	89.3	275.0	32.5
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	89.3	275.0	32.5
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	77.5	247.0	31.4
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	29.5	50.0	59.0
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2B	111.4	275.0	40.5
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	3B	111.4	275.0	40.5
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	134.6	275.0	48.9
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	134.6	275.0	48.9
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0C	57.0	304.0	18.7
6260 CHA230	230.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	0B	51.7	304.0	17.0
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.7	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	5.8	50.0	11.7
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	6.4	50.0	12.7
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	4.6	50.0	9.2
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	7.8	50.0	15.6
6276 CHG230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	1	117.5	1288.0	9.1
6276 CHG230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2	117.5	1288.0	9.1
6276 CHG230	230.00	6	6340 CAN230	230.00*	6	0A	23.6	304.0	7.7
6315 MET230	230.00*	6	6316 MET34.5	34.500	6	T1	11.6	50.0	23.1
6315 MET230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	30.7	275.0	11.1
6317 CHE	230.00	6	6601 COP230	230.00*	6	2A	25.3	202.0	12.5
6332 BAM115	115.00*	6	6333 BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.6
6332 BAM115	115.00*	6	6334 BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.6
6340 CAN230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	37.2	304.0	12.2
6379 BOQIII34C	34.500	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	T3	20.8	83.3	25.0
6380 BOQIII230	230.00*	6	6381 BOQIII34	34.500	6	T1	20.8	83.3	24.9
6380 BOQIII230	230.00*	6	6398 BOQIII34B	34.500	6	T2	21.5	83.3	25.8
6440 DOM230	230.00*	6	6441 PRIM230	230.00	6	33	10.0	360.0	2.8
6440 DOM230	230.00*	6	6500 FRONTDOM	230.00	6	5B	13.3	300.0	4.4
6440 DOM230	230.00*	6	6680 POR230	230.00	6	1	41.9	193.0	21.7
6441 PRIM230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	10.1	50.0	20.1
6460 ECO230	230.00*	6	6461 ECO34	34.500	6	T1	123.3	140.0	88.0
6460 ECO230	230.00*	6	6461 ECO34	34.500	6	T2	123.3	140.0	88.0
6470 24DIC230	230.00*	6	6474 24DIC34	34.500	6	T1	22.4	50.0	44.9
6470 24DIC230	230.00*	6	6601 COP230	230.00	6	2A	25.5	202.0	12.6
6760 SBA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	19.8	90.0	22.0
6761 SBA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

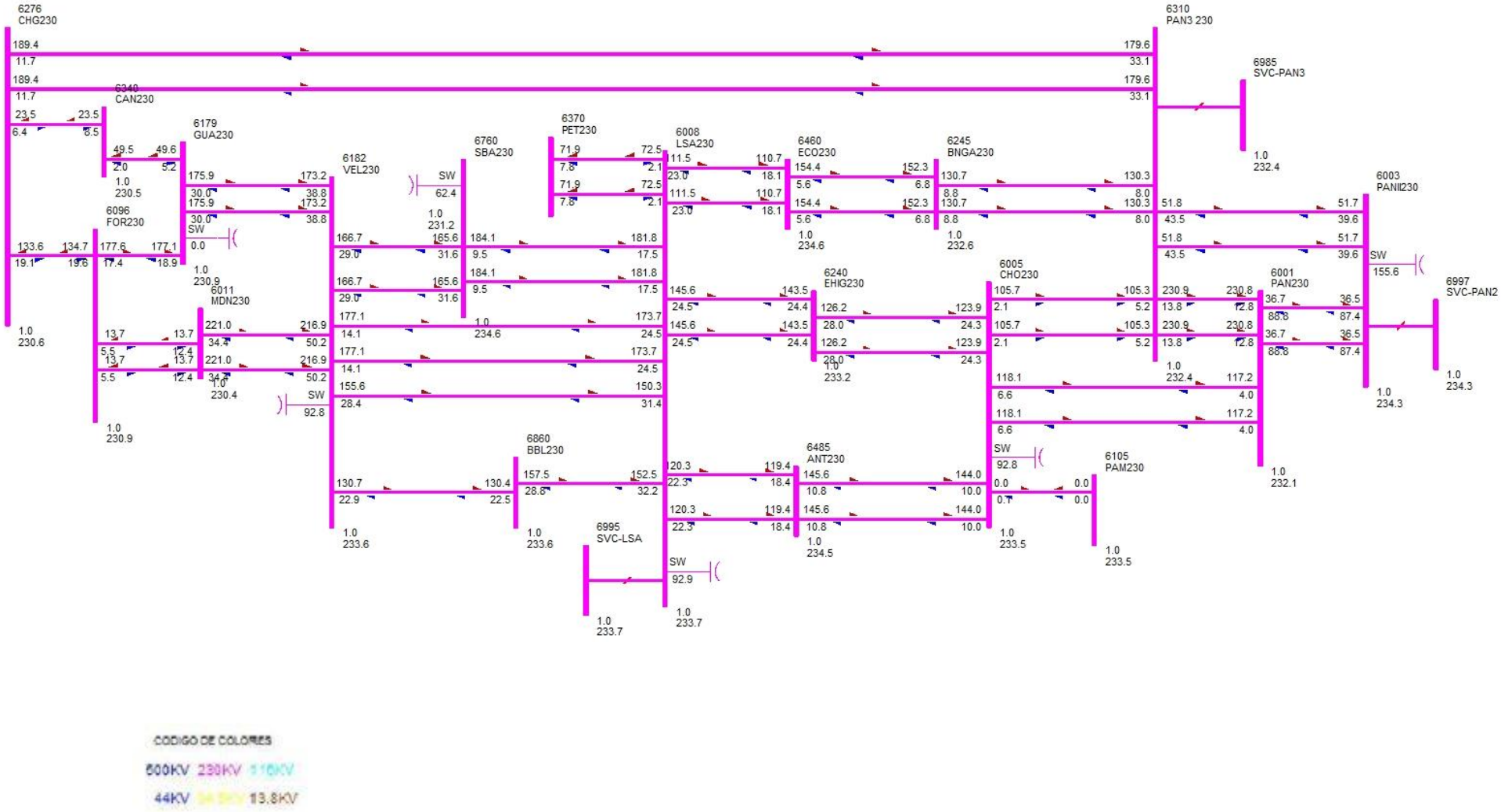
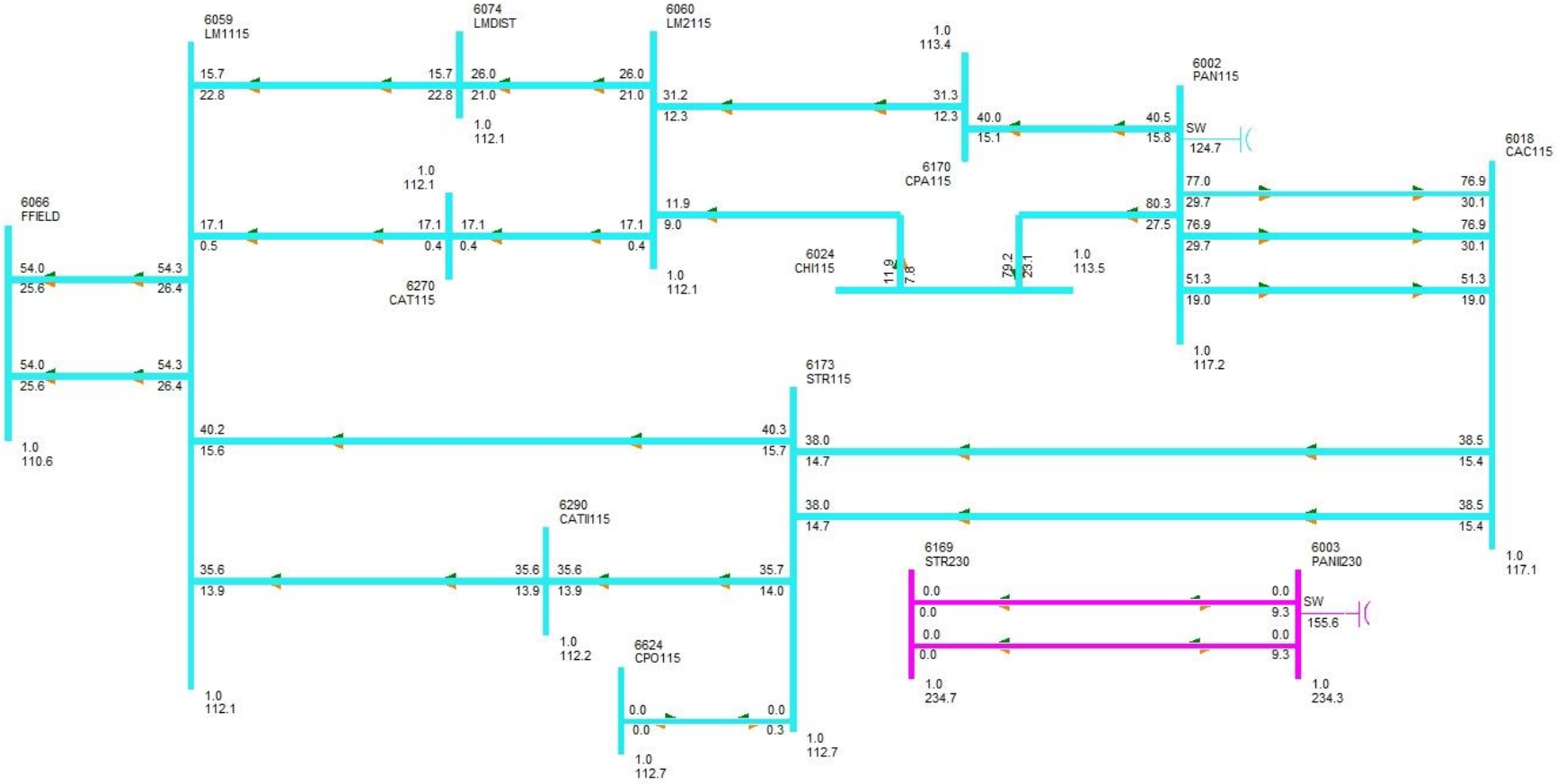


Diagrama de Panamá Atlántico



CODIGO DE COLORES

500KV 230KV 115KV

44KV 34.5KV 13.8KV

Diagrama de Panamá Este

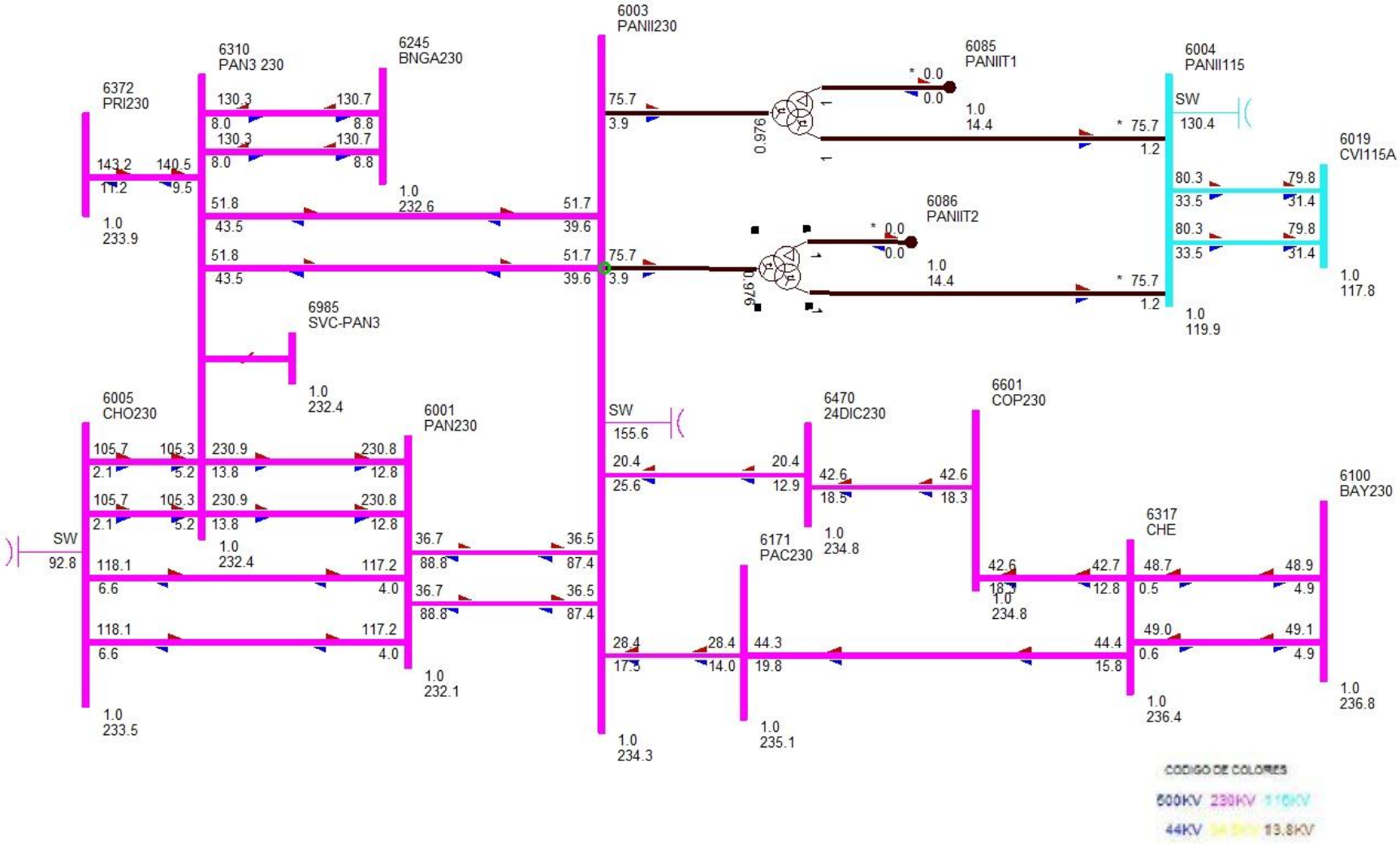
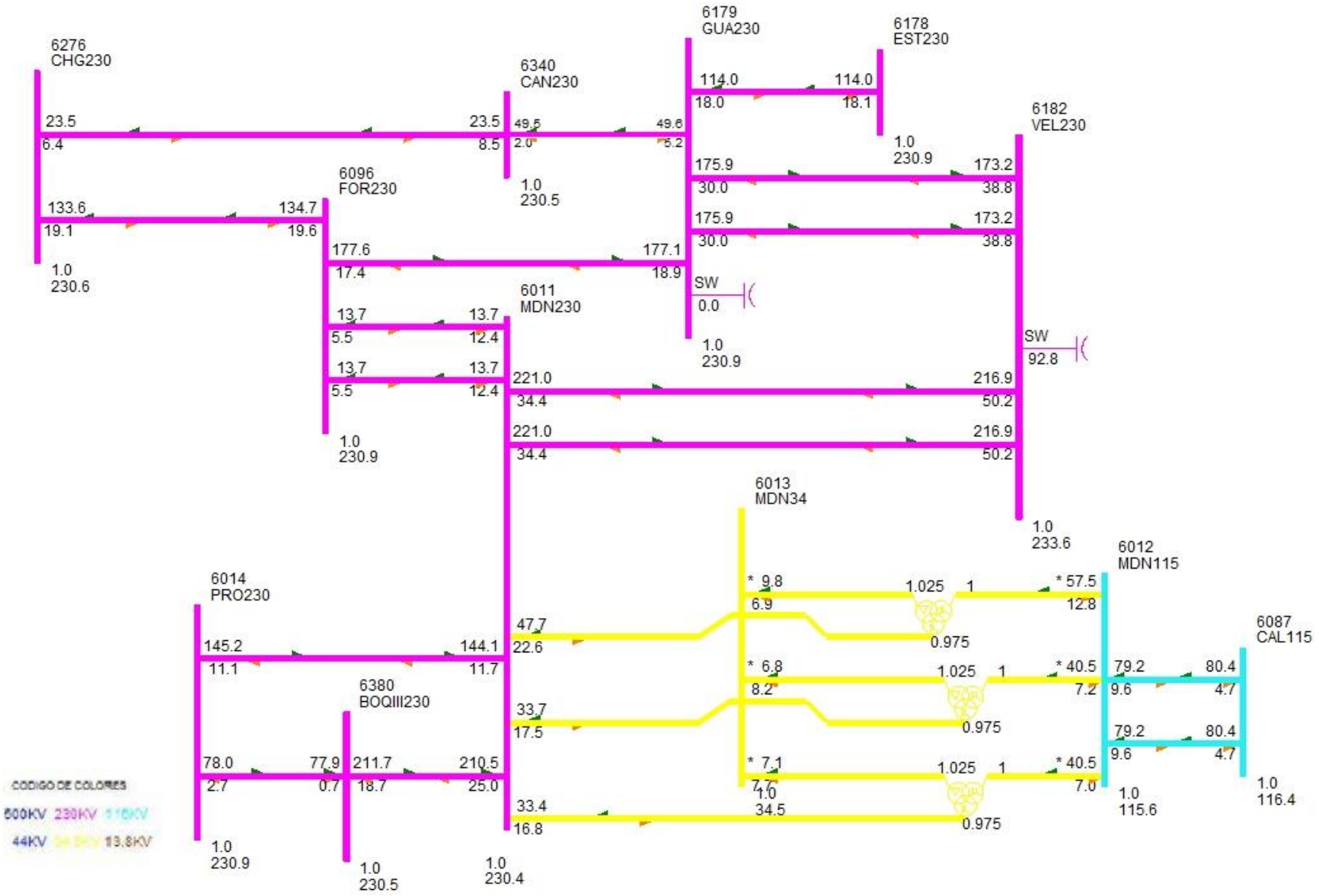


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, OCT 26 2015 17:51
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0046	231.07	6001	PAN230	230.00	6	1.0093	232.14
6002	PAN115	115.00	6	1.0192	117.21	6003	PANII230	230.00	6	1.0186	234.28
6004	PANII115	115.00	6	1.0424	119.88	6005	CHO230	230.00	6	1.0154	233.54
6008	LSA230	230.00	6	1.0159	233.66	6009	LSA115	115.00	6	1.0104	116.19
6011	MDN230	230.00	6	1.0019	230.44	6012	MDN115	115.00	6	1.0049	115.56
6014	PRO230	230.00	6	1.0041	230.94	6015	PRO115	115.00	6	1.0040	115.46
6018	CAC115	115.00	6	1.0184	117.12	6087	CAL115	115.00	6	1.0126	116.44
6088	LES115	115.00	6	1.0163	116.88	6092	LVA115	115.00	6	1.0130	116.50
6096	FOR230	230.00	6	1.0040	230.93	6100	BAY230	230.00	6	1.0294	236.77
6169	STR230	230.00	6	1.0206	234.73	6171	PAC230	230.00	6	1.0223	235.13
6179	GUA230	230.00	6	1.0038	230.87	6182	VEL230	230.00	6	1.0157	233.60
6240	EHIG230	230.00	6	1.0140	233.23	6245	BNGA230	230.00	6	1.0115	232.65
6260	CHA230	230.00	6	1.0124	232.86	6261	CHA115	115.00	6	1.0068	115.78
6263	ESP230	230.00	6	1.0139	233.21	6276	CHG230	230.00	6	1.0026	230.59
6310	PAN3 230	230.00	6	1.0104	232.39	6311	PAN3 115	115.00	6	1.0159	116.83
6315	MET230	230.00	6	1.0455	240.47	6317	CHE	230.00	6	1.0278	236.39
6340	CAN230	230.00	6	1.0022	230.51	6350	PM115-8	115.00	6	1.0126	116.45
6380	BOQIII230	230.00	6	1.0022	230.51	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0138	233.18
6401	PM230-29	230.00	6	1.0035	230.82	6440	DOM230	230.00	6	1.0042	230.96
6441	PRIM230	230.00	6	1.0043	230.98	6460	ECO230	230.00	6	1.0202	234.65
6470	24DIC230	230.00	6	1.0207	234.75	6485	ANT230	230.00	6	1.0196	234.51
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0050	231.16	6601	COP230	230.00	6	1.0210	234.83
6760	SBA230	230.00	6	1.0201	234.61	6761	SBA115	115.00	6	1.0042	115.49
6860	BBL230	230.00	6	1.0154	233.55	6985	SVC-PAN3	230.00	6	1.0104	232.39
6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0159	233.66	6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0186	234.28

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6024	CHI115	115.00	6	0.9871	113.52	6059	LM1115	115.00	6	0.9748	112.10
6060	LM2115	115.00	6	0.9750	112.12	6170	CPA115	115.00	6	0.9860	113.39
6173	STR115	115.00	6	0.9801	112.71	6290	CATII115	115.00	6	0.9754	112.17

Cargabilidad de Líneas y Trasformadores del SPT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, OCT 26 2015 17:51
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	X-- NAME	X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	95.2	335.0	28.4
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	95.2	335.0	28.4
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	116.5	247.0	47.2
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	116.5	247.0	47.2
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	229.0	500.0	45.8
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	229.0	500.0	45.8
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	108.7	175.0	62.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	108.7	175.0	62.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	217.5	350.0	62.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	217.5	350.0	62.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	81.1	142.0	57.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	53.7	120.0	44.8
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	81.1	142.0	57.1
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	83.6	230.0	36.3
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	43.4	230.0	18.9
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	107.2	175.0	61.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	107.2	175.0	61.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	214.3	350.0	61.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	214.3	350.0	61.2
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	1	9.1	400.0	2.3
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	2	9.1	400.0	2.3
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	32.8	202.0	16.2
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	66.9	275.0	24.3
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	66.9	275.0	24.3
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	32.1	202.0	15.9
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	75.8	175.0	43.3
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	75.8	175.0	43.3
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	86.9	175.0	49.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	75.7	175.0	43.2
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	75.7	175.0	43.2
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	89.0	175.0	50.8
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	127.5	247.0	51.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	127.5	247.0	51.6
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	104.3	500.0	20.9
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	104.3	500.0	20.9
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	1	143.2	500.0	28.6
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	2	143.2	500.0	28.6
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	8.1	50.0	16.2
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	48.0	100.0	48.0
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	55.0	100.0	55.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	174.9	500.0	35.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	155.7	247.0	63.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	174.9	500.0	35.0
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	145.3	247.0	58.8
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	145.3	247.0	58.8
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	112.0	275.0	40.7
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	112.0	275.0	40.7
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	120.4	500.0	24.1
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	120.4	500.0	24.1
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	180.7	275.0	65.7
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	180.7	275.0	65.7
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	157.7	247.0	63.8
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	47.7	100.0	47.7
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	66.6	100.0	66.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	53.7	100.0	53.7
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	27.9	20.0	139.4
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	85.0	100.0	85.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	54.4	100.0	54.4
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	52.6	100.0	52.6
6011	MDN230	230.00	6	6014	PRO230	230.00*	6	1	145.0	400.0	36.3
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	7	18.4	193.0	9.5
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	8	18.4	193.0	9.5

6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	223.2	350.0	63.8
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	223.2	350.0	63.8
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	212.1	400.0	53.0
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	52.8	100.0	52.8
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	38.0	70.0	54.2
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	37.4	70.0	53.4
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	79.5	93.0	85.5
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	79.5	93.0	85.5
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	58.9	80.0	73.7
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	41.1	60.0	68.5
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	41.1	60.0	68.5
6014 PRO230	230.00*	6	6380 BOQIII230	230.00	6	9B	77.8	400.0	19.4
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	6.9	100.0	6.9
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	3.4	50.0	6.8
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	2.1	100.0	2.1
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	2.2	50.0	4.5
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	41.6	150.0	27.7
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	41.6	150.0	27.7
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	15.3	230.0	6.7
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	44.2	230.0	19.2
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	39.2	230.0	17.0
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	34.4	230.0	14.9
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	45.2	93.0	48.6
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	51.5	93.0	55.4
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	65.7	62.5	105.2
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	177.7	275.0	64.6
6100 BAY230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1	47.7	202.0	23.6
6100 BAY230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	2A	48.0	202.0	23.8
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	47.5	202.0	23.5
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	39.2	230.0	17.0
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	58.1	70.0	83.0
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	58.1	70.0	83.0
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	115.0	193.0	59.6
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	177.8	400.0	44.4
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	177.8	400.0	44.4
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	49.7	276.0	18.0
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	202.1	300.0	67.4
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	166.5	275.0	60.6
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	166.5	275.0	60.6
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	130.6	247.0	52.9
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	28.9	50.0	57.7
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2B	129.5	275.0	47.1
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	3B	129.5	275.0	47.1
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	151.4	275.0	55.1
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	151.4	275.0	55.1
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0C	76.2	304.0	25.0
6260 CHA230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	91.5	304.0	30.1
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	9.1	50.0	18.3
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	9.1	50.0	18.3
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	14.9	50.0	29.9
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	14.9	50.0	29.9
6276 CHG230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	1	189.3	1288.0	14.7
6276 CHG230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2	189.3	1288.0	14.7
6276 CHG230	230.00	6	6340 CAN230	230.00*	6	0A	25.0	304.0	8.2
6315 MET230	230.00*	6	6316 MET34.5	34.500	6	T1	11.2	50.0	22.5
6315 MET230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	30.7	275.0	11.2
6317 CHE	230.00	6	6601 COP230	230.00*	6	2A	45.4	202.0	22.5
6332 BAM115	115.00	6	6333 BAMG1	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6332 BAM115	115.00	6	6334 BAMG2	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6340 CAN230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	49.5	304.0	16.3
6379 BOQIII34C	34.500	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	T3	44.9	83.3	53.9
6380 BOQIII230	230.00*	6	6381 BOQIII34	34.500	6	T1	44.9	83.3	53.9
6380 BOQIII230	230.00*	6	6398 BOQIII34B	34.500	6	T2	45.5	83.3	54.6
6440 DOM230	230.00	6	6441 PRIM230	230.00*	6	33	32.0	360.0	8.9
6440 DOM230	230.00*	6	6500 FRONTDOM	230.00	6	5B	11.0	300.0	3.7
6440 DOM230	230.00	6	6680 POR230	230.00*	6	1	54.2	193.0	28.1
6441 PRIM230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	32.2	50.0	64.3
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T1	45.9	140.0	32.8
6460 ECO230	230.00	6	6461 ECO34	34.500*	6	T2	45.9	140.0	32.8
6470 24DIC230	230.00*	6	6474 24DIC34	34.500	6	T1	9.6	50.0	19.2
6470 24DIC230	230.00*	6	6601 COP230	230.00	6	2A	45.5	202.0	22.5
6760 SBA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	41.3	90.0	45.9
6761 SBA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0

Año 2020

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

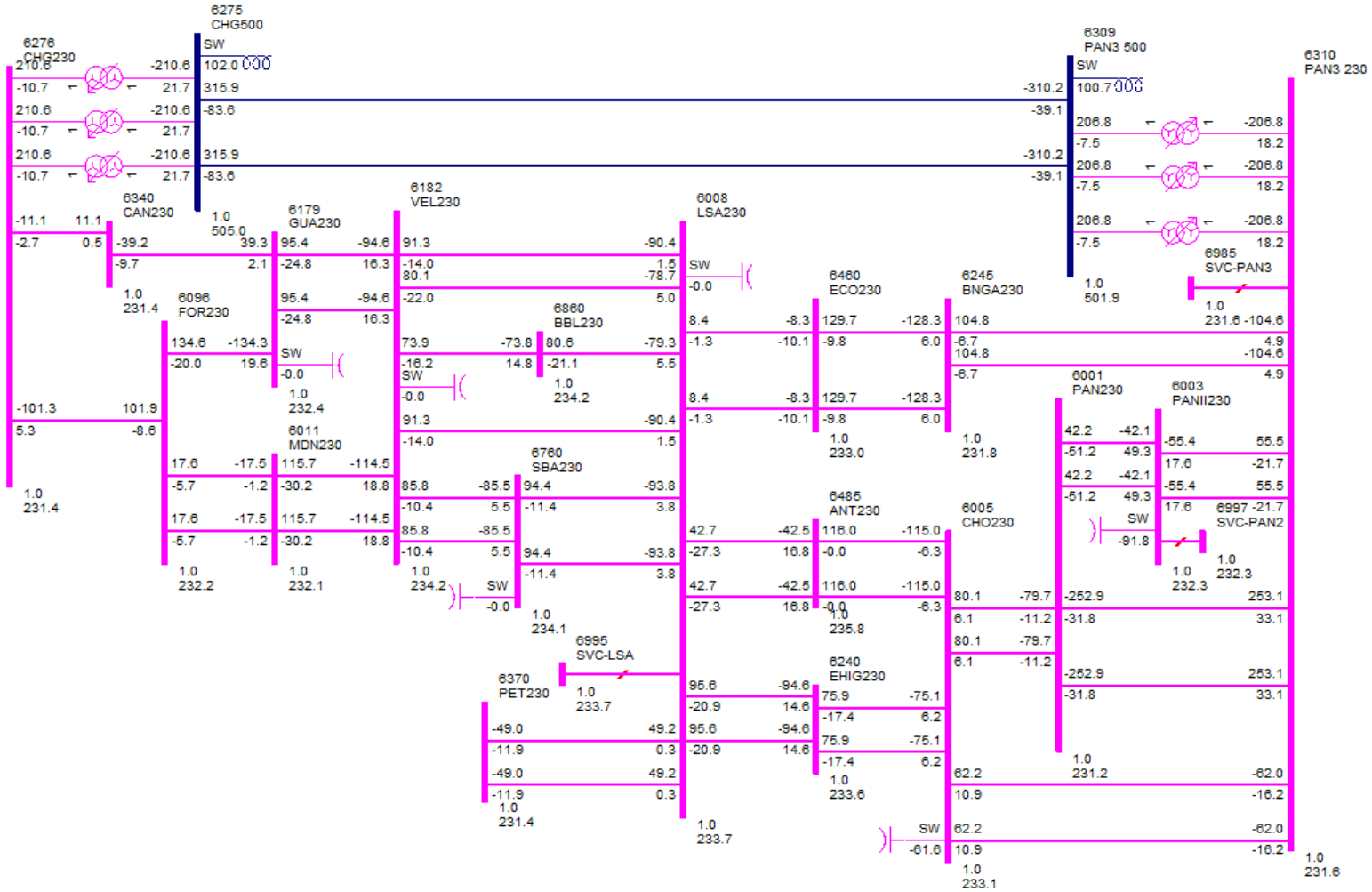
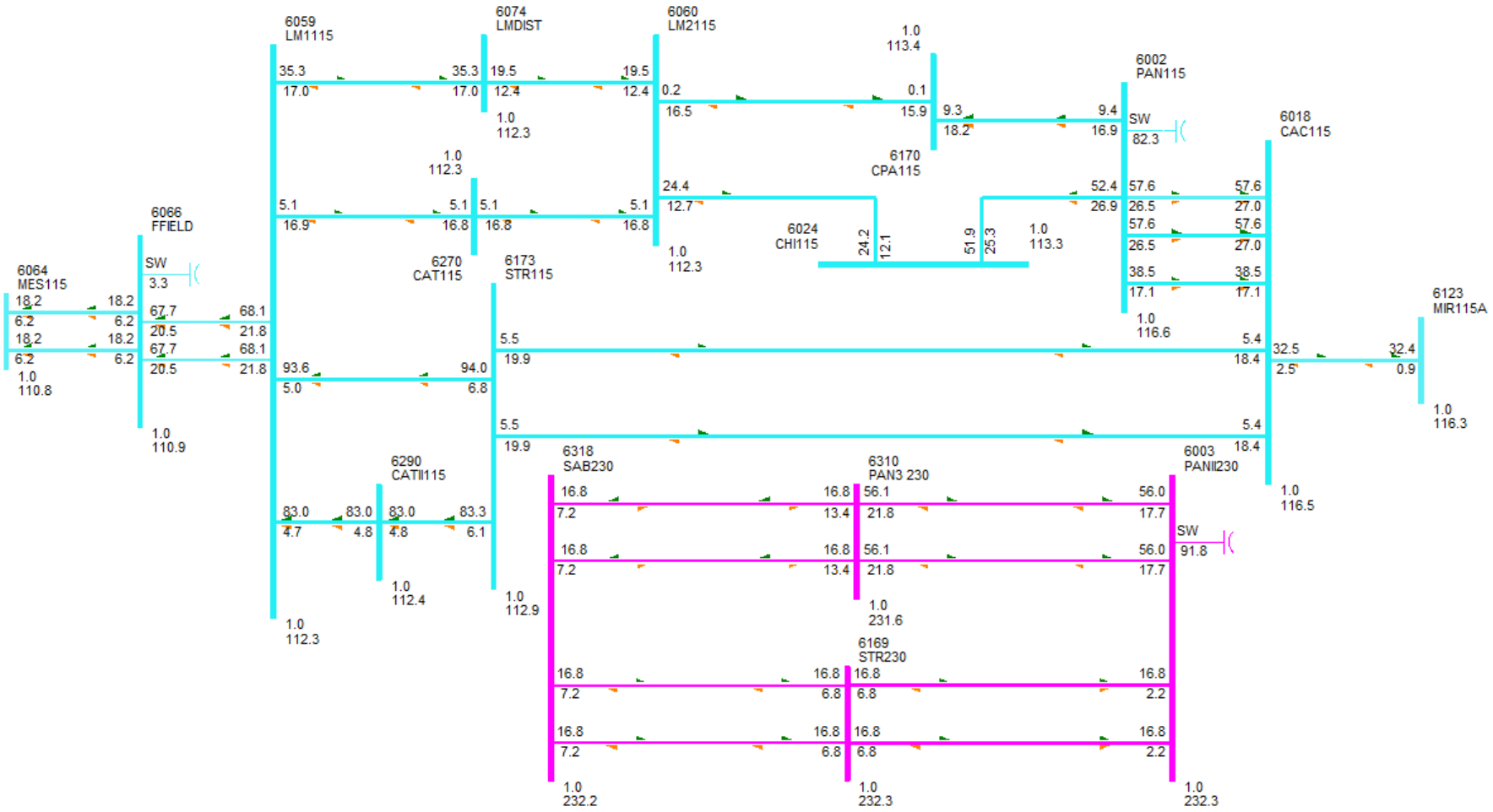


Diagrama de Panamá Atlántico



CODIGO DE COLORES

500KV 230KV 115KV

44KV 34.5KV 13.8KV

Diagrama de Panamá Este

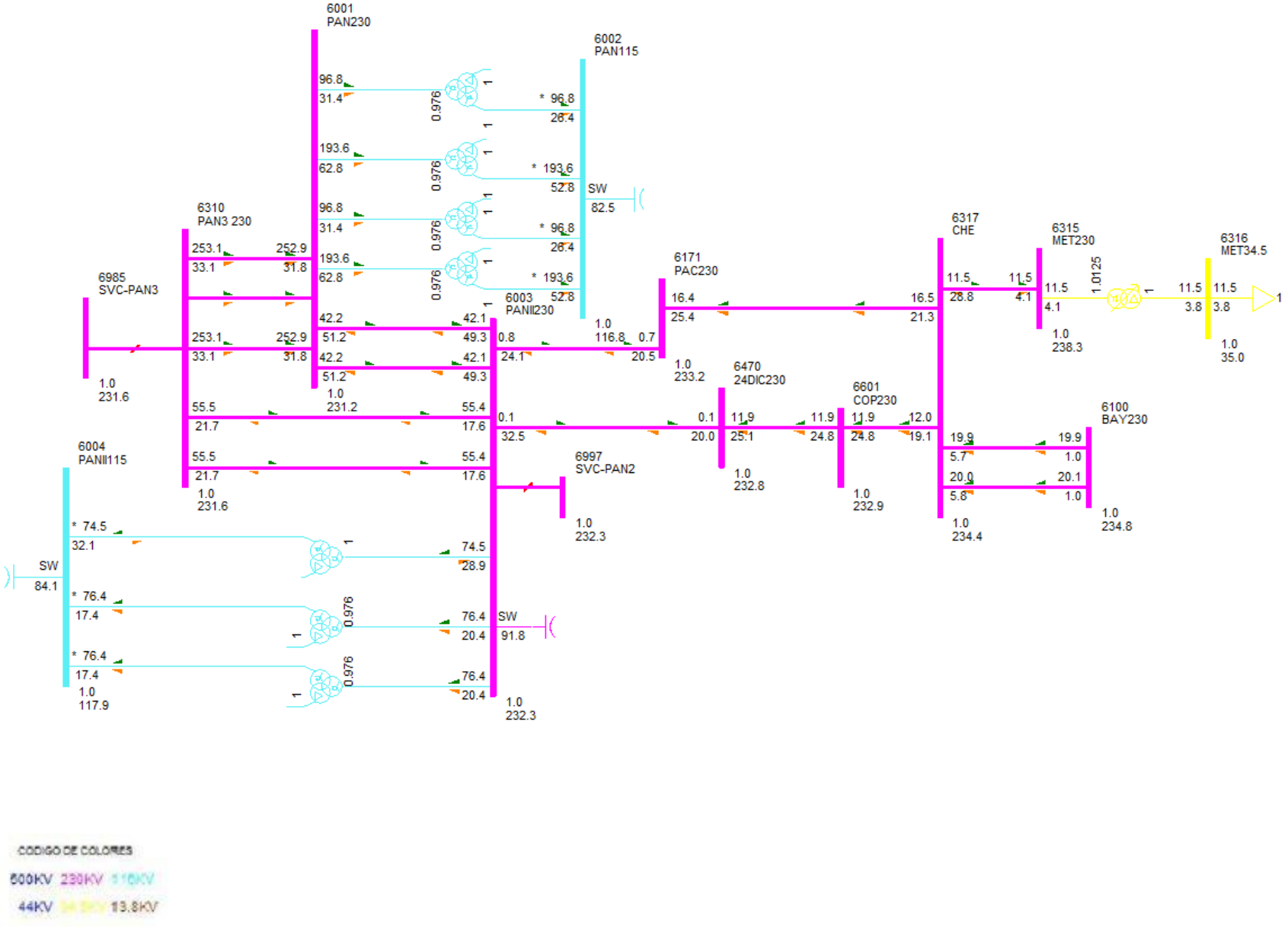
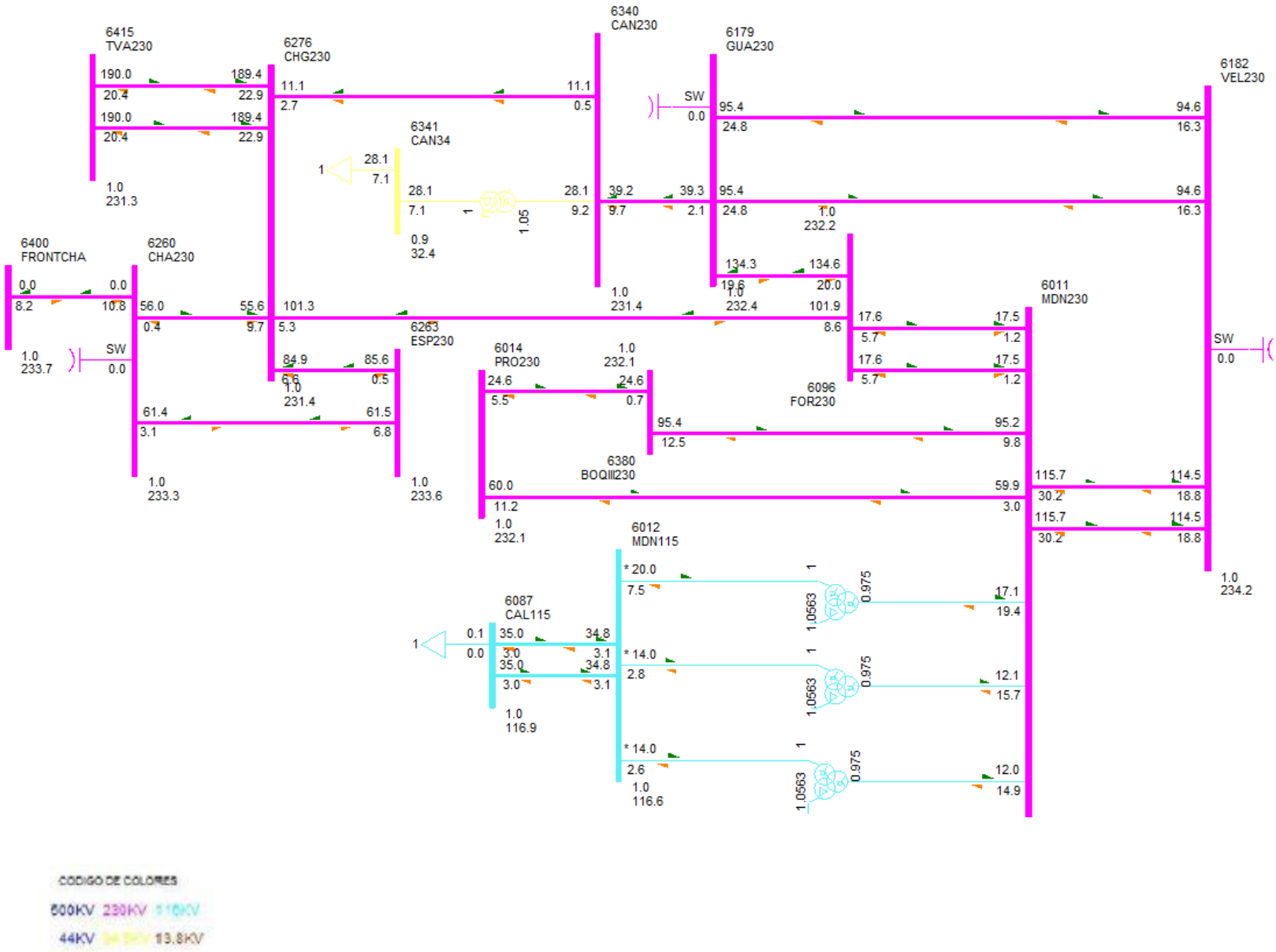


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E TUE, OCT 27 2015 13:28
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2020 - ÉPOCA SECA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0093	232.14	6001	PAN230	230.00	6	1.0052	231.19
6002	PAN115	115.00	6	1.0154	116.77	6003	PANII230	230.00	6	1.0100	232.30
6004	PANII115	115.00	6	1.0254	117.92	6005	CHO230	230.00	6	1.0136	233.12
6008	LSA230	230.00	6	1.0160	233.68	6009	LSA115	115.00	6	1.0133	116.53
6011	MDN230	230.00	6	1.0093	232.14	6012	MDN115	115.00	6	1.0135	116.55
6014	PRO230	230.00	6	1.0090	232.08	6015	PRO115	115.00	6	1.0064	115.74
6018	CAC115	115.00	6	1.0148	116.70	6019	CVI115A	115.00	6	1.0118	116.36
6027	LOC115A	115.00	6	1.0065	115.75	6032	MAR115A	115.00	6	1.0066	115.76
6036	SMA115	115.00	6	1.0104	116.20	6040	SFR115	115.00	6	1.0026	115.30
6055	MOS115B	115.00	6	1.0042	115.48	6057	TOC115	115.00	6	1.0217	117.50
6087	CAL115	115.00	6	1.0169	116.95	6088	LES115	115.00	6	1.0197	117.26
6092	LVA115	115.00	6	1.0170	116.95	6096	FOR230	230.00	6	1.0097	232.23
6100	BAY230	230.00	6	1.0210	234.82	6105	PAM230	230.00	6	1.0136	233.12
6115	LBO115	115.00	6	1.0114	116.31	6123	MIR115A	115.00	7	1.0124	116.42
6165	FLO115	115.00	6	1.0125	116.44	6169	STR230	230.00	6	1.0098	232.26
6171	PAC230	230.00	6	1.0138	233.17	6178	EST230	230.00	6	1.0104	232.39
6179	GUA230	230.00	6	1.0104	232.38	6182	VEL230	230.00	6	1.0182	234.18
6210	TIN115	115.00	6	1.0109	116.26	6211	PM115-9	115.00	6	1.0086	115.99
6225	CDE115	115.00	6	1.0025	115.28	6230	CBA115	115.00	6	1.0045	115.52
6240	EHIG230	230.00	6	1.0156	233.59	6245	BNGA230	230.00	6	1.0080	231.83
6250	BVI230	230.00	6	1.0050	231.15	6251	BVI115	115.00	6	1.0076	115.88
6260	CHA230	230.00	6	1.0146	233.35	6261	CHA115	115.00	6	1.0093	116.07
6263	ESP230	230.00	6	1.0158	233.64	6275	CHG500	500.00	6	1.0099	504.96
6276	CHG230	230.00	6	1.0059	231.36	6309	PAN3 500	500.00	6	1.0037	501.85
6310	PAN3 230	230.00	6	1.0069	231.59	6311	PAN3 115	115.00	6	1.0122	116.40
6315	MET230	230.00	6	1.0361	238.30	6317	CHE	230.00	6	1.0193	234.43
6318	SAB230	230.00	6	1.0097	232.24	6330	BAI230	230.00	6	1.0090	232.07
6331	BAI115	115.00	6	1.0026	115.30	6332	BAM115	115.00	6	1.0053	115.61
6340	CAN230	230.00	6	1.0063	231.44	6350	PM115-8	115.00	6	1.0087	116.00
6360	GLA230	230.00	6	1.0114	232.63	6363	ZAM230	230.00	6	1.0126	232.90
6366	EVA230	230.00	6	1.0134	233.08	6370	PET230	230.00	6	1.0063	231.44
6372	PRI230	230.00	6	1.0182	234.18	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0091	232.10
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0159	233.66	6401	PM230-29	230.00	6	1.0092	232.12
6415	TVA230	230.00	6	1.0058	231.32	6430	GENLLS	115.00	6	1.0133	116.53
6434	ODA115	115.00	6	1.0132	116.52	6440	DOM230	230.00	6	1.0065	231.49
6441	PRIM230	230.00	6	1.0055	231.27	6442	ALT230	230.00	6	1.0047	231.09
6443	PARE230	230.00	6	1.0056	231.28	6460	ECO230	230.00	6	1.0131	233.02
6470	24DIC230	230.00	6	1.0121	232.78	6485	ANT230	230.00	6	1.0252	235.80
6490	BON115	115.00	6	1.0093	116.07	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0079	231.82
6601	COP230	230.00	6	1.0124	232.86	6680	POR230	230.00	6	1.0077	231.76
6681	LPO230	230.00	6	1.0077	231.76	6683	SAL230	230.00	6	1.0077	231.76
6730	SAN115	115.00	6	1.0053	115.61	6760	SBA230	230.00	6	1.0177	234.07
6761	SBA115	115.00	6	1.0027	115.31	6790	SMA82	230.00	6	1.0163	233.74
6840	BUR230	230.00	6	1.0075	231.73	6860	BBL230	230.00	6	1.0183	234.21
6915	SCR115	115.00	6	1.0097	116.11	6985	SVC-PAN3	230.00	6	1.0069	231.59
6990	REACTOR1	500.00	6	1.0099	504.96	6991	REACTOR2	500.00	6	1.0037	501.85
6992	REACTOR3	500.00	6	1.0099	504.96	6993	REACTOR4	500.00	6	1.0037	501.85
6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0160	233.68	6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0100	232.30

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6024	CHI115	115.00	6	0.9915	114.02	6047	CLA115	115.00	6	0.9828	113.02
6059	LM1115	115.00	6	0.9892	113.76	6060	LM2115	115.00	6	0.9893	113.77
6064	MES115	115.00	6	0.9760	112.24	6066	FFIELD	115.00	6	0.9769	112.34
6074	LMDIST	115.00	6	0.9892	113.76	6170	CPA115	115.00	6	0.9957	114.50
6173	STR115	115.00	6	0.9962	114.56	6270	CAT115	115.00	6	0.9892	113.76
6280	GIR115	115.00	6	0.9957	114.50	6290	CATII115	115.00	6	0.9900	113.84
6624	CPO115	115.00	6	0.9976	114.72	6980	BKO115	115.00	6	0.9769	112.34
				6999	BAR115	115.00	6	0.9892	113.76		

Cargabilidad de Líneas y Transformadores del SPT.

```
 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E     THU, OCT 29 2015  18:34
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA
           OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA      ]  OWNER 20 [ETESA       ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE   0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X--------- FROM BUS ----------X X---------- TO BUS ----------X
  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT
  6001 PAN230      230.00*    6   6003 PANII230    230.00     6  1C    67.9   335.0    20.3
  6001 PAN230      230.00*    6   6003 PANII230    230.00     6  2C    67.9   335.0    20.3
  6001 PAN230      230.00*    6   6005 CHO230      230.00     6  3A    80.1   247.0    32.4
  6001 PAN230      230.00*    6   6005 CHO230      230.00     6  4A    80.1   247.0    32.4
  6001 PAN230      230.00*    6   6310 PAN3 230    230.00     6  1    254.0   500.0    50.8
  6001 PAN230      230.00*    6   6310 PAN3 230    230.00     6  2    254.0   500.0    50.8
  6001 PAN230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1   102.0   175.0    58.3
  6001 PAN230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2   102.0   175.0    58.3
  6001 PAN230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 1     6  T3   204.1   350.0    58.3
  6001 PAN230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO5       WND 1     6  T5   204.1   350.0    58.3
  6002 PAN115      115.00     6   6018 CAC115      115.00*    6  1     62.8   142.0    44.2
  6002 PAN115      115.00     6   6018 CAC115      115.00*    6  12    41.5   120.0    34.6
  6002 PAN115      115.00     6   6018 CAC115      115.00*    6  37    62.8   142.0    44.2
  6002 PAN115      115.00     6   6024 CHI115      115.00*    6  3A    58.6   230.0    25.5
  6002 PAN115      115.00     6   6170 CPA115      115.00*    6  4A    20.8   230.0     9.0
  6002 PAN115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1   100.5   175.0    57.4
  6002 PAN115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2   100.5   175.0    57.4
  6002 PAN115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 2     6  T3   201.0   350.0    57.4
  6002 PAN115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO5       WND 2     6  T5   201.0   350.0    57.4
  6003 PANII230    230.00     6   6169 STR230      230.00*    6  1     18.0   400.0     4.5
  6003 PANII230    230.00     6   6169 STR230      230.00*    6  2     18.0   400.0     4.5
  6003 PANII230    230.00*    6   6171 PAC230      230.00     6  1B    23.8   202.0    11.8
  6003 PANII230    230.00     6   6310 PAN3 230    230.00*    6  2A    59.8   275.0    21.7
  6003 PANII230    230.00     6   6310 PAN3 230    230.00*    6  3A    59.8   275.0    21.7
  6003 PANII230    230.00*    6   6470 24DIC230    230.00     6  2B    32.2   202.0    15.9
  6003 PANII230    230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    78.6   175.0    44.9
  6003 PANII230    230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    78.6   175.0    44.9
  6003 PANII230    230.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 1     6  T3    84.5   175.0    48.3
  6004 PANII115    115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    78.2   175.0    44.7
  6004 PANII115    115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    78.2   175.0    44.7
  6004 PANII115    115.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 2     6  T3    86.2   175.0    49.2
  6005 CHO230      230.00     6   6240 EHIG230     230.00*    6  3B    76.7   247.0    31.1
  6005 CHO230      230.00     6   6240 EHIG230     230.00*    6  4B    76.7   247.0    31.1
  6005 CHO230      230.00     6   6310 PAN3 230    230.00*    6  1     63.7   500.0    12.7
  6005 CHO230      230.00     6   6310 PAN3 230    230.00*    6  2     63.7   500.0    12.7
  6005 CHO230      230.00*    6   6485 ANT230      230.00     6  1    113.6   500.0    22.7
  6005 CHO230      230.00*    6   6485 ANT230      230.00     6  2    113.6   500.0    22.7
  6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1     8.6    50.0    17.2
  6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 1     6  T2    50.9   100.0    50.9
  6005 CHO230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 1     6  T3    48.8   100.0    48.8
  6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  5     90.7   500.0    18.1
  6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  5A    81.6   247.0    33.0
  6008 LSA230      230.00     6   6182 VEL230      230.00*    6  6     90.7   500.0    18.1
  6008 LSA230      230.00*    6   6240 EHIG230     230.00     6  3C    96.3   247.0    39.0
  6008 LSA230      230.00*    6   6240 EHIG230     230.00     6  4C    96.3   247.0    39.0
  6008 LSA230      230.00     6   6460 ECO230      230.00*    6  2D    13.0   275.0     4.7
  6008 LSA230      230.00     6   6460 ECO230      230.00*    6  3D    13.0   275.0     4.7
  6008 LSA230      230.00*    6   6485 ANT230      230.00     6  1     49.8   500.0    10.0
  6008 LSA230      230.00*    6   6485 ANT230      230.00     6  2     49.8   500.0    10.0
  6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  16    93.4   275.0    34.0
  6008 LSA230      230.00     6   6760 SBA230      230.00*    6  17    93.4   275.0    34.0
  6008 LSA230      230.00     6   6860 BBL230      230.00*    6  6A    81.8   247.0    33.1
  6008 LSA230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 1     6  T1    47.8   100.0    47.8
  6008 LSA230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 3     6  T2    59.3   100.0    59.3
  6008 LSA230      230.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 1     6  T3    55.6   100.0    55.6
  6009 LSA115      115.00     6   6430 GENLLS      115.00*    6  1     17.7    20.0    88.4
  6009 LSA115      115.00     6   6430 GENLLS      115.00*    6  TG     0.0    25.0     0.0
  6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO1       WND 2     6  T1    79.3   100.0    79.3
  6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO2       WND 2     6  T2    60.7   100.0    60.7
  6009 LSA115      115.00*    6 3WNDTR TRAFO3       WND 2     6  T3    54.6   100.0    54.6
  6011 MDN230      230.00     6   6014 PRO230      230.00*    6  1     60.5   400.0    15.1
  6011 MDN230      230.00     6   6096 FOR230      230.00*    6  7     18.3   193.0     9.5
  6011 MDN230      230.00     6   6096 FOR230      230.00*    6  8     18.3   193.0     9.5
```

6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	118.4	350.0	33.8
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	118.4	350.0	33.8
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	95.4	400.0	23.8
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	25.8	100.0	25.8
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	19.8	70.0	28.4
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	19.2	70.0	27.4
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	34.6	93.0	37.2
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	34.6	93.0	37.2
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	21.4	80.0	26.7
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	14.3	60.0	23.8
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	14.2	60.0	23.7
6014 PRO230	230.00*	6	6380 BOQIII230	230.00	6	9B	25.0	400.0	6.3
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	4.3	100.0	4.3
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	2.1	50.0	4.2
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	1.3	100.0	1.3
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	1.4	50.0	2.7
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	21.0	150.0	14.0
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	21.0	150.0	14.0
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	28.2	230.0	12.3
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	96.0	230.0	41.7
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	85.1	230.0	37.0
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	16.9	230.0	7.3
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	25.2	93.0	27.1
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	26.0	93.0	28.0
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	22.6	62.5	36.1
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	134.8	275.0	49.0
6096 FOR230	230.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	0A	101.4	304.0	33.3
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	20.3	202.0	10.1
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	2A	20.5	202.0	10.1
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	1	18.1	400.0	4.5
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	2	18.1	400.0	4.5
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	29.9	202.0	14.8
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	85.1	230.0	37.0
6176 ESTG1	13.800	6	6178 EST230	230.00*	6	T1	31.6	70.0	45.2
6177 ESTG2	13.800	6	6178 EST230	230.00*	6	T2	31.6	70.0	45.2
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	62.6	193.0	32.5
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	97.6	400.0	24.4
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	97.6	400.0	24.4
6179 GUA230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	39.2	276.0	14.2
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	95.8	300.0	31.9
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	84.9	275.0	30.9
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	84.9	275.0	30.9
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	74.3	247.0	30.1
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	29.4	50.0	58.7
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2B	104.2	275.0	37.9
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	3B	104.2	275.0	37.9
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	128.4	275.0	46.7
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	128.4	275.0	46.7
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0C	60.9	304.0	20.0
6260 CHA230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	56.1	304.0	18.5
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	4.6	50.0	9.3
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	5.1	50.0	10.2
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	4.7	50.0	9.4
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	6.9	50.0	13.7
6263 ESP230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	84.7	304.0	27.9
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T1	211.7	500.0	42.3
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T2	211.7	500.0	42.3
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T3	211.7	500.0	42.3
6275 CHG500	500.00	6	6990 REACTOR1	500.00*	6	1	323.5	1288.0	25.1
6275 CHG500	500.00	6	6992 REACTOR3	500.00*	6	2	323.5	1288.0	25.1
6276 CHG230	230.00*	6	6340 CAN230	230.00	6	0A	11.3	304.0	3.7
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T1	207.6	500.0	41.5
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T2	207.6	500.0	41.5
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T3	207.6	500.0	41.5
6309 PAN3 500	500.00	6	6991 REACTOR2	500.00*	6	1	311.5	1288.0	24.2
6309 PAN3 500	500.00	6	6993 REACTOR4	500.00*	6	2	311.5	1288.0	24.2
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	1	21.4	1400.0	1.5
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	2	21.4	1400.0	1.5
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	77.5	175.0	44.3
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	77.5	175.0	44.3
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	77.8	175.0	44.5
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	77.8	175.0	44.5
6315 MET230	230.00*	6	6316 MET34.5	34.500	6	T1	12.2	50.0	24.4

6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	30.4	275.0	11.1
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	27.2	202.0	13.5
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	40.2	304.0	13.2
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	23.8	83.3	28.5
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	23.8	83.3	28.5
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	24.3	83.3	29.2
6440	DOM230	230.00	6	6441	PRIM230	230.00*	6	33	9.0	360.0	2.5
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	11.8	300.0	3.9
6440	DOM230	230.00*	6	6680	POR230	230.00	6	1	41.8	193.0	21.6
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.0	50.0	18.0
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T1	123.0	140.0	87.9
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T2	123.0	140.0	87.9
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	22.4	50.0	44.9
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	27.4	202.0	13.6
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	21.3	90.0	23.6
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	353.0	1288.0	27.4
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	353.0	1288.0	27.4

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

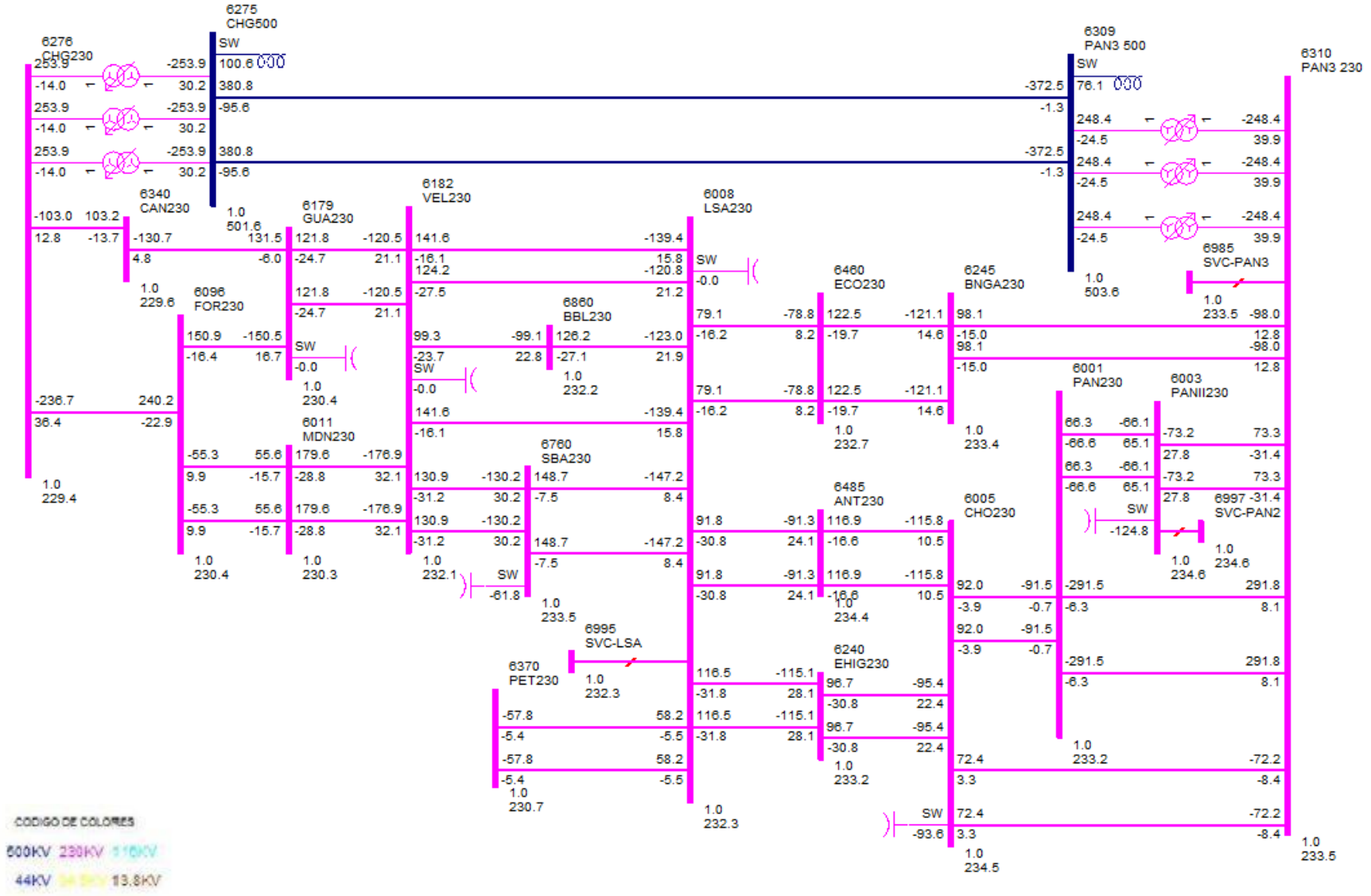


Diagrama de Panamá Atlántico

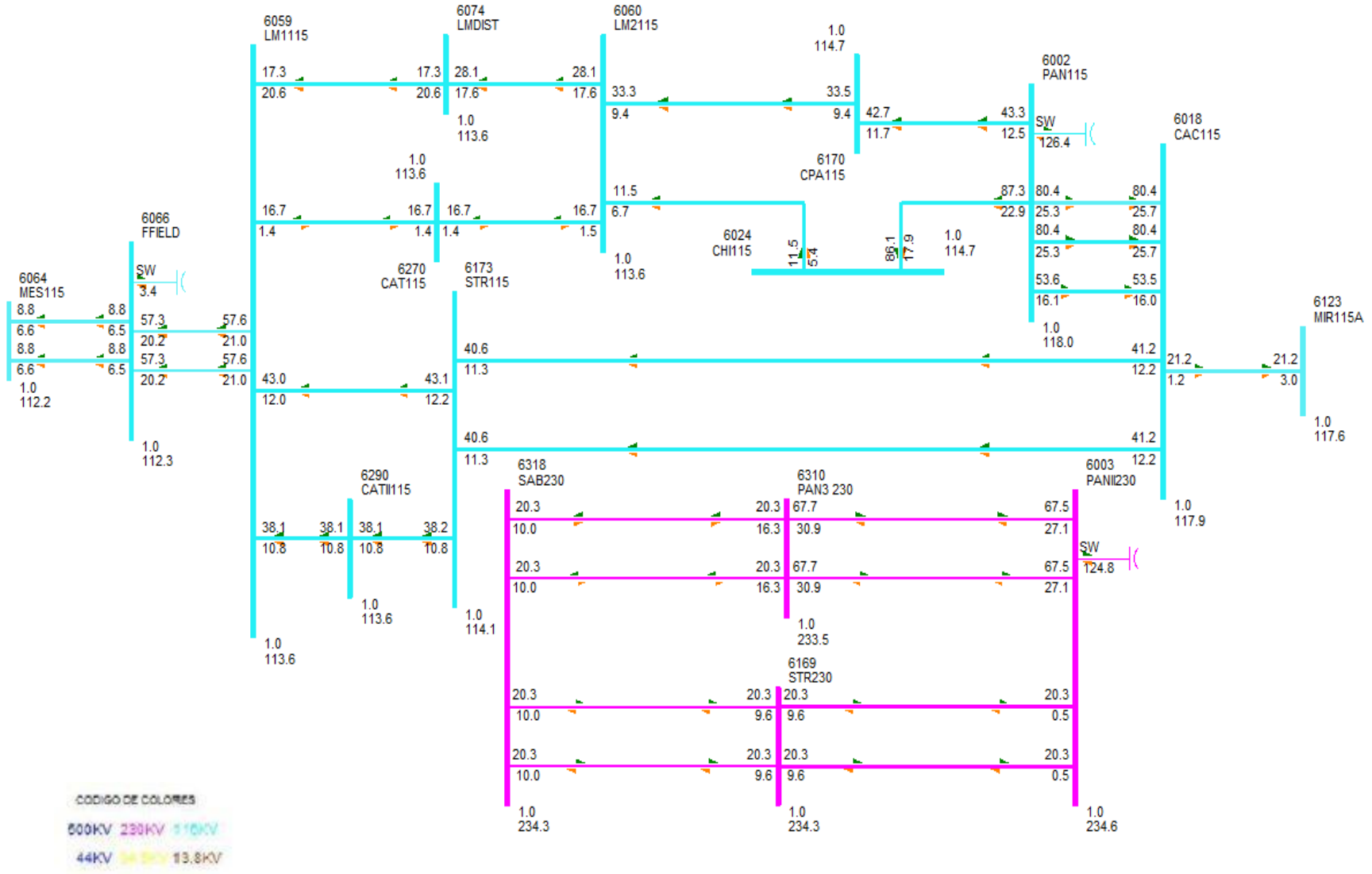


Diagrama de Panamá Este

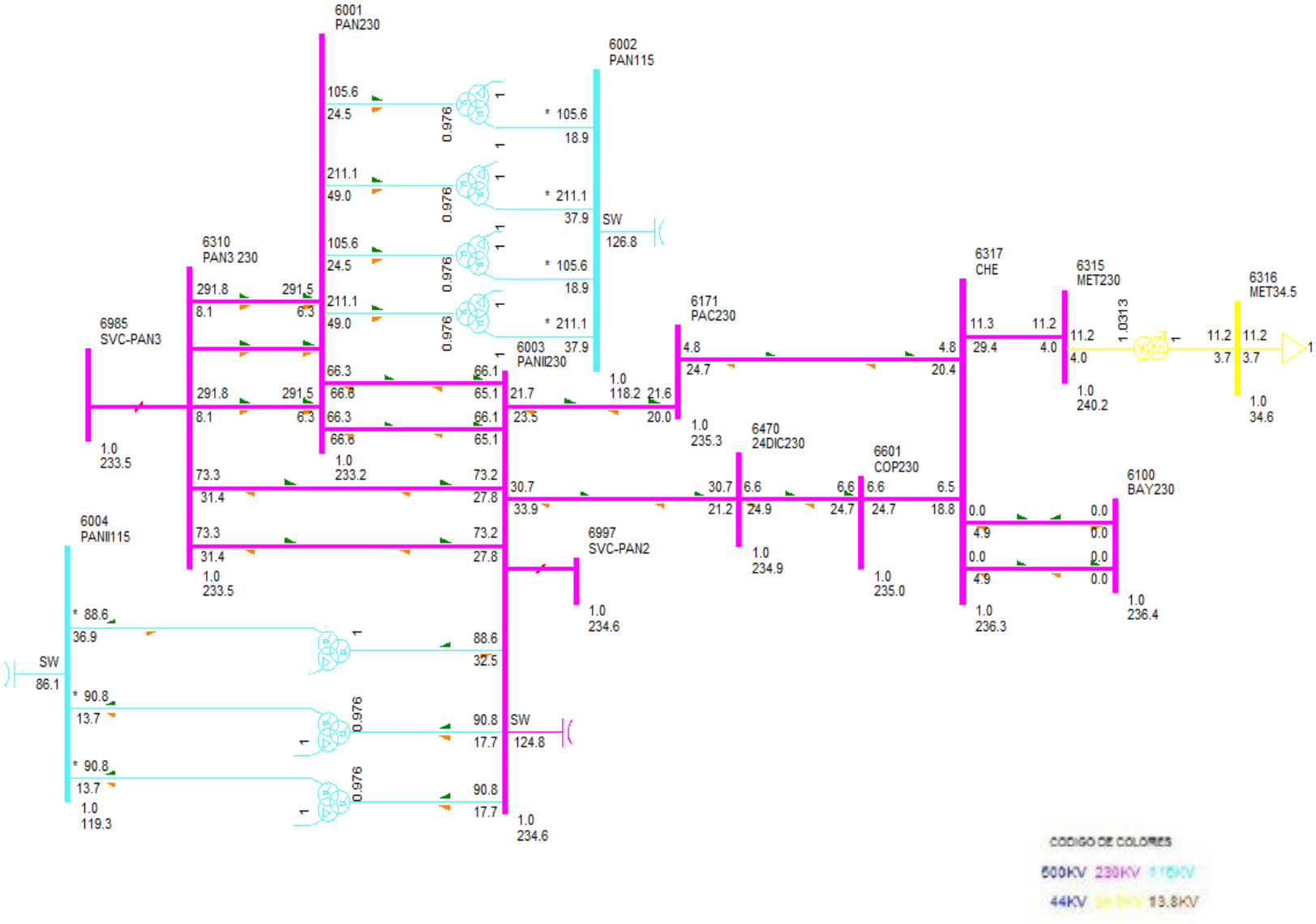
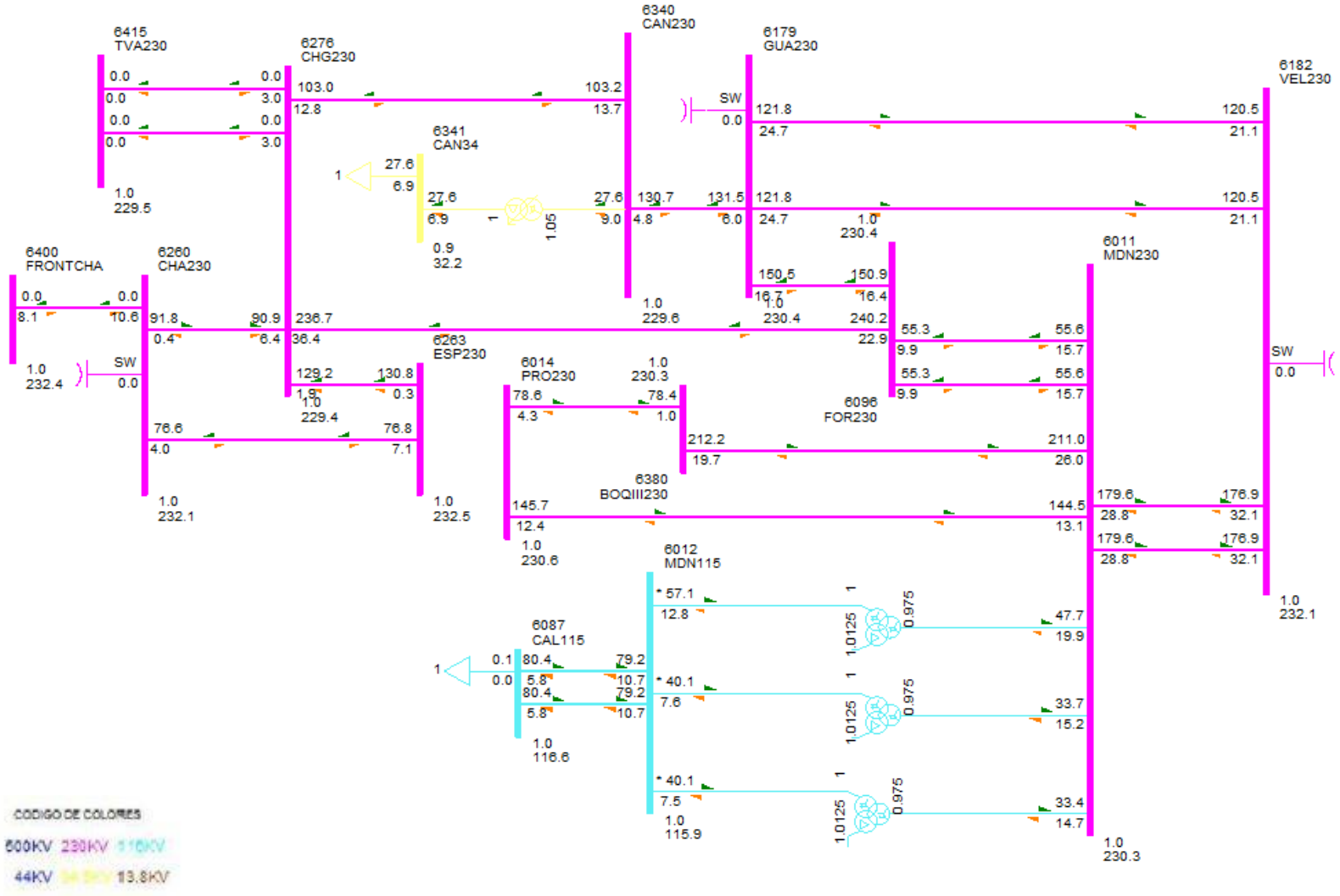


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, OCT 28 2015 13:28
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2020 - ÉPOCA LLUVIOSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0033	230.76	6001	PAN230	230.00	6	1.0140	233.22
6002	PAN115	115.00	6	1.0281	118.23	6003	PANII230	230.00	6	1.0200	234.60
6004	PANII115	115.00	6	1.0373	119.29	6005	CHO230	230.00	6	1.0196	234.51
6008	LSA230	230.00	6	1.0100	232.30	6009	LSA115	115.00	6	1.0090	116.04
6011	MDN230	230.00	6	1.0011	230.26	6012	MDN115	115.00	6	1.0074	115.85
6014	PRO230	230.00	6	1.0027	230.62	6015	PRO115	115.00	6	1.0000	115.00
6018	CAC115	115.00	6	1.0275	118.16	6019	CVI115A	115.00	6	1.0245	117.81
6024	CHI115	115.00	6	1.0057	115.65	6027	LOC115A	115.00	6	1.0193	117.22
6032	MAR115A	115.00	6	1.0191	117.19	6036	SMA115	115.00	6	1.0230	117.64
6040	SFR115	115.00	6	1.0156	116.79	6055	MOS115B	115.00	6	1.0171	116.97
6057	TOC115	115.00	6	1.0338	118.89	6059	LM1115	115.00	6	1.0044	115.51
6060	LM2115	115.00	6	1.0045	115.52	6074	LMDIST	115.00	6	1.0045	115.52
6087	CAL115	115.00	6	1.0140	116.61	6088	LES115	115.00	6	1.0176	117.03
6092	LVA115	115.00	6	1.0144	116.66	6096	FOR230	230.00	6	1.0019	230.43
6100	BAY230	230.00	6	1.0278	236.40	6105	PAM230	230.00	6	1.0196	234.51
6115	LBO115	115.00	6	1.0241	117.77	6123	MIR115A	115.00	7	1.0248	117.85
6165	FLO115	115.00	6	1.0237	117.73	6169	STR230	230.00	6	1.0188	234.33
6170	CPA115	115.00	6	1.0099	116.14	6171	PAC230	230.00	6	1.0229	235.27
6173	STR115	115.00	6	1.0110	116.27	6178	EST230	230.00	6	1.0017	230.40
6179	GUA230	230.00	6	1.0018	230.42	6182	VEL230	230.00	6	1.0093	232.15
6210	TIN115	115.00	6	1.0238	117.74	6211	PM115-9	115.00	6	1.0215	117.47
6225	CDE115	115.00	6	1.0155	116.78	6230	CBA115	115.00	6	1.0174	117.00
6240	EHIG230	230.00	6	1.0139	233.19	6245	BNGA230	230.00	6	1.0146	233.35
6250	BVI230	230.00	6	1.0138	233.17	6251	BVI115	115.00	6	1.0201	117.31
6260	CHA230	230.00	6	1.0091	232.09	6261	CHA115	115.00	6	1.0045	115.52
6263	ESP230	230.00	6	1.0108	232.49	6270	CAT115	115.00	6	1.0045	115.52
6275	CHG500	500.00	6	1.0031	501.55	6280	GIR115	115.00	6	1.0099	116.14
6290	CATII115	115.00	6	1.0052	115.60	6309	PAN3 500	500.00	6	1.0071	503.57
6310	PAN3 230	230.00	6	1.0151	233.47	6311	PAN3 115	115.00	6	1.0234	117.69
6315	MET230	230.00	6	1.0445	240.24	6317	CHE	230.00	6	1.0273	236.28
6318	SAB230	230.00	6	1.0187	234.30	6330	BAI230	230.00	6	1.0040	230.92
6350	PM115-8	115.00	6	1.0212	117.43	6360	GLA230	230.00	6	1.0071	231.64
6363	ZAM230	230.00	6	1.0126	232.90	6366	EVA230	230.00	6	1.0156	233.59
6370	PET230	230.00	6	1.0030	230.69	6372	PRI230	230.00	6	1.0169	233.88
6375	CHANII230	230.00	6	1.0023	230.54	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0012	230.28
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0105	232.40	6401	PM230-29	230.00	6	1.0005	230.12
6430	GENLLS	115.00	6	1.0090	116.04	6434	ODA115	115.00	6	1.0091	116.04
6440	DOM230	230.00	6	1.0037	230.85	6441	PRIM230	230.00	6	1.0039	230.89
6442	ALT230	230.00	6	1.0033	230.77	6443	PARE230	230.00	6	1.0035	230.80
6460	ECO230	230.00	6	1.0118	232.72	6470	24DIC230	230.00	6	1.0214	234.92
6485	ANT230	230.00	6	1.0192	234.42	6490	BON115	115.00	6	1.0045	115.52
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0044	231.00	6601	COP230	230.00	6	1.0217	234.98
6624	CPO115	115.00	6	1.0111	116.27	6680	POR230	230.00	6	1.0045	231.03
6681	LPO230	230.00	6	1.0045	231.04	6683	SAL230	230.00	6	1.0045	231.03
6760	SBA230	230.00	6	1.0153	233.52	6790	SMA82	230.00	6	1.0114	232.62
6840	BUR230	230.00	6	1.0051	231.17	6860	BBL230	230.00	6	1.0097	232.23
6915	SCR115	115.00	6	1.0036	115.42	6985	SVC-PAN3	230.00	6	1.0151	233.47
6990	REACTOR1	500.00	6	1.0031	501.55	6991	REACTOR2	500.00	6	1.0071	503.57
6992	REACTOR3	500.00	6	1.0031	501.55	6993	REACTOR4	500.00	6	1.0071	503.57
6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0100	232.30	6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0200	234.60
6999	BAR115	115.00	6	1.0045	115.51						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6047	CLA115	115.00	6	0.9974	114.70	6064	MES115	115.00	6	0.9924	114.12
6066	FFIELD	115.00	6	0.9931	114.21	6276	CHG230	230.00	6	0.9976	229.44
6331	BAI115	115.00	6	0.9915	114.03	6332	BAM115	115.00	6	0.9981	114.78
6340	CAN230	230.00	6	0.9981	229.56	6415	TVA230	230.00	6	0.9978	229.50
6730	SAN115	115.00	6	0.9982	114.79	6761	SBA115	115.00	6	0.9951	114.44
6980	BKO115	115.00	6	0.9932	114.22						

Cargabilidad de Líneas y Transformadores del SPT.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 18:33
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	85.0	335.0	25.4
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	85.0	335.0	25.4
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	3A	90.5	247.0	36.6
6001	PAN230	230.00	6	6005	CHO230	230.00*	6	4A	90.5	247.0	36.6
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	290.1	500.0	58.0
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	290.1	500.0	58.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	113.7	175.0	65.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	113.7	175.0	65.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	227.4	350.0	65.0
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	227.4	350.0	65.0
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	82.3	142.0	57.9
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	54.5	120.0	45.4
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	82.3	142.0	57.9
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	88.2	230.0	38.4
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	44.4	230.0	19.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	112.4	175.0	64.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	112.4	175.0	64.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	224.7	350.0	64.2
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	224.7	350.0	64.2
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	1	22.0	400.0	5.5
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	2	22.0	400.0	5.5
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	31.3	202.0	15.5
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	73.3	275.0	26.6
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	73.3	275.0	26.6
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	44.8	202.0	22.2
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	78.6	175.0	44.9
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	78.6	175.0	44.9
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	86.0	175.0	49.1
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	78.3	175.0	44.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	78.3	175.0	44.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	87.8	175.0	50.2
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	100.2	247.0	40.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	100.2	247.0	40.6
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	71.5	500.0	14.3
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	71.5	500.0	14.3
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	1	115.9	500.0	23.2
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	2	115.9	500.0	23.2
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.1	50.0	18.1
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	53.9	100.0	53.9
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	62.3	100.0	62.3
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	141.2	500.0	28.2
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	126.0	247.0	51.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	141.2	500.0	28.2
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	119.6	247.0	48.4
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	119.6	247.0	48.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	80.1	275.0	29.1
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	80.1	275.0	29.1
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	95.9	500.0	19.2
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	95.9	500.0	19.2
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	146.7	275.0	53.3
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	146.7	275.0	53.3
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	127.8	247.0	51.8
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	51.6	100.0	51.6
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	61.0	100.0	61.0
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	54.8	100.0	54.8
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	27.2	20.0	135.8

6009 LSA115	115.00	6	6430 GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009 LSA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	71.3	100.0	71.3
6009 LSA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	53.0	100.0	53.0
6009 LSA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	53.9	100.0	53.9
6011 MDN230	230.00	6	6014 PRO230	230.00*	6	1	145.8	400.0	36.5
6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	7	57.7	193.0	29.9
6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	8	57.7	193.0	29.9
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	181.7	350.0	51.9
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	181.7	350.0	51.9
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	212.9	400.0	53.2
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	51.7	100.0	51.7
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	37.0	70.0	52.9
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	36.5	70.0	52.1
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	79.5	93.0	85.4
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	79.5	93.0	85.4
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	58.5	80.0	73.1
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	40.8	60.0	68.0
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	40.8	60.0	68.0
6014 PRO230	230.00*	6	6380 BOQIII230	230.00	6	9B	78.5	400.0	19.6
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	7.6	100.0	7.6
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	3.8	50.0	7.6
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	2.4	100.0	2.4
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	2.2	50.0	4.4
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	42.5	150.0	28.3
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	42.5	150.0	28.3
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	13.5	230.0	5.9
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	45.2	230.0	19.7
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	40.1	230.0	17.4
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	35.1	230.0	15.3
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	45.0	93.0	48.3
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	51.5	93.0	55.4
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	65.8	62.5	105.3
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	151.5	275.0	55.1
6096 FOR230	230.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	0A	240.9	304.0	79.2
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	4.7	202.0	2.4
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	2A	4.8	202.0	2.4
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	1	22.2	400.0	5.5
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	2	22.2	400.0	5.5
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	24.6	202.0	12.2
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	40.1	230.0	17.4
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	58.1	70.0	83.1
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	58.1	70.0	83.1
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	115.1	193.0	59.7
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	124.0	400.0	31.0
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	124.0	400.0	31.0
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	131.4	276.0	47.6
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	180.6	300.0	60.2
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	133.3	275.0	48.5
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	133.3	275.0	48.5
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	101.1	247.0	40.9
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	28.9	50.0	57.8
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	2B	97.9	275.0	35.6
6245 BNGA230	230.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	3B	97.9	275.0	35.6
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	2C	122.7	275.0	44.6
6245 BNGA230	230.00	6	6460 ECO230	230.00*	6	3C	122.7	275.0	44.6
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0C	76.4	304.0	25.1
6260 CHA230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	91.4	304.0	30.1
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.5	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	8.2	50.0	16.4
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	8.6	50.0	17.1
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	15.0	50.0	30.1
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	16.0	50.0	32.0
6263 ESP230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	129.6	304.0	42.6
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T1	255.7	500.0	51.1
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T2	255.7	500.0	51.1
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T3	255.7	500.0	51.1
6275 CHG500	500.00	6	6990 REACTOR1	500.00*	6	1	391.5	1288.0	30.4
6275 CHG500	500.00	6	6992 REACTOR3	500.00*	6	2	391.5	1288.0	30.4
6276 CHG230	230.00	6	6340 CAN230	230.00*	6	0A	104.3	304.0	34.3
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T1	251.6	500.0	50.3
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T2	251.6	500.0	50.3
6309 PAN3 500	500.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	T3	251.6	500.0	50.3
6309 PAN3 500	500.00	6	6991 REACTOR2	500.00*	6	1	370.0	1288.0	28.7
6309 PAN3 500	500.00	6	6993 REACTOR4	500.00*	6	2	370.0	1288.0	28.7

6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	1	25.6	1400.0	1.8
6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	2	25.6	1400.0	1.8
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	86.2	175.0	49.3
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	86.2	175.0	49.3
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	86.8	175.0	49.6
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	86.8	175.0	49.6
6315	MET230	230.00*	6	6316	MET34.5	34.500	6	T1	11.9	50.0	23.9
6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	30.7	275.0	11.2
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	25.0	202.0	12.4
6332	BAM115	115.00	6	6333	BAMG1	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6332	BAM115	115.00	6	6334	BAMG2	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6340	CAN230	230.00	6	6401	PM230-29	230.00*	6	29	131.3	304.0	43.2
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	44.9	83.3	53.8
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	44.9	83.3	53.8
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	45.5	83.3	54.6
6440	DOM230	230.00*	6	6441	PRIM230	230.00	6	33	31.9	360.0	8.9
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	16.1	300.0	5.4
6440	DOM230	230.00	6	6680	POR230	230.00*	6	1	39.6	193.0	20.5
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	32.1	50.0	64.1
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T1	45.2	140.0	32.3
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T2	45.2	140.0	32.3
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	9.6	50.0	19.2
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	25.2	202.0	12.5
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	40.6	90.0	45.1
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	418.4	1288.0	32.5
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	418.4	1288.0	32.5

Año 2021

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

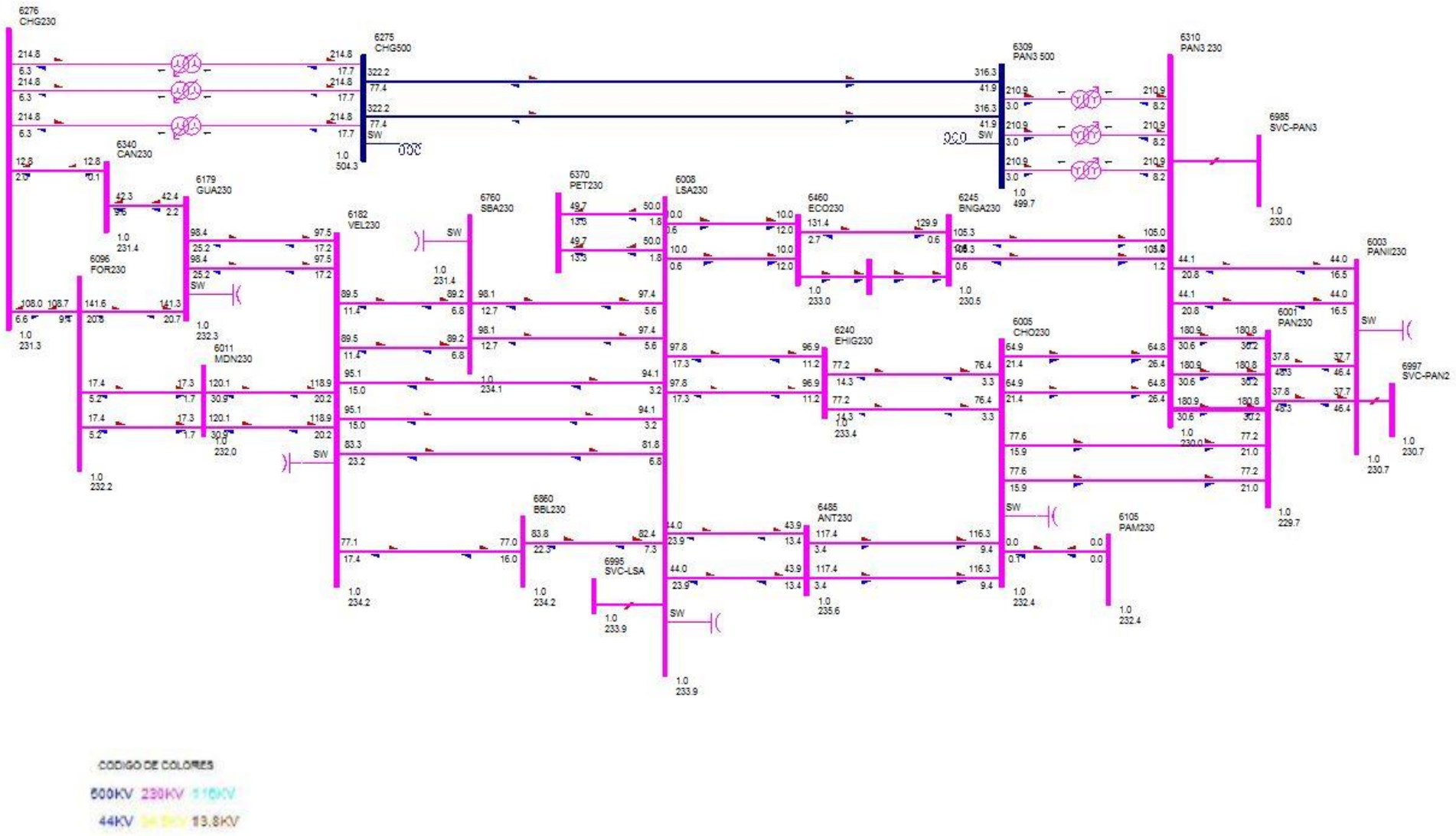


Diagrama de Panamá Atlántico

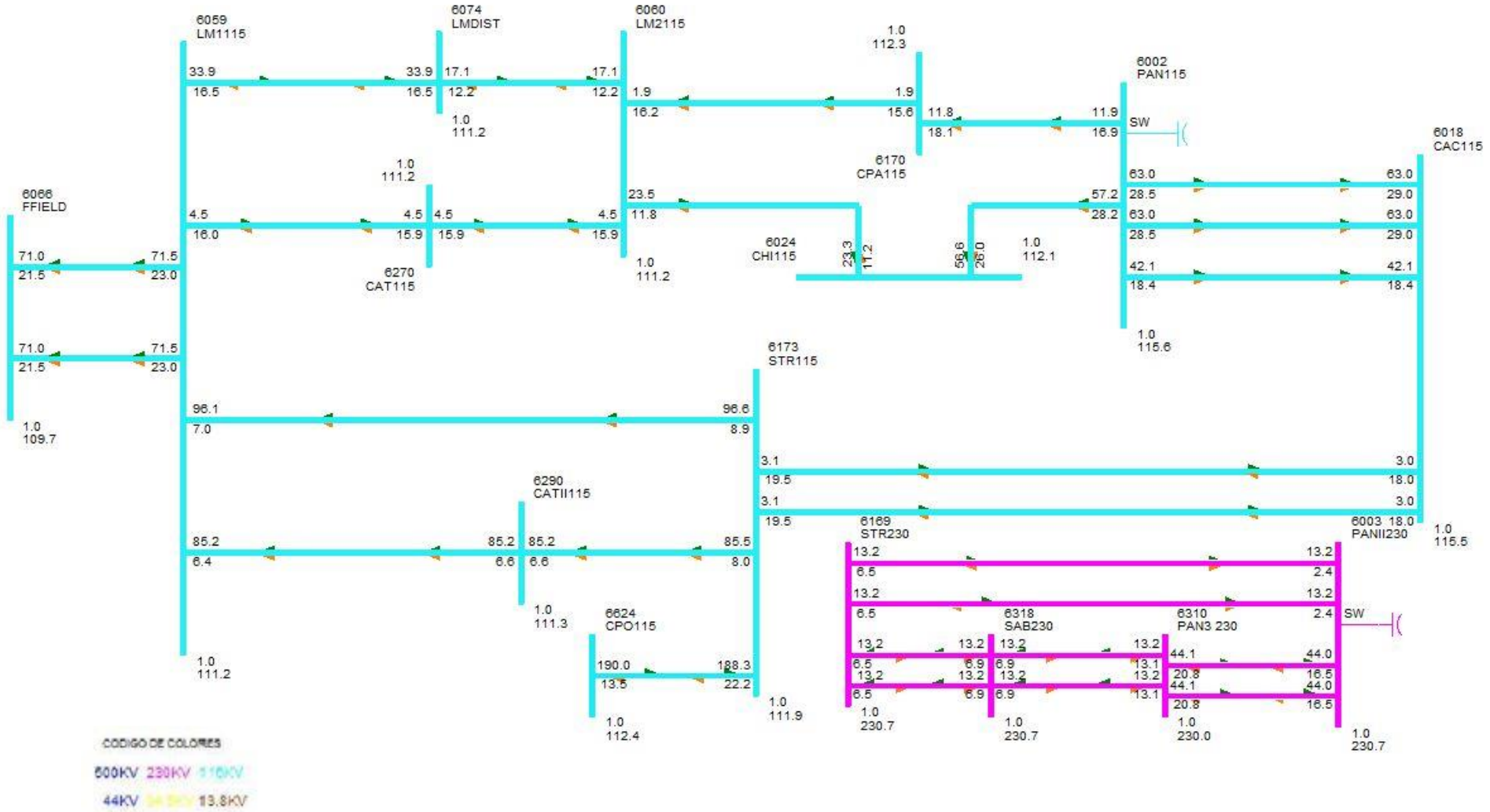


Diagrama de Panamá Este

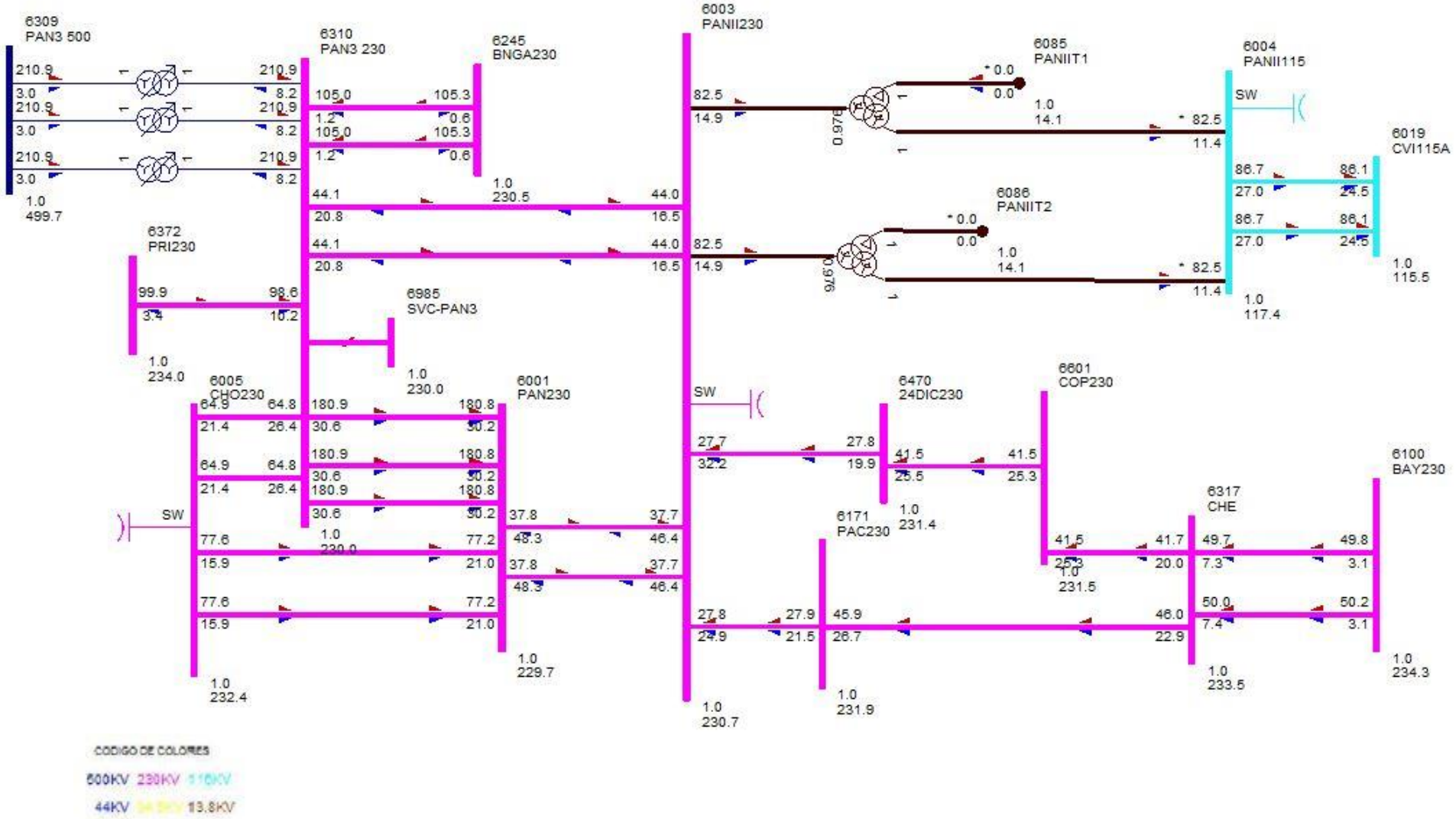
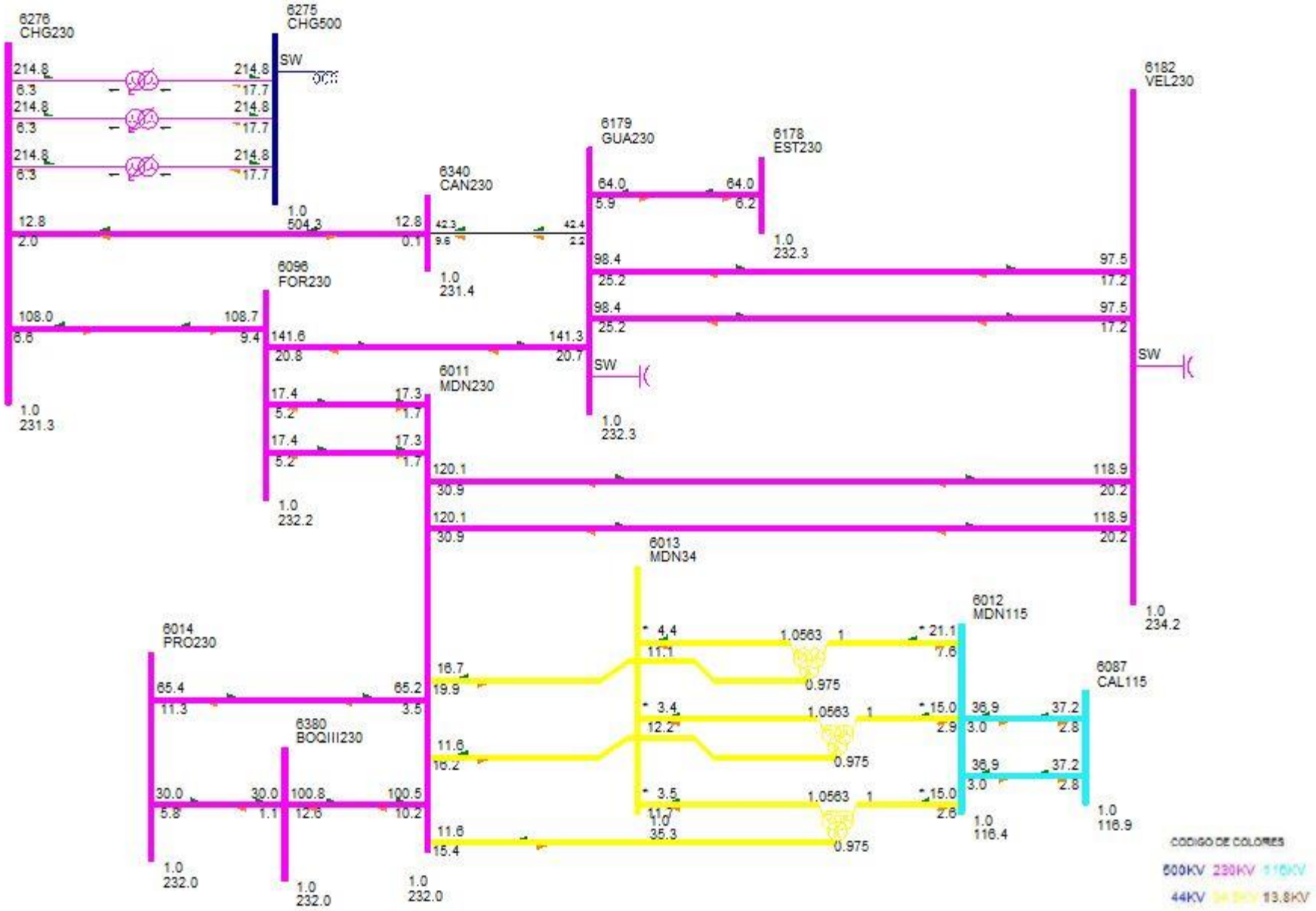


Diagrama de Panamá Oeste



BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0091	232.08	6002	PAN115	115.00	6	1.0052	115.60
6003	PANII230	230.00	6	1.0032	230.73	6004	PANII115	115.00	6	1.0213	117.44
6005	CHO230	230.00	6	1.0102	232.35	6007	CHO34	34.500	6	1.0128	34.943
6008	LSA230	230.00	6	1.0170	233.91	6009	LSA115	115.00	6	1.0135	116.55
6010	LSA34	34.500	6	1.0160	35.053	6011	MDN230	230.00	6	1.0089	232.04
6012	MDN115	115.00	6	1.0124	116.43	6013	MDN34	34.500	6	1.0234	35.307
6014	PRO230	230.00	6	1.0087	232.01	6015	PRO115	115.00	6	1.0060	115.69
6016	PRO34	34.500	6	1.0115	34.896	6018	CAC115	115.00	6	1.0045	115.52
6082	PAN13T1	13.800	6	1.0014	13.819	6083	PAN13T2	13.800	6	1.0014	13.819
6084	PAN13T3	13.800	6	1.0014	13.819	6085	PANIIT1	13.800	6	1.0199	14.075
6086	PANIIT2	13.800	6	1.0199	14.075	6087	CAL115	115.00	6	1.0164	116.88
6088	LES115	115.00	6	1.0192	117.21	6092	LVA115	115.00	6	1.0164	116.89
6096	FOR230	230.00	6	1.0094	232.16	6100	BAY230	230.00	6	1.0188	234.32
6169	STR230	230.00	6	1.0029	230.68	6171	PAC230	230.00	6	1.0082	231.88
6179	GUA230	230.00	6	1.0101	232.32	6182	VEL230	230.00	6	1.0182	234.19
6240	EHIG230	230.00	6	1.0146	233.36	6245	BNGA230	230.00	6	1.0022	230.50
6260	CHA230	230.00	6	1.0143	233.29	6261	CHA115	115.00	6	1.0090	116.04
6262	CHA34	34.500	6	1.0227	35.283	6263	ESP230	230.00	6	1.0157	233.60
6275	CHG500	500.00	6	1.0085	504.27	6276	CHG230	230.00	6	1.0056	231.28
6300	CAL34	34.500	6	1.0203	35.200	6304	MENII34	34.500	6	1.0213	35.234
6308	MENII 13A	13.800	6	1.0009	13.812	6311	PAN3 115	115.00	6	1.0031	115.36
6315	MET230	230.00	6	1.0315	237.24	6316	MET34.5	34.500	6	1.0087	34.799
6317	CHE	230.00	6	1.0152	233.51	6318	SAB230	230.00	6	1.0028	230.65
6340	CAN230	230.00	6	1.0059	231.36	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0088	232.02
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0157	233.60	6401	PM230-29	230.00	6	1.0089	232.05
6440	DOM230	230.00	6	1.0065	231.50	6441	PRIM230	230.00	6	1.0056	231.28
6460	ECO230	230.00	6	1.0130	233.00	6470	24DIC230	230.00	6	1.0060	231.38
6485	ANT230	230.00	6	1.0243	235.59	6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0079	231.82
6601	COP230	230.00	6	1.0064	231.48	6760	SBA230	230.00	6	1.0180	234.13
6761	SBA115	115.00	6	1.0029	115.34	6860	BBL230	230.00	6	1.0184	234.22
6990	REACTOR1	500.00	6	1.0085	504.27	6992	REACTOR3	500.00	6	1.0085	504.27
6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0170	233.91	6996	SVC-LSA	13.200	6	1.0193	13.455
6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0032	230.73						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9985	229.67	6024	CHI115	115.00	6	0.9748	112.10
6059	LM1115	115.00	6	0.9668	111.18	6060	LM2115	115.00	6	0.9669	111.19
6170	CPA115	115.00	6	0.9767	112.32	6173	STR115	115.00	6	0.9728	111.88
6290	CATII115	115.00	6	0.9674	111.25	6309	PAN3 500	500.00	6	0.9994	499.68
6350	PM115-8	115.00	6	0.9984	114.81	6379	BOQIII34C	34.500	6	0.9971	34.400
6381	BOQIII34	34.500	6	0.9971	34.400	6398	BOQIII34B	34.500	6	0.9971	34.400
6762	SBA34.5	34.500	6	0.9679	33.391	6986	SVC-PAN3	13.200	6	0.9867	13.025
6991	REACTOR2	500.00	6	0.9994	499.68	6993	REACTOR4	500.00	6	0.9994	499.68
6998	SVC-PAN2	13.200	6	0.9809	12.948						

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	61.4	335.0	18.3
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	61.4	335.0	18.3
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	3A	80.1	247.0	32.4
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	4A	80.1	247.0	32.4
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	183.6	500.0	36.7
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	183.6	500.0	36.7
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	3	183.6	500.0	36.7
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	110.4	175.0	63.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	110.4	175.0	63.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	220.7	350.0	63.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	220.7	350.0	63.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	69.0	142.0	48.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	45.7	120.0	38.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	69.0	142.0	48.6
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	63.9	230.0	27.8
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	22.1	230.0	9.6
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	108.4	175.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	108.4	175.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	216.9	350.0	62.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	216.9	350.0	62.0
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	1	14.7	400.0	3.7
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	2	14.7	400.0	3.7
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	37.2	202.0	18.4
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	48.7	275.0	17.7
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	48.7	275.0	17.7
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	42.3	202.0	21.0
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	83.8	175.0	47.9
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	83.8	175.0	47.9
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	87.2	175.0	49.9
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	83.3	175.0	47.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	83.3	175.0	47.6
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	88.8	175.0	50.8
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	77.4	247.0	31.3
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	77.4	247.0	31.3
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	69.9	500.0	14.0
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	69.9	500.0	14.0
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	115.5	500.0	23.1
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	115.5	500.0	23.1
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.0	50.0	18.0
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	53.4	100.0	53.4
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	50.4	100.0	50.4
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	1	0.0	6.0	0.0
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	T1	0.0	22.0	0.0
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.0	50.0	18.0
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	53.5	100.0	53.5
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	49.0	100.0	49.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	94.5	500.0	18.9
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	84.9	247.0	34.4
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	94.5	500.0	18.9
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	97.7	247.0	39.5
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	97.7	247.0	39.5
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2D	15.5	275.0	5.6
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3D	15.5	275.0	5.6
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	49.2	500.0	9.8
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	49.2	500.0	9.8
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	97.2	275.0	35.3
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	97.2	275.0	35.3
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	85.2	247.0	34.5
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	51.1	100.0	51.1
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	62.4	100.0	62.4
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	58.8	100.0	58.8

6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	18.3	20.0	91.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	81.8	100.0	81.8
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	63.2	100.0	63.2
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	57.7	100.0	57.7
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	48.6	100.0	48.6
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	47.6	100.0	47.6
6011	MDN230	230.00	6	6014	PRO230	230.00*	6	1	65.8	400.0	16.5
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	7	18.0	193.0	9.3
6011	MDN230	230.00	6	6096	FOR230	230.00*	6	8	18.0	193.0	9.3
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	122.9	350.0	35.1
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	122.9	350.0	35.1
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	100.7	400.0	25.2
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	26.0	100.0	26.0
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	19.9	70.0	28.4
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	19.2	70.0	27.5
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	36.7	93.0	39.4
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	36.7	93.0	39.4
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	22.4	80.0	28.0
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	15.3	60.0	25.5
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	15.3	60.0	25.4
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	11.9	60.0	19.9
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	12.7	50.0	25.3
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	12.2	50.0	24.4
6014	PRO230	230.00*	6	6380	BOQIII230	230.00	6	9B	30.3	400.0	7.6
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	4.1	100.0	4.1
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	2.0	50.0	4.0
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	1.2	100.0	1.2
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	1.3	50.0	2.6
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	2.8	100.0	2.8
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	3.3	50.0	6.5
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	20.3	150.0	13.6
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	20.3	150.0	13.6
6024	CHI115	115.00	6	6060	LM2115	115.00*	6	3B	27.2	230.0	11.8
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	99.7	230.0	43.3
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	88.3	230.0	38.4
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	16.9	230.0	7.3
6082	PAN13T1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6083	PAN13T2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6084	PAN13T3	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	0.0	75.0	0.0
6085	PANIIT1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6086	PANIIT2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	25.3	93.0	27.2
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	26.0	93.0	27.9
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	26.5	62.5	42.4
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	141.8	275.0	51.6
6100	BAY230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	49.5	202.0	24.5
6100	BAY230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	2A	49.8	202.0	24.7
6169	STR230	230.00	6	6318	SAB230	230.00*	6	1	14.9	400.0	3.7
6169	STR230	230.00	6	6318	SAB230	230.00*	6	2	14.9	400.0	3.7
6171	PAC230	230.00*	6	6317	CHE	230.00	6	1A	52.7	202.0	26.1
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	88.3	230.0	38.4
6173	STR115	115.00	6	6624	CPO115	115.00*	6	1	194.9	300.0	65.0
6176	ESTG1	13.800	6	6178	EST230	230.00*	6	T1	32.2	70.0	45.9
6177	ESTG2	13.800	6	6178	EST230	230.00*	6	T2	32.2	70.0	45.9
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	63.7	193.0	33.0
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	100.5	400.0	25.1
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	100.5	400.0	25.1
6179	GUA230	230.00	6	6401	PM230-29	230.00*	6	29	42.2	276.0	15.3
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	102.7	300.0	34.2
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	10	88.6	275.0	32.2
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	11	88.6	275.0	32.2
6182	VEL230	230.00*	6	6860	BBL230	230.00	6	6B	77.6	247.0	31.4
6240	EHIG230	230.00*	6	6241	EHIG34	34.500	6	T1	30.4	50.0	60.8
6245	BNGA230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2B	105.0	275.0	38.2
6245	BNGA230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3B	105.0	275.0	38.2
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2C	129.7	275.0	47.2
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3C	129.7	275.0	47.2
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0C	63.3	304.0	20.8
6260	CHA230	230.00	6	6276	CHG230	230.00*	6	0B	57.7	304.0	19.0
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	4.9	50.0	9.8
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	5.3	50.0	10.7
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	4.7	50.0	9.4

6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	6.8	50.0	13.6
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.0	50.0	17.9
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	7.8	50.0	15.6
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T1	215.5	500.0	43.1
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T2	215.5	500.0	43.1
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T3	215.5	500.0	43.1
6275	CHG500	500.00	6	6990	REACTOR1	500.00*	6	1	328.6	1288.0	25.5
6275	CHG500	500.00	6	6992	REACTOR3	500.00*	6	2	328.6	1288.0	25.5
6276	CHG230	230.00*	6	6340	CAN230	230.00	6	0A	12.8	304.0	4.2
6300	CAL34	34.500*	6	6304	MENII34	34.500	6	71	3.4	17.0	20.2
6304	MENII34	34.500*	6	6308	MENII 13A	13.800	6	T1	3.5	22.0	15.9
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T1	211.1	500.0	42.2
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T2	211.1	500.0	42.2
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T3	211.1	500.0	42.2
6309	PAN3 500	500.00	6	6991	REACTOR2	500.00*	6	1	319.3	1288.0	24.8
6309	PAN3 500	500.00	6	6993	REACTOR4	500.00*	6	2	319.3	1288.0	24.8
6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	1	18.6	1400.0	1.3
6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	2	18.6	1400.0	1.3
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	79.9	175.0	45.7
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	79.9	175.0	45.7
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	80.2	175.0	45.8
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	80.2	175.0	45.8
6315	MET230	230.00*	6	6316	MET34.5	34.500	6	T1	12.8	50.0	25.6
6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	30.3	275.0	11.0
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	48.3	202.0	23.9
6332	BAM115	115.00*	6	6333	BAMG1	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00*	6	6334	BAMG2	13.800	6	T1	15.1	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	43.1	304.0	14.2
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	23.7	83.3	28.5
6379	BOQIII34C	34.500	6	6381	BOQIII34	34.500*	6	2	23.8	100.0	23.8
6379	BOQIII34C	34.500	6	6398	BOQIII34B	34.500*	6	1	1.0	100.0	1.0
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	23.7	83.3	28.5
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	24.3	83.3	29.2
6440	DOM230	230.00	6	6441	PRIM230	230.00*	6	33	9.0	360.0	2.5
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	10.3	300.0	3.4
6440	DOM230	230.00*	6	6680	POR230	230.00	6	1	33.8	193.0	17.5
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.1	50.0	18.1
6444	PDOG1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	4.5	20.0	22.5
6445	PDOG2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	4.5	30.0	15.0
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T1	122.3	140.0	87.3
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T2	122.3	140.0	87.3
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	22.4	50.0	44.9
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	48.5	202.0	24.0
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	21.3	90.0	23.6
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0
6762	SBA34.5	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	20.2	60.0	33.7
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	356.2	1288.0	27.7
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	356.2	1288.0	27.7

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

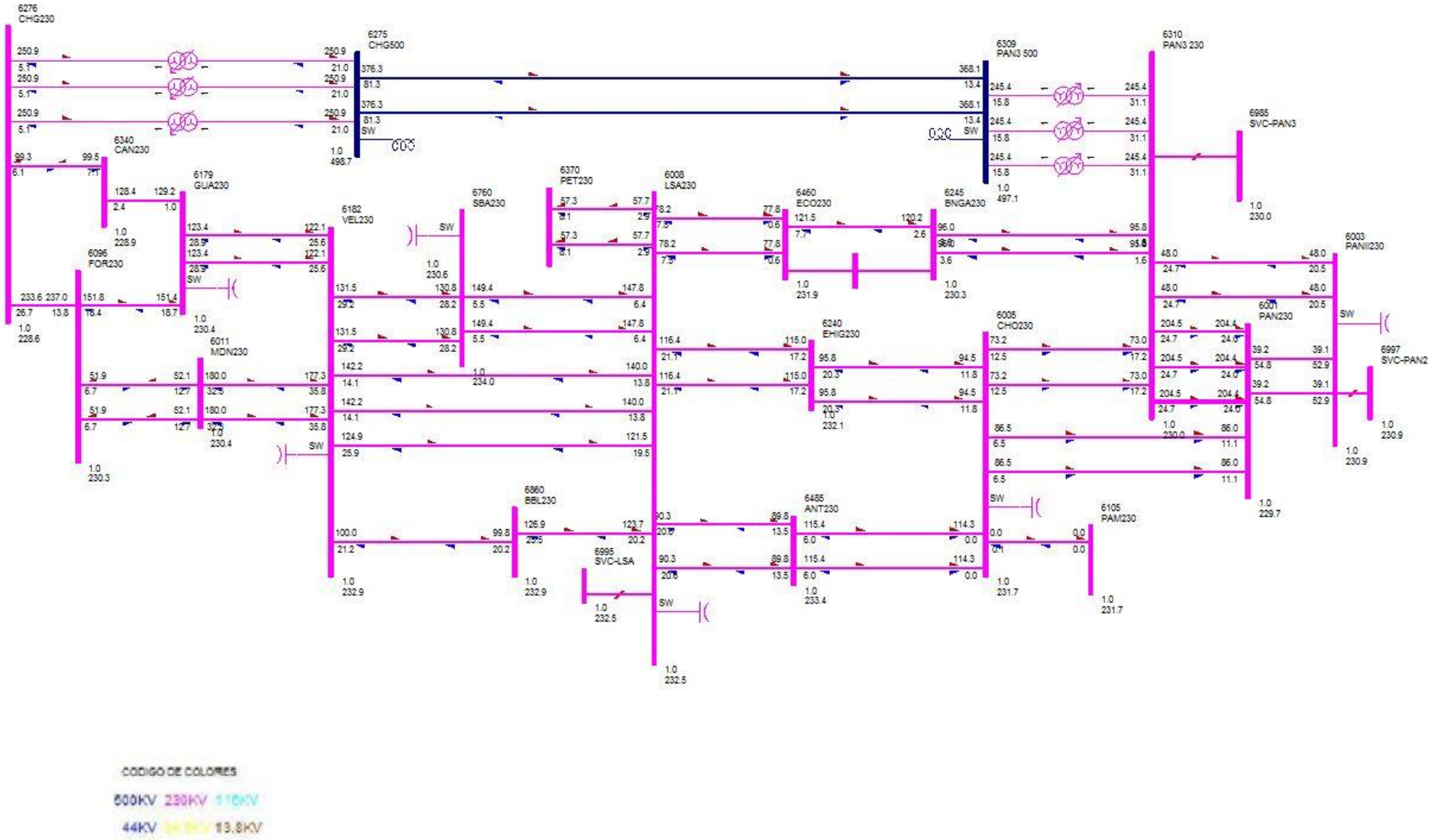


Diagrama de Panamá Atlántico

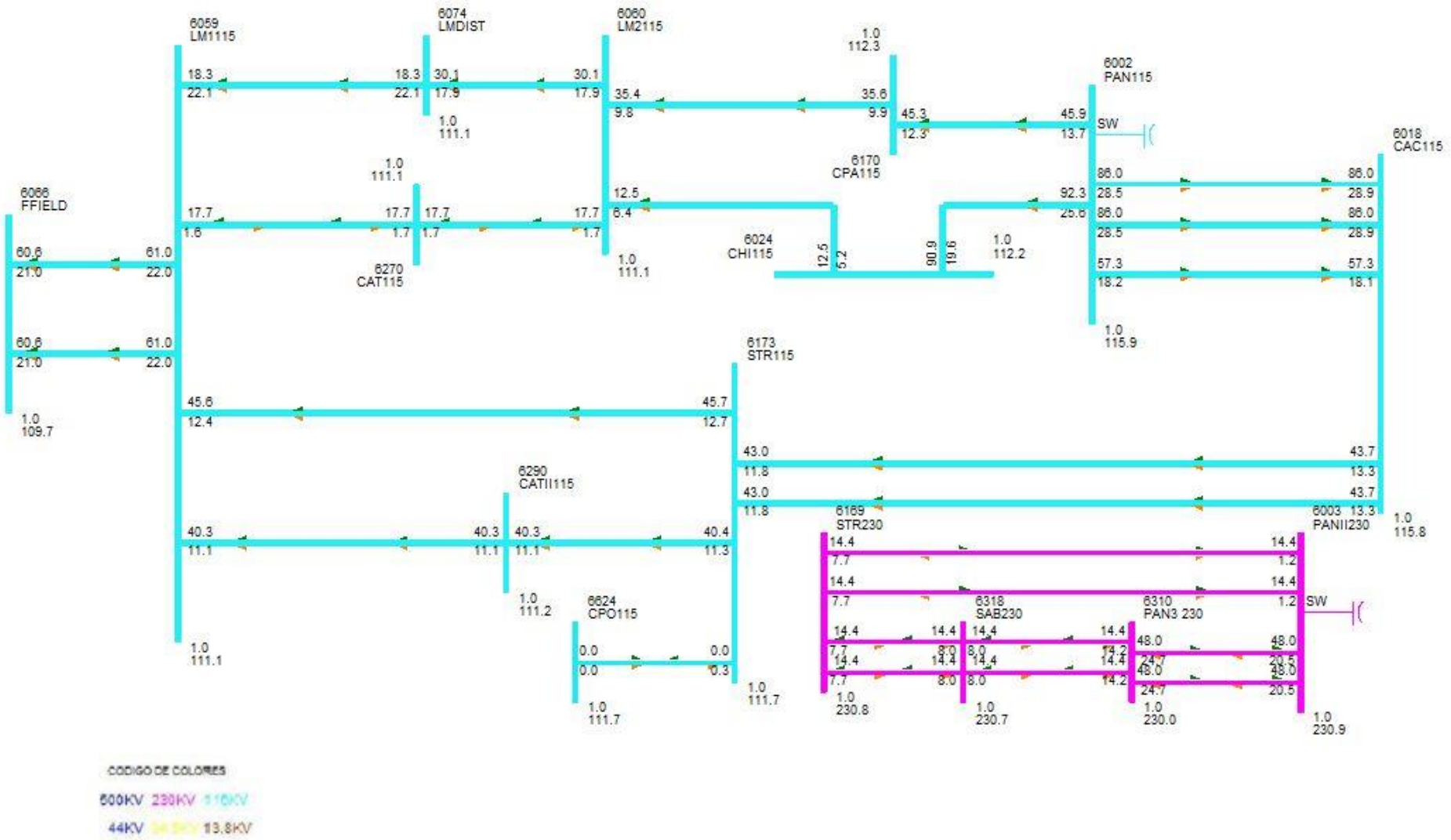


Diagrama de Panamá Este

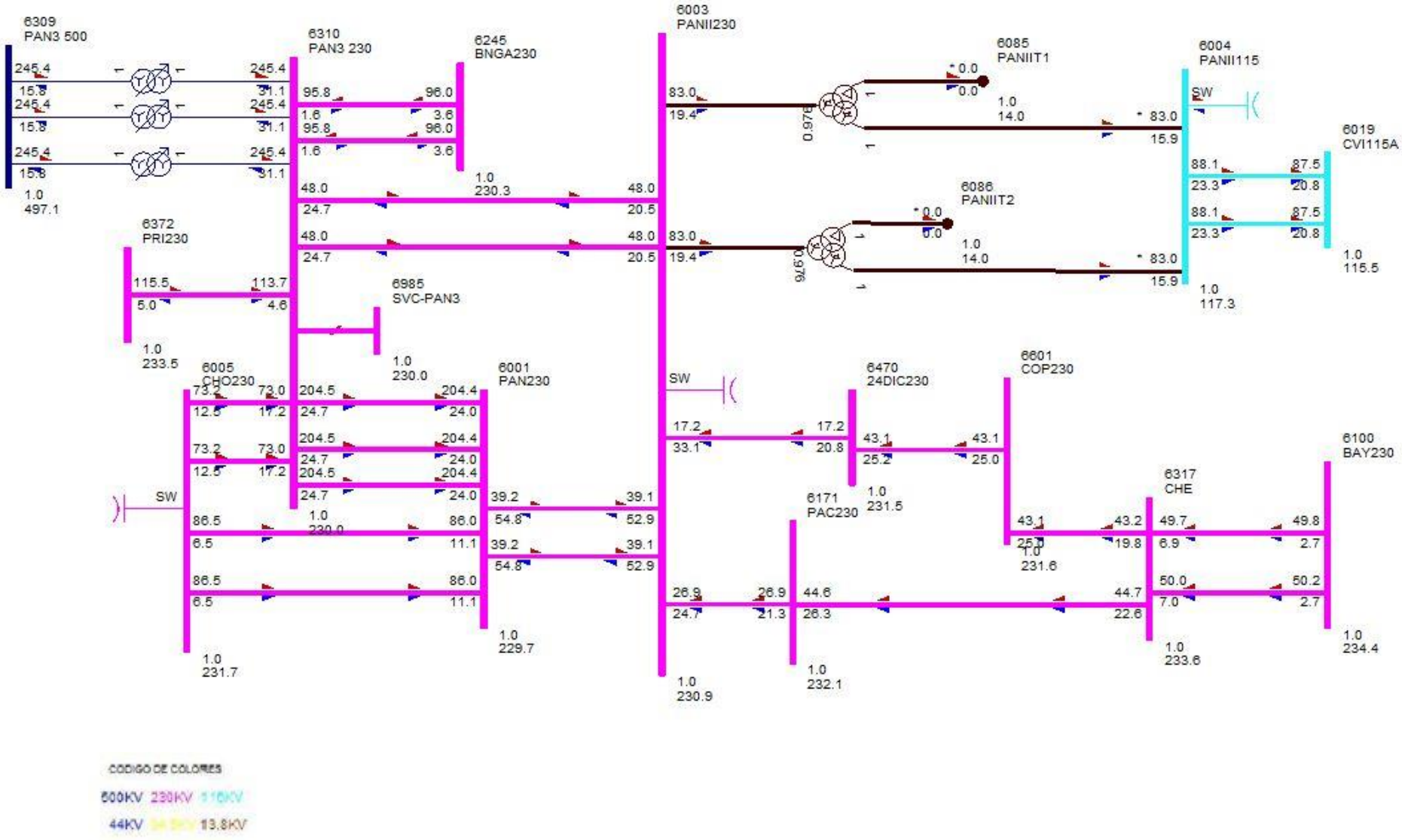
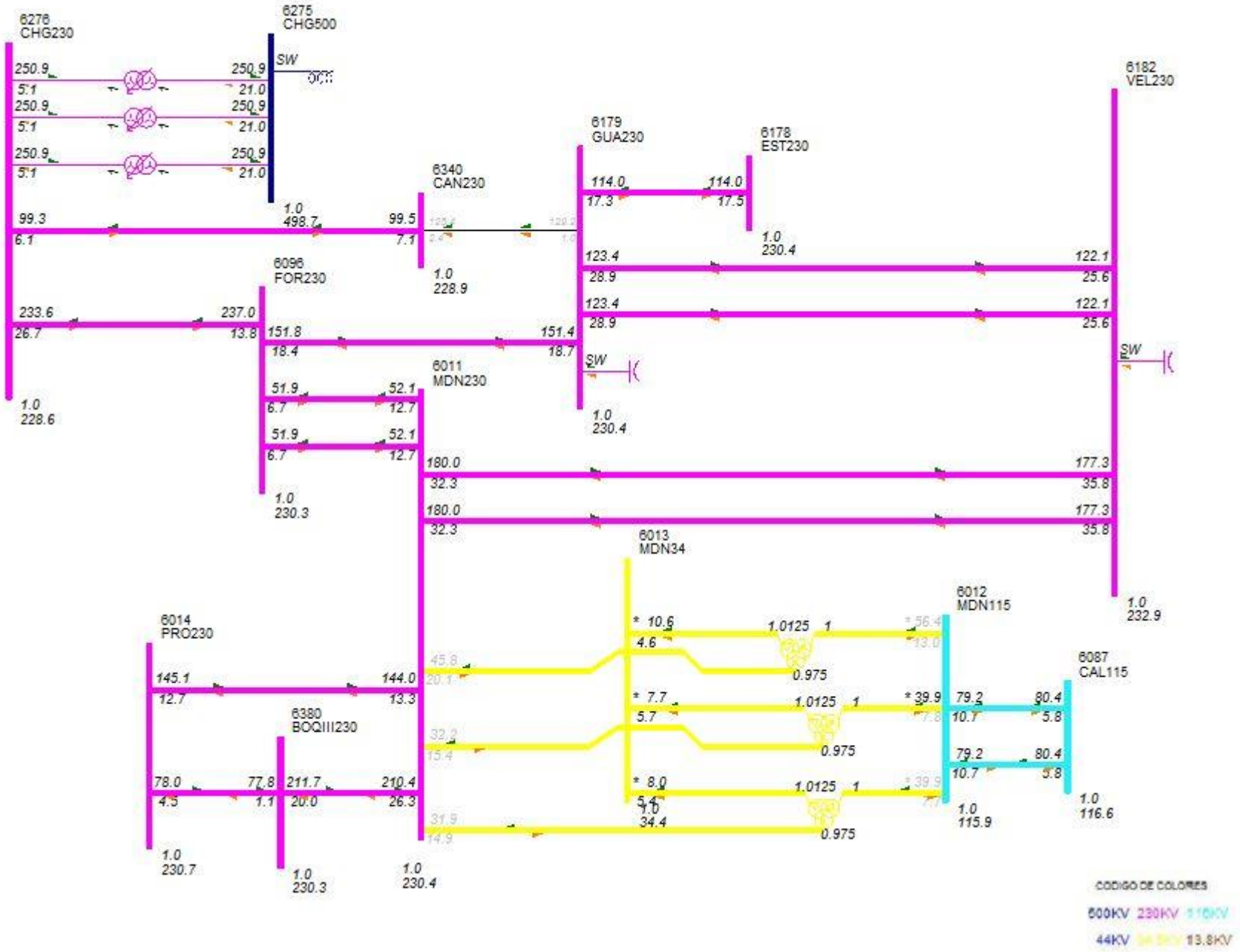


Diagrama de Panamá Oeste



Reporte de Voltajes

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 20:05
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0036	230.82	6002	PAN115	115.00	6	1.0079	115.91
6003	PANII230	230.00	6	1.0040	230.92	6004	PANII115	115.00	6	1.0198	117.28
6005	CHO230	230.00	6	1.0076	231.74	6008	LSA230	230.00	6	1.0110	232.53
6009	LSA115	115.00	6	1.0091	116.05	6010	LSA34	34.500	6	1.0113	34.890
6011	MDN230	230.00	6	1.0015	230.35	6012	MDN115	115.00	6	1.0075	115.86
6014	PRO230	230.00	6	1.0029	230.67	6015	PRO115	115.00	6	1.0001	115.02
6016	PRO34	34.500	6	1.0055	34.691	6018	CAC115	115.00	6	1.0071	115.81
6082	PAN13T1	13.800	6	1.0047	13.865	6083	PAN13T2	13.800	6	1.0047	13.865
6084	PAN13T3	13.800	6	1.0047	13.865	6085	PANIIT1	13.800	6	1.0180	14.048
6086	PANIIT2	13.800	6	1.0180	14.048	6087	CAL115	115.00	6	1.0141	116.62
6088	LES115	115.00	6	1.0177	117.03	6092	LVA115	115.00	6	1.0145	116.67
6096	FOR230	230.00	6	1.0014	230.33	6100	BAY230	230.00	6	1.0193	234.44
6169	STR230	230.00	6	1.0033	230.76	6171	PAC230	230.00	6	1.0089	232.05
6179	GUA230	230.00	6	1.0016	230.38	6182	VEL230	230.00	6	1.0124	232.85
6240	EHIG230	230.00	6	1.0093	232.14	6245	BNGA230	230.00	6	1.0015	230.34
6260	CHA230	230.00	6	1.0065	231.50	6261	CHA115	115.00	6	1.0024	115.27
6262	CHA34	34.500	6	1.0191	35.160	6263	ESP230	230.00	6	1.0085	231.96
6300	CAL34	34.500	6	1.0158	35.044	6304	MENII34	34.500	6	1.0191	35.158
6311	PAN3 115	115.00	6	1.0051	115.58	6315	MET230	230.00	6	1.0323	237.42
6317	CHE	230.00	6	1.0159	233.65	6318	SAB230	230.00	6	1.0032	230.74
6350	PM115-8	115.00	6	1.0007	115.08	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0015	230.35
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0079	231.82	6440	DOM230	230.00	6	1.0040	230.92
6441	PRIM230	230.00	6	1.0041	230.95	6460	ECO230	230.00	6	1.0082	231.88
6470	24DIC230	230.00	6	1.0066	231.52	6485	ANT230	230.00	6	1.0147	233.39
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0047	231.07	6601	COP230	230.00	6	1.0070	231.62
6760	SBA230	230.00	6	1.0176	234.05	6860	BBL230	230.00	6	1.0125	232.88
6986	SVC-PAN3	13.200	6	1.0273	13.560	6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0110	232.53
6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0040	230.92						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME --	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9986	229.69	6007	CHO34	34.500	6	0.9981	34.435
6013	MDN34	34.500	6	0.9985	34.448	6024	CHI115	115.00	6	0.9757	112.21
6059	LM1115	115.00	6	0.9661	111.10	6060	LM2115	115.00	6	0.9663	111.12
6170	CPA115	115.00	6	0.9764	112.28	6173	STR115	115.00	6	0.9710	111.66
6275	CHG500	500.00	6	0.9973	498.66	6276	CHG230	230.00	6	0.9940	228.63
6290	CATII115	115.00	6	0.9667	111.17	6308	MENII 13A	13.800	6	1.0000	13.800
6309	PAN3 500	500.00	6	0.9941	497.06	6316	MET34.5	34.500	6	0.9909	34.187
6340	CAN230	230.00	6	0.9952	228.90	6379	BOQIII34C	34.500	6	0.9882	34.094
6381	BOQIII34	34.500	6	0.9882	34.094	6398	BOQIII34B	34.500	6	0.9882	34.094
6401	PM230-29	230.00	6	0.9994	229.85	6761	SBA115	115.00	6	0.9970	114.65
6762	SBA34.5	34.500	6	0.9566	33.002	6990	REACTOR1	500.00	6	0.9973	498.66
6991	REACTOR2	500.00	6	0.9941	497.06	6992	REACTOR3	500.00	6	0.9973	498.66
6993	REACTOR4	500.00	6	0.9941	497.06	6996	SVC-LSA	13.200	6	0.9978	13.171
6998	SVC-PAN2	13.200	6	0.9860	13.015						

Cargabilidad de Líneas y Trasformadores del SPT

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, OCT 29 2015 20:06
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	67.4	335.0	20.1
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	67.4	335.0	20.1
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	3A	86.8	247.0	35.1
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	4A	86.8	247.0	35.1
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	206.1	500.0	41.2
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	206.1	500.0	41.2
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	3	206.1	500.0	41.2
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	122.6	175.0	70.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	122.6	175.0	70.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	245.2	350.0	70.1
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	245.2	350.0	70.1
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	90.1	142.0	63.5
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	59.7	120.0	49.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	90.1	142.0	63.5
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	95.3	230.0	41.4
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	48.0	230.0	20.9
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	120.8	175.0	69.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	120.8	175.0	69.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	241.5	350.0	69.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	241.5	350.0	69.0
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	1	16.3	400.0	4.1
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	2	16.3	400.0	4.1
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	36.3	202.0	18.0
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	54.0	400.0	13.5
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	54.0	400.0	13.5
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	37.2	202.0	18.4
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	85.2	175.0	48.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	85.2	175.0	48.7
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	86.1	175.0	49.2
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	84.5	175.0	48.3
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	84.5	175.0	48.3
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	87.5	175.0	50.0
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	97.0	247.0	39.3
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	97.0	247.0	39.3
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	75.0	500.0	15.0
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	75.0	500.0	15.0
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	1	113.9	500.0	22.8
6005	CHO230	230.00	6	6485	ANT230	230.00*	6	2	113.9	500.0	22.8
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	9.2	50.0	18.4
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	54.5	100.0	54.5
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	59.4	100.0	59.4
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	1	0.0	6.0	0.0
6007	CHO34	34.500	6	6410	GENCHO	13.800*	6	T1	0.0	22.0	0.0
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.3	50.0	18.5
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	55.1	100.0	55.1
6007	CHO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	57.0	100.0	57.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	141.2	500.0	28.2
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	126.0	247.0	51.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	141.2	500.0	28.2
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3C	117.0	247.0	47.4
6008	LSA230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4C	117.0	247.0	47.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	77.7	400.0	19.4
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	77.7	400.0	19.4
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	91.6	500.0	18.3
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	91.6	500.0	18.3
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	146.9	400.0	36.7
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	146.9	400.0	36.7
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	127.8	247.0	51.8
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	55.1	100.0	55.1
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	64.5	100.0	64.5

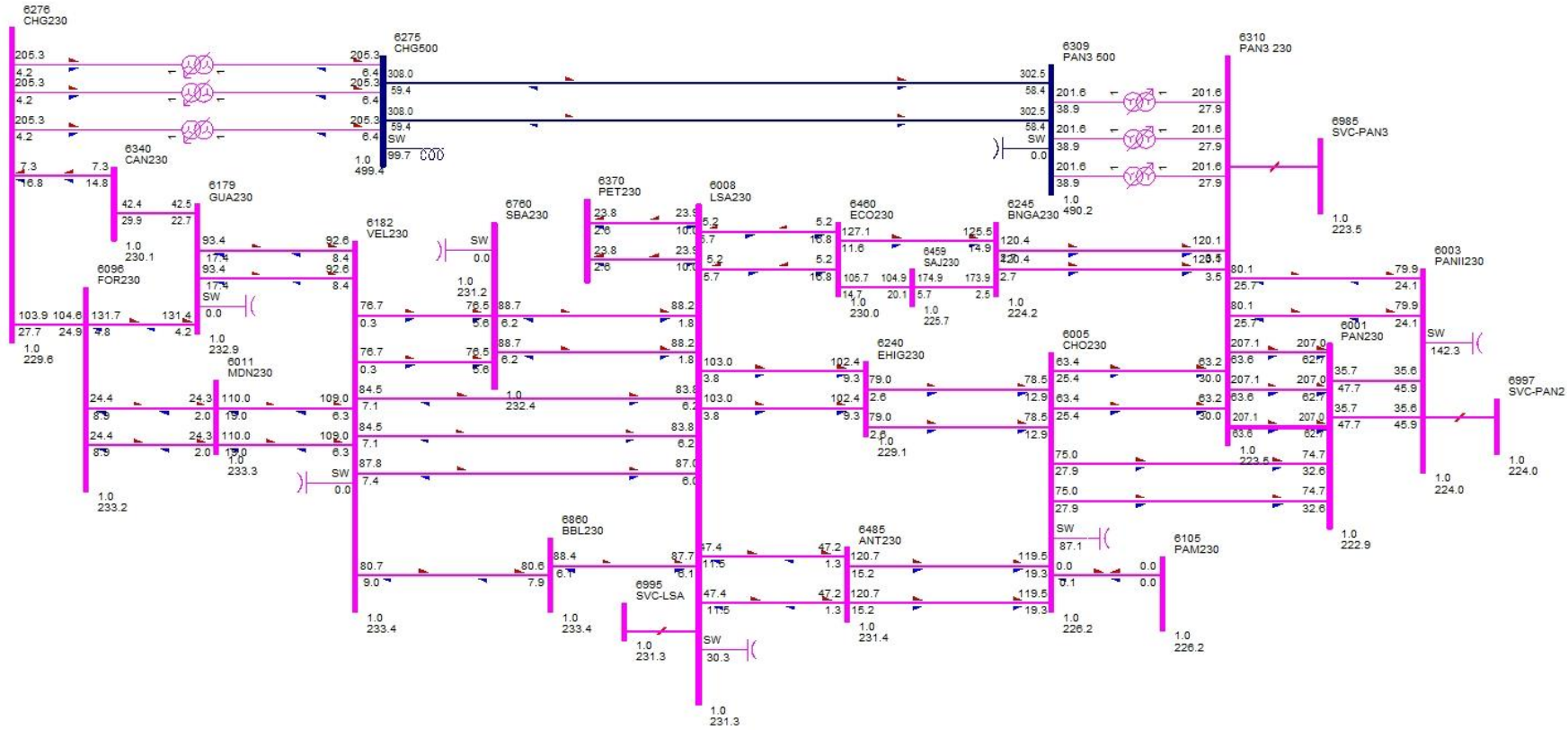
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	58.3	100.0	58.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	27.2	20.0	136.1
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	74.1	100.0	74.1
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	55.6	100.0	55.6
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	57.3	100.0	57.3
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	46.6	100.0	46.6
6010	LSA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	45.3	100.0	45.3
6011	MDN230	230.00	6	6014	PRO230	230.00*	6	1	145.3	400.0	36.3
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	7	53.5	193.0	27.7
6011	MDN230	230.00*	6	6096	FOR230	230.00	6	8	53.5	193.0	27.7
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	5B	182.6	350.0	52.2
6011	MDN230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	6C	182.6	350.0	52.2
6011	MDN230	230.00	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	9A	212.3	400.0	53.1
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	50.0	100.0	50.0
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	35.6	70.0	50.9
6011	MDN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	35.2	70.0	50.3
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	15	79.5	93.0	85.4
6012	MDN115	115.00	6	6087	CAL115	115.00*	6	16	79.5	93.0	85.4
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	57.9	80.0	72.3
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	40.6	60.0	67.7
6012	MDN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	40.7	60.0	67.8
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	11.6	60.0	19.3
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	9.6	50.0	19.2
6013	MDN34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	9.7	50.0	19.3
6014	PRO230	230.00*	6	6380	BOQIII230	230.00	6	9B	77.9	400.0	19.5
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	8.3	100.0	8.3
6014	PRO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	4.1	50.0	8.3
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	2.6	100.0	2.6
6015	PRO115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	2.4	50.0	4.9
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	5.7	100.0	5.7
6016	PRO34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	6.5	50.0	13.0
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	1A	46.0	150.0	30.6
6018	CAC115	115.00	6	6173	STR115	115.00*	6	2A	46.0	150.0	30.6
6024	CHI115	115.00	6	6060	LM2115	115.00*	6	3B	14.5	230.0	6.3
6059	LM1115	115.00*	6	6173	STR115	115.00	6	2B	48.9	230.0	21.2
6059	LM1115	115.00*	6	6290	CATII115	115.00	6	1C	43.3	230.0	18.8
6060	LM2115	115.00*	6	6170	CPA115	115.00	6	4B	38.0	230.0	16.5
6082	PAN13T1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6083	PAN13T2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6084	PAN13T3	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 3	6	T3	0.0	75.0	0.0
6085	PANIIT1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	0.0	30.0	0.0
6086	PANIIT2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	0.0	30.0	0.0
6087	CAL115	115.00*	6	6088	LES115	115.00	6	17	45.0	93.0	48.3
6087	CAL115	115.00	6	6092	LVA115	115.00*	6	18	51.5	93.0	55.4
6087	CAL115	115.00*	6	6300	CAL34	34.500	6	T1	65.8	62.5	105.3
6096	FOR230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	18	152.7	275.0	55.5
6100	BAY230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	49.4	202.0	24.5
6100	BAY230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	2A	49.7	202.0	24.6
6169	STR230	230.00	6	6318	SAB230	230.00*	6	1	16.5	400.0	4.1
6169	STR230	230.00	6	6318	SAB230	230.00*	6	2	16.5	400.0	4.1
6171	PAC230	230.00*	6	6317	CHE	230.00	6	1A	51.4	202.0	25.4
6173	STR115	115.00	6	6290	CATII115	115.00*	6	1B	43.3	230.0	18.8
6176	ESTG1	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T1	58.2	70.0	83.1
6177	ESTG2	13.800*	6	6178	EST230	230.00	6	T2	58.2	70.0	83.1
6178	EST230	230.00*	6	6179	GUA230	230.00	6	19	115.1	193.0	59.7
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	16	126.5	400.0	31.6
6179	GUA230	230.00*	6	6182	VEL230	230.00	6	17	126.5	400.0	31.6
6179	GUA230	230.00	6	6401	PM230-29	230.00*	6	29	129.0	276.0	46.7
6182	VEL230	230.00	6	6440	DOM230	230.00*	6	5A	181.0	300.0	60.3
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	10	133.1	400.0	33.3
6182	VEL230	230.00*	6	6760	SBA230	230.00	6	11	133.1	400.0	33.3
6182	VEL230	230.00*	6	6860	BBL230	230.00	6	6B	100.9	247.0	40.9
6240	EHIG230	230.00*	6	6241	EHIG34	34.500	6	T1	29.9	50.0	59.8
6245	BNGA230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2B	96.0	400.0	24.0
6245	BNGA230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	3B	96.0	400.0	24.0
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2C	120.7	400.0	30.2
6245	BNGA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3C	120.7	400.0	30.2
6260	CHA230	230.00	6	6263	ESP230	230.00*	6	0C	76.6	304.0	25.2
6260	CHA230	230.00	6	6276	CHG230	230.00*	6	0B	91.3	304.0	30.0
6260	CHA230	230.00*	6	6400	FRONTCHA	230.00	6	21	10.5	304.0	3.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	7.7	50.0	15.5
6260	CHA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	8.1	50.0	16.1
6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	15.1	50.0	30.3

6261	CHA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	15.9	50.0	31.7
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	9.5	50.0	19.1
6262	CHA34	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	7.9	50.0	15.9
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T1	251.7	500.0	50.3
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T2	251.7	500.0	50.3
6275	CHG500	500.00*	6	6276	CHG230	230.00	6	T3	251.7	500.0	50.3
6275	CHG500	500.00	6	6990	REACTOR1	500.00*	6	1	386.0	1288.0	30.0
6275	CHG500	500.00	6	6992	REACTOR3	500.00*	6	2	386.0	1288.0	30.0
6276	CHG230	230.00	6	6340	CAN230	230.00*	6	0A	100.2	304.0	33.0
6300	CAL34	34.500	6	6304	MENII34	34.500*	6	71	7.3	17.0	43.1
6304	MENII34	34.500	6	6308	MENII 13A	13.800*	6	T1	7.5	22.0	34.0
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T1	247.4	500.0	49.5
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T2	247.4	500.0	49.5
6309	PAN3 500	500.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	T3	247.4	500.0	49.5
6309	PAN3 500	500.00	6	6991	REACTOR2	500.00*	6	1	370.5	1288.0	28.8
6309	PAN3 500	500.00	6	6993	REACTOR4	500.00*	6	2	370.5	1288.0	28.8
6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	1	20.3	1400.0	1.4
6310	PAN3 230	230.00*	6	6318	SAB230	230.00	6	2	20.3	1400.0	1.4
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	88.1	175.0	50.3
6310	PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	88.1	175.0	50.3
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	88.5	175.0	50.6
6311	PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	88.5	175.0	50.6
6315	MET230	230.00*	6	6316	MET34.5	34.500	6	T1	12.5	50.0	25.1
6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	30.3	275.0	11.0
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	49.4	202.0	24.5
6332	BAM115	115.00	6	6333	BAMG1	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6332	BAM115	115.00	6	6334	BAMG2	13.800*	6	T1	26.7	70.0	38.2
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	129.1	304.0	42.5
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	44.9	83.3	53.9
6379	BOQIII34C	34.500	6	6381	BOQIII34	34.500*	6	2	25.6	100.0	25.6
6379	BOQIII34C	34.500	6	6398	BOQIII34B	34.500*	6	1	19.6	100.0	19.6
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	44.9	83.3	53.8
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	45.5	83.3	54.6
6440	DOM230	230.00*	6	6441	PRIM230	230.00	6	33	32.0	360.0	8.9
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	16.0	300.0	5.3
6440	DOM230	230.00	6	6680	POR230	230.00*	6	1	39.6	193.0	20.5
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	32.1	50.0	64.2
6444	PDOG1	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	16.0	20.0	80.0
6445	PDOG2	13.800*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	16.0	30.0	53.3
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T1	44.5	140.0	31.8
6460	ECO230	230.00*	6	6461	ECO34	34.500	6	T2	44.5	140.0	31.8
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	9.6	50.0	19.2
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	49.6	202.0	24.5
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	40.7	90.0	45.2
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0
6762	SBA34.5	34.500*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 3	6	T1	38.3	60.0	63.8
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	410.3	1288.0	31.9
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	410.3	1288.0	31.9

Año 2025

Demanda Máxima de Seca

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión



CODIGO DE COLORES

500KV 230KV 115KV

44KV 34.5KV 13.8KV

Diagrama de Panamá Atlántico

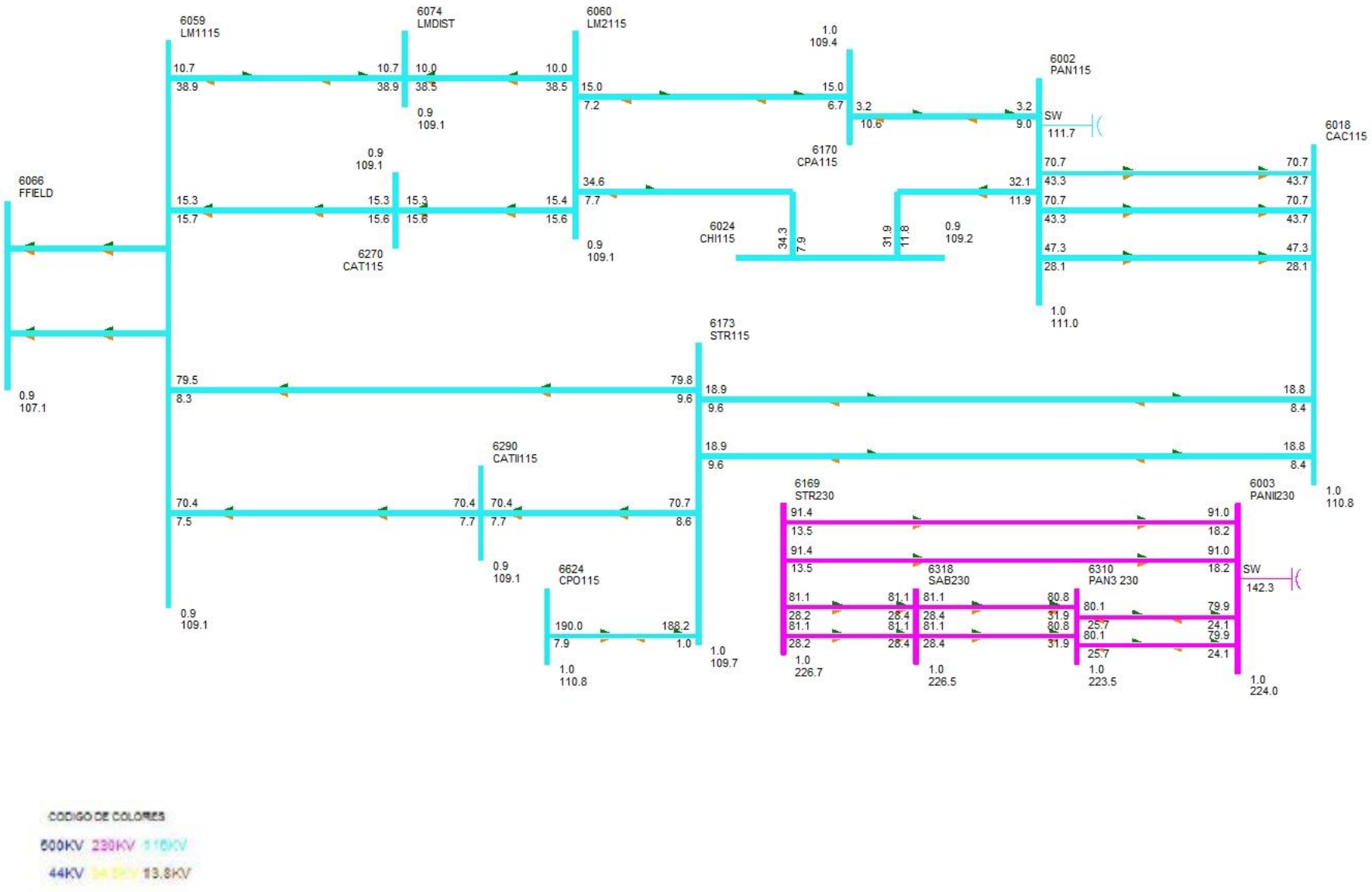


Diagrama de Panamá Este

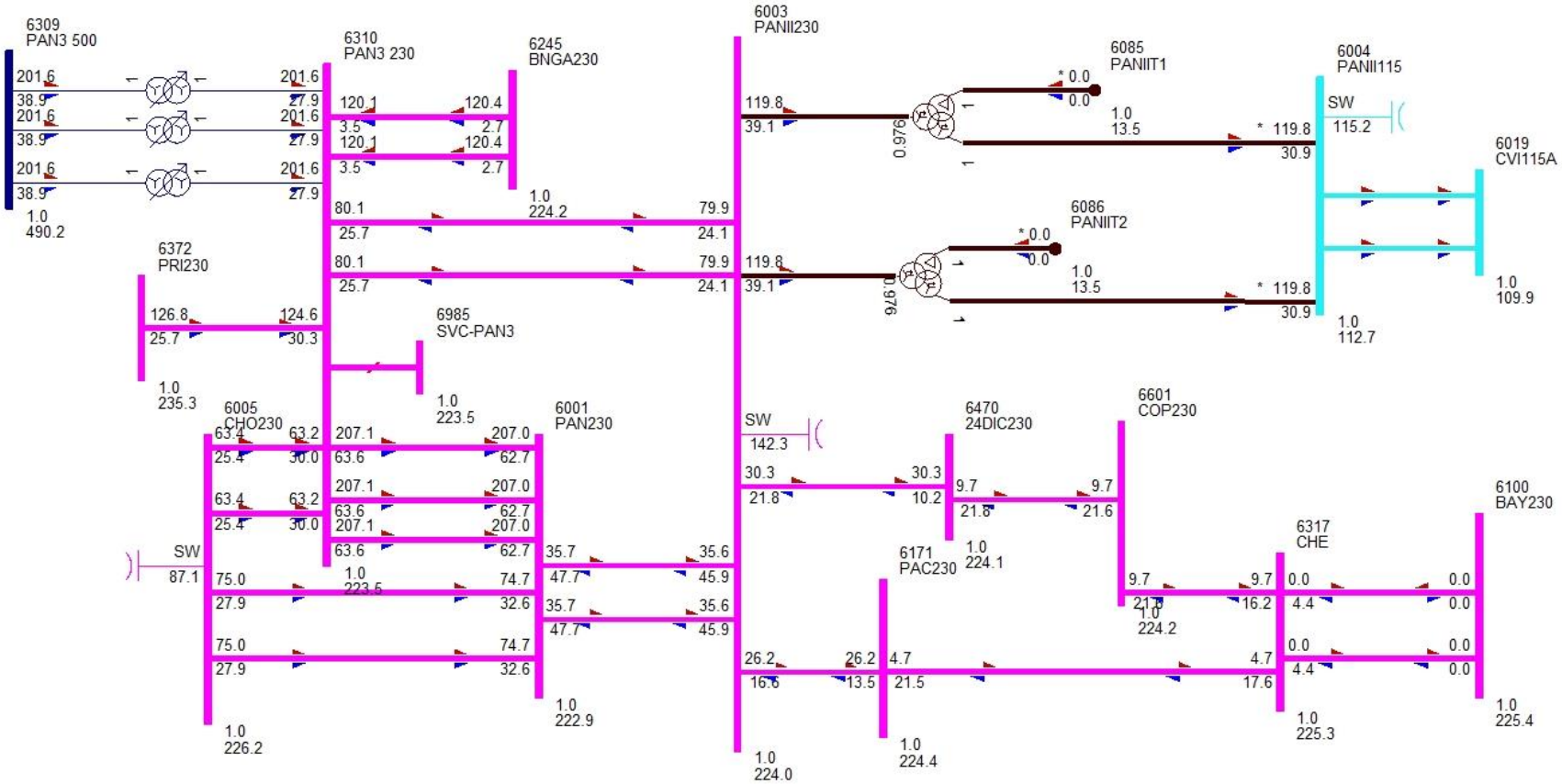
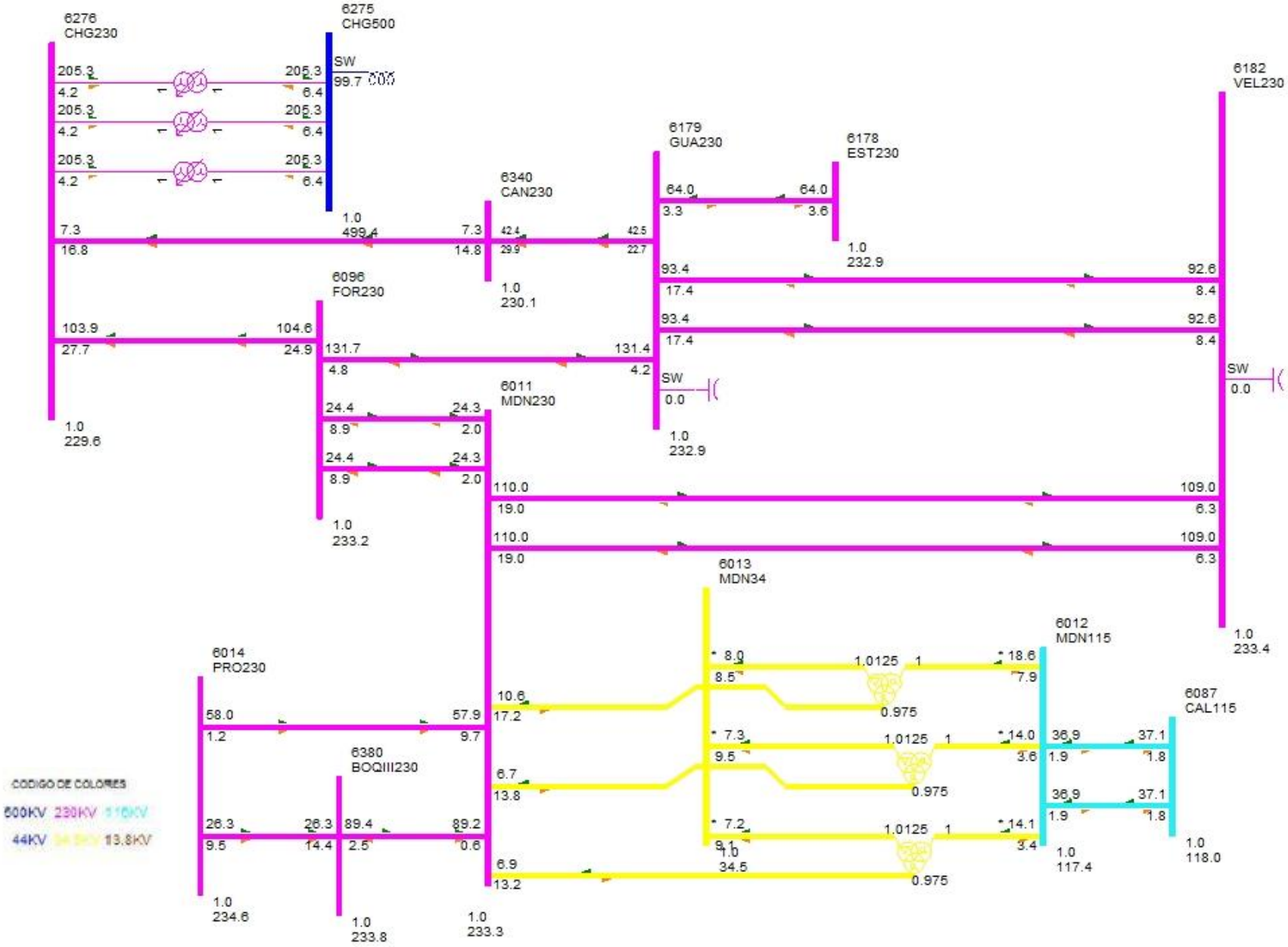


Diagrama de Panamá Oeste



BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0207	234.77	6008	LSA230	230.00	6	1.0057	231.31
6011	MDN230	230.00	6	1.0142	233.27	6012	MDN115	115.00	6	1.0213	117.45
6014	PRO230	230.00	6	1.0200	234.60	6015	PRO115	115.00	6	1.0157	116.81
6087	CAL115	115.00	6	1.0262	118.01	6088	LES115	115.00	6	1.0290	118.34
6092	LVA115	115.00	6	1.0263	118.02	6096	FOR230	230.00	6	1.0140	233.21
6179	GUA230	230.00	6	1.0125	232.88	6182	VEL230	230.00	6	1.0146	233.36
6260	CHA230	230.00	6	1.0109	232.51	6261	CHA115	115.00	6	1.0051	115.58
6263	ESP230	230.00	6	1.0139	233.19	6340	CAN230	230.00	6	1.0003	230.06
6380	BOQIII230	230.00	6	1.0164	233.76	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0123	232.82
6401	PM230-29	230.00	6	1.0084	231.93	6440	DOM230	230.00	6	1.0211	234.86
6441	PRIM230	230.00	6	1.0211	234.85	6485	ANT230	230.00	6	1.0063	231.44
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0218	235.01	6760	SBA230	230.00	6	1.0105	232.42
6860	BBL230	230.00	6	1.0146	233.35	6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0057	231.31

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9692	222.93	6002	PAN115	115.00	6	0.9649	110.96
6003	PANII230	230.00	6	0.9740	224.02	6004	PANII115	115.00	6	0.9798	112.67
6005	CHO230	230.00	6	0.9836	226.22	6009	LSA115	115.00	6	0.9976	114.73
6018	CAC115	115.00	6	0.9638	110.84	6024	CHI115	115.00	6	0.9500	109.25
6059	LM1115	115.00	6	0.9485	109.07	6060	LM2115	115.00	6	0.9488	109.11
6100	BAY230	230.00	6	0.9802	225.44	6170	CPA115	115.00	6	0.9513	109.40
6171	PAC230	230.00	6	0.9757	224.41	6173	STR115	115.00	6	0.9541	109.72
6240	EHIG230	230.00	6	0.9960	229.08	6245	BNGA230	230.00	6	0.9749	224.22
6275	CHG500	500.00	6	0.9987	499.35	6276	CHG230	230.00	6	0.9984	229.64
6290	CATII115	115.00	6	0.9491	109.14	6295	CATIII 115	115.00	6	0.9417	108.29
6309	PAN3 500	500.00	6	0.9804	490.18	6310	PAN3 230	230.00	6	0.9718	223.51
6311	PAN3 115	115.00	6	0.9655	111.04	6315	MET230	230.00	6	0.9927	228.32
6317	CHE	230.00	6	0.9796	225.32	6318	SAB230	230.00	6	0.9848	226.50
6350	PM115-8	115.00	6	0.9525	109.54	6459	SAJ230	230.00	6	0.9814	225.71
6460	ECO230	230.00	6	0.9999	229.99	6470	24DIC230	230.00	6	0.9745	224.13
6601	COP230	230.00	6	0.9747	224.19	6985	SVC-PAN3	230.00	6	0.9718	223.51
6990	REACTOR1	500.00	6	0.9987	499.35	6991	REACTOR2	500.00	6	0.9804	490.18
6992	REACTOR3	500.00	6	0.9987	499.35	6993	REACTOR4	500.00	6	0.9804	490.18
6997	SVC-PAN2	230.00	6	0.9740	224.02						

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	TO BUS BUS#	NAME	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	61.5	335.0	18.4
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	61.5	335.0	18.4
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	3A	84.1	500.0	16.8
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	4A	84.1	500.0	16.8
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	223.1	500.0	44.6
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	223.1	500.0	44.6
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	3	223.1	500.0	44.6
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	130.2	175.0	74.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	130.2	175.0	74.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	260.4	350.0	74.4
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	260.4	350.0	74.4
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	86.2	142.0	60.7
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	57.1	120.0	47.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	86.2	142.0	60.7
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	35.8	230.0	15.6
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	11.6	230.0	5.0
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	126.5	175.0	72.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	126.5	175.0	72.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	253.0	350.0	72.3
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	253.0	350.0	72.3
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	1	95.3	400.0	23.8
6003	PANII230	230.00*	6	6169	STR230	230.00	6	2	95.3	400.0	23.8
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	31.9	202.0	15.8
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	86.5	400.0	21.6
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	86.5	400.0	21.6
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	38.3	202.0	19.0
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	126.0	175.0	72.0
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	126.0	175.0	72.0
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	117.1	175.0	66.9
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	123.7	175.0	70.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	123.7	175.0	70.7
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	117.8	175.0	67.3
6005	CHO230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	3B	80.8	500.0	16.2
6005	CHO230	230.00*	6	6240	EHIG230	230.00	6	4B	80.8	500.0	16.2
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	72.0	500.0	14.4
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	72.0	500.0	14.4
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	123.1	500.0	24.6
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	123.1	500.0	24.6
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	11.1	50.0	22.2
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	65.9	100.0	65.9
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	50.6	100.0	50.6
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	83.6	500.0	16.7
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	86.8	500.0	17.4
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	83.6	500.0	16.7
6008	LSA230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3C	103.2	500.0	20.6
6008	LSA230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4C	103.2	500.0	20.6
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	2D	17.6	400.0	4.4
6008	LSA230	230.00	6	6460	ECO230	230.00*	6	3D	17.6	400.0	4.4
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	48.5	500.0	9.7
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	48.5	500.0	9.7
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	88.0	400.0	22.0
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	88.0	400.0	22.0
6008	LSA230	230.00*	6	6860	BBL230	230.00	6	6A	87.4	500.0	17.5
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	64.1	100.0	64.1
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	76.9	100.0	76.9
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	71.8	100.0	71.8
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	18.5	20.0	92.3
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	94.7	100.0	94.7
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	73.8	100.0	73.8
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	70.2	100.0	70.2

6011 MDN230	230.00*	6	6014 PRO230	230.00	6	1	57.8	400.0	14.5
6011 MDN230	230.00	6	6096 FOR230	230.00*	6	7	25.6	193.0	13.3
6011 MDN230	230.00	6	6096 FOR230	230.00*	6	8	25.6	193.0	13.3
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	110.1	350.0	31.4
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	110.1	350.0	31.4
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	88.0	400.0	22.0
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	20.2	100.0	20.2
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	15.4	70.0	22.0
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	14.9	70.0	21.3
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	36.2	93.0	39.0
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	36.2	93.0	39.0
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	20.2	80.0	25.3
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	14.5	60.0	24.1
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	14.5	60.0	24.2
6014 PRO230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9B	29.5	400.0	7.4
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	6.0	100.0	6.0
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	3.0	50.0	5.9
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	1.9	100.0	1.9
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	1.8	50.0	3.5
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	22.2	150.0	14.8
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	22.2	150.0	14.8
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	37.4	230.0	16.3
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	84.2	230.0	36.6
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	74.6	230.0	32.5
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	17.6	230.0	7.6
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	25.2	93.0	27.1
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	25.7	93.0	27.6
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	25.9	62.5	41.4
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	130.0	275.0	47.3
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	4.5	202.0	2.2
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	2A	4.5	202.0	2.2
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	1	87.2	400.0	21.8
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	2	87.2	400.0	21.8
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	22.6	202.0	11.2
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	74.6	230.0	32.5
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	32.3	70.0	46.1
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	32.3	70.0	46.1
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	63.3	193.0	32.8
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	93.8	400.0	23.4
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	93.8	400.0	23.4
6179 GUA230	230.00	6	6401 PM230-29	230.00*	6	29	49.1	276.0	17.8
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	88.6	300.0	29.5
6182 VEL230	230.00	6	6760 SBA230	230.00*	6	10	75.9	275.0	27.6
6182 VEL230	230.00	6	6760 SBA230	230.00*	6	11	75.9	275.0	27.6
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	80.0	500.0	16.0
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	36.0	50.0	72.0
6245 BNGA230	230.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	2B	123.6	400.0	30.9
6245 BNGA230	230.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	3B	123.6	400.0	30.9
6245 BNGA230	230.00*	6	6459 SAJ230	230.00	6	2C	178.4	400.0	44.6
6245 BNGA230	230.00*	6	6460 ECO230	230.00	6	3C	129.6	400.0	32.4
6260 CHA230	230.00*	6	6263 ESP230	230.00	6	0C	58.4	304.0	19.2
6260 CHA230	230.00	6	6276 CHG230	230.00*	6	0B	52.2	304.0	17.2
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.6	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	6.4	50.0	12.7
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	6.5	50.0	13.1
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	4.5	50.0	9.0
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	5.2	50.0	10.4
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T1	205.4	500.0	41.1
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T2	205.4	500.0	41.1
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T3	205.4	500.0	41.1
6275 CHG500	500.00	6	6990 REACTOR1	500.00*	6	1	314.1	1288.0	24.4
6275 CHG500	500.00	6	6992 REACTOR3	500.00*	6	2	314.1	1288.0	24.4
6276 CHG230	230.00*	6	6340 CAN230	230.00	6	0A	18.4	304.0	6.0
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T1	205.4	500.0	41.1
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T2	205.4	500.0	41.1
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T3	205.4	500.0	41.1
6309 PAN3 500	500.00	6	6991 REACTOR2	500.00*	6	1	314.2	1288.0	24.4
6309 PAN3 500	500.00	6	6993 REACTOR4	500.00*	6	2	314.2	1288.0	24.4
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	1	89.4	1400.0	6.4
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	2	89.4	1400.0	6.4
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	92.9	175.0	53.1
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	92.9	175.0	53.1
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	92.3	175.0	52.8
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	92.3	175.0	52.8

6315	MET230	230.00*	6	6316	MET34.5	34.500	6	T1	15.3	50.0	30.5
6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	29.4	275.0	10.7
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	24.3	202.0	12.0
6332	BAM115	115.00	6	6333	BAMG1	13.800*	6	T1	15.0	70.0	21.5
6332	BAM115	115.00	6	6334	BAMG2	13.800*	6	T1	15.0	70.0	21.5
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	51.8	304.0	17.1
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	21.5	83.3	25.9
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	21.5	83.3	25.9
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	22.4	83.3	26.8
6440	DOM230	230.00	6	6441	PRIM230	230.00*	6	33	6.1	360.0	1.7
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	7.2	300.0	2.4
6440	DOM230	230.00	6	6680	POR230	230.00*	6	1	37.7	193.0	19.5
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	6.2	50.0	12.4
6458	SAJ34.5	34.500	6	6459	SAJ230	230.00*	6	T1	71.5	125.0	57.2
6459	SAJ230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	108.8	400.0	27.2
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T1	121.8	140.0	87.0
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T2	121.8	140.0	87.0
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	22.4	50.0	44.9
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	24.5	202.0	12.1
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	33.9	90.0	37.7
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	338.4	1288.0	26.3
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	338.4	1288.0	26.3

Demanda Máxima de Lluviosa

Diagrama del Sistema Principal de Transmisión

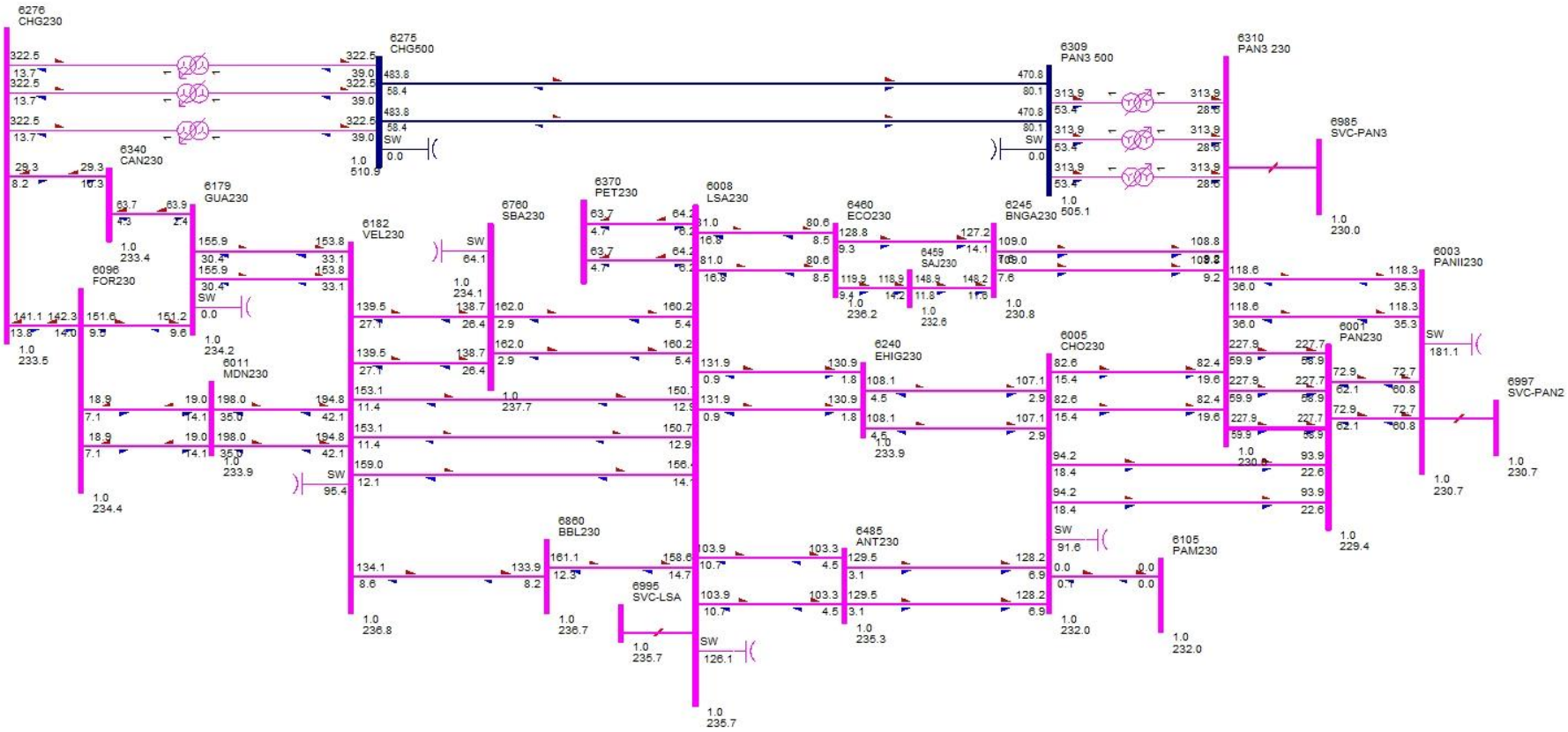


Diagrama de Panamá Atlántico

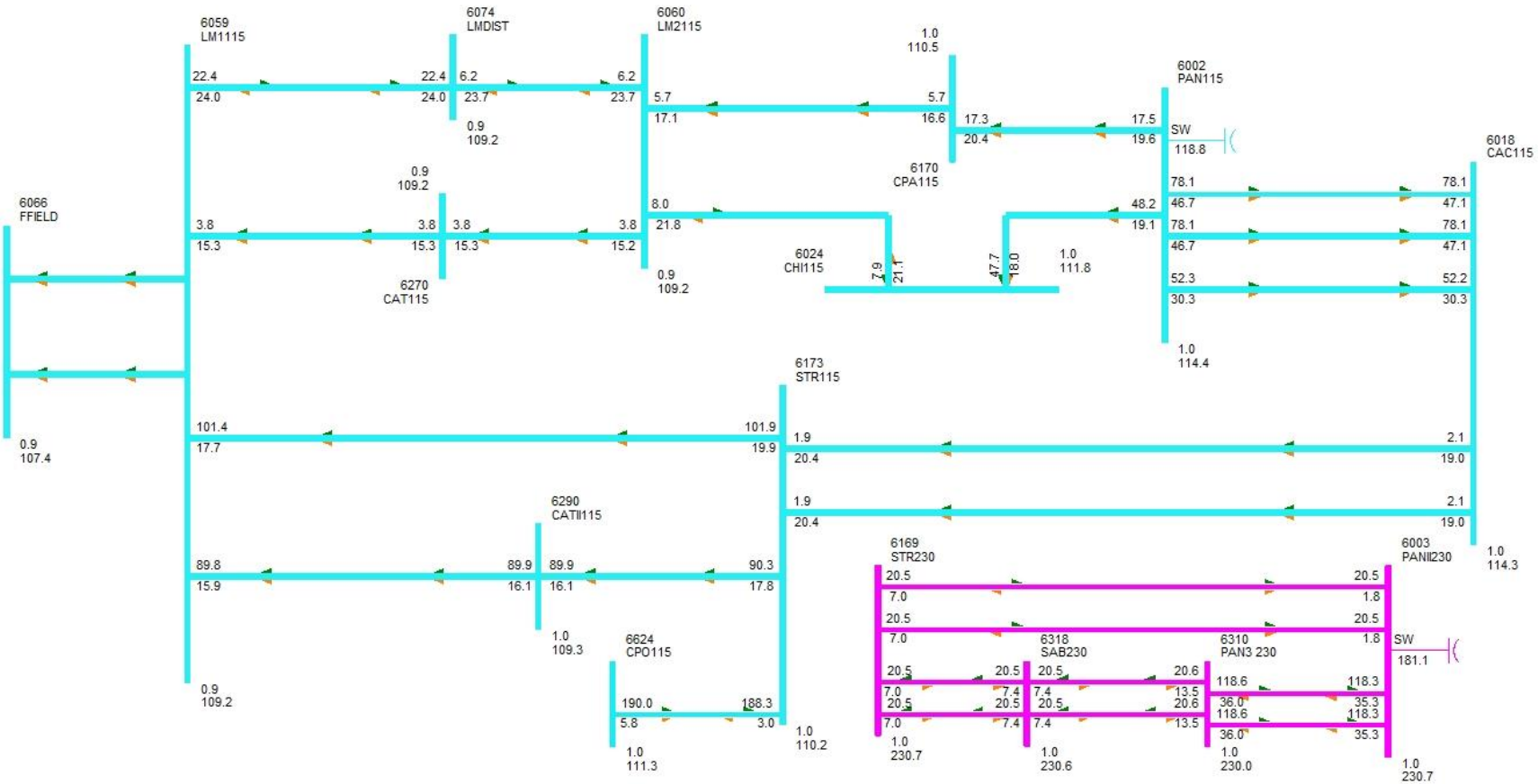


Diagrama de Panamá Este

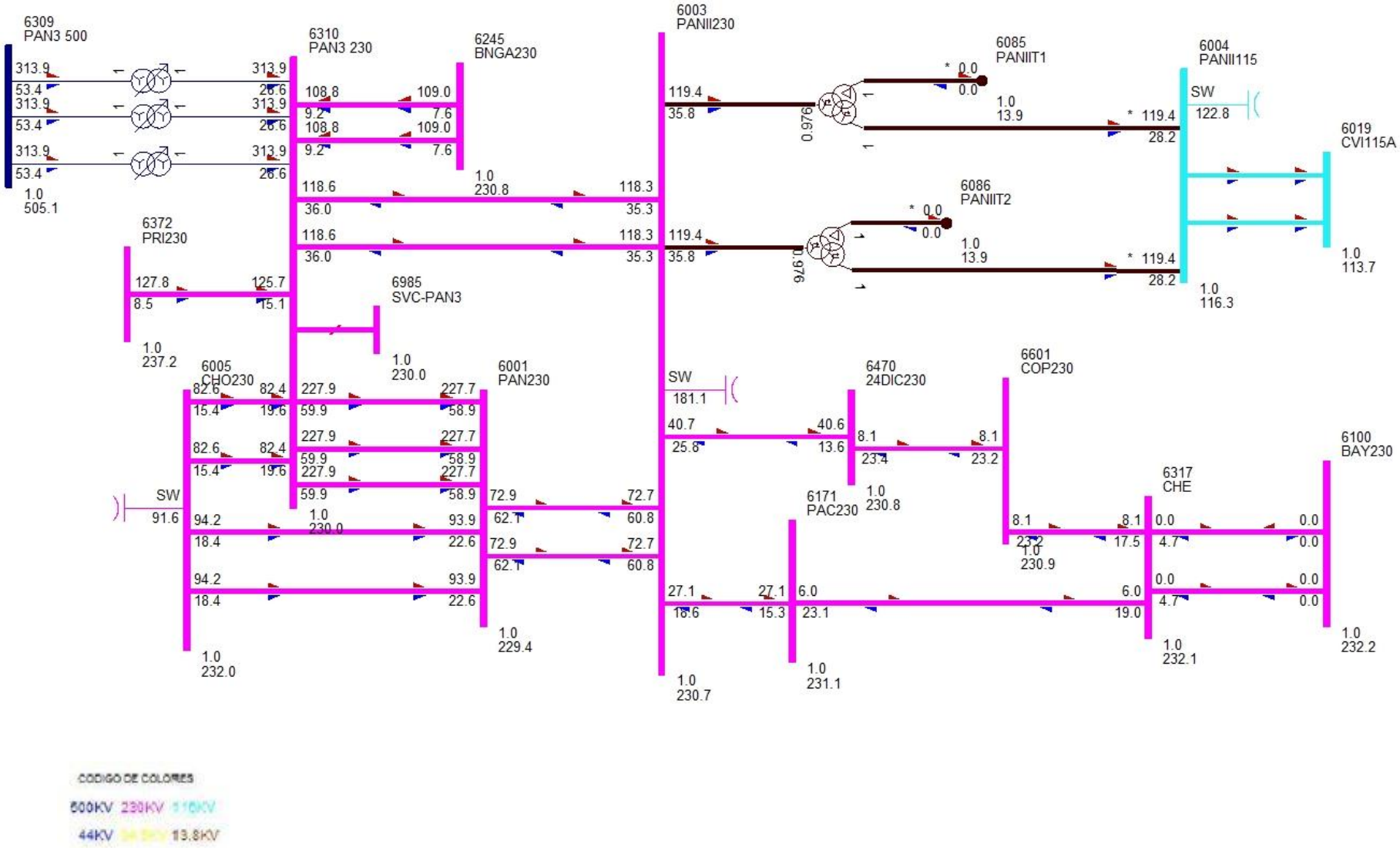
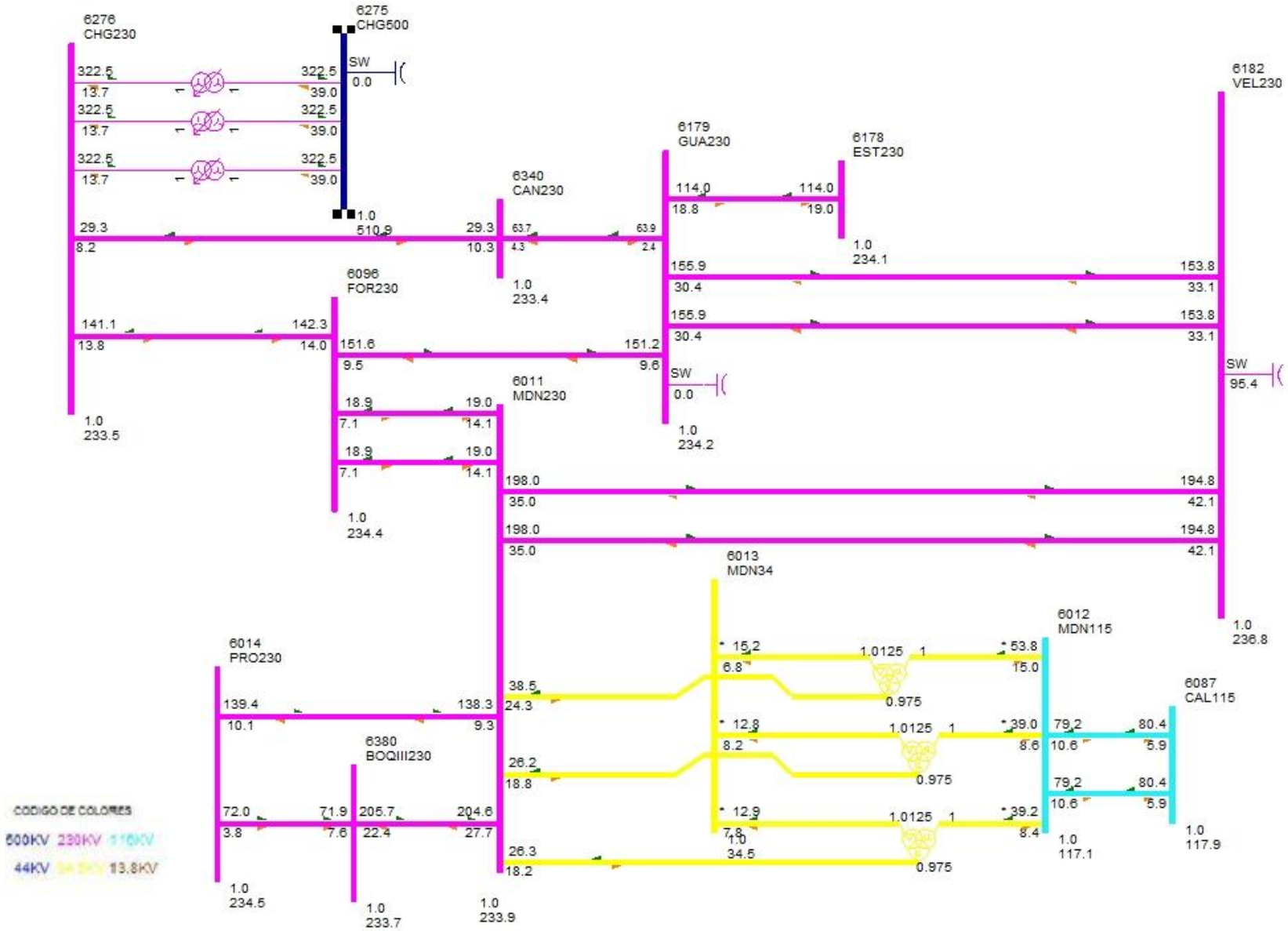


Diagrama de Panamá Oeste



BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	1.0203	234.68	6003	PANII230	230.00	6	1.0030	230.69
6004	PANII115	115.00	6	1.0115	116.33	6005	CHO230	230.00	6	1.0088	232.02
6008	LSA230	230.00	6	1.0250	235.75	6009	LSA115	115.00	6	1.0132	116.52
6011	MDN230	230.00	6	1.0168	233.87	6012	MDN115	115.00	6	1.0184	117.11
6014	PRO230	230.00	6	1.0195	234.49	6015	PRO115	115.00	6	1.0152	116.74
6087	CAL115	115.00	6	1.0249	117.86	6088	LES115	115.00	6	1.0284	118.27
6092	LVA115	115.00	6	1.0253	117.91	6096	FOR230	230.00	6	1.0191	234.40
6100	BAY230	230.00	6	1.0096	232.20	6169	STR230	230.00	6	1.0029	230.66
6171	PAC230	230.00	6	1.0049	231.14	6179	GUA230	230.00	6	1.0181	234.16
6182	VEL230	230.00	6	1.0294	236.77	6240	EHIG230	230.00	6	1.0170	233.92
6245	BNGA230	230.00	6	1.0037	230.85	6260	CHA230	230.00	6	1.0232	235.34
6261	CHA115	115.00	6	1.0145	116.67	6263	ESP230	230.00	6	1.0251	235.77
6275	CHG500	500.00	6	1.0218	510.90	6276	CHG230	230.00	6	1.0154	233.53
6309	PAN3 500	500.00	6	1.0102	505.10	6315	MET230	230.00	6	1.0234	235.38
6317	CHE	230.00	6	1.0090	232.07	6318	SAB230	230.00	6	1.0028	230.64
6340	CAN230	230.00	6	1.0149	233.43	6380	BOQIII230	230.00	6	1.0162	233.72
6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0246	235.66	6401	PM230-29	230.00	6	1.0172	233.97
6440	DOM230	230.00	6	1.0220	235.07	6441	PRIM230	230.00	6	1.0224	235.16
6459	SAJ230	230.00	6	1.0113	232.59	6460	ECO230	230.00	6	1.0269	236.18
6470	24DIC230	230.00	6	1.0035	230.81	6485	ANT230	230.00	6	1.0229	235.26
6500	FRONTDOM	230.00	6	1.0224	235.15	6601	COP230	230.00	6	1.0038	230.87
6760	SBA230	230.00	6	1.0335	237.71	6761	SBA115	115.00	6	1.0134	116.54
6860	BBL230	230.00	6	1.0289	236.65	6990	REACTOR1	500.00	6	1.0218	510.90
6991	REACTOR2	500.00	6	1.0102	505.10	6992	REACTOR3	500.00	6	1.0218	510.90
6993	REACTOR4	500.00	6	1.0102	505.10	6995	SVC-LSA	230.00	6	1.0250	235.75
6997	SVC-PAN2	230.00	6	1.0030	230.69						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6001	PAN230	230.00	6	0.9976	229.44	6002	PAN115	115.00	6	0.9949	114.42
6018	CAC115	115.00	6	0.9938	114.29	6024	CHI115	115.00	6	0.9726	111.84
6059	LM1115	115.00	6	0.9495	109.20	6060	LM2115	115.00	6	0.9497	109.22
6170	CPA115	115.00	6	0.9607	110.49	6173	STR115	115.00	6	0.9584	110.21
6290	CATII115	115.00	6	0.9505	109.30	6295	CATIII 115	115.00	6	0.9433	108.47
6311	PAN3 115	115.00	6	0.9955	114.48	6350	PM115-8	115.00	6	0.9842	113.18

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 0.0 % OF RATING SET A (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

FROM BUS BUS#	FROM BUS NAME	FROM BUS BASKV	FROM BUS AREA	TO BUS BUS#	TO BUS NAME	TO BUS BASKV	TO BUS AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	1C	96.0	335.0	28.7
6001	PAN230	230.00*	6	6003	PANII230	230.00	6	2C	96.0	335.0	28.7
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	3A	96.8	500.0	19.4
6001	PAN230	230.00*	6	6005	CHO230	230.00	6	4A	96.8	500.0	19.4
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	1	235.8	500.0	47.2
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	2	235.8	500.0	47.2
6001	PAN230	230.00*	6	6310	PAN3 230	230.00	6	3	235.8	500.0	47.2
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	133.9	175.0	76.5
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	133.9	175.0	76.5
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	267.8	350.0	76.5
6001	PAN230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 1	6	T5	267.8	350.0	76.5
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	1	91.8	142.0	64.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	12	60.8	120.0	50.6
6002	PAN115	115.00	6	6018	CAC115	115.00*	6	37	91.8	142.0	64.6
6002	PAN115	115.00	6	6024	CHI115	115.00*	6	3A	52.4	230.0	22.8
6002	PAN115	115.00	6	6170	CPA115	115.00*	6	4A	27.8	230.0	12.1
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	130.3	175.0	74.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	130.3	175.0	74.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	260.7	350.0	74.5
6002	PAN115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO5	WND 2	6	T5	260.7	350.0	74.5
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	1	21.6	400.0	5.4
6003	PANII230	230.00	6	6169	STR230	230.00*	6	2	21.6	400.0	5.4
6003	PANII230	230.00*	6	6171	PAC230	230.00	6	1B	32.8	202.0	16.2
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2A	123.9	400.0	31.0
6003	PANII230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	3A	123.9	400.0	31.0
6003	PANII230	230.00*	6	6470	24DIC230	230.00	6	2B	48.0	202.0	23.8
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	124.6	175.0	71.2
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	124.6	175.0	71.2
6003	PANII230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	117.3	175.0	67.0
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	122.7	175.0	70.1
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	122.7	175.0	70.1
6004	PANII115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	118.3	175.0	67.6
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3B	106.3	500.0	21.3
6005	CHO230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4B	106.3	500.0	21.3
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	1	84.7	500.0	16.9
6005	CHO230	230.00	6	6310	PAN3 230	230.00*	6	2	84.7	500.0	16.9
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	127.3	500.0	25.5
6005	CHO230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	127.3	500.0	25.5
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	10.7	50.0	21.4
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 1	6	T2	63.6	100.0	63.6
6005	CHO230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	51.5	100.0	51.5
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5	149.2	500.0	29.8
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	5A	154.9	500.0	31.0
6008	LSA230	230.00	6	6182	VEL230	230.00*	6	6	149.2	500.0	29.8
6008	LSA230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	3C	128.8	500.0	25.8
6008	LSA230	230.00	6	6240	EHIG230	230.00*	6	4C	128.8	500.0	25.8
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	80.7	400.0	20.2
6008	LSA230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	3D	80.7	400.0	20.2
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	1	101.9	500.0	20.4
6008	LSA230	230.00*	6	6485	ANT230	230.00	6	2	101.9	500.0	20.4
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	16	156.7	400.0	39.2
6008	LSA230	230.00	6	6760	SBA230	230.00*	6	17	156.7	400.0	39.2
6008	LSA230	230.00	6	6860	BBL230	230.00*	6	6A	157.0	500.0	31.4
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	71.3	100.0	71.3
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 3	6	T2	81.4	100.0	81.4
6008	LSA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 1	6	T3	75.0	100.0	75.0
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	1	28.7	20.0	143.7
6009	LSA115	115.00	6	6430	GENLLS	115.00*	6	TG	0.0	25.0	0.0
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	86.2	100.0	86.2
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO2	WND 2	6	T2	65.6	100.0	65.6
6009	LSA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO3	WND 2	6	T3	73.0	100.0	73.0

6011 MDN230	230.00	6	6014 PRO230	230.00*	6	1	137.1	400.0	34.3
6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	7	23.3	193.0	12.1
6011 MDN230	230.00*	6	6096 FOR230	230.00	6	8	23.3	193.0	12.1
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	5B	197.8	350.0	56.5
6011 MDN230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	6C	197.8	350.0	56.5
6011 MDN230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9A	203.6	400.0	50.9
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	45.6	100.0	45.6
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	32.3	70.0	46.1
6011 MDN230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 1	6	T3	31.9	70.0	45.6
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	15	78.6	93.0	84.5
6012 MDN115	115.00	6	6087 CAL115	115.00*	6	16	78.6	93.0	84.5
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	55.8	80.0	69.8
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	40.0	60.0	66.6
6012 MDN115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO3	WND 2	6	T3	40.1	60.0	66.8
6014 PRO230	230.00	6	6380 BOQIII230	230.00*	6	9B	71.1	400.0	17.8
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	11.8	100.0	11.8
6014 PRO230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	5.9	50.0	11.7
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	3.7	100.0	3.7
6015 PRO115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	3.5	50.0	6.9
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	1A	21.4	150.0	14.3
6018 CAC115	115.00	6	6173 STR115	115.00*	6	2A	21.4	150.0	14.3
6024 CHI115	115.00	6	6060 LM2115	115.00*	6	3B	24.5	230.0	10.6
6059 LM1115	115.00*	6	6173 STR115	115.00	6	2B	108.4	230.0	47.1
6059 LM1115	115.00*	6	6290 CATII115	115.00	6	1C	96.1	230.0	41.8
6060 LM2115	115.00*	6	6170 CPA115	115.00	6	4B	19.0	230.0	8.3
6087 CAL115	115.00*	6	6088 LES115	115.00	6	17	44.5	93.0	47.8
6087 CAL115	115.00	6	6092 LVA115	115.00*	6	18	51.1	93.0	54.9
6087 CAL115	115.00*	6	6300 CAL34	34.500	6	T1	65.7	62.5	105.1
6096 FOR230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	18	149.0	275.0	54.2
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	1	4.7	202.0	2.3
6100 BAY230	230.00	6	6317 CHE	230.00*	6	2A	4.7	202.0	2.3
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	1	21.8	400.0	5.4
6169 STR230	230.00	6	6318 SAB230	230.00*	6	2	21.8	400.0	5.4
6171 PAC230	230.00*	6	6317 CHE	230.00	6	1A	23.8	202.0	11.8
6173 STR115	115.00	6	6290 CATII115	115.00*	6	1B	96.0	230.0	41.8
6176 ESTG1	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T1	57.9	70.0	82.7
6177 ESTG2	13.800*	6	6178 EST230	230.00	6	T2	57.9	70.0	82.7
6178 EST230	230.00*	6	6179 GUA230	230.00	6	19	113.5	193.0	58.8
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	16	156.0	400.0	39.0
6179 GUA230	230.00*	6	6182 VEL230	230.00	6	17	156.0	400.0	39.0
6179 GUA230	230.00*	6	6401 PM230-29	230.00	6	29	62.8	276.0	22.8
6182 VEL230	230.00	6	6440 DOM230	230.00*	6	5A	185.3	300.0	61.8
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	10	138.0	275.0	50.2
6182 VEL230	230.00*	6	6760 SBA230	230.00	6	11	138.0	275.0	50.2
6182 VEL230	230.00*	6	6860 BBL230	230.00	6	6B	130.5	500.0	26.1
6240 EHIG230	230.00*	6	6241 EHIG34	34.500	6	T1	35.7	50.0	71.4
6245 BNGA230	230.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	2B	109.1	400.0	27.3
6245 BNGA230	230.00	6	6310 PAN3 230	230.00*	6	3B	109.1	400.0	27.3
6245 BNGA230	230.00*	6	6459 SAJ230	230.00	6	2C	148.1	400.0	37.0
6245 BNGA230	230.00*	6	6460 ECO230	230.00	6	3C	127.5	400.0	31.9
6260 CHA230	230.00	6	6263 ESP230	230.00*	6	0C	76.6	304.0	25.2
6260 CHA230	230.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	0B	87.8	304.0	28.9
6260 CHA230	230.00*	6	6400 FRONTCHA	230.00	6	21	10.7	304.0	3.5
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	8.9	50.0	17.7
6260 CHA230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	9.1	50.0	18.2
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	14.9	50.0	29.9
6261 CHA115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	15.7	50.0	31.4
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T1	324.9	500.0	65.0
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T2	324.9	500.0	65.0
6275 CHG500	500.00*	6	6276 CHG230	230.00	6	T3	324.9	500.0	65.0
6275 CHG500	500.00	6	6990 REACTOR1	500.00*	6	1	476.9	1288.0	37.0
6275 CHG500	500.00	6	6992 REACTOR3	500.00*	6	2	476.9	1288.0	37.0
6276 CHG230	230.00	6	6340 CAN230	230.00*	6	0A	30.6	304.0	10.1
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T1	318.4	500.0	63.7
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T2	318.4	500.0	63.7
6309 PAN3 500	500.00*	6	6310 PAN3 230	230.00	6	T3	318.4	500.0	63.7
6309 PAN3 500	500.00	6	6991 REACTOR2	500.00*	6	1	472.8	1288.0	36.7
6309 PAN3 500	500.00	6	6993 REACTOR4	500.00*	6	2	472.8	1288.0	36.7
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	1	24.6	1400.0	1.8
6310 PAN3 230	230.00*	6	6318 SAB230	230.00	6	2	24.6	1400.0	1.8
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 1	6	T1	94.7	175.0	54.1
6310 PAN3 230	230.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 1	6	T2	94.7	175.0	54.1
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO1	WND 2	6	T1	94.3	175.0	53.9
6311 PAN3 115	115.00*	6	3WNDTR TRAFO2	WND 2	6	T2	94.3	175.0	53.9

6315	MET230	230.00*	6	6316	MET34.5	34.500	6	T1	14.9	50.0	29.9
6315	MET230	230.00	6	6317	CHE	230.00*	6	1	30.2	275.0	11.0
6317	CHE	230.00	6	6601	COP230	230.00*	6	2A	24.4	202.0	12.1
6332	BAM115	115.00	6	6333	BAMG1	13.800*	6	T1	26.8	70.0	38.3
6332	BAM115	115.00	6	6334	BAMG2	13.800*	6	T1	26.8	70.0	38.3
6340	CAN230	230.00*	6	6401	PM230-29	230.00	6	29	62.9	304.0	20.7
6379	BOQIII34C	34.500	6	6380	BOQIII230	230.00*	6	T3	45.5	83.3	54.6
6380	BOQIII230	230.00*	6	6381	BOQIII34	34.500	6	T1	45.5	83.3	54.6
6380	BOQIII230	230.00*	6	6398	BOQIII34B	34.500	6	T2	46.3	83.3	55.6
6440	DOM230	230.00	6	6441	PRIM230	230.00*	6	33	31.2	360.0	8.7
6440	DOM230	230.00*	6	6500	FRONTDOM	230.00	6	5B	12.6	300.0	4.2
6440	DOM230	230.00	6	6680	POR230	230.00*	6	1	44.4	193.0	23.0
6441	PRIM230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	31.9	50.0	63.7
6458	SAJ34.5	34.500	6	6459	SAJ230	230.00*	6	T1	30.1	125.0	24.1
6459	SAJ230	230.00*	6	6460	ECO230	230.00	6	2D	118.4	400.0	29.6
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T1	47.8	140.0	34.1
6460	ECO230	230.00	6	6461	ECO34	34.500*	6	T2	47.8	140.0	34.1
6470	24DIC230	230.00*	6	6474	24DIC34	34.500	6	T1	9.6	50.0	19.2
6470	24DIC230	230.00*	6	6601	COP230	230.00	6	2A	24.7	202.0	12.2
6760	SBA230	230.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 1	6	T1	49.5	90.0	55.0
6761	SBA115	115.00*	6	3WNDTR	TRAFO1	WND 2	6	T1	0.0	30.0	0.0
6990	REACTOR1	500.00*	6	6991	REACTOR2	500.00	6	1	493.4	1288.0	38.3
6992	REACTOR3	500.00*	6	6993	REACTOR4	500.00	6	2	493.4	1288.0	38.3

ANEXO III-13
DESPACHO DE GENERACION LARGO PLAZO

Índice General

Año 2019 2
Época Seca 3
Época Lluviosa 13
Año 2020 23
Época seca. 24
Época Lluviosa. 34
Año 2021 44
Época Seca. 45
Época Lluviosa. 55
Año 2025 65
Época Seca. 66
Época Lluviosa. 77

Año 2019

Época Seca

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
									378.77	463.47
ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2019			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.50	32.00	33.00	54%	53%	55%	0.50	-1.00
	ESTG2	6177	32.50	32.00	32.50	54%	53%	54%	0.50	-0.50
Concepción	CONG1	6390	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
	CONG2	6390	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.00	2.00	2.00	21%	21%	21%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	0.00	54%	54%	0%	0.00	15.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	65.69	71.22	61.43	63%	68%	59%	-5.53	9.79
	CHANG2	6265	63.00	73.00	60.00	60%	70%	57%	-10.00	13.00
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	0.55	0.55	0.55	31%	31%	31%	0.00	0.00
	MACG2	6389	0.55	0.55	0.55	31%	31%	31%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.30	1.30	1.30	34%	34%	34%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.30	1.30	1.30	34%	34%	34%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.50	3.50	3.50	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.50	3.50	3.50	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	3.50	3.50	3.50	21%	21%	21%	0.00	0.00
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.00	1.00	1.00	48%	48%	48%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.00	1.00	1.00	48%	48%	48%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.70	0.55	0.55	72%	56%	56%	0.15	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00

	BONG2	6493	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
	BONG3	6494	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.90	1.90	1.90	92%	92%	92%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
	SALG2	6684	4.65	4.65	4.65	33%	33%	33%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	5.10	5.10	5.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	2.50	2.50	2.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.50	2.50	2.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	1.10	1.10	1.10	30%	30%	30%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	0.30	0.30	0.30	12%	12%	12%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	0.30	0.30	0.30	12%	12%	12%	0.00	0.00
Bugaba II	BUG2G1	6427	0.82	0.82	0.82	26%	26%	26%	0.00	0.00
	BUG2G2	6427	0.82	0.82	0.82	26%	26%	26%	0.00	0.00
	BUG2G3	6427	0.82	0.82	0.82	47%	47%	47%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	2.70	2.70	2.70	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	2.70	2.70	2.70	16%	16%	16%	0.00	0.00
Bajo de Totuma	BDTG1	6651	1.50	1.50	1.50	30%	30%	30%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.00	3.00	3.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	3.00	3.00	3.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	BBLG3	6861	0.80	0.80	0.80	42%	42%	42%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
	SING2	6721	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
San Bartolo	BARG1	6774	3.10	3.10	3.10	32%	32%	32%	0.00	0.00
	BARG2	6774	3.10	3.10	3.10	32%	32%	32%	0.00	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.10	1.10	1.10	49%	49%	49%	0.00	0.00

	CDPG2	6403	1.10	1.10	1.10	49%	49%	49%	0.00	0.00
Cotito	COTG1	6611	1.00	1.00	1.00	40%	40%	40%	0.00	0.00
	COTG2	6612	1.00	1.00	1.00	40%	40%	40%	0.00	0.00
La Herradura	HERRG1	6616	0.65	0.65	0.65	29%	29%	29%	0.00	0.00
	HERRG2	6617	0.65	0.65	0.65	29%	29%	29%	0.00	0.00
	HERRG3	6618	0.20	0.20	0.20	20%	20%	20%	0.00	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	2.10	2.10	2.10	47%	47%	47%	0.00	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	1.50	1.50	1.50	34%	34%	34%	0.00	0.00
	CHUG2	6439	1.60	1.60	1.60	36%	36%	36%	0.00	0.00
Asturias	ASTG1	6429	2.50	2.50	3.00	61%	61%	73%	0.00	-0.50
Río Piedra	RPIG1	6940	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
	RPIG2	6940	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
San Andrés II	SAN2G1	6736	3.00	3.00	3.00	61%	61%	61%	0.00	0.00
	SAN2G2	6736	3.00	3.00	3.00	61%	61%	61%	0.00	0.00
Caldera	HCALG1	6352	0.82	0.82	0.82	27%	27%	27%	0.00	0.00
	HCALG2	6352	0.82	0.82	0.82	27%	27%	27%	0.00	0.00
Burica	BURG1	6841	11.50	11.50	11.50	37%	37%	37%	0.00	0.00
	BURG2	6841	11.50	11.50	11.50	37%	37%	37%	0.00	0.00
Ojo de Agua	ODAG1	6435	0.60	0.60	0.60	19%	19%	19%	0.00	0.00
	ODAG2	6435	0.60	0.60	0.60	19%	19%	19%	0.00	0.00
Colorado	COLG1	6608	1.70	1.70	1.70	50%	50%	50%	0.00	0.00
	COLG2	6609	1.70	1.70	1.70	50%	50%	50%	0.00	0.00
Santa María 82	SMA82G1	6791	5.00	5.00	5.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
	SMA82G2	6792	5.00	5.00	5.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
Toabré	TOAG1	6488	73.50	73.50	73.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Antón	ANTG1	6484	73.50	73.50	73.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.25	71.25	71.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	33.25	33.25	33.25	70%	70%	70%	0.00	0.00

Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.50	38.50	38.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	80.50	80.50	80.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Boquerón	PSBOQ	6378	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Campo Solar Tocumen	CST0.69	6475	22.40	16.00	0.00	70%	50%	0%	6.40	16.00
Progreso	PROG0.4	6742	24.50	17.50	0.00	70%	50%	0%	7.00	17.50
El Coco	ECO0.4	6743	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Don Felix	DFE0.4	6744	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Aguadulce	AGU0.4	6745	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
Divisa Solar	DIV0.4	6747	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Sarigua	SAR0.4	6748	1.68	1.20	0.00	70%	50%	0%	0.48	1.20
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.65	0.48	0.00	68%	50%	0%	0.17	0.48
Panasolar	PSO0.4	6751	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	PSC0.4A	6753	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
París	PAR0.3	6754	6.30	4.50	0.00	70%	50%	0%	1.80	4.50
Los Llanos (SDR)	LLA0.4	6756	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	PSC0.4B	6758	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6759	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
IKAKO	IKA1	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA2	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA3	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA4	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Coal Power	CPOC1	6625	190.00	190.00	190.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	95.00
	FORG2	6098	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	95.00
	FORG3	6099	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	95.00

GNL	GNLG1	6620	76.00	0.00	0.00	84%	0%	0%	76.00	0.00
	GNLG2	6621	76.00	0.00	0.00	84%	0%	0%	76.00	0.00
	GNLG3	6622	76.00	0.00	0.00	84%	0%	0%	76.00	0.00
	GNLV1	6623	93.30	0.00	0.00	84%	0%	0%	93.30	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.00	90.00	81.00	68%	61%	54%	11.00	9.00
	PRIG2	6374	101.00	90.00	81.00	68%	61%	54%	11.00	9.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING2	6522	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING3	6523	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING4	6524	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING5	6525	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING6	6526	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING7	6527	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG2	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	BARBG3	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Época Lluviosa

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG2		2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG3		2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG4		4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG5		4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GATG6		4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1		11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MADG2		11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MADG3		11.40	11.40	11.40	95%	95%	95%	0.00	0.00
									378.03	464.61
ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2019			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	25.50	95%	95%	93%	0.00	0.53
	LVAG2	6095	26.03	26.03	25.50	95%	95%	93%	0.00	0.53
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	57.00	57.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	57.00
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENM2	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	12.06	12.06	0.00	95%	95%	0%	0.00	12.06
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	26.60	26.60	0.00	95%	95%	0%	0.00	26.60
Lorena	LORG1	6364	16.00	16.00	16.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LORG2	6365	16.00	16.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	16.00
Chan I	CHANG1	6264	100.11	99.30	85.91	95%	95%	82%	0.81	13.39
	CHANG2	6265	99.70	99.80	0.00	95%	95%	0%	-0.10	99.80
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MACG2	6389	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	27.86	27.86	0.00	95%	95%	0%	0.00	27.86
Los Planetas	LP1G1	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.88	11.88	11.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	11.88	11.88	0.00	95%	95%	0%	0.00	11.88

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	41.90	41.90	41.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	41.90	41.90	0.00	95%	95%	0%	0.00	41.90
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.82
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	21.30	21.30	0.00	95%	95%	0%	0.00	21.30
	ALTG3	6448	21.30	21.30	21.30	95%	95%	95%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00

	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.95	1.95	1.95	94%	94%	94%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SALG2	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SANG2	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.53	3.53	3.53	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bugaba II	BUG2G1	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUG2G2	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUG2G3	6427	1.66	1.66	1.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bajo de Totuma	BDTG1	6651	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	12.66	12.66	12.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	12.66	12.66	12.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BBLG3	6861	1.80	1.80	1.80	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SING2	6721	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	0.00	0.00

	CDPG2	6403	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cotito	COTG1	6611	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COTG2	6612	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Herradura	HERRG1	6616	2.13	2.13	2.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
	HERRG2	6617	2.13	2.13	2.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
	HERRG3	6618	0.92	0.92	0.92	94%	94%	94%	0.00	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CHUG2	6439	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0.00	0.00
Asturias	ASTG1	6429	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
Río Piedra	RPIG1	6940	4.00	4.28	4.28	89%	95%	95%	-0.28	0.00
	RPIG2	6940	4.00	4.28	4.28	89%	95%	95%	-0.28	0.00
San Andrés II	SAN2G1	6736	4.70	4.70	4.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SAN2G2	6736	4.70	4.70	4.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
Caldera	HCALG1	6352	2.90	2.90	2.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
	HCALG2	6352	2.90	2.90	2.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
Burica	BURG1	6841	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BURG2	6841	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Ojo de Agua	ODAG1	6435	3.06	3.06	3.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ODAG2	6435	3.06	3.06	3.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
Colorado	COLG1	6608	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COLG2	6609	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
Santa María 82	SMA82G1	6791	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SMA82G2	6792	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%	0.00	0.00
Toabré	TOAG1	6488	26.25	26.25	26.25	25%	25%	25%	0.00	0.00
Antón	ANTG1	6484	26.25	26.25	26.25	25%	25%	25%	0.00	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.63	25.63	25.63	25%	25%	25%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	11.88	11.88	11.88	25%	25%	25%	0.00	0.00

Marañón	MARG1	6464	4.38	4.38	4.38	25%	25%	25%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	13.75	13.75	13.75	25%	25%	25%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	28.75	28.75	28.75	25%	25%	25%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Boquerón	PSBOQ	6378	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Campo Solar Tocumen	CST0.69	6475	9.60	3.20	0.00	30%	10%	0%	6.40	3.20
Progreso	PROG0.4	6742	10.50	3.50	0.00	30%	10%	0%	7.00	3.50
El Coco	ECO0.4	6743	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Don Felix	DFE0.4	6744	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Aguadulce	AGU0.4	6745	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
Divisa Solar	DIV0.4	6747	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Sarigua	SAR0.4	6748	0.72	0.24	0.00	30%	10%	0%	0.48	0.24
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.29	0.10	0.00	30%	10%	0%	0.19	0.10
Panasolar	PSO0.4	6751	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	PSC0.4A	6753	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
París	PAR0.3	6754	2.70	0.90	0.00	30%	10%	0%	1.80	0.90
Los Llanos (SDR)	LLA0.4	6756	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	PSC0.4B	6758	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6759	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
IKAKO	IKA1	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA2	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA3	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA4	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Fortuna	FORG1	6097	95.00	75.00	0.00	95%	75%	0%	20.00	75.00
	FORG2	6098	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%	95.00	0.00
	FORG3	6099	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%	95.00	0.00
Bayano	BAYG1	6101	49.00	0.00	0.00	56%	0%	0%	49.00	0.00

	BAYG2	6102	49.00	0.00	0.00	56%	0%	0%	49.00	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Coal Power	CPOC1	6625	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
GNL	GNLG1	6620	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLG2	6621	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLG3	6622	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLV1	6623	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.00	91.00	81.00	68%	61%	54%	10.00	10.00
	PRIG2	6374	101.00	91.00	81.00	68%	61%	54%	10.00	10.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING2	6522	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING3	6523	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING4	6524	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING5	6525	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING6	6526	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING7	6527	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG2	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	BARBG3	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Año 2020

Época seca.

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	6140	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2	6140	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3	6140	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4	6140	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5	6140	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6	6140	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	6134	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2	6135	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3	6136	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00

ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2020			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.0	12.00	12.0	51%	51%	51%	0	0.0
	LESG2	6091	12.0	12.00	0.0	51%	51%	0%	0	12.0
Los Valles	LVAG1	6094	13.0	13.00	13.0	47%	47%	47%	0	0.0
	LVAG2	6095	13.0	13.00	0.0	47%	47%	0%	0	13.0
Está	ESTG1	6176	31.5	31.50	31.5	53%	53%	53%	0	0.0
	ESTG2	6177	31.5	0.00	0.0	53%	0%	0%	32	0.0
Concepción	CONG1	6390	3.0	3.00	3.0	60%	60%	60%	0	0.0
	CONG2	6390	3.0	3.00	0.0	60%	60%	0%	0	3.0
Mendre	MENM1	6306	2.0	2.00	2.0	21%	21%	21%	0	0.0
	MENM2	6306	2.0	2.00	0.0	21%	21%	0%	0	2.0
Algarrobos	ALGA1	6305	1.0	1.00	1.0	20%	20%	20%	0	0.0
	ALGA2	6305	1.0	1.00	0.0	20%	20%	0%	0	1.0

Dolega	DOLG1	6420	0.3	0.30	0.3	29%	29%	29%	0	0.0
	DOLG2	6420	0.3	0.00	0.0	29%	0%	0%	0	0.0
	DOLG3	6420	0.3	0.30	0.0	29%	29%	0%	0	0.3
La Yeguada	YEGG1	6432	0.3	0.30	0.3	10%	10%	10%	0	0.0
	YEGG2	6432	0.3	0.30	0.0	10%	10%	0%	0	0.3
	YEGG3	6432	0.3	0.30	0.0	30%	30%	0%	0	0.3
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.6	0.60	0.6	48%	48%	48%	0	0.0
	MMOG2	6422	0.6	0.60	0.0	48%	48%	0%	0	0.6
Gualaca	GLAG1	6361	4.0	4.00	4.0	32%	32%	32%	0	0.0
	GLAG2	6362	4.0	4.00	0.0	32%	32%	0%	0	4.0
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.0	15.00	15.0	54%	54%	54%	0	0.0
	BAMG2	6334	15.0	15.00	0.0	54%	54%	0%	0	15.0
Lorena	LORG1	6364	4.0	4.00	4.0	24%	24%	24%	0	0.0
	LORG2	6365	4.0	4.00	0.0	24%	24%	0%	0	4.0
Chan I	CHANG1	6264	78.6	78.58	78.2	75%	75%	75%	0	0.3
	CHANG2	6265	60.0	60.00	0.0	57%	57%	0%	0	60.0
	CHANG3	6268	8.7	8.66	8.7	95%	95%	95%	0	0.0
Macano	MACG1	6388	0.6	0.55	0.6	31%	31%	31%	0	0.0
	MACG2	6389	0.6	0.55	0.0	31%	31%	0%	0	0.6
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.5	0.50	0.5	17%	17%	17%	0	0.0
	PAAG2	6392	0.5	0.00	0.0	17%	0%	0%	1	0.0
Prudencia	PRUG1	6367	8.5	8.50	8.5	29%	29%	29%	0	0.0
	PRUG2	6368	8.5	0.00	0.0	29%	0%	0%	9	0.0
Los Planetas	LP1G1	6421	0.8	0.80	0.8	50%	50%	50%	0	0.0
	LP1G2	6421	0.8	0.80	0.0	50%	50%	0%	0	0.8
	LP1G3	6421	0.8	0.80	0.8	50%	50%	50%	0	0.0
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	7.5	7.50	7.5	60%	60%	60%	0	0.0
	PEDIG2	6386	7.5	7.50	0.0	60%	60%	0%	0	7.5

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	4.0	4.00	4.0	62%	62%	62%	0	0.0
	PEDIIG2	6387	4.0	4.00	0.0	62%	62%	0%	0	4.0
Baitún	BAIG1	6335	26.0	26.00	0.0	59%	59%	0%	0	26.0
	BAIG2	6336	26.0	26.00	0.0	59%	59%	0%	0	26.0
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.6	2.60	2.6	52%	52%	52%	0	0.0
	LPNG2	6394	2.6	2.60	0.0	52%	52%	0%	0	2.6
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.6	2.60	2.6	52%	52%	52%	0	0.0
	LPSG2	6395	2.6	2.60	2.6	52%	52%	52%	0	0.0
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.3	1.30	1.3	34%	34%	34%	0	0.0
	MENIIG2	6308	1.3	1.30	0.0	34%	34%	0%	0	1.3
El Fraile	EFRG1	6433	1.5	1.50	1.5	56%	56%	56%	0	0.0
	EFRG2	6433	1.5	1.50	0.0	56%	56%	0%	0	1.5
Cochea	COCG1	6307	2.0	2.00	2.0	27%	27%	27%	0	0.0
	COCG2	6307	2.0	2.00	0.0	27%	27%	0%	0	2.0
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.0	3.00	3.0	18%	18%	18%	0	0.0
	MLIG2	6450	3.0	3.00	0.0	18%	18%	0%	0	3.0
	MLIG3	6451	3.0	3.00	3.0	18%	18%	18%	0	0.0
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.0	1.00	0.0	23%	23%	0%	0	1.0
	SLORG2	6481	1.0	1.00	0.0	23%	23%	0%	0	1.0
El Alto	ALTG1	6446	7.6	7.60	0.0	34%	34%	0%	0	7.6
	ALTG2	6447	7.6	7.60	0.0	34%	34%	0%	0	7.6
	ALTG3	6448	7.6	7.60	0.0	34%	34%	0%	0	7.6
RP-490	RP4G1	6396	0.7	0.70	0.7	11%	11%	11%	0	0.0
	RP4G2	6397	0.7	0.70	0.0	11%	11%	0%	0	0.7
Bugaba	BU1G1	6423	1.0	1.00	1.0	48%	48%	48%	0	0.0
	BU1G2	6424	1.0	1.00	0.0	48%	48%	0%	0	1.0
	BU1G3	6425	0.6	0.55	0.6	56%	56%	63%	0	-0.1
Bonyic	BONG1	6492	3.1	3.10	0.0	30%	30%	0%	0	3.1

	BONG2	6493	3.1	3.10	0.0	30%	30%	0%	0	3.1
	BONG3	6494	3.1	3.10	0.0	30%	30%	0%	0	3.1
La Potra	LPOG1	6682	4.7	4.65	0.0	33%	33%	0%	0	4.7
	LPOG2	6682	4.7	4.65	0.0	33%	33%	0%	0	4.7
	LPOG3	6682	1.9	1.90	0.0	92%	92%	0%	0	1.9
Salsipuedes	SALG1	6684	4.7	4.65	0.0	33%	33%	0%	0	4.7
	SALG2	6684	4.7	4.65	0.0	33%	33%	0%	0	4.7
Las Cruces	CRUG1	6766	6.0	6.00	6.0	58%	58%	58%	0	0.0
	CRUG2	6766	6.0	0.00	0.0	58%	0%	0%	6	0.0
San Andrés	SANG1	6731	2.5	2.50	2.5	49%	49%	49%	0	0.0
	SANG2	6731	2.5	2.50	0.0	49%	49%	0%	0	2.5
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	1.1	1.10	1.1	30%	30%	30%	0	0.0
La Huaca	LHUG1	6436	0.3	0.30	0.3	12%	12%	12%	0	0.0
	LHUG2	6436	0.3	0.30	0.0	12%	12%	0%	0	0.3
Bugaba II	BUGIIG1	6427	0.8	0.82	0.8	26%	26%	26%	0	0.0
	BUGIIG2	6427	0.8	0.82	0.8	26%	26%	26%	0	0.0
	BUGIIG3	6427	0.8	0.82	0.0	47%	47%	0%	0	0.8
Pando	PDOG1	6444	2.7	2.70	2.7	16%	16%	16%	0	0.0
	PDOG2	6445	2.7	2.70	0.0	16%	16%	0%	0	2.7
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	1.5	1.50	1.5	30%	30%	30%	0	0.0
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.0	3.00	3.0	23%	23%	23%	0	0.0
	BBLG2	6861	3.0	3.00	0.0	23%	23%	0%	0	3.0
	BBLG3	6861	0.8	0.80	0.0	42%	42%	0%	0	0.8
El Síndigo	SING1	6721	3.0	3.00	3.0	60%	60%	60%	0	0.0
	SING2	6721	3.0	3.00	0.0	60%	60%	0%	0	3.0
San Bartolo	BARG1	6774	3.1	3.10	3.1	32%	32%	32%	0	0.0
	BARG2	6774	3.1	3.10	0.0	32%	32%	0%	0	3.1
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.1	1.10	0.0	49%	49%	0%	0	1.1

	CDPG2	6403	1.1	1.10	0.0	49%	49%	0%	0	1.1
Cotito	COTG1	6611	1.0	1.00	1.0	40%	40%	40%	0	0.0
	COTG2	6612	1.0	1.00	0.0	40%	40%	0%	0	1.0
La Herradura	HERRG1	6616	0.7	0.65	0.7	29%	29%	29%	0	0.0
	HERRG2	6617	0.7	0.65	0.0	29%	29%	0%	0	0.7
	HERRG3	6618	0.2	0.20	0.0	20%	20%	0%	0	0.2
Los Trancos	LTRG1	6935	0.6	0.60	0.6	63%	63%	63%	0	0.0
Tizingal	TIZG1	6711	2.1	2.10	2.1	47%	47%	47%	0	0.0
Chuspa	CHUG1	6439	1.5	1.50	1.5	34%	34%	34%	0	0.0
	CHUG2	6439	1.6	1.60	0.0	36%	36%	0%	0	1.6
Asturias	ASTG1	6429	2.0	2.00	2.0	49%	49%	49%	0	0.0
Rio Piedra	RPIG1	6940	2.0	2.00	2.0	44%	44%	44%	0	0.0
	RPIG2	6940	2.0	2.00	0.0	44%	44%	0%	0	2.0
San Andres 2	SANIIG1	6736	2.5	2.50	0.0	51%	51%	0%	0	2.5
	SANIIG2	6736	2.5	2.50	0.0	51%	51%	0%	0	2.5
Caldera	HCALG1	6352	0.8	0.82	0.8	27%	27%	27%	0	0.0
	HCALG2	6352	0.8	0.82	0.0	27%	27%	0%	0	0.8
Burica	BURG1	6841	11.5	11.50	0.0	37%	37%	0%	0	11.5
	BURG2	6841	11.5	11.50	0.0	37%	37%	0%	0	11.5
Ojo de Agua	ODAG1	6435	0.6	0.60	0.6	19%	19%	19%	0	0.0
	ODAG2	6435	0.6	0.60	0.0	19%	19%	0%	0	0.6
Colorado	COLG1	6608	1.7	1.70	1.7	50%	50%	50%	0	0.0
	COLG2	6609	1.7	1.70	0.0	50%	50%	0%	0	1.7
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	5.0	5.00	5.0	35%	35%	35%	0	0.0
	SMA82G2	6792	5.0	5.00	0.0	35%	35%	0%	0	5.0
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.3	71.25	71.3	70%	70%	70%	0	0.0
Portobelo	PORG1	6463	33.3	33.25	33.3	70%	70%	70%	0	0.0
Marañón	MARG1	6464	12.3	12.25	12.3	70%	70%	70%	0	0.0

Nuevo Chagres	NCHG1	6465	38.5	38.50	38.5	70%	70%	70%	0	0.0
Nuevos Chagres 2	NCHIIG1	6473	80.5	80.50	80.5	70%	70%	70%	0	0.0
Toabre	TOAG1	6488	73.5	73.50	73.5	70%	70%	70%	0	0.0
Antón	ANTG1	6484	73.5	73.50	73.5	70%	70%	70%	0	0.0
Progreso Solar	PRO0.4	6742	24.50	17.50	0.0	70%	50%	0%	7	17.5
Tocumen	CST0.69	6475	22.40	16.00	0.0	70%	50%	0%	6	16.0
Aguadulce	AGU0.4	6745	14.00	10.00	0.0	70%	50%	0%	4	10.0
SOLAR XXI	PSC0.4A	6753	14.00	10.00	0.0	70%	50%	0%	4	10.0
SOLAR XXI	PSC0.4B	6758	14.00	10.00	0.0	70%	50%	0%	4	10.0
Boqueron	PSB	6378	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
El Coco	ECO0.4	6743	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Don Felix	DFE0.4	6744	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Paris	PAR0.27	6754	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
IKAKO G1	IKA	6796	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
IKAKO G1	IKA	6796	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
IKAKO G1	IKA	6796	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
IKAKO G1	IKA	6796	7.00	5.00	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Panasolar	PSO0.4	6751	6.93	4.95	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
Los Llanos	LLA0.4	6756	6.93	4.95	0.0	70%	50%	0%	2	5.0
San Juan (ENEL)	SJU0.4	6759	6.91	4.94	0.0	70%	50%	0%	2	4.9
Divisa	DIV0.4	6747	6.80	4.86	0.0	70%	50%	0%	2	4.9
Sarigua	SAR0.4	6748	1.68	1.20	0.0	70%	50%	0%	0	1.2
Azucarera	AZU0.4	6749	0.65	0.46	0.0	70%	50%	0%	0	0.5
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.8	4.75	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	CEPG2	6605	4.8	4.75	4.8	95%	95%	95%	0	0.0
	TVAG1	6416	190.0	190.00	190.0	95%	95%	95%	0	0.0
LPI 0215	TVAG2	6417	190.0	190.00	190.0	95%	95%	95%	0	0.0
COAL POWER	CPO20C1	6625	190.0	190.00	190.0	95%	95%	95%	0	0.0

	FORG1	6097	90.6	36.30	0.0	91%	36%	0%	54	36.3
	FORG2	6098	90.6	0.00	0.0	91%	0%	0%	91	0.0
Fortuna	FORG3	6099	90.6	0.00	0.0	91%	0%	0%	91	0.0
	BAYG1	6101	40.0	0.00	0.0	46%	0%	0%	40	0.0
	BAYG2	6102	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Bayano	BAYG3	6110	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BLMG2	6071	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BLMG3	6072	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BLMG4	6073	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
BLM Carbón	BLMG9	6078	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GNLG1	6620	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GNLG2	6621	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GNLG3	6622	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
CGNL	GNLV1	6623	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.7	90.75	81.6	68%	61%	55%	11	9.1
	PRIG12	6374	101.7	90.75	81.6	68%	61%	55%	11	9.1
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Jinro	JING1	6521	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING2	6522	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING3	6523	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING4	6524	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING5	6525	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING6	6526	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	JING7	6527	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARAG2	6103	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARAG3	6103	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	BARAG4	6103	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG1	6104	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG2	6104	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	BARBG3	6104	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM8	6108	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM9	6108	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Panam	PAMM1	6106	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM2	6106	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM3	6106	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM4	6107	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM5	6107	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PAMM6	6107	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Pacora	PACP1	6172	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP2	6172	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	PACP3	6172	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
Cativá	CATG1	6271	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG2	6271	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG3	6271	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG4	6271	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG5	6271	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG0	6272	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG6	6272	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG7	6272	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG8	6272	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	CATG9	6272	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral II	GIRG5	6282	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0

	GIRG6	6282	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG7	6282	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG8	6282	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
El Giral	GIRG1	6281	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG2	6281	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG3	6281	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
	GIRG4	6281	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.0	0.00	0.0	0%	0%	0%	0	0.0
KANAN	BKOG1	6981	0	0.00	0	0	0	0	0	0
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0
	BKOG3	6982	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0.00	0	0	0	0	0	0
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0	0	0	0	0
	TCOG3	6293	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0.00	0	0	0	0	0	0
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Miraflores G2	MIRG2	6157	0	0.00	0	0	0	0	0	0
Miraflores G1	MIRG1	6156	0	0.00	0	0	0	0	0	0

Época Lluviosa.

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	6140	2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG2	6140	2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG3	6140	2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG4	6140	4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG5	6140	4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG6	6140	4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	6134	11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00
	MADG2	6135	11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00
	MADG3	6136	11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00

ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2020			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.4	22.4	22.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LESG2	6091	22.4	22.4	22.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
Los Valles	LVAG1	6094	26.0	26.0	26.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LVAG2	6095	26.0	26.0	26.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
Está	ESTG1	6176	57.0	57.0	57.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	ESTG2	6177	57.0	57.0	0.0	95%	95%	0%	0.0	57.0
Concepción	CONG1	6390	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	CONG2	6390	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Mendre	MENM1	6306	8.9	8.9	8.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MENM2	6306	8.9	8.9	0.0	95%	95%	0%	0.0	8.9
Algarrobos	ALGA1	6305	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	ALGA2	6305	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0

Dolega	DOLG1	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	DOLG2	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	DOLG3	6420	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
La Yeguada	YEGG1	6432	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	YEGG2	6432	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	YEGG3	6432	1.0	1.0	1.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.2	1.2	1.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MMOG2	6422	1.2	1.2	1.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
Gualaca	GLAG1	6361	12.1	12.1	12.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	GLAG2	6362	12.1	12.1	0.0	95%	95%	0%	0.0	12.1
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.6	26.6	26.6	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BAMG2	6334	26.6	26.6	0.0	95%	95%	0%	0.0	26.6
Lorena	LORG1	6364	16.1	16.1	16.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LORG2	6365	16.1	16.1	16.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
Chan I	CHANG1	6264	99.5	99.5	99.5	95%	95%	95%	0.0	0.1
	CHANG2	6265	99.6	99.6	0.0	95%	95%	0%	0.0	99.6
	CHANG3	6268	8.7	8.7	8.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
Macano	MACG1	6388	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MACG2	6389	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.8	2.8	2.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	PAAG2	6392	2.8	2.8	2.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Prudencia	PRUG1	6367	27.9	27.9	27.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	PRUG2	6368	27.9	27.9	0.0	95%	95%	0%	0.0	27.9
Los Planetas	LP1G1	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LP1G2	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LP1G3	6421	1.5	1.5	1.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.9	11.9	11.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	PEDIG2	6386	11.9	11.9	0.0	95%	95%	0%	0.0	11.9

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.1	6.1	6.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	PEDIIG2	6387	6.1	6.1	6.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
Baitún	BAIG1	6335	41.9	41.9	41.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BAIG2	6336	41.9	41.9	0.0	95%	95%	0%	0.0	41.9
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LPNG2	6394	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LPSG2	6395	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.7	3.7	3.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MENIIG2	6308	3.7	3.7	3.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
El Fraile	EFRG1	6433	2.5	2.5	2.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
	EFRG2	6433	2.5	2.5	2.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
Cochea	COCG1	6307	7.1	7.1	7.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	COCG2	6307	7.1	7.1	7.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MLIG2	6450	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	MLIG3	6451	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SLORG2	6481	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
El Alto	ALTG1	6446	21.3	21.3	21.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	ALTG2	6447	21.3	21.3	21.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	ALTG3	6448	21.3	21.3	21.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
RP-490	RP4G1	6396	6.2	6.2	6.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	RP4G2	6397	6.2	6.2	6.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
Bugaba	BU1G1	6423	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BU1G2	6424	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BU1G3	6425	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Bonyic	BONG1	6492	9.9	9.9	9.9	95%	95%	95%	0.0	0.0

	BONG2	6493	9.9	9.9	9.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BONG3	6494	9.9	9.9	9.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
La Potra	LPOG1	6682	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LPOG2	6682	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LPOG3	6682	2.0	2.0	2.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
Salsipuedes	SALG1	6684	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SALG2	6684	13.3	13.3	13.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
Las Cruces	CRUG1	6766	9.8	9.8	9.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	CRUG2	6766	9.8	9.8	9.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
San Andrés	SANG1	6731	4.9	4.9	4.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SANG2	6731	4.9	4.9	4.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.5	3.5	3.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
La Huaca	LHUG1	6436	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
	LHUG2	6436	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
Bugaba II	BUGIIG1	6427	3.0	3.0	3.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BUGIIG2	6427	3.0	3.0	3.0	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BUGIIG3	6427	1.7	1.7	1.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
Pando	PDOG1	6444	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	PDOG2	6445	15.8	15.8	15.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BBLG1	6861	12.7	12.7	12.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BBLG2	6861	12.7	12.7	12.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
Barro Blanco	BBLG3	6861	1.8	1.8	1.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
El Síndigo	SING1	6721	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SING2	6721	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
San Bartolo	BARG1	6774	9.2	9.2	9.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BARG2	6774	9.2	9.2	9.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0.0	0.0

	CDPG2	6403	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
Cotito	COTG1	6611	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
	COTG2	6612	2.4	2.4	2.4	95%	95%	95%	0.0	0.0
La Herradura	HERRG1	6616	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	HERRG2	6617	2.1	2.1	2.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	HERRG3	6618	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Los Trancos	LTRG1	6935	0.9	0.9	0.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Tizingal	TIZG1	6711	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
Chuspa	CHUG1	6439	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	CHUG2	6439	4.2	4.2	4.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
Asturias	ASTG1	6429	3.9	3.9	3.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Rio Piedra	RPIG1	6940	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
	RPIG2	6940	4.3	4.3	4.3	95%	95%	95%	0.0	0.0
San Andres 2	SANIIG1	6736	4.7	4.7	4.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SANIIG2	6736	4.7	4.7	4.7	95%	95%	95%	0.0	0.0
Caldera	HCALG1	6352	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	HCALG2	6352	2.9	2.9	2.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Burica	BURG1	6841	29.9	29.9	29.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
	BURG2	6841	29.9	29.9	29.9	95%	95%	95%	0.0	0.0
Ojo de Agua	ODAG1	6435	3.1	3.1	3.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
	ODAG2	6435	3.1	3.1	3.1	95%	95%	95%	0.0	0.0
Colorado	COLG1	6608	3.2	3.2	3.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
	COLG2	6609	3.2	3.2	3.2	95%	95%	95%	0.0	0.0
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	13.5	13.5	13.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
	SMA82G2	6792	13.5	13.5	13.5	95%	95%	95%	0.0	0.0
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.6	25.6	25.6	25%	25%	25%	0.0	0.0
Portobelo	PORG1	6463	11.9	11.9	11.9	25%	25%	25%	0.0	0.0
Marañón	MARG1	6464	4.4	4.4	4.4	25%	25%	25%	0.0	0.0

Nuevo Chagres	NCHG1	6465	13.8	13.8	13.8	25%	25%	25%	0.0	0.0
Nuevos Chagres 2	NCHIIG1	6473	28.8	28.8	28.8	25%	25%	25%	0.0	0.0
Toabre	TOAG1	6488	25.0	25.0	25.0	24%	24%	24%	0.0	0.0
Antón	ANTG1	6484	26.3	26.3	26.3	25%	25%	25%	0.0	0.0
Cocle Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.29	0.096	0.0	30%	10%	0%	0.2	0.1
Sarigua	SAR0.4	6748	0.72	0.240	0.0	30%	10%	0%	0.5	0.2
Divisa Solar	DIV0.4	6747	2.70	0.900	0.0	30%	10%	0%	1.8	0.9
San Juan (Chiriqui-ENEL)	SJU0.4	6759	2.70	0.900	0.0	30%	10%	0%	1.8	0.9
Boqueron	PSB	6378	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
El Coco	ECO0.4	6743	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
Don Felix	DFE0.4	6744	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
Panasolar	PSO0.4	6751	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
Paris	PAR0.27	6754	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
Los Llanos	LLA0.4	6756	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
IKAKO G1	IKA	6796	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
IKAKO G1	IKA	6796	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
IKAKO G1	IKA	6796	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
IKAKO G1	IKA	6796	3.00	1.000	0.0	30%	10%	0%	2.0	1.0
Aguadulce	AGU0.4	6745	6.00	2.000	0.0	30%	10%	0%	4.0	2.0
SOLAR XXI	PSC0.4A	6753	6.00	2.000	0.0	30%	10%	0%	4.0	2.0
SOLAR XXI	PSC0.4B	6758	6.00	2.000	0.0	30%	10%	0%	4.0	2.0
Campo Solar Tocumen	CST0.69	6475	9.60	3.200	0.0	30%	10%	0%	6.4	3.2
Progreso Solar	PRO0.4	6742	10.50	3.500	0.0	30%	10%	0%	7.0	3.5
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
	CEPG2	6605	4.8	4.8	4.8	95%	95%	95%	0.0	0.0
Changuinola II	CHANIIG1	6376	101.7	78.1	0.0	95%	73%	0%	23.6	78.1
	CHANIIG2	6377	101.7	78.1	0.0	95%	73%	0%	23.6	78.1
Fortuna	FORG1	6097	93.5	0.0	0.0	93%	0%	0%	93.5	0.0

	FORG2	6098	93.5	0.0	0.0	93%	0%	0%	93.5	0.0
	FORG3	6099	93.5	0.0	0.0	93%	0%	0%	93.5	0.0
Bayano	BAYG1	6101	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BAYG2	6102	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BAYG3	6110	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
LPI 0215	TVAG1	6416	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	TVAG2	6417	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
COAL POWER	CPO20C1	6625	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
CGNL	GNLG1	6620	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GNLG2	6621	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GNLG3	6622	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GNLV1	6623	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
BLM Carbón	BLMG2	6071	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BLMG3	6072	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BLMG4	6073	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BLMG9	6078	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Punta Rincón	PRIG1	6373	102.3	90.3	81.3	69%	61%	55%	11.9	9.0
	PRIG12	6374	102.3	90.3	81.3	69%	61%	55%	11.9	9.0
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Jinro	JING1	6521	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING2	6522	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING3	6523	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING4	6524	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING5	6525	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING6	6526	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	JING7	6527	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0

	BARAG2	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BARAG3	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BARAG4	6103	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BARBG1	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BARBG2	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	BARBG3	6104	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM8	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM9	6108	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Panam	PAMM1	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM2	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM3	6106	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM4	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM5	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PAMM6	6107	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Pacora	PACP1	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PACP2	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	PACP3	6172	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
Cativá	CATG1	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG2	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG3	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG4	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG5	6271	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG0	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG6	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG7	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	CATG8	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0

	CATG9	6272	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
El Giral II	GIRG5	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG6	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG7	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG8	6282	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
El Giral	GIRG1	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG2	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG3	6281	0.0	0.0	0.0	0%	0%	0%	0.0	0.0
	GIRG4	6281	0	0	0	0	0	0	0.0	0
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0	0	0	0	0	0.0	0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0	0	0	0	0	0	0.0	0
KANAN	BKOG1	6981	0	0	0	0	0	0	0.0	0
	BKOG2	6982	0	0	0	0	0	0	0.0	0
	BKOG3	6982	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0	0	0	0	0	0.0	0
	TCOG2	6292	0	0	0	0	0	0	0.0	0
	TCOG3	6293	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0	0	0	0	0	0.0	0
	TCOG2	6292	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Miraflores G2	MIRG2	6157	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Miraflores G1	MIRG1	6156	0	0	0	0	0	0	0.0	0

Año 2021

Época Seca.

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6	1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3	4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
								379.75	425.70

ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2021			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
	LESG2	6091	12.00	12.00	0.00	51%	51%	0%	0.00	12.00
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	0.00	53%	53%	0%	0.00	32.00
	ESTG2	6177	32.00	32.00	0.00	53%	53%	0%	0.00	32.00
Concepción	CONG1	6390	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
	CONG2	6390	3.00	3.00	3.00	60%	60%	60%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.00	1.00	1.00	20%	20%	20%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.30	0.30	0.30	29%	29%	29%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.30	0.30	0.00	29%	29%	0%	0.00	0.30
La Yeguada	YEGG1	6432	1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	1.00	1.00	0.00	33%	33%	0%	0.00	1.00
	YEGG3	6432	0.40	0.40	0.40	40%	40%	40%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	0.60	0.60	0.60	48%	48%	48%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	0.60	0.60	0.00	48%	48%	0%	0.00	0.60
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	0.00	54%	54%	0%	0.00	15.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	71.79	75.15	62.13	68%	72%	59%	-3.36	13.02
	CHANG2	6265	71.60	75.80	0.00	68%	72%	0%	-4.20	75.80
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	0.55	0.55	0.55	31%	31%	31%	0.00	0.00
	MACG2	6389	0.55	0.55	0.55	31%	31%	31%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	0.50	0.50	0.50	17%	17%	17%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	0.50	0.50	0.00	17%	17%	0%	0.00	0.50
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	0.00	31%	31%	0%	0.00	9.00
Los Planetas	LP1G1	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	0.80	0.80	0.80	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	0.80	0.80	0.00	50%	50%	0%	0.00	0.80
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	7.50	7.50	7.50	60%	60%	60%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	7.50	7.50	0.00	60%	60%	0%	0.00	7.50

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	4.00	4.00	4.00	62%	62%	62%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	0.00	59%	59%	0%	0.00	26.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.60	2.60	0.00	52%	52%	0%	0.00	2.60
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.60	2.60	2.60	52%	52%	52%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.60	2.60	0.00	52%	52%	0%	0.00	2.60
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	0.00	56%	56%	0%	0.00	1.50
Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.50	3.50	3.50	21%	21%	21%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.50	3.50	0.00	21%	21%	0%	0.00	3.50
	MLIG3	6451	3.50	3.50	0.00	21%	21%	0%	0.00	3.50
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	0.22	0.22	0.00	5%	5%	0%	0.00	0.22
El Alto	ALTG1	6446	13.46	13.46	13.46	60%	60%	60%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	13.46	13.46	0.00	60%	60%	0%	0.00	13.46
	ALTG3	6448	13.46	13.46	0.00	60%	60%	0%	0.00	13.46
RP-490	RP4G1	6396	0.70	0.70	0.70	11%	11%	11%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	0.70	0.70	0.00	11%	11%	0%	0.00	0.70
Bugaba	BU1G1	6423	1.00	1.00	1.00	48%	48%	48%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.00	1.00	0.00	48%	48%	0%	0.00	1.00
	BU1G3	6425	0.55	0.55	0.55	56%	56%	56%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.10	3.10	3.10	30%	30%	30%	0.00	0.00

	BONG2	6493	3.10	3.10	0.00	30%	30%	0%	0.00	3.10
	BONG3	6494	3.10	3.10	0.00	30%	30%	0%	0.00	3.10
La Potra	LPOG1	6682	4.65	4.65	4.65	0%	0%	0%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	4.65	4.65	0.00	0%	0%	0%	0.00	4.65
	LPOG3	6682	1.90	1.90	1.90	0%	0%	0%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	4.65	4.65	4.65	0%	0%	0%	0.00	0.00
	SALG2	6684	4.65	4.65	0.00	0%	0%	0%	0.00	4.65
Las Cruces	CRUG1	6766	6.00	6.00	6.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	6.00	6.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	6.00
San Andrés	SANG1	6731	2.50	2.50	2.50	0%	0%	0%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.50	2.50	0.00	0%	0%	0%	0.00	2.50
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	1.10	1.10	1.10	0%	0%	0%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	0.30	0.30	0.30	12%	12%	12%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	0.30	0.30	0.00	12%	12%	0%	0.00	0.30
Bugaba II	BUGIIG1	6427	0.82	0.82	0.82	26%	26%	26%	0.00	0.00
	BUGIIG2	6427	0.82	0.82	0.00	26%	26%	0%	0.00	0.82
	BUGIIG3	6427	0.82	0.82	0.82	47%	47%	47%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	2.70	2.70	2.70	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	2.70	2.70	0.00	16%	16%	0%	0.00	2.70
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	1.50	1.50	1.50	0%	0%	0%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.00	3.00	3.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	3.00	3.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	3.00
	BBLG3	6861	0.80	0.80	0.80	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	3	3.00	3.00	0.00	0%	0%	0%	0
	SING2	6721	3	3.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	3
San Bartolo	BARG1	6774	3.1	3.10	3.10	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARG2	6774	3.1	3.10	0.00	0.00	0%	0%	0%	3.10
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.1	1.10	1.10	0.49	49%	49%	0%	0.00

	CDPG2	6403	1.1	1.10	0.00	0.49	49%	0%	0%	1.10
Cotito	COTG1	6611	1	1.00	1.00	0.40	40%	40%	0%	0
	COTG2	6612	1	1.00	0.00	0.40	40%	0%	0%	1
La Herradura	HERRG1	6616	0.65	0.65	0.65	0.29	29%	29%	0%	0
	HERRG2	6617	0.65	0.65	0.00	0.29	29%	0%	0%	0.65
	HERRG3	6618	0.2	0.20	0.20	0.20	20%	20%	0%	0
Los Trancos	LTRG1	6935	0.6	0.60	0.60	0.00	0%	0%	0%	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	2.1	2.10	2.10	0.00	0%	0%	0%	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	1.5	1.50	1.50	0.34	34%	34%	0%	0
	CHUG2	6439	1.6	1.60	0.00	0.36	36%	0%	0%	1.6
Asturias	ASTG1	6429	2	2.00	2	0.49	49%	49%	0%	0.00
Rio Piedra	RPIG1	6940	2	2.00	2	0.00	0%	0%	0%	0
	RPIG2	6940	2	2.00	0	0.00	0%	0%	0%	2
San Andrés 2	SANIIG1	6736	2.5	2.50	2.5	0.00	0%	0%	0%	0
	SANIIG2	6736	2.5	2.50	0	0.00	0%	0%	0%	2.5
Caldera	HCALG1	6352	1.5	1.50	1.5	0.49	49%	49%	0%	0.00
	HCALG2	6352	1.5	1.50	1.5	0.49	49%	49%	0%	0.00
Burica	BURG1	6841	11.5	11.50	11.5	0.00	0%	0%	0%	0
	BURG2	6841	11.5	11.50	0	0.00	0%	0%	0%	11.5
Ojo de Agua	ODAG1	6435	0.6	0.60	0.6	0.19	19%	19%	0%	0.00
	ODAG2	6435	0.6	0.60	0	0.19	19%	0%	0%	0.60
Colorado	COLG1	6608	1.7	1.70	1.7	0.50	50%	50%	0%	0
	COLG2	6609	1.7	1.70	0	0.50	50%	0%	0%	1.7
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	5	5.00	5	0.00	0%	0%	0%	0.00
	SMA82G2	6792	5	5.00	0	0.00	0%	0%	0%	5.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.25	71.25	71.25	0.70	70%	70%	0%	0.00
Portobelo	PORG1	6463	33.25	33.25	33.25	0.70	70%	70%	0%	0.00
Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	0.70	70%	70%	0%	0.00

Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.5	38.50	38.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	80.5	80.50	80.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Toabré	TOAG1	6488	73.5	73.50	73.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Antón	ANTG1	6484	73.5	73.50	73.5	0.70	70%	70%	0%	0.00
Panasolar	PSO0.4	6751	7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
París	PAR0.3	6754	7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5
EL Coco	ECO0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4		0.288	0.48	0	0.00	0%	0%	-19%	0.48
Divisa Solar	DIV0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
Don Felix	DFE0.4		7	5.00	0	0.00	0%	0%	200%	5.00
Sarigua	SAR0.4		1.68	1.20	0	0.00	0%	0%	48%	1.2
Aguadulce	AGU0.4		14	10.00	0	0.00	0%	0%	400%	10.00
Ikako	IKA		7	5.00	0					
	IKA		7	5	0					
	IKA		7	5	0					
	IKA		7	5	0					
Solar XXI	PSC0.4A		14	10	0					
	PSC0.4B		14	10	0					
Progreso Solar	PRO0.4		24.5	17.5	0					
Campo Solar Tocumen	CST0.69		22.4	16	0					
Los Llanos	LLA0.4		7	5	0					
Proyecto Solar Boquerón	PSBOQ		7	5	0					
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
LPI0215	TVAG1	6416	190	190.00	190	0.95	95%	95%	0%	0.00
	TVAG2	6417	190	190.00	190	0.95	95%	95%	0%	0.00
Coal Power	CPO20C1	6625	190	190.00	190	0.00	0%	0%	0%	0.00

Fortuna	FORG1	6097	95	31.40	0	0.95	31%	0%	6360%	31.40
	FORG2	6098	95	0.00	0	0.95	0%	0%	9500%	0.00
	FORG3	6099	95	0.00	0	0.95	0%	0%	9500%	0.00
Bayano	BAYG1	6101	50	0.00	0	0.57	0%	0%	5000%	0.00
	BAYG2	6102	50	0.00	0	0.57	0%	0%	5000%	0.00
	BAYG3	6110	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
ChanguinolaII	G1	6376	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	G2	6377	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
GNL	GNLG1	6620	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLG2	6621	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLG3	6622	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLV1	6623	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG3	6072	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG4	6073	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG9	6078	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
Miraflores G10	MIRG10	6159	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Jinro	JING1	6521	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING2	6522	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING3	6523	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING4	6524	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING5	6525	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING6	6526	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING7	6527	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.71	93.00	83	0.68	63%	56%	871%	10.00
	PRIG12	6374	101.71	93.00	83	0.68	63%	56%	871%	10.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

	BARAG2	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG3	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG4	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG1	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG2	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG3	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam ampliación	PAMM7	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM8	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM9	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam	PAMM1	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM2	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM3	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM4	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM5	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM6	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Pacora	PACP1	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	PACP2	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	PACP3	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Cativá	CATG1	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG2	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG3	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG4	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG5	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG0	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG6	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG7	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG8	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

	CATG9	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG6	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG7	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG8	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG2	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG3	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG4	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG2	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG3	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG3	6293	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

Época Lluviosa.

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG2		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG3		2.82	2.82	2.82	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG4		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG5		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
	GATG6		4.24	4.24	4.24	94%	94%	94%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00
	MADG2		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00
	MADG3		11.29	11.29	11.29	94%	94%	94%	0.00	0.00
									379.97	490.59
ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2021			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LESG2	6091	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CONG2	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENM2	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	0.00	0.00
Lorena	LORG1	6364	16.06	16.06	16.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LORG2	6365	16.06	16.06	0.00	95%	95%	0%	0.00	16.06
Chan I	CHANG1	6264	98.85	98.82	99.26	94%	94%	95%	0.03	-0.43
	CHANG2	6265	98.50	98.75	0.00	94%	94%	0%	-0.25	98.75
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MACG2	6389	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	27.86	27.86	0.00	95%	95%	0%	0.00	27.86
Los Planetas	LP1G1	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.88	11.88	11.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	11.88	11.88	11.88	95%	95%	95%	0.00	0.00

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	41.89	41.89	41.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	41.89	41.89	0.00	95%	95%	0%	0.00	41.89
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COCG2	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.82
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	21.31	21.31	21.31	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	21.31	21.31	21.31	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	21.31	21.31	0.00	95%	95%	0%	0.00	21.31
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00

	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BONG3	6494	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SALG2	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SANG2	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.53	3.53	3.53	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bugaba II	BUGIIG1	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUGIIG2	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUGIIG3	6427	1.66	1.66	1.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bajos de Totuma	BDTG1	6651	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	12.66	12.66	12.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	12.66	12.66	12.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BBLG3	6861	1.80	1.80	1.80	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0
	SING2	6721	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0
San Bartolo	BARG1	6774	9.234	9.23	9.23	0.95	95%	95%	0%	0.00
	BARG2	6774	9.234	9.23	9.23	0.95	95%	95%	0%	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.1375	2.14	2.14	0.95	95%	95%	0%	0.00

	CDPG2	6403	2.1375	2.14	2.14	0.95	95%	95%	0%	0.00
Cotito	COTG1	6611	2.375	2.38	2.38	0.95	95%	95%	0%	0
	COTG2	6612	2.375	2.38	2.38	0.95	95%	95%	0%	0
La Herradura	HERRG1	6616	2.1375	2.14	2.14	0.95	95%	95%	0%	0
	HERRG2	6617	2.1375	2.14	2.14	0.95	95%	95%	0%	0
	HERRG3	6618	0.928	0.93	0.93	0.95	95%	95%	0%	0
Los Trancos	LTRG1	6935	0.903	0.90	0.90	0.95	95%	95%	0%	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	4.275	4.28	4.28	0.95	95%	95%	0%	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	4.18	4.18	4.18	0.95	95%	95%	0%	0
	CHUG2	6439	4.18	4.18	4.18	0.95	95%	95%	0%	0
Asturias	ASTG1	6429	3.895	3.90	3.895	0.95	95%	95%	0%	0.00
Rio Piedra	RPIG1	6940	4.275	4.28	4.275	0.95	95%	95%	0%	0
	RPIG2	6940	4.275	4.28	4.275	0.95	95%	95%	0%	0
San Andrés 2	SANIIG1	6736	4.702	4.70	4.702	0.95	95%	95%	0%	0
	SANIIG2	6736	4.702	4.70	4.702	0.95	95%	95%	0%	0
Caldera	HCALG1	6352	2.8975	2.90	2.8975	0.95	95%	95%	0%	0.00
	HCALG2	6352	2.8975	2.90	2.8975	0.95	95%	95%	0%	0.00
Burica	BURG1	6841	29.925	29.93	29.925	0.95	95%	95%	0%	0
	BURG2	6841	29.925	29.93	29.925	0.95	95%	95%	0%	0
Ojo de Agua	ODAG1	6435	3.0638	3.06	3.0638	0.95	95%	95%	0%	0.00
	ODAG2	6435	3.0638	3.06	3.0638	0.95	95%	95%	0%	0.00
Colorado	COLG1	6608	3.2015	3.20	3.2015	0.95	95%	95%	0%	0
	COLG2	6609	3.2015	3.20	3.2015	0.95	95%	95%	0%	0
Santa Maria 82	SMA82G1	6791	13.466	13.47	13.466	0.95	95%	95%	0%	0.00
	SMA82G2	6792	13.466	13.47	13.466	0.95	95%	95%	0%	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.625	25.63	25.625	0.25	25%	25%	0%	0.00
Portobelo	PORG1	6463	11.875	11.88	11.875	0.25	25%	25%	0%	0.00
Marañón	MARG1	6464	4.375	4.38	4.375	0.25	25%	25%	0%	0.00

Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	13.75	13.75	13.75	0.25	25%	25%	0%	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	28.75	28.75	28.75	0.25	25%	25%	0%	0.00
Toabré	TOAG1	6488	25	25.00	25	0.24	24%	24%	0%	0.00
Antón	ANTG1	6484	26.25	26.25	26.25	0.25	25%	25%	0%	0.00
Panasolar	PSO0.4	6751	3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1.00
París	PAR0.3	6754	3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1
EL Coco	ECO0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1.00
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4		0.288	0.10	0	0.00	0%	0%	19%	0.10
Divisa Solar	DIV0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1.00
Don Felix	DFE0.4		3	1.00	0	0.00	0%	0%	200%	1.00
Sarigua	SAR0.4		0.72	0.24	0	0.00	0%	0%	48%	0.24
Aguadulce	AGU0.4		6	2.00	0	0.00	0%	0%	400%	2.00
Ikako	IKA		3	1.00	0					
	IKA		3	1	0					
	IKA		3	1	0					
	IKA		3	1	0					
Solar XXI	PSC0.4A		6	2	0					
	PSC0.4B		6	2	0					
Progreso Solar	PRO0.4		10.5	3.5	0					
Campo Solar Tocumen	CST0.69		9.6	3.2	0					
Los Llanos	LLA0.4		3	1	0					
Proyecto Solar Boquerón	PSBOQ		3	1	0					
Cerro Patacón (Biogas)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	0.95	95%	95%	0%	0.00
ChanguinolaII	G1	6376	101	101.00	0	0.94	94%	0%	0%	101.00
	G2	6377	101	101.00	0	0.94	94%	0%	0%	101.00
Fortuna	FORG1	6097	95	39.00	0	0.95	39%	0%	5600%	39.00

	FORG2	6098	95	0.00	0	0.95	0%	0%	9500%	0.00
	FORG3	6099	95	0.00	0	0.95	0%	0%	9500%	0.00
Bayano	BAYG1	6101	50	0.00	0	0.57	0%	0%	5000%	0.00
	BAYG2	6102	50	0.00	0	0.57	0%	0%	5000%	0.00
	BAYG3	6110	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
LPI0215	TVAG1	6416	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TVAG2	6417	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Coal Power	CPO20C1	6625	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG3	6072	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG4	6073	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	BLMG9	6078	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.76	93.00	83	0.68	63%	56%	876%	10.00
	PRIG12	6374	101.76	93.00	83	0.68	63%	56%	876%	10.00
GNL	GNLG1	6620	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLG2	6621	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLG3	6622	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GNLV1	6623	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Jinro	JING1	6521	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING2	6522	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING3	6523	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING4	6524	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING5	6525	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING6	6526	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	JING7	6527	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

	BARAG2	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG3	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARAG4	6103	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG1	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG2	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BARBG3	6104	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam ampliación	PAMM7	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM8	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM9	6108	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Panam	PAMM1	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM2	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM3	6106	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM4	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM5	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	PAMM6	6107	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Pacora	PACP1	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	PACP2	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
	PACP3	6172	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
Miraflores G6	MIRG6	6127	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Cativá	CATG1	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG2	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG3	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG4	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG5	6271	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG0	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG6	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG7	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	CATG8	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

	CATG9	6272	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG6	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG7	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG8	6282	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG2	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG3	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	GIRG4	6281	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG2	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	BKOG3	6982	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG3	6293	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
	TCOG2	6292	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0	0.00	0	0.00	0%	0%	0%	0.00

Año 2025

Época Seca.

OFERTA ACP			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG2		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG3		1.00	1.00	1.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG4		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG5		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	GATG6		1.50	1.50	1.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
ACP MAD	MADG1		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG2		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
	MADG3		4.00	4.00	4.00	33%	33%	33%	0.00	0.00
									503.31	615.97
ORDEN DE MERITO EPOCA SECA 2025			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
	LESG2	6091	12.00	12.00	12.00	51%	51%	51%	0.00	0.00
Los Valles	LVAG1	6094	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	13.00	13.00	13.00	47%	47%	47%	0.00	0.00
Está	ESTG1	6176	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	32.00	32.00	32.00	53%	53%	53%	0.00	0.00
Concepción	CONG1	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	CONG2	6390	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Mendre	MENM1	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
	MENM2	6306	2.50	2.50	2.50	27%	27%	27%	0.00	0.00
Algarrobos	ALGA1	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	1.50	1.50	1.50	29%	29%	29%	0.00	0.00

Dolega	DOLG1	6420	0.50	0.50	0.50	48%	48%	48%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.50	0.50	0.50	48%	48%	48%	0.00	0.00
	DOLG3	6420	1.00	1.00	1.00	96%	96%	96%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	1.50	1.50	1.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	1.50	1.50	1.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.50	0.50	0.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.00	1.00	1.00	80%	80%	80%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	1.00	1.00	1.00	80%	80%	80%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	4.00	4.00	4.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
Bajo Mina	BAMG1	6333	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	15.00	15.00	15.00	54%	54%	54%	0.00	0.00
Lorena	LORG1	6364	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
	LORG2	6365	4.00	4.00	4.00	24%	24%	24%	0.00	0.00
Chan I	CHANG1	6264	65.90	68.16	62.48	63%	65%	60%	-2.26	5.69
	CHANG2	6265	62.00	67.00	62.00	59%	64%	59%	-5.00	5.00
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	1.00	1.00	1.00	56%	56%	56%	0.00	0.00
	MACG2	6389	1.00	1.00	1.00	56%	56%	56%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	1.00	1.00	1.00	34%	34%	34%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	1.00	1.00	1.00	34%	34%	34%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	9.00	9.00	9.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Los Planetas	LP1G1	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	1.00	1.00	1.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	2.00	2.00	2.00	16%	16%	16%	0.00	0.00

Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	3.50	3.50	3.50	55%	55%	55%	0.00	0.00
Baitún	BAIG1	6335	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	BAIG2	6336	26.00	26.00	26.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Mendre 2	MENIIG1	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	1.75	1.75	1.75	45%	45%	45%	0.00	0.00
El Fraile	EFRG1	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	1.50	1.50	1.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
	COCG2	6307	2.50	2.50	2.50	33%	33%	33%	0.00	0.00
Monte Lirio	MLIG1	6449	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	MLIG3	6451	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
San Lorenzo	SLORG1	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	1.00	1.00	1.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	ALTG3	6448	8.00	8.00	8.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
RP-490	RP4G1	6396	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	1.00	1.00	1.00	15%	15%	15%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.25	1.25	1.25	60%	60%	60%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.25	1.25	1.25	60%	60%	60%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.80	0.80	0.80	82%	82%	82%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00

	BONG2	6493	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00
	BONG3	6494	3.00	3.00	3.00	29%	29%	29%	0.00	0.00
La Potra	LPOG1	6682	5.00	5.00	5.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	5.00	5.00	5.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	LPOG3	6682	1.10	1.10	1.10	53%	53%	53%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	5.00	5.00	5.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
	SALG2	6684	5.00	5.00	5.00	36%	36%	36%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	6.00	6.00	6.00	58%	58%	58%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	6.00	6.00	6.00	58%	58%	58%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	2.50	2.50	2.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
	SANG2	6731	2.50	2.50	2.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	1.00	1.00	1.00	27%	27%	27%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	0.50	0.50	0.50	20%	20%	20%	0.00	0.00
	LHUG2	6436	0.50	0.50	0.50	20%	20%	20%	0.00	0.00
Bugaba II	BUGIIG1	6427	1.00	1.00	1.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	BUGIIG2	6427	1.00	1.00	1.00	32%	32%	32%	0.00	0.00
	BUGIIG3	6427	0.50	0.50	0.50	29%	29%	29%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	3.00	3.00	3.00	18%	18%	18%	0.00	0.00
Bajo de Totuma	BDTG1	6651	2.00	2.00	2.00	40%	40%	40%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	3.00	3.00	3.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	3.00	3.00	3.00	23%	23%	23%	0.00	0.00
	BBLG3	6861	1.80	1.80	1.80	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	SING2	6721	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
San Bartolo	BARG1	6774	4.00	4.00	4.00	41%	41%	41%	0.00	0.00
	BARG2	6774	4.00	4.00	4.00	41%	41%	41%	0.00	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	1.25	1.25	1.25	56%	56%	56%	0.00	0.00

	CDPG2	6403	1.25	1.25	1.25	56%	56%	56%	0.00	0.00
Cotito	COTG1	6611	1.25	1.25	1.25	50%	50%	50%	0.00	0.00
	COTG2	6612	1.25	1.25	1.25	50%	50%	50%	0.00	0.00
La Herradura	HERRG1	6616	1.00	1.00	1.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
	HERRG2	6617	1.00	1.00	1.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
	HERRG3	6618	0.90	0.90	0.90	92%	92%	92%	0.00	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	2.50	2.50	2.50	56%	56%	56%	0.00	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	2.00	2.00	2.00	45%	45%	45%	0.00	0.00
	CHUG2	6439	2.00	2.00	2.00	45%	45%	45%	0.00	0.00
Asturias	ASTG1	6429	2.00	2.00	2.00	49%	49%	49%	0.00	0.00
Río Piedra	RPIG1	6940	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
	RPIG2	6940	2.00	2.00	2.00	44%	44%	44%	0.00	0.00
San Andrés II	SAN2G1	6736	2.50	2.50	2.50	51%	51%	51%	0.00	0.00
	SAN2G2	6736	2.50	2.50	2.50	51%	51%	51%	0.00	0.00
Caldera	HCALG1	6352	1.50	1.50	1.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
	HCALG2	6352	1.50	1.50	1.50	49%	49%	49%	0.00	0.00
Burica	BURG1	6841	11.00	11.00	11.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
	BURG2	6841	11.00	11.00	11.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
Ojo de Agua	ODAG1	6435	1.00	1.00	1.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
	ODAG2	6435	1.00	1.00	1.00	31%	31%	31%	0.00	0.00
Colorado	COLG1	6608	2.00	2.00	2.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
	COLG2	6609	2.00	2.00	2.00	59%	59%	59%	0.00	0.00
Santa María 82	SMA82G1	6791	5.00	5.00	5.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
	SMA82G2	6792	5.00	5.00	5.00	35%	35%	35%	0.00	0.00
Los Estrechos	ESCHOG1	6764	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
	ESCHOG2	6764	2.50	2.50	2.50	50%	50%	50%	0.00	0.00
Toabré	TOAG1	6488	73.50	73.50	73.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Antón	ANTG1	6484	73.50	73.50	73.50	70%	70%	70%	0.00	0.00

Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	71.75	71.75	71.75	70%	70%	70%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	33.25	33.25	33.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Marañón	MARG1	6464	12.25	12.25	12.25	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	38.50	38.50	38.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	80.50	80.50	80.50	70%	70%	70%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Boquerón	PSBOQ	6378	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Campo Solar Tocumen	CST0.69	6475	22.40	16.00	0.00	70%	50%	0%	6.40	16.00
Progreso	PROG0.4	6742	24.50	17.50	0.00	70%	50%	0%	7.00	17.50
El Coco	ECO0.4	6743	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Don Felix	DFE0.4	6744	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Aguadulce	AGU0.4	6745	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
Divisa Solar	DIV0.4	6747	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Sarigua	SAR0.4	6748	1.68	1.20	0.00	70%	50%	0%	0.48	1.20
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.67	0.48	0.00	70%	50%	0%	0.19	0.48
Panasolar	PSO0.4	6751	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	PSC0.4A	6753	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
París	PAR0.3	6754	7.00	4.50	0.00	70%	50%	0%	2.50	4.50
Los Llanos (SDR)	LLA0.4	6756	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	PSC0.4B	6758	14.00	10.00	0.00	70%	50%	0%	4.00	10.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6759	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
IKAKO	IKA1	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA2	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA3	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
	IKA4	6796	7.00	5.00	0.00	70%	50%	0%	2.00	5.00
Proyecto Solar 100 MW	SAJ0.36	6457	70.00	50.00	0.00	70%	50%	0%	20.00	50.00
LPI 02 -15	TVAG1	6416	190.00	190.00	130.00	95%	95%	65%	0.00	60.00

	TVAG2	6417	190.00	190.00	130.00	95%	95%	65%	0.00	60.00
Coal Power	CPOC1	6625	190.00	190.00	190.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
BLM Carbón	BLMG2	6071	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG3	6072	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	25.00	25.00	25.00	63%	63%	63%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	39.00	39.00	39.00	79%	79%	79%	0.00	0.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	141.30	141.30	81.00	95%	95%	54%	0.00	60.30
	PRIG2	6374	141.30	141.30	81.00	95%	95%	54%	0.00	60.30
Fortuna	FORG1	6097	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	95.00
	FORG2	6098	95.00	95.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	95.00
	FORG3	6099	95.00	0.00	0.00	95%	0%	0%	95.00	0.00
GNL	GNLG1	6620	82.00	0.00	0.00	86%	0%	0%	82.00	0.00
	GNLG2	6621	82.00	0.00	0.00	86%	0%	0%	82.00	0.00
	GNLG3	6622	82.00	0.00	0.00	86%	0%	0%	82.00	0.00
	GNLV1	6623	99.00	0.00	0.00	86%	0%	0%	99.00	0.00
TGN	TGNG1	6322	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TGNG2	6323	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Changuinola II	CHANG2G1	6376	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CHANG2G2	6377	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING2	6522	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING3	6523	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING4	6524	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	JING5	6525	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING6	6526	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING7	6527	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG2	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG3	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

Época Lluviosa.

OFERTA ACP		max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
ACP GAT	GATG1	2.85	2.82	2.82	95%	94%	94%	0.03	0.00
	GATG2	2.85	2.82	2.82	95%	94%	94%	0.03	0.00
	GATG3	2.85	2.82	2.82	95%	94%	94%	0.03	0.00
	GATG4	4.28	4.24	4.24	95%	94%	94%	0.04	0.00
	GATG5	4.28	4.24	4.24	95%	94%	94%	0.04	0.00
	GATG6	4.28	4.24	4.24	95%	94%	94%	0.04	0.00
ACP MAD	MADG1	11.40	11.29	11.29	95%	94%	94%	0.11	0.00
	MADG2	11.40	11.29	11.29	95%	94%	94%	0.11	0.00
	MADG3	11.40	11.29	11.29	95%	94%	94%	0.11	0.00
								501.12	615.97

ORDEN DE MERITO EPOCA LLUVIOSA 2025			max	med	min	%GEN max	%GEN med	%GEN min	max-med	med-min
La Estrella	LESG1	6090	22.42	22.42	22.42	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LESG2	6091	22.42	22.42	0.00	95%	95%	0%	0.00	22.42
Los Valles	LVAG1	6094	26.03	26.03	26.03	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LVAG2	6095	26.03	26.03	0.00	95%	95%	0%	0.00	26.03
Está	ESTG1	6176	57.00	57.00	57.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ESTG2	6177	57.00	57.00	0.00	95%	95%	0%	0.00	57.00
Concepción	CONG1	6390	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CONG2	6390	4.75	4.75	0.00	95%	95%	0%	0.00	4.75
Mendre	MENM1	6306	8.91	8.91	8.91	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENM2	6306	8.91	8.91	0.00	95%	95%	0%	0.00	8.91
Algarrobos	ALGA1	6305	4.85	4.85	4.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALGA2	6305	4.85	4.85	0.00	95%	95%	0%	0.00	4.85
Dolega	DOLG1	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	DOLG2	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00

	DOLG3	6420	0.99	0.99	0.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Yeguada	YEGG1	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG2	6432	2.85	2.85	2.85	95%	95%	95%	0.00	0.00
	YEGG3	6432	0.95	0.95	0.95	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macho de Monte	MMOG1	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MMOG2	6422	1.19	1.19	1.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
Gualaca	GLAG1	6361	12.06	12.06	12.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	GLAG2	6362	12.06	12.06	0.00	95%	95%	0%	0.00	12.06
Bajo Mina	BAMG1	6333	26.60	26.60	26.60	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BAMG2	6334	26.60	26.60	0.00	95%	95%	0%	0.00	26.60
Lorena	LORG1	6364	16.06	16.06	16.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LORG2	6365	16.06	16.06	0.00	95%	95%	0%	0.00	16.06
Chan I	CHANG1	6264	98.84	94.47	100.05	94%	90%	95%	4.37	-5.59
	CHANG2	6265	99.90	95.00	0.00	95%	91%	0%	4.90	95.00
	CHANG3	6268	8.66	8.66	8.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Macano	MACG1	6388	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MACG2	6389	1.70	1.70	1.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
Paso Ancho	PAAG1	6391	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PAAG2	6392	2.83	2.83	2.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
Prudencia	PRUG1	6367	27.86	27.86	27.86	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PRUG2	6368	27.86	27.86	0.00	95%	95%	0%	0.00	27.86
Los Planetas	LP1G1	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G2	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LP1G3	6421	1.51	1.51	1.51	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pedregalito 1	PEDIG1	6386	11.88	11.88	11.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIG2	6386	11.88	11.88	0.00	95%	95%	0%	0.00	11.88
Pedregalito 2	PEDIIG1	6387	6.09	6.09	6.09	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PEDIIG2	6387	6.09	6.09	0.00	95%	95%	0%	0.00	6.09
Baitún	BAIG1	6335	41.89	41.89	41.89	95%	95%	95%	0.00	0.00

	BAIG2	6336	41.89	41.89	0.00	95%	95%	0%	0.00	41.89
Las Perlas Norte	LPNG1	6394	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPNG2	6394	4.75	4.75	0.00	95%	95%	0%	0.00	4.75
Las Perlas Sur	LPSG1	6395	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPSG2	6395	4.75	4.75	0.00	95%	95%	0%	0.00	4.75
Mendre 2	MENIIG1	6308	3.66	3.66	3.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MENIIG2	6308	3.66	3.66	0.00	95%	95%	0%	0.00	3.66
El Fraile	EFRG1	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
	EFRG2	6433	2.54	2.54	2.54	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cochea	COCG1	6307	7.13	7.13	7.13	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COCG2	6307	7.13	7.13	0.00	95%	95%	0%	0.00	7.13
Monte Lirio	MLIG1	6449	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	MLIG2	6450	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.82
	MLIG3	6451	15.82	15.82	0.00	95%	95%	0%	0.00	15.82
San Lorenzo	SLORG1	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SLORG2	6481	4.19	4.19	4.19	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Alto	ALTG1	6446	21.31	21.31	21.31	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ALTG2	6447	21.31	21.31	0.00	95%	95%	0%	0.00	21.31
	ALTG3	6448	21.31	21.31	0.00	95%	95%	0%	0.00	21.31
RP-490	RP4G1	6396	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
	RP4G2	6397	6.24	6.24	6.24	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bugaba	BU1G1	6423	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G2	6424	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BU1G3	6425	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bonyic	BONG1	6492	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BONG2	6493	9.88	9.88	9.88	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BONG3	6494	9.88	9.88	0.00	95%	95%	0%	0.00	9.88
La Potra	LPOG1	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	LPOG2	6682	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00

	LPOG3	6682	1.97	1.97	1.97	95%	95%	95%	0.00	0.00
Salsipuedes	SALG1	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SALG2	6684	13.25	13.25	13.25	95%	95%	95%	0.00	0.00
Las Cruces	CRUG1	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CRUG2	6766	9.83	9.83	9.83	95%	95%	95%	0.00	0.00
San Andrés	SANG1	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SANG2	6731	4.89	4.89	4.89	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Planetas II	PLAIIG1	6821	3.53	3.53	3.53	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Huaca	LHUG1	6436	2.38	2.36	2.36	95%	94%	94%	0.02	0.00
	LHUG2	6436	2.38	2.36	2.36	95%	94%	94%	0.02	0.00
Bugaba II	BUGIIG1	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUGIIG2	6427	2.99	2.99	2.99	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BUGIIG3	6427	1.66	1.66	1.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
Pando	PDOG1	6444	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
	PDOG2	6445	15.82	15.82	15.82	95%	95%	95%	0.00	0.00
Bajo de Totuma	BDTG1	6651	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Barro Blanco	BBLG1	6861	12.66	12.66	12.66	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BBLG2	6861	12.66	12.66	0.00	95%	95%	0%	0.00	12.66
	BBLG3	6861	1.80	1.80	1.80	95%	95%	95%	0.00	0.00
El Síndigo	SING1	6721	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SING2	6721	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
San Bartolo	BARG1	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BARG2	6774	9.23	9.23	9.23	95%	95%	95%	0.00	0.00
Cuesta de Piedra	CDPG1	6403	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CDPG2	6403	2.14	2.14	0.00	95%	95%	0%	0.00	2.14
Cotito	COTG1	6611	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COTG2	6612	2.38	2.38	2.38	95%	95%	95%	0.00	0.00
La Herradura	HERRG1	6616	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	0.00	0.00
	HERRG2	6617	2.14	2.14	2.14	95%	95%	95%	0.00	0.00

	HERRG3	6618	0.93	0.93	0.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
Tizingal	TIZG1	6711	4.28	4.28	4.28	95%	95%	95%	0.00	0.00
Chuspa	CHUG1	6439	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0.00	0.00
	CHUG2	6439	4.18	4.18	4.18	95%	95%	95%	0.00	0.00
Asturias	ASTG1	6429	3.90	3.90	3.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
Río Piedra	RPIG1	6940	4.00	4.28	4.28	89%	95%	95%	-0.28	0.00
	RPIG2	6940	4.00	4.28	4.28	89%	95%	95%	-0.28	0.00
San Andrés II	SAN2G1	6736	4.70	4.70	4.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SAN2G2	6736	4.70	4.70	4.70	95%	95%	95%	0.00	0.00
Caldera	HCALG1	6352	2.90	2.90	2.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
	HCALG2	6352	2.90	2.90	2.90	95%	95%	95%	0.00	0.00
Burica	BURG1	6841	29.93	29.93	29.93	95%	95%	95%	0.00	0.00
	BURG2	6841	29.93	29.93	0.00	95%	95%	0%	0.00	29.93
Ojo de Agua	ODAG1	6435	3.06	3.06	3.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ODAG2	6435	3.06	3.06	3.06	95%	95%	95%	0.00	0.00
Colorado	COLG1	6608	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
	COLG2	6609	3.20	3.20	3.20	95%	95%	95%	0.00	0.00
Santa María 82	SMA82G1	6791	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%	0.00	0.00
	SMA82G2	6792	13.47	13.47	13.47	95%	95%	95%	0.00	0.00
Los Estrechos	ESCHOG1	6764	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
	ESCHOG2	6764	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Toabré	TOAG1	6488	26.25	26.25	26.25	25%	25%	25%	0.00	0.00
Antón	ANTG1	6484	26.25	26.25	26.25	25%	25%	25%	0.00	0.00
Rosa de los Vientos	RDVG1	6462	25.63	25.63	25.63	25%	25%	25%	0.00	0.00
Portobelo	PORG1	6463	11.88	11.88	11.88	25%	25%	25%	0.00	0.00
Marañón	MARG1	6464	4.38	4.38	4.38	25%	25%	25%	0.00	0.00
Nuevo Chagres	NCHIG1	6465	13.75	13.75	13.75	25%	25%	25%	0.00	0.00
Nuevo Chagres 2	NCHIIG1	6473	28.75	28.75	28.75	25%	25%	25%	0.00	0.00
Cerro Patacón (Biogás)	CEPG1	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00

	CEPG2	6605	4.75	4.75	4.75	95%	95%	95%	0.00	0.00
Boquerón	PSBOQ	6378	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Campo Solar Tocumen	CST0.69	6475	9.60	3.20	0.00	30%	10%	0%	6.40	3.20
Progreso	PROG0.4	6742	10.50	3.50	0.00	30%	10%	0%	7.00	3.50
El Coco	ECO0.4	6743	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Don Felix	DFE0.4	6744	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Aguadulce	AGU0.4	6745	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
Divisa Solar	DIV0.4	6747	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Sarigua	SAR0.4	6748	0.72	0.24	0.00	30%	10%	0%	0.48	0.24
Coclé Solar (Azucarera)	AZU0.4	6749	0.28	0.10	0.00	29%	10%	0%	0.18	0.10
Panasolar	PSO0.4	6751	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	PSC0.4A	6753	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
París	PAR0.3	6754	3.00	1.00	0.00	30%	11%	0%	2.00	1.00
Los Llanos (SDR)	LLA0.4	6756	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	PSC0.4B	6758	6.00	2.00	0.00	30%	10%	0%	4.00	2.00
San Juan (Chiriquí - ENEL)	SJU0.4	6759	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
IKAKO	IKA1	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA2	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA3	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
	IKA4	6796	3.00	1.00	0.00	30%	10%	0%	2.00	1.00
Proyecto Solar 100 MW	SAJ0.36	6457	30.00	10.00	0.00	30%	10%	0%	20.00	10.00
LPI 02 -15	TVAG1	6416	190.00	190.00	190.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
	TVAG2	6417	190.00	190.00	190.00	95%	95%	95%	0.00	0.00
Changuinola II	CHANG2G1	6376	101.65	60.00	0.00	95%	56%	0%	41.65	60.00
	CHANG2G2	6377	101.65	0.00	0.00	95%	0%	0%	101.65	0.00
Fortuna	FORG1	6097	85.00	0.00	0.00	85%	0%	0%	85.00	0.00
	FORG2	6098	85.00	0.00	0.00	85%	0%	0%	85.00	0.00
	FORG3	6099	86.00	0.00	0.00	86%	0%	0%	86.00	0.00
Coal Power	CPOC1	6625	190.00	190.00	190.00	95%	95%	95%	0.00	0.00

BLM Carbón	BLMG2	6071	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG3	6072	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG4	6073	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BLMG9	6078	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Punta Rincón	PRIG1	6373	101.50	90.00	82.00	68%	61%	55%	11.50	8.00
	PRIG2	6374	101.50	90.00	82.00	68%	61%	55%	11.50	8.00
GNL	GNLG1	6620	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLG2	6621	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLG3	6622	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GNLV1	6623	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
TGN	TGNG1	6322	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TGNG2	6323	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bayano	BAYG1	6101	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG2	6102	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BAYG3	6110	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G10	MIRG10	6159	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G9	MIRG9	6158	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Jinro	JING1	6521	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING2	6522	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING3	6523	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING4	6524	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING5	6525	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING6	6526	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	JING7	6527	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Barcaza AES	BARAG1	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG2	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG3	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARAG4	6103	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG1	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	BARBG2	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BARBG3	6104	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam Ampliación	PAMM7	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM8	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM9	6108	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Panam	PAMM1	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM2	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM3	6106	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM4	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM5	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PAMM6	6107	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Pacora	PACP1	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP2	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	PACP3	6172	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G6	MIRG6	6127	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Cativá	CATG1	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG2	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG3	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG4	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG5	6271	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG0	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG6	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG7	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG8	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	CATG9	6272	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral II	GIRG5	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG6	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG7	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

	GIRG8	6282	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
El Giral	GIRG1	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG2	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG3	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	GIRG4	6281	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.2 (Miraflores G7)	MIRG7	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
A.C.P.3 (Miraflores G8)	MIRG8	6155	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
KANAN	BKOG1	6981	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG2	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	BKOG3	6982	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
	TCOG3	6293	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG8	6077	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG5	6075	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG1	6291	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Bahia Las Minas	BLMG6	6076	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Termo Colón Ciclo abierto	TCOG2	6292	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G5	MIRG5	6130	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G2	MIRG1	6156	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00
Miraflores G1	MIRG2	6157	0.00	0.00	0.00	0%	0%	0%	0.00	0.00

ANEXO III-14
ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE LARGO PLAZO

Año 2019 – Época Seca en Demanda Máxima 2
Año 2019 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 18
Año 2020 – Época Seca en Demanda Máxima 33
Año 2020 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 50
Año 2021 – Época Seca en Demanda Máxima 67
Año 2021 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 84
Año 2025 – Época Seca en Demanda Máxima 101
Año 2025 – Época Lluviosa en Demanda Máxima 118

Año 2019 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, OCT 26 2015 17:34
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2845.34	7142.4	-94.46
	LG	2815.39	7067.2	-95.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.807/84.268, 9.96163	Z-:/18.463/84.770, 10.92554	Z0:/19.755/85.882, 13.88784

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3541.11	8889.0	-91.91
	LG	4392.71	11026.7	-96.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/15.099/61.626, 1.85146	Z-:/14.869/63.838, 2.03566	Z0:/6.851/81.507, 6.69654

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3181.32	15971.6	-93.12
	LG	3955.04	19856.1	-97.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/4.235/60.305, 1.75352	Z-:/4.179/62.349, 1.90868	Z0:/1.906/81.901, 7.02713

	<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X	MVA	AMP	DEG

```
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    3246.75    8150.1   -92.91
                            LG    3728.91    9360.4   -97.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.591/62.758, 1.94225  Z-:/16.384/64.764, 2.12161  Z0:/10.669/79.424, 5.35568

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2348.67   11791.4   -98.87
                            LG    2610.55   13106.1  -104.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.851/66.603, 2.31116  Z-:/5.817/68.143, 2.49292  Z0:/4.255/83.850, 9.28079

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3326.89    8351.2   -94.10
                            LG    3793.26    9521.9   -99.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.181/65.386, 2.18278  Z-:/15.867/67.962, 2.47030  Z0:/10.866/83.052, 8.20614

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1604.21   26846.2  -106.25
                            LG    1528.69   25582.3  -112.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.762/75.835, 3.96202  Z-:/0.728/79.840, 5.58018  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4257.51   10687.3   -94.85
                            LG    4252.83   10675.5   -98.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.636/72.474, 3.16656  Z-:/12.486/74.045, 3.49778  Z0:/12.903/80.708, 6.11172

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2050.79   10295.9  -103.59
                            LG    2448.37   12291.9  -106.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.521/78.895, 5.09488  Z-:/6.469/79.894, 5.61061  Z0:/3.431/88.552, 39.55419

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1791.36   29978.0  -105.42
                            LG     1143.74   19140.3  -110.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.679/81.773, 6.91614  Z-:/0.670/82.925, 8.05663  Z0:/1.846/89.745, 224.23227

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4616.74   11589.0   -94.47
                            LG     6148.60   15434.3   -92.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.628/82.649, 7.75170  Z-:/11.399/83.491, 8.76495  Z0:/3.307/65.140, 2.15824

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2289.49   11494.2   -97.08
                            LG     1062.13    5332.4    60.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.893/86.250, 15.25859  Z-:/5.570/87.794, 25.95370  Z0:/48.954/-76.414, 4.13785

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     751.80   12581.2   -98.82
                            LG     1170.97   19595.9  -100.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.583/88.023, 28.96320  Z-:/1.303/92.775, 20.62793  Z0:/0.165/89.895, 543.26843

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3495.77    8775.1   -94.58
                            LG     4060.43   10192.6   -95.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.306/84.418, 10.23230  Z-:/14.960/85.066, 11.58336  Z0:/9.267/85.582, 12.94432

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1227.31    6161.6   -98.24
                            LG     2395.76   12027.7   -98.29
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.864/88.213, 32.05438  Z-:/10.461/89.078, 62.13283  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     484.61    8109.9   -99.45
                            LG      139.67    2337.3   -99.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.486/89.765, 243.31476  Z-:/2.248/91.922, 29.79746  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3146.05   15794.5   -93.30
                            LG     3902.31   19591.3   -97.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.280/60.439, 1.76308  Z-:/4.224/62.462, 1.91785  Z0:/1.935/80.488, 5.96776

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1271.94    6385.7  -104.17
                            LG     1324.92    6651.7  -103.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.264/69.471, 2.67048  Z-:/10.200/70.461, 2.81774  Z0:/9.108/66.737, 2.32613

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1661.62    8342.1  -102.69
                            LG     2179.68   10942.9  -105.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.783/69.807, 2.71888  Z-:/7.602/71.516, 2.99144  Z0:/2.460/82.210, 7.30958

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1657.75    8322.6  -102.70
                            LG     2175.70   10922.9  -105.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.802/69.805, 2.71859  Z-:/7.620/71.514, 2.99108  Z0:/2.459/82.447, 7.54211

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     212.95    8909.1  -121.48
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.908/88.035, 29.14389  Z-:/0.908/88.179, 31.44720  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     212.95    8909.1  -121.48
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.908/88.035, 29.14389  Z-:/0.908/88.179, 31.44720  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     400.26   16745.5  -119.75
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.483/86.304, 15.48236  Z-:/0.483/86.576, 16.71174  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     210.01    8786.1  -120.64
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.942/87.868, 26.86537  Z-:/0.942/88.007, 28.74043  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     210.01    8786.1  -120.64
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.942/87.868, 26.86537  Z-:/0.942/88.007, 28.74043  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1663.16    8349.8   -94.63
                            LG    1730.16    8686.2   -70.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.118/85.722, 13.36672  Z-:/7.927/86.198, 15.04803  Z0:/10.954/24.996, 0.46622
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1364.35    6849.6   -93.48
                            LG     1136.50    5705.7   -75.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.918/84.818, 11.02621  Z-:/9.744/85.130, 11.73730  Z0:/18.104/47.051, 1.07427

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1545.09    7757.0   -94.14
                            LG     1465.49    7357.4   -72.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.737/85.329, 12.23866  Z-:/8.552/85.736, 13.41137  Z0:/13.177/35.246, 0.70663

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4845.46   12163.2   -94.38
                            LG     5277.85   13248.6   -93.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.120/82.983, 8.12433  Z-:/10.999/83.561, 8.86068  Z0:/8.515/80.663, 6.08216

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1641.37    4120.2  -100.23
                            LG     1953.04    4902.6  -104.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.071/69.754, 2.71119  Z-:/32.935/70.809, 2.87309  Z0:/17.995/87.250, 20.82239

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    2188.19    5492.8   -98.63
                            LG     2181.20    5475.3  -100.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.584/72.348, 3.14254  Z-:/24.478/73.560, 3.38901  Z0:/24.980/77.490, 4.50713

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1173.17    5889.8  -105.35
```

```
                              LG    1207.19    6060.6  -108.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.143/72.263, 3.12643  Z-:/11.030/73.326, 3.33871  Z0:/10.371/80.036, 5.69205

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2275.90    5713.0   -97.35
                              LG    2196.28    5513.1  -102.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.734/66.964, 2.35173  Z-:/23.571/68.404, 2.52629  Z0:/26.960/81.204, 6.46234

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1711.95    8594.7  -102.76
                              LG    2147.04   10779.1  -105.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.603/71.027, 2.90867  Z-:/7.460/72.563, 3.18379  Z0:/3.174/82.774, 7.88692

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4417.18   11088.1   -95.10
                              LG    4480.86   11247.9   -95.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.186/82.577, 7.67543  Z-:/12.087/83.115, 8.28228  Z0:/11.768/84.230, 9.89684

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4396.50   11036.2   -95.63
                              LG    4069.15   10214.4   -93.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.288/78.654, 4.98349  Z-:/12.152/79.630, 5.46454  Z0:/15.449/72.718, 3.21423

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2702.21    6783.1   -96.89
                              LG    2344.18    5884.4  -100.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.919/71.517, 2.99170  Z-:/19.743/72.935, 3.25768  Z0:/29.338/78.862, 5.07915

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3075.37    7719.8   -95.58
                            LG     3288.42    8254.6   -99.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.416/66.687, 2.32047  Z-:/17.243/68.490, 2.53737  Z0:/14.346/77.047, 4.34767

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1922.02    4824.7   -93.56
                            LG     1880.58    4720.7   -93.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.294/81.940, 7.06191  Z-:/28.228/82.124, 7.22878  Z0:/30.233/82.939, 8.07383

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     936.22    4700.2   -97.43
                            LG     1608.57    8075.7   -96.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.421/85.602, 13.00059  Z-:/14.407/85.689, 13.26593  Z0:/3.661/-89.966, 1687.3445

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     430.15    7198.5   -99.33
                            LG      789.52   13212.5   -98.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.843/86.593, 16.79798  Z-:/2.842/86.635, 17.00515  Z0:/1.041/-89.410, 97.14297

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2146.02    5387.0   -93.91
                            LG     2554.95    6413.5   -90.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.338/83.003, 8.14748  Z-:/25.279/83.187, 8.37034  Z0:/13.708/66.027, 2.24888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH    3336.07    8374.3   -94.59
                            LG     3660.28    9188.1   -89.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.246/81.230, 6.48218  Z-:/16.161/81.675, 6.83377  Z0:/12.532/62.048, 1.88456
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    1628.29    8174.7  -102.93
                            LG     2101.88   10552.4  -105.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.948/70.176, 2.77391  Z-:/7.772/71.830, 3.04696  Z0:/2.827/85.261, 12.06190

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     618.28   10346.8   -95.13
                            LG      700.96   11730.5   -92.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.967/88.941, 54.11319  Z-:/1.960/89.019, 58.37857  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     430.38    7202.3   -89.51
                            LG      507.61    8494.8   -88.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.827/83.436, 8.69101  Z-:/2.821/83.473, 8.74018  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.75   14214.1   -91.18
                            LG       93.49    3911.2   -95.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.562/85.235, 11.99731  Z-:/0.561/85.265, 12.07215  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    3588.94    9009.0   -91.85
                            LG     4492.56   11277.3   -96.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.923/61.822, 1.86673  Z-:/14.696/64.038, 2.05378  Z0:/6.418/81.190, 6.45220

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2603.01   13068.3   -97.57
                            LG    2767.50   13894.1  -103.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.162/65.532, 2.19754  Z-:/5.120/67.210, 2.38008  Z0:/4.442/84.626, 10.63029

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     503.89    1264.9  -109.87
                            LG     580.32    1456.7  -111.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/109.502/78.382, 4.86405  Z-:/109.476/78.719, 5.01313  Z0:/66.446/83.417, 8.66480

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     232.81    3896.0  -115.64
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.188/82.687, 7.79163  Z-:/5.189/82.837, 7.95746  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2013.40    5054.1   -98.32
                            LG    2097.44    5265.0  -103.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.946/67.848, 2.45627  Z-:/26.791/69.133, 2.62325  Z0:/24.311/81.727, 6.87702

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3000.74    7532.5   -94.64
                            LG    3582.59    8993.1   -89.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.023/81.346, 6.57038  Z-:/17.935/81.738, 6.88679  Z0:/10.001/57.736, 1.58404

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2770.66   13909.9   -94.81
                            LG    3089.27   15509.5   -99.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.831/61.415, 1.83524  Z-:/4.783/63.196, 1.97934  Z0:/3.452/75.493, 3.86484

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1424.58   23840.1   -95.51
                            LG     1575.28   26362.0   -93.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.835/87.805, 26.09098  Z-:/0.833/87.938, 27.77822  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3280.66    8235.2   -94.54
                            LG     3521.81    8840.5   -96.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.330/83.988, 9.49469  Z-:/16.084/84.514, 10.41191  Z0:/13.277/90.386, 148.50060

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1424.58   23840.1   -95.51
                            LG     1575.28   26362.0   -93.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.835/87.805, 26.09098  Z-:/0.833/87.938, 27.77822  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1424.58   23840.1   -95.51
                            LG     1575.28   26362.0   -93.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.835/87.805, 26.09098  Z-:/0.833/87.938, 27.77822  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1500.40    3766.3   -93.26
                            LG     1328.65    3335.2   -92.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/36.294/81.628, 6.79464  Z-:/36.227/81.771, 6.91438  Z0:/50.467/79.054, 5.17039

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3254.61    8169.8   -95.21
                            LG     2583.33    6484.7   -93.67
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.573/82.401, 7.49597  Z-:/16.479/82.809, 7.92578  Z0:/29.620/78.920, 5.10648

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2915.84    7319.4   -94.58
                            LG    3520.11    8836.2   -94.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.279/84.174, 9.80121  Z-:/17.926/84.572, 10.52345  Z0:/9.232/81.002, 6.31498

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2070.23    5196.7   -93.09
                            LG    2012.68    5052.3   -91.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.716/82.751, 7.86128  Z-:/25.375/82.992, 8.13523  Z0:/28.342/77.545, 4.52748

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2890.26    7255.2   -97.76
                            LG    3222.08    8088.1  -100.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.575/74.957, 3.72087  Z-:/18.464/76.145, 4.05441  Z0:/13.077/84.853, 11.10172

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2618.27    6572.4   -94.69
                            LG    2790.20    7004.0   -99.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.603/64.417, 2.08875  Z-:/20.412/66.051, 2.25143  Z0:/17.409/80.258, 5.82473

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2870.88    7206.5   -98.26
                            LG    3338.64    8380.7  -101.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.930/74.383, 3.57760  Z-:/18.780/75.800, 3.95192  Z0:/11.340/87.764, 25.60859

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2363.81    5933.7   -93.89
                            LG     2670.51    6703.6   -89.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.587/83.534, 8.82335  Z-:/22.238/83.864, 9.30245  Z0:/15.690/66.250, 2.27271

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2555.49    6414.8   -95.06
                            LG     2695.70    6766.8  -100.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.115/64.776, 2.12278  Z-:/20.928/66.374, 2.28608  Z0:/18.425/80.141, 5.75415

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3241.18    8136.1   -97.50
                            LG     2217.03    5565.2   -97.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.646/78.688, 4.99912  Z-:/16.523/79.556, 5.42535  Z0:/39.842/78.165, 4.77208

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     814.29    4088.1  -104.90
                            LG      838.23    4208.3  -105.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.322/87.276, 21.01615  Z-:/16.306/87.457, 22.51360  Z0:/14.949/89.969, 1822.9829

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     352.14    5893.1  -101.95
                            LG      324.23    5425.8   -86.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.278/87.426, 22.24459  Z-:/3.277/87.461, 22.55333  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3394.83    8521.8   -95.89
                            LG     2921.49    7333.6   -94.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.911/78.513, 4.92084  Z-:/15.779/79.279, 5.28184  Z0:/23.806/75.143, 3.76966
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    3588.94    9009.0   -91.85
                            LG     4492.56   11277.3   -96.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.923/61.822, 1.86673  Z-:/14.696/64.038, 2.05378  Z0:/6.418/81.190, 6.45220

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1022.27   44712.6   -82.26
                            LG     1121.98   49074.0   -84.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.172/82.228, 7.32649  Z-:/0.172/82.905, 8.03410  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4257.51   10687.3   -94.85
                            LG     4252.83   10675.5   -98.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.636/72.474, 3.16656  Z-:/12.486/74.045, 3.49778  Z0:/12.903/80.708, 6.11172

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1053.89   46095.9   -78.07
                            LG     1146.98   50167.5   -79.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.167/85.693, 13.27692  Z-:/0.167/86.110, 14.70720  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3246.75    8150.1   -92.91
                            LG     3728.91    9360.4   -97.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.591/62.758, 1.94225  Z-:/16.384/64.764, 2.12161  Z0:/10.669/79.424, 5.35568

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1009.47   44153.1   -82.03
```

```
                                LG    1117.32   48870.2   -84.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.177/81.879, 7.00796  Z-:/0.177/82.533, 7.62930  Z0:/0.127/90.000, 9999.999
```

Año 2019 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2794.38	7014.5	-94.36
	LG	2664.50	6688.5	-95.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/19.019/83.847, 9.27559	Z-:/18.862/84.191, 9.82932	Z0:/21.965/86.020, 14.37382

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3189.92	8007.4	-103.56
	LG	4011.91	10070.8	-108.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/16.738/57.266, 1.55566	Z-:/16.504/59.955, 1.72889	Z0:/7.166/81.637, 6.80231

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	2837.34	14244.7	-105.15
	LG	3596.89	18058.0	-110.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/4.751/55.954, 1.48002	Z-:/4.691/58.497, 1.63166	Z0:/1.951/81.871, 7.00060

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	2963.58	7439.2	-105.22

```
                              LG    3422.05    8590.1  -111.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.182/58.571, 1.63640  Z-:/17.980/61.035, 1.80667  Z0:/11.619/79.819, 5.56811

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2200.05   11045.2  -111.64
                              LG    2468.44   12392.6  -117.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.266/62.940, 1.95756  Z-:/6.240/64.876, 2.13247  Z0:/4.448/83.827, 9.24618

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3046.97    7648.6  -105.39
                              LG    3552.75    8918.2  -111.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.628/61.416, 1.83534  Z-:/17.321/64.418, 2.08889  Z0:/10.935/83.119, 8.28668

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1573.34   26329.5  -119.00
                              LG    1502.09   25137.2  -126.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.763/73.358, 3.34545  Z-:/0.732/77.637, 4.56243  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    3942.94    9897.6  -103.53
                              LG    4040.69   10143.0  -107.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.630/69.156, 2.62639  Z-:/13.506/71.053, 2.91288  Z0:/12.919/80.779, 6.16016

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    1993.58   10008.6  -113.40
                              LG    2393.88   12018.3  -116.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.703/76.692, 4.22750  Z-:/6.664/77.869, 4.65210  Z0:/3.432/88.561, 39.81246

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1776.74   29733.3  -115.34
                            LG     1129.07   18894.8  -121.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.672/79.393, 5.34000  Z-:/0.665/80.707, 6.11118  Z0:/1.846/89.746, 225.65408

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4455.20   11183.5   -96.17
                            LG     5927.35   14878.9   -94.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.897/81.476, 6.67191  Z-:/11.734/82.385, 7.48007  Z0:/3.322/64.996, 2.14411

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2245.72   11274.5   -97.26
                            LG     1063.54    5339.4    58.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.918/84.965, 11.35083  Z-:/5.609/86.764, 17.68835  Z0:/48.295/-76.358, 4.12029

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     736.87   12331.4   -98.14
                            LG     1149.18   19231.2  -100.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.614/84.832, 11.05740  Z-:/1.330/90.106, 542.27173  Z0:/0.165/89.895, 543.26843

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3422.77    8591.9   -94.45
                            LG     3678.58    9234.0   -95.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.519/83.898, 9.35388  Z-:/15.370/84.327, 10.06702  Z0:/12.442/87.143, 20.03630

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1211.52    6082.3   -98.48
                            LG     2308.29   11588.6   -98.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.960/88.223, 32.22405  Z-:/10.924/88.386, 35.48866  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     479.40    8022.6   -99.84
                            LG       0.00       0.0     0.00
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.524/90.344, 166.62938  Z-:/2.520/90.410, 139.76073  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    2806.69   14090.8  -105.36
                            LG    3549.93   17822.2  -110.53
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.799/56.095, 1.48785  Z-:/4.740/58.616, 1.63931  Z0:/1.979/80.517, 5.98655

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1175.73    5902.7  -118.92
                            LG    1253.38    6292.5  -119.52
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.103/66.369, 2.28549  Z-:/11.036/67.765, 2.44615  Z0:/9.109/66.742, 2.32667

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1346.83    6761.7  -117.91
                            LG    1818.42    9129.3  -120.91
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.572/64.675, 2.11315  Z-:/9.329/66.956, 2.35083  Z0:/2.460/82.213, 7.31244

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1345.93    6757.2  -117.92
                            LG    1817.68    9125.6  -120.94
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.580/64.698, 2.11532  Z-:/9.337/66.979, 2.35340  Z0:/2.459/82.450, 7.54519

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     212.18    8876.8  -137.43
                            LG       0.00       0.0     0.00
THERMAL IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.912/87.519, 23.08321  Z-:/0.913/87.711, 25.01438  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     212.18    8876.8  -137.43
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.912/87.519, 23.08321  Z-:/0.913/87.711, 25.01438  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     396.96   16607.7  -135.26
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.487/85.355, 12.30902  Z-:/0.488/85.716, 13.35083  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     210.05    8787.7  -136.60
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.945/87.409, 22.09471  Z-:/0.946/87.586, 23.72405  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     210.05    8787.7  -136.60
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.945/87.409, 22.09471  Z-:/0.946/87.586, 23.72405  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1645.37    8260.5   -93.15
                            LG    1702.51    8547.3   -69.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.139/85.206, 11.92351  Z-:/7.955/85.810, 13.64968  Z0:/10.940/25.888, 0.48531

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1352.27    6789.0   -91.89
```

```
                              LG    1123.08    5638.3   -74.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.939/84.441, 10.27494  Z-:/9.772/84.851, 11.09833  Z0:/18.154/47.568, 1.09390

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1529.70    7679.8   -92.60
                              LG    1444.71    7253.1   -71.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.758/84.870, 11.13779  Z-:/8.581/85.392, 12.40760  Z0:/13.193/35.986, 0.72618

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    4674.76   11734.7   -96.89
                              LG    5115.22   12840.3   -96.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.362/81.902, 7.02815  Z-:/11.278/82.583, 7.68157  Z0:/8.513/80.679, 6.09265

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1889.58    4743.3  -115.23
                              LG    2039.45    5119.5  -121.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.820/69.892, 2.73139  Z-:/28.753/71.162, 2.93119  Z0:/23.498/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    1857.59    4663.0  -114.84
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/29.063/68.175, 2.49700  Z-:/28.987/69.760, 2.71209  Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1053.12    5287.1  -120.86
                              LG    1121.75    5631.7  -124.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.382/68.636, 2.55643  Z-:/12.246/70.165, 2.77227  Z0:/10.373/80.035, 5.69171

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2260.12    5673.4  -110.87
                            LG     2141.51    5375.7  -117.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.928/64.457, 2.09247  Z-:/23.805/66.249, 2.27258  Z0:/28.736/81.421, 6.62825

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1332.69    6690.7  -118.22
                            LG     1742.84    8749.8  -121.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.726/65.462, 2.19046  Z-:/9.524/67.573, 2.42288  Z0:/3.174/82.778, 7.89178

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4257.56   10687.4   -97.90
                            LG     4347.99   10914.4   -99.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.472/81.444, 6.64631  Z-:/12.406/82.094, 7.20092  Z0:/11.768/84.254, 9.93834

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4120.17   10342.5  -100.70
                            LG     3886.96    9757.1   -99.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.040/76.425, 4.14128  Z-:/12.945/77.604, 4.54982  Z0:/15.506/73.193, 3.31076

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2553.76    6410.5  -107.49
                            LG     2267.13    5691.0  -112.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.005/68.760, 2.57288  Z-:/20.865/70.492, 2.82269  Z0:/29.341/78.871, 5.08340

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    2840.32    7129.8  -107.39
                            LG     3099.74    7781.0  -112.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.839/62.791, 1.94506  Z-:/18.685/65.021, 2.14656  Z0:/14.551/77.184, 4.39567

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    1879.08    4716.9   -96.12
                            LG     1866.36    4685.0   -96.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.502/81.525, 6.71123  Z-:/28.461/81.759, 6.90444  Z0:/29.134/83.197, 8.38280

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     920.46    4621.1   -99.47
                            LG     1585.76    7961.2   -98.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.465/85.399, 12.42555  Z-:/14.458/85.508, 12.72836  Z0:/3.747/-89.989, 5202.1665

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     423.68    7090.3  -101.40
                            LG     449.08    7515.2  -102.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.847/86.498, 16.33813  Z-:/2.847/86.548, 16.57901  Z0:/2.368/89.991, 6616.8901

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2101.26    5274.6   -96.20
                            LG     2506.50    6291.9   -92.66
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.526/82.586, 7.68458  Z-:/25.489/82.821, 7.93896  Z0:/13.681/65.263, 2.17041

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH    3209.82    8057.4   -97.96
                            LG     3530.98    8863.5   -93.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.523/80.230, 5.80738  Z-:/16.470/80.782, 6.16223  Z0:/12.536/62.086, 1.88759

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    1320.36    6628.8  -118.23
                            LG     1759.76    8834.8  -121.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.770/65.054, 2.14981  Z-:/9.534/67.280, 2.38820  Z0:/2.827/85.263, 12.06677
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     614.49   10283.4   -88.42
                            LG      696.64   11658.2   -85.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.967/88.869, 50.64705  Z-:/1.961/88.964, 55.32170  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     428.88    7177.2   -82.64
                            LG      505.85    8465.3   -82.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.828/83.390, 8.62981  Z-:/2.822/83.439, 8.69518  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.08   14186.2   -84.10
                            LG       93.32    3904.1   -88.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.562/85.201, 11.91227  Z-:/0.561/85.240, 12.00907  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    3234.10    8118.3  -103.40
                            LG     4093.78   10276.3  -108.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.527/57.480, 1.56845  Z-:/16.297/60.169, 1.74393  Z0:/6.782/81.241, 6.49024

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2401.54   12056.8  -109.90
                            LG     2610.62   13106.4  -117.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.594/61.723, 1.85900  Z-:/5.556/63.837, 2.03554  Z0:/4.522/84.546, 10.47312

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     513.70    1289.5  -125.25
```

```
                              LG     469.76    1179.2  -129.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/107.668/78.319, 4.83676  Z-:/107.732/78.705, 5.00665  Z0:/139.521/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     234.60    3926.0  -131.24
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.068/82.825, 7.94395  Z-:/5.071/82.990, 8.13306  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2155.30    5410.3  -112.52
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.226/66.563, 2.30680  Z-:/25.127/68.149, 2.49375  Z0:/0.53E+09/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    2897.10    7272.4   -98.05
                              LG    3463.70    8694.6   -93.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.300/80.471, 5.95699  Z-:/18.245/80.957, 6.28314  Z0:/10.002/57.743, 1.58445

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2525.56   12679.4  -107.14
                              LG    2884.81   14483.0  -112.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.302/57.463, 1.56746  Z-:/5.255/59.707, 1.71174  Z0:/3.486/75.617, 3.89959

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1406.45   23536.6   -92.81
                              LG    1555.13   26024.7   -90.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.837/87.510, 22.99663  Z-:/0.836/87.628, 24.13914  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3204.44    8043.8   -95.02
                            LG     3354.83    8421.4   -97.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.545/83.364, 8.59490  Z-:/16.411/83.840, 9.26460  Z0:/14.509/89.523, 120.06586

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1406.45   23536.6   -92.81
                            LG     1555.13   26024.7   -90.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.837/87.510, 22.99663  Z-:/0.836/87.628, 24.13914  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1406.45   23536.6   -92.81
                            LG     1555.13   26024.7   -90.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.837/87.510, 22.99663  Z-:/0.836/87.628, 24.13914  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1469.19    3688.0   -95.91
                            LG     1315.57    3302.4   -95.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/36.504/81.304, 6.53823  Z-:/36.462/81.487, 6.68079  Z0:/49.357/79.121, 5.20308

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3149.87    7906.9   -98.39
                            LG     2518.04    6320.8   -97.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.854/81.519, 6.70603  Z-:/16.793/82.018, 7.13129  Z0:/29.622/78.937, 5.11439

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2874.18    7214.8   -94.01
                            LG     3263.35    8191.7   -93.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.482/83.765, 9.15249  Z-:/18.248/84.101, 9.67913  Z0:/12.120/80.573, 6.02279

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2050.11    5146.2   -92.43
                            LG     1929.73    4844.0   -90.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.914/82.486, 7.58184  Z-:/25.687/82.699, 7.80495  Z0:/31.060/77.730, 4.59800

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2738.30    6873.7  -109.80
                            LG     3101.42    7785.2  -113.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.709/72.046, 3.08612  Z-:/19.634/73.534, 3.38323  Z0:/13.082/84.867, 11.13257

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2504.24    6286.2  -107.85
                            LG     2533.05    6358.5  -114.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.561/61.265, 1.82391  Z-:/21.394/63.301, 1.98839  Z0:/21.727/80.522, 5.99011

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2708.22    6798.2  -109.60
                            LG     3189.05    8005.2  -113.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.916/71.557, 2.99859  Z-:/19.803/73.283, 3.32949  Z0:/11.341/87.768, 25.65285

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2332.57    5855.3   -93.52
                            LG     2537.37    6369.4   -89.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.793/83.202, 8.38925  Z-:/22.580/83.472, 8.73904  Z0:/17.901/68.774, 2.57474

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2458.43    6171.2  -108.29
                            LG     2432.50    6106.1  -115.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.970/61.732, 1.85966  Z-:/21.809/63.724, 2.02547  Z0:/23.561/80.331, 5.86907
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3062.89    7688.5  -104.26
                            LG     2161.38    5425.5  -105.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.618/76.558, 4.18395  Z-:/17.535/77.629, 4.55939  Z0:/39.752/78.278, 4.81955

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     803.63    4034.6  -111.68
                            LG      830.36    4168.8  -112.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.526/86.711, 17.39917  Z-:/16.522/86.939, 18.70226  Z0:/14.950/89.969, 1821.5992

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     347.66    5818.1  -104.98
                            LG      320.28    5359.8   -89.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.285/87.309, 21.27261  Z-:/3.285/87.353, 21.62916  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3225.47    8096.6  -101.69
                            LG     2823.99    7088.8  -101.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.654/76.738, 4.24273  Z-:/16.563/77.683, 4.57968  Z0:/23.856/75.404, 3.84015

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    3234.10    8118.3  -103.40
                            LG     4093.78   10276.3  -108.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.527/57.480, 1.56845  Z-:/16.297/60.169, 1.74393  Z0:/6.782/81.241, 6.49024

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1002.51   43848.5   -96.30
```

```
                              LG    1106.41   48392.8   -99.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.175/80.378, 5.89859  Z-:/0.175/81.240, 6.48978  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    3942.94    9897.6  -103.53
                              LG    4040.69   10143.0  -107.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.630/69.156, 2.62639  Z-:/13.506/71.053, 2.91288  Z0:/12.919/80.779, 6.16016

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1043.34   45634.1   -88.96
                              LG    1140.01   49862.4   -90.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.169/84.590, 10.55922  Z-:/0.169/85.109, 11.68560  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    2963.58    7439.2  -105.22
                              LG    3422.05    8590.1  -111.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.182/58.571, 1.63640  Z-:/17.980/61.035, 1.80667  Z0:/11.619/79.819, 5.56811

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH     982.11   42956.4   -96.69
                              LG    1092.78   47796.9   -99.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.181/80.040, 5.69436  Z-:/0.181/80.874, 6.22528  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2020 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 17:38
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2901.41	7283.2	-95.42
	LG	2865.68	7193.5	-96.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.402/84.185, 9.81920	Z-:/18.043/84.680, 10.73785	Z0:/19.454/85.844, 13.76351

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	4069.18	10214.5	-94.73
	LG	4918.07	12345.4	-98.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/13.065/64.116, 2.06089	Z-:/12.871/66.106, 2.25731	Z0:/6.701/80.922, 6.25878

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3565.71	17901.4	-95.99
	LG	4316.99	21673.2	-100.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/3.761/62.666, 1.93461	Z-:/3.713/64.483, 2.09492	Z0:/1.924/81.852, 6.98422

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3687.19	9255.7	-96.04
	LG	4136.10	10382.5	-100.29

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.490/65.072, 2.15151  Z-:/14.312/66.868, 2.34082  Z0:/10.146/78.899, 5.09662

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2554.44   12824.4  -101.99
                            LG     2781.06   13962.1  -106.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.331/68.874, 2.58812  Z-:/5.300/70.201, 2.77769  Z0:/4.151/83.720, 9.08735

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3687.01    9255.2   -96.79
                            LG     4083.65   10250.9  -101.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.542/67.724, 2.44114  Z-:/14.262/70.100, 2.76246  Z0:/10.826/82.929, 8.06181

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1682.35   28153.8  -108.31
                            LG     1566.28   26211.4  -114.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.719/77.428, 4.48411  Z-:/0.686/81.352, 6.57478  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4479.86   11245.4   -96.87
                            LG     4372.46   10975.8   -99.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.997/73.801, 3.44215  Z-:/11.855/75.212, 3.78818  Z0:/13.072/80.541, 6.00225

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2088.59   10485.6  -105.06
                            LG     2483.66   12469.1  -107.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.416/79.493, 5.39166  Z-:/6.363/80.410, 5.91884  Z0:/3.438/88.510, 38.45136

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1834.37   30697.8  -106.85
                            LG     1151.04   19262.3  -111.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.659/82.373, 7.46737  Z-:/0.650/83.461, 8.72351  Z0:/1.847/89.737, 217.63589

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4907.49   12318.9   -95.28
                            LG     6477.92   16261.0   -93.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.880/82.377, 7.47134  Z-:/10.674/83.211, 8.39979  Z0:/3.310/65.041, 2.14853

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2347.49   11785.4   -98.16
                            LG     1051.20    5277.5    59.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.710/86.108, 14.69683  Z-:/5.420/87.764, 25.61552  Z0:/48.767/-76.232, 4.08105

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     741.38   12406.8   -99.72
                            LG     1152.81   19292.0  -102.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.647/87.419, 22.18372  Z-:/1.369/92.760, 20.74014  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3585.06    8999.3   -95.51
                            LG     4176.24   10483.3   -96.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.889/84.315, 10.04450  Z-:/14.533/84.956, 11.32896  Z0:/8.923/85.423, 12.49065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1235.97    6205.1   -99.28
                            LG     2420.03   12149.6   -99.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.769/88.173, 31.35698  Z-:/10.360/89.069, 61.53174  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     485.16    8119.0  -100.48
                            LG      139.71    2338.0  -100.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.483/89.648, 162.61952  Z-:/2.239/91.918, 29.86977  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3519.18   17667.8   -96.16
                            LG     4253.00   21351.9  -100.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.808/62.783, 1.94440  Z-:/3.761/64.579, 2.10405  Z0:/1.952/80.464, 5.95281

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1309.50    6574.3  -105.91
                            LG     1349.96    6777.4  -105.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.952/70.454, 2.81671  Z-:/9.890/71.311, 2.95622  Z0:/9.136/66.664, 2.31800

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1709.70    8583.5  -104.43
                            LG     2232.34   11207.3  -106.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.554/70.742, 2.86222  Z-:/7.380/72.334, 3.13980  Z0:/2.461/82.218, 7.31730

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1705.77    8563.7  -104.44
                            LG     2228.32   11187.2  -106.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.573/70.742, 2.86224  Z-:/7.398/72.334, 3.13981  Z0:/2.460/82.456, 7.55061

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     213.14    8917.3  -122.35
```

```
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.903/88.359, 34.91485  Z-:/0.903/88.476, 37.58438  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     213.14    8917.3  -122.35
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.903/88.359, 34.91485  Z-:/0.903/88.476, 37.58438  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     402.63   16844.7  -120.90
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.478/86.900, 18.46386  Z-:/0.478/87.120, 19.87879  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     209.35    8758.7  -121.85
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.936/88.212, 32.02826  Z-:/0.936/88.323, 34.15449  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     209.35    8758.7  -121.85
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.936/88.212, 32.02826  Z-:/0.936/88.323, 34.15449  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1677.82    8423.4   -95.76
                              LG    1730.77    8689.2   -71.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.016/85.591, 12.96805  Z-:/7.843/86.114, 14.72135  Z0:/10.986/25.280, 0.47226

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1372.29    6889.5   -94.62
                            LG     1135.35    5700.0   -76.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.827/84.702, 10.78360  Z-:/9.669/85.051, 11.54893  Z0:/18.154/47.172, 1.07886

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1556.82    7815.9   -95.27
                            LG     1465.09    7355.4   -73.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.639/85.202, 11.91386  Z-:/8.472/85.652, 13.15216  Z0:/13.218/35.454, 0.71208

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5491.70   13785.4   -95.14
                            LG     5735.26   14396.7   -93.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.726/82.579, 7.67786  Z-:/9.627/83.173, 8.35264  Z0:/8.637/75.384, 3.83479

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1902.97    4776.9  -103.29
                            LG     2221.77    5577.1  -106.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/28.381/72.648, 3.20037  Z-:/28.266/73.498, 3.37558  Z0:/16.633/86.502, 16.35715

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    2965.75    7444.7  -100.16
                            LG     2989.64    7504.7  -103.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.012/69.610, 2.69034  Z-:/17.864/71.084, 2.91815  Z0:/17.831/77.768, 4.61270

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1200.75    6028.3  -106.95
                            LG     1224.98    6150.0  -109.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.864/73.143, 3.30035  Z-:/10.755/74.093, 3.50893  Z0:/10.372/80.027, 5.68681
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2539.83    6375.5  -100.37
                            LG     2561.44    6429.8  -104.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.115/69.351, 2.65349  Z-:/20.973/70.575, 2.83574  Z0:/20.969/80.656, 6.07735

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1762.35    8847.7  -104.51
                            LG     2196.96   11029.7  -107.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.369/72.031, 3.08329  Z-:/7.232/73.442, 3.36354  Z0:/3.174/82.778, 7.89186

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4948.20   12421.1   -96.00
                            LG     4823.60   12108.3   -95.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.801/82.327, 7.42287  Z-:/10.721/82.871, 7.99494  Z0:/11.720/81.487, 6.68036

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4599.49   11545.7   -96.96
                            LG     4260.72   10695.3   -94.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.711/79.079, 5.18287  Z-:/11.583/79.979, 5.65901  Z0:/14.692/72.918, 3.25424

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2831.36    7107.3   -98.84
                            LG     2403.07    6032.2  -101.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.975/72.903, 3.25109  Z-:/18.808/74.150, 3.52212  Z0:/29.361/78.850, 5.07371

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3417.15    8577.8   -98.27
                            LG    3535.61    8875.2  -101.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.604/69.130, 2.62292  Z-:/15.455/70.702, 2.85586  Z0:/14.259/76.854, 4.28152

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2225.46    5586.4   -94.25
                            LG    2029.56    5094.6   -92.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.116/81.516, 6.70417  Z-:/24.076/81.716, 6.86842  Z0:/31.220/76.376, 4.12588

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     991.22    4976.3   -98.67
                            LG    1653.94    8303.5   -98.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.467/85.703, 13.30793  Z-:/13.459/85.789, 13.58043  Z0:/2.730/-88.321, 34.11530

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     435.77    7292.5  -100.57
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.795/86.623, 16.94441  Z-:/2.794/86.661, 17.14120  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2490.89    6252.7   -94.52
                            LG    2611.71    6556.0   -89.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.574/82.570, 7.66849  Z-:/21.537/82.772, 7.88432  Z0:/19.130/66.694, 2.32126

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    4190.55    4838.8   -97.59
                            LG    4110.03    4745.8   -92.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/60.250/80.027, 5.68702  Z-:/59.971/80.776, 6.15804  Z0:/65.383/66.141, 2.26105

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH    5041.44   12655.1   -95.43
                            LG     4991.10   12528.8   -87.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.555/80.831, 6.19531  Z-:/10.504/81.462, 6.66088  Z0:/11.480/58.987, 1.66342

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    1674.21    8405.3  -104.65
                            LG     2150.30   10795.5  -107.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.719/71.103, 2.92122  Z-:/7.550/72.641, 3.19895  Z0:/2.827/85.263, 12.06796

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     618.90   10357.2   -96.49
                            LG     701.28   11735.7   -93.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.963/88.931, 53.56734  Z-:/1.957/89.013, 58.02150  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     430.54    7205.1   -90.87
                            LG     507.64    8495.2   -90.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.824/83.422, 8.67144  Z-:/2.818/83.463, 8.72641  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.78   14215.2   -92.55
                            LG      93.43    3908.9   -96.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.226, 11.97413  Z-:/0.560/85.259, 12.05628  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH    3804.75    4393.3   -97.78
                            LG     4260.13    4919.2  -101.47
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.951/70.514, 2.82613  Z-:/65.376/72.076, 3.09163  Z0:/46.042/82.521, 7.61703

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    4163.27   10450.7   -94.54
                            LG    5086.09   12767.2   -98.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.794/64.339, 2.08144  Z-:/12.603/66.334, 2.28173  Z0:/6.198/80.489, 5.96880

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2854.71   14331.9  -100.34
                            LG    1480.21    7431.3  -105.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.685/67.904, 2.46315  Z-:/4.648/69.354, 2.65399  Z0:/17.812/74.852, 3.69381

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     516.44    1296.4  -111.30
                            LG     594.32    1491.9  -112.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/106.127/79.344, 5.31470  Z-:/106.076/79.597, 5.44703  Z0:/64.563/83.169, 8.34798

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     234.50    3924.4  -116.56
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.145/83.059, 8.21382  Z-:/5.146/83.172, 8.35121  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2300.40    5774.5  -101.43
                            LG    2442.63    6131.5  -104.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.439/70.544, 2.83081  Z-:/23.307/71.615, 3.00877  Z0:/19.696/81.235, 6.48561

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    2981.06    7483.1  -100.11
                            LG     2979.66    7479.6  -103.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.918/69.572, 2.68490  Z-:/17.769/71.053, 2.91301  Z0:/18.196/77.747, 4.60451

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3935.73    9879.5   -95.37
                            LG     3465.35    8698.8   -91.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.525/80.839, 6.20057  Z-:/13.468/81.315, 6.54650  Z0:/19.232/71.965, 3.07134

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    3034.82   15236.1   -97.65
                            LG     3288.82   16511.3  -101.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.392/63.725, 2.02555  Z-:/4.351/65.270, 2.17116  Z0:/3.462/75.483, 3.86203

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3376.51    8475.8   -95.42
                            LG     3495.50    8774.5   -97.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.810/83.868, 9.30856  Z-:/15.571/84.380, 10.16267  Z0:/14.502/90.809, 70.80155

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1431.47   23955.4   -96.06
                            LG     1618.46   27084.6   -93.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.829/87.818, 26.24403  Z-:/0.827/87.945, 27.87503  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1431.47   23955.4   -96.06
                            LG     1618.46   27084.6   -93.96
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.829/87.818, 26.24403  Z-:/0.827/87.945, 27.87503  Z0:/0.548/79.165, 5.22469
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1673.93    4201.9   -94.01
                            LG     1394.56    3500.7   -91.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/32.106/81.271, 6.51286  Z-:/32.065/81.421, 6.62875  Z0:/51.609/75.140, 3.76877

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3740.88    9390.4   -96.15
                            LG     2869.84    7203.9   -93.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.271/82.168, 7.26976  Z-:/14.201/82.593, 7.69196  Z0:/27.411/76.482, 4.15962

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2964.53    7441.6   -95.57
                            LG     3575.64    8975.6   -95.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.960/84.107, 9.68835  Z-:/17.543/84.507, 10.39905  Z0:/9.181/80.856, 6.21249

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2093.17    5254.3   -94.09
                            LG     2029.16    5093.6   -92.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.412/82.682, 7.78633  Z-:/25.010/82.918, 8.04914  Z0:/28.296/77.494, 4.50840

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    3027.48    7599.6   -99.76
                            LG     3270.96    8210.8  -102.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.703/76.457, 4.15154  Z-:/17.597/77.478, 4.50251  Z0:/13.969/85.519, 12.76056

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2930.66    7356.6   -97.69
```

```
                              LG    2895.86    7269.2  -102.33
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.269/66.687, 2.32055  Z-:/18.103/68.104, 2.48808  Z0:/19.342/78.718, 5.01287

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    3004.39    7541.7  -100.29
                              LG    3451.81    8664.8  -103.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.051/75.875, 3.97389  Z-:/17.907/77.121, 4.37371  Z0:/11.344/87.755, 25.50699

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2396.61    6016.0   -94.88
                              LG    2702.11    6782.9   -90.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.247/83.465, 8.72985  Z-:/21.849/83.792, 9.19350  Z0:/15.637/66.129, 2.25975

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2857.55    7173.1   -98.06
                              LG    2803.00    7036.1  -102.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.743/67.058, 2.36252  Z-:/18.580/68.439, 2.53077  Z0:/20.247/78.813, 5.05655

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3341.58    8388.1   -98.93
                              LG    2878.29    7225.1   -98.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.111/79.292, 5.28842  Z-:/15.993/80.071, 5.71278  Z0:/24.028/76.726, 4.23887

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     817.29    4103.1  -105.76
                              LG     840.01    4217.2  -106.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.225/87.449, 22.44592  Z-:/16.209/87.608, 23.93835  Z0:/14.934/89.979, 2697.2559

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     351.83    5887.8  -102.32
                            LG      323.82    5419.1   -86.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.274/87.463, 22.56880  Z-:/3.273/87.494, 22.84668  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3507.66    8805.0   -97.15
                            LG    3006.03    7545.8   -95.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.357/78.882, 5.08869  Z-:/15.233/79.576, 5.43599  Z0:/23.202/75.301, 3.81217

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    4163.27   10450.7   -94.54
                            LG    5086.09   12767.2   -98.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.794/64.339, 2.08144  Z-:/12.603/66.334, 2.28173  Z0:/6.198/80.489, 5.96880

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1070.60   46826.7   -83.88
                            LG    1163.36   50883.7   -85.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.166/83.678, 9.02548  Z-:/0.166/84.224, 9.88662  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    4190.55    4838.8   -97.59
                            LG    4110.03    4745.8   -92.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/60.250/80.027, 5.68702  Z-:/59.971/80.776, 6.15804  Z0:/65.383/66.141, 2.26105

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    3804.75    4393.3   -97.78
                            LG    4260.13    4919.2  -101.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.951/70.514, 2.82613  Z-:/65.376/72.076, 3.09163  Z0:/46.042/82.521, 7.61703
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    4190.55    4838.8   -97.59
                            LG     4110.03    4745.8   -92.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/60.250/80.027, 5.68702  Z-:/59.971/80.776, 6.15804  Z0:/65.383/66.141, 2.26105

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    3804.75    4393.3   -97.78
                            LG     4260.13    4919.2  -101.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.951/70.514, 2.82613  Z-:/65.376/72.076, 3.09163  Z0:/46.042/82.521, 7.61703

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4479.86   11245.4   -96.87
                            LG     4372.46   10975.8   -99.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.997/73.801, 3.44215  Z-:/11.855/75.212, 3.78818  Z0:/13.072/80.541, 6.00225

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1071.58   46869.4   -79.24
                            LG     1162.60   50850.7   -80.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.165/86.170, 14.93683  Z-:/0.165/86.532, 16.50305  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3687.19    9255.7   -96.04
                            LG     4136.10   10382.5  -100.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.490/65.072, 2.15151  Z-:/14.312/66.868, 2.34082  Z0:/10.146/78.899, 5.09662

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1006.36   44016.8   -84.22
                            LG    1103.42   48262.2   -86.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.171/83.251, 8.45081  Z-:/0.171/83.786, 9.18364  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2020 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 17:42
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA
OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2838.88	7126.2	-97.74
	LG	2817.18	7071.7	-98.79

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.696/83.386, 8.62489 Z-:/18.379/84.029, 9.56081 Z0:/19.454/85.844, 13.76352

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3458.38	8681.3	-102.09
	LG	4336.06	10884.5	-107.20

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.506/58.085, 1.60562 Z-:/15.289/60.712, 1.78287 Z0:/6.701/80.922, 6.25857

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3037.47	15249.4	-103.75
	LG	3817.16	19163.8	-109.17

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.468/56.691, 1.52180 Z-:/4.414/59.163, 1.67502 Z0:/1.924/81.852, 6.98437

X---------- BUS ----------X		<-SCMVA-> MVA	<-Sym I''k rms--> /I/ AMP	AN(I) DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3152.86	7914.4	-103.60
	LG	3698.59	9284.3	-109.03

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.114/59.146, 1.67395  Z-:/16.921/61.562, 1.84657  Z0:/10.147/78.900, 5.09726

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2311.11   11602.8  -110.28
                            LG     2602.52   13065.8  -116.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.956/63.717, 2.02487  Z-:/5.932/65.582, 2.20261  Z0:/4.151/83.720, 9.08753

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3253.53    8167.1  -104.57
                            LG     3743.25    9396.4  -110.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.576/62.353, 1.90899  Z-:/16.282/65.310, 2.17511  Z0:/10.826/82.929, 8.06184

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1636.27   27382.7  -118.12
                            LG     1536.80   25718.0  -125.60
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.732/74.145, 3.52105  Z-:/0.701/78.452, 4.89421  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4113.42   10325.6  -104.36
                            LG     4132.03   10372.3  -108.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.989/69.770, 2.71360  Z-:/12.861/71.645, 3.01401  Z0:/13.072/80.541, 6.00225

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2023.14   10157.0  -114.07
                            LG     2420.80   12153.5  -116.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.596/76.954, 4.31563  Z-:/6.554/78.118, 4.75276  Z0:/3.438/88.510, 38.45131

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1782.07   29822.6  -116.03
                            LG     1135.48   19002.0  -122.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.675/79.718, 5.51253  Z-:/0.668/81.034, 6.33782  Z0:/1.847/89.737, 217.63557

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4659.61   11696.6   -99.24
                            LG     6172.65   15494.7   -97.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.366/80.654, 6.07612  Z-:/11.179/81.763, 6.90827  Z0:/3.310/65.041, 2.14856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2293.74   11515.6  -100.97
                            LG     1047.91    5261.0    54.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.808/84.781, 10.94827  Z-:/5.539/86.719, 17.44402  Z0:/48.766/-76.233, 4.08140

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     768.26   12856.7  -101.85
                            LG     1183.26   19801.6  -104.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.547/84.755, 10.89373  Z-:/1.306/90.428, 133.89275  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3492.83    8767.8   -97.72
                            LG     4083.02   10249.3   -98.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.186/83.306, 8.52036  Z-:/14.867/84.127, 9.72164  Z0:/8.923/85.423, 12.49067

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1220.62    6128.0  -102.00
                            LG     2383.39   11965.7  -101.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.835/87.301, 21.21231  Z-:/10.439/88.340, 34.50778  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999
```

```
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     481.09    8050.9  -103.36
                            LG     138.76    2322.1  -105.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.488/87.924, 27.59040  Z-:/2.247/90.367, 156.26439  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3002.00   15071.3  -103.96
                            LG    3764.12   18897.5  -109.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.518/56.830, 1.52993  Z-:/4.463/59.281, 1.68289  Z0:/1.952/80.464, 5.95303

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1209.04    6069.9  -117.34
                            LG    1278.63    6419.3  -117.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.907/66.635, 2.31474  Z-:/10.846/67.965, 2.47073  Z0:/9.190/66.518, 2.30177

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1382.79    6942.2  -116.36
                            LG    1862.73    9351.7  -119.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.447/64.976, 2.14220  Z-:/9.219/67.196, 2.37847  Z0:/2.463/82.230, 7.32868

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1381.92    6937.8  -116.37
                            LG    1862.02    9348.2  -119.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.454/65.000, 2.14455  Z-:/9.226/67.220, 2.38125  Z0:/2.462/82.468, 7.56333

--------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     214.45    8972.1  -135.49
```

```
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.909/87.694, 24.83217  Z-:/0.910/87.870, 26.89051  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     214.45    8972.1  -135.49
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.909/87.694, 24.83217  Z-:/0.910/87.870, 26.89051  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     402.42   16836.0  -133.47
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.484/85.670, 13.20626  Z-:/0.485/86.003, 14.31241  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     210.43    8803.7  -134.66
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.941/87.591, 23.77322  Z-:/0.942/87.755, 25.50759  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     210.43    8803.7  -134.66
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.941/87.591, 23.77322  Z-:/0.942/87.755, 25.50759  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1660.12    8334.5   -96.93
                              LG    1713.24    8601.2   -73.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.078/85.094, 11.64916  Z-:/7.916/85.761, 13.49228  Z0:/10.986/25.280, 0.47228

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1361.43    6835.0   -95.70
                            LG     1128.29    5664.5   -77.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.885/84.348, 10.10379  Z-:/9.736/84.808, 11.00486  Z0:/18.154/47.173, 1.07889

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1542.07    7741.9   -96.39
                            LG     1452.83    7293.9   -75.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.700/84.764, 10.91155  Z-:/8.543/85.345, 12.28088  Z0:/13.218/35.455, 0.71210

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5102.06   12807.3  -100.28
                            LG     5426.92   13622.8   -99.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.388/80.575, 6.02394  Z-:/10.299/81.449, 6.65075  Z0:/8.641/75.401, 3.83920

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1626.30    4082.4  -112.55
                            LG     1971.00    4947.6  -116.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.433/67.737, 2.44280  Z-:/33.350/69.024, 2.60841  Z0:/16.643/86.508, 16.38760

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    2648.12    6647.4  -108.28
                            LG     2782.78    6985.4  -113.08
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.353/64.321, 2.07984  Z-:/20.215/66.360, 2.28456  Z0:/17.833/77.769, 4.61290

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1079.64    5420.3  -119.29
                            LG     1144.85    5747.7  -123.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.216/68.996, 2.60460  Z-:/12.090/70.465, 2.81842  Z0:/10.374/80.010, 5.67700
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2239.28    5621.1  -108.97
                            LG     2364.96    5936.6  -114.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.165/64.273, 2.07536  Z-:/24.038/66.024, 2.24859  Z0:/20.980/80.660, 6.07992

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1369.76    6876.8  -116.68
                            LG     1786.37    8968.3  -119.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.580/65.817, 2.22690  Z-:/9.391/67.865, 2.45834  Z0:/3.175/82.784, 7.89753

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4607.32   11565.4  -101.25
                            LG     4587.27   11515.0  -101.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.503/80.295, 5.84734  Z-:/11.434/81.108, 6.39142  Z0:/11.723/81.486, 6.68001

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4285.31   10757.1  -102.73
                            LG     4057.44   10185.1  -101.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.460/76.317, 4.10753  Z-:/12.351/77.568, 4.53631  Z0:/14.692/72.918, 3.25425

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2643.66    6636.2  -107.60
                            LG     2311.75    5803.0  -112.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.287/69.445, 2.66682  Z-:/20.145/71.119, 2.92384  Z0:/29.361/78.850, 5.07371

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3042.46    7637.2  -106.36
                            LG    3274.55    8219.8  -110.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.641/63.820, 2.03402  Z-:/17.498/65.966, 2.24240  Z0:/14.259/76.854, 4.28150

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2096.26    5262.1  -101.83
                            LG    1951.12    4897.7  -100.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.465/80.356, 5.88485  Z-:/25.436/80.706, 6.11066  Z0:/31.227/76.374, 4.12528

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     965.09    4845.2  -106.09
                            LG    1605.92    8062.4  -105.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.765/85.100, 11.66372  Z-:/13.762/85.251, 12.03745  Z0:/2.730/-88.320, 34.10112

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     428.32    7167.8  -108.22
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.839/86.341, 15.63646  Z-:/2.839/86.409, 15.93362  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2346.45    5890.1  -101.90
                            LG    2497.32    6268.8   -97.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.789/81.407, 6.61784  Z-:/22.763/81.759, 6.90484  Z0:/19.139/66.702, 2.32220

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    3652.99    4218.1  -104.44
                            LG    3728.65    4305.5  -101.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/68.649/76.199, 4.07099  Z-:/68.443/77.335, 4.45007  Z0:/65.451/66.091, 2.25567

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH    4261.58   10697.5  -101.95
                            LG     4422.67   11101.9   -96.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.383/77.350, 4.45533  Z-:/12.342/78.328, 4.84052  Z0:/11.498/58.932, 1.65981

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    1355.41    6804.8  -116.68
                            LG     1802.29    9048.3  -120.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.643/65.359, 2.18010  Z-:/9.421/67.524, 2.41707  Z0:/2.828/85.266, 12.07533

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     615.29   10296.7   -92.33
                            LG      697.27   11668.6   -89.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.965/88.858, 50.17008  Z-:/1.960/88.961, 55.11475  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     429.22    7182.9   -86.54
                            LG      506.13    8470.0   -85.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.826/83.379, 8.61461  Z-:/2.821/83.434, 8.68785  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     339.25   14193.2   -88.01
                            LG       93.32    3904.4   -91.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.194, 11.89356  Z-:/0.561/85.237, 12.00043  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH    3320.36    3834.0  -104.96
                            LG     3860.39    4457.6  -109.87
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/75.830/64.906, 2.13536  Z-:/75.282/67.053, 2.36191  Z0:/46.047/82.518, 7.61384

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    3538.01    8881.2  -101.85
                            LG    4475.49   11234.5  -106.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.178/58.313, 1.61994  Z-:/14.965/60.943, 1.79983  Z0:/6.199/80.488, 5.96810

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2550.56   12804.9  -108.62
                            LG    1435.77    7208.2  -116.65
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.301/62.664, 1.93445  Z-:/5.266/64.692, 2.11471  Z0:/17.812/74.852, 3.69382

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     504.18    1265.6  -123.54
                            LG     582.13    1461.3  -124.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/109.597/77.695, 4.58459  Z-:/109.668/78.101, 4.74568  Z0:/65.705/83.048, 8.20079

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     232.96    3898.6  -129.74
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.127/82.347, 7.44251  Z-:/5.130/82.524, 7.62003  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    1986.89    4987.5  -110.22
                            LG    2208.56    5544.0  -114.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/27.351/65.411, 2.18526  Z-:/27.239/66.976, 2.35305  Z0:/19.731/81.240, 6.48972

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    2660.66    6678.8  -108.21
                            LG     2774.67    6965.0  -113.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.254/64.273, 2.07533  Z-:/20.116/66.320, 2.28018  Z0:/18.198/77.747, 4.60470

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3506.54    8802.2  -102.30
                            LG     3217.56    8076.8  -100.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.057/78.348, 4.84939  Z-:/15.012/79.109, 5.19748  Z0:/19.243/71.942, 3.06709

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2670.53   13407.2  -105.87
                            LG     3015.69   15140.1  -111.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.051/58.337, 1.62149  Z-:/5.008/60.490, 1.76675  Z0:/3.462/75.484, 3.86216

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3277.60    8227.5   -98.42
                            LG     3415.65    8574.0  -101.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.159/82.880, 8.00538  Z-:/15.946/83.564, 8.86552  Z0:/14.502/90.809, 70.80111

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1412.83   23643.4   -96.61
                            LG     1598.40   26748.8   -94.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.832/87.442, 22.38093  Z-:/0.831/87.606, 23.91798  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1412.83   23643.4   -96.61
                            LG     1598.40   26748.8   -94.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.832/87.442, 22.38093  Z-:/0.831/87.606, 23.91798  Z0:/0.548/79.165, 5.22469
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1597.59    4010.3  -101.88
                            LG     1354.66    3400.5   -99.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.458/80.394, 5.90874  Z-:/33.429/80.661, 6.08092  Z0:/51.617/75.139, 3.76851

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3475.85    8725.1  -102.34
                            LG     2748.36    6899.0  -100.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.227/80.291, 5.84493  Z-:/15.169/80.954, 6.28100  Z0:/27.415/76.478, 4.15830

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2912.90    7312.0   -97.26
                            LG     3516.69    8827.7   -96.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.228/83.427, 8.67910  Z-:/17.894/83.942, 9.42189  Z0:/9.181/80.856, 6.21251

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2068.44    5192.2   -95.78
                            LG     2010.17    5046.0   -94.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.674/82.241, 7.33898  Z-:/25.351/82.565, 7.66323  Z0:/28.296/77.494, 4.50840

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2841.55    7132.9  -109.95
                            LG     3127.40    7850.5  -113.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.836/72.939, 3.25848  Z-:/18.760/74.358, 3.57157  Z0:/13.969/85.519, 12.76063

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2562.86    6433.3  -105.95
```

```
                              LG    2665.94    6692.1  -112.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.082/61.327, 1.82857  Z-:/20.918/63.310, 1.98913  Z0:/19.349/78.721, 5.01414

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2801.62    7032.7  -109.78
                              LG    3272.19    8213.9  -113.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.244/72.332, 3.13953  Z-:/19.129/73.999, 3.48727  Z0:/11.344/87.755, 25.50702

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2358.84    5921.2   -96.86
                              LG    2663.16    6685.1   -92.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.524/82.896, 8.02433  Z-:/22.197/83.329, 8.54961  Z0:/15.637/66.129, 2.25975

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2503.68    6284.8  -106.38
                              LG    2585.10    6489.2  -112.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.587/61.750, 1.86111  Z-:/21.427/63.691, 2.02252  Z0:/20.255/78.816, 5.05793

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3143.92    7891.9  -105.91
                              LG    2773.36    6961.7  -106.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.083/76.754, 4.24811  Z-:/16.989/77.841, 4.64124  Z0:/24.028/76.726, 4.23888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     803.18    4032.3  -113.21
                              LG     827.98    4156.8  -114.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.385/86.846, 18.14667  Z-:/16.379/87.071, 19.54751  Z0:/14.934/89.979, 2697.2507

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     346.88    5805.0  -106.30
                            LG      319.38    5344.7   -90.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.280/87.341, 21.53260  Z-:/3.280/87.385, 21.89128  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3317.49    8327.6  -103.66
                            LG    2898.12    7274.9  -103.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.100/76.718, 4.23617  Z-:/15.997/77.701, 4.58686  Z0:/23.202/75.301, 3.81217

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    3538.01    8881.2  -101.85
                            LG    4475.49   11234.5  -106.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.178/58.313, 1.61994  Z-:/14.965/60.943, 1.79983  Z0:/6.199/80.488, 5.96810

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1058.58   46301.0   -94.72
                            LG    1161.10   50784.8   -97.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.171/81.181, 6.44563  Z-:/0.171/81.975, 7.09311  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    3652.99    4218.1  -104.44
                            LG    3728.65    4305.5  -101.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/68.649/76.199, 4.07099  Z-:/68.443/77.335, 4.45007  Z0:/65.451/66.091, 2.25567

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    3320.36    3834.0  -104.96
                            LG    3860.39    4457.6  -109.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/75.830/64.906, 2.13536  Z-:/75.282/67.053, 2.36191  Z0:/46.047/82.518, 7.61384
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    3652.99    4218.1  -104.44
                            LG     3728.65    4305.5  -101.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/68.649/76.199, 4.07099  Z-:/68.443/77.335, 4.45007  Z0:/65.451/66.091, 2.25567

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    3320.36    3834.0  -104.96
                            LG     3860.39    4457.6  -109.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/75.830/64.906, 2.13536  Z-:/75.282/67.053, 2.36191  Z0:/46.047/82.518, 7.61384

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4113.42   10325.6  -104.36
                            LG     4132.03   10372.3  -108.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.989/69.770, 2.71360  Z-:/12.861/71.645, 3.01401  Z0:/13.072/80.541, 6.00225

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1039.42   45463.0   -89.52
                            LG     1132.21   49521.3   -91.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.168/84.934, 11.27964  Z-:/0.167/85.431, 12.51332  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3152.86    7914.4  -103.60
                            LG     3698.59    9284.3  -109.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.114/59.146, 1.67395  Z-:/16.921/61.562, 1.84657  Z0:/10.147/78.900, 5.09726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH     989.45   43277.3   -95.08
                            LG    1095.81   47929.3   -97.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.177/80.626, 6.05741  Z-:/0.178/81.412, 6.62132  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2021 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, OCT 29 2015 17:26
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2904.84	7291.8	-94.66
	LG	2867.37	7197.7	-95.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.376/84.164, 9.78288	Z-:/18.022/84.671, 10.72151	Z0:/19.454/85.844, 13.76351

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	4263.28	10701.8	-94.40
	LG	5153.65	12936.8	-98.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/12.390/63.938, 2.04471	Z-:/12.227/65.919, 2.23747	Z0:/6.337/81.142, 6.41655

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3698.11	18566.1	-95.85
	LG	4457.27	22377.5	-100.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/3.595/62.416, 1.91410	Z-:/3.555/64.207, 2.06925	Z0:/1.878/82.113, 7.21821

	<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X	MVA	AMP	DEG

```
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    3864.56    9700.9   -95.86
                            LG    4271.55   10722.5  -100.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.732/65.075, 2.15182  Z-:/13.586/66.844, 2.33811  Z0:/10.145/78.899, 5.09667

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2631.98   13213.7  -102.08
                            LG    2833.29   14224.3  -106.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.132/68.982, 2.60263  Z-:/5.109/70.261, 2.78694  Z0:/4.150/83.720, 9.08684

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3784.99    9501.1   -96.65
                            LG    4155.86   10432.1  -101.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.119/67.656, 2.43287  Z-:/13.874/70.036, 2.75288  Z0:/10.826/82.922, 8.05395

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1699.77   28445.3  -108.34
                            LG    1572.67   26318.3  -114.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.709/77.432, 4.48545  Z-:/0.678/81.461, 6.65979  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4529.54   11370.1   -96.60
                            LG    4403.79   11054.5   -99.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.877/73.694, 3.41845  Z-:/11.750/75.095, 3.75696  Z0:/13.072/80.541, 6.00224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                 /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2100.94   10547.7  -104.82
                            LG    2494.96   12525.8  -107.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.379/79.273, 5.27852  Z-:/6.331/80.189, 5.78266  Z0:/3.438/88.510, 38.45164

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1843.99   30858.9  -106.67
                            LG     1153.70   19307.0  -111.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.656/82.247, 7.34458  Z-:/0.648/83.345, 8.57038  Z0:/1.847/89.737, 217.63773

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4923.30   12358.6   -94.68
                            LG     6494.09   16301.6   -92.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.840/82.345, 7.44055  Z-:/10.642/83.194, 8.37818  Z0:/3.310/65.041, 2.14854

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2349.23   11794.1   -97.53
                            LG     1049.55    5269.2    59.86
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.699/86.004, 14.31623  Z-:/5.414/87.747, 25.41547  Z0:/48.766/-76.232, 4.08122

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     740.94   12399.5   -99.21
                            LG     1151.31   19266.9  -101.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.644/87.128, 19.93346  Z-:/1.369/92.780, 20.59546  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3590.51    9013.0   -94.77
                            LG     4180.28   10493.4   -95.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.862/84.287, 9.99633  Z-:/14.512/84.946, 11.30750  Z0:/8.923/85.423, 12.49065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1236.46    6207.6   -98.54
                            LG     2421.05   12154.7   -98.60
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.760/88.129, 30.61409  Z-:/10.355/89.068, 61.46636  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     485.18    8119.4   -99.74
                            LG     139.62    2336.5  -100.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.481/89.528, 121.38667  Z-:/2.239/91.920, 29.82472  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3647.27   18310.9   -96.02
                            LG    4387.62   22027.8  -100.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.642/62.540, 1.92423  Z-:/3.603/64.309, 2.07867  Z0:/1.907/80.652, 6.07452

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1318.04    6617.2  -106.13
                            LG    1353.56    6795.5  -105.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.781/70.324, 2.79665  Z-:/9.728/71.155, 2.92993  Z0:/9.079/66.812, 2.33447

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1725.17    8661.1  -104.63
                            LG    2245.93   11275.6  -106.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.411/70.552, 2.83208  Z-:/7.247/72.149, 3.10522  Z0:/2.459/82.204, 7.30412

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1721.15    8640.9  -104.64
                            LG    2241.86   11255.1  -107.02
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.430/70.554, 2.83240  Z-:/7.265/72.151, 3.10559  Z0:/2.458/82.441, 7.53584

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     211.73    8858.0  -122.57
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.901/88.411, 36.04416  Z-:/0.901/88.519, 38.66951  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     211.73    8858.0  -122.57
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.901/88.411, 36.04416  Z-:/0.901/88.519, 38.66951  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     400.86   16770.6  -121.15
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.476/86.990, 19.01912  Z-:/0.476/87.195, 20.40917  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     208.16    8708.7  -121.94
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.933/88.277, 33.24128  Z-:/0.933/88.379, 35.33162  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     208.16    8708.7  -121.94
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.933/88.277, 33.24128  Z-:/0.933/88.379, 35.33162  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1678.00    8424.3   -95.08
                            LG    1730.17    8686.2   -71.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.010/85.545, 12.83518  Z-:/7.840/86.104, 14.68417  Z0:/10.986/25.280, 0.47227
```

```
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1372.25    6889.3   -93.95
                            LG    1134.96    5698.0   -75.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.822/84.668, 10.71362  Z-:/9.666/85.043, 11.53056  Z0:/18.154/47.173, 1.07888

-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1556.90    7816.3   -94.59
                            LG    1464.58    7352.8   -73.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.634/85.161, 11.81219  Z-:/8.469/85.643, 13.12465  Z0:/13.218/35.454, 0.71209

-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5513.64   13840.4   -94.57
                            LG    5749.16   14431.6   -92.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.685/82.573, 7.67137  Z-:/9.591/83.166, 8.34359  Z0:/8.639/75.392, 3.83694

-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2113.65    5305.7  -103.40
                            LG    2403.62    6033.6  -106.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.498/73.935, 3.47248  Z-:/25.418/74.717, 3.65967  Z0:/16.633/86.502, 16.35700

-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    3054.43    7667.3  -100.17
                            LG    3040.70    7632.8  -103.38
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.370/69.720, 2.70618  Z-:/17.252/71.156, 2.93016  Z0:/17.822/77.770, 4.61353

-----------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1205.52    6052.2  -107.23
```

```
                              LG    1224.18    6145.9  -109.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.715/73.101, 3.29149  Z-:/10.616/74.035, 3.49546  Z0:/10.369/80.046, 5.69811

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2679.74    6726.7  -100.38
                              LG    2647.05    6644.7  -104.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.902/69.823, 2.72133  Z-:/19.794/70.996, 2.90347  Z0:/20.969/80.656, 6.07732

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1778.08    8926.7  -104.72
                              LG    2208.74   11088.8  -107.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.236/71.903, 3.05997  Z-:/7.108/73.311, 3.33545  Z0:/3.173/82.771, 7.88321

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4968.40   12471.8   -95.49
                              LG    4834.95   12136.8   -95.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.755/82.327, 7.42224  Z-:/10.680/82.865, 7.98822  Z0:/11.722/81.485, 6.67946

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4628.66   11619.0   -96.56
                              LG    4276.24   10734.3   -94.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.637/79.045, 5.16603  Z-:/11.519/79.938, 5.63534  Z0:/14.692/72.918, 3.25424

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2865.09    7192.0   -98.69
                              LG    2417.35    6068.1  -101.67
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.733/72.869, 3.24428  Z-:/18.589/74.100, 3.51048  Z0:/29.361/78.850, 5.07369

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3510.07    8811.1   -98.18
                            LG     3600.65    9038.4  -101.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.104/69.092, 2.61763  Z-:/14.981/70.636, 2.84531  Z0:/14.160/76.851, 4.28078

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2229.86    5597.4   -93.76
                            LG     2031.55    5099.6   -91.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.062/81.512, 6.70061  Z-:/24.027/81.706, 6.85947  Z0:/31.224/76.374, 4.12527

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     992.04    4980.5   -98.18
                            LG     1655.43    8311.0   -97.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.451/85.666, 13.19502  Z-:/13.445/85.749, 13.45315  Z0:/2.730/-88.321, 34.10516

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     435.91    7294.9  -100.07
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.792/86.534, 16.51033  Z-:/2.792/86.571, 16.68999  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2495.94    6265.4   -94.01
                            LG     2614.86    6563.9   -89.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.526/82.572, 7.67008  Z-:/21.494/82.767, 7.87912  Z0:/19.135/66.697, 2.32164

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    4228.67    4882.8   -97.29
                            LG     4131.67    4770.8   -92.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/59.625/80.087, 5.72220  Z-:/59.390/80.813, 6.18320  Z0:/65.383/66.106, 2.25728
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH     5072.92   12734.1   -95.04
                            LG     5008.92   12573.5   -87.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.486/80.872, 6.22398  Z-:/10.441/81.486, 6.67982  Z0:/11.490/58.950, 1.66098

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH     1688.57    8477.3  -104.86
                            LG     2161.88   10853.6  -107.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.577/70.929, 2.89258  Z-:/7.418/72.470, 3.16590  Z0:/2.827/85.259, 12.05727

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH      618.69   10353.7   -95.30
                            LG      701.01   11731.3   -92.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.963/88.925, 53.27796  Z-:/1.957/89.012, 57.95659  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH      430.49    7204.1   -89.64
                            LG      507.56    8493.9   -89.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.824/83.417, 8.66585  Z-:/2.818/83.462, 8.72511  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH      339.73   14213.1   -91.27
                            LG       93.41    3908.1   -95.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.223, 11.96662  Z-:/0.560/85.258, 12.05461  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH    3905.38    4509.5   -97.71
                            LG    4353.86    5027.4  -101.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/63.973/70.563, 2.83376  Z-:/63.508/72.094, 3.09499  Z0:/45.341/82.719, 7.82698

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    4330.29   10870.0   -94.27
                            LG    5269.06   13226.5   -98.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.216/64.099, 2.05936  Z-:/12.055/66.083, 2.25487  Z0:/6.031/80.715, 6.11666

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2927.50   14697.3  -100.38
                            LG    1486.85    7464.6  -105.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.532/67.869, 2.45885  Z-:/4.502/69.281, 2.64382  Z0:/17.770/74.863, 3.69666

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     523.78    1314.8  -110.88
                            LG     600.06    1506.3  -111.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/104.174/79.673, 5.48807  Z-:/104.145/79.895, 5.61092  Z0:/64.563/83.169, 8.34797

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     235.38    3939.0  -115.97
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.101/83.128, 8.29748  Z-:/5.101/83.225, 8.41796  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2496.00    6265.5  -101.51
                            LG    2579.80    6475.9  -104.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.517/71.425, 2.97574  Z-:/21.421/72.436, 3.15936  Z0:/19.696/81.235, 6.48558

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    3070.11    7706.7  -100.11
                            LG     3030.01    7606.0  -103.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.280/69.676, 2.69988  Z-:/17.161/71.120, 2.92412  Z0:/18.185/77.750, 4.60563

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3953.53    9924.2   -94.94
                            LG     3473.18    8718.4   -91.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.460/80.852, 6.20989  Z-:/13.408/81.316, 6.54751  Z0:/19.238/71.950, 3.06856

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    3125.06   15689.2   -97.60
                            LG     3356.02   16848.7  -101.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.225/63.527, 2.00804  Z-:/4.192/65.036, 2.14805  Z0:/3.433/75.467, 3.85753

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1431.86   23961.8   -95.41
                            LG     1618.70   27088.6   -93.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.829/87.816, 26.22202  Z-:/0.827/87.945, 27.87206  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3381.75    8488.9   -94.75
                            LG     3498.47    8781.9   -97.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.780/83.848, 9.27795  Z-:/15.547/84.371, 10.14548  Z0:/14.502/90.809, 70.80146

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1431.86   23961.8   -95.41
                            LG     1618.70   27088.6   -93.31
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.829/87.816, 26.22202  Z-:/0.827/87.945, 27.87206  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1431.86   23961.8   -95.41
                            LG     1618.70   27088.6   -93.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.829/87.816, 26.22202  Z-:/0.827/87.945, 27.87206  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1676.31    4207.9   -93.53
                            LG     1395.39    3502.7   -90.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/32.052/81.267, 6.51005  Z-:/32.015/81.413, 6.62214  Z0:/51.613/75.139, 3.76849

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3753.88    9423.1   -95.68
                            LG     2874.13    7214.7   -92.98
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.218/82.175, 7.27611  Z-:/14.153/82.592, 7.69152  Z0:/27.413/76.479, 4.15871

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2968.60    7451.8   -94.68
                            LG     3579.24    8984.7   -94.18
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.936/84.090, 9.65945  Z-:/17.524/84.498, 10.38141  Z0:/9.181/80.856, 6.21249

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2095.11    5259.2   -93.20
                            LG     2030.28    5096.5   -91.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.390/82.668, 7.77177  Z-:/24.992/82.910, 8.04025  Z0:/28.296/77.494, 4.50840

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    3052.12    7661.5   -99.62
                            LG     3289.18    8256.6  -102.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.558/76.437, 4.14518  Z-:/17.469/77.437, 4.48724  Z0:/13.964/85.514, 12.74457

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    3075.09    7719.2   -97.65
                            LG     2979.27    7478.6  -102.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.306/66.958, 2.35108  Z-:/17.174/68.332, 2.51704  Z0:/19.342/78.718, 5.01285

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    3039.42    7629.6  -100.17
                            LG     3480.25    8736.2  -103.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.828/75.889, 3.97792  Z-:/17.705/77.117, 4.37222  Z0:/11.344/87.755, 25.50670

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2399.20    6022.5   -94.03
                            LG     2704.02    6787.7   -89.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.223/83.450, 8.70878  Z-:/21.829/83.784, 9.18166  Z0:/15.637/66.129, 2.25975

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    3000.05    7530.8   -98.03
                            LG     2884.09    7239.7  -102.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.747/67.362, 2.39788  Z-:/17.618/68.699, 2.56473  Z0:/20.246/78.813, 5.05653

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3360.91    8436.6   -98.60
                            LG     2887.58    7248.4   -97.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.023/79.265, 5.27449  Z-:/15.916/80.034, 5.69129  Z0:/24.028/76.726, 4.23887
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     818.33    4108.4  -105.47
                            LG      840.77    4221.0  -106.32
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.208/87.453, 22.48241  Z-:/16.194/87.609, 23.94566  Z0:/14.934/89.979, 2697.2573

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     351.93    5889.5  -102.03
                            LG      323.89    5420.2   -86.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.273/87.464, 22.58183  Z-:/3.273/87.494, 22.85318  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3525.15    8848.9   -96.76
                            LG     3014.08    7566.0   -95.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.282/78.853, 5.07519  Z-:/15.167/79.541, 5.41735  Z0:/23.202/75.301, 3.81217

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    4330.29   10870.0   -94.27
                            LG     5269.06   13226.5   -98.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.216/64.099, 2.05936  Z-:/12.055/66.083, 2.25487  Z0:/6.031/80.715, 6.11666

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1049.25   45893.0   -84.01
                            LG     1136.36   49702.8   -85.91
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.164/83.843, 9.26920  Z-:/0.164/84.361, 10.12735  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    4228.67    4882.8   -97.29
```

```
                              LG    4131.67    4770.8   -92.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/59.625/80.087, 5.72220  Z-:/59.390/80.813, 6.18320  Z0:/65.383/66.106, 2.25728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    3905.38    4509.5   -97.71
                              LG    4353.86    5027.4  -101.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/63.973/70.563, 2.83376  Z-:/63.508/72.094, 3.09499  Z0:/45.341/82.719, 7.82698

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    4228.67    4882.8   -97.29
                              LG    4131.67    4770.8   -92.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/59.625/80.087, 5.72220  Z-:/59.390/80.813, 6.18320  Z0:/65.383/66.106, 2.25728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    3905.38    4509.5   -97.71
                              LG    4353.86    5027.4  -101.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/63.973/70.563, 2.83376  Z-:/63.508/72.094, 3.09499  Z0:/45.341/82.719, 7.82698

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4529.54   11370.1   -96.60
                              LG    4403.79   11054.5   -99.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.877/73.694, 3.41845  Z-:/11.750/75.095, 3.75696  Z0:/13.072/80.541, 6.00224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1078.82   47186.2   -79.08
                              LG    1169.55   51154.5   -80.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.165/86.175, 14.95549  Z-:/0.164/86.529, 16.48635  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3864.56    9700.9   -95.86
                            LG     4271.55   10722.5  -100.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.732/65.075, 2.15182  Z-:/13.586/66.844, 2.33811  Z0:/10.145/78.899, 5.09667

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1012.46   44283.7   -84.30
                            LG     1105.63   48359.0   -86.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.169/83.517, 8.79982  Z-:/0.169/84.016, 9.53951  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2021 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR AREA 6 [PANAMA] OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2851.77	7158.6	-98.07
	LG	2825.52	7092.7	-99.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.616/83.558, 8.85695	Z-:/18.304/84.180, 9.81085	Z0:/19.454/85.844, 13.76351

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	3871.56	9718.5	-104.01
	LG	4781.50	12002.6	-108.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/13.645/60.067, 1.73676	Z-:/13.476/62.475, 1.91896	Z0:/6.337/81.143, 6.41733

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3330.51	16720.6	-105.82
	LG	4113.05	20649.3	-111.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/4.002/58.511, 1.63257	Z-:/3.960/60.751, 1.78569	Z0:/1.878/82.113, 7.21877

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3552.10	8916.5	-105.68

```
                              LG    4024.48   10102.3  -110.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.952/61.410, 1.83488  Z-:/14.807/63.586, 2.01326  Z0:/10.147/78.901, 5.09763

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2496.96   12535.8  -112.56
                              LG    2732.91   13720.4  -118.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.402/65.959, 2.24172  Z-:/5.385/67.571, 2.42270  Z0:/4.151/83.720, 9.08759

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3514.18    8821.4  -106.56
                              LG    3943.31    9898.6  -112.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.167/64.306, 2.07844  Z-:/14.925/67.064, 2.36324  Z0:/10.826/82.922, 8.05419

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1672.60   27990.6  -119.65
                              LG    1549.60   25932.3  -126.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.710/75.508, 3.86907  Z-:/0.681/79.774, 5.54341  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4265.11   10706.4  -105.77
                              LG    4229.31   10616.5  -109.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.539/71.036, 2.91017  Z-:/12.426/72.734, 3.21726  Z0:/13.072/80.541, 6.00224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2053.29   10308.4  -114.92
                              LG    2448.67   12293.4  -117.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.500/77.493, 4.50805  Z-:/6.459/78.565, 4.94388  Z0:/3.438/88.510, 38.45166

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1805.59   30216.3  -116.85
                            LG     1141.49   19102.6  -122.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.667/80.280, 5.83820  Z-:/0.659/81.523, 6.70924  Z0:/1.847/89.737, 217.63786

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    4713.88   11832.9   -99.84
                            LG     6236.37   15654.6   -98.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.239/81.111, 6.39383  Z-:/11.059/82.161, 7.26373  Z0:/3.310/65.041, 2.14854

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2303.03   11562.2  -101.31
                            LG     1047.20    5257.4    54.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.786/84.849, 11.09270  Z-:/5.521/86.837, 18.09649  Z0:/48.766/-76.232, 4.08122

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     769.88   12883.8  -102.14
                            LG     1184.82   19827.7  -105.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.544/84.505, 10.39542  Z-:/1.305/90.450, 127.42868  Z0:/0.165/89.895, 543.69708

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3512.41    8816.9   -98.10
                            LG     4100.37   10292.8   -98.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.105/83.519, 8.80285  Z-:/14.792/84.317, 10.04842  Z0:/8.923/85.423, 12.49065

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1223.13    6140.6  -102.24
                            LG     2389.15   11994.6  -102.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.814/87.345, 21.56583  Z-:/10.421/88.410, 36.02607  Z0:/4.630/-90.000, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     481.57    8059.0  -103.54
                            LG     138.75    2321.9  -105.53
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.485/87.838, 26.48957  Z-:/2.245/90.394, 145.60599  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3286.27   16498.5  -106.03
                            LG    4049.66   20331.1  -111.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.053/58.645, 1.64116  Z-:/4.010/60.862, 1.79387  Z0:/1.907/80.652, 6.07499

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1231.69    6183.6  -118.89
                            LG    1290.32    6478.0  -119.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.476/67.578, 2.42353  Z-:/10.421/68.753, 2.57190  Z0:/9.107/66.736, 2.32597

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1416.48    7111.4  -117.98
                            LG    1897.07    9524.1  -120.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.020/65.895, 2.23504  Z-:/8.805/67.999, 2.47497  Z0:/2.460/82.210, 7.31006

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1415.53    7106.6  -117.99
                            LG    1896.30    9520.3  -120.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.028/65.922, 2.23779  Z-:/8.812/68.025, 2.47822  Z0:/2.459/82.448, 7.54249

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     211.58    8852.0  -136.14
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.904/88.013, 28.81882  Z-:/0.905/88.157, 31.07719  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     211.58    8852.0  -136.14
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.904/88.013, 28.81882  Z-:/0.905/88.157, 31.07719  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     399.01   16693.2  -134.38
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.480/86.250, 15.25844  Z-:/0.480/86.524, 16.46434  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     207.30    8672.7  -135.14
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.935/87.963, 28.11802  Z-:/0.936/88.093, 30.02557  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     207.30    8672.7  -135.14
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.935/87.963, 28.11802  Z-:/0.936/88.093, 30.02557  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1662.94    8348.7   -97.22
                            LG    1715.18    8611.0   -73.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.065/85.113, 11.69566  Z-:/7.905/85.800, 13.61584  Z0:/10.986/25.280, 0.47227

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1363.16    6843.6   -95.98
                            LG     1129.07    5668.4   -78.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.873/84.360, 10.12538  Z-:/9.727/84.834, 11.06043  Z0:/18.154/47.173, 1.07888

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1544.42    7753.7   -96.68
                            LG     1454.20    7300.7   -75.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.687/84.780, 10.94561  Z-:/8.532/85.378, 12.36929  Z0:/13.218/35.454, 0.71209

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5176.74   12994.7  -100.96
                            LG     5483.12   13763.8   -99.51
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.233/81.186, 6.44942  Z-:/10.148/81.977, 7.09452  Z0:/8.639/75.392, 3.83695

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    2045.29    5134.1  -115.00
                            LG     2346.41    5890.0  -118.85
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.363/72.023, 3.08181  Z-:/26.311/73.030, 3.27698  Z0:/16.643/86.508, 16.38751

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    2867.02    7196.8  -110.42
                            LG     2919.15    7327.7  -114.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.512/66.511, 2.30101  Z-:/18.410/68.304, 2.51345  Z0:/17.824/77.771, 4.61392

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1094.02    5492.5  -120.81
                            LG     1147.50    5761.0  -124.36
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.803/69.930, 2.73709  Z-:/11.685/71.267, 2.94884  Z0:/10.370/80.037, 5.69303

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2545.00    6388.5  -111.18
                            LG    2562.60    6432.7  -116.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.971/67.121, 2.36979  Z-:/20.883/68.606, 2.55244  Z0:/20.979/80.660, 6.07995

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1402.31    7040.2  -118.33
                            LG    1815.85    9116.4  -121.50
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.157/66.822, 2.33563  Z-:/8.979/68.740, 2.57010  Z0:/3.173/82.773, 7.88616

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    4674.63   11734.4  -101.96
                            LG    4631.02   11624.9  -102.39
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.335/80.926, 6.26129  Z-:/11.269/81.650, 6.81332  Z0:/11.722/81.485, 6.67947

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4370.68   10971.4  -103.71
                            LG    4113.11   10324.8  -102.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.253/77.143, 4.38118  Z-:/12.150/78.272, 4.81688  Z0:/14.692/72.918, 3.25424

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2738.72    6874.8  -108.96
                            LG    2352.52    5905.3  -112.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.495/70.710, 2.85719  Z-:/19.373/72.207, 3.11591  Z0:/29.361/78.850, 5.07370

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3279.35    8231.9  -108.40
                            LG     3439.91    8634.9  -112.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.155/65.788, 2.22385  Z-:/16.044/67.701, 2.43840  Z0:/14.161/76.852, 4.28092

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2111.62    5300.6  -102.20
                            LG     1958.37    4915.9  -100.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.216/80.728, 6.12519  Z-:/25.187/81.024, 6.33085  Z0:/31.224/76.374, 4.12527

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     967.03    4854.9  -106.25
                            LG     1609.97    8082.8  -105.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.709/85.237, 12.00274  Z-:/13.705/85.365, 12.33521  Z0:/2.730/-88.321, 34.10516

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     428.26    7166.8  -108.29
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.832/86.327, 15.57895  Z-:/2.832/86.385, 15.82705  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2364.28    5934.9  -102.28
                            LG     2510.03    6300.7   -97.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.566/81.787, 6.92842  Z-:/22.539/82.085, 7.19283  Z0:/19.135/66.697, 2.32164

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    3764.72    4347.1  -105.70
                            LG     3802.49    4390.7  -102.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/66.228/77.488, 4.50634  Z-:/66.042/78.466, 4.90010  Z0:/65.383/66.106, 2.25728
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH     4364.65   10956.2  -103.02
                            LG     4497.20   11289.0   -97.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.048/78.432, 4.88531  Z-:/12.009/79.276, 5.28020  Z0:/11.490/58.950, 1.66098

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH     1387.01    6963.4  -118.30
                            LG     1832.49    9199.9  -121.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.217/66.284, 2.27629  Z-:/9.007/68.331, 2.51679  Z0:/2.827/85.260, 12.06109

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH      615.43   10299.1   -92.61
                            LG      697.38   11670.5   -90.10
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.965/88.862, 50.33208  Z-:/1.959/88.966, 55.42860  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH      429.29    7184.0   -86.82
                            LG      506.19    8471.0   -86.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.826/83.380, 8.61651  Z-:/2.820/83.437, 8.69194  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH      339.29   14194.7   -88.28
                            LG       93.33    3904.5   -92.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.195, 11.89666  Z-:/0.561/85.239, 12.00646  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH     3580.26    4134.1  -107.14
```

```
                              LG    4082.75    4714.4  -111.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/69.417/67.071, 2.36401  Z-:/69.000/68.981, 2.60253  Z0:/45.343/82.720, 7.82746

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    3932.07    9870.3  -103.84
                              LG    4884.76   12261.8  -108.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.453/60.237, 1.74875  Z-:/13.287/62.648, 1.93314  Z0:/6.031/80.716, 6.11740

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2729.51   13703.3  -110.76
                              LG    1455.45    7307.0  -117.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.870/64.585, 2.10454  Z-:/4.843/66.374, 2.28610  Z0:/17.770/74.863, 3.69669

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     520.07    1305.5  -123.78
                              LG     594.37    1492.0  -124.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/104.998/79.077, 5.18186  Z-:/105.031/79.365, 5.32523  Z0:/65.705/83.048, 8.20078

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     234.33    3921.5  -129.29
                              LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.033/82.919, 8.05070  Z-:/5.035/83.042, 8.19369  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2389.07    5997.1  -112.63
                              LG    2504.79    6287.6  -116.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.494/69.028, 2.60889  Z-:/22.421/70.318, 2.79566  Z0:/19.731/81.240, 6.48973

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    2880.61    7231.0  -110.35
                            LG     2909.26    7302.9  -114.69
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.423/66.456, 2.29506  Z-:/18.320/68.259, 2.50762  Z0:/18.186/77.751, 4.60600

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    3566.57    8952.9  -103.09
                            LG     3248.71    8155.0  -100.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.761/79.132, 5.20879  Z-:/14.718/79.790, 5.55196  Z0:/19.238/71.950, 3.06856

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    2881.86   14468.2  -107.93
                            LG     3174.99   15939.8  -112.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.592/60.088, 1.73824  Z-:/4.560/62.001, 1.88083  Z0:/3.433/75.467, 3.85767

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1414.52   23671.7   -96.82
                            LG     1599.91   26774.2   -94.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.832/87.497, 22.87665  Z-:/0.830/87.653, 24.40316  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3297.45    8277.3   -98.81
                            LG     3429.57    8609.0  -101.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.067/83.119, 8.28624  Z-:/15.858/83.771, 9.16211  Z0:/14.502/90.809, 70.80146

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1414.52   23671.7   -96.82
                            LG     1599.91   26774.2   -94.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.832/87.497, 22.87665  Z-:/0.830/87.653, 24.40316  Z0:/0.548/79.165, 5.22469
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1414.52   23671.7   -96.82
                            LG     1599.91   26774.2   -94.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.832/87.497, 22.87665  Z-:/0.830/87.653, 24.40316  Z0:/0.548/79.165, 5.22469

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1605.54    4030.3  -102.16
                            LG     1357.15    3406.7   -99.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/33.209/80.678, 6.09179  Z-:/33.180/80.903, 6.24544  Z0:/51.613/75.139, 3.76849

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3520.31    8836.8  -102.98
                            LG     2765.77    6942.7  -101.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.018/80.880, 6.22950  Z-:/14.961/81.462, 6.66072  Z0:/27.413/76.479, 4.15871

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    2925.36    7343.3   -97.59
                            LG     3528.72    8857.9   -97.23
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.155/83.590, 8.90172  Z-:/17.827/84.081, 9.64491  Z0:/9.181/80.856, 6.21249

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2074.63    5207.8   -96.05
                            LG     2014.20    5056.1   -94.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.604/82.346, 7.44150  Z-:/25.285/82.654, 7.75674  Z0:/28.296/77.494, 4.50840

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    2941.54    7383.9  -111.37
                            LG    3200.92    8035.0  -114.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.131/74.266, 3.54960  Z-:/18.065/75.513, 3.87021  Z0:/13.964/85.514, 12.74467

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2885.45    7243.1  -108.12
                            LG    2865.14    7192.1  -113.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.455/63.883, 2.03974  Z-:/18.334/65.609, 2.20543  Z0:/19.349/78.721, 5.01422

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    2898.71    7276.4  -111.20
                            LG    3351.91    8414.0  -115.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.519/73.683, 3.41590  Z-:/18.419/75.172, 3.77742  Z0:/11.344/87.755, 25.50678

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2367.36    5942.6   -97.16
                            LG    2670.69    6704.0   -92.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.450/83.029, 8.17891  Z-:/22.127/83.442, 8.69871  Z0:/15.637/66.129, 2.25975

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2821.10    7081.6  -108.56
                            LG    2778.03    6973.5  -114.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.884/64.350, 2.08247  Z-:/18.768/66.032, 2.24937  Z0:/20.254/78.817, 5.05800

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3202.90    8040.0  -106.83
                            LG    2806.26    7044.3  -106.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.807/77.528, 4.52108  Z-:/16.718/78.501, 4.91554  Z0:/24.028/76.726, 4.23887

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     806.88    4050.9  -113.55
                            LG      831.08    4172.4  -114.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.341/87.032, 19.28558  Z-:/16.333/87.232, 20.67961  Z0:/14.934/89.979, 2697.2576

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5      34.500] 3PH     347.32    5812.4  -106.52
                            LG      319.76    5351.1   -91.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.278/87.379, 21.84140  Z-:/3.278/87.417, 22.16742  Z0:/4.706/49.940, 1.18924

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3372.19    8464.9  -104.47
                            LG     2929.24    7353.0  -103.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.884/77.378, 4.46569  Z-:/15.785/78.260, 4.81195  Z0:/23.202/75.301, 3.81217

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    3932.07    9870.3  -103.84
                            LG     4884.76   12261.8  -108.55
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.453/60.237, 1.74875  Z-:/13.287/62.648, 1.93314  Z0:/6.031/80.716, 6.11740

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1074.12   46980.4   -96.02
                            LG     1168.81   51122.3   -98.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.167/82.415, 7.50958  Z-:/0.167/83.077, 8.23526  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    3764.72    4347.1  -105.70
                            LG     3802.49    4390.7  -102.27
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/66.228/77.488, 4.50634  Z-:/66.042/78.466, 4.90010  Z0:/65.383/66.106, 2.25728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    3580.26    4134.1  -107.14
                            LG     4082.75    4714.4  -111.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/69.417/67.071, 2.36401  Z-:/69.000/68.981, 2.60253  Z0:/45.343/82.720, 7.82746

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    3764.72    4347.1  -105.70
                            LG     3802.49    4390.7  -102.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/66.228/77.488, 4.50634  Z-:/66.042/78.466, 4.90010  Z0:/65.383/66.106, 2.25728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    3580.26    4134.1  -107.14
                            LG     4082.75    4714.4  -111.70
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/69.417/67.071, 2.36401  Z-:/69.000/68.981, 2.60253  Z0:/45.343/82.720, 7.82746

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4265.11   10706.4  -105.77
                            LG     4229.31   10616.5  -109.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.539/71.036, 2.91017  Z-:/12.426/72.734, 3.21726  Z0:/13.072/80.541, 6.00224

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1045.36   45722.4   -90.10
                            LG     1136.34   49702.1   -91.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.166/85.371, 12.35154  Z-:/0.166/85.810, 13.64886  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3552.10    8916.5  -105.68
                             LG    4024.48   10102.3  -110.92
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.952/61.410, 1.83488  Z-:/14.807/63.586, 2.01326  Z0:/10.147/78.901, 5.09763

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
 X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
   6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1001.21   43791.8   -96.38
                             LG    1098.29   48037.6   -98.74
 THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.172/82.106, 7.21180  Z-:/0.172/82.744, 7.85397  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

 ------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

-------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2025 – Época Seca en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, OCT 28 2015 16:47
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA SECA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2985.02	7493.1	-94.70
	LG	2905.26	7292.8	-95.31
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.089/84.457, 10.30507	Z-:/17.811/84.944, 11.30274	Z0:/19.860/85.717, 13.35268

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	5945.17	14923.7	-98.46
	LG	6504.16	16326.9	-102.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/8.624/69.107, 2.61975	Z-:/8.574/70.444, 2.81520	Z0:/6.558/81.875, 7.00410

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	5003.68	25120.7	-100.01
	LG	5477.62	27500.0	-104.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/2.550/67.080, 2.36508	Z-:/2.541/68.163, 2.49555	Z0:/1.945/82.391, 7.48590

	<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X	MVA	AMP	DEG

```
  6003 [PANII230    230.00] 3PH    5410.62   13581.8   -99.52
                            LG    5287.65   13273.2  -103.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.523/69.846, 2.72468  Z-:/9.480/71.009, 2.90570  Z0:/10.307/79.058, 5.17247

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    3368.73   16912.5  -105.08
                            LG    3347.04   16803.6  -109.15
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.846/71.794, 3.04045  Z-:/3.842/72.534, 3.17820  Z0:/3.973/83.061, 8.21703

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    4758.98   11946.1  -100.80
                            LG    4630.84   11624.4  -105.43
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.933/73.005, 3.27197  Z-:/10.826/74.888, 3.70307  Z0:/12.077/84.285, 9.99192

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1797.80   30085.8  -110.50
                            LG    1606.53   26885.0  -115.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.659/80.290, 5.84401  Z-:/0.637/84.437, 10.26677  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    5150.50   12928.9   -98.50
                            LG    4610.65   11573.8  -100.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.329/77.201, 4.40185  Z-:/10.266/78.187, 4.78115  Z0:/14.048/82.199, 7.29957

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2208.54   11087.8  -104.99
                            LG    2565.12   12878.0  -107.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.974/80.374, 5.89581  Z-:/5.942/81.092, 6.38021  Z0:/3.542/88.897, 51.92416

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1925.67   32225.7  -106.88
                            LG     1156.32   19350.7  -110.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.617/83.577, 8.88285  Z-:/0.611/84.547, 10.47500  Z0:/1.857/89.800, 286.72324

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    5146.18   12918.0   -95.02
                            LG     6732.87   16901.0   -92.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.426/83.225, 8.41738  Z-:/10.276/83.973, 9.47127  Z0:/3.355/65.066, 2.15098

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2397.61   12037.0   -97.51
                            LG     1103.45    5539.8    61.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.633/86.126, 14.76810  Z-:/5.393/88.067, 29.63613  Z0:/47.210/-77.182, 4.39496

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     786.97   13169.8   -99.41
                            LG     1206.26   20186.4  -102.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.512/86.724, 17.46907  Z-:/1.294/93.276, 17.47261  Z0:/0.159/89.899, 564.58630

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3702.47    9294.0   -94.87
                            LG     4230.88   10620.4   -95.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.573/84.655, 10.68841  Z-:/14.295/85.294, 12.14664  Z0:/9.392/85.196, 11.89943

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1259.03    6320.9   -98.39
                            LG     2534.47   12724.2   -98.48
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.669/88.131, 30.64050  Z-:/10.304/89.187, 70.46168  Z0:/5.074/-89.995, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     492.22    8237.2   -99.49
                            LG      140.58    2352.6  -100.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.460/89.121, 65.14979  Z-:/2.235/91.937, 29.56775  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    4911.59   24658.3  -100.19
                            LG     5372.97   26974.7  -104.35
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.595/67.190, 2.37777  Z-:/2.586/68.251, 2.50663  Z0:/1.974/80.924, 6.25985

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1892.00    9498.7  -107.45
                            LG     1770.01    8886.2  -105.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.640/73.056, 3.28234  Z-:/6.628/73.476, 3.37076  Z0:/8.048/67.787, 2.44883

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    2730.58   13708.7  -108.61
                            LG     3207.21   16101.6  -110.27
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.594/76.740, 4.24366  Z-:/4.533/77.649, 4.56704  Z0:/2.616/82.602, 7.70118

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    2730.54   13708.5  -108.66
                            LG     3213.69   16134.2  -110.34
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.595/76.789, 4.25969  Z-:/4.534/77.698, 4.58553  Z0:/2.593/82.778, 7.89101

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     205.55    8599.6  -122.85
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.888/89.024, 58.66949  Z-:/0.888/89.067, 61.41823  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     205.55    8599.6  -122.85
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.888/89.024, 58.66949  Z-:/0.888/89.067, 61.41823  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     394.27   16495.1  -121.96
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.463/88.127, 30.57479  Z-:/0.463/88.211, 32.01206  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     203.09    8496.5  -122.98
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.915/88.808, 48.06287  Z-:/0.915/88.851, 49.87734  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     203.09    8496.5  -122.98
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.915/88.808, 48.06287  Z-:/0.915/88.851, 49.87734  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1702.24    8546.0   -95.00
                            LG    1750.41    8787.8   -72.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.973/85.567, 12.89804  Z-:/7.826/86.217, 15.12357  Z0:/10.727/27.239, 0.51479
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1390.36    6980.2   -93.87
                            LG     1146.02    5753.5   -76.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.788/84.676, 10.73118  Z-:/9.653/85.123, 11.71941  Z0:/18.050/48.567, 1.13295

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1578.60    7925.3   -94.51
                            LG     1480.23    7431.4   -74.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.598/85.177, 11.85089  Z-:/8.455/85.742, 13.43122  Z0:/13.028/37.248, 0.76036

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5791.55   14538.0   -94.99
                            LG     6101.54   15316.2   -92.12
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.262/83.666, 9.00945  Z-:/9.195/84.105, 9.68477  Z0:/8.005/73.683, 3.41607

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1987.08    4988.0  -104.47
                            LG     2224.87    5584.9  -107.93
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/26.094/74.373, 3.57520  Z-:/26.067/74.809, 3.68297  Z0:/18.081/87.236, 20.71299

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1448.96    7274.4  -109.28
                            LG     1364.98    6852.8  -110.74
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.682/76.803, 4.26456  Z-:/8.646/77.198, 4.40073  Z0:/10.333/80.368, 5.89225

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    3083.30    7739.7  -102.86
```

```
                              LG    2549.71    6400.3  -106.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.740/72.880, 3.24644  Z-:/16.708/73.550, 3.38686  Z0:/27.416/80.848, 6.20741

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    2552.89   12816.6  -108.15
                              LG    2875.25   14435.0  -109.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.943/77.350, 4.45561  Z-:/4.895/78.067, 4.73175  Z0:/3.339/83.177, 8.35721

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    5213.96   13088.2   -95.89
                              LG    5138.26   12898.2   -95.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.273/83.504, 8.78267  Z-:/10.222/83.873, 9.31632  Z0:/10.785/81.005, 6.31728

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    5015.94   12591.1   -97.59
                              LG    4187.17   10510.7   -95.17
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.701/81.112, 6.39494  Z-:/10.628/81.747, 6.89427  Z0:/17.182/75.290, 3.80917

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    3169.10    7955.1  -102.43
                              LG    2553.10    6408.8  -105.59
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.626/78.006, 4.70692  Z-:/16.567/78.838, 5.06805  Z0:/28.801/84.317, 10.04920

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    4358.47   10940.7  -102.01
                              LG    4193.58   10526.8  -103.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.832/74.313, 3.56066  Z-:/11.796/75.246, 3.79730  Z0:/13.278/78.024, 4.71450

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2273.68    5707.4   -93.69
                            LG     1764.38    4429.0   -92.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.520/82.018, 7.13128  Z-:/23.498/82.123, 7.22832  Z0:/43.922/80.117, 5.73984

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH     999.38    5017.3   -97.83
                            LG     1659.93    8333.6   -97.20
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.300/85.758, 13.48317  Z-:/13.296/85.803, 13.62740  Z0:/2.590/-88.185, 31.56431

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     438.32    7335.3   -99.59
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.751/86.280, 15.37934  Z-:/2.750/86.300, 15.46272  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2548.30    6396.8   -94.05
                            LG     2905.78    7294.1   -92.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.047/83.102, 8.26594  Z-:/21.028/83.208, 8.39674  Z0:/13.350/77.372, 4.46331

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    4572.62    5280.0   -98.77
                            LG     4495.40    5190.8   -94.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/54.602/82.530, 7.62662  Z-:/54.490/82.935, 8.06850  Z0:/58.365/70.712, 2.85745

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH    5392.63   13536.7   -96.11
                            LG     5603.07   14064.9   -90.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.794/82.817, 7.93423  Z-:/9.768/83.171, 8.35072  Z0:/9.083/63.279, 1.98648
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH    2601.47   13060.5  -108.69
                            LG     3025.68   15190.2  -111.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.825/76.936, 4.30965  Z-:/4.765/77.788, 4.62032  Z0:/2.877/85.563, 12.88780

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6295 [CATIII 115  115.00] 3PH    2402.54   12061.8  -108.22
                            LG     2487.06   12486.1  -109.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.183/75.766, 3.94219  Z-:/5.124/76.553, 4.18229  Z0:/4.721/79.643, 5.47141

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH     627.55   10501.9   -95.28
                            LG      710.83   11895.6   -92.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.962/88.930, 53.55859  Z-:/1.957/89.027, 58.90642  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH     437.69    7324.7   -89.67
                            LG      515.96    8634.4   -89.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.823/83.418, 8.66703  Z-:/2.818/83.471, 8.73778  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH     346.33   14489.5   -91.31
                            LG       95.20    3983.1   -95.22
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.224, 11.96964  Z-:/0.560/85.265, 12.07260  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH    4849.68    5599.9  -101.91
                            LG    4971.73    5740.9  -104.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/50.537/75.947, 3.99504  Z-:/50.414/76.865, 4.28524  Z0:/47.184/83.438, 8.69377

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    6080.36   15263.0   -98.28
                            LG    6722.73   16875.5  -101.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.455/69.282, 2.64388  Z-:/8.405/70.625, 2.84360  Z0:/6.169/81.182, 6.44654

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    3590.31   18024.9  -104.32
                            LG    3344.23   16789.5  -109.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.557/72.443, 3.16062  Z-:/3.551/73.231, 3.31866  Z0:/4.406/84.694, 10.76764

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     513.23    1288.3  -111.35
                            LG     584.61    1467.5  -112.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/102.318/79.877, 5.60099  Z-:/102.320/79.992, 5.66668  Z0:/64.939/83.583, 8.89197

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     229.14    3834.6  -116.11
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.125/82.598, 7.69780  Z-:/5.125/82.649, 7.75138  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2602.54    6532.9  -103.30
                            LG    2420.31    6075.5  -106.68
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/19.913/73.213, 3.31489  Z-:/19.882/73.782, 3.43802  Z0:/24.594/81.610, 6.78032

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    4967.93   12470.6  -104.00
                            LG     3490.52    8762.0  -104.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.486/76.545, 4.17987  Z-:/10.464/77.339, 4.45131  Z0:/23.825/76.202, 4.07183

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    4132.30   10373.0   -95.42
                            LG     4568.23   11467.2   -89.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.805/82.152, 7.25463  Z-:/12.774/82.425, 7.51943  Z0:/9.685/60.311, 1.75396

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    3952.68   19844.2  -101.46
                            LG     3851.33   19335.4  -104.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.187/67.647, 2.43189  Z-:/3.180/68.499, 2.53856  Z0:/3.466/75.683, 3.91819

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1441.64   24125.5   -95.56
                            LG     1589.25   26595.8   -93.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.826/87.921, 27.54232  Z-:/0.824/88.035, 29.14230  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3476.92    8727.8   -94.84
                            LG     3552.91    8918.6   -97.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.464/84.279, 9.98152  Z-:/15.282/84.753, 10.88858  Z0:/14.707/90.510, 112.30618

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1441.64   24125.5   -95.56
                            LG     1589.25   26595.8   -93.01
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.826/87.921, 27.54232  Z-:/0.824/88.035, 29.14230  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1441.64   24125.5   -95.56
                            LG     1589.25   26595.8   -93.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.826/87.921, 27.54232  Z-:/0.824/88.035, 29.14230  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1699.61    4266.4   -93.33
                            LG     1262.88    3170.1   -91.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.507/81.642, 6.80646  Z-:/31.485/81.721, 6.87228  Z0:/64.284/77.935, 4.67844

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3899.52    9788.7   -95.89
                            LG     2926.03    7345.0   -93.06
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.680/83.190, 8.37339  Z-:/13.637/83.457, 8.71917  Z0:/27.449/77.415, 4.47907

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3057.52    7675.0   -94.82
                            LG     3660.55    9188.8   -94.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.667/84.378, 10.15781  Z-:/17.367/84.736, 10.85458  Z0:/9.249/81.176, 6.44180

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2149.41    5395.5   -93.23
                            LG     2070.92    5198.5   -91.40
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.130/82.841, 7.96179  Z-:/24.840/83.057, 8.21127  Z0:/28.356/77.600, 4.54841

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6459 [SAJ230      230.00] 3PH    2550.00    6401.0  -105.14
                            LG     1970.33    4946.0  -103.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.359/80.251, 5.82028  Z-:/20.331/80.767, 6.15186  Z0:/38.389/77.099, 4.36591

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    3326.54    8350.3  -101.11
                            LG     3547.65    8905.4  -102.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.902/80.004, 5.67340  Z-:/15.864/80.590, 6.03389  Z0:/13.005/85.517, 12.75450

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    3807.92    9558.7  -100.16
                            LG     3335.15    8371.9  -103.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.538/70.311, 2.79457  Z-:/13.497/71.131, 2.92597  Z0:/19.446/78.683, 4.99697

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    3356.49    8425.5  -101.81
                            LG     3716.20    9328.5  -104.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.859/79.026, 5.15711  Z-:/15.804/79.846, 5.58346  Z0:/11.401/87.858, 26.73606

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2462.69    6181.9   -94.08
                            LG     2759.16    6926.1   -89.63
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/21.948/83.676, 9.02383  Z-:/21.656/83.978, 9.47967  Z0:/15.701/66.343, 2.28268

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    3668.24    9208.1  -100.50
                            LG     3202.17    8038.1  -104.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.057/70.644, 2.84662  Z-:/14.017/71.435, 2.97750  Z0:/20.343/78.768, 5.03577
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3587.54    9005.5   -99.18
                            LG     2201.76    5526.9   -98.56
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.901/81.136, 6.41230  Z-:/14.839/81.651, 6.81432  Z0:/43.105/79.916, 5.62312

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5      34.500] 3PH     410.94    6876.9   -99.70
                            LG      396.98    6643.4   -88.44
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.939/87.448, 22.43276  Z-:/2.939/87.468, 22.60945  Z0:/3.553/57.323, 1.55906

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3911.41    9818.5   -98.44
                            LG     3149.17    7905.1   -98.62
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.722/81.608, 6.77886  Z-:/13.653/82.110, 7.21614  Z0:/23.754/81.708, 6.86168

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    6080.36   15263.0   -98.28
                            LG     6722.73   16875.5  -101.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.455/69.282, 2.64388  Z-:/8.405/70.625, 2.84360  Z0:/6.169/81.182, 6.44654

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1104.55   48311.5   -85.31
                            LG     1172.22   51271.3   -86.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.153/86.310, 15.50656  Z-:/0.153/86.561, 16.64200  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    4572.62    5280.0   -98.77
```

```
                              LG    4495.40    5190.8   -94.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/54.602/82.530, 7.62662  Z-:/54.490/82.935, 8.06850  Z0:/58.365/70.712, 2.85745

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    4849.68    5599.9  -101.91
                              LG    4971.73    5740.9  -104.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/50.537/75.947, 3.99504  Z-:/50.414/76.865, 4.28524  Z0:/47.184/83.438, 8.69377

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    4572.62    5280.0   -98.77
                              LG    4495.40    5190.8   -94.79
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/54.602/82.530, 7.62662  Z-:/54.490/82.935, 8.06850  Z0:/58.365/70.712, 2.85745

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    4849.68    5599.9  -101.91
                              LG    4971.73    5740.9  -104.61
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/50.537/75.947, 3.99504  Z-:/50.414/76.865, 4.28524  Z0:/47.184/83.438, 8.69377

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    5150.50   12928.9   -98.50
                              LG    4610.65   11573.8  -100.82
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.329/77.201, 4.40185  Z-:/10.266/78.187, 4.78115  Z0:/14.048/82.199, 7.29957

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1094.35   47865.2   -78.60
                              LG    1176.56   51461.2   -79.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.160/87.301, 21.21488  Z-:/0.160/87.520, 23.08766  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    5410.62   13581.8   -99.52
                            LG     5287.65   13273.2  -103.13
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.523/69.846, 2.72468  Z-:/9.480/71.009, 2.90570  Z0:/10.307/79.058, 5.17247

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                 <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                              /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1079.03   47195.3   -85.71
                            LG     1152.63   50414.5   -86.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.157/86.041, 14.45055  Z-:/0.157/86.279, 15.37745  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

Año 2025 – Época Lluviosa en Demanda Máxima

PSS(R)E-33.5.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, OCT 28 2015 16:47
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ESC. DE DEMANDA MÁXIMA
PLAN DE EXPANSIÓN 2015 - ÉPOCA LLUVIOSA

OUTPUT FOR OWNER 20 [ETESA]

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6000 [FRONTPRO 230.00]	3PH	2948.58	7401.6	-93.75
	LG	2881.46	7233.1	-94.72
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/18.306/83.542, 8.83503	Z-:/18.038/84.158, 9.77354	Z0:/19.860/85.718, 13.35638

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6001 [PAN230 230.00]	3PH	4157.93	10437.3	-99.15
	LG	5029.06	12624.0	-104.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/12.692/57.957, 1.59768	Z-:/12.644/60.168, 1.74384	Z0:/6.559/81.875, 7.00462

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6002 [PAN115 115.00]	3PH	3686.22	18506.5	-100.97
	LG	4419.95	22190.1	-107.26
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM)		Z+:/3.569/56.278, 1.49820	Z-:/3.563/58.251, 1.61603	Z0:/1.945/82.392, 7.48670

		<-SCMVA->	<-Sym I''k rms--> /I/	AN(I)
X---------- BUS ----------X		MVA	AMP	DEG
6003 [PANII230 230.00]	3PH	3808.42	9560.0	-100.59

```
                              LG    4220.37   10594.0  -106.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.932/58.830, 1.65313  Z-:/13.901/60.855, 1.79336  Z0:/10.309/79.058, 5.17262

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6004 [PANII115    115.00] 3PH    2744.00   13776.1  -107.45
                              LG    2959.07   14855.8  -113.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.875/62.304, 1.90506  Z-:/4.886/63.784, 2.03082  Z0:/3.974/83.061, 8.21611

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6005 [CHO230      230.00] 3PH    3751.67    9417.5  -102.69
                              LG    4010.38   10066.9  -109.83
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.224/63.383, 1.99550  Z-:/14.118/66.048, 2.25114  Z0:/12.078/84.285, 9.99258

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6007 [CHO34       34.500] 3PH    1691.60   28308.6  -116.61
                              LG    1568.63   26250.7  -123.88
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.717/75.065, 3.74894  Z-:/0.694/79.663, 5.48260  Z0:/0.922/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6008 [LSA230      230.00] 3PH    4523.69   11355.5  -101.75
                              LG    4294.00   10778.9  -106.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.986/70.772, 2.86705  Z-:/11.948/72.329, 3.13899  Z0:/14.103/82.168, 7.27011

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6009 [LSA115      115.00] 3PH    2128.85   10687.7  -111.14
                              LG    2503.40   12568.1  -114.16
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.295/76.902, 4.29782  Z-:/6.276/77.899, 4.66425  Z0:/3.544/88.889, 51.55297

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6010 [LSA34       34.500] 3PH    1858.46   31100.9  -113.24
                            LG     1157.64   19372.9  -119.25
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.654/80.000, 5.67152  Z-:/0.649/81.215, 6.47070  Z0:/1.857/89.799, 284.55133

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6011 [MDN230      230.00] 3PH    5017.47   12595.0   -95.26
                            LG     6575.71   16506.5   -93.52
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.721/81.143, 6.41760  Z-:/10.586/82.135, 7.23883  Z0:/3.355/65.065, 2.15083

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6012 [MDN115      115.00] 3PH    2375.95   11928.3   -97.16
                            LG     1100.31    5524.0    59.75
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.668/84.796, 10.97896  Z-:/5.440/86.956, 18.80549  Z0:/47.200/-77.182, 4.39526

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6013 [MDN34       34.500] 3PH     786.42   13160.5   -98.66
                            LG     1203.63   20142.4  -101.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.514/84.124, 9.71576  Z-:/1.300/90.954, 60.06397  Z0:/0.159/89.899, 564.58630

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6014 [PRO230      230.00] 3PH    3647.22    9155.3   -93.76
                            LG     4181.20   10495.7   -94.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.787/83.499, 8.77577  Z-:/14.519/84.294, 10.00805  Z0:/9.392/85.198, 11.90380

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6015 [PRO115      115.00] 3PH    1253.08    6291.0   -97.92
                            LG     2517.26   12637.8   -97.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.714/87.242, 20.75587  Z-:/10.357/88.417, 36.17543  Z0:/5.074/-89.995, 9999.999
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6016 [PRO34       34.500] 3PH     491.33    8222.4   -99.19
                            LG      140.46    2350.6  -101.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.463/87.438, 22.34622  Z-:/2.240/90.375, 152.62585  Z0:/21.149/90.000, 9999.999

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6018 [CAC115      115.00] 3PH    3638.84   18268.5  -101.24
                            LG    4350.99   21843.9  -107.19
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/3.612/56.479, 1.50962  Z-:/3.606/58.426, 1.62711  Z0:/1.975/80.925, 6.26058

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6024 [CHI115      115.00] 3PH    1659.34    8330.6  -113.53
                            LG    1633.32    8200.0  -114.14
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.751/66.767, 2.32951  Z-:/7.753/67.767, 2.44636  Z0:/8.121/67.576, 2.42331

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6059 [LM1115      115.00] 3PH    1807.20    9073.0  -113.43
                            LG    2304.92   11571.7  -116.54
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.949/67.509, 2.41530  Z-:/6.847/69.219, 2.63511  Z0:/2.618/82.619, 7.71939

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6060 [LM2115      115.00] 3PH    1803.33    9053.5  -113.45
                            LG    2304.12   11567.7  -116.57
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.965/67.522, 2.41687  Z-:/6.863/69.232, 2.63695  Z0:/2.596/82.796, 7.91135

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6082 [PAN13T1     13.800] 3PH     209.91    8782.1  -133.68
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.897/88.118, 30.43661  Z-:/0.898/88.216, 32.10744  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6083 [PAN13T2     13.800] 3PH     209.91    8782.1  -133.68
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.897/88.118, 30.43661  Z-:/0.898/88.216, 32.10744  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6084 [PAN13T3     13.800] 3PH     398.69   16679.9  -131.99
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.472/86.424, 16.00250  Z-:/0.473/86.613, 16.89617  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6085 [PANIIT1     13.800] 3PH     207.61    8685.6  -133.85
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.925/87.866, 26.83033  Z-:/0.926/87.962, 28.09577  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6086 [PANIIT2     13.800] 3PH     207.61    8685.6  -133.85
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.925/87.866, 26.83033  Z-:/0.926/87.962, 28.09577  Z0:/1904400.0/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6087 [CAL115      115.00] 3PH    1694.44    8506.8   -93.16
                            LG    1740.26    8736.9   -70.58
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.999/85.051, 11.54814  Z-:/7.859/85.810, 13.64853  Z0:/10.727/27.252, 0.51508

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6088 [LES115      115.00] 3PH    1385.80    6957.3   -91.93
                            LG     1142.43    5735.5   -74.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.814/84.302, 10.02283  Z-:/9.685/84.832, 11.05645  Z0:/18.050/48.574, 1.13326

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6092 [LVA115      115.00] 3PH    1572.22    7893.2   -92.62
                            LG     1473.47    7397.4   -72.49
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/8.624/84.719, 10.81788  Z-:/8.488/85.382, 12.38100  Z0:/13.028/37.259, 0.76066

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6096 [FOR230      230.00] 3PH    5715.63   14347.5   -95.98
                            LG     6043.62   15170.8   -93.90
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.432/81.475, 6.67121  Z-:/9.381/82.148, 7.25165  Z0:/8.005/73.683, 3.41605

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6100 [BAY230      230.00] 3PH    1768.86    4440.2  -110.71
                            LG     2058.66    5167.7  -115.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/30.192/68.515, 2.54065  Z-:/30.248/69.456, 2.66842  Z0:/18.092/87.243, 20.76257

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6169 [STR230      230.00] 3PH    3017.44    7574.4  -106.39
                            LG     2704.42    6788.7  -111.29
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.582/65.138, 2.15809  Z-:/17.597/66.735, 2.32591  Z0:/23.898/76.085, 4.03626

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6170 [CPA115      115.00] 3PH    1224.99    6150.0  -117.04
                            LG     1231.28    6181.6  -120.41
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.372/71.201, 2.93759  Z-:/10.331/72.169, 3.10891  Z0:/10.334/80.346, 5.87874

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6171 [PAC230      230.00] 3PH    2538.59    6372.4  -106.91
                            LG    2320.50    5825.0  -113.64
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.941/64.841, 2.12908  Z-:/20.965/66.193, 2.26654  Z0:/27.418/80.849, 6.20782

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6173 [STR115      115.00] 3PH    1846.31    9269.3  -113.73
                            LG    2246.77   11279.7  -117.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/6.865/69.145, 2.62496  Z-:/6.792/70.640, 2.84593  Z0:/3.340/83.184, 8.36659

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6179 [GUA230      230.00] 3PH    5125.56   12866.3   -96.97
                            LG    5086.00   12767.0   -97.09
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/10.508/81.251, 6.49771  Z-:/10.474/81.850, 6.98305  Z0:/10.787/81.004, 6.31667

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6182 [VEL230      230.00] 3PH    4645.78   11661.9   -99.51
                            LG    4014.89   10078.2   -99.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.722/77.041, 4.34566  Z-:/11.671/78.062, 4.72992  Z0:/17.307/75.226, 3.79177

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6240 [EHIG230     230.00] 3PH    2873.70    7213.6  -107.14
                            LG    2448.32    6145.8  -112.76
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.722/72.293, 3.13206  Z-:/18.712/73.665, 3.41193  Z0:/28.811/84.316, 10.04714

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6245 [BNGA230     230.00] 3PH    3457.31    8678.6  -104.29
                            LG     3639.52    9136.0  -108.94
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.357/64.574, 2.10352  Z-:/15.357/66.281, 2.27606  Z0:/13.278/78.025, 4.71473

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6260 [CHA230      230.00] 3PH    2323.55    5832.6   -95.39
                            LG     1794.17    4503.8   -94.97
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.295/81.070, 6.36389  Z-:/23.293/81.264, 6.50765  Z0:/43.922/80.117, 5.73980

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6261 [CHA115      115.00] 3PH    1013.05    5085.9   -99.41
                            LG     1682.91    8448.9   -98.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.244/85.434, 12.52062  Z-:/13.245/85.512, 12.74048  Z0:/2.590/-88.185, 31.56409

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6262 [CHA34       34.500] 3PH     443.12    7415.5  -101.31
                            LG       0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.746/86.214, 15.10944  Z-:/2.747/86.248, 15.24750  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6263 [ESP230      230.00] 3PH    2601.55    6530.5   -95.49
                            LG     2957.87    7424.9   -94.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/20.844/82.141, 7.24427  Z-:/20.842/82.336, 7.43143  Z0:/13.350/77.372, 4.46336

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6275 [CHG500      500.00] 3PH    4495.56    5191.0  -100.21
                            LG     4464.20    5154.8   -97.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/56.823/78.446, 4.89165  Z-:/56.866/79.224, 5.25393  Z0:/58.368/70.713, 2.85762
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6276 [CHG230      230.00] 3PH     5673.61   14242.0   -97.00
                            LG     5805.93   14574.1   -91.92
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/9.467/79.697, 5.50124  Z-:/9.465/80.348, 5.88003  Z0:/9.083/63.281, 1.98665

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6290 [CATII115    115.00] 3PH     1764.62    8859.2  -113.78
                            LG     2228.10   11186.1  -117.41
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.123/68.015, 2.47701  Z-:/7.027/69.660, 2.69762  Z0:/2.878/85.567, 12.89987

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6295 [CATIII 115  115.00] 3PH     1667.84    8373.3  -113.83
                            LG     1917.99    9629.1  -117.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/7.479/67.390, 2.40118  Z-:/7.383/68.953, 2.59876  Z0:/4.722/79.652, 5.47659

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6300 [CAL34       34.500] 3PH      623.52   10434.4   -88.79
                            LG      706.26   11819.1   -86.28
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/1.962/88.859, 50.18558  Z-:/1.958/88.971, 55.66875  Z0:/1.293/78.564, 4.94358

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6304 [MENII34     34.500] 3PH      435.43    7286.9   -83.04
                            LG      513.31    8590.2   -82.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.823/83.373, 8.60727  Z-:/2.819/83.437, 8.69129  Z0:/1.545/80.392, 5.90726

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6308 [MENII 13A   13.800] 3PH      344.66   14419.6   -84.51
```

```
                              LG      94.76    3964.6   -88.45
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.561/85.191, 11.88633  Z-:/0.560/85.239, 12.00726  Z0:/5.003/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6309 [PAN3 500    500.00] 3PH    3842.83    4437.3  -102.21
                              LG    4275.92    4937.4  -107.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.719/65.845, 2.22980  Z-:/65.776/67.535, 2.41838  Z0:/47.187/83.439, 8.69405

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6310 [PAN3 230    230.00] 3PH    4222.28   10598.8   -98.89
                              LG    5150.55   12929.0  -104.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.529/58.065, 1.60440  Z-:/12.481/60.280, 1.75180  Z0:/6.170/81.183, 6.44702

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6311 [PAN3 115    115.00] 3PH    2925.39   14686.7  -106.82
                              LG    2987.63   14999.2  -114.36
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.500/63.208, 1.98032  Z-:/4.506/64.746, 2.11994  Z0:/4.406/84.694, 10.76787

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6315 [MET230      230.00] 3PH     510.45    1281.3  -121.47
                              LG     584.61    1467.5  -122.87
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/106.059/77.983, 4.69788  Z-:/106.219/78.247, 4.80623  Z0:/65.757/83.502, 8.77990

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6316 [MET34.5     34.500] 3PH     232.51    3891.0  -127.29
                              LG      0.00       0.0     0.00
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/5.146/81.886, 7.01431  Z-:/5.151/81.998, 7.11345  Z0:/0.12E+08/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
```

```
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6317 [CHE         230.00] 3PH    2215.00    5560.1  -108.26
                            LG     2214.64    5559.2  -113.89
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/24.098/66.069, 2.25332  Z-:/24.134/67.251, 2.38486  Z0:/24.631/81.616, 6.78504

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6318 [SAB230      230.00] 3PH    3032.30    7611.7  -106.32
                            LG     2715.92    6817.6  -111.30
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.494/65.086, 2.15292  Z-:/17.508/66.690, 2.32089  Z0:/23.826/76.202, 4.07195

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6340 [CAN230      230.00] 3PH    4249.63   10667.5   -97.02
                            LG     4664.84   11709.8   -91.80
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.634/79.897, 5.61233  Z-:/12.626/80.384, 5.90237  Z0:/9.686/60.314, 1.75422

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6350 [PM115-8     115.00] 3PH    3132.53   15726.7  -103.65
                            LG     3344.95   16793.1  -109.37
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/4.155/58.177, 1.61142  Z-:/4.157/59.827, 1.72005  Z0:/3.466/75.684, 3.91845

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6379 [BOQIII34C   34.500] 3PH    1429.26   23918.3   -92.54
                            LG     1576.12   26376.1   -90.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.828/87.529, 23.16975  Z-:/0.827/87.674, 24.61858  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                          /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6380 [BOQIII230   230.00] 3PH    3425.54    8598.9   -94.38
                            LG     3517.45    8829.6   -96.95
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.693/83.137, 8.30810  Z-:/15.524/83.759, 9.14470  Z0:/14.707/90.511, 112.22542
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6381 [BOQIII34    34.500] 3PH    1429.26   23918.3   -92.54
                            LG     1576.12   26376.1   -90.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.828/87.529, 23.16975  Z-:/0.827/87.674, 24.61858  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6398 [BOQIII34B   34.500] 3PH    1429.26   23918.3   -92.54
                            LG     1576.12   26376.1   -90.11
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.828/87.529, 23.16975  Z-:/0.827/87.674, 24.61858  Z0:/0.603/78.235, 4.80156

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6400 [FRONTCHA    230.00] 3PH    1732.61    4349.2   -95.26
                            LG     1282.35    3219.0   -93.78
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/31.283/80.932, 6.26538  Z-:/31.280/81.077, 6.36889  Z0:/64.284/77.935, 4.67842

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6401 [PM230-29    230.00] 3PH    3902.64    9796.5   -97.58
                            LG     2936.83    7372.1   -95.73
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.789/81.352, 6.57479  Z-:/13.766/81.803, 6.94231  Z0:/27.451/77.414, 4.47893

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6440 [DOM230      230.00] 3PH    3020.39    7581.8   -93.37
                            LG     3624.60    9098.5   -93.07
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.900/83.560, 8.85940  Z-:/17.606/84.037, 9.57328  Z0:/9.250/81.188, 6.45097

                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                             /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
```

```
  6441 [PRIM230     230.00] 3PH    2132.69    5353.5   -91.84
                            LG    2061.00    5173.6   -90.24
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/25.361/82.309, 7.40467  Z-:/25.076/82.608, 7.70797  Z0:/28.357/77.604, 4.54992

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6459 [SAJ230      230.00] 3PH    2300.42    5774.6  -110.83
                            LG    1890.16    4744.7  -112.81
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/23.255/73.351, 3.34390  Z-:/23.299/74.376, 3.57589  Z0:/38.390/77.099, 4.36599

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6460 [ECO230      230.00] 3PH    3017.90    7575.6  -107.68
                            LG    3336.15    8374.5  -111.05
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.000/74.295, 3.55652  Z-:/18.010/75.364, 3.82912  Z0:/13.006/85.518, 12.75652

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6470 [24DIC230    230.00] 3PH    2971.62    7459.4  -103.45
                            LG    2913.98    7314.7  -110.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.864/61.464, 1.83903  Z-:/17.858/63.047, 1.96659  Z0:/19.450/78.685, 4.99782

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6485 [ANT230      230.00] 3PH    3035.32    7619.3  -107.46
                            LG    3469.03    8708.0  -111.47
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/17.827/73.379, 3.34993  Z-:/17.817/74.733, 3.66370  Z0:/11.403/87.858, 26.73660

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                                /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6500 [FRONTDOM    230.00] 3PH    2438.33    6120.7   -92.92
                            LG    2737.09    6870.7   -88.71
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/22.181/83.001, 8.14504  Z-:/21.896/83.403, 8.64730  Z0:/15.702/66.351, 2.28355

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6601 [COP230      230.00] 3PH    2891.06    7257.2  -103.95
                            LG     2816.25    7069.4  -110.42
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/18.367/61.959, 1.87749  Z-:/18.365/63.499, 2.00563  Z0:/20.348/78.770, 5.03672

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6760 [SBA230      230.00] 3PH    3353.72    8418.6  -102.70
                            LG     2102.65    5278.1  -104.01
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/16.303/77.437, 4.48720  Z-:/16.271/78.299, 4.82849  Z0:/45.441/79.363, 5.32459

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6761 [SBA115      115.00] 3PH     843.21    4233.3  -109.02
                            LG     860.32    4319.2  -109.99
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/15.894/87.129, 19.94038  Z-:/15.896/87.295, 21.16477  Z0:/14.955/89.968, 1776.6757

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6762 [SBA34.5     34.500] 3PH     391.20    6546.6  -100.39
                            LG     376.47    6300.2   -89.21
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/2.980/87.392, 21.95605  Z-:/2.980/87.421, 22.20434  Z0:/3.633/57.615, 1.57668

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6860 [BBL230      230.00] 3PH    3691.71    9267.0  -101.29
                            LG     3064.31    7692.1  -103.03
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/14.744/78.254, 4.80923  Z-:/14.702/79.082, 5.18403  Z0:/23.860/81.634, 6.79964

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                            /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6985 [SVC-PAN3    230.00] 3PH    4222.28   10598.8   -98.89
                            LG     5150.55   12929.0  -104.30
```

```
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/12.529/58.065, 1.60440  Z-:/12.481/60.280, 1.75180  Z0:/6.170/81.183, 6.44702

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6986 [SVC-PAN3    13.200] 3PH    1073.48   46952.6   -93.14
                            LG    1160.64   50764.7   -95.48
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.163/82.314, 7.40981  Z-:/0.164/82.848, 7.96958  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6990 [REACTOR1    500.00] 3PH    4495.56    5191.0  -100.21
                            LG    4464.20    5154.8   -97.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/56.823/78.446, 4.89165  Z-:/56.866/79.224, 5.25393  Z0:/58.368/70.713, 2.85762

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6991 [REACTOR2    500.00] 3PH    3842.83    4437.3  -102.21
                            LG    4275.92    4937.4  -107.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.719/65.845, 2.22980  Z-:/65.776/67.535, 2.41838  Z0:/47.187/83.439, 8.69405

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6992 [REACTOR3    500.00] 3PH    4495.56    5191.0  -100.21
                            LG    4464.20    5154.8   -97.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/56.823/78.446, 4.89165  Z-:/56.866/79.224, 5.25393  Z0:/58.368/70.713, 2.85762

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6993 [REACTOR4    500.00] 3PH    3842.83    4437.3  -102.21
                            LG    4275.92    4937.4  -107.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/65.719/65.845, 2.22980  Z-:/65.776/67.535, 2.41838  Z0:/47.187/83.439, 8.69405

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
```

```
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6995 [SVC-LSA     230.00] 3PH    4523.69   11355.5  -101.75
                            LG     4294.00   10778.9  -106.46
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/11.986/70.772, 2.86705  Z-:/11.948/72.329, 3.13899  Z0:/14.103/82.168, 7.27011

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6996 [SVC-LSA     13.200] 3PH    1075.32   47033.2   -86.45
                            LG     1164.82   50947.6   -87.84
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.165/85.467, 12.61327  Z-:/0.165/85.840, 13.74735  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6997 [SVC-PAN2    230.00] 3PH    3808.42    9560.0  -100.59
                            LG     4220.37   10594.0  -106.77
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/13.932/58.830, 1.65313  Z-:/13.901/60.855, 1.79336  Z0:/10.309/79.058, 5.17262

-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
                                  <-SCMVA-> <-Sym I''k rms-->
                                               /I/    AN(I)
X---------- BUS ----------X          MVA        AMP      DEG
  6998 [SVC-PAN2    13.200] 3PH    1058.48   46296.6   -93.62
                            LG     1153.18   50438.6   -96.04
THEVENIN IMPEDANCE, X/R  (OHM)    Z+:/0.168/81.857, 6.98853  Z-:/0.168/82.381, 7.47618  Z0:/0.127/90.000, 9999.999

                                  ------------------------------------------------------------
```

ANEXO III-15

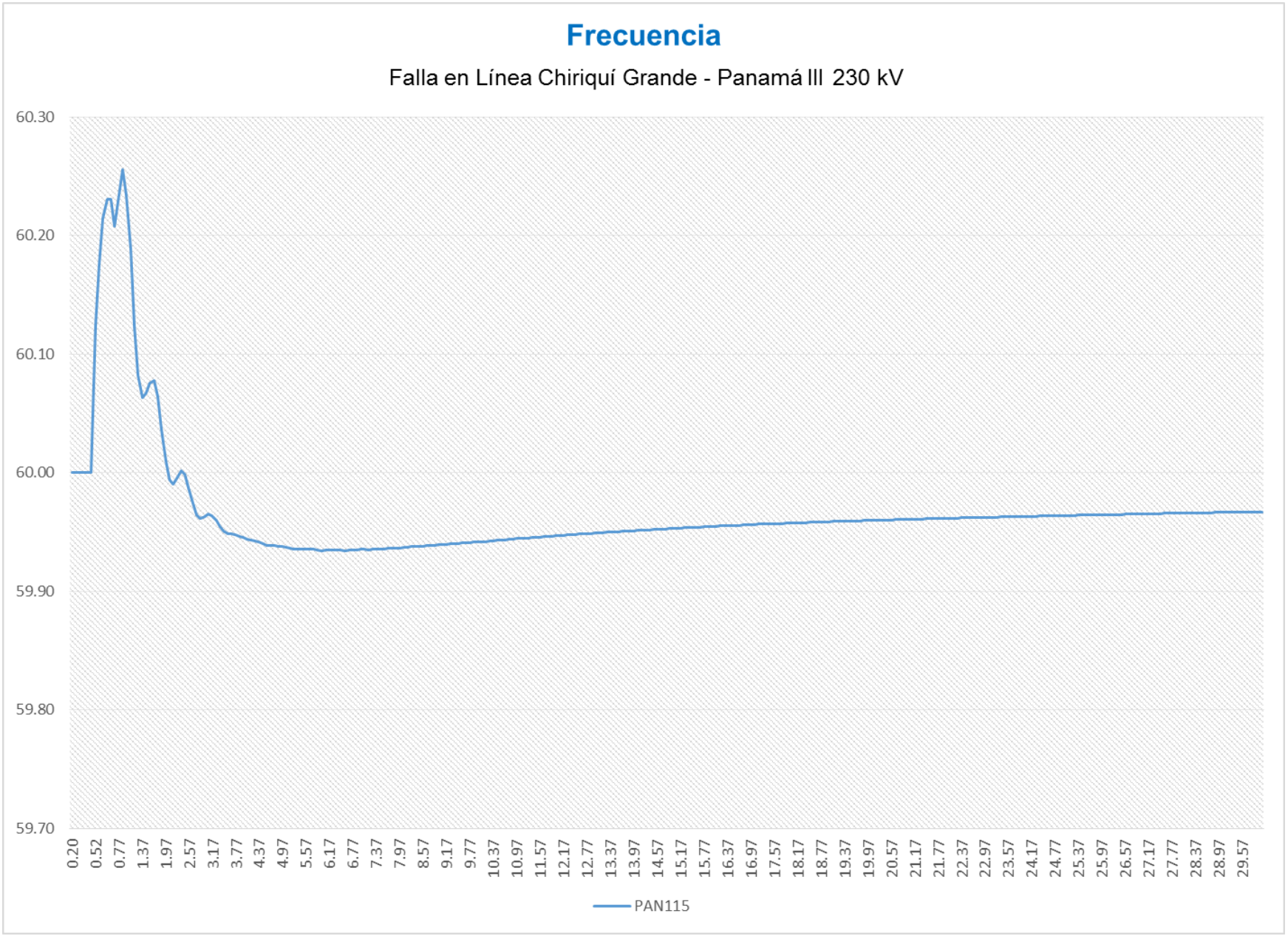
ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DINÁMICA DE LARGO PLAZO

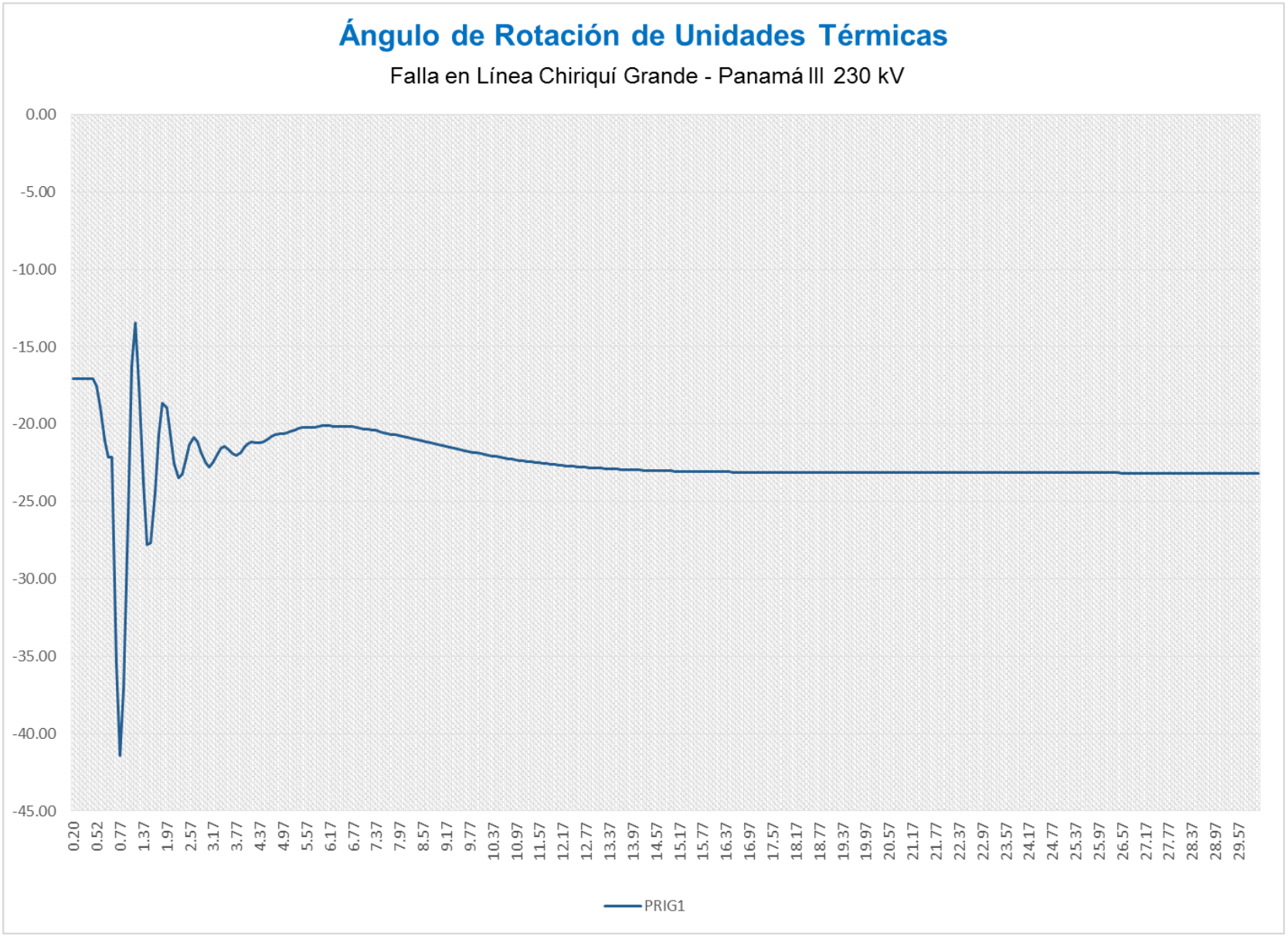
Índice General

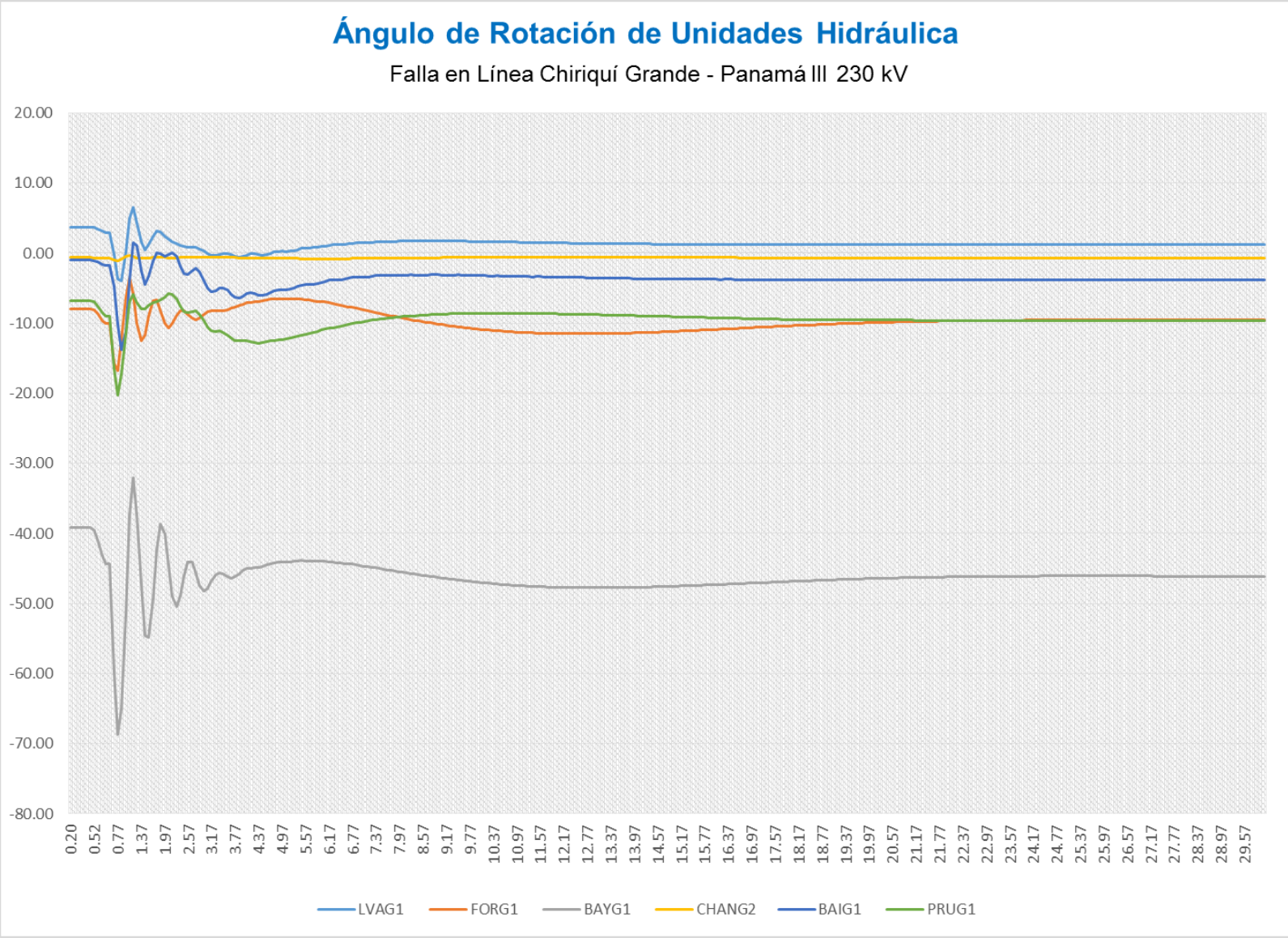
Año 2019 2
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Chiriquí Grande – Panamá 3 3
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo 9
Año 2020 15
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo 16
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá – Panamá II 22
Año 2021 28
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Burunga – Panamá III 29
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera 35
Año 2025 41
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Antón - Chorrera 42
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá – Panamá III 48

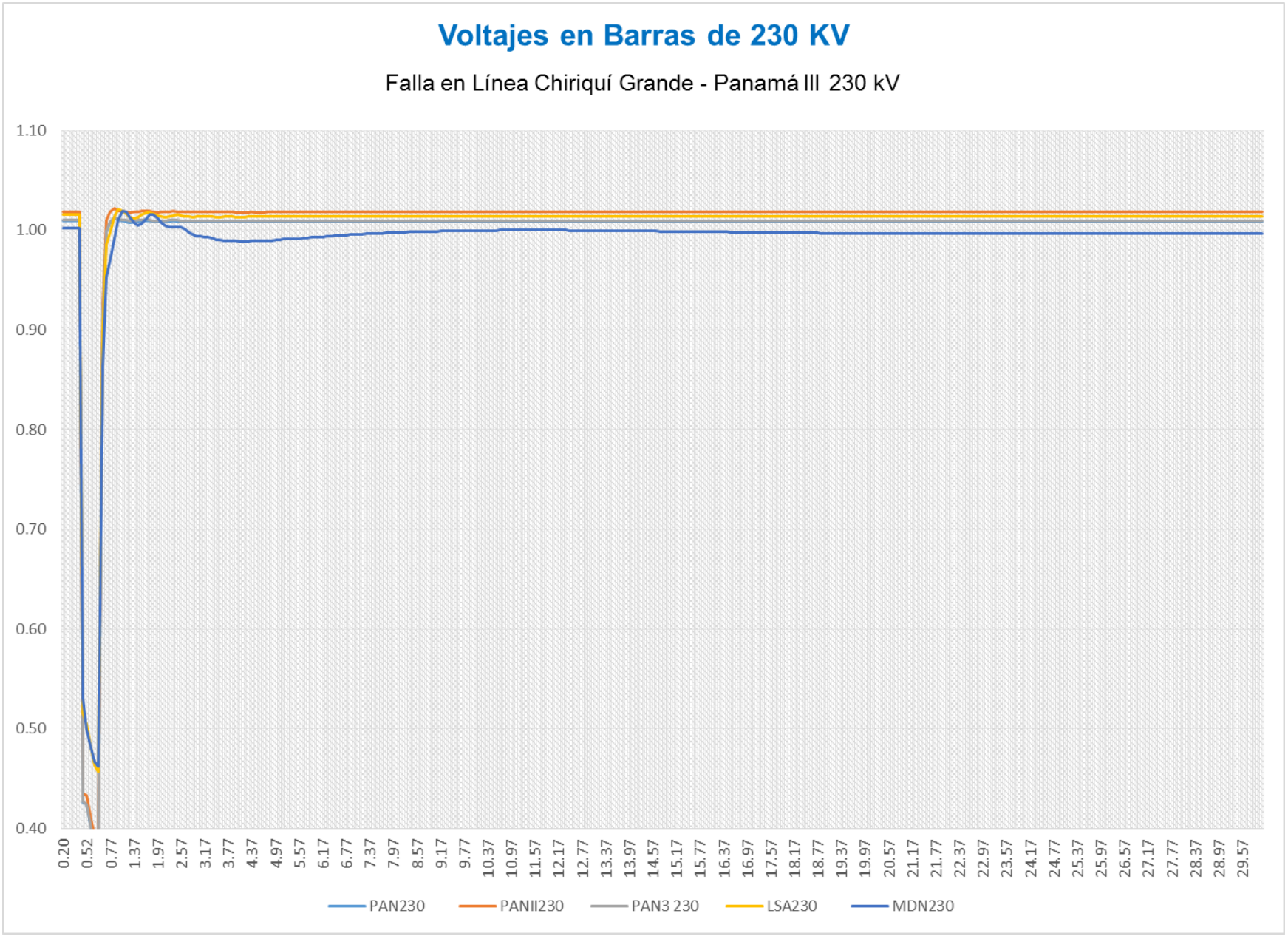
Año 2019

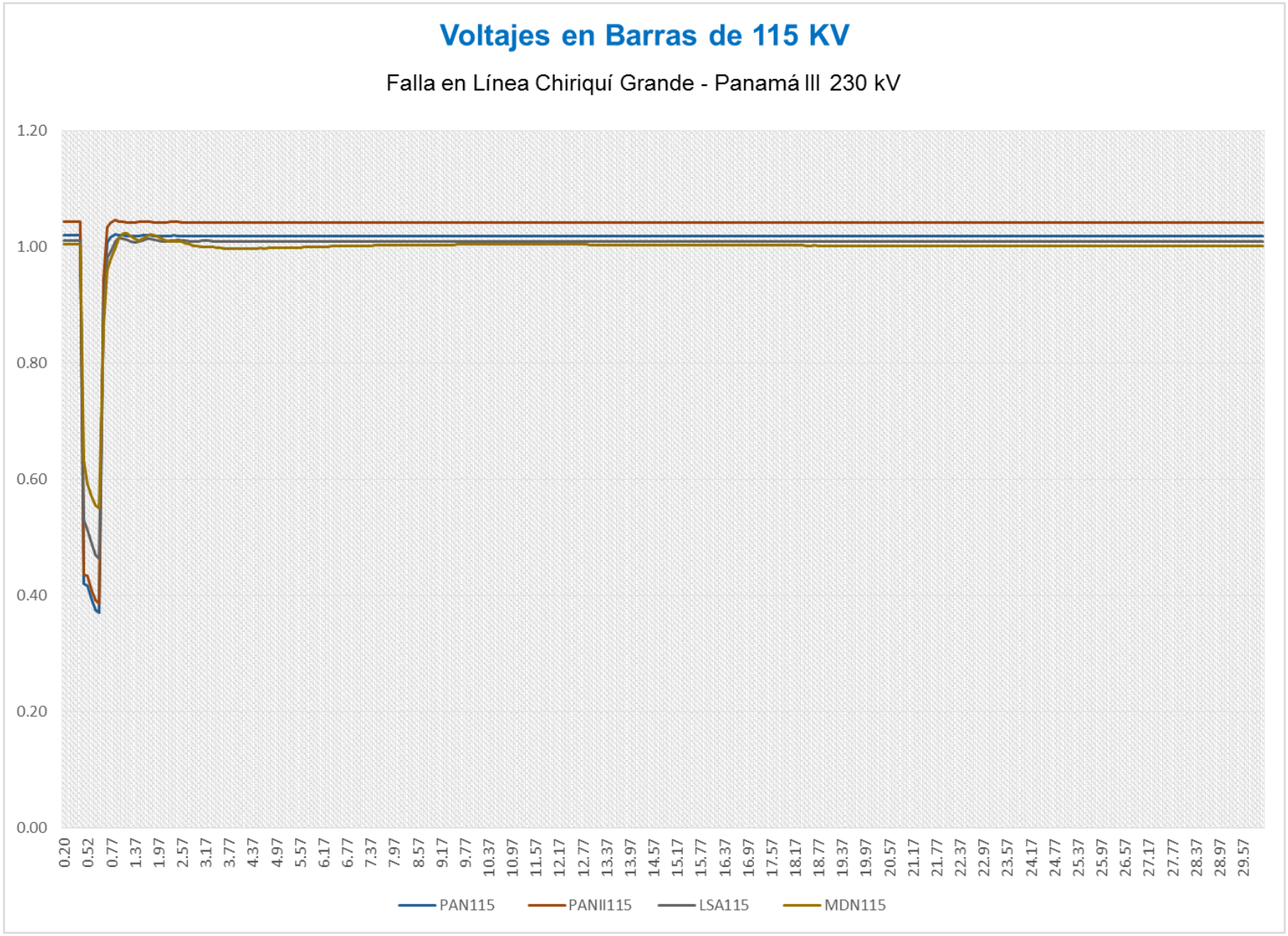
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Chiriquí Grande – Panamá 3


Frecuencia
Falla en Línea Chiriquí Grande - Panamá III 230 kV
60.30
60.20
60.10
60.00
59.90
59.80
59.70
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

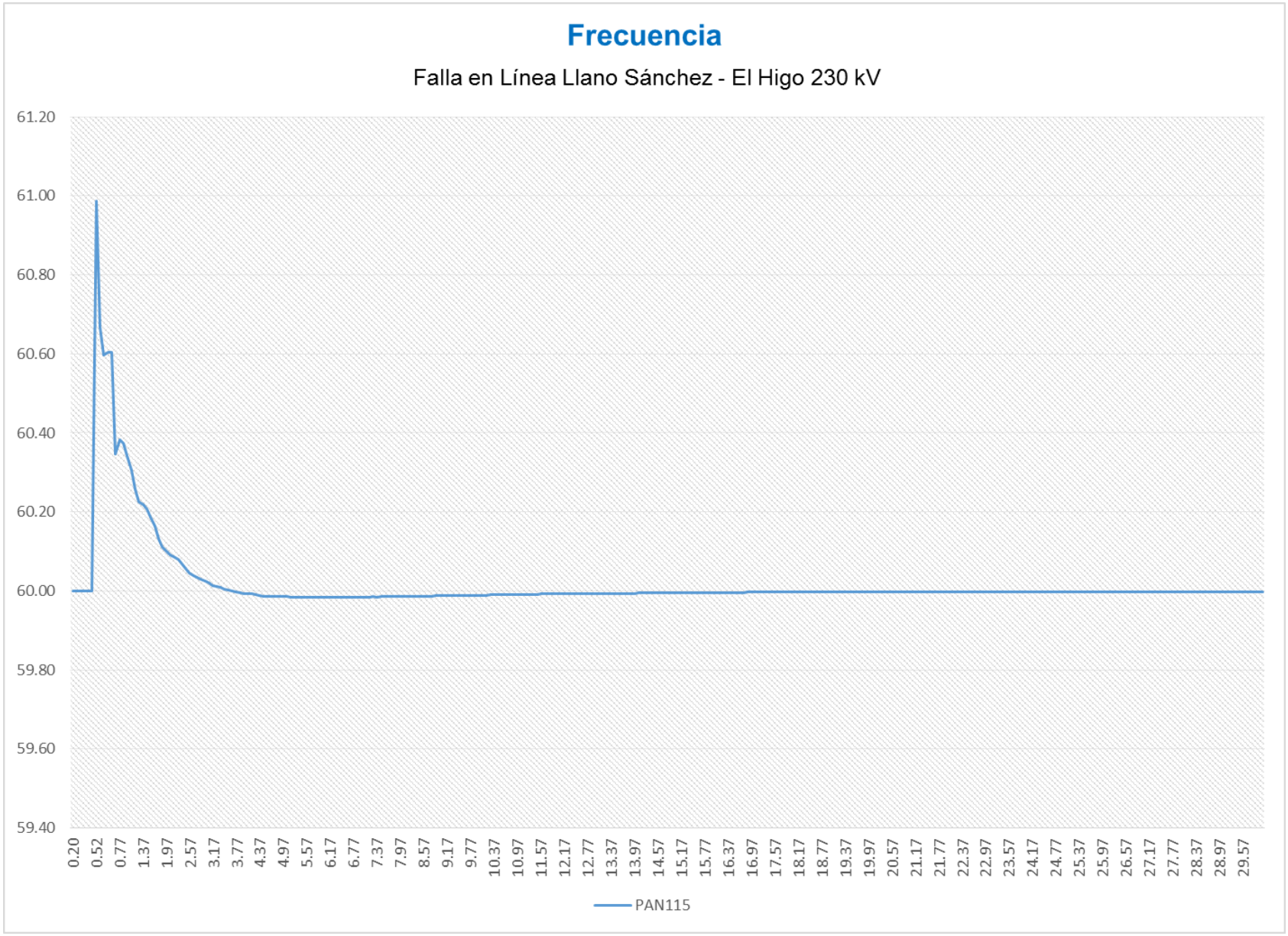

Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Chiriquí Grande - Panamá III 230 kV
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
-35.00
-40.00
-45.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1

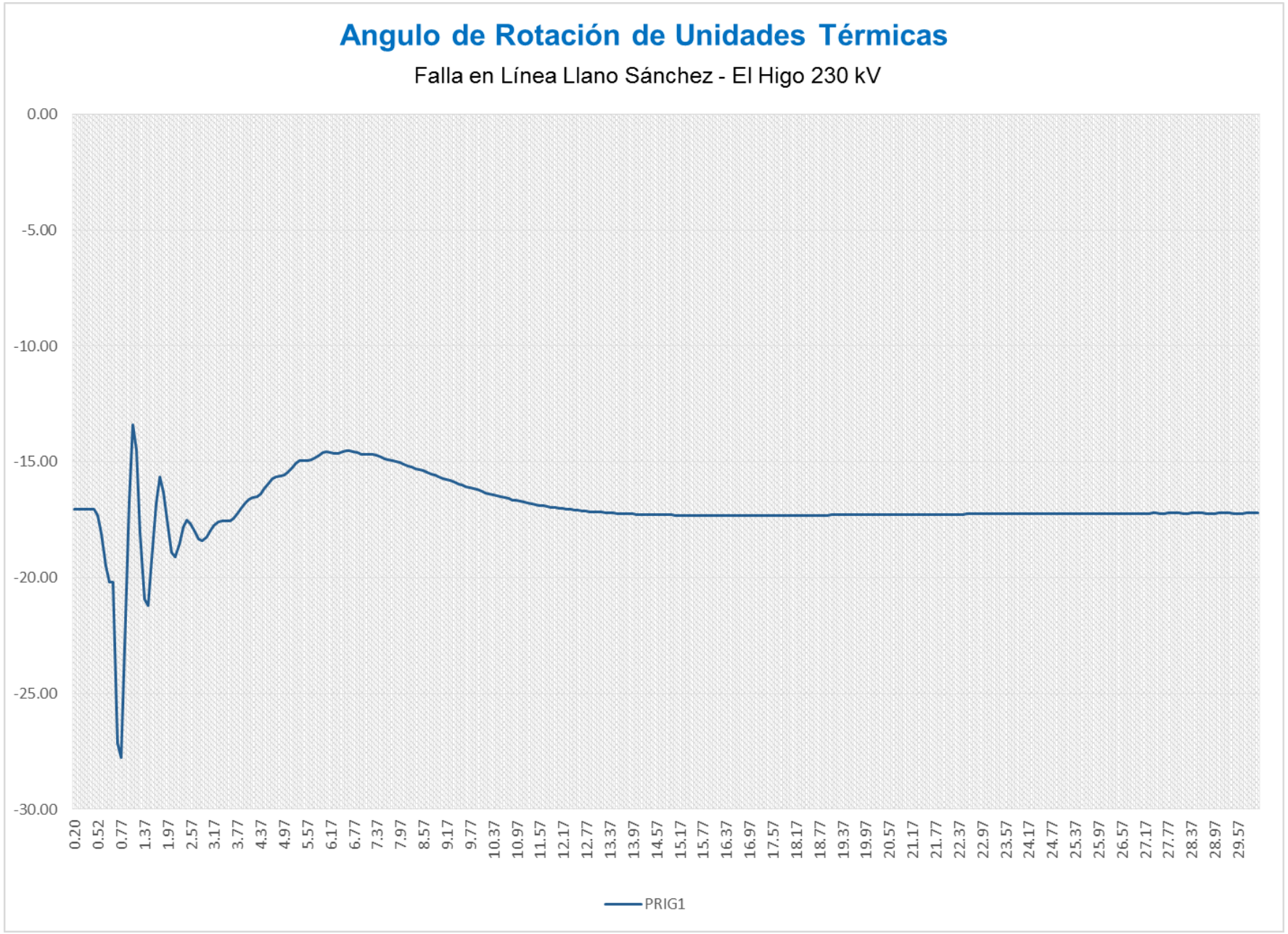

Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulica
Falla en Línea Chiriquí Grande - Panamá III 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
-80.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LVAG1
FORG1
BAYG1
CHANG2
BAIG1
PRUG1

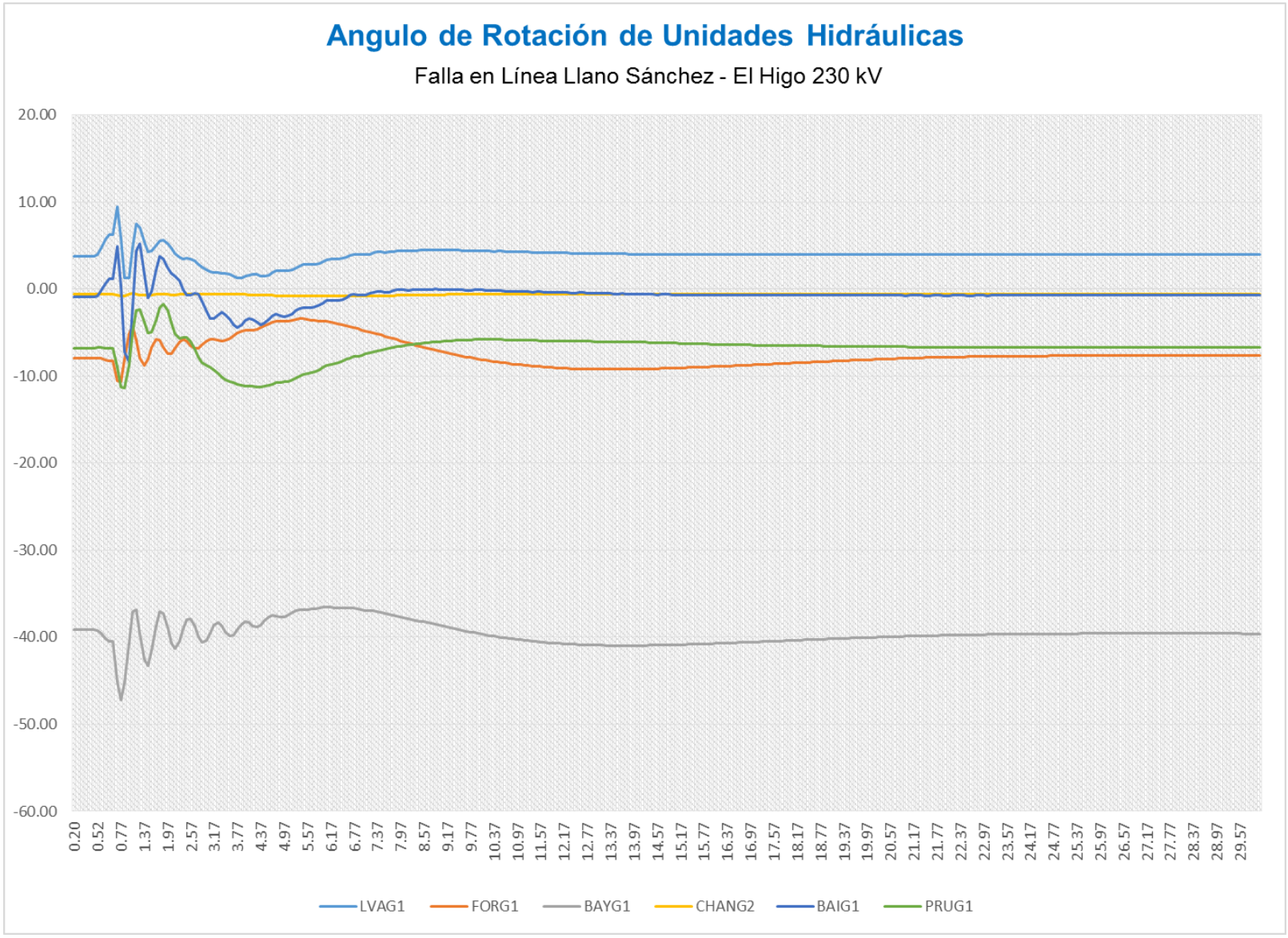

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Chiriquí Grande - Panamá III 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
PAN3 230
LSA230
MDN230

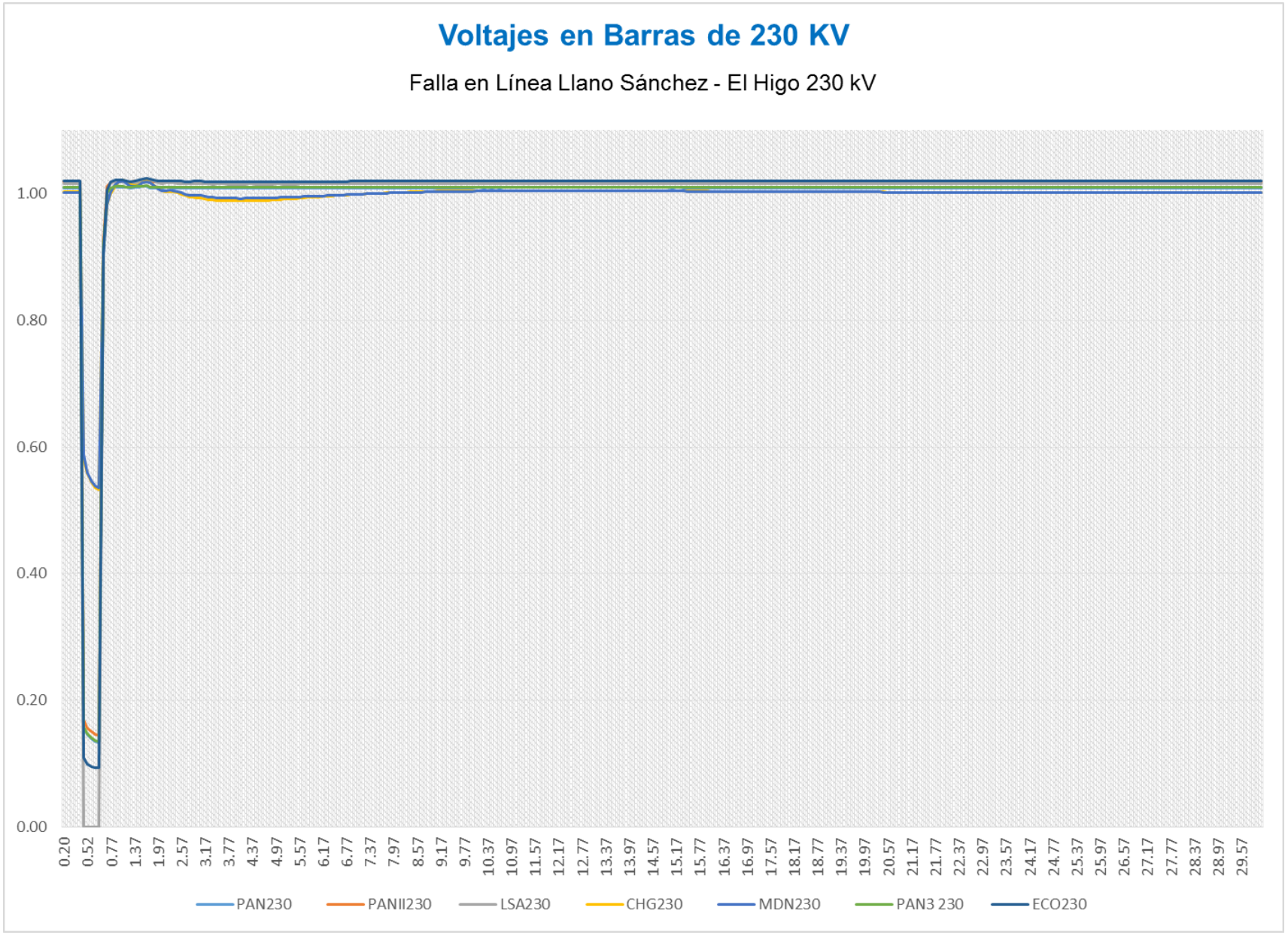

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Chiriquí Grande - Panamá III 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115

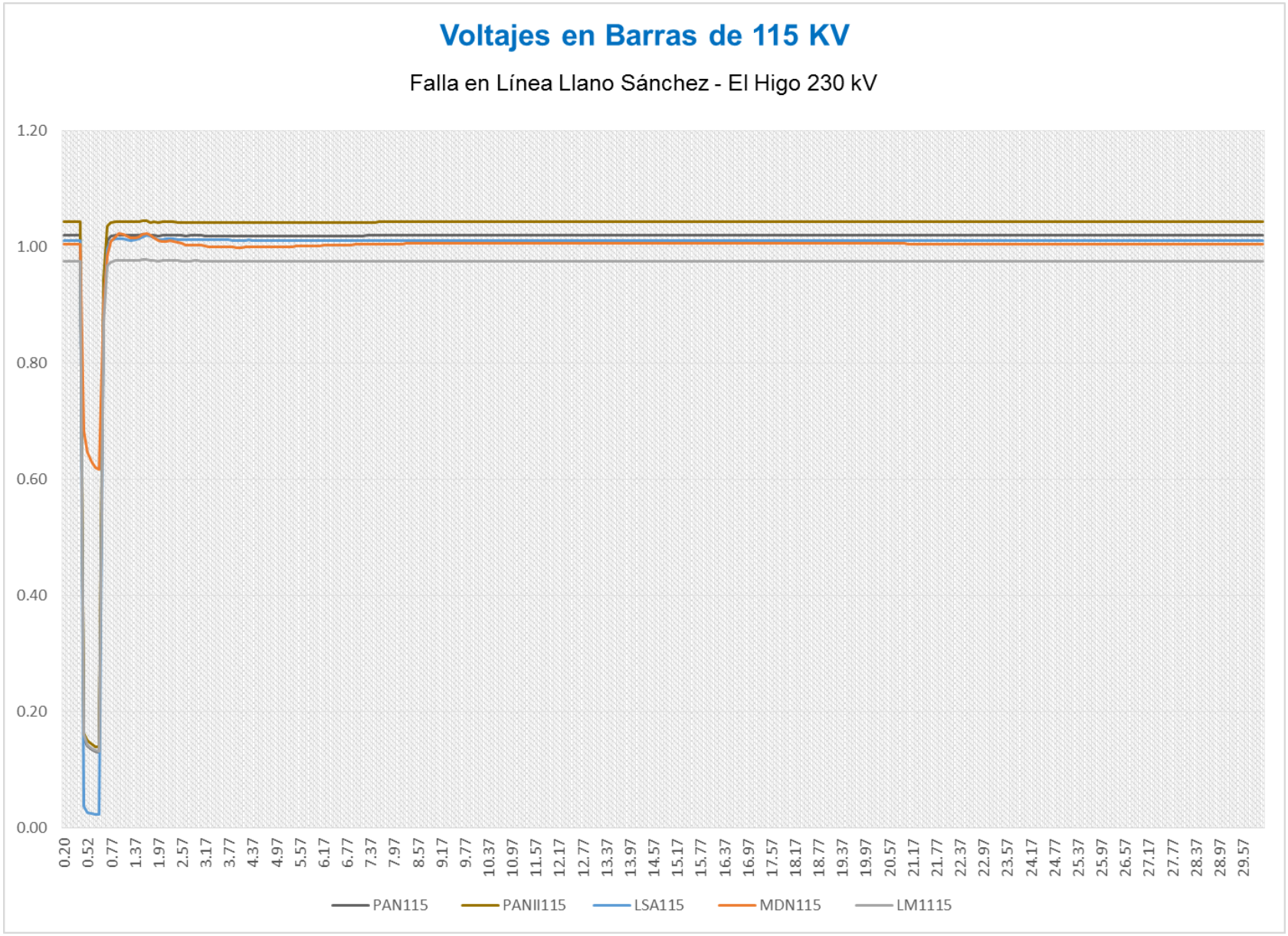
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo


Frecuencia
Falla en Línea Llano Sánchez - El Higo 230 kV
61.20
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Angulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Llano Sánchez - El Higo 230 kV
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
-30.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1

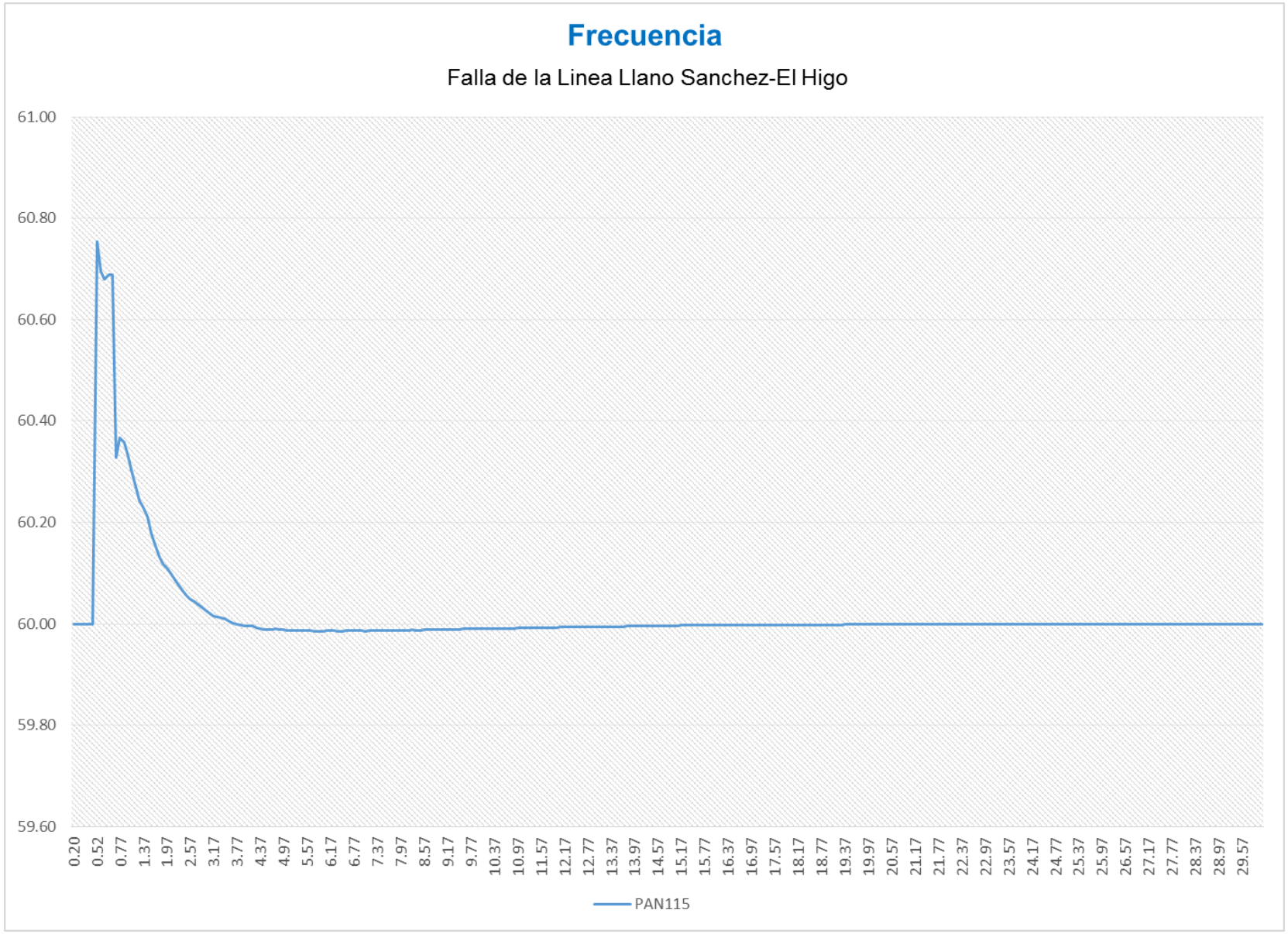

Angulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en Línea Llano Sánchez - El Higo 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LVAG1
FORG1
BAYG1
CHANG2
BAIG1
PRUG1

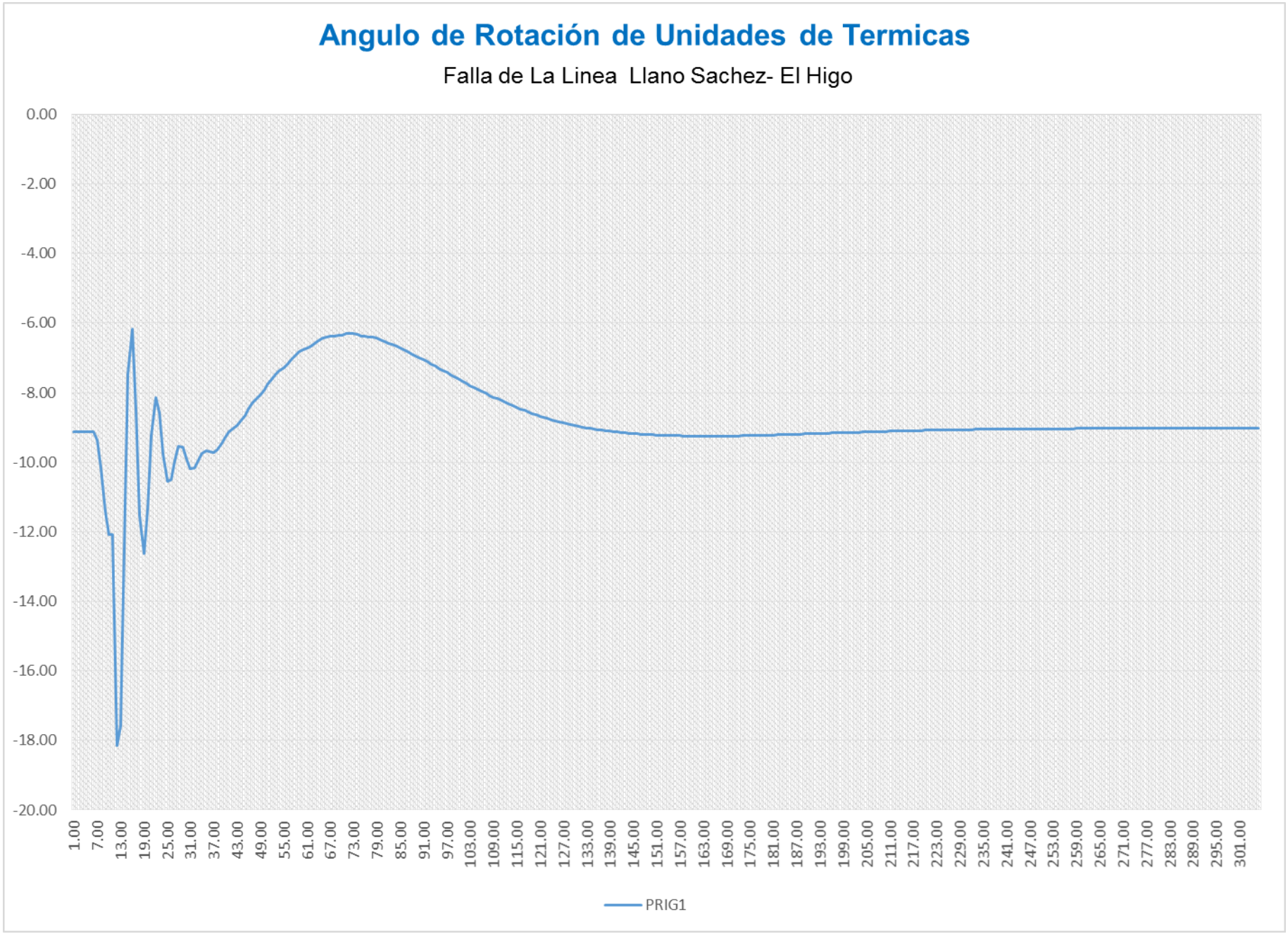

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Llano Sánchez - El Higo 230 kV
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
CHG230
MDN230
PAN3 230
ECO230

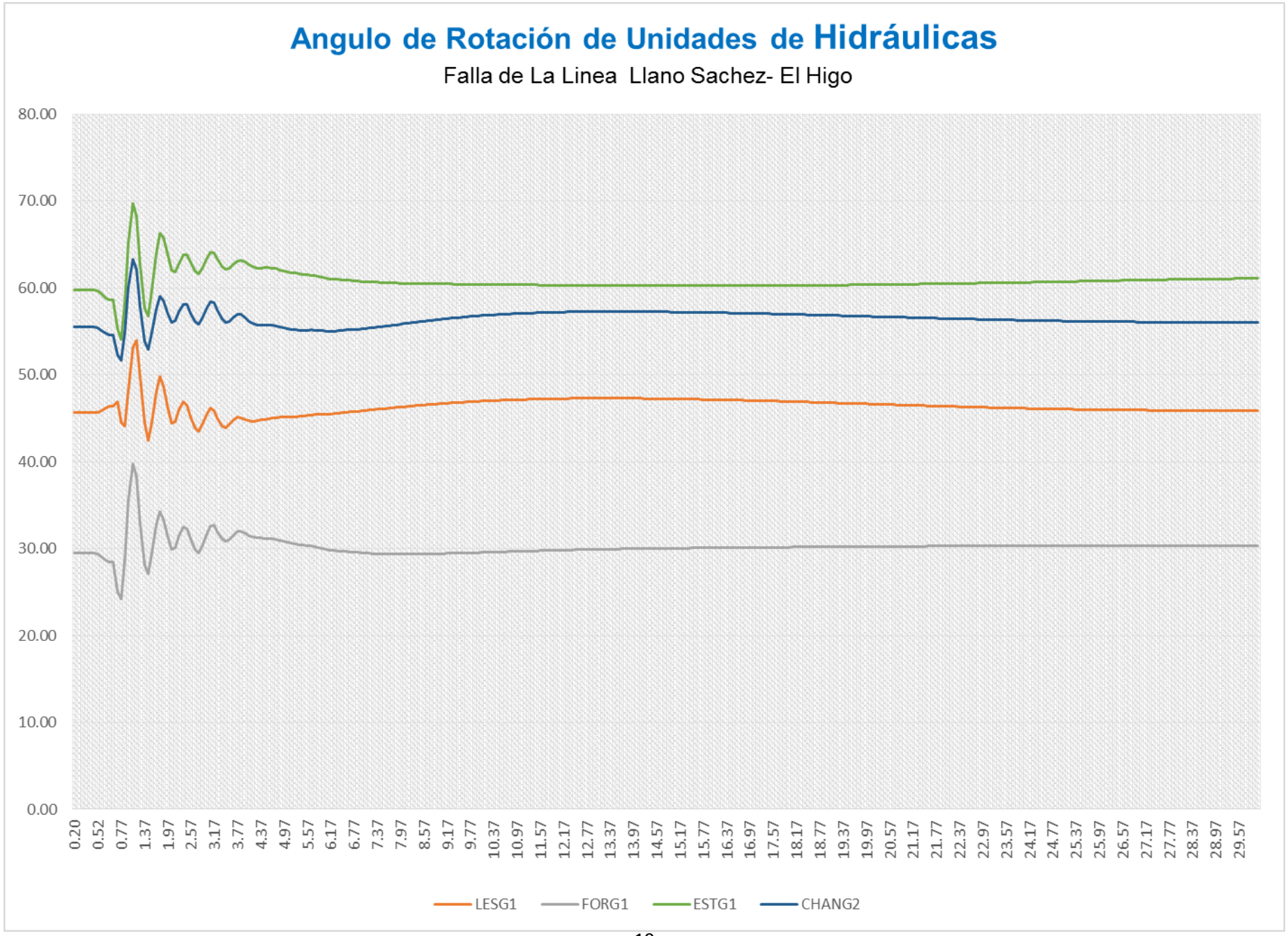

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Llano Sánchez - El Higo 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
LM1115

Año 2020

Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Llano Sánchez – El Higo

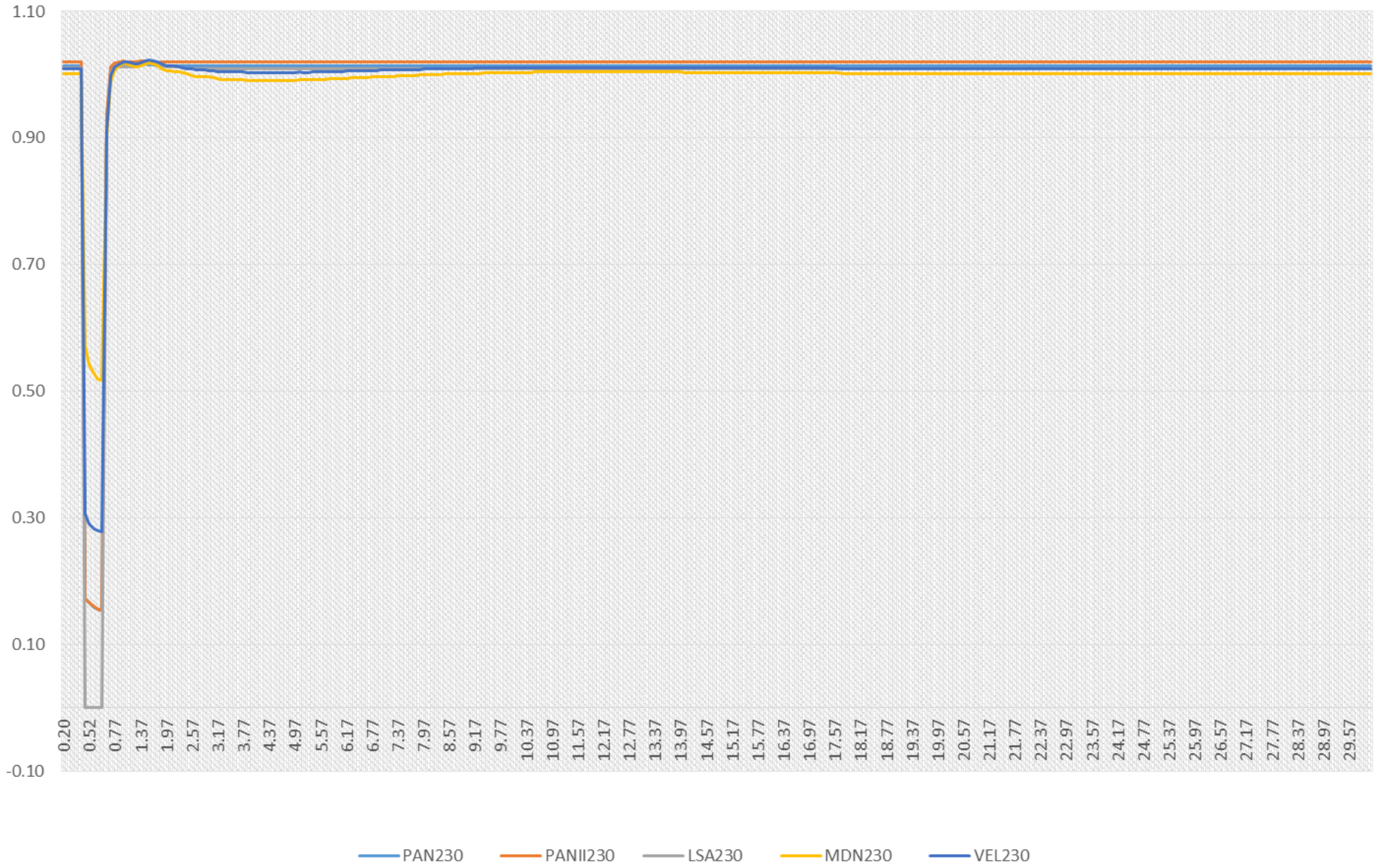

Frecuencia
Falla de la Linea Llano Sanchez-El Higo
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

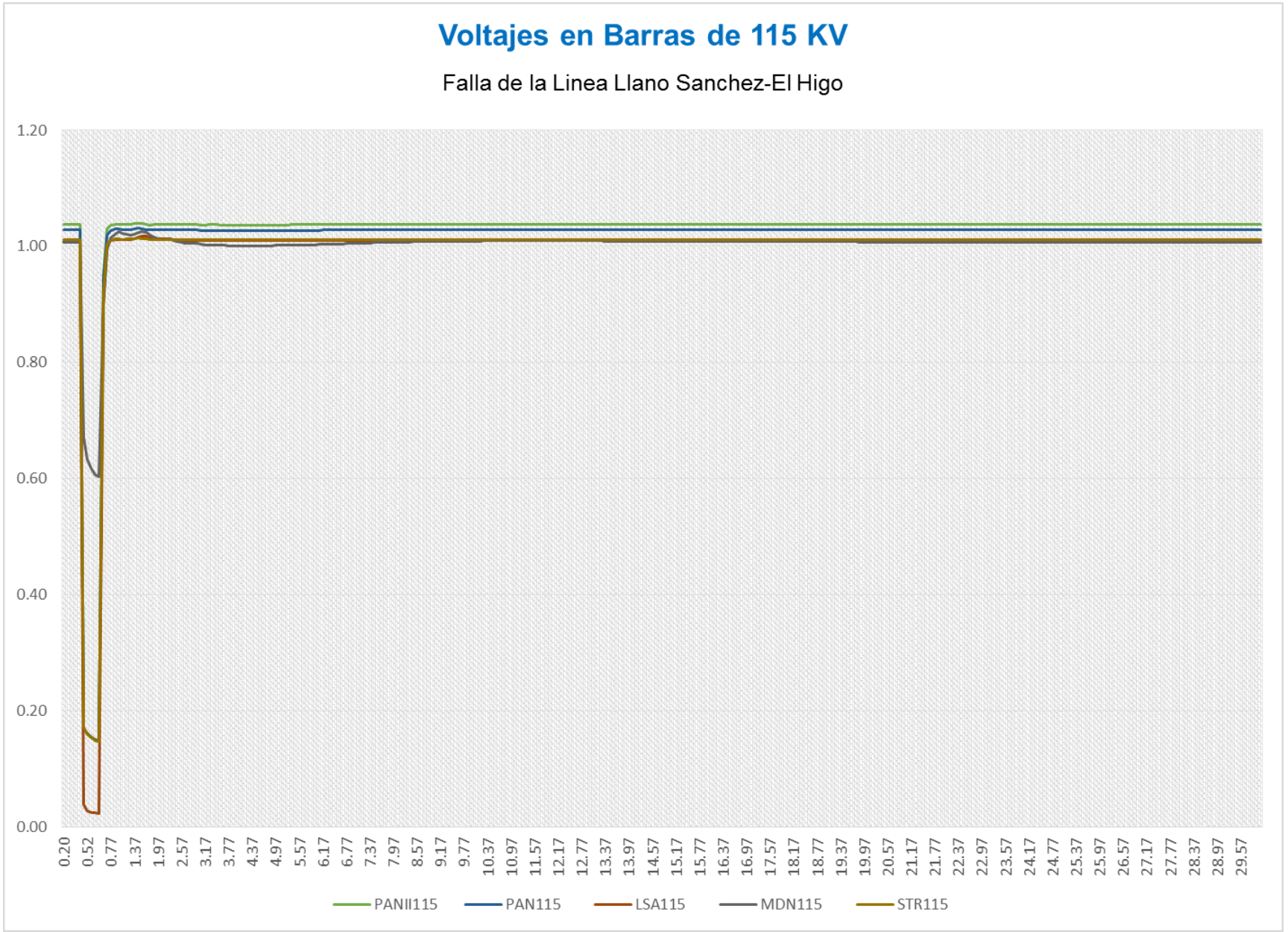

Angulo de Rotación de Unidades de Termicas
Falla de La Linea Llano Sachez- El Higo
0.00
-2.00
-4.00
-6.00
-8.00
-10.00
-12.00
-14.00
-16.00
-18.00
-20.00
1.00
7.00
13.00
19.00
25.00
31.00
37.00
43.00
49.00
55.00
61.00
67.00
73.00
79.00
85.00
91.00
97.00
103.00
109.00
115.00
121.00
127.00
133.00
139.00
145.00
151.00
157.00
163.00
169.00
175.00
181.00
187.00
193.00
199.00
205.00
211.00
217.00
223.00
229.00
235.00
241.00
247.00
253.00
259.00
265.00
271.00
277.00
283.00
289.00
295.00
301.00
PRIG1


Angulo de Rotación de Unidades de Hidráulicas
Falla de La Linea Llano Sachez- El Higo
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
ESTG1
CHANG2

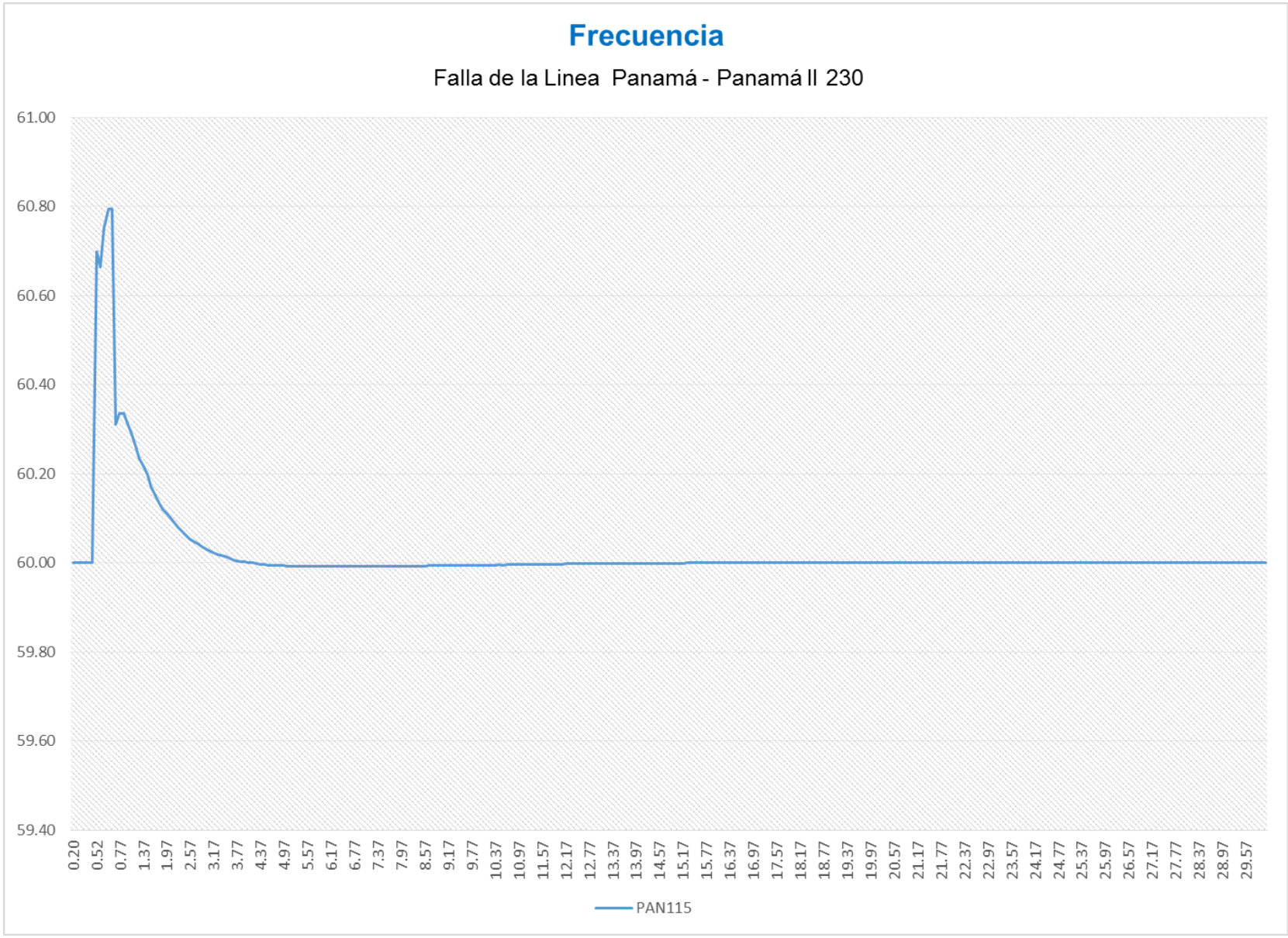
Voltajes en Barras de 230 KV

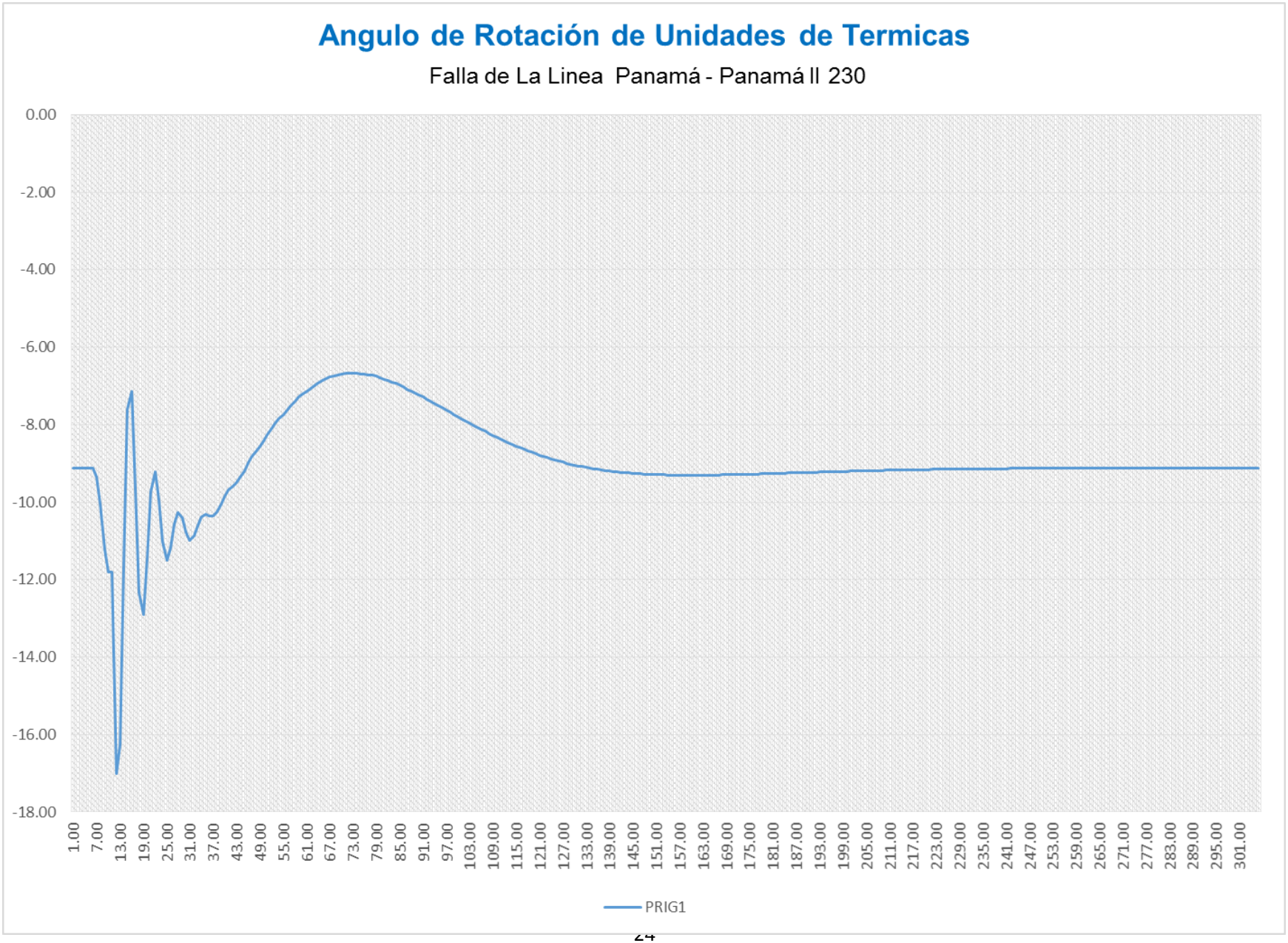
Falla en La Linea Llano Sanchez -El Higo

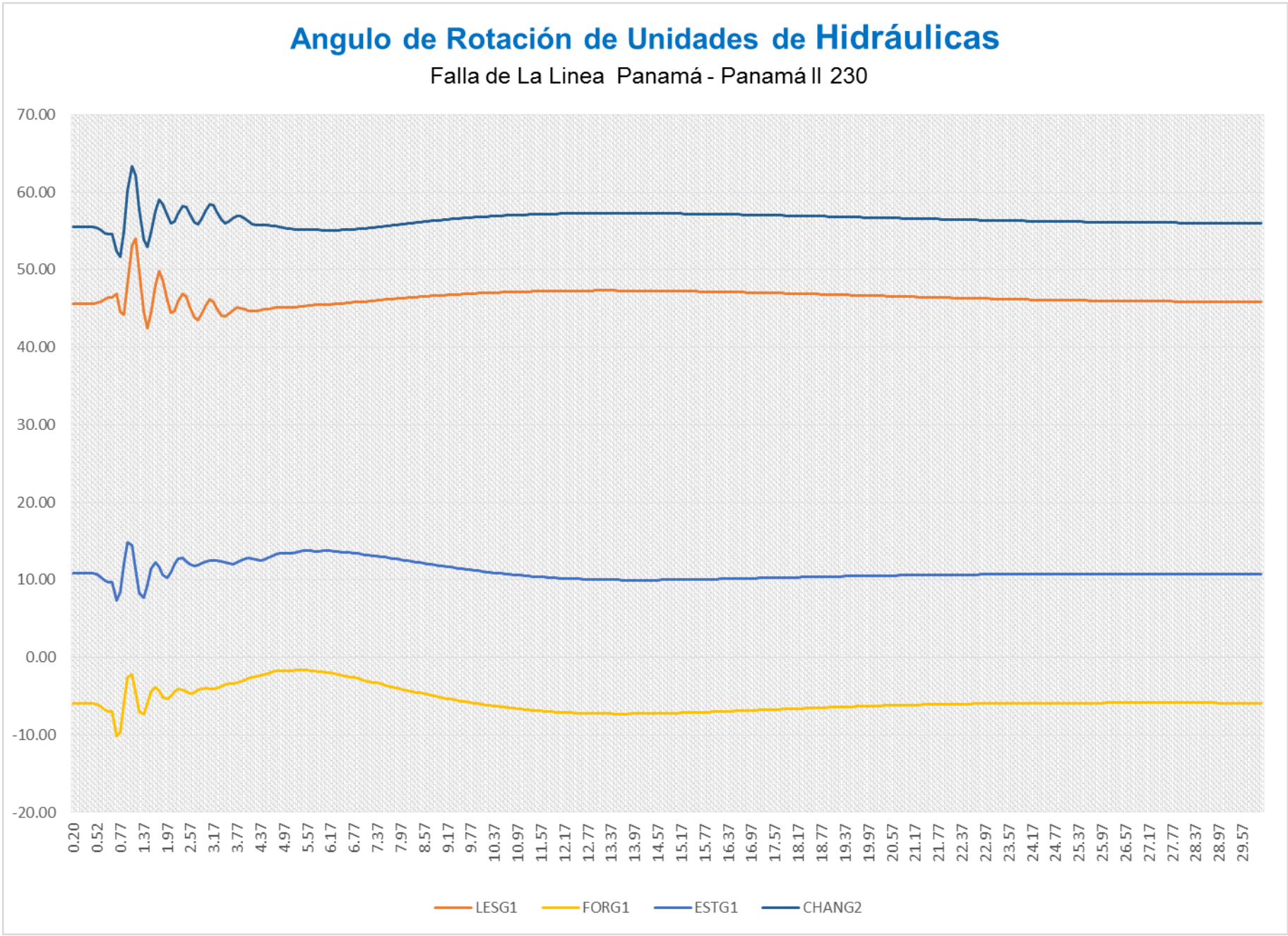


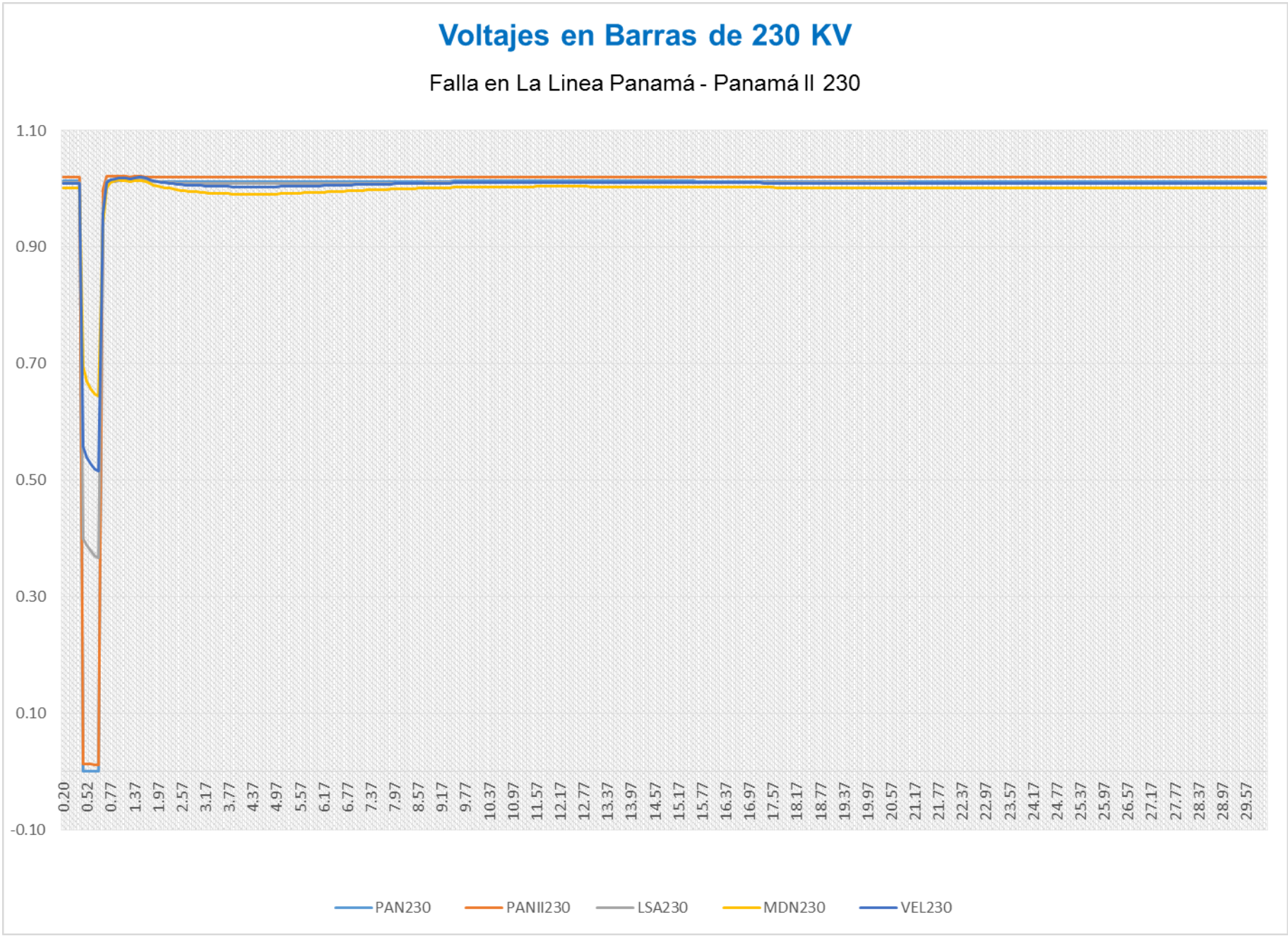

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla de la Linea Llano Sanchez-El Higo
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PANII115
PAN115
LSA115
MDN115
STR115

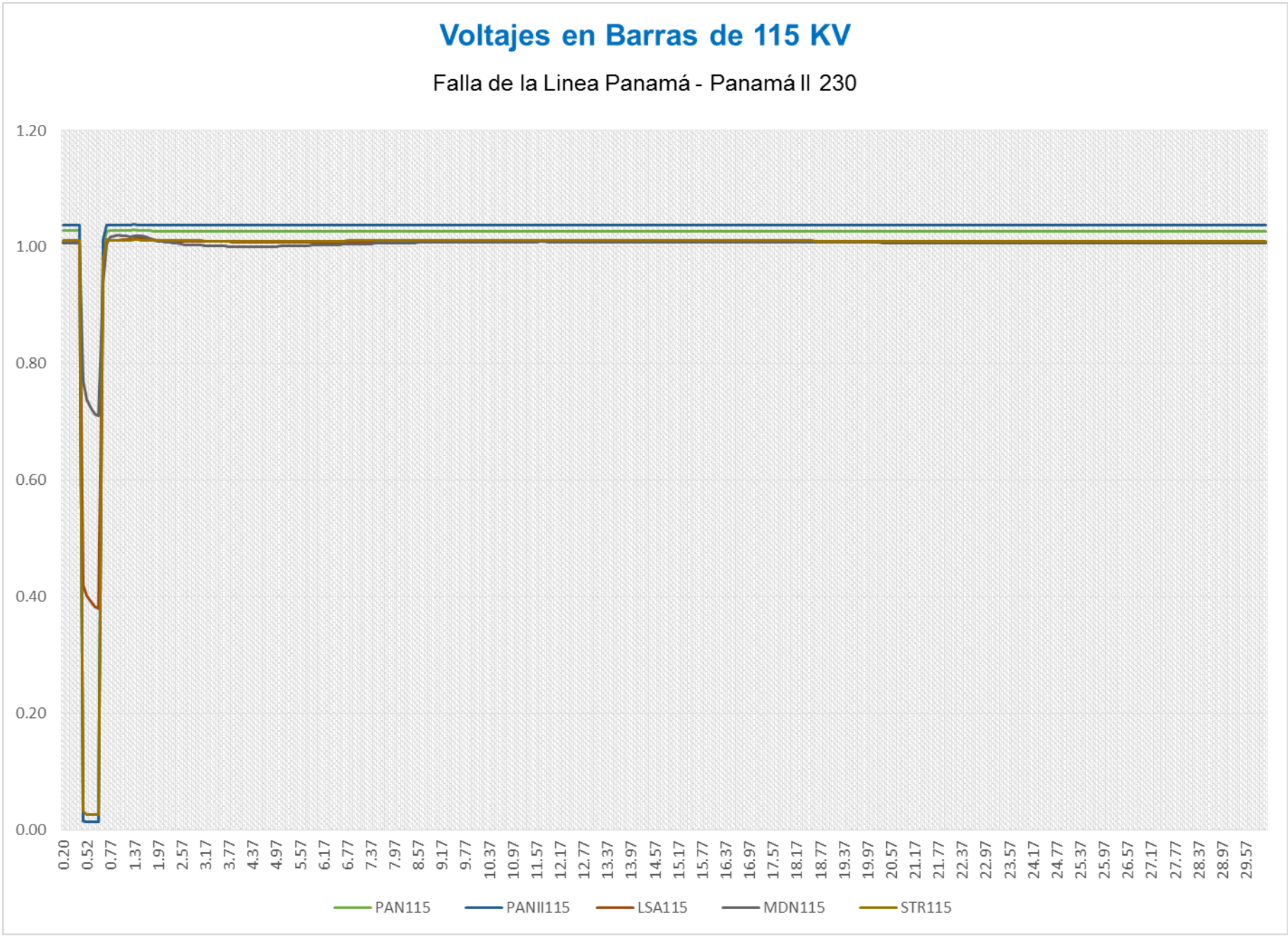
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá – Panamá II


Frecuencia
Falla de la Linea Panamá - Panamá II 230
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Angulo de Rotación de Unidades de Termicas
Falla de La Linea Panamá - Panamá II 230
0.00
-2.00
-4.00
-6.00
-8.00
-10.00
-12.00
-14.00
-16.00
-18.00
1.00
7.00
13.00
19.00
25.00
31.00
37.00
43.00
49.00
55.00
61.00
67.00
73.00
79.00
85.00
91.00
97.00
103.00
109.00
115.00
121.00
127.00
133.00
139.00
145.00
151.00
157.00
163.00
169.00
175.00
181.00
187.00
193.00
199.00
205.00
211.00
217.00
223.00
229.00
235.00
241.00
247.00
253.00
259.00
265.00
271.00
277.00
283.00
289.00
295.00
301.00
PRIG1

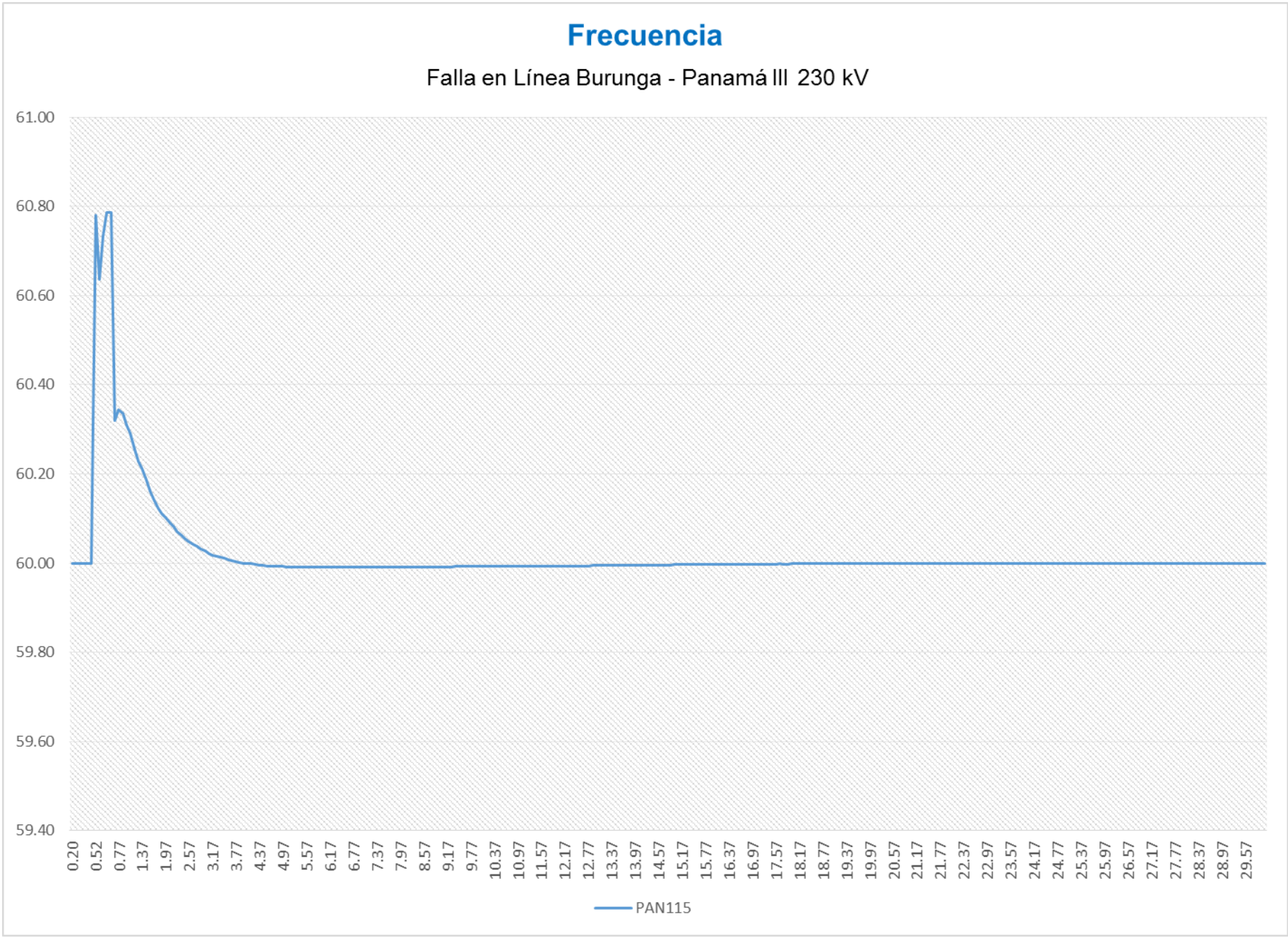

Angulo de Rotación de Unidades de Hidráulicas
Falla de La Linea Panamá - Panamá II 230
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
FORG1
ESTG1
CHANG2

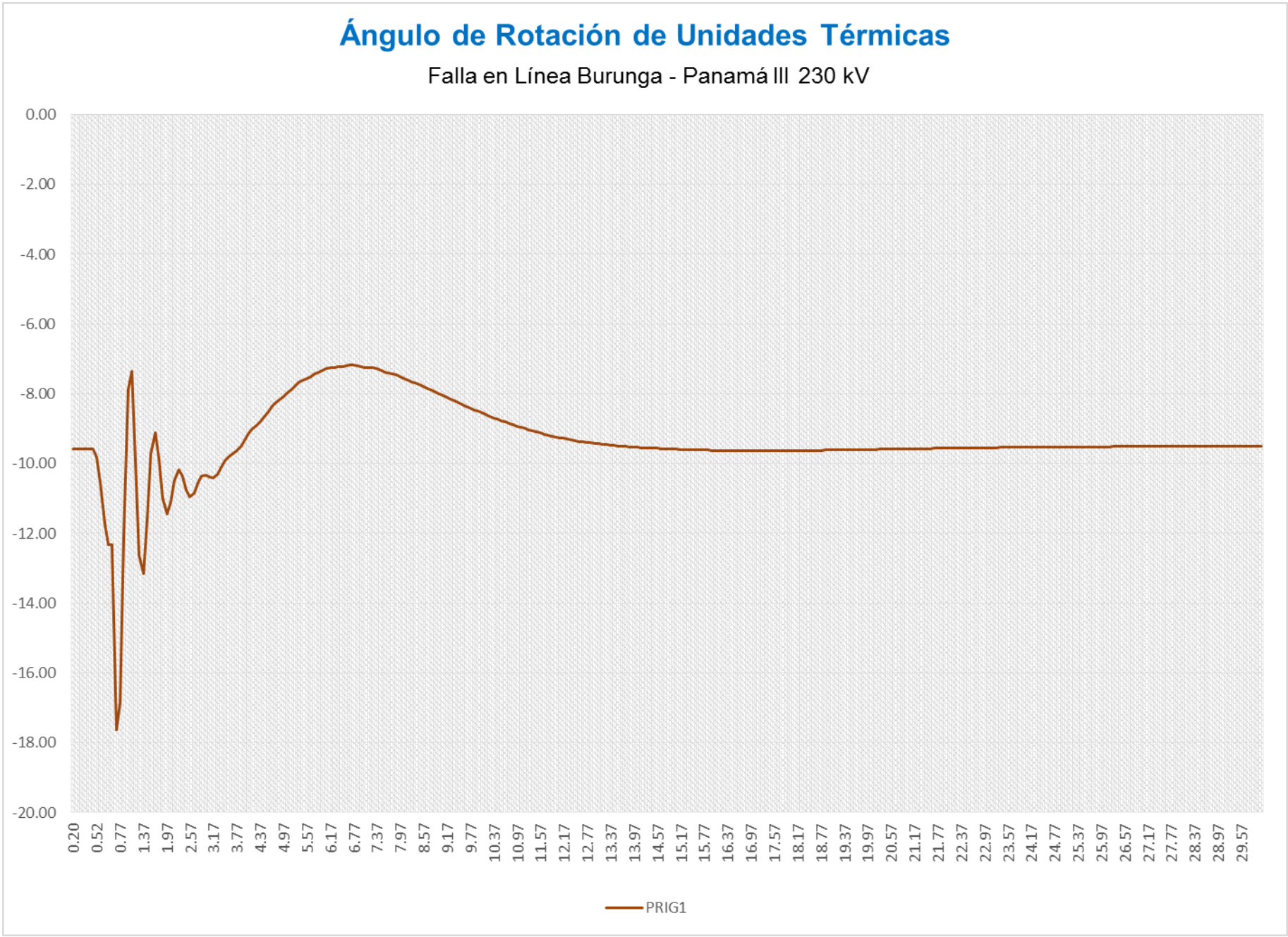

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en La Linea Panamá - Panamá II 230
1.10
0.90
0.70
0.50
0.30
0.10
-0.10
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
VEL230

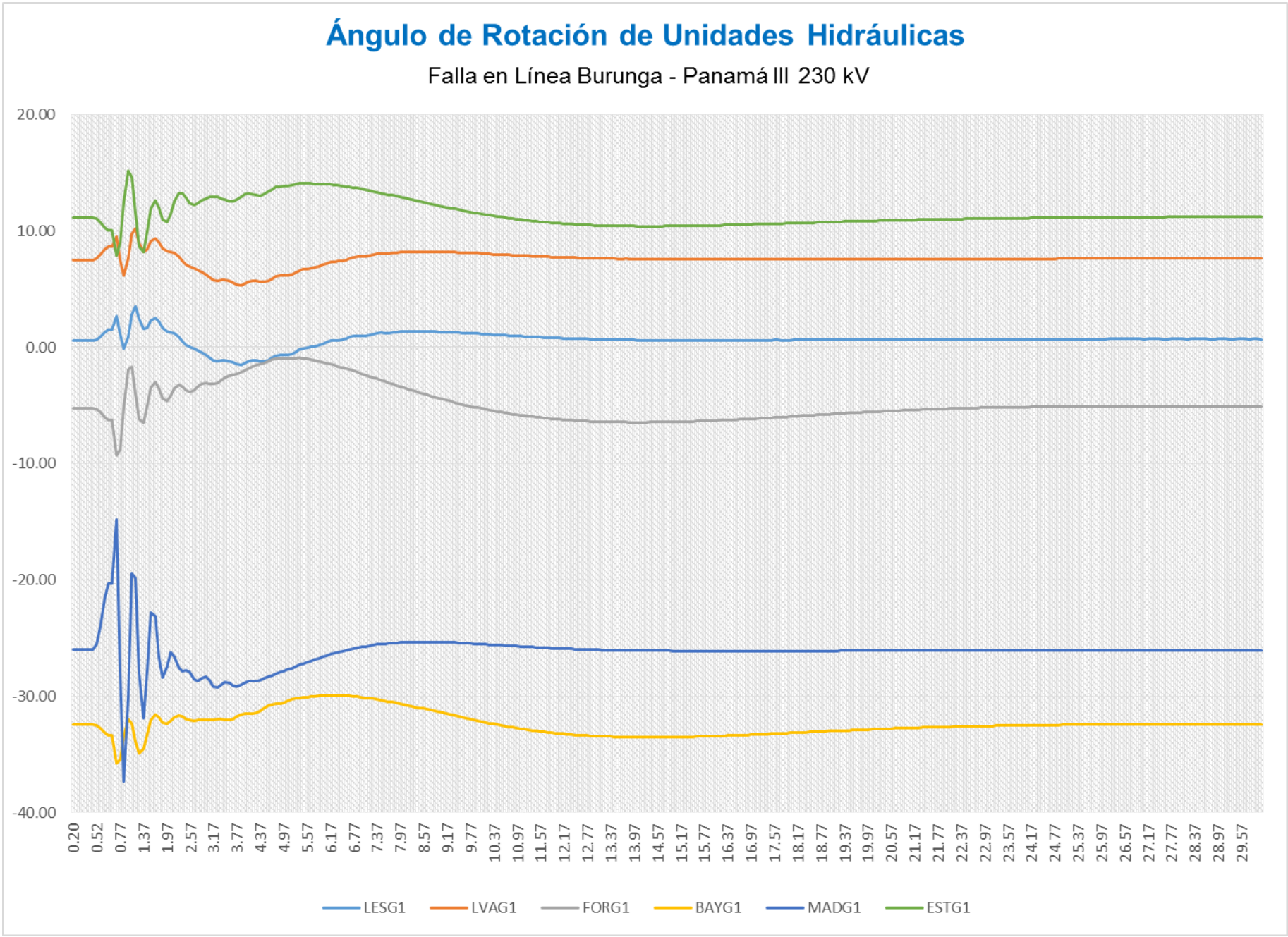

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla de la Linea Panamá - Panamá II 230
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115
PANII115
LSA115
MDN115
STR115

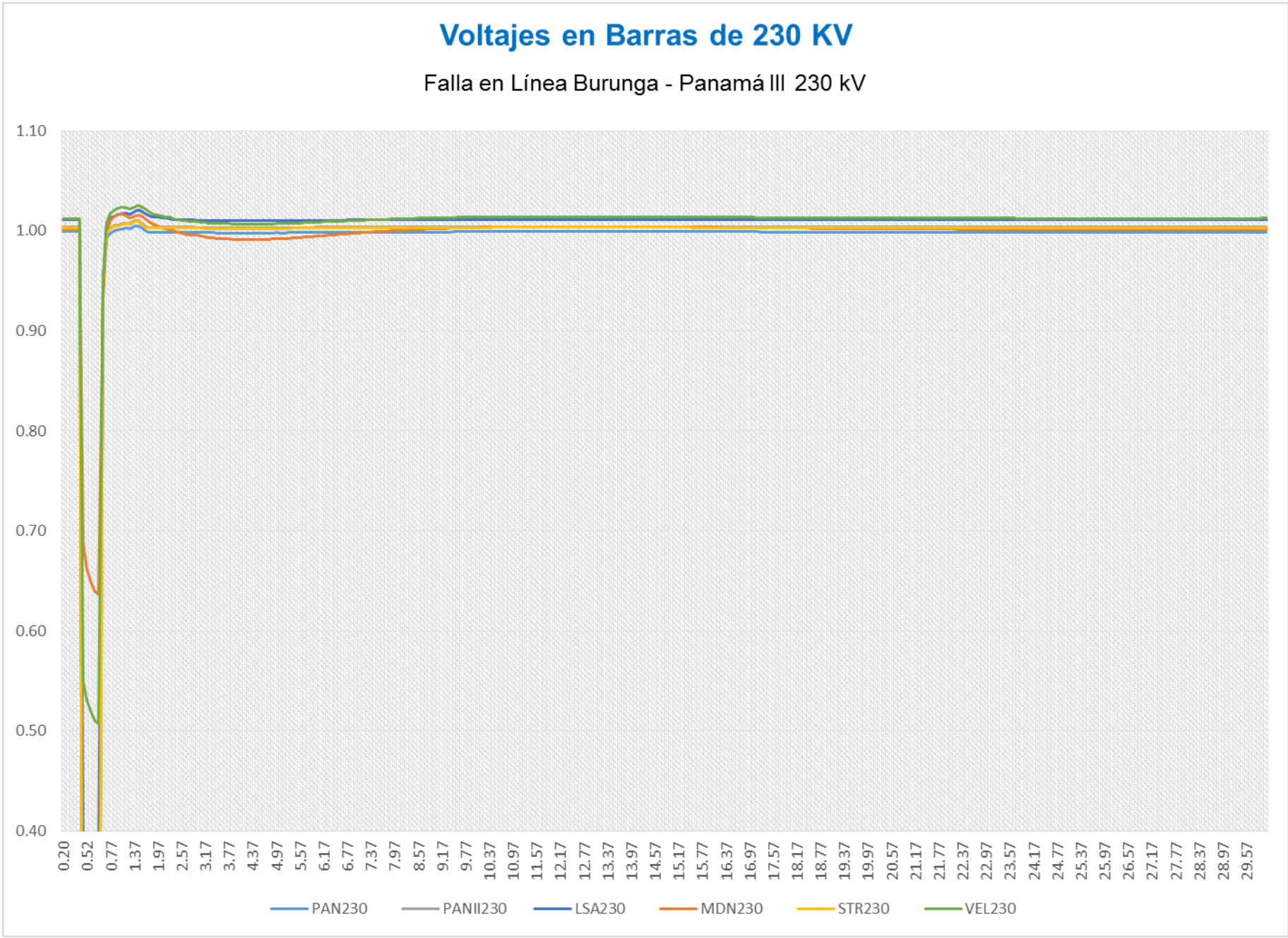
Año 2021

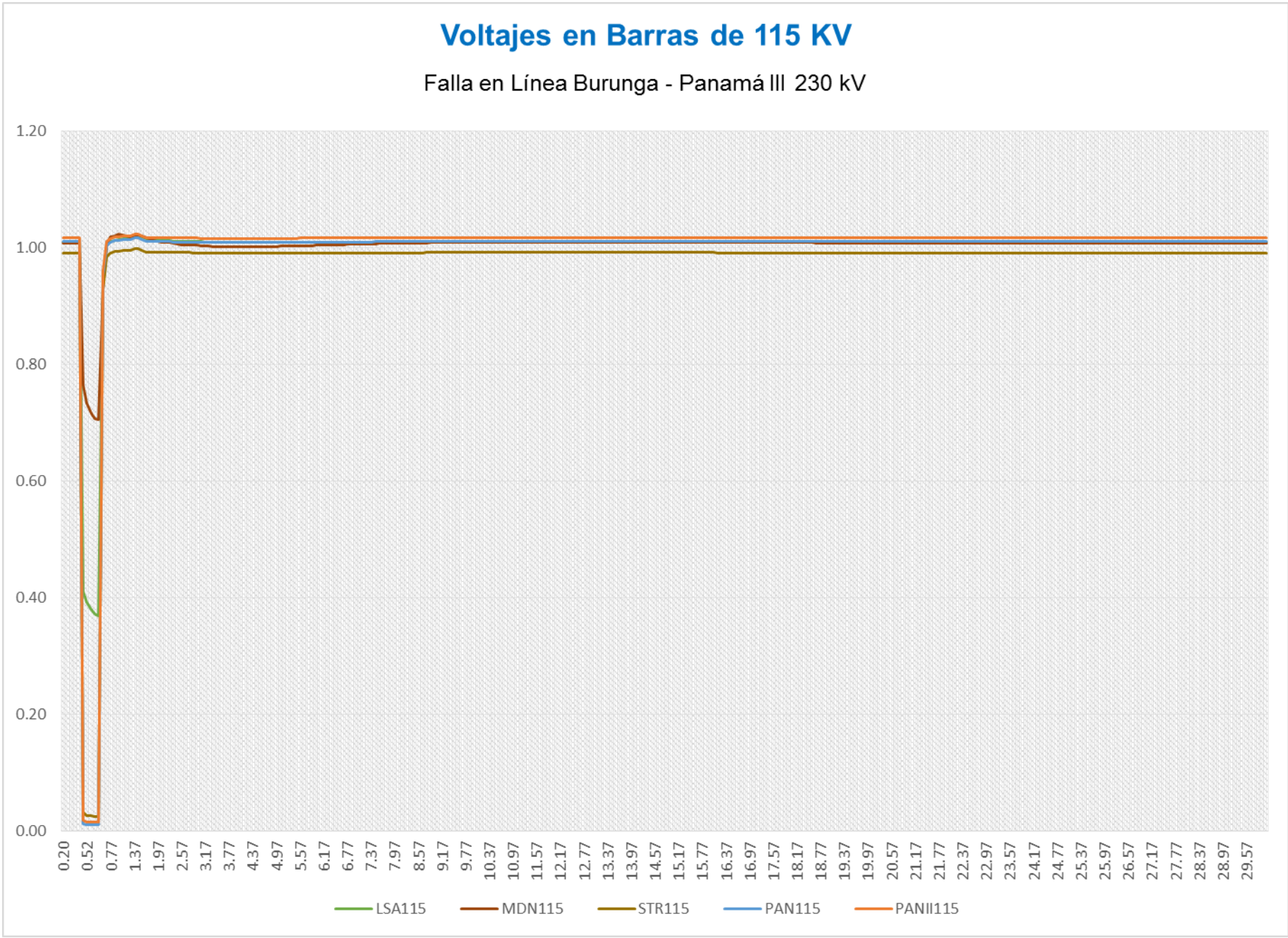
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Burunga – Panamá III


Frecuencia
Falla en Línea Burunga - Panamá III 230 kV
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
59.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Burunga - Panamá III 230 kV
0.00
-2.00
-4.00
-6.00
-8.00
-10.00
-12.00
-14.00
-16.00
-18.00
-20.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1

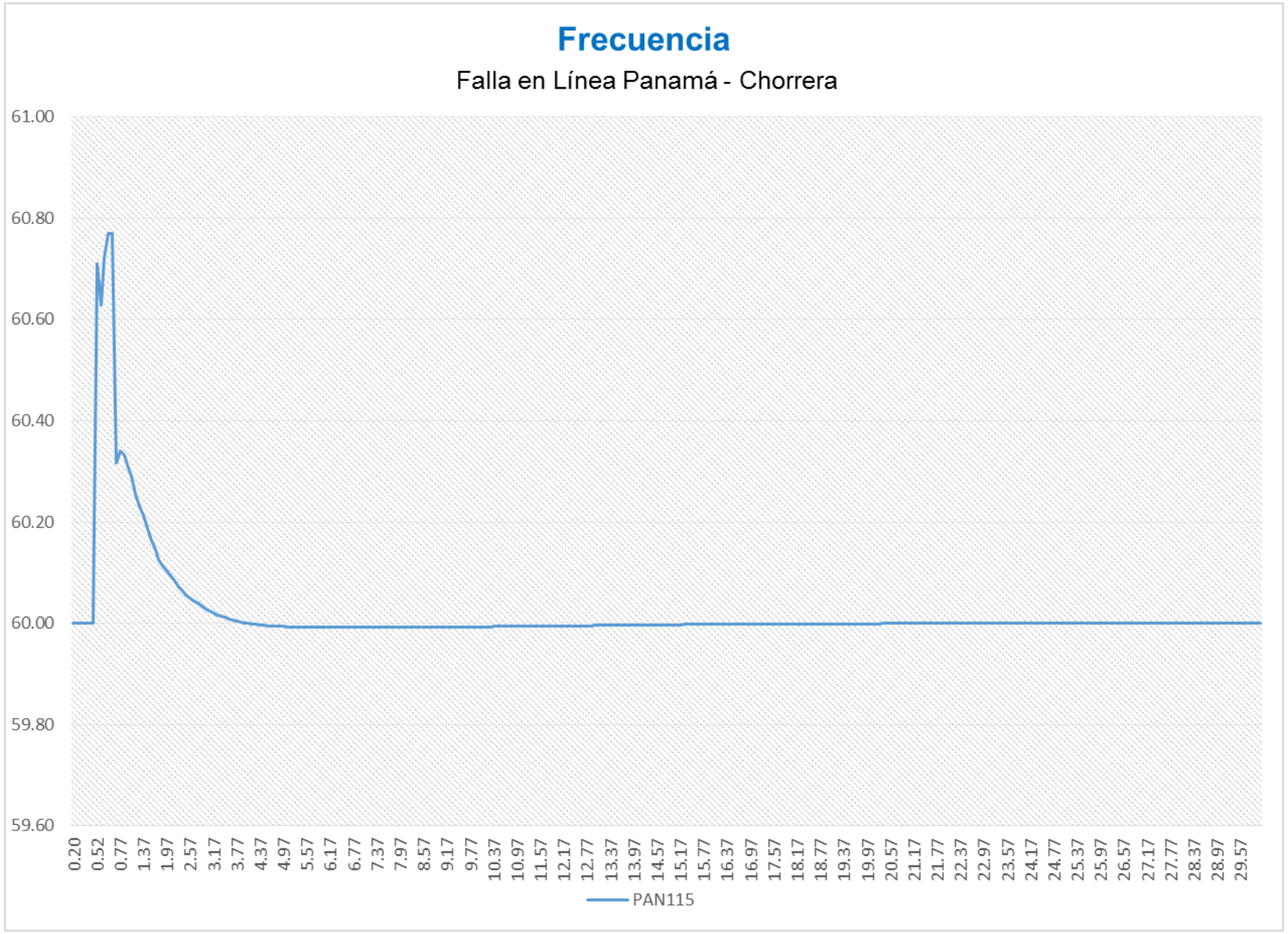

Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en Línea Burunga - Panamá III 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
LVAG1
FORG1
BAYG1
MADG1
ESTG1

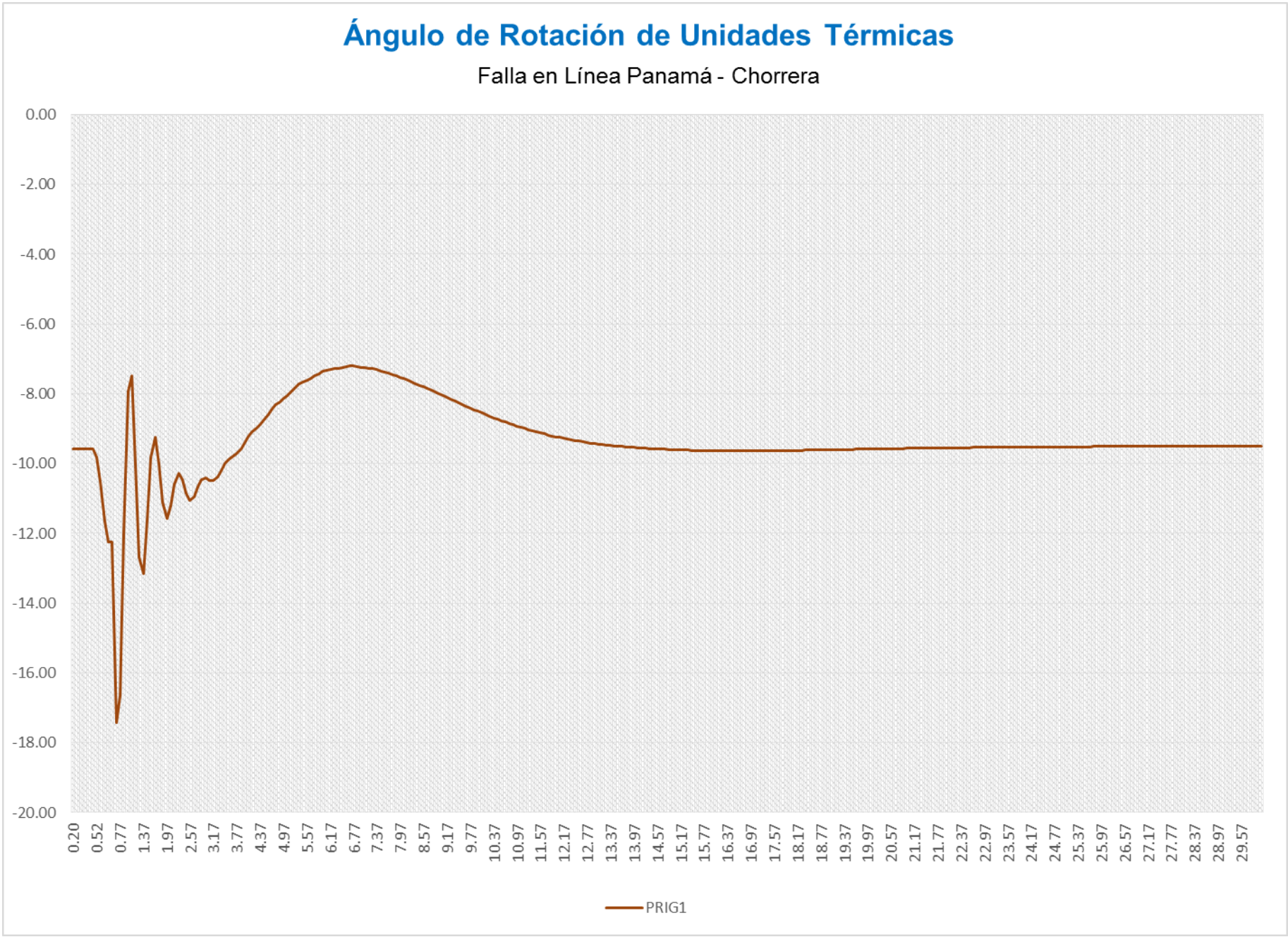

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Burunga - Panamá III 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
STR230
VEL230

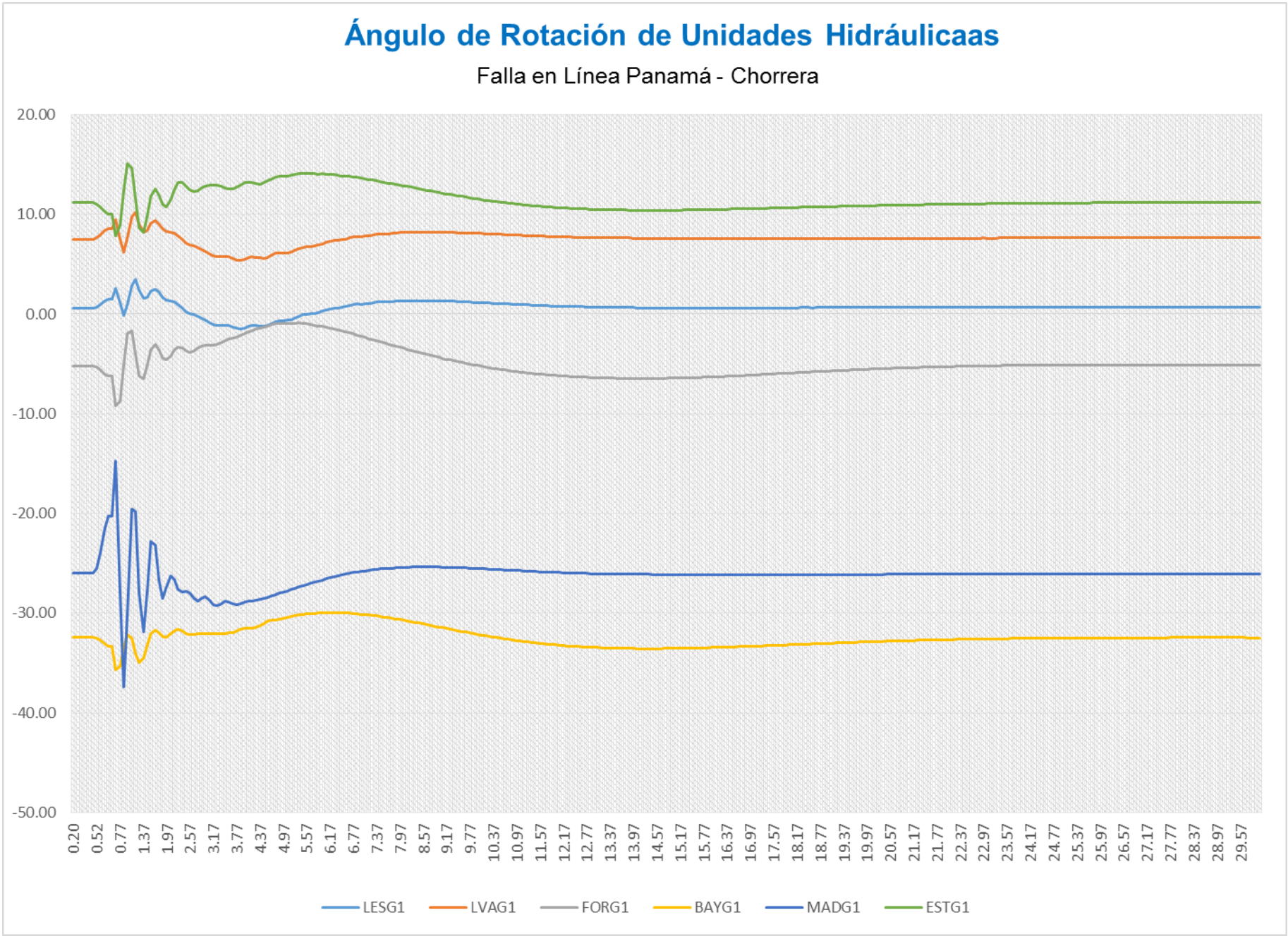

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Burunga - Panamá III 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LSA115
MDN115
STR115
PAN115
PANII115

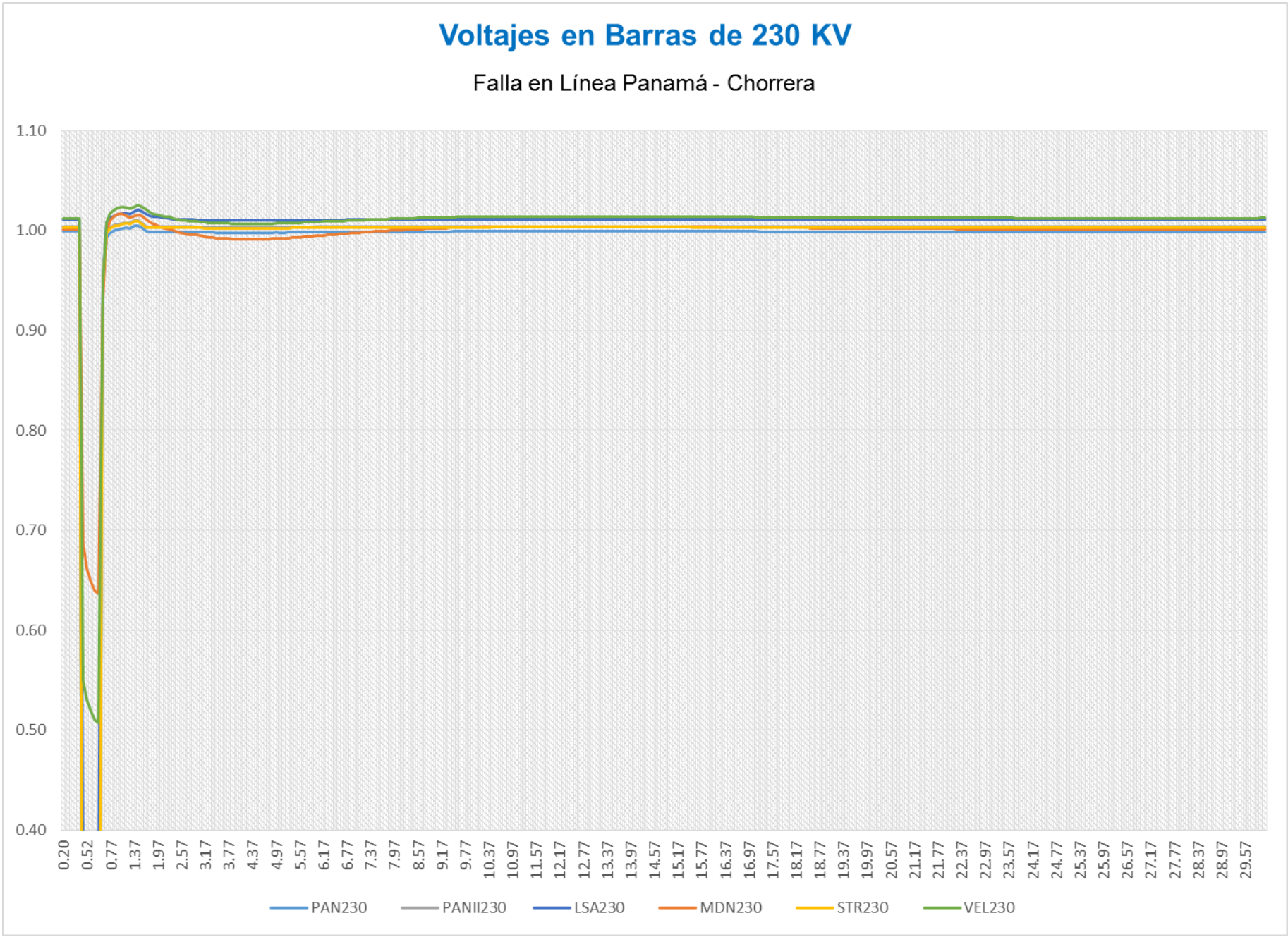
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá - Chorrera

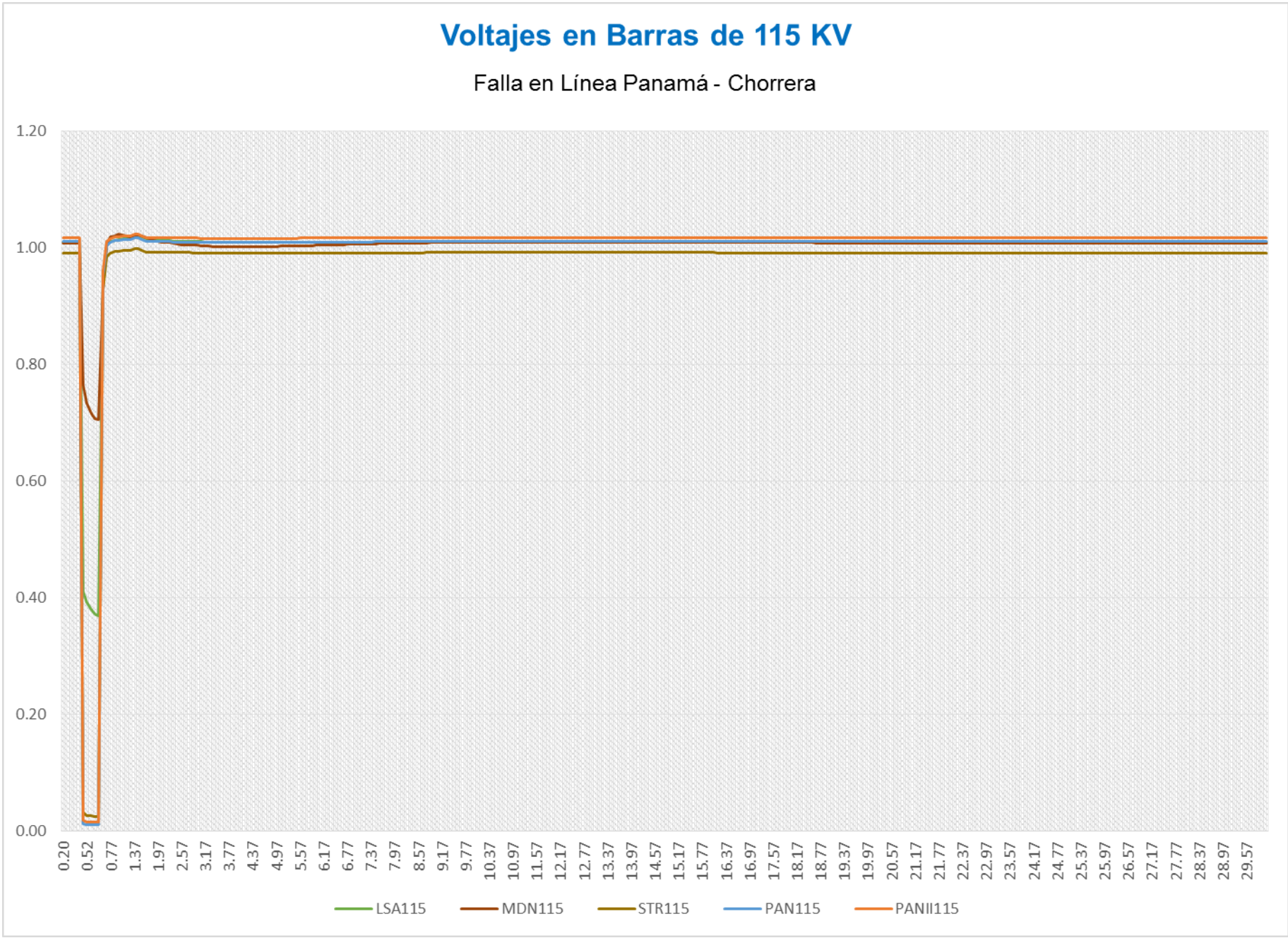
.


Frecuencia
Falla en Línea Panamá - Chorrera
61.00
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Panamá - Chorrera
0.00
-2.00
-4.00
-6.00
-8.00
-10.00
-12.00
-14.00
-16.00
-18.00
-20.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1

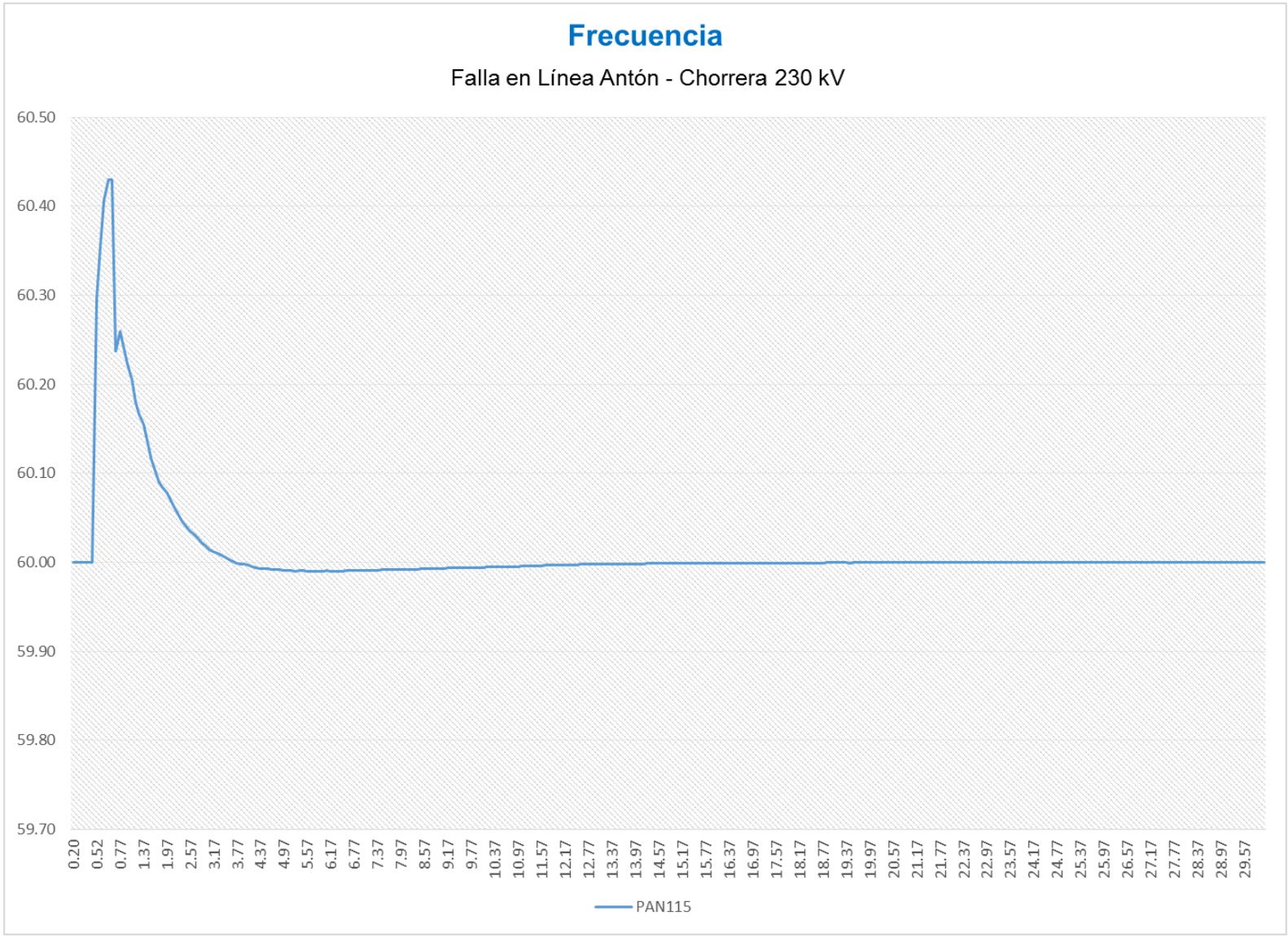

Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulicaas
Falla en Línea Panamá - Chorrera
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
LVAG1
FORG1
BAYG1
MADG1
ESTG1

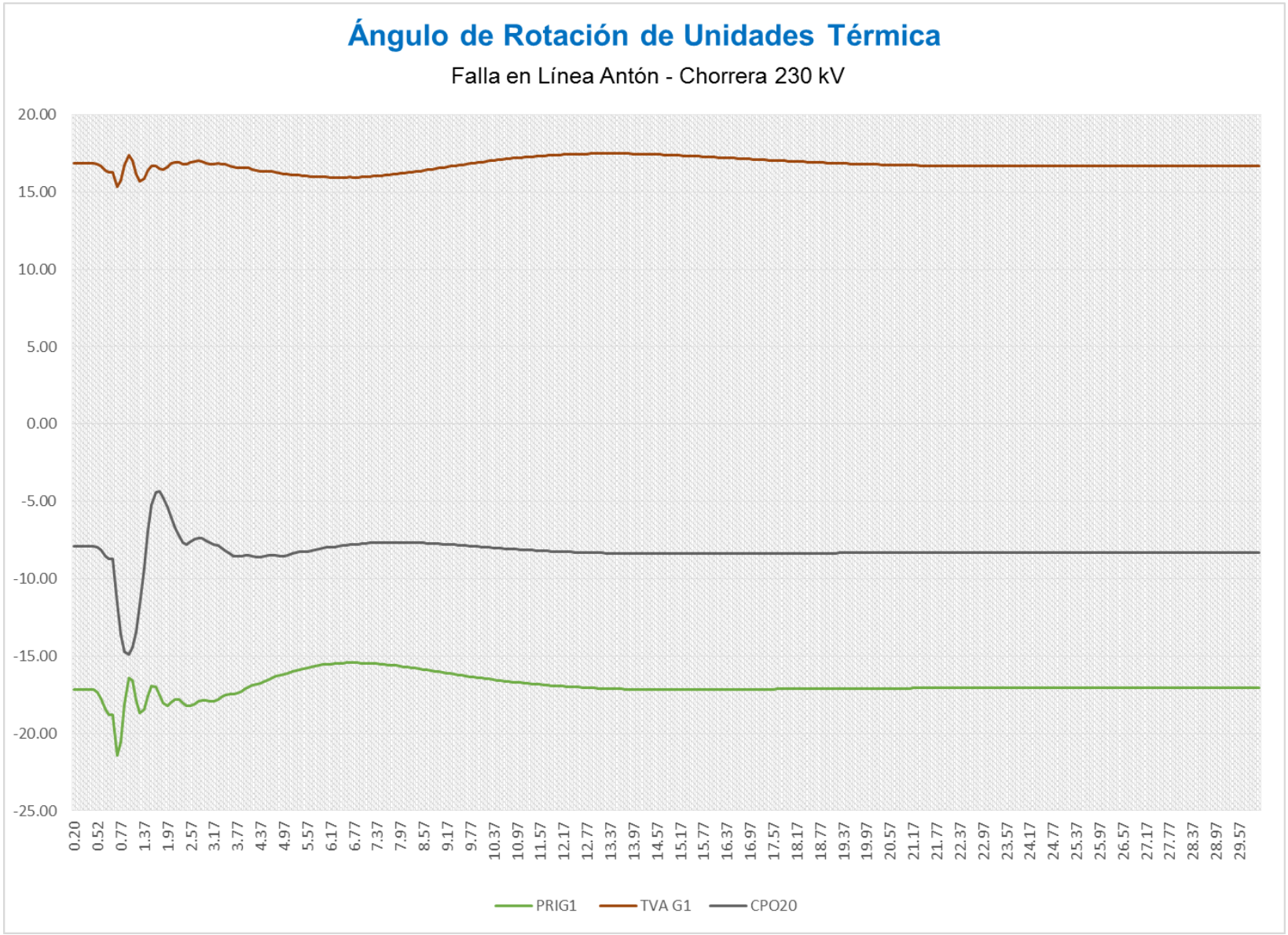

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Panamá - Chorrera
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
STR230
VEL230

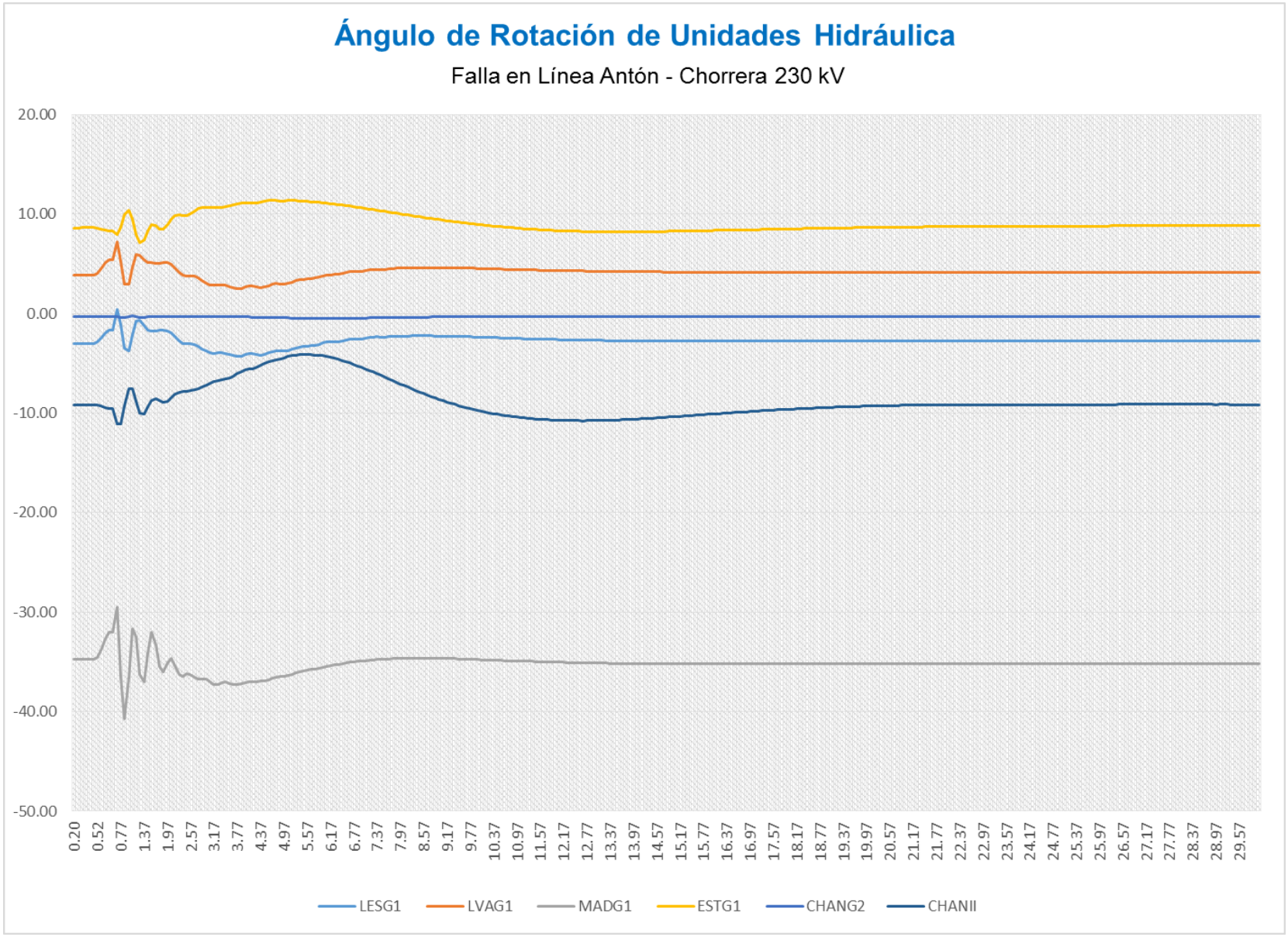

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Panamá - Chorrera
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LSA115
MDN115
STR115
PAN115
PANII115

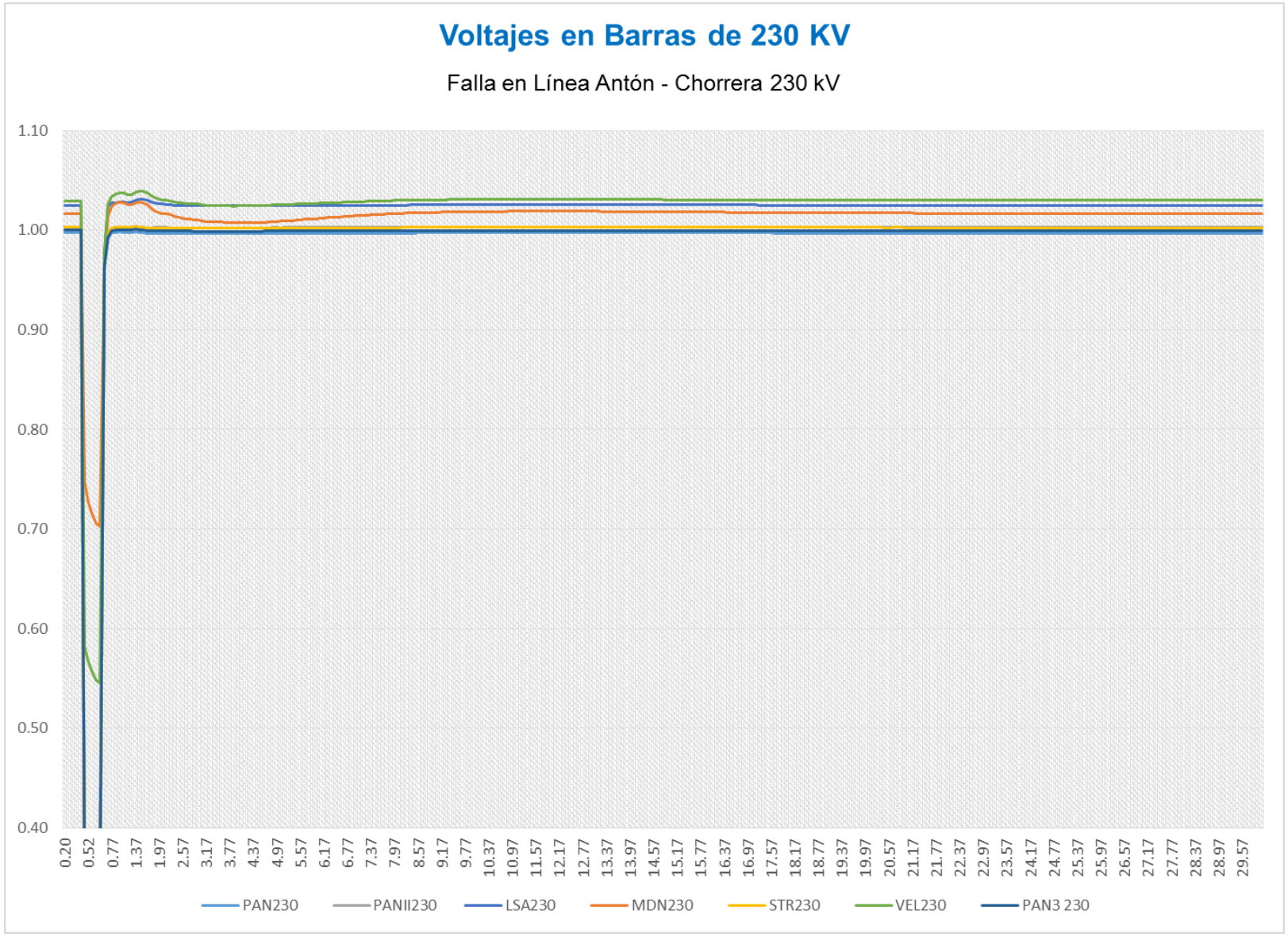
Año 2025

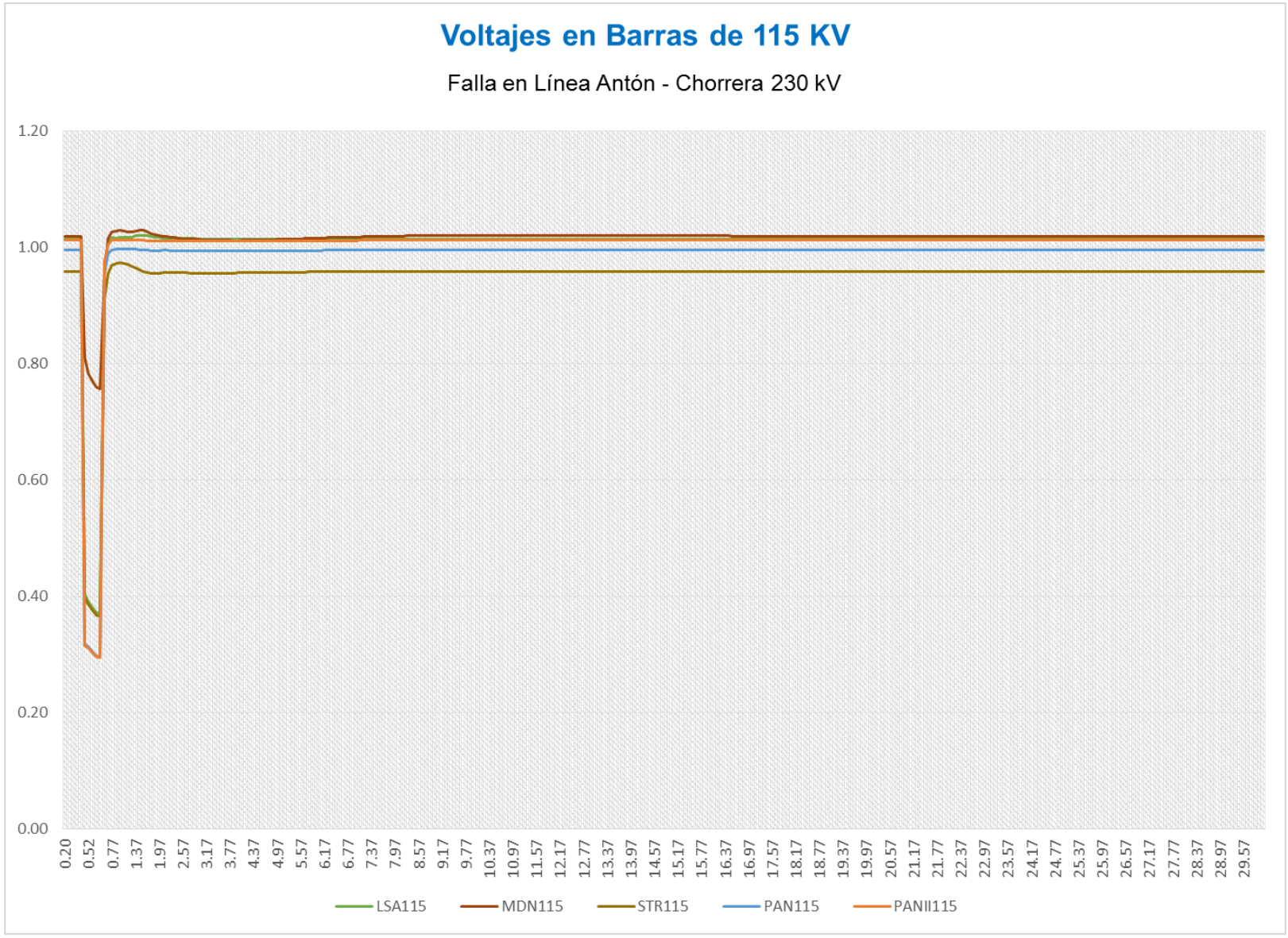
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Antón - Chorrera


Frecuencia
Falla en Línea Antón - Chorrera 230 kV
60.50
60.40
60.30
60.20
60.10
60.00
59.90
59.80
59.70
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115

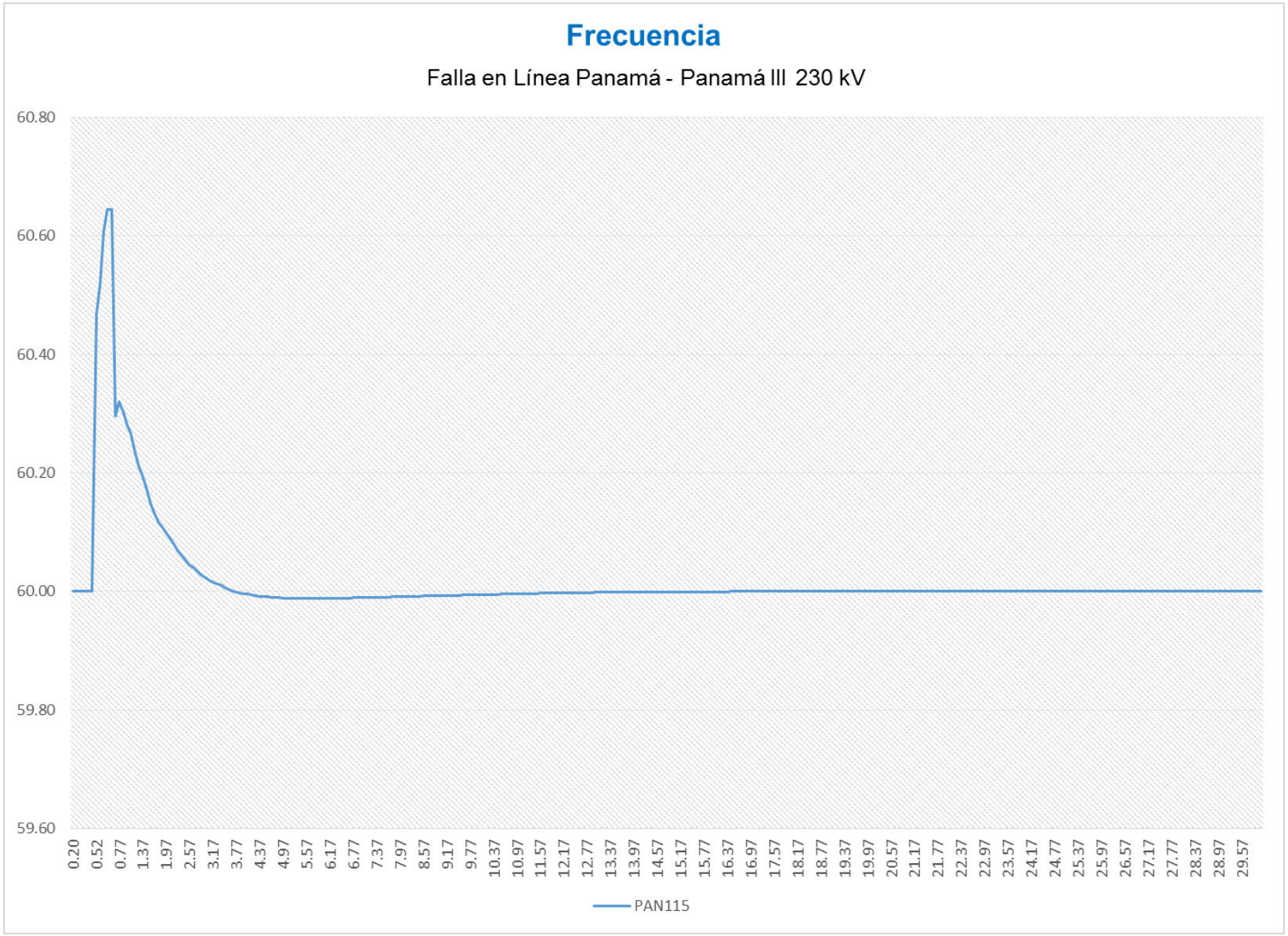

Ángulo de Rotación de Unidades Térmica
Falla en Línea Antón - Chorrera 230 kV
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1
TVA G1
CPO20

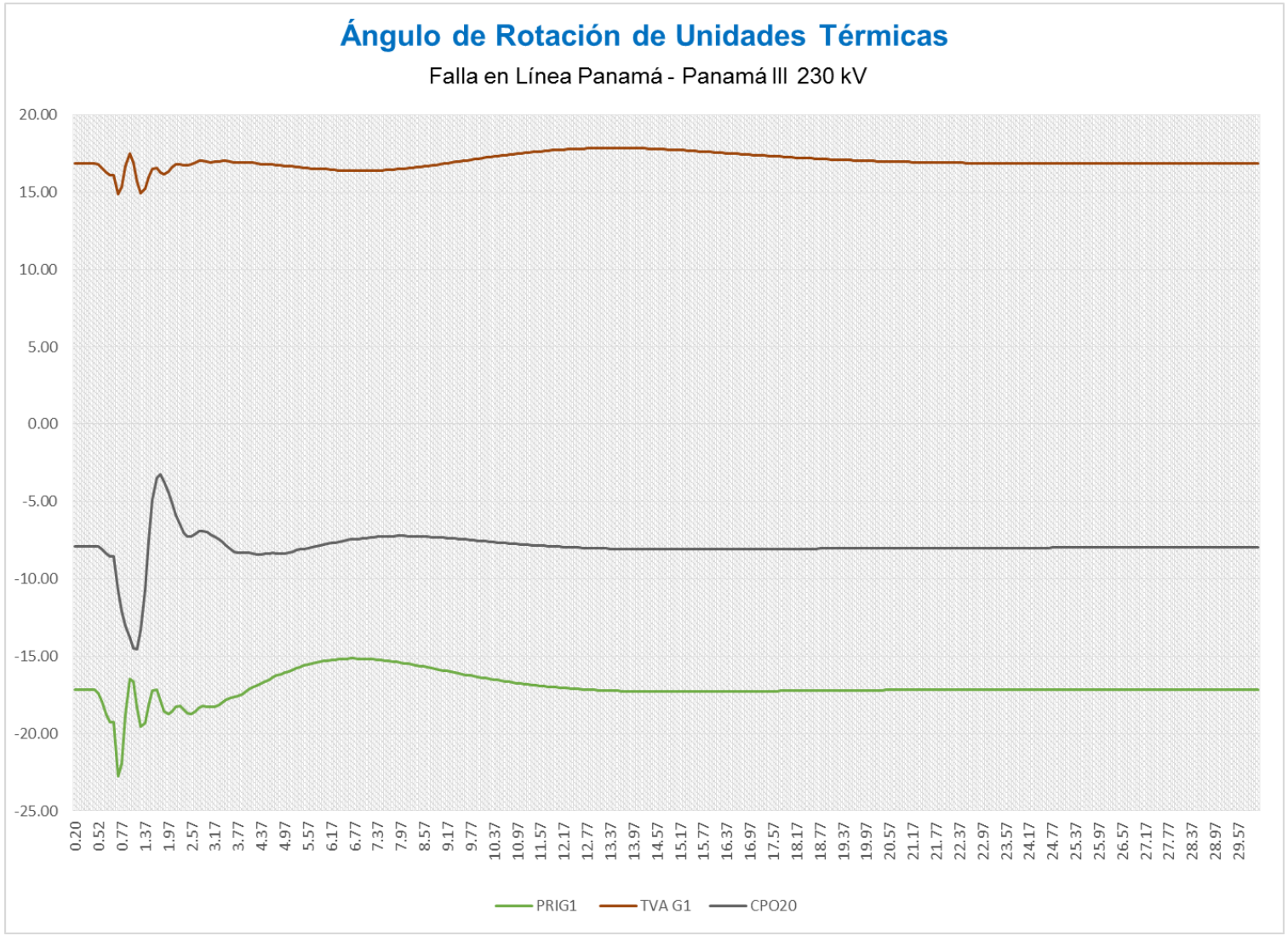

Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulica
Falla en Línea Antón - Chorrera 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
LVAG1
MADG1
ESTG1
CHANG2
CHANII

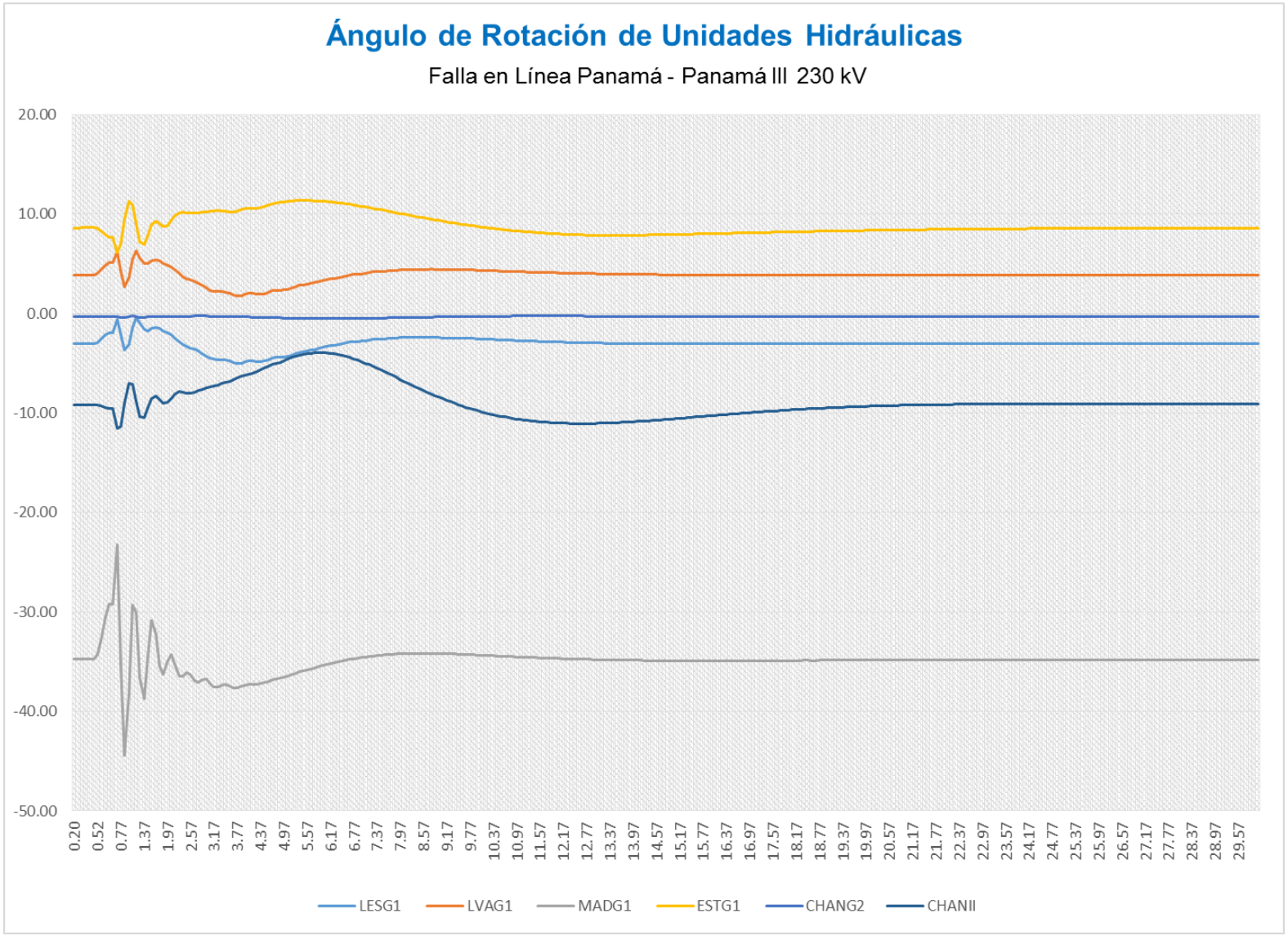

Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Antón - Chorrera 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
STR230
VEL230
PAN3 230

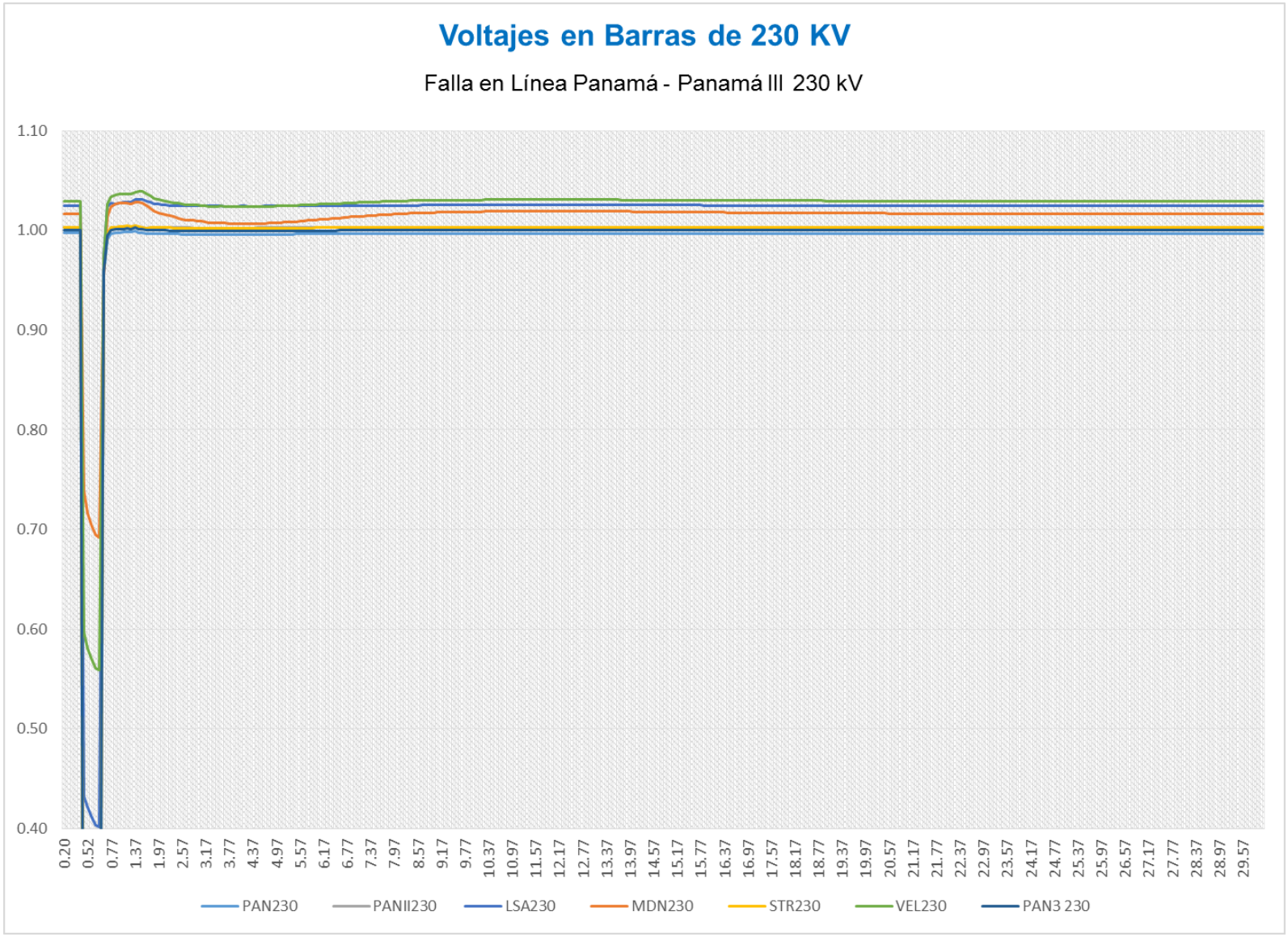

Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Antón - Chorrera 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
LSA115
MDN115
STR115
PAN115
PANII115

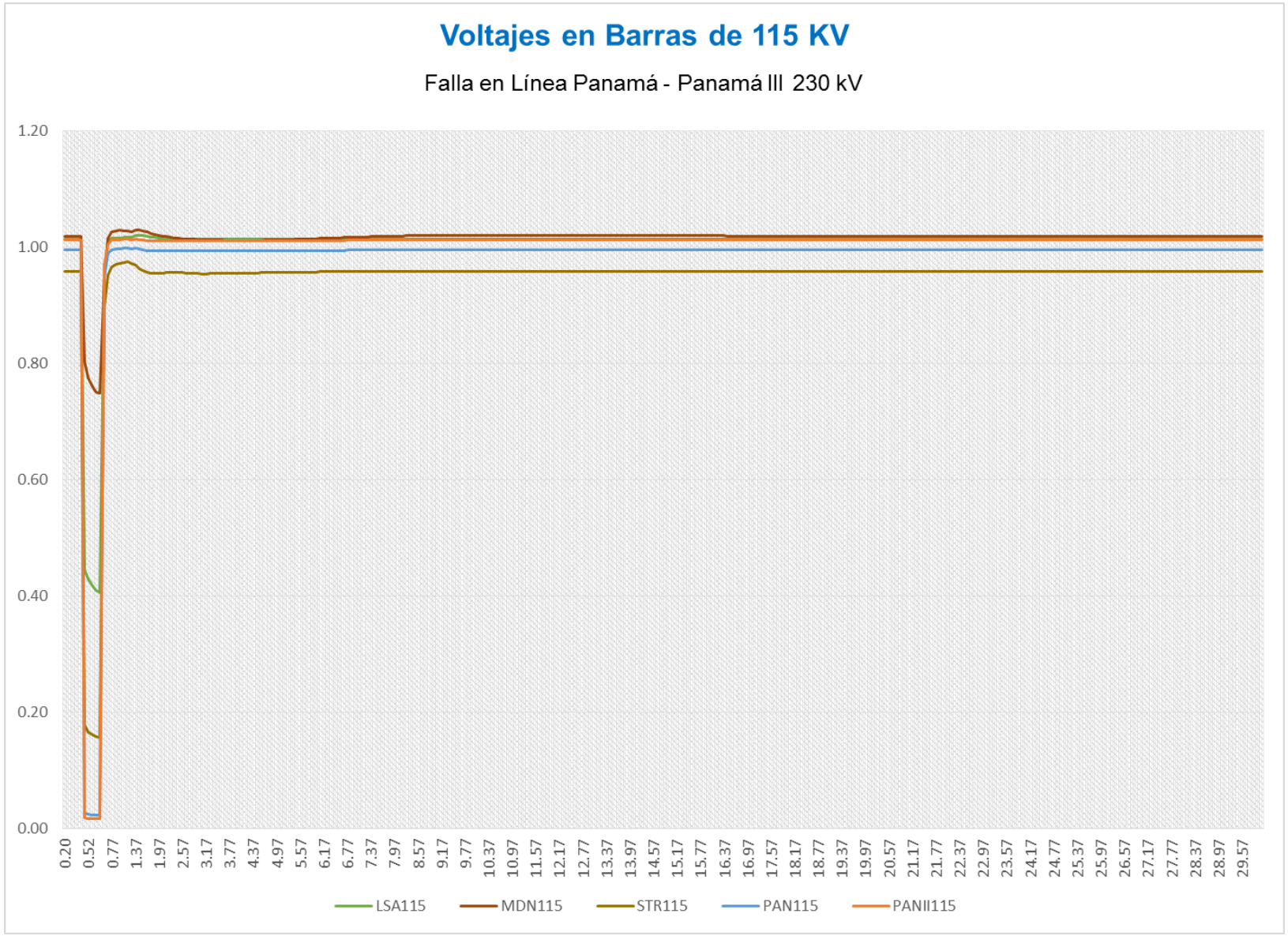
Contingencia: Falla y Apertura del Circuito Panamá – Panamá III


Frecuencia
Falla en Línea Panamá - Panamá III 230 kV
60.80
60.60
60.40
60.20
60.00
59.80
59.60
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN115


Ángulo de Rotación de Unidades Térmicas
Falla en Línea Panamá - Panamá III 230 kV
20.00
15.00
10.00
5.00
0.00
-5.00
-10.00
-15.00
-20.00
-25.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PRIG1
TVA G1
CPO20


Ángulo de Rotación de Unidades Hidráulicas
Falla en Línea Panamá - Panamá III 230 kV
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
LESG1
LVAG1
MADG1
ESTG1
CHANG2
CHANII


Voltajes en Barras de 230 KV
Falla en Línea Panamá - Panamá III 230 kV
1.10
1.00
0.90
0.80
0.70
0.60
0.50
0.40
0.20
0.52
0.77
1.37
1.97
2.57
3.17
3.77
4.37
4.97
5.57
6.17
6.77
7.37
7.97
8.57
9.17
9.77
10.37
10.97
11.57
12.17
12.77
13.37
13.97
14.57
15.17
15.77
16.37
16.97
17.57
18.17
18.77
19.37
19.97
20.57
21.17
21.77
22.37
22.97
23.57
24.17
24.77
25.37
25.97
26.57
27.17
27.77
28.37
28.97
29.57
PAN230
PANII230
LSA230
MDN230
STR230
VEL230
PAN3 230


Voltajes en Barras de 115 KV
Falla en Línea Panamá - Panamá III 230 kV
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.20 0.52 0.77 1.37 1.97 2.57 3.17 3.77 4.37 4.97 5.57 6.17 6.77 7.37 7.97 8.57 9.17 9.77 10.37 10.97 11.57 12.17 12.77 13.37 13.97 14.57 15.17 15.77 16.37 16.97 17.57 18.17 18.77 19.37 19.97 20.57 21.17 21.77 22.37 22.97 23.57 24.17 24.77 25.37 25.97 26.57 27.17 27.77 28.37 28.97 29.57
LSA115
MDN115
STR115
PAN115
PANII115

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Comentarios y Observaciones al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Gerencia de Planeamiento

Enero de 2016

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • **www.etesa.com.pa**

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Panamá, 28 de agosto de 2015
Nota DSAN No.2316-15
Ref. 103396

Ingeniero
IVÁN BARRÍA M.
Gerente General
ETESA
Ciudad

Ingeniero Barría:

Hacemos referencia a su nota No. ETE-DTR-GPL-311-2015 de 29 de junio de 2015, mediante la cual fue remitido el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) correspondiente al año 2015.

Al respecto, tenemos a bien indicarle que mediante Resolución AN No. 8766 – Elec esta Autoridad aprobó la celebración de la Consulta Pública No. 10-15 para considerar la propuesta del PESIN 2015 presentado por su Empresa. Dicha Consulta Pública finalizó el pasado 10 de agosto de 2015 y presentaron sus comentarios las siguientes personas y empresas:

1. PanAm Generating Ltd.
2. Elektra Noreste, S.A. (ENSA)
3. Ing. Ramiro Troitiño Márquez
4. AES Panamá, S.R.L.
5. Istmus Hydro Power Corp.
6. Electrotérmica de Panamá S.A.
7. UEP Penonomé II, S.A.
8. Bocas del Toro Energía, S.A.

Los comentarios recibidos mediante la precitada consulta se están adjuntando a esta nota, mismos que deben ser atendidos por ETESA en su totalidad, e indicar la forma en que los consideró. Sin menoscabo de lo anterior, solicitamos tomar en cuenta con especial cuidado los siguientes comentarios que llamaron nuestra atención:

- **Extracto de Comentario de PanAm Generating Ltd.**
  "Como comentario general al estudio de Largo Plazo, vemos que sólo se analizan los escenarios de los años 2020 y 2025, no obstante, en la tabla de proyectos de Largo Plazo (pág.88), durante los años 2020 a 2025 entran importantes obras como el aumento de la capacidad de la línea Veladero - Panamá II en el año 2021, reemplazo de la línea Veladero -Llano Sánchez – Chorrera - Panamá para el año 2022, sin embargo no se puede verificar el impacto de estos proyectos en el sistema puesto que no se analizan estos años intermedios, se desconocen si para esos escenarios continúan las restricciones de transmisión y si las obras planificadas mejorarían las condiciones operativas".

- **Extracto de Comentario de Istmus Hydro Power Corp.**
  "Se recomienda a ETESA referirse a la Capacidad Térmica de la línea de manera explícita para evitar confusiones con la capacidad operativa que está limitada por los parámetros operativos como voltajes, diferencia angular de los voltajes de barras, etc. Y la línea está restringida a 760 MW, como indica el siguiente párrafo del Plan de Expansión, representa la capacidad operativa".

- **Extracto de Comentario de UEP Penonomé II, S.A.**
  "Conforme a lo indicado en el Capítulo 1, punto 1.9 "Recomendaciones", donde se muestra la Tabla 1.1 "Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029", se observa que existen nueve (9) proyectos de expansión a desarrollarse durante los próximos años y cuya fecha de inicio de operaciones se fija en el año 2019. Lo anterior nos informa que se deberá hacer casi el total de las inversiones del Plan de Transmisión de largo plazo en unos cortos cuatro (4) años de ejecución. También es de resaltar el hecho que algunos de los proyectos (como la cuarta línea de transmisión) son de mayor envergadura y se estima un tiempo de ejecución de mínimo cinco años, en el escenario más favorable. Es evidente que ETESA no contará con los recursos para hacerle frente a todos los compromisos en el tiempo comprometido en el Plan de Transmisión. Evidencia de ello es la historia, la cual muestra que existen retrasos en la ejecución de todos los proyectos llevados a cabo por la Empresa Transmisora".

Adicionalmente tenemos a bien remitirle los comentarios que a juicio de esta Autoridad deben ser tomados en consideración para la elaboración del documento final.

Dicho lo anterior, enumeramos nuestras observaciones:

- Las conclusiones presentadas en la pág. 16 del Tomo III "Plan de Expansión de Transmisión", las cuales se presentan nuevamente en la página 116 del mismo Tomo, deben ser actualizadas ya que son contradictorias con el resto del plan y toman en cuenta la entrada en operación de proyectos que según el plan de inversiones fueron aplazados para años posteriores a las fechas indicadas. Por lo tanto las citadas conclusiones deben ser actualizadas de manera que se muestre un

análisis del sistema tomando en cuenta las nuevas fechas de entrada de los proyectos de manera similar a lo presentado en los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia.

- Se debe tomar en cuenta en el plan que la fecha de retiro de las plantas de generación "Turbina de Gas", Aggreko y SoEnergy se dio en este año 2015, conforme fue publicado en las Resoluciones No. AN-8670-Elec, AN-8882-Elec y AN-8883-Elec respectivamente.

- El Proyecto denominado "Nueva Línea Doble Cto. M. Nance - Progreso - Front 230 kV" en algunas partes del Plan es identificado como "Línea Mata de Nance – Boquerón III – Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito", esto debe corregirse al nombre subrayado ya que se indica en su descripción en la pág. 45 que el proyecto llega a la SE Boquerón III.

- En la pág. 17 y 117 en el apartado "Con relación a la expansión de transmisión", donde se enlistan los proyectos a entrar en operación en el período (2015 – 2018). Esta lista no coincide con la propuesta del Plan de Expansión 2015 donde hay proyectos que fueron aplazados para los años 2017 y 2018, por lo que se debe actualizar las fechas de entrada en operación de estos proyectos.

- El Proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea Mata de Nance – Veladero 230 kV en la página 18 y 118 se muestra como "Nueva Línea de Transmisión Mata de Nance – Veladero 230 kV" esto debe ser corregido conforme a la realidad del proyecto.

- A largo plazo se tiene previsto aumentar la capacidad de la línea 1 desde Veladero hasta Panamá, proyecto que se presenta en algunos puntos del plan como un reemplazo de la línea debido al cumplimiento de su vida útil y en otros puntos del plan como un aumento de capacidad empleando conductores HTLS. Debe aclararse si se reemplazará la línea o solo se realizará un cambio de conductor.

- Al final de las recomendaciones en las páginas 22 y 122 se indica que: *"En el corto y mediano plazo el sistema tiene una red de transmisión segura, confiable y que técnicamente no presenta problemas estructurales que causen sobrecostos operativos"*. Este párrafo es contradictorio a lo que se muestra en los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia donde se indica que las restricciones de transmisión y la generación obligada seguirán como mínimo hasta el año 2020. Esto debe ser corregido.

- Se debe especificar si el proyecto de la línea Panamá II – Chepo – Darién, el lugar de Darién donde se construirá la subestación es en Santa Fe o en Metetí. De acuerdo al comentario de ENSA, esta subestación debe ubicarse en Metetí, debido a que es en dicho poblado donde ENSA ha previsto la subestación para la integración

eléctrica del Darién a nivel de distribución. La ubicación de esta subestación debe hacerse de manera coordinada con ENSA.

- Dentro de las inversiones a realizar se incluyen los proyectos Línea Panamá III – Sabanitas y Línea Punta Rincón – Sabanitas, sin embargo en ninguna parte del plan se describe el proyecto SE Sabanitas y este solo se incluye en el plan de inversiones como parte del proyecto de la Línea Panamá III – Sabanitas. Se debe ampliar en la página 97 la descripción y justificación de la SE Sabanitas mostrando su aporte al costo total del proyecto Línea Panamá III – Sabanitas.

- Conforme a lo publicado en la Resolución AN No. 8196-Elec del 23 de diciembre de 2014 en el sexto punto de la resolución: *"Para los futuros Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, toda variación de los proyectos aprobados con respecto a sus características técnicas básicas, fecha de entrada en operación y/o costo, tendrá que ser debida y explícitamente informada y justificada a esta Autoridad Reguladora; y será incluida en el próximo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que presente, para su aprobación"*. Se deberá justificar el cambio de fecha de operación para los siguientes proyectos:
  - Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV
  - Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá
  - Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito
  - Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II
  - SVC Panamá II
  - SVC Llano Sánchez
  - Adición de Bancos de Capacitores
  - Adición de Reactores
  - Aumento de Capacidad Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero
  - Aumento de Capacidad de la Línea de 230 kV Guasquitas – Veladero
  - Reemplazo del transformador T1 de S/E Mata de Nance
  - Reemplazo de reactores R1 y R2 de la S/E Mata de Nance 34.5 KV
  - Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV

  De otra manera su fecha de entrada en operación permanecerá en la fecha aprobada del Plan del 2014. Igualmente se deberá justificar el cambio en el costo y capacidad de transporte de la línea de Chepo a Darién incluida dentro del proyecto Línea a Darién.

- No se incluyeron los resultados de cargabilidad en las líneas de transmisión de 230 y 115 kV para el sistema actual ni para los escenarios de estudio presentados en el Plan de Expansión, información importante tomando en cuenta la restricción de transmisión existente y futura (falta de reactivo hasta 2018) que causa sobrecargas en las líneas.

- En los Criterios de Calidad y Seguridad de los diagnósticos del sistema de transmisión se presentan las contingencias únicas de generación las cuales solo se menciona que son superadas por el sistema pero no se desarrolla ningún análisis del comportamiento del sistema ante estas contingencias en los diferentes escenarios.

- En la página 23 donde se presenta la Tabla 1.1. "Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2029" se presenta a largo plazo el proyecto "Nueva S/E Burunga 230 kV" el cual no es desarrollado en el resto del plan. En el Plan de Expansión del año 2014 se mencionaba este proyecto como una expansión del agente EDEMET, por lo que solicitamos aclarar si este proyecto será ejecutado por EDEMET o por ETESA y de ser una inversión de ETESA, justificar esta inversión e incluir el proyecto en el resto del plan.

- El proyecto de la SE Panamá III en su descripción en la página 95 solamente incluye la construcción del patio de 230 y 115 kV para lo cual es necesario una inversión de 61,291,870, adicional a esto en el proyecto de la Cuarta Línea se incluye un renglón llamado SE Panamá III 500/230 kV que requiere una inversión adicional de 97,892,300 además de la adición de un SVC 150 MVAR por un monto de 25,371,510. Ya que ambos proyectos están previstos a iniciar operación en febrero del 2019, la SE Panamá III (500/230/115 kV) debe ser incluida en el plan como un solo proyecto de manera que incluya la construcción del patio de 500 kV, 230 kV y 115 kV con un monto actualizado que incluya el costo de los trabajos a realizar para la construcción de la subestación completa e igualmente actualizar la descripción del proyecto.

- Conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, Artículo 69, apartado c, uno de los objetivos del Plan de Expansión es:
  - *"Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores"*. El subrayado es nuestro.

  En los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia se presentan los resultados de los escenarios a corto y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional y se detectan restricciones en la red de transmisión para el escenario de demanda máxima en época lluviosa como se muestra en el siguiente cuadro:

Año	Comentario del PESIN 2015
2016	Para esta fecha se prevé la entrada de la tercera línea lo que mejora las transferencias provenientes de occidente hacia el centro de carga, a pesar de la entrada de este proyecto se siguen presentan las restricciones que impiden el fiel cumplimiento del orden de mérito. Se

	requiere que ingresen al despacho las centrales de Bahía las Minas, Bayano, Miraflores. Debido a las restricciones del sistema se rompe el despacho económico.
2017	El sistema no permite despachar la totalidad de la generación hidroeléctrica proveniente del occidente del país, debido a esto se procedió a restringir la generación de Fortuna y algunas plantas conectadas en la subestación Boquerón III con la finalidad de cumplir con los criterios de seguridad operativa y calidad del sistema.
2018	Este escenario presenta restricciones en el corredor de Panamá hacia Cáceres con la finalidad de cumplir con los criterios de calidad y seguridad se procede a desplazar generación de occidente proveniente de la planta Fortuna y la misma es aportada por plantas del área de colon con la finalidad de reducir los flujos desde la S/E Panamá hacia la S/E Cáceres en 115 kV.
2019	Debido a problemas de sobrecarga en las líneas, no se puede despachar toda la generación que sale de las subestaciones de Fortuna y Guasquitas hacia Changuinola 230 kV. Se restringe la generación de máxima capacidad para las unidades en las centrales de Gualaca, Lorena, Prudencia y Fortuna a fin de mantener la seguridad del sistema en caso de alguna falla.
2020	La central hidroeléctrica de embalse Fortuna es desplazada parcialmente del orden de mérito esperado para este escenario, ya que al aumentar significativamente el flujo de occidente al centro de carga y al realizar el disparo de uno de los circuitos Panamá - Panamá III de la tercera línea de transmisión, el paralelo queda operando por encima de su capacidad en emergencia de 500 MVA y por tanto el sistema no cumple con los

	criterios de calidad y seguridad establecidos y es necesario reducir el flujo occidente-centro de carga.

Aspecto Relevante: Como se observa de lo anterior, en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 presentado por ETESA, hasta el año 2020 se siguen evidenciando restricciones de transmisión, con la consecuente generación obligada y generación desplazada, lo que influye en incrementar el costo de operación del sistema debido a la imposibilidad de realizar un despacho económico sin restricciones. Esto habla de que no se ha realizado con una anticipación suficiente la planificación de la expansión ya que no es hasta el año 2025 cuando el sistema opera sin restricciones según lo expuesto en el plan. Esto además de ser preocupante es un indicativo de que las inversiones propuestas por ETESA no han sido las suficientes para eliminar las restricciones del sistema por lo que solicitamos se realicen los análisis y estudios técnicos y económicos necesarios de manera que se puedan mitigar las restricciones del sistema a corto plazo y puedan ser eliminadas en un plazo menor al propuesto en el plan, o en su defecto se indique explícitamente que el costo de "no hacer" es menor que el monto que se requiere invertir. Esto debe corregirse y/o sustentarse justificadamente.

Los ajustes solicitados deberán considerarse en la revisión final que se someta nuevamente para aprobación, la cual se deberá remitir a esta Autoridad en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, contados a partir del recibo de esta nota.

Atentamente,

ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

COMENTARIOS DE PAN-AM GENERATING LTD.
PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029 PRESENTADO POR ETESA

TOMO III – PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2029

CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

6.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)

Comentario:

Haciendo una comparación entre el Plan de Transmisión 2014-2028 (Plan 2014), vigente en la actualidad y la propuesta del Plan de Transmisión 2015-2029 (Plan 2015) observamos una marcada diferencia en la calidad de los análisis de cada escenario tanto para el Análisis de Corto Plazo como el de Largo Plazo. Entre los puntos que fueron omitidos destacamos lo siguiente:

Análisis de Corto Plazo - Análisis de Flujo de Carga

- En el Plan 2014 se detallaba para cada época del año (seco/lluvioso), las contingencias únicas de generación y de transmisión a ser evaluadas. El Plan 2015 sólo define al inicio de la sección 6.1.6, las contingencias únicas de generación y sólo se menciona que son evaluadas contingencias de transmisión en 230 kV y 115 kV, sin embargo a lo largo del documento no es presentado este listado. Es importante resaltar que con la entrada de las obras de transmisión, la topología del sistema de transmisión varía, por lo que se hace necesario evaluar para cada escenario un listado de contingencias de transmisión acorde con la topología, como fue hecho para el Plan 2014.

- Fueron descartados los análisis para escenarios de demanda media. Considerando que el comportamiento de la demanda es de aproximadamente un 45% del tiempo en demanda media es importante continuar evaluando la red de transmisión ante estos niveles de carga. Además, los estudios eléctricos regionales y los que realiza el CND verifican escenarios de funcionamiento en demanda media, por la importancia que tiene analizar este escenario.

- Como se menciona en el punto 1, en el Plan 2014, para cada época del año en estudio, se realizaba una análisis profundo de la situación de la red, donde se incorporaban los listados de contingencias de generación y transmisión y posteriormente el análisis de las causas que ocasionan las restricciones que no permiten cumplir con el despacho de generación proyectado para cada época; además se incluían los montos de generación obligada y se mencionaba las centrales hidroeléctricas de occidente afectadas por la restricción de transmisión. En la propuesta del Plan de Transmisión 2015-2029 vemos que adolece de ese

tipo de análisis que permite al lector poder comprender la situación que está ocurriendo en la red de transmisión y finalmente entender la importancia de las obras propuestas para liberar el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

- En esta versión del Plan de Expansión tampoco fue incluido los resultados de cargabilidad en líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV. Con los altos niveles de carga a los que está sometida la red de transmisión en los escenarios de máximos flujos de occidente pudiera ocurrir que contingencias únicas en la red de transmisión puedan llevar las líneas a niveles que sobrepasen sus límites térmicos, este tipo de análisis tampoco se observa en el detalle de cada escenario evaluado, consideramos son de gran impacto para ver el desempeño del sistema ante este tipo de eventualidades. Este detalle es importante además para observar el porcentaje de cargabilidad del sistema y con las obras a entrar en operación como se reducen estos porcentajes.

Sección 6.2.2 – Generación Obligada (Pág.67)

Comentario:

Aunque lo esperado para los años 2016, 2017, 2018 y 2019 era que se eliminara la restricción de transmisión en esta sección se observa que no es así, la restricción sólo se reduce a pesar de que se ha indicado que con la entrada de la tercera línea y los equipos de compensación desaparecerían estos problemas. Es sorprendente que incluso en el escenario de invierno 2018 cuando están en operación los SVC se sigue requiriendo generación obligada por incumplimientos al criterio de calidad (voltaje). Es nuestra preocupación que en este Plan de Expansión no se haya realizado ninguna propuesta para eliminar la restricción de transmisión.

Sección 6.2.3 – Límites de Transferencia (Pág.68)

Comentario:

En la sección 6.2.3 del Plan de Transmisión 2015 es reportada la situación en la que la red de transmisión a pesar de que entran los refuerzos aprobados en el Plan 2014, el sistema opera con restricciones, donde se destaca lo siguiente:

Año 2015 – Sin refuerzos en la red de transmisión: Flujo de Occidente de 670 MW.

Año 2016 – Ingreso de la tercera línea: Flujo de Occidente de 950 MW, claramente se observa que la capacidad instalada en occidente es superior a este número incluyendo la demanda del área de occidente.

Año 2017 – Entrada de 150 MVAR en bancos de capacitores: Flujo de Occidente de 960 MW.

Año 2018 – Entrada de los SVC: Flujo de Occidente de 1130 MW.

Año 2019 – Entrada de la línea de 500 kV: Flujo de Occidente de 1170 MW.

Como habíamos mencionado en el primer punto, consideramos que en general esta propuesta del Plan de Expansión no cuenta con el suficiente análisis de las condiciones del sistema, como fue presentado para el Plan 2014, en esta propuesta sólo se limitaron a trasladar (actualizar) los proyectos de una fecha a la otra, sin embargo hubiéramos esperado que a partir de estos resultados, donde se observa que los proyectos aprobados en planes de expansión anteriores no son suficientes para eliminar las restricciones, pudiera haber nuevas propuestas que entendemos es el objetivo de un Plan de Expansión, como por ejemplo, un aumento en la capacidad de los bancos de capacitores o de los SVC, consideramos que es el momento de corregir estos incumplimientos a los criterios de calidad y seguridad de la red con expansiones que verdaderamente eliminen las limitaciones para transportar la generación hidroeléctrica de occidente.

CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Comentario:

Retraso en obras de la red de transmisión

Vemos con preocupación las desviaciones que se observan entre el Plan 2014 y el Plan 2015 en cuanto a la ejecución de los proyectos de la red de trasmisión tendientes a liberar las restricciones. Entre lo más destacable tenemos:

- **Equipos SVC (Pág.79)**: De acuerdo al Plan 2014, se esperaba que para el segundo semestre del año 2016 todas las restricciones de transmisión se eliminarían debido al ingreso de la tercera línea de transmisión Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá y la entrada de los equipos SVC con una capacidad de +120/-30 MVAR en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez.
  En la propuesta del Plan 2015 se han modificado las fechas de los proyectos, lo que implica un retraso considerable en la puesta en servicio de estos equipos:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Llano Sánchez	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses
Panamá 2	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses

  Estos retrasos impactan directamente en el tema de las restricciones de transmisión, porque como queda evidenciado en el análisis del Plan 2015, específicamente en los escenarios de época lluviosa de los años 2016, 2017 y 2018 la restricción de transmisión se mantiene, contrariamente a lo que hemos estado esperando, que con la entrada de estos refuerzos sea posible operar la red de transmisión de forma eficiente y económica. Llama la atención que la necesidad de incorporar SVC a la red de transmisión surge desde el Plan de Expansión 2011 y sin embargo no se ha podido concretar la adjudicación de este proyecto por parte de ETESA.

- **Nueva Línea de Transmisión M. Nance – Progreso – Frontera (Pág.75)**: El retraso de este proyecto también resulta alarmante, toda vez que este refuerzo surge desde el Plan del año 2012 y de acuerdo al Plan 2015, el proyecto estará operativo para enero de 2018, pero el mismo está pendiente por licitarse (Ver Pag.76). De acuerdo al Plan 2015, la generación conectada en las subestaciones Progreso y Boquerón 3 suman aproximadamente 390 MW y sólo se cuenta con una línea (M.Nance – Progreso) de 193 MVA para evacuar toda esa potencia, es decir, sólo se puede entregar aproximadamente el 50% de la generación de esas centrales. Además, hay que tomar en cuenta que esta línea es parte del camino directo de la línea de interconexión Progreso – Río Claro, por lo que flujos de importación hacia Panamá circulan sobre este enlace, aumentando su cargabilidad, es decir, no sólo la generación de ésa área

impacta la carga en la línea M.Nance-Boquerón 3 sino los niveles de importación del área de control de Panamá.
Con lo anterior, podemos deducir que aunque se tengan los refuerzos capacitivos y la tercera línea de transmisión, las restricciones en la red no se eliminan, pues se mantienen las deficiencias en otras áreas de la red, en este caso sobrecargas.

- **Bancos de capacitores (Pág.81)**: El Plan 2014 explicaba la importancia de la puesta en operación de bancos de capacitores adicionales como soporte a los SVC, sin embargo de acuerdo a lo indicado en el Plan 2015, el proyecto no ha sido licitado en su totalidad (Ver Pág.81).
  Las nuevas fechas son las siguientes:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Panamá 2	31-ago-16	31-ene-17	5 meses
Chorrera	30-sep-15	31-ene-17	1 año 5 meses
Veladero	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
San Bartolo	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
Llano Sánchez	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses

Aunque el Plan de Expansión no incluye las razones por las cuales es necesario retrasar un proyecto, creemos que es necesario revisar los procedimientos que mantiene ETESA para la licitación y adjudicación de proyectos de gran magnitud, los cuales afectan la operación confiable, eficiente y económica de la red de transmisión, por ende la seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. También debe darse un seguimiento más detallado en la ejecución de los proyectos, vemos que lo planificado dista de lo que se ejecuta en la realidad, se entiende que por razones fuera del control de un promotor de proyectos puedan darse retrasos, sin embargo esta situación es persistente y sigue afectando a todos los Agentes del Mercado al no consolidarse a tiempo los proyectos que son aprobados en los planes de expansión.

De manera general observamos que los costos de los proyectos de la red de transmisión que entran en el corto plazo superan los $350,000,000 y los mismos no liberan el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

Consideramos que el Plan de Expansión debe ser revisado por algún grupo de Consultores Expertos y en conjunto con Personal de ETESA verificar los procedimientos utilizados para la elaboración de los planes de expansión ya que como se demuestra no se ha presentado una solución a los problemas en la transmisión. Se deben explorar la incorporación de otros tipos de tecnologías para compensar la red adecuadamente incluso para el año 2019 se adelanta la entrada de la “cuarta línea” de 500 kV y esto no elimina las restricciones.

CAPÍTULO 8: ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Sección 8.2 Resultados de Estudios de Flujo de Potencia (Pág.92)

Comentario:

Como comentario general al estudio de Largo Plazo, vemos que sólo se analizan los escenarios de los años 2020 y 2025, no obstante, en la tabla de proyectos de Largo Plazo (pág.88), durante los años 2020 a 2025 entran importantes obras como el aumento de la capacidad de la línea Veladero - Panamá II en el año 2021, reemplazo de la línea Veladero -Llano Sánchez – Chorrera - Panamá para el año 2022, sin embargo no se puede verificar el impacto de estos proyectos en el sistema puesto que no se analizan estos años intermedios, se desconocen si para esos escenarios continúan las restricciones de transmisión y si las obras planificadas mejorarían las condiciones operativas.

Como comentario específico, para el escenario de época lluviosa 2020, demanda máxima se señala que es necesario reducir generación de las hidroeléctricas de occidente (central Fortuna), debido a sobrecarga en uno de los circuitos Panamá – Panamá III a causa de la contingencia de la línea paralela.

En este escenario a pesar de que se encuentra en operación la cuarta línea de transmisión de 500 kV, aún es requerido operar el sistema con restricciones, lo cual es preocupante. En la tabla de la página 88, se observa la puesta en operación en el año 2023 de una línea subterránea entre las subestaciones Panamá y Panamá III, por lo tanto, transcurrirán varios años (2020 a 2023) para ver una red de transmisión operando sin restricción.

Consideramos que en el Plan de Largo Plazo no debería existir ninguna medida correctiva que involucre reducir la generación de occidente, estas son medidas de corto plazo donde a falta de planificación no se puede contar con un refuerzo en un periodo de corto de tiempo, contrariamente al Plan de Largo Plazo, en el cual se tiene un tiempo considerable para la ejecución y puesta en servicio de las obras una vez se identifican y se aprueba en los planes de expansión.

Sección 8.2.2 Generación Obligada

Comentario:

Como fuese mencionado en el párrafo anterior, es preocupante que en el Plan de Largo Plazo se solucionen los problemas de la red de transmisión con generación obligada, cuando deberían planificarse obras para eliminar estas restricciones. Se desconoce hasta

que año se podría operar bajo estas condiciones debido a que sólo se analizan dos años (2020 y 2025), sin verificar los años intermedios.

CAPÍTULO 16: CONCLUSIONES

Diagnóstico del Periodo de Corto Plazo (años 2015 – 2028)

Año 2016 (Pág.116)

Comentario:

Las conclusiones para este escenario son contradictorias con referencia a lo descrito en el capítulo 6. Se indica en estas conclusiones que entran en operación nuevos bancos de capacitores, compensación estática a través de dos (2) SVC y que se eliminan las restricciones de transmisión presentadas en años anteriores, además se cumple a cabalidad el despacho económico, cuando realmente, los bancos de capacitores se retrasa su entrada para el año 2017, los SVC entran en operación en el año 2018 ya que fue trasladada la fecha del Plan anterior y se sigue manteniendo en línea generación obligada. Sugerimos realizar una revisión a esta redacción ya que no coincide con lo expuesto dentro del informe.

Año 2017 (Pág.117)

Comentario:

Estas conclusiones tampoco mantienen coherencia con lo que se expuso en el capítulo 6 del informe. Para el año 2017 continúan las restricciones de transmisión ya que no han entrado todos los refuerzos tendientes a liberar las limitaciones, por lo tanto la conclusión de que el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico debe ser verificada.

Año 2018 (Pág.117)

Comentario:

Al igual que para el punto anterior, esta conclusión no coincide con lo reportado en el capítulo 6, donde a pesar de ya contar con los SVC, se mantiene en línea generación obligada (Ver Pág.68)

Con relación a la Expansión de Transmisión (Pág.117)

Comentario:

Las fechas de los proyectos recomendados, no coinciden con lo indicado en el capítulo 6 y en la tabla de la página 123, esto debe ser verificado.

De manera general esperamos que nuestros comentarios puedan ser de beneficio y utilidad para la elaboración del Plan de Expansión. Creemos que es importante que todos los Agentes del Mercado se involucren aportando sus sugerencias y conocimientos para mejorar los procesos para la conformación de los planes de la red de transmisión y finalmente puedan ser eliminadas las restricciones que nos aquejan, las cuales afectan de una manera importante a todos los Agentes del Mercado, el principal objetivo de este plan debe ser enfocarse en la construcción de obras que liberen la red de limitaciones y consideramos que estamos a tiempo de incluir proyectos que realmente nos lleven a cumplir el objetivo de operar una red de forma segura, confiable y económica.

COMENTARIOS DE ENSA
PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015, PRESENTADA POR ETESA
Resolución AN No. 8766-Elec de 6 de julio de 2015

TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS

1. Referencia: Mega Proyectos Estatales (página 83)

Consideramos que la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, la Cadena de Frío, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá y la expansión o nuevos puertos producto de la ampliación del Canal de Panamá, deben ser considerados al menos en base a estimaciones dentro de este pronóstico aun cuando se careza de información detallada en cuanto a sus requerimientos de energía eléctrica, ya que dichos proyectos conforman instalaciones con consumos significativos de energía eléctrica.

2. Referencia: Línea 2 del Metro (Página 91)

Donde dice: "El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación de Fase 2 de la Línea 2, San Miguelito – Hotel Miramar (Ave. Balboa), a inicios del año 2003" , se debe corregir el año mencionado ya que este proyecto aún está en fase de diseño y el año indicado no es cónsono con la realidad y desarrollo del proyecto.

3. Referencia: Curvas Típicas (Páginas 135, 136, 144 y 145)

En cuanto a los Gráficos detallados en las páginas antes indicadas, consideramos se debe especificar el año referencia, así como también las unidades (p.e. MW y Tiempo). De igual manera no se especifica si las curvas son máximas o promedios.

Con relación al Gráfico 1.36 – Curva Típica de Carga Línea 115-11 (página 136), la demanda indicada muestra una magnitud máxima por el orden de los 40 MW; sin embargo, la demanda actual se encuentra por el orden de los 60 MW.

De igual forma en los Gráfico 1.51 y 1.52 (página 144), se debe especificar que la curva corresponde a las subestaciones provenientes de la Provincia de Colón y debe existir una nota

aclaratoria donde se especifique las subestaciones incluidas, toda vez que puede generar confusión con la subestación del mismo nombre. A este grupo pertenecen las Subestaciones France Field, BLM, Colón 1 y Monte Esperanza.

En el Gráfico 1.53 Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (página 145), se debe especificar que la curva corresponde a las subestaciones provenientes de la Provincia de Panamá y también debe existir una nota aclaratoria donde se especifique las subestaciones que se incluyen.

Se sugiere colocar un gráfico de las proyecciones de carga de las subestaciones del Sistema en el tiempo.

4. Referencia: Tabla 1.48 Desagregación por Barra -Parte 2 (Página 148)

Con respecto a la proyección de las subestaciones France Field, Bahía las Minas 44kV (Anillo 44kV: Carga SE COL + SE MH)

Subestación	2014	2015
France Field	68.19	83.26
Bahía las Minas 44kV (Anillo 44kV: Carga SE COL + SE MH)	34.84	37.15
Total	103.03	120.41

Se sugiere tomar en consideración la información compartida en la nota DI-ADM-217-2015 emitida el 13 de mayo de 2015, en respuesta a la nota ETE-DTR-GPL-211-2015 relacionada con la información para el Plan de Expansión de Transmisión 2015, donde ENSA compartió su plan de expansión, proyección de demanda y entradas de nuevas subestaciones.

La demanda para 2015, tiene una baja provocada por el retraso de los proyectos nuevos y expansión del MIT, CCT y el nuevo puerto PCCP (Isla Margarita) asociado principalmente al retraso de la ampliación del canal.

ANEXO I-3 CUADRO SOPORTE Y DETALLES DE CÁLCULO

1. Referencia: - Cuadro No. 26 (página 52)

Se solicita tomar en consideración la información suministrada mediante nota DI-ADM-217-2015, fechada el 13 de mayo de 2015, la cual responde a la nota ETE-DTR-GPL-211-2015 relacionada con la información para el plan de expansión de transmisión 2015, donde ENSA compartió su plan de expansión, proyección de demanda y entradas de nuevas subestaciones.

Se observa en el cuadro mencionado una falta de concordancia con lo entregado y pronosticado en nuestros planes. Por lo que sugerimos tomar en consideración esta información para sus proyecciones y estimaciones futuras.

ANEXO I-4 COSTOS, SELECCIÓN DEL CONDUCTOR Y REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN

Se solicita aclarar las unidades de costo en las tablas de las Líneas de Transmisión que se detallan en dicho anexo.

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN 2015-2029

1. Referencia: Capítulo 2 - Pronósticos de Precios de los Combustibles (Página 5)

Se recomienda colocar un gráfico comparativo que permita una comparación rápida de costos.

2. Referencia: Capítulo 3 – Sistema de Generación Existente (Páginas 10 - 12)

Se sugiere que en el Cuadro 3.2 se coloquen las unidades de la capacidad instalada.

TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2015-2029

1. Referencia: Resultados del Análisis a Largo Plazo (Página 15) y con relación a la Expansión de Transmisión de Largo Plazo (Página 19)

Es importante tener en cuenta que en el Contrato de Concesión de ENSA se estableció que la subestación para integrar a Darién al Sistema Interconectado Nacional estaría ubicada en Metetí, y es que precisamente esta ubicación es considerada como el punto óptimo para dicho proyecto, tanto por confiabilidad como por eficiencia, ya que se ubica en el actual centro de carga que adquirirá mayor relevancia en el corto plazo con la entrada del Hospital General de Metetí, mismo que representa una demanda significativa en el sector.

De igual manera, la cuarta línea de transmisión debe considerarse por la costa del Mar Caribe de Bocas hacia Colón para potenciar proyectos de Generación y nuevas subestaciones de distribución.

Panamá, 10 de agosto de 2015

Licenciado
Roberto Meana
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Ciudad

Asunto: Comentarios a la Resolución 8766-Elec

Respetado licenciado Meana,

De acuerdo con lo solicitado en la Resolución 8766, mediante la cual se somete a Consulta Pública la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2015, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), queremos hacer los siguientes comentarios al Tomo III - Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2015-2029:

1. En términos generales, me parece que el Plan de Expansión adolece de la inclusión de un análisis de rentabilidad de los diferentes proyectos propuestos. Aún y cuando para el reemplazo de infraestructura existente se hace un análisis global y conceptual de los beneficios de reemplazar, no hay para ningún proyecto un análisis de rentabilidad individual, en donde se listen y valoren los beneficios que aporta cada proyecto, y se compare con la inversión y costos recurrentes a incurrir. Esto contrasta con el flujo grama de la metodología establecida, tal y como aparece en el Capítulo 5, donde se indica como último paso de la metodología una evaluación financiera y selección del plan, sin embargo esta evaluación financiera no aparece detallada en ninguno de los Capítulos o Anexos incluidos en el documento.

2. En el Capítulo 17: *Recomendaciones*, aparece, en la página 123, el Resumen de los proyectos propuestos en el presente plan, con su fecha estimada de puesta en servicio. La gran mayoría de estos proyectos ya aparecían en el plan anterior (2014), y hay solo algunos cuantos proyectos que se anuncian como nuevos. Sin embargo, se observa que las fechas estimadas de terminación varían con relación al año 2014 en más de la mitad de los proyectos, usualmente postergando la entrada de los mismos. En el documento no aparece explicación por la cual ha sido necesario cambiar la fecha estimada de terminación de cada proyecto, por lo cual suponemos que el cambio se habrá debido a que la estimación inicial no fue acertada, o que el proyecto cuenta con atrasos en su ejecución. Este patrón de cambios en las fechas estimadas se ha venido observando en los planes de expansión anteriores, por lo que parece que ETESA no ha tomado las medidas correctivas para mejorar la precisión en la estimación de las fechas de entrada en servicio de las obras, o en la ejecución esperada de las mismas. La ASEP, como entidad con la responsabilidad de aprobar y dar seguimiento a la ejecución de los planes de expansión de ETESA, debería exigir un tratamiento más serio del plan de expansión, dado que esto influye en las decisiones que hacen los inversionistas.

3. Aunado a lo anterior, se observan múltiples proyectos que aparecen en el Plan de expansión del 2015, pero que tienen fecha de entrada en servicio del año pasado (ver página 124). Es obvio que las fechas no se han actualizado, lo que resta a la fiabilidad del documento, y transmite la percepción de que la revisión de los proyectos ha sido laxa.

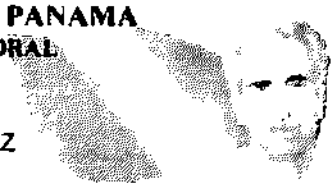
4. Se ha planteado incrementar la capacidad de las líneas de 230 y 115 kV mediante el cambio de los conductores existentes por conductores de alta temperatura (ACSS). Un ejemplo es el tramo Guasquitas - Veladero 230 kV, la cual se espera para junio 2017. El cambio de conductor a ACSS incrementa la capacidad térmica de la línea, dado que estos tienen una flecha menor para el mismo flujo de corriente, y no adiciona peso ni esfuerzos laterales adicionales a las torres. Sin embargo, preocupa el hecho de que las limitaciones en el flujo de potencia en nuestro sistema de transmisión no están dadas por la capacidad térmica de las líneas, sino por la inestabilidad que puede ocasionar ciertas contingencias. ¿Se habrá considerado la alternativa de conductores menores pero agrupados por fase (bundled conductors)? Con esto se reduciría la reactancia de las líneas, disminuyendo el ángulo entre los extremos, y mejorando la estabilidad del sistema, sin afectar la fortaleza de las torres. El documento no menciona las alternativas estudiadas, ni porque se favorece la solución presentada.

5. Como proyecto de largo plazo aparece nuevamente la integración del Darién, mediante la construcción de líneas en 230 kV, que saldrían de la SE Panamá II. El proyecto tiene un costo estimado de $86,229,000, y proveerá una capacidad de transporte de 1000 MVA hasta la nueva SE Chepo, y de 400 MVA hasta Metetí. Según se indica, este proyecto atiende una solicitud que hiciera la Secretaría de Energía en el año 2014, de integrar el área de Darién al SIN, el cual es servido actualmente por una planta de generación térmica ubicada en Santa Fé. Sin embargo, la justificación de desarrollar un proyecto de esta magnitud y costo es bastante pobre, y se debería revaluar para considerar lo siguiente:
    1. El sistema de Santa Fé tiene una carga no mayor de 10 MW, por lo que se podría integrar mediante una línea desde la SE Bayano, quizás de menor voltaje de operación y capacidad que la actualmente propuesta.
    2. El tramo Panama II - Chepo, no es requerido para integrar el Darién. Su justificación podría ser las nuevas plantas de generación (foto-voltaicas y/o eólicas) que el documento indica han mostrado interés de ubicarse en el área Este de la Ciudad, o el eventual reemplazo de la línea existente a Bayano. Sin embargo, se debería indicar que proyectos son, cual es la fecha estimada de entrada de cada uno de estos, y dimensionar y condicionar su entrada en operación a los mismos.
    3. Aún y cuando la integración del Darién se haga solamente desde Bayano, este proyecto muy probablemente no será rentable para ETESA. Dado que es una solicitud del Gobierno, se debería considerar como una inversión estratégica, y solicitar al Gobierno que subsidie la inversión y costo operativo a fin de no comprometer las finanzas de dicha empresa, ni transferir a los usuarios de energía eléctrica los costos del desarrollo de otras áreas.

Atentamente,

Ing. Ramiro Troitiño
Ced. 8-160-149
email: ramiro.troitino@gmail.com

REPUBLICA DE PANAMA
TRIBUNAL ELECTORAL



RAMIRO
TROITIÑO MARQUEZ

NOMBRE USUAL
FECHA DE NACIMIENTO 12-ABR-1952
LUGAR DE NACIMIENTO PANAMA, PANAMA
SEXO M
EXPEDIDA 10-ABR-2007 EXPIRA 10-ABR-2017

8-160-149

AES-GC-187-15
10 de agosto de 2015

Licenciado
Roberto Meana Meléndez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad

Asunto: Comentarios a la Consulta Pública No.10-15 mediante la Resolución AN No.8766-Elec.

Respetado Licenciado Meana,

Por medio de la presente adjuntamos nuestros comentarios a la Consulta Pública No.10-15 de la Propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2015-2029, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

1. **Capítulo 5 sobre Metodología de Estudio.**

   Comentario: Solicitamos al regulador instruir a ETESA a suministrar la base de datos del SDDP en modo operativo coordinado (con información de todos los sistemas que conforman el MER) a los agentes Panameños que así lo soliciten. Todas las simulaciones del plan indicativo de generación deben poder ser replicadas por los agentes del mercado.

2. **Capítulo 6 sobre Escenarios de Expansión**

   Comentario: Como parte del cronograma de expansión solicitamos a ETESA revisar lo siguiente:
   - i. Fecha de retiro de operación de las Turbinas de Gas Panamá (EGESA), Panamá II (Soenergy) y Aggreko Cerro Azul las cuales están siendo retiradas en el año 2015.
   - ii. Fecha de entrada de los proyectos Jinro Power, Atlantic Gateway Project, Ampliación de PANAM y IEP PANAMA UNO.
   - iii. Factibilidad de penetración de proyectos eólicos y solares, con y sin esquemas de almacenamiento de energía.
   - iv. Modelación en el SDDP de CHAN II ya que se observa en los informes de generación de todos los escenarios que la generación de esta central es cero (0) GWh. Considerar la modelación de CHAN I y CHAN II como plantas en cascadas en vez de centrales con operación aisladas.

3. **Comentario General**

Recomendamos priorizar la entrada en operación los siguientes proyectos, de modo que los nuevos proyectos de generación térmicos cercanos a Colón que surjan de los actos de licitaciones públicas ETESA 01-15 y ETESA 02-15 cuenten con capacidad de transmisión para la interconexión al SIN en Abril 2018. En particular:

i) La energización de Santa Rita 230 KV que incluye nueva S/E Santa Rita 230 KV y Adición S/E Panamá II 230 KV – Enero 2018.
ii) Proyecto Línea Panamá III - Sabanitas 500 KV (operada inicialmente en 230 KV), seccionar el proyecto de la línea en dos tramos: 1) Primer tramo Sabanitas a Santa Rita (Enero 2018) 2) Segundo Tramo Santa Rita a Panamá III (febrero de 2019). Igualmente se recomienda adelantar la nueva S/E Sabanitas 230 KV (enero 2018).

Esperamos que nuestros comentarios contribuyan a fortalecer la adecuación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del periodo 2015 – 2029.

Cordial saludo,

Miguel Bolinaga
Representante Legal
AES PANAMÁ, S.R.L.

Istmus Hydro Power Corp.

No. IHP-124-2015

Panamá, 10 de agosto de 2015

Licenciado
ROBERTO MEANA
Administrador General
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

Estimado Licenciado Meana:

Dando cumplimiento a la Consulta Pública No. 010-15 Elect presentamos nuestros comentarios:

Comentarios al Plan de Expansión de la Transmisión de ETESA 2015-2029.

Desde el punto de vista de Istmus Hydro Power, Las Perlas Norte y Las Perlas Sur nos sentimos complacido porque se está instalando el segundo transformador de la subestación Boqueron III y está en el plan a corto plazo el remplazo de las líneas 230-9 A y B circuito simple y 750 MCM por una línea de doble circuito alambrado en 1,200 MCM.

Sugerencia: Mientras que este proyecto de la línea Mata de Nance – Boqueron III - Progreso llega a su término en la fecha estimada enero de 2018, se debe hacer una revisión a la actual línea 230-9A para evitar la congestión de transmisión ya que la capacidad actual de esta línea es 193 MW @ 75C y la capacidad de emergencia a 366 MW @ 90C limitada @ 15 minutos y hay instalado alrededor de los 294 MW actual en generación hidro y con proyección se subir hasta 390 MW en los próximos años. El conductor de esta línea se va a reemplazar en menos de 3 años, por este motivo nos podríamos dar el lujo de operarla a temperatura mayores que 75C los periodos que sean necesarios, además de revisar las distancias a tierra del conductor y tomar medicines de temperatura ambiente y/o del conductor en las subestaciones involucradas a través del SCADA del CND. Se podría recalcular una nueva capacidad de tal manera que por limitante de esta línea no se deje de generar ningún MWh. La condición crítica de esta línea 230-9 es en época lluviosa cuando se dispara la línea de Rio Claro – Dominical – Veladero, el tramos por Cahuita – Changuinola también ayuda.

1.15 Diagnóstico del Sistema Actual
"Considerando la generación existente en la región occidental del sistema1, y la que se espera que ingrese durante el periodo lluvioso, se tiene una capacidad instalada aproximada de 1,285 MW y la capacidad térmica de transmisión actual en sentido occidente-oriente es de 1,044 MW."

Torre Banistmo – Piso # 12 – Avenida Samuel Lewis – Panamá, Rep de Panamá
Tel (507)-205-6685 Fax (507)-205-6684 E-mail Info@Hidrotenencias.com
P.O. Box 0816-01659 – Panamá, Rep. de Panamá

ASEP RECEP10AGO'15PM2:59

Se recomienda a ETESA referirse a la Capacidad Térmica de la línea de manera explícita para evitar confusiones con la capacidad operativa que está limitada por los parámetros operativos como voltajes, diferencia angular de los voltajes de barras, etc. Y la línea está restringida a 760 MW, como indica el siguiente párrafo del Plan de Expansión, representa la capacidad operativa.

Con la debida inversión y considerado la apropiada tecnología esta diferencia entre la capacidad térmica y la capacidad operativa puede ser usada, (1,044 – 760= 284), disminuyendo la magnitud de la restricción, además se puede revisar los criterios de diseño de las líneas para considerar el aumento de la capacidad térmica como ya lo han hecho con algunas líneas, y medir temperatura del ambiente y/o del conductor para tener certeza de su real capacidad.

1.15 Pag.12, último dos párrafos, análisis en demanda media y mínima:
En estos periodo la restricción es provocada por déficit de reserva reactiva, siendo este el motivo de la restricción se recomienda a ETESA evaluar con el CND que la generación obligada requerida no se opere al 95% de la capacidad de la planta (MW), si no que opere a su valor mínimo u otro valor conveniente inferior al 95%, de esta manera se puede traer más energía hidro del occidente del país ya que no habría déficit de reserva reactiva. Habría que hacer una evaluación económica ya el Costo Variable de las plantas a esas capacidades reducidas es mayor, hay que compensar la energía desplazada y compensar cualquier otro factor a los generadores obligados. De esta manera las plantas como BLM_carbón pudiera generar unos 60 MW en lugar de 114 MW, las unidades de Panam 8 MW c/u en lugar de 16 MW, Pedregal 10 MW c/u en lugar de 18 MW, Cativa 4 MW c/u en lugar de 8 MW, etc., de esta manera la energía obligada sería menor aunque su costo unitario más alto.

En la página 19 la nueva subestación de Chiriquí Grande 500 kV y la cuarta línea de transmisión de 500 kV aparecen a entrar en operación en febrero de 2020 y en la página 21 aparece para entrar en operación en el 2019. Se recomienda unificar la entra en operación a una sola fecha.

Comentarios

El plan de Expansión 2015 – 2029 ha sido desarrollado de manera muy convencional sin considerar la evaluación de las tecnología dominadas y comercialmente disponibles que existen hoy día como la compensación serie controlada con electrónica de potencia (FACTS: Flexible AC Transmissión System), línea de transmisión de corriente directa (HVDC), Sincrofasores (PMU), etc.

Compensación Serie: En el plan de expansión del 2010 se planeó un proyecto de compensación serie con repotenciación de las 2 líneas de transmisión existente, pero este proyecto no fue posible llevarlo adelante porque cuando se trató hacer ya las líneas de transmisión estaban llenas y no permitían hacer libranza para realizarla, el proyecto fue abandonado y fue reemplazado por la tercera línea de transmisión.

Desde la administración pasada ETESA ha recibido la sugerencia de evaluar el proyecto compensación serie a las líneas actuales sin considerar repotenciación para aumentar la capacidad de las líneas actuales. La compensación serie resuelve los problemas de estabilidad dado en las líneas cuando las diferencias angulares de los voltajes de barra aumentan.

Sugerimos nuevamente a la actual administración haga esta evaluación, la cual debe ser más barata ya que no incluye repotenciación y las líneas se han acortado por la conexión de los nuevos proyectos de generación, como la subestación El Coco que acortó la línea de Llano Sánchez a Panamá II de 195 Km a un tramo de 60 km y otro de 135 km. Adicional las subestaciones El Higo, San Bartolo, Barro Blanco y otras acortan las líneas de transmisión haciendo menor la contingencia y más barata su compensación.

También se debe compensar la tercera línea de transmisión. Aunque se debe hacer un estudio eléctrico para determinar la mejor forma de hacer esta compensación serie, sugerimos como el siguiente escenario:
Que la línea 1 y 2 de Mata de Nance - Panamá y Guasquita – Panamá II tomen todas las conexión que surjan como Barro Blanco, San Bartolo, el Coco, el Higo, etc… y que la linea III tenga solo las conexiones originales de diseño como Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá – Panamá II y que esta tenga compensada los tramos Veladero – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Chorrera. De esta manera cuando se evalúa las contingencias (N-1) de la línea 1 y 2 son tramos de líneas corto que no deberían impactar severamente al sistema.

La compensación serie nos permite tener control de los flujos en las líneas y se evita que una línea de menor capacidad en paralelo con otra de mayor capacidad (como es el caso del SIN de Panamá) vaya a producir una restricción porque la de menor capacidad se haya llenado.

Como complemento una red de PMU mejoraría la seguridad operativa del SIN y daría flexibilidad a implementar esquemas suplementarios temporales cuando sea necesario.

También se podria instalar equipos en los generadores más grande que ayuden en la condición de pérdida de estabilidad.

Pag. 86, Capítulo 8: Análisis Eléctrico del SIN a largo plazo.

Nos preocupa que en la pag. 93 diga:
"Época lluviosa – Demanda Máxima
En el presente escenario las centrales hidroeléctricas de pasada se despachan al 95% de su capacidad instalada y la central hidroeléctrica de embalse Fortuna es desplazada parcialmente del orden de mérito esperado para este escenario, ya que al aumentar significativamente el flujo de occidente al centro de carga y al realizar el disparo de uno de los circuitos Panamá - Panamá III de la tercera línea de transmisión, el paralelo queda

operando por encima de su capacidad en emergencia de 500 MVA y por tanto el sistema no cumple con los criterios de calidad y seguridad establecidos y es necesario reducir el flujo occidente-centro de carga."

Como es posible que el 2020, con la IV Línea de transmisión en operación aún sigamos encontrando estos problemas de cogestión de transmisión, sin que este escenario considerado represente el escenario más crítico para evaluar la transmisión occidente – centro de carga. En este plan no se corrió un escenario con la planta Changuinola II y la Planta de carbón Bocatérmica de 350 MW en operación en el 2,020, esta condición causaría más exigente congestión las 4 líneas de transmisión del occidente al centro de carga y con un atraso en la cuarta línea estaríamos igual que en la actualidad sufriendo de restricción de transmisión todas las planta ubicadas en el occidente. La planta de Bocatérmica se menciona en el plan de expansión de la generación y en este plan como una planta que se espera su construcción pero no se simuló su operación simultánea con Chan I y II.

Página. 95: En el 2017 No se espera que la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado (GNL), con capacidad de 660 MW esté operativa.

Página 117: Se retira del sistema 229 MW pertenecientes a las plantas de Aggreko y Soenergy. Esto se retiró en agosto de 2015.

Página 119: A manera de brindar un punto de conexión a futuros proyectos de generación para el abastecimiento de la demanda, se adicionará la nueva subestación Vacamonte 230 kV. No se menciona en el informe que planta se visualiza que se instalarán.

Cuarta línea de Transmisión de 500 kV: Favor verificar la fecha de entrada este este proyecto y su subestación, en la pág. 19 dice febrero de 2020 y en la página 21 indica que entrará en operación en el año 2019.

Aunque el estudio del impacto de la pérdida de uno de los circuito de 500 KV de 350 Km de longitud fue evaluada no deja de preocupar el hecho que hoy día la pérdida de un circuito de menor envergadura como un circuito de 230 kV de 135 Km pone al SIN en riesgo de estabilidad. Por este motivo me atrevo a sugerir la evaluación de este circuito en HVDC a 400 o 500 kV con dos polos. Aunque este proyecto en HVDC debe ser un poco más costoso que el presentado en este plan en 500 kVAC pero tiene importantes beneficios que deben ser evaluados como lo son que la pérdida de uno de sus polo no saca de servicio la línea HVDC, la línea continúa operando amortiguando el efecto de la pérdida de flujo por la pérdida del polo, hasta el polo que queda podría operar en condiciones de sobrecarga controlada.

El impacto ambiental, económico, operativo de esta línea HVDC sería menor al ser su estructura menos robusta y menos saturadas en conductores, requiere menos franja de servidumbre. Además ayuda a disminuir las oscilaciones de sistema AC, no hay efecto piel ya que se utiliza todo el volumen del conductor en la conducción, rápido control de flujo,

permite de ser construida por el mar si fuera necesario por problemas ambientales, problemas de servidumbres etc.

Este proyecto en HVDC podría tener alguna sinergia con la línea de Interconexión Colombia Panamá (ICP) de tal manera que se diseñe una línea de HVDC desde Cerromatoso en Columbia hasta Chiriquí Grande en Panamá, con 3 estaciones convertidoras, una en cada extremo y otra en la subestación Panamá II o III, donde los costos de inversión. OYM del equipo común, en este caso la estación convertidora del medio sean compartido 50% y 50% y las líneas quedaría claramente definida su propiedad, de Cerromatoso a Panamá II o III pertenecería a ICP y de Panamá II o III a Chiriquí Grande pertenecería a ETESA. Habría que armonizar los voltajes, serían en 300 kVDC la cual es el voltaje escogido por ICP que tiene su proyecto más avanzado y los tiempo que se espera entre en operación son los mismos, 2020. Podría haber aquí un mejor beneficio social para la región.

Conclusión:

Con solo ver lo que representa la actividad de transmisión en la tarifa eléctrica de Panamá se puede intuir una falta de inversión y un gran problema en este sector.

Es de preocupación que año tras año los planes de expansión no se cumplan, sería conveniente tratar de ver el problema de fondo de la institución. Quizás sea ese hibrido empresarial privado – público, una empresa S.A. que tiene que cumplir con los requerimiento de dos mundo, el privado y el gubernamental.

También el CND podría ser un importante aliado para ETESA si no estuviera subordinado a ETESA. Es difícil para el CND hacer a ETESA un llamado de atención por ser su jefe. El CND vio venir con suficiente anticipación el problema de congestión occidente – centro de carga desde fechas tan tempranas como 2011 y solo se limitó a divulgarlo en complejos informes técnicos que casi nadie lee. Si no estuviera subordinado se pudo haber anunciado con mayor anticipación y se hubiera expuesto a nivel del mercado.

Nos llama la atención que en el plan de expansión en referencia todavía en el 2020 siguen dándose congestiones de transmisión. ETESA ha demorado en la implementación de medidas a corto plazo para atenuar el impacto de las restricciones:

1. Los problemas de restricción de transmisión de ETESA se dan por:
   a. capacidades de las líneas de transmisión
   b. déficit de reserva reactiva

2. Los problemas de capacidades de las línea de transmisión se resuelven:
   a. A corto plazo: con la implementación de esquemas suplementarios temporales mientras se realizan las inversiones.

b. A corto plazo: Revisión de los criterios de diseño para aumentar las capacidades, implementando medición de temperatura local.
c. A corto plazo: Desarrollar una red de PMU. Permite hacer mediciones para tener una mejor descripción del comportamiento del sistema y poder implementar esquemas suplementarios más selectivos y precisos, principalmente orientado a los problemas de estabilidad. Referencia: Guatemala tiene una red de PMU funcional.
d. Implementando compensación serie controlada por dispositivos con tecnología de electrónica de potencia (FACTS: Flexible AC Transmission System): Permite eliminar los problemas de estabilidad provocado por las diferencias angulares de voltaje en las líneas muy largas, además permite controlar los flujos AC.
e. Construir línea nueva. Considerar línea HVDC en las líneas largas por el beneficio operativo que da la operación de líneas DC y AC en paralello, como control de flujo tanto AC como DC, mayor confiabilidad. Hacer esta evaluación basado en el beneficio social.

3. Los problemas de déficit de reserva reactiva se resuelven:
   a. Generadores en línea: Evaluar si es conveniente que los generadores que entran en línea como obligados podrán generar a su carga mínima para disminuir el monto en MWh de la energía desplazada de occidente.
   b. Instalación de bancos de Capacitores, Inductores y SVC: ETESA no se ha podido poner al día con el déficit de los equipos de compensación reactiva, sus inversiones siempre están atrasadas, habría que revisar cual es la causa, podría ser los proceso de compra del estado?
   c. Teniendo repuestos para dar apropiado mantenimiento a estos equipos: Hasta que hay déficit de estos equipos, tenerlos indisponible produce una situación muy crítica en el mercado, porque las restricciones se acentúan y ETESA solo compensa parte de las pérdidas económicas a los generadores. En el mes de julio de 2015 habían 3 bancos de capacitores fuera de servicio.

Sin otro particular por el momento, nos suscribimos.

Atentamente,

Por.

ALEJANDRO HANONO W.
Representante Legal
ISTMUS HYDRO POWER CORP.

ETBT
ELECTROTERMICA DE PANAMA S.A.
PROYECTO BOCATERMICA

10 de agosto de 2015

Licenciado
Roberto Meana
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP
Edificio Office Park, Planta Baja, Local 5,
Vía España y Fernandez Cordoba
Primer Piso
Ciudad de Panamá

Re: CONSULTA PÚBLICA No. 10-15-ELEC

Estimado Lic. Meana,

De conformidad con lo indicado en la Resolución AN No. 8766-Elec de 6 de julio de 2015, nos complace presentarle en el Anexo A de esta carta observaciones y comentarios relativos a La Propuesta Del Plan De Expansión Del Sistema nterconectado Nacional Correspondiente Al Año 2015, Presentada Por La Empresa De Transmisión Eléctrica, S A. (ETESA).

Atentamente,

Claudio Lacayo
Secretario y Representante Legal
Electrotermica de Panama, S.A.

C c.. Dr. Rodrigo Rodriguez Jaramillo
Director Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario

ELECTROTÉRMICA DE PANAMÁ S.A.
PROYECTO BOCATERMICA

ANEXO A -

Observaciones y comentarios relativos a La Propuesta Del Plan De Expansión Del Sistema Interconectado Nacional Correspondiente Al Año 2015, Presentada Por La Empresa De Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Comentario 1: En la página 19 en el cuarto y quinto punto la capacidad instalada de la planta Bocatermica tiene identificada como 350 MW. Debe cambiarse a 330MW.

Comentario 2: Correspondiente a la "Cuarta Línea de Transmisión" en las páginas 19 y 119 tiene como fecha de entrada "febrero 2020". En cambio en las paginas 37, 99 y 121 está previsto para el "*febrero **2019***"

Comentario 3: Correspondiente a la "Subestación Chiriquí Grande" en las páginas 19 y 119 tiene como fecha de entrada "febrero 2020". En cambio en las páginas 37 y 100 y 121 está previsto para el "*febrero **2019***"

Comentario 4: Debido a los temas ambientales y de servidumbre no hay certeza que el proyecto de la cuarta línea esté operando en la fecha prevista, por tanto recomendamos tomar las medidas de contingencia pertinentes para aumentar la capacidad de las otras 3 líneas como repotenciación, compensación serie, etc.

Comentario 5: Sería conveniente que ETESA provea un cronograma de estudios y obras de la 4 Línea donde muestre los principales hitos como aprobación de estudio ambiental, licitación de la obra, obtención de servidumbre y cronograma de construcción de la misma.

ELECTROTÉRMICA DE PANAMÁ S.A.
PROYECTO BOCATERMICA

Anexo B –

Copia De Cedula Del Representante Legal De Electrotermica De Panama, S.A.



UEP PENONOMÉ II, S.A.
CONSULTA PÚBLICA No. 10-15-ELEC
COMENTARIOS AL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2015-2029
PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

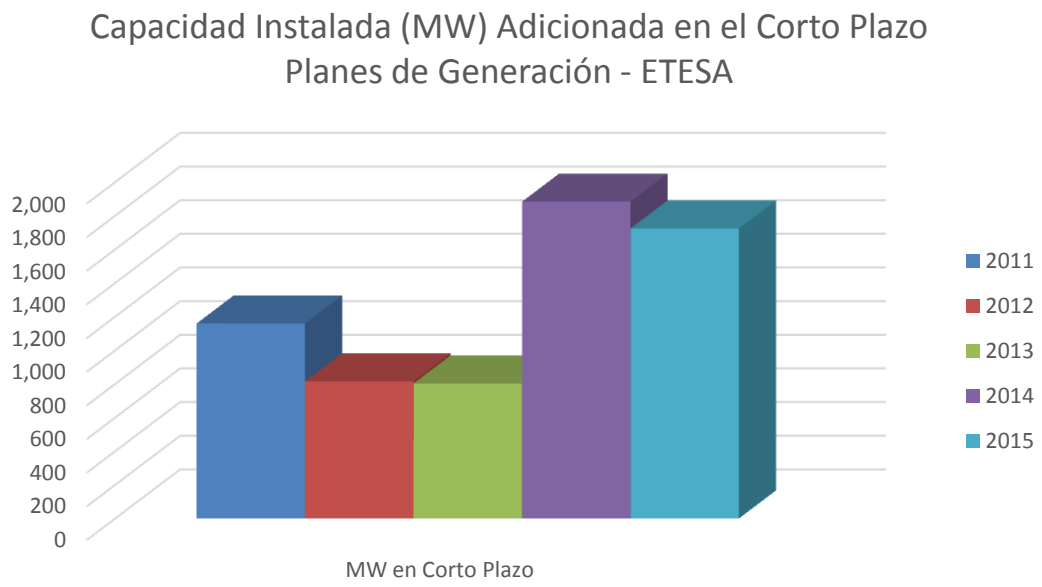
1. **Variabilidad en los Planes Indicativos de Generación en el Corto Plazo:**

Según lineamientos de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) en su documento: "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015", remitido a ETESA en marzo de 2015, de acuerdo a la Nota No. 190-15, como consta en el Anexo I-5 de los Estudios Básicos del Plan de Expansión 2015, en su punto F "Planes de Desarrollo Energético", en el corto plazo (2015-2018) estará ingresando 1,601.32 MW de capacidad instalada.

De acuerdo a ETESA, en el Capítulo 6 del Plan de Transmisión, punto 6.1.1 "ESQUEMA DEL PLANTEL DE GENERACIÓN" se estará añadiendo en el corto plazo (según ETESA 2015-2019) un total de 1,723.48 MW al plantel de generación nacional.

Realizando un análisis de los proyectos presentados como "fijos" en el corto plazo, podemos observar que se están considerando proyectos con alto grado de incertidumbre y de manera adicional se observa que en el presente plan de expansión se incluyen proyectos en los próximos dos años, que no aparecían en versiones anteriores del plan de generación. Por lo tanto existe una gran variabilidad en la capacidad instalada (MW) y en la concentración de dicha capacidad en diferentes zonas del Sistema Principal de Transmisión (SPT), dejando poco o nada de tiempo a ETESA para realizar una planificación adecuada de la expansión del SPT. **Debemos recordar que el Plan de Transmisión que publique ETESA es consecuencia directa del Plan de Generación considerado.**

Capacidad Instalada a Adicionarse en el Corto Plazo			
Plan de Generación	**MW**	**Aumento/Disminución**	**% Variación**
2011	1,158.84	----	----
2012	815.22	-343.62	-29.65%
2013	802.36	-12.86	-1.58%
2014	1,883.28	1080.92	134.72%
2015	1,723.48	-159.8	-8.49%



Fuente: Tomo III - Plan de Expansión de Transmisión 2015 - ETESA.

Se requiere de mayor consistencia en la capacidad instalada a adicionarse, lo cual se conseguirá únicamente **haciendo una revisión de los criterios utilizados para considerar la generación futura del plantel nacional**. No es posible una planificación eficiente con una alta variabilidad en el plantel de generación, máxime si dicha concentración de generación no se reparte de manera similar en el SPT, de acuerdo a lo publicado en versiones anteriores del plan. Se deberá realizar con mayor rigidez las consideraciones sobre la generación a ingresar.

2. **Tiempos de ejecución en las obras propuestas:**

Conforme a lo indicado en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, donde se muestra la Tabla 1.1 “Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se observa que existen nueve (9) proyectos de expansión a desarrollarse durante los próximos años y cuya fecha de inicio de operaciones se fija en el año 2019. Entre los proyectos considerados con inicio en 2019 se tienen:

- Nueva S/E Panamá III 500/230/115 kV.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (Incluye SVC en S/E Panamá III).
- Línea Panamá III – Sabanitas 500 kV (Operada inicialmente en 230 kV).
- Línea a Darién (Incluye dos nuevas subestaciones: S/E Chepo y S/E Santa Fé).
- Línea subterránea Panamá – Cáceres 115 kV.
- Línea a Vacamonte (Incluye una nueva S/E en Vacamonte).
- Reemplazo línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 kV.
- Energización S/E Santa Rita 230 kV.
- Adición del T3 en S/E Boquerón III 230/34.5 kV.

Lo anterior nos informa que se deberá hacer casi el total de las inversiones del Plan de Transmisión de largo plazo en unos cortos cuatro (4) años de ejecución. También es de resaltar el hecho que algunos de los proyectos (como la cuarta línea de transmisión) son de mayor envergadura y se estima un tiempo de ejecución de mínimo cinco años, en el escenario más favorable.

Es evidente que ETESA no contará con los recursos para hacerle frente a todos los compromisos en el tiempo comprometido en el Plan de Transmisión. Evidencia de ello es la historia, la cual muestra que existen retrasos en la ejecución de todos los proyectos llevados a cabo por la Empresa Transmisora.

Sabiendo que para el año 2019 no se contará con todas las obras comprometidas, consideramos se deberá hacer una revisión de las fechas estimadas de entrada en operación de los proyectos mencionados, y se deberá mostrar tiempos de ejecución más cónsonos a la realidad. De no ser así, se estará enviando señales erróneas al Mercado Eléctrico Panameño, en el cual existe mucho interés de inversión por parte del sector privado.

3. **Atraso en Compensación Reactiva**

De acuerdo a la Tabla 1.1 "Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029", se puede observar que se han atrasado las expansiones relacionadas con la compensación reactiva del sistema (Bancos de Capacitores y SVC). En el Plan de Transmisión 2014, los bancos capacitivos ingresaban en operación durante el año 2017 y los SVC en el año 2016. Para la propuesta del Plan de Transmisión 2015, los mismos proyectos muestran fecha de entrada en operación de 2017 y 2018 en los Bancos de Capacitores, mientras que los SVC se han corrido hasta el año 2017, teniéndose así atrasos de uno y dos años en el ingreso de la compensación reactiva requerida por el SIN para aumentar las transferencias desde occidente al centro de carga.

Consideramos se debería realizar la gestión de adelantar el ingreso de los bancos capacitivos al SIN, ya que con ello se lograría aumentar la capacidad de transporte del sistema y de esta forma disminuir los montos requeridos en generación obligada durante el periodo lluvioso.

4. **Estudio de Penetración Eólica y Solar en el SIN**

De acuerdo a la Nota de ASEP No. DSAN-1829-C-15 del 16 de julio de 2015, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. deberá realizar un estudio para la "Determinación del Impacto de la Generación Eólica y Solar a Instalarse en el Sistema Interconectado Nacional", en el cual ETESA deberá informar sobre el límite máximo que el SIN podrá adicionar sin que se vea afectado la calidad y seguridad del mismo. Apreciamos el estudio sea desarrollado a la brevedad posible y sea incluido en el Plan de Expansión, de acuerdo a lo indicado en las leyes en materia energética renovable nacional, ya que la mencionada comunicación afecta de manera muy negativa las inversiones a desarrollarse en energías renovables.

Queremos aprovechar la oportunidad para mencionar que la Nota mencionada, se encuentra en contraposición a la Política de Estado de desarrollo e incentivo en energía renovable, dictaminada por la Secretaría Nacional de Energía.

5. **Aumento en los límites de Transferencia Occidente-Oriente**

De acuerdo al Plan de Transmisión 2015, la tercera línea de transmisión tiene fecha de entrada en operación en septiembre de 2016. No obstante a ello, la compensación reactiva requerida en Bancos Capacitivos y SVC se muestran ingresando al SIN durante los años 2017 (Capacitores) y 2018 (SVC y Bancos Capacitivos), con lo cual no se eliminará las restricciones de transmisión con el ingreso de la tercera línea en el invierno del 2016. Evidencia de ello es lo expuesto por ETESA en el Capítulo 6, puntos 6.2.1.2 "Año 2016", 6.2.1.3 "Año 2017", en donde se menciona el hecho de permanecer las restricciones de transmisión e imposibilidad de despachar el total instalado en hidroelectricidad al occidente del SIN. De igual forma, en el punto 6.2.3 "Límites de Transferencia", se evidencia que hasta el periodo de lluvias del año 2018, es cuando se consigue el objetivo de levantar las restricciones de transmisión.

Los bancos capacitivos y SVC son de suma importancia, si se desea mantener la estabilidad del sistema para evitar colapsos de tensión, con el aumento de las transferencias desde occidente. La tercera línea de transmisión aumenta la capacidad de transporte, no obstante a ello, la línea por sí misma no es capaz de evacuar el total instalado en occidente de manera segura si no existe compensación reactiva para ello.

Nuevamente exponemos la necesidad de adelantar e ingreso de los bancos capacitivos al sistema.

6. **Activos en S/E El Coco**

De acuerdo a ETESA en el Capítulo 1, punto 1.9 "Recomendaciones", durante los años 2014 al 2017 se deberá adquirir las naves de 230 kV donde entran y salen las líneas de transmisión de ETESA, pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Entre las naves a adquirir se encuentran dos (2) pertenecientes a S/E El Coco 230 kV. De igual forma, en el Capítulo 7, punto 15 "Subestación El Coco 230 kV", se menciona el hecho de la adquisición de las dos naves en 230 kV de S/E El coco, informando que: *"El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las dos naves que seccionan estos circuitos."*.

Aprovechamos la ocasión para hacer de su conocimiento, que en la actualidad se conectan en dicha subestación dos (2) agentes de mercado con razones sociales y accionistas diferentes: UEP I y UEP II. Además se ha recibido solicitud de conexión a S/E El Coco en 34.5 kV por parte de Gas Natural Fenosa (GNF) para la conexión de dos circuitos de distribución para garantizar confiabilidad su red (según consta la Nota ETE-DTR-GPL-209-2015 de 7 de abril de 2015) y se tiene conocimiento que la empresa Unión Eólica Panameña, S.A. (UEP) se encuentra en desarrollo de la Fase IV del Parque Eólico Penonomé (P.E. Nuevo Chagres – Etapa II y Portobelo

Ballestillas – Etapa II) el cual está programado a ingresar durante el año 2016, además de algunos proyectos solares quienes han expresado su interés de conexión en S/E El Coco. Por lo tanto, S/E El Coco contará con más de tres agentes diferentes conectados a nivel de 34.5 kV.
Reiteramos nuestra solicitud expresa en la nota UEPII 007-15 ETESA del 22 de abril de 2015, en el cual consultamos sobre la adquisición de los activos requeridos para conectar al SIN a más de tres agentes bajo el concepto de Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo al numeral 188 d) del Reglamento de Transmisión. **Solicitamos a ETESA eleve la solicitud ante la ASEP**, de considerar la compra de aquellos activos requeridos para la conexión de más de dos agentes en dicha subestación, para que sea incluido dentro del Plan de Expansión 2015.

7. **S/E Metetí**

Corregir referencia de S/E Metetí en el proyecto de Línea a Darién, el cual se muestra en el cuadro de propuesta del Plan de Expansión 2015 (Tabla 1.1) y el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo", ya que en el Capítulo 9, punto 3 se desarrolla el proyecto ubicándose en Santa Fé de Darién. Lo anterior puede causar confusión.

8. **S/E Telfers**

Corregir referencia de S/E Telfers en el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo", en el proyecto "Línea Punta Rincón – Telfers" ya que se entiende que dicho proyecto se ha reemplazado con el denominado "Línea Punta Rincón – Sabanitas" con fecha de ingreso en el año 2020. En el Capítulo 9, punto 6, se desarrolla el proyecto ubicándose en Sabanitas de Colón.

En relación al proyecto Telfers, en el Capítulo 9, punto 1 "Subestación Panamá III 230 kV", se menciona sobre un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) de 660 MW de Capacidad Instalada ingresando durante el año 2017. Dicha planta no se encuentra considerada en el Plan de Generación 2015, ni aparece en la lista de proyectos considerados en el corto plazo, cuadro mostrado en el punto 6.1.1 "Esquema del Plantel de Generación". Favor de corregir estas referencias.

9. **Referencia de ingreso de los SVC**

En el diagnóstico de Corto Plazo, mostrado en el punto 1.8 "Conclusiones" del Resumen Ejecutivo, se muestra para el año 2016 el ingreso de los dos SVC. En la Tabla 1.1. "Propuesta del Plan de Expansión 2015" estos proyectos se muestran ingresando durante el año 2018. De igual forma en el Capítulo 7, punto 7 "SVC Panamá II" y punto 8 "SVC Llano Sánchez", éstos se presentan ingresando en 2018. Favor de corregir.

10. **Nueva Central Térmica de Generación para el 2018**

En el punto 1.8 "Conclusiones", mostrado en el Resumen Ejecutivo, cuando se desarrolla el punto "Con Relación a la Expansión de Transmisión", último punto de la página 18, ETESA

menciona el ingreso de una nueva central de generación para el año 2018 en el sector de Colón. Dicha central no es presentada en el Plan Indicativo de Generación 2015, ni en los Criterios para la Revisión del Plan de Expansión, entregados por la SNE.

Al observar detalladamente el cuadro presentado en el punto 6.1.1 "Esquema del Plantel de Generación", se observa una central llamada "Térmica" con capacidad instalada de 400 MW en el año 2018, con conexión en S/E Santa Rita.

De hacer referencia a la Licitación LPI ETESA No. 01-15, de acuerdo a lo mostrado en el orden de mérito presentado en el punto 6.1.6, para el año 2018, se recuerda que el monto a licitar, según pliego de cargo publicado por ETESA es de 350 MW. Favor de ampliar dicha información.

11. **Proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1 (Veladero – Panamá)**

Según el punto 1.9 "Recomendaciones" mostrado en el Resumen Ejecutivo, para el año 2024 se presenta el proyecto del aumento de la capacidad de conducción de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá). En la Tabla 1.1 "Propuesta del Plan de Expansión 2015", el proyecto se presenta bajo el nombre "Aumento de Capacidad LT Veladero – Panamá" con fecha de ingreso en 2021. En el cuadro mostrado en el punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo", se informa que éste proyecto ingresará durante el año 2022. Favor de definir el año de ingreso de este proyecto y corregir, ya que causa confusión.

De manera adicional en el desarrollo del proyecto presentado en el Capítulo 9, punto 7 "Reemplazo de la Línea 1, Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV", corregir la referencia del Plan Indicativo de Generación 2014 ya que existe una versión más reciente.

Consideramos, el proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1, deberá iniciar su ejecución una vez finalizada la tercera línea de transmisión, debido a que ésta línea es la de menor capacidad entre las actuales y podrá restringir el flujo inclusive una vez ingresada la tercera línea.

12. **S/E Burunga 230 kV**

En la Tabla 1.1. "Propuesta del Plan de Expansión 2015" se presenta en el Plan del Sistema de Transmisión de Largo Plazo, la nueva S/E Burunga 230 kV, la cual no se desarrolla en el Capítulo 9 "Plan de Expansión a Largo Plazo", ni se muestra en el cuadro del punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo". Se solicita ampliar esta información y las consideraciones para la inclusión de dicho proyecto en el Plan de Transmisión 2015.

13. **Restricciones Durante el Año 2019**

En el Capítulo 6, punto 6.2.1.5 "Año 2019", para el escenario de Demanda máxima de época lluviosa, se informa de sobrecargas en líneas de Transmisión en el SPT Noroccidental (Changuinola – Fortuna – Guasquitas). ETESA informa sobre restringir generación en las

Centrales Hidroeléctricas Gualaca, Lorena, Prudencia y Fortuna, con el objetivo de evitar las sobrecargas.

Se entendía que posterior al año 2018, con el ingreso de la tercera línea de transmisión y compensación reactiva en Bancos junto a SVC, se deben eliminar condiciones de sobrecarga sobre el SPT. Evidencia de lo mencionado se presenta en el cuadro en el punto 6.2.2 "Generación Obligada", en donde se presenta generación obligada durante los años 2018 y 2019. Favor de ampliar el análisis.

14. **Despacho de Reactivo**

En el cuadro presentado en el punto 6.2.4 "Despacho de Reactivo", se muestran despachados 180 MVAr en S/E Panamá II 230 kV y 90 MVAr en S/E Veladero para el invierno de 2016, cuando estos bancos aparecen con fecha de ingreso para los años 2017 y 2018 respectivamente, de acuerdo a la Tabla 1.1 y punto 9 del Capítulo 7. Favor de indicar si en los estudios de flujo de potencia se han considerado estos bancos operativos a la fecha mostrada en el cuadro del punto 6.2.4, ya que éstos tienen influencia en los límites de transferencia obtenidos en el cuadro del punto 6.2.3.

De manera adicional, se observan despachados -20 MVAr reactivos en S/E Changuinola 230 kV, durante el invierno de 2018 en su máxima demanda. Este comportamiento es atípico a la estación y condición de carga del sistema. Favor ampliar el análisis a esta condición.

CONSULTA PÚBLICA No.10-15-ELEC

COMENTARIOS A LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015, PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)

I. Comentarios

1. Estudios Básicos – Tomo I

Comentarios:

a. Se observa que ciertas inversiones necesarias deberían estar ejecutadas, como son los casos de:

- Bancos de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR) que estaban contemplados en el PSIN 2013.
- Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR), igualmente del PSIN 2013.

b. En relación al adelanto de la fecha de entrada en operación de la cuarta línea, proyecto de gran magnitud y necesario, consideramos relevante compartir un cronograma detallado para la ejecución del proyecto, como así también los aspectos referidos a la gestión del Estudio de Impacto Ambiental, servidumbre, especificaciones de la línea y subestaciones, licitación y todo aquello que pueda dar claridad y previsibilidad a los inversionistas.

2. Plan Indicativo de Generación en su escenario base - Tomo II - ANEXO – 1

Comentarios:

a. Como mencionamos en el punto anterior, la cuarta línea de 500kV, prevista por ETESA para el 2019, presenta complejidad, por ende, consideremos necesario un plan de trabajo para asumir las dificultades que debe ejecutar ETESA en relación a la liberación de la servidumbre, las dificultades técnicas asociadas a un nuevo nivel de tensión de 500kV y aspectos de financiamiento.

b. Año de entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Changuinola II ("Chan II"): ETESA considera en el PSIN 2015 como año de entrada el año 2020; sin embargo, Chan II está prevista a entrar en el año 2019. Por lo tanto, se le solicita a ETESA que considere en el escenario de referencia el efecto de anticipar un (1) año la entrada en operación de Chan II.

c. Por otro lado, consideramos que el PSIN 2015 brinda pocos detalles respecto al despacho de Chan II, dado que no se observa con claridad de

qué manera fue incluido el mismo en las evaluaciones realizadas. Detallamos las siguientes inquietudes:

- En el TOMO II, Anexo 1, CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario de Referencia, Chan II no se encuentra despachada para ningún año, el total de Hidro para el 2020 es incluso menor en relación al 2019. No se pudo corroborar en los análisis de flujos de potencia de largo plazo (ANEXO III-11 Análisis de flujos de potencia de largo plazo), los aportes de Chan II. Es posible que no se haya considerado en las evaluaciones-estudios.

- En el Tomo II, Gráfico 6.3 no se observa para el 2020, el efecto del ingreso de Chan II con 1,120 GWh, en el total de hidro.

- En el Tomo II Grafico 6.1 se observa que el CMS en el 2020 se reduce de USD/MWh de 73.31 a 60.04, lo cual se podría interpretar como resultado del ingreso de Chan II, pero también puede deberse a PLANTA TÉRMICA de 400MW, de alto rendimiento y capacidad.

- En el Tomo II, los resultados de la Sensibilidad B muestran una diferencia ínfima en comparación con el Escenario de Referencia. El argumento brindado plantea que si no está Chan II, puede ser reemplazado con generación térmica basada en GN. Consideramos que la falta de la generación hidro con 1,120 GWh debería impactar en el valor del agua. Además que los resultados del Escenario de Referencia muestran una generación nula para Chan II, y realizar la sensibilidad B no parece estar correcta al estar comparando 2 escenarios en los cuales ninguno de los dos presenta generación de Chan II.

Estos aspectos individuales preliminares sirven de base para que se revise la participación de Chan II a partir del año 2019 en los despachos económicos, estudios eléctricos y demás evaluaciones.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Respuesta a Comentarios y Observaciones al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Gerencia de Planeamiento

Enero de 2016

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • **www.etesa.com.pa**

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Tabla de Contenido

RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ASEP (NOTA DSAN NO. 2316-15) 4
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE PANAM GENERATING LTD. 12
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ENSA 20
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ING. RAMIRO TROITIÑO MÁRQUEZ 24
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE AES PANAMÁ, S.R.L. 27
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ISTMUS HYDRO POWER CORP. 29
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE ELECTROTÉRMICA DE PANAMÁ, S.A. 34
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE UEP PENONOMÉ II, S.A. 35
RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE BOCAS DEL TORO ENERGÍA, S.A. 44

Respuesta a los Comentarios de ASEP (Nota DSAN No. 2316-15)

Tomo III

1. Extracto de Comentario de Panam Generating Ltd.

   Como comentario general al estudio de Largo Plazo, vemos que sólo se analizan los escenarios de los años 2020 y 2025, no obstante, en la tabla de proyectos de Largo Plazo (pág.88), durante los años 2020 a 2025 entran importantes obras como el aumento de la capacidad de la línea Veladero - Panamá II en el año 2021, reemplazo de la línea Veladero -Llano Sánchez – Chorrera - Panamá para el año 2022, sin embargo no se puede verificar el impacto de estos proyectos en el sistema puesto que no se analizan estos años intermedios, se desconocen si para esos escenarios continúan las restricciones de transmisión y si las obras planificadas mejorarían las condiciones operativas.

   RESP: En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se ajustaron las fechas de los proyectos de transmisión de corto y largo plazo lo cual permite que a partir del 2018 no exista generación obligada.

2. Extracto de Comentario de Istmus Hydro Power Corp.
   Se recomienda a ETESA referirse a la Capacidad Térmica de la línea de manera explícita para evitar confusiones con la capacidad operativa que está limitada por los parámetros operativos como voltajes, diferencia angular de los voltajes de barras, etc. Y la línea está restringida a 760 MW. como indica el siguiente párrafo del Plan de Expansión. Representa la capacidad operativa.

   RESP: Se acepta el comentario y se hacen las correcciones en el Plan de Expansión 2015-2029.

3. Extracto de Comentario de UEP Penonomé II, S.A.

   Conforme a lo indicado en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, donde se muestra la Tabla 1.1 “Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se observa que existen nueve (9) proyectos de expansión a desarrollarse durante los próximos años y cuya fecha de inicio de operaciones se fija en el año 2019. Lo anterior nos informa que se deberá hacer casi el total de las inversiones del Plan de Transmisión de largo plazo en unos cortos cuatro (4) años de ejecución. También es de resaltar el hecho que algunos de los proyectos (como la cuarta línea de transmisión) son de mayor envergadura y se estima un tiempo de ejecución de mínimo cinco años, en el escenario más favorable.

   Es evidente que ETESA no contará con los recursos para hacerle frente a todos los compromisos en el tiempo comprometido en el Plan de Transmisión. Evidencia

de ello es la historia, la cual muestra que existen retrasos en la ejecución de todos los proyectos llevados a cabo por la Empresa Transmisora.

RESP: En cuanto al tiempo de ejecución de las obras y sus respectivas fechas de entrega, son los manejados por la dirección de proyectos.

4. Las conclusiones presentadas en la pág. 16 del Tomo III "Plan de Expansión de Transmisión", las cuales se presentan nuevamente en la página 116 del mismo Tomo, deben ser actualizadas ya que son contradictorias con el resto del plan y toman en cuenta la entrada en operación de proyectos que según el plan de inversiones fueron aplazados para años posteriores a las fechas indicadas. Por lo tanto las citadas conclusiones deben ser actualizadas de manera que se muestre un análisis del sistema tomando en cuenta las nuevas fechas de entrada de los proyectos de manera similar a lo presentado en los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia.

   RESP: Se hará la corrección en la Revisión del Plan de Expansión 2015.

5. Se debe tomar en cuenta en el plan la fecha de retiro de las plantas de generación "Turbina de Gas", Aggreko y SoEnergy se dio en este año 2015, conforme fue publicado en las Resoluciones No. AN-8670-Elec, AN-8882-Elec y AN-8883-Elec respectivamente.

   RESP: Se recibe el comentario y se procede a realizar los ajustes en la Revisión del Plan de Expansión 2015.

6. El Proyecto denominado "Nueva Línea Doble Cto. M. Nance – Progreso- Front 230KV" en algunas partes del plan es identificado como " Línea Mata de Nance – Boquerón III Progreso – Frontera 230KV Doble Circuito", esto debe corregirse al nombre subrayado ya que se indica en su descripción en la pág. 45 que el proyecto llega a la SE BoquerónIII.

   RESP: Se realizarán los ajustes en la revisión plan de Expansión 2015.

7. En la pág. 17 y 117 en el apartado "Con relación a la expansión de transmisión", donde se enlistan los proyectos a entrar en operación en el periodo (2015 – 2018). Esta lista no coincide con la propuesta del Plan de Expansión 2015 donde hay proyectos que fueron aplazados para los años 2017 y 2018, por lo que se debe actualizar las fechas de entrada en operación de estos proyectos.

   RESP: Se realizarán los ajustes en las fechas mencionadas en la revisión del Plan de Expansión.

8. El Proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea Mata de Nance – Veladero 230KV en la página 18 y 118 se muestra como "Nueva Línea de Transmisión Mata de Nance – Veladero 230KV" esto debe ser corregido conforme a la realidad del proyecto.

RESP: Es correcto el comentario y se procede a realizar los ajustes.

9. A largo plazo se tiene previsto aumentar la capacidad de la línea 1 desde Veladero hasta Panamá, proyecto que se presenta en algunos puntos del plan como un reemplazo de la línea debido al cumplimiento de su vida útil y en otros puntos del plan como un aumento de capacidad empleando conductores HTLS. Debe aclararse si se reemplazará la línea o solo se realizará un cambio de conductor.

   RESP: Se realizarán los ajustes en la revisión del Plan de Expansión 2015. El proyecto consiste en el cambio del conductor.

10. Al final de las recomendaciones en las páginas 22 y 122 se indica que: " En el corto y mediano plazo el sistema tiene una red de transmisión segura, confiable y que técnicamente no presenta problemas estructurales que causen sobrecostos operativos". Este párrafo es contradictorio a lo que se muestra en los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia donde se indica que las restricciones de transmisión y la generación obligada seguirán como mínimo hasta el año 2020. Esto debe ser corregido.

    RESP: Se realizaron los ajustes necesarios en los escenarios y en el documento revisión PESIN 2015.

11. Se debe especificar si el proyecto de la línea Panamá II – Chepo – Darién, el lugar de Darién donde se construirá la subestación es en Santa Fe o en Metetí. De acuerdo al comentario de ENSA, esta subestación debe ubicarse en Metetí, debido a que es en dicho poblado donde ENSA ha previsto la subestación para la integración eléctrica del Darién a nivel de distribución. La ubicación de esta subestación debe hacerse de manera coordinada con ENSA.

    RESP: En el documento Revisión PESIN 2015 se presenta la aclaración del nombre y ubicación del proyecto. El mismo será en Metetí, Darién.

12. Dentro de las inversiones a realizar se incluyen los proyectos Línea Panamá III – Sabanitas y Línea Punta Rincón – Sabanitas, sin embargo en ninguna parte del plan se describe el proyecto SE Sabanitas y este solo se incluye en el plan de inversiones como parte del proyecto de la Línea Panamá III – Sabanitas. Se debe ampliar en la página 97 la descripción y justificación de la SE Sabanitas mostrando su aporte al costo total del proyecto Línea Panamá III – Sabanitas.

    RESP: Recibido el comentario, se realizarán los ajustes pertinentes, mostrando la justificación y descripción de la S/E Sabanitas.

13. Conforme a lo publicado en la Resolución AN No. 8196-Elec del 23 de diciembre de 2014 en el sexto punto de la resolución: "Para los futuros Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, toda variación de los proyectos aprobados con respecto a sus

características técnicas básicas, fecha de entrada en operación y/o costo tendrá que ser debida y explícitamente informada y justificada a esta Autoridad Reguladora; y será incluida en el próximo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que presente, para su aprobación" se deberá justificar el cambio de fecha de operación para los siguientes proyectos:

- Línea Santa Rita – Panamá II 115KV
- Adición en Instalación de Transformador T5 S7E Panamá.
- Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera 230 KV Doble Circuito
- Adición e instalación de Transformador T3 S/E Panamá II
- SVC Panamá II
- SVC Llano Sánchez
- Adición de Banco de Capacitores
- Adición de Reactores Aumento de Capacidad Línea de 230KV Guasquitas – Veladero
- Reemplazo del transformador T1 de S/E Mata de Nance.
- Reemplazo de reactores R1 y R2 de la S/E Mata de Nance 34.5KV
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500KV

De otra manera su fecha de entrada en operación permanecerá en la fecha aprobada del Plan del 2014. Igualmente se deberá justificar el cambio en el costo y capacidad de transporte de la línea Chepo a Darién incluida dentro del proyecto Línea a Darién.

RESP: En la Revisión del Plan de Expansión 2015 en la descripción de los proyectos se incluye la justificación de los cambio de fechas de los proyectos.

14. No se incluyeron los resultados de cargabilidad en las líneas de transmisión de 230 y 115KV para el sistema actual ni para los escenarios de estudios presentados en El Plan de Expansión, información importante tomando en cuenta la restricción de transmisión existente y futura (falta de reactivo hasta 2018) que causa sobrecargas en las líneas.

RESP: En el presente documento se realizan los ajustes y presentan los reportes solicitados de cargabilidad de líneas de transmisión del SPT en los anexos.

15. En los criterios de Calidad y Seguridad de los diagnósticos del sistema de transmisión se presentan las contingencias únicas de generación las cuales solo se menciona que son superadas por el sistema pero no se desarrolla ningún análisis del comportamiento del sistema ante estas contingencias en los diferentes escenarios.

RESP: En cuanto a los análisis de las contingencias realizadas, en el anexo de estabilidad dinámica se presentan los resultados del comportamiento del

sistema ante dichas contingencias severas y el comportamiento del sistema.

16. En la página 23 se presenta la tabla 1.1 “Propuesta Plan de Transmisión 2015 – 2029” se presenta a largo plazo el proyecto “Nueva S/E Burunga 230KV” el cual no es desarrollado en el resto del plan. En el Plan de Expansión 2014 se mencionaba este proyecto como una expansión del agente EDEMET, por lo que solicitamos aclarar si este proyecto será ejecutado por EDEMET o por ETESA y de ser una inversión de ETESA, justificar esta inversión e incluir el proyecto en el resto del plan

    RESP: Se realizará la aclaración mencionada en el documento Revisión del Plan de Expansión 2015, dicho proyecto será realizado por EDEMET.

17. El proyecto de la SE Panamá III en su descripción en la página 95 solamente incluye la construcción del patio de 230 y 115 KV para los cuales es necesario una inversión de 61,291,870, adicional a esto en el proyecto de la cuarta línea se incluye un renglón llamado SE Panamá III 500/230 KV que requiere una inversión adicional de 97,892,300 además de la adición de un SVC 150MVAR por un monto de 25,371,510. Ya que ambos proyectos están previstos a iniciar operación en febrero del 2019, la SE Panamá III (500/230/115 KV) debe ser incluida en el plan como un solo proyecto de manera que incluya la construcción del patio de 500KV, 230KV y 115KV con un monto actualizado que incluya el costo de los trabajos a realizar para la construcción de la subestación completa e igualmente actualizar la descripción del proyecto.

    RESP: En base a lo mencionado se realizarán los ajustes en cuanto a las inversiones del proyecto S/E Panamá III.

18. Conforme a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, Artículo 69, apartado c, uno de los objetivos del Plan de Expansión es:

    “Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores” El subrayado es nuestro.

    En los Resultados de Estudios de Flujo de Potencia se presentan los resultados de los escenarios a corto y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional y se detectan restricciones en la red de transmisión para el escenario de demanda máxima en época lluviosa como se muestra en el siguiente cuadro:

Año	Comentario del PESIN 2015
2016	Para esta fecha se prevé la entrada de la tercera línea lo que mejora las transferencias provenientes de occidente hacia el centro de carga, a pesar de la entrada de este proyecto se siguen presentando las restricciones que impiden el fiel cumplimiento del orden de mérito. Se requieren que ingresen al despacho las centrales de Bahía las Minas. Bayano, Miraflores. Debido a las restricciones del sistema se rompe el despacho económico.
2017	El sistema no permite despachar la totalidad de la generación hidroeléctrica proveniente del occidente del país, debido a esto se procedió a restringir la generación de Fortuna y algunas plantas conectadas en la subestación Boquerón III con la finalidad de cumplir con los criterios de seguridad operativa y calidad del sistema.
2018	Este escenario presenta restricciones en el corredor de Panamá hacia Cáceres con la finalidad de cumplir con los criterios de calidad y seguridad se procede a desplazar generación de occidente proveniente de la planta Fortuna y la misma es aportada por plantas del área de Colón con la finalidad de reducir los flujos desde la S/E Panamá hacia la S/E Cáceres en 115KV.
2019	Debido a problemas de sobrecargas en las líneas, no se puede despachar toda la generación que sale de las subestaciones de Fortuna y Guasquitas hacia

	Changuinola 230 KV. Se restringe la generación de máxima capacidad para las unidades en las centrales de Gualaca, Lorena, Prudencia y Fortuna a fin de mantener la seguridad del sistema en caso de alguna falla.
2020	La Central hidroeléctrica de embalse Fortuna es desplazada parcialmente del orden de mérito esperado para este escenario, ya que al aumentar significativamente el flujo de occidente al centro de carga y al realizar el disparo de uno de los circuitos Panamá – Panamá III de la tercera línea de transmisión, el paralelo queda operando por encima de su capacidad en emergencia de 500MVA y por tanto el sistema no cumple con los criterios de calidad y seguridad establecidos y es necesario reducir el flujo occidente-centro de carga.

Aspecto Relevante: Como se observa de lo anterior, en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 presentado por ETESA, hasta el año 2020 se siguen evidenciando restricciones de transmisión, con la consecuente generación obligada y generación desplazada, lo que influye en incrementar el costo de operación del sistema debido a la imposibilidad de realizar un despacho económico sin restricciones. Esto habla de que no se ha realizado con una anticipación suficiente la planificación de la expansión ya que no es hasta el año 2025 cuando el sistema opera sin restricciones según lo expuesto en el plan. Esto además de ser preocupante es un indicativo de que las inversiones propuestas por ETESA no han sido las suficientes para eliminar las restricciones del sistema por lo que solicitamos se realicen los análisis y estudios técnicos y económicos necesarios de manera que se puedan mitigar las restricciones del sistema a corto plazo y puedan ser eliminadas en un plazo menor al propuesto en el plan, o en su defecto se indique explícitamente que el costo de “no hacer” es menor que el monto que se requiere invertir. Esto debe corregirse y/o sustentarse justificadamente.

RESP: Se realizaron los ajustes necesarios en los años de estudio y se eliminan las restricciones, solo se observa generación obligada hasta el 2017. De esta manera se presentan los ajustes realizados para alcanzar un sistema más robusto.

Respuesta a los Comentarios de Panam Generating Ltd.

1. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)
Comentario:
En el Plan 2014 se detallaba para cada época del año (seco/lluvioso), las contingencias únicas de generación y de transmisión a ser evaluadas. El Plan 2015 sólo define al inicio de la sección 6.1.6, las contingencias únicas de generación y sólo se menciona que son evaluadas contingencias de transmisión en 230 kV y 115 kV, sin embargo a lo largo del documento no es presentado este listado. Es importante resaltar que con la entrada de las obras de transmisión, la topología del sistema de transmisión varía, por lo que se hace necesario evaluar para cada escenario un listado de contingencias de transmisión acorde con la topología, como fue hecho para el Plan 2014.

> **RESP:** En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se incluye detalladamente una tabla con todas las contingencias de transmisión (115-230 Kv del SIN) y de generación evaluadas en cada uno de los periodos de estudio y la vigencia de cada una.

2. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)
Comentario:

Fueron descartados los análisis para escenarios de demanda media. Considerando que el comportamiento de la demanda es de aproximadamente un 45% del tiempo en demanda media es importante continuar evaluando la red de transmisión ante estos niveles de carga. Además, los estudios eléctricos regionales y los que realiza el CND verifican escenarios de funcionamiento en demanda media, por la importancia que tiene analizar este escenario.

> **RESP:** En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se incluyó los escenarios de demanda media tanto para corto y largo plazo.

3. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)
Comentario:
Como se menciona en el punto 1, en el Plan 2014, para cada época del año en estudio, se realizaba una análisis profundo de la situación de la red, donde se incorporaban los listados de contingencias de generación y transmisión y posteriormente el análisis de las causas que ocasionan las restricciones que no permiten cumplir con el despacho de generación proyectado para cada época;

además se incluían los montos de generación obligada y se mencionaba las centrales hidroeléctricas de occidente afectadas por la restricción de transmisión. En la propuesta del Plan de Transmisión 2015-2029 vemos que adolece de ese tipo de análisis que permite al lector poder comprender la situación que está ocurriendo en la red de transmisión y finalmente entender la importancia de las obras propuestas para liberar el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

> **RESP**: En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se realiza un análisis por cada año, estación y demanda; donde se da una breve explicación de la situación del sistema y se detalla si existe generación obligada o no, junto con las causas. Se incluyen además cuadros con los porcentajes de generación térmica, solar, eólica e hidráulica.

4. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)

Comentario:

En esta versión del Plan de Expansión tampoco fue incluido los resultados de cargabilidad en líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV. Con los altos niveles de carga a los que está sometida la red de transmisión en los escenarios de máximos flujos de occidente pudiera ocurrir que contingencias únicas en la red de transmisión puedan llevar las líneas a niveles que sobrepasen sus límites térmicos, este tipo de análisis tampoco se observa en el detalle de cada escenario evaluado, consideramos son de gran impacto para ver el desempeño del sistema ante este tipo de eventualidades. Este detalle es importante además para observar el porcentaje de cargabilidad del sistema y con las obras a entrar en operación como se reducen estos porcentajes.

> **RESP:** En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se ha incluido los resultados de cargabilidad en líneas de transmisión de 230 y 115 KV.

5. CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO
RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)

Comentario:

Sección 6.2.2 – Generación Obligada Aunque lo esperado para los años 2016, 2017, 2018 y 2019 era que se eliminara la restricción de transmisión en esta sección se observa que no es así, la restricción sólo se reduce a pesar de que se ha indicado que con la entrada de la tercera línea y los equipos de compensación desaparecerían estos problemas. Es sorprendente que incluso en el escenario de invierno 2018 cuando están en operación los SVC se sigue requiriendo generación obligada por incumplimientos al criterio de calidad (voltaje). Es nuestra preocupación que en este Plan de Expansión no se haya realizado ninguna propuesta para eliminar la restricción de transmisión.

RESP: En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se adelantó para el año 2018 estación seca el proyecto de transmisión que añade un tercer circuito entre Panamá y Cáceres junto con la entrada de dos SVC (Llano Sánchez y Panamá II 230) y la entrada 150 MVAR en compensación reactiva y 60 MVAR en compensación capacitiva, lo cual permite despachar en el periodo lluvioso demanda máxima toda la generación de occidente al 95 % de la capacidad individual de cada una, sin violaciones a los criterios de calidad y seguridad tanto en estado pre-contingencia y post-contingencia.

6. Sección 6.2.3 – Límites de Transferencia (Pág.68)

Comentario:

En la sección 6.2.3 del Plan de Transmisión 2015 es reportada la situación en la que la red de transmisión a pesar de que entran los refuerzos aprobados en el Plan 2014, el sistema opera con restricciones, donde se destaca lo siguiente:

Año 2015 – Sin refuerzos en la red de transmisión: Flujo de Occidente de 670 MW.

Año 2016 – Ingreso de la tercera línea: Flujo de Occidente de 950 MW, claramente se observa que la capacidad instalada en occidente es superior a este número incluyendo la demanda del área de occidente.

Año 2017 – Entrada de 150 MVAR en bancos de capacitores: Flujo de Occidente de 960 MW.

Año 2018 – Entrada de los SVC: Flujo de Occidente de 1130 MW.

Año 2019 – Entrada de la línea de 500 kV: Flujo de Occidente de 1170 MW.

Como habíamos mencionado en el primer punto, consideramos que en general esta propuesta del Plan de Expansión no cuenta con el suficiente análisis de las condiciones del sistema, como fue presentado para el Plan 2014, en esta propuesta sólo se limitaron a trasladar (actualizar) los proyectos de una fecha a la otra, sin embargo hubiéramos esperado que a partir de estos resultados, donde se observa que los proyectos aprobados en planes de expansión anteriores no son suficientes para eliminar las restricciones, pudiera haber nuevas propuestas que entendemos es el objetivo de un Plan de Expansión, como por ejemplo, un aumento en la capacidad de los bancos de capacitores o de los SVC, consideramos que es el momento de corregir estos incumplimientos a los criterios de calidad y seguridad de la red con expansiones que verdaderamente eliminen las limitaciones para transportar la generación hidroeléctrica de occidente.

RESP.: En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se actualizaron las fechas de los proyectos de transmisión y los mismos eliminan la generación obligada a partir del periodo 2018 en adelante, por tanto se aumenta la potencia transferida desde occidente al centro de carga.

7. CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Comentario:

Retraso en obras de la red de transmisión

Vemos con preocupación las desviaciones que se observan entre el Plan 2014 y el Plan 2015 en cuanto a la ejecución de los proyectos de la red de trasmisión tendientes a liberar las restricciones. Entre lo más destacable tenemos:

Equipos SVC (Pág.79): De acuerdo al Plan 2014, se esperaba que para el segundo semestre del año 2016 todas las restricciones de transmisión se eliminarían debido al ingreso de la tercera línea de transmisión Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá y la entrada de los equipos SVC con una capacidad de +120/-30 MVAR en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez.

En la propuesta del Plan 2015 se han modificado las fechas de los proyectos, lo que implica un retraso considerable en la puesta en servicio de estos equipos:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Llano Sánchez	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses
Panamá 2	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses

Estos retrasos impactan directamente en el tema de las restricciones de transmisión, porque como queda evidenciado en el análisis del Plan 2015, específicamente en los escenarios de época lluviosa de los años 2016, 2017 y 2018 la restricción de transmisión se mantiene, contrariamente a lo que hemos estado esperando, que con la entrada de estos refuerzos sea posible operar la red de transmisión de forma eficiente y económica. Llama la atención que la necesidad de incorporar SVC a la red de transmisión surge desde el Plan de Expansión 2011 y sin embargo no se ha podido concretar la adjudicación de este proyecto por parte de ETESA.

> **RESP:** Se han realizado tres licitaciones de los SVC y no se ha logrado la adjudicación y en el mes de noviembre se realizara una cuarta licitación.

8. Nueva Línea de Transmisión M. Nance – Progreso – Frontera (Pág.75):

Comentario:

El retraso de este proyecto también resulta alarmante, toda vez que este refuerzo surge desde el Plan del año 2012 y de acuerdo al Plan 2015, el proyecto estará operativo para enero de 2018, pero el mismo está pendiente por licitarse (Ver Pag.76). De acuerdo al Plan 2015, la generación conectada en las subestaciones Progreso y Boquerón 3 suman aproximadamente 390 MW y sólo se cuenta con una línea (M.Nance – Progreso) de 193 MVA para evacuar toda esa potencia, es decir, sólo se puede entregar aproximadamente el 50% de la generación de esas centrales. Además, hay que tomar en cuenta que esta línea es parte del camino directo de la línea de interconexión Progreso – Río Claro, por lo que

flujos de importación hacia Panamá circulan sobre este enlace, aumentando su cargabilidad, es decir, no sólo la generación de ésa área impacta la carga en la línea M.Nance-Boquerón 3 sino los niveles de importación del área de control de Panamá.
Con lo anterior, podemos deducir que aunque se tengan los refuerzos capacitivos y la tercera línea de transmisión, las restricciones en la red no se eliminan, pues se mantienen las deficiencias en otras áreas de la red, en este caso sobrecargas.

> **RESP:** En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 se incluye la repotenciación el circuito M.Nance-Boqueron III-Progreso de 193 MVA a 243 MVA desde invierno del 2016, con dicha repotenciación se logra aumentar el despacho de las hidroeléctricas de pasada conectadas en Boquerón III, Progreso y Dominical, por tanto se reduce la generación obligada significativamente, mas no se elimina sino hasta el periodo seco del 2018 cuando se añade la línea Mata de Nance-Progreso.

9. Bancos de capacitores (Pág.81):
Comentario:
El Plan 2014 explicaba la importancia de la puesta en operación de bancos de capacitores adicionales como soporte a los SVC, sin embargo de acuerdo a lo indicado en el Plan 2015, el proyecto no ha sido licitado en su totalidad (Ver Pág.81). Las nuevas fechas son las siguientes:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Panamá 2	31-ago-16	31-ene-17	5 meses
Chorrera	30-sep-15	31-ene-17	1 año 5 meses
Veladero	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
San Bartolo	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
Llano Sánchez	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses

Aunque el Plan de Expansión no incluye las razones por las cuales es necesario retrasar un proyecto, creemos que es necesario revisar los procedimientos que mantiene ETESA para la licitación y adjudicación de proyectos de gran magnitud, los cuales afectan la operación confiable, eficiente y económica de la red de transmisión, por ende la seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. También debe darse un seguimiento más detallado en la ejecución de los proyectos, vemos que lo planificado dista de lo que se ejecuta en la realidad, se entiende que por razones fuera del control de un promotor de proyectos puedan darse retrasos, sin embargo esta situación es persistente y sigue afectando a todos los Agentes del Mercado al no consolidarse a tiempo los proyectos que son aprobados en los planes de expansión.

De manera general observamos que los costos de los proyectos de la red de transmisión que entran en el corto plazo superan los $350,000,000 y los mismos no liberan el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

Consideramos que el Plan de Expansión debe ser revisado por algún grupo de Consultores Expertos y en conjunto con Personal de ETESA verificar los procedimientos utilizados para la elaboración de los planes de expansión ya que como se demuestra no se ha presentado una solución a los problemas en la transmisión. Se deben explorar la incorporación de otros tipos de tecnologías para compensar la red adecuadamente incluso para el año 2019 se adelanta la entrada de la "cuarta línea" de 500 kV y esto no elimina las restricciones.

> **RESP**: Como ya se mencionó, en la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 ajustaron las fechas de los proyectos de transmisión de corto y largo plazo lo cual permite que a partir del 2018 no exista generación obligada.
> Los proyectos de transmisión planteados en corto y largo plazo si solucionan los problemas de generación obligada del sistema, permitiendo operar la red de forma segura y confiable. Los problemas de generación obligada que se mencionaron el plan de Expansión 2015-2029 para el año 2016 son ocasionados por problemas de potencia reactiva y sobrecarga en los circuitos (MT Nance-Boquerón III, Caceres-Panama) y a partir del 2017 se introducen 150 MVAR de potencia reactiva con lo cual solo se presentan restricciones por sobrecargas en los mismos circuitos (MT Nance-Boquerón III, Caceres-Panama) del 2016.

10. CAPÍTULO 8: ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Sección 8.2 Resultados de Estudios de Flujo de Potencia (Pág.92).

Comentario:

Como comentario general al estudio de Largo Plazo, vemos que sólo se analizan los escenarios de los años 2020 y 2025, no obstante, en la tabla de proyectos de Largo Plazo (pág.88), durante los años 2020 a 2025 entran importantes obras como el aumento de la capacidad de la línea Veladero - Panamá II en el año 2021, reemplazo de la línea Veladero -Llano Sánchez – Chorrera - Panamá para el año 2022, sin embargo no se puede verificar el impacto de estos proyectos en el sistema puesto que no se analizan estos años intermedios, se desconocen si para esos escenarios continúan las restricciones de transmisión y si las obras planificadas mejorarían las condiciones operativas.

Como comentario específico, para el escenario de época lluviosa 2020, demanda máxima se señala que es necesario reducir generación de las hidroeléctricas de occidente (central Fortuna), debido a sobrecarga en uno de los circuitos Panamá – Panamá III a causa de la contingencia de la línea paralela.

En este escenario a pesar de que se encuentra en operación la cuarta línea de transmisión de 500 kV, aún es requerido operar el sistema con restricciones, lo

cual es preocupante. En la tabla de la página 88, se observa la puesta en operación en el año 2023 de una línea subterránea entre las subestaciones Panamá y Panamá III, por lo tanto, transcurrirán varios años (2020 a 2023) para ver una red de transmisión operando sin restricción.

Consideramos que en el Plan de Largo Plazo no debería existir ninguna medida correctiva que involucre reducir la generación de occidente, estas son medidas de corto plazo donde a falta de planificación no se puede contar con un refuerzo en un periodo de corto de tiempo, contrariamente al Plan de Largo Plazo, en el cual se tiene un tiempo considerable para la ejecución y puesta en servicio de las obras una vez se identifican y se aprueba en los planes de expansión.

Sección 8.2.2 Generación Obligada.
Comentario.
Como fuese mencionado en el párrafo anterior, es preocupante que en el Plan de Largo Plazo se solucionen los problemas de la red de transmisión con generación obligada, cuando deberían planificarse obras para eliminar estas restricciones. Se desconoce hasta que año se podría operar bajo estas condiciones debido a que sólo se analizan dos años (2020 y 2025), sin verificar los años intermedios.

> **RESP:** En la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 ajustaron las fechas de los proyectos de transmisión de corto y largo plazo lo cual permite que a partir del 2018 no exista generación obligada.

11. CAPÍTULO 16: CONCLUSIONES
Diagnóstico del Periodo de Corto Plazo (años 2015 – 2028) Año 2016 (Pág.116).
Comentario:
Las conclusiones para este escenario son contradictorias con referencia a lo descrito en el capítulo 6. Se indica en estas conclusiones que entran en operación nuevos bancos de capacitores, compensación estática a través de dos (2) SVC y que se eliminan las restricciones de transmisión presentadas en años anteriores, además se cumple a cabalidad el despacho económico, cuando realmente, los bancos de capacitores se retrasa su entrada para el año 2017, los SVC entran en operación en el año 2018 ya que fue trasladada la fecha del Plan anterior y se sigue manteniendo en línea generación obligada. Sugerimos realizar una revisión a esta redacción ya que no coincide con lo expuesto dentro del informe.

Año 2017 (Pág.117)

Comentario**:**

Estas conclusiones tampoco mantienen coherencia con lo que se expuso en el capítulo 6 del informe. Para el año 2017 continúan las restricciones de transmisión ya que no han entrado todos los refuerzos tendientes a liberar las limitaciones, por lo tanto la conclusión de que el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico debe ser verificada.

Año 2018 (Pág.117)

Comentario:

Al igual que para el punto anterior, esta conclusión no coincide con lo reportado en el capítulo 6, donde a pesar de ya contar con los SVC, se mantiene en línea generación obligada (Ver Pág.68).

Con relación a la Expansión de Transmisión (Pág.117)

Comentario:

Las fechas de los proyectos recomendados, no coinciden con lo indicado en el capítulo 6 y en la tabla de la página 123, esto debe ser verificado.

De manera general esperamos que nuestros comentarios puedan ser de beneficio y utilidad para la elaboración del Plan de Expansión. Creemos que es importante que todos los Agentes del Mercado se involucren aportando sus sugerencias y conocimientos para mejorar los procesos para la conformación de los planes de la red de transmisión y finalmente puedan ser eliminadas las restricciones que nos aquejan, las cuales afectan de una manera importante a todos los Agentes del Mercado, el principal objetivo de este plan debe ser enfocarse en la construcción de obras que liberen la red de limitaciones y consideramos que estamos a tiempo de incluir proyectos que realmente nos lleven a cumplir el objetivo de operar una red de forma segura, confiable y económico.

> **RESP**: Se aceptan los comentarios y se hace la corrección en la revisión del Plan de Expansión 2015-2029 ajustaron las fechas de los proyectos de transmisión de corto y largo plazo lo cual permite que a partir del 2018 no exista generación obligada.

Respuesta a los Comentarios de ENSA

TOMO I – ESTUDIOS BÁSICOS

1. Referencia: Mega Proyectos Estatales (página 83)

Consideramos que la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, la Cadena de Frío, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá y la expansión o nuevos puertos producto de la ampliación del Canal de Panamá, deben ser considerados al menos en base a estimaciones dentro de este pronóstico aun cuando se careza de información detallada en cuanto a sus requerimientos de energía eléctrica, ya que dichos proyectos conforman instalaciones con consumos significativos de energía eléctrica.

RESP: A la fecha, existe aún mucha incertidumbre en la continuación y mucho menos en la entrada en firme de estos proyectos. La suma total de la potencia y consumo de estos proyectos listados, los cuales al momento de edición de los Estudios Básicos, no estaban completamente definida su culminación y mucho menos la entrada en operación. El acopio en detalle de esta información, podrá ser subsanado en próximos informes.

2. Referencia: Línea 2 del Metro (Página 91)

Donde dice: “El paso siguiente de este escenario contempla, la puesta en operación de Fase 2 de la Línea 2, San Miguelito – Hotel Miramar (Ave. Balboa), a inicios del año 2003” , se debe corregir el año mencionado ya que este proyecto aún está en fase de diseño y el año indicado no es cónsono con la realidad y desarrollo del proyecto.

RESP: Aceptado el error de impresión, el año de entrada en operación de la Fase 2 de Línea 2, se planteó conservadoramente para inicios del año 2023. La línea 2 Fase 1, actualmente adjudicada y a la espera de la inmediata Orden de Proceder, para una culminación de contrato de 44 meses, con lo cual la obra deberá ser entregada a más tardar en el primer semestre del año 2019 (a más tardar en abril de ese año, de darse la orden de proceder en los próximos 30 días)

De darse las expectativas económicas esperadas por el MEF en los próximos años, luego de la entrada en operación de la Ampliación del Canal, años 2016 -2019, de no darse situaciones adversas al crecimiento económico, la expectativa obligada es la continuación adelantada de la FASE 2, de la Línea 2, San Miguelito - Miramar Ave Balboa, dados los graves y crecientes

problemas de tráfico urbano que tiene la Ciudad de Panamá. (Cuatro años de construcción) 2018 -2023.

3. Referencia: Curvas Típicas (Páginas 135, 136, 144 y 145)

En cuanto a los Gráficos detallados en las páginas antes indicadas, consideramos se debe especificar el año referencia, así como también las unidades (p.e. MW y Tiempo). De igual manera no se especifica si las curvas son máximas o promedios.
Con relación al Gráfico 1.36 - Curva Típica de Carga Línea 115-11 (página 136), la demanda indicada muestra una magnitud máxima por el orden de los 40 MW; sin embargo, la demanda actual se encuentra por el orden de los 60 MW.
De igual forma en los Gráfico 1.51 y 1.52 (página 144), se debe especificar que la curva corresponde a las subestaciones provenientes de la Provincia de Colón y debe existir una nota aclaratoria donde se especifique las subestaciones incluidas, toda vez que puede generar confusión con la subestación del mismo nombre. A este grupo pertenecen las Subestaciones France Field, BLM, Colón 1 y Monte Esperanza.
En el Gráfico 1.53 Curva Típica de Carga ENSA – Panamá (página 145), se debe especificar que la curva corresponde a las subestaciones provenientes de la Provincia de Panamá y también debe existir una nota aclaratoria donde se especifique las subestaciones que se incluyen.
Se sugiere colocar un gráfico de las proyecciones de carga de las subestaciones del Sistema en el tiempo.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

4. Referencia: Tabla 1.48 Desagregación por Barra -Parte 2 (Página 148)

Con respecto a la proyección de las subestaciones France Field, Bahía las Minas 44kV (Anillo 44kV: Carga SE COL + SE MH)

Subestación	2014	2015
France Field	68.19	83.26
Bahía las Minas 44kV (Anillo 44kV: Carga SE COL + SE MH)	34.84	37.15
Total	103.03	120.41

Se sugiere tomar en consideración la información compartida en la nota DI-ADM-217-2015 emitida el 13 de mayo de 2015, en respuesta a la nota ETE-DTR-GPL-211-2015 relacionada con la información para el Plan de Expansión de Transmisión

2015, donde ENSA compartió su plan de expansión, proyección de demanda y entradas de nuevas subestaciones.
La demanda para 2015, tiene una baja provocada por el retraso de los proyectos nuevos y expansión del MIT, CCT y el nuevo puerto PCCP (Isla Margarita) asociado principalmente al retraso de la ampliación del canal.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

ANEXO I-3 CUADRO SOPORTE Y DETALLES DE CÁLCULO

1. Referencia: - Cuadro No. 26 (página 52)

Se solicita tomar en consideración la información suministrada mediante nota DI-ADM-217-2015, fechada el 13 de mayo de 2015, la cual responde a la nota ETE-DTR-GPL-211-2015 relacionada con la información para el plan de expansión de transmisión 2015, donde ENSA compartió su plan de expansión, proyección de demanda y entradas de nuevas subestaciones.
Se observa en el cuadro mencionado una falta de concordancia con lo entregado y pronosticado en nuestros planes. Por lo que sugerimos tomar en consideración esta información para sus proyecciones y estimaciones futuras.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

ANEXO I-4 COSTOS, SELECCIÓN DEL CONDUCTOR Y REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN

Referencia: Se solicita aclarar las unidades de costo en las tablas de las Líneas de Transmisión que se detallan en dicho anexo.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN 2015-2029

1. Referencia: Capítulo 2 - Pronósticos de Precios de los Combustibles (Página 5)

Se recomienda colocar un gráfico comparativo que permita una comparación rápida de costos.

RESP: Se acepta el comentario y se ajustará en la próxima revisión del Plan de Expansión.

2. Referencia: Capítulo 3 – Sistema de Generación Existente (Páginas 10 - 12)

Se sugiere que en el Cuadro 3.2 se coloquen las unidades de la capacidad instalada.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2015-2029

1. Referencia: Resultados del Análisis a Largo Plazo (Página 15) y con relación a la Expansión de Transmisión de Largo Plazo (Página 19)

Es importante tener en cuenta que en el Contrato de Concesión de ENSA se estableció que la subestación para integrar a Darién al Sistema Interconectado Nacional estaría ubicada en Metetí, y es que precisamente esta ubicación es considerada como el punto óptimo para dicho proyecto, tanto por confiabilidad como por eficiencia, ya que se ubica en el actual centro de carga que adquirirá mayor relevancia en el corto plazo con la entrada del Hospital General de Metetí, mismo que representa una demanda significativa en el sector.
De igual manera, la cuarta línea de transmisión debe considerarse por la costa del Mar Caribe de Bocas hacia Colón para potenciar proyectos de Generación y nuevas subestaciones de distribución.

RESP: En el presente Plan de Expansión se presentan los ajustes en cuanto a la ubicación de la S/E Línea a Darién, la misma será en Metetí.

Respuesta a los Comentarios de Ing. Ramiro Troitiño Márquez

1. En términos generales, me parece que el Plan de Expansión adolece de la inclusión de un análisis de rentabilidad de los diferentes proyectos propuestos. Aún y cuando para el reemplazo de infraestructura existente se hace un análisis global y conceptual de los beneficios de reemplazar, no hay para ningún proyecto un análisis de rentabilidad individual, en donde se listen y valoren los beneficios que aporta cada proyecto, y se compare con la inversión y costos recurrentes a incurrir. Esto contrasta con el flujo grama de la metodología establecida, tal y como aparece en el Capítulo 5, donde se indica como último paso de la metodología una evaluación financiera y selección del plan, sin embargo esta evaluación financiera no aparece detallada en ninguno de los Capítulos o Anexos incluidos en el documento.

RESP: La evaluación financiera de los proyectos propuestos es la misma que se realizó en el PESIN2014, ya que en el Plan del 2015 se presentan los mismos proyectos, con el retraso de entrada en operación de algunos meses en algunos de ellos.

2. En el Capítulo 17: Recomendaciones, aparece, en la página 123, el Resumen de los proyectos propuestos en el presente plan, con su fecha estimada de puesta en servicio. La gran mayoría de estos proyectos ya aparecían en el plan anterior (2014), y hay solo algunos cuantos proyectos que se anuncian como nuevos. Sin embargo, se observa que las fechas estimadas de terminación varían con relación al año 2014 en más de la mitad de los proyectos, usualmente postergando la entrada de los mismos. En el documento no aparece explicación por la cual ha sido necesario cambiar la fecha estimada de terminación de cada proyecto, por lo cual suponemos que el cambio se habrá debido a que la estimación inicial no fue acertada, o que el proyecto cuenta con atrasos en su ejecución. Este patrón de cambios en las fechas estimadas se ha venido observando en los planes de expansión anteriores, por lo que parece que ETESA no ha tomado las medidas correctivas para mejorar la precisión en la estimación de las fechas de entrada en servicio de las obras, o en la ejecución esperada de las mismas. La ASEP, como entidad con la responsabilidad de aprobar y dar seguimiento a la ejecución de los planes de expansión de ETESA, debería exigir un tratamiento más serio del plan de expansión, dado que esto influye en las decisiones que hacen los inversionistas.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

3. Aunado a lo anterior, se observan múltiples proyectos que aparecen en el Plan de expansión del 2015, pero que tienen fecha de entrada en servicio del año pasado (ver página 124). Es obvio que las fechas no se han actualizado, lo que

resta a la fiabilidad del documento, y transmite la percepción de que la revisión de los proyectos ha sido laxa.

RESP: Se realizará las correcciones a las fechas en la revisión del Plan de Expansión.

4. Se ha planteado incrementar la capacidad de las líneas de 230 y 115 kV mediante el cambio de los conductores existentes por conductores de alta temperatura (ACSS). Un ejemplo es el tramo Guasquitas - Veladero 230 kV, la cual se espera para junio 2017. El cambio de conductor a ACSS incrementa la capacidad térmica de la línea, dado que estos tiene una flecha menor para el mismo flujo de corriente, y no adiciona peso ni esfuerzos laterales adicionales a las torres. Sin embargo, preocupa el hecho de que las limitaciones en el flujo de potencia en nuestro sistema de transmisión no están dadas por la capacidad térmica de las líneas, sino por la inestabilidad que puede ocasionar ciertas contingencias. ¿Se habrá considerado la alternativa de conductores menores pero agrupados por fase (bundled conductors)? Con esto se reduciría la reactancia de las líneas, disminuyendo el ángulo entre los extremos, y mejorando la estabilidad del sistema, sin afectar la fortaleza de las torres. El documento no menciona las alternativas estudiadas, ni porque se favorece la solución presentada.

RESP: Para el diseño de las torres no es factible la opción de bundle conductors ya que esto incrementa el peso de los conductores y las torres no lo soportarían estructuralmente. Además se ha implementado la compensación reactiva en diferentes puntos del SIN que permiten mejorar la estabilidad del sistema y la calidad de energía en el centro de carga.

5. Como proyecto de largo plazo aparece nuevamente la integración del Darién, mediante la construcción de líneas en 230 kV, que saldrían de la SE Panamá II. El proyecto tiene un costo estimado de $86.229,000, y proveerá una capacidad de transporte de 1000 MVA hasta la nueva SE Chepo y de 400 MVA hasta Metetí. Según se indica, este proyecto atiende una solicitud que hiciera la Secretaría de Energía en el año 2014, de integrar el área de Darién al SIN, el cual es servido actualmente por una planta de generación térmica ubicada en Santa Fe. Sin embargo, la justificación de desarrollar un proyecto de esta magnitud y costo es bastante pobre, y se debería revaluar para considerar lo siguiente:

1. El sistema de Santa Fe tiene una carga no mayor de 10 MW, por lo que se podría integrar mediante una línea desde la SE Bayano, quizás de menor voltaje de operación y capacidad que la actualmente propuesta.

2. El tramo Panamá II - Chepo, no es requerido para integrar el Darién. Su justificación podría ser las nuevas plantas de generación (foto-voltaicas y/o eólicas) que el documento indica han mostrado interés de ubicarse en el área Este de la

Ciudad, o el eventual reemplazo de la línea existente a Bayano. Sin embargo, se debería indicar que proyectos son, cual es la fecha estimada de entrada de cada uno de estos, y dimensionar y condicionar su entrada en operación a los mismos.

3. Aún y cuando la integración del Darién se haga solamente desde Bayano, este proyecto muy probablemente no será rentable para ETESA. Dado que es una solicitud del Gobierno, se debería considerar como una inversión estratégica, y solicitar al Gobierno que subsidie la inversión y costo operativo a fin de no comprometer las finanzas de dicha empresa, ni transferir a los usuarios de energía eléctrica los costos del desarrollo de otras áreas.

RESP: La descripción del proyecto se ha actualizado en la revisión del Plan de Expansión.

1. Se ha corregido la ubicación de la subestación que permitirá la integración de Darién, que se llevará a cabo a partir de la Subestación Chepo.

2. Los proyectos de generación previstos en el Plan de Expansión se presentan en el Tomo II – Plan Indicativo de Generación.
3. Se tomará en cuenta su recomendación al respecto del tema.
4. Cabe mencionar que la integración de la provincia de Darién es una instrucción de la Secretaria Nacional de Energía, de acuerdo al documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015". Esta instrucción viene desde hace ya varios planes de expansión anteriores.

Respuesta a los Comentarios de AES Panamá, S.R.L.

1. Capítulo 5 sobre Metodología de Estudio.

Comentario: Solicitamos al regulador instruir a ETESA a suministrar la base de datos del SDDP en modo operativo coordinado (con información de todos los sistemas que conforman el MER) a los agentes Panameños que así lo soliciten. Todas las simulaciones del plan indicativo de generación deben poder ser replicadas por los agentes del mercado.

RESP: La base regional utilizada por ETESA es proporcionada por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), este organismo está conformado por las empresas eléctricas que los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá y otras que tengan atribuida por su ley local. ETESA al ser miembro del CEAC guarda acuerdos de Confidencialidad que le impiden proporcionar esta base. El CEAC tiene un procedimiento para la adquisición de esta base, la cual está a la venta para todas las empresas interesadas.

2. Capítulo 6 sobre Escenarios de Expansión

Comentario: Como parte del cronograma de expansión solicitamos a ETESA revisar lo siguiente:

- Fecha de retiro de operación de las Turbinas de Gas Panamá (EGESA), Panamá II (Soenergy) y Aggreko Cerro Azul las cuales están siendo retiradas en el año 2015.
- Fecha de entrada de los proyectos Jinro Power, Atlantic Gateway Project, Ampliación de PANAM y IEP PANAMA UNO.
- Factibilidad de penetración de proyectos eólicos y solares, con y sin esquemas de almacenamiento de energía.
- Modelación en el SDDP de CHAN 11 ya que se observa en los informes de generación de todos los escenarios que la generación de esta central es cero (0) GWh. Considerar la modelación de CHAN 1 y CHAN 11 como plantas en cascadas en vez de centrales con operación aisladas.

RESP: Se acepta el comentario y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.

3. Comentario General

Recomendamos priorizar la entrada en operación los siguientes proyectos, de modo que los nuevos proyectos de generación térmicos cercanos a Colón que surjan de los actos de licitaciones públicas ETESA 01-15 y ETESA 02-15 cuenten con capacidad de transmisión para la interconexión al SIN en Abril 2018. En particular:

- La energización de Santa Rita 230 KV que incluye nueva S/E Santa Rita 230 KV y Adición S/E Panamá II 230 KV- Enero 2018.
  Proyecto Línea Panamá III - Sabanitas 500 KV (operada inicialmente en 230 KV), seccionar el proyecto de la línea en dos tramos: 1) Primer tramo Sabanitas a Santa Rita (Enero 2018) 2) Segundo Tramo Santa Rita a Panamá III (febrero de 2019). Igualmente se recomienda adelantar la nueva S/E Sabanitas 230 KV (enero 2018).

  RESP: Se ha realizado los ajustes en la revisión del Plan de Expansión. La energización de S/E Santa Rita 230 para la temporada lluviosa del 2018 y los ajustes en relacionados a la conexión de la S/E Sabanitas en 230 KV.

Respuesta a los Comentarios de Istmus Hydro Power Corp.

1. 1.15 Diagnóstico del Sistema Actual
Comentario:
"Considerando la generación existente en la región occidental del sistema, y la que se espera que ingrese durante el periodo lluvioso, se tiene una capacidad instalada aproximada de 1,285 MW y la capacidad térmica de transmisión actual en sentido occidente-oriente es de 1.044 MW."
Se recomienda a ETESA referirse a la Capacidad Térmica de la línea de manera explícita para evitar confusiones con la capacidad operativa que está limitada por los parámetros operativos como voltajes, diferencia angular de los voltajes de barras, etc. Y la línea está restringida a 760 MW como indica el siguiente párrafo del Plan de Expansión representa la capacidad operativa.
Con la debida inversión y considerado la apropiada tecnología esta diferencia entre la capacidad térmica y la capacidad operativa puede ser usada. (1,044 – 760= 284), disminuyendo la magnitud de la restricción. Además se puede revisar los criterios de diseño de las líneas para considerar el aumento de la capacidad tém1ica como ya lo han hecho con algunas líneas, y medir temperatura del ambiente y/o del conductor para tener certeza de su real capacidad.

RESP: Se acepta el comentario y se hacen las correcciones en el Plan de Expansión 2015-2029.

2. 1.15 Diagnóstico del Sistema Actual
Comentario:
El plan de Expansión 2015-2029 ha sido desarrollado de manera muy convencional sin considerar la evaluación de las tecnología dominadas y comercialmente disponibles que existen hoy día como la compensación serie controlada con electrónica de potencia (FACTS: Flexible AC Transmisión System), línea de transmisión de corriente directa (HVDC), Sincrofasores (PMU), etc.

RESP: En el plan de Expansión 2015-2029 se incluye la entrada en servicio de tres compensadores Estático de Reactivo (SVC) los cuales también forman parte de la familia de los “Sistemas de Transmisión Flexible” o en sus siglas en inglés “FACTS” basados en la electrónica de potencia, por tanto el presente plan si ha considerado la evaluación de tecnologías de la familia de los FACTS. No se han considerado línea de HVDC en el sistema ya que esta tecnología generalmente se requiere para transmitir altas cantidades de potencia por líneas muy largas (más de 600 km.), para distancias más cortas esta tecnología es mucho más cara que la AC.

3 1.15 Diagnóstico del Sistema Actual
Comentario:

Compensación Serie: En el plan de expansión del 2010 se planeó un proyecto de compensación serie con repotenciación de las 2 líneas de transmisión existente. Pero este proyecto no fue posible llevarlo adelante porque cuando se trató hacer ya las líneas de transmisión estaban llenas y no permitían hacer libranza para realizarla, el proyecto fue abandonado y fue reemplazado por la tercera línea de transmisión.
Desde la administración pasada ETESA ha recibido la sugerencia de evaluar el proyecto compensación serie a las líneas actuales sin considerar repotenciación para aumentar la capacidad de las líneas actuales. La compensación serie resuelve los problemas de estabilidad dado en las líneas cuando las diferencias angulares de los voltajes de barra aumentan.
Sugerimos nuevamente a la actual administración haga esta evaluación, la cual debe ser más barata ya que no incluye repotenciación y las líneas se han acortado por la conexión de los nuevos proyectos de generación, como la subestación El Coco que acortó la línea de Llano Sánchez a Panamá 11 de 195 Km a un tramo de 60 km y otro de 135 km. Adicional las subestaciones El Higo, San Bartolo. Barro Blanco y otras acortan las líneas de transmisión haciendo menor la contingencia y más barata su compensación.
También se debe compensar la tercera línea de transmisión. Aunque se debe hacer un estudio eléctrico para determinar la mejor forma de hacer esta compensación serie, sugerimos como el siguiente escenario: Que la línea 1 y 2 de Mata de Nance - Panamá y Guasquita – Panamá JI tomen todas las
Conexión que surjan como Barro Blanco, San Bartolo, el Coco. el Higo, etc ... y que la línea III tenga solo las conexiones originales de diseño corno Veladero – Llano Sánchez – Chorrera- Panamá- Panamá 11 y que esta tenga compensada los tramos Ve ladero- Llano Sánchez y Llano Sanchez- Chorrera. De esta manera cuando se evalúa las contingencias (N-1) de la línea 1 y 2 son tramos de líneas corto que no deberían impactar severamente al sistema.
La compensación serie nos permite tener control de los flujos en las líneas y se evita que una línea de menor capacidad en paralelo con otra de mayor capacidad (como es el caso del SIN de Panamá) vaya a producir una restricción porque la de menor capacidad se haya llenado.
Como complemento una red de PMU mejoraría la seguridad operativa del SIN y daría flexibilidad a implementar esquemas suplementarios temporales cuando sea necesario.
También se podría instalar equipos en los generadores más grandes que ayuden en la condición de pérdida de estabilidad.

RESP: La compensación en serie acorta virtualmente las líneas de transmisión aumentando el flujo de potencia sin la reducción de la estabilidad del sistema. Este tipo de compensación es factible en caso de tenerse un flujo en anillo (diferencia entre una ruta directa y la determinada por la red) el cual impide que las líneas sean cargadas a un valor cercano de su capacidad térmica. En la revisión Plan de Expansión 2015-2029 en los periodos de 2016-2017 parte de la

generación obligada no es causada por flujos en anillos, sino más bien por situaciones en las cuales se cuenta con solo un camino (línea) para evacuar el flujo de potencia en un área específica en condiciones de contingencia en un determinado circuito, lo cual ocasiona que se supere la capacidad térmica de la única línea disponible para evacuar potencia. Se acepta el comentario y no se descarta la posibilidad de utilizar esta compensación en un futuro, si fuera necesario.

4. Capítulo 8: Análisis Eléctrico del SIN a largo plazo

Comentario:

Nos preocupa que en la pag.93 en época lluviosa demanda máxima diga:

En el presente escenario las centrales hidroeléctricas de pasada se despachan al 95% de su capacidad instalada y la central hidroeléctrica de embalse Fortuna es desplazada parcialmente del orden de mérito esperado para este escenario, ya que al aumentar significativamente el flujo de occidente al centro de carga y al realizar el disparo de uno de los circuitos Panamá – Panamá III de la tercera línea de transmisión, el paralelo queda operando por encima de su capacidad en emergencia de 500 MVA y por tanto el sistema no cumple con los criterios de calidad y seguridad establecidos y es necesario reducir el flujo occidente-centro de carga."

Como es posible que el 2020 que con la lV Línea *de* transmisión *en* operación aún sigamos encontrando estos problemas de cogestión de transmisión, sin que este escenario considerado represente el escenario más crítico para evaluar la transmisión occidente – centro de carga. En este plan no se corrió un escenario con la planta Changuinola Il y la Planta de carbón Bocatérmica de 350 MW en operación en el 2020, esta condición causaría más exigente congestión las 4 líneas de transmisión del occidente al centro de carga y con un atraso en la cuarta línea estaríamos igual que en la actualidad sufriendo de restricción de transmisión todas las planta ubicadas en *el* occidente. La planta de Bocatérmica se menciona en el plan de expansión de la generación y en este plan como una planta que se espera su construcción pero no se simuló su operación simultánea con Chan 1 y H.

RESP: En la revisión del plan de Expansión 2015-2029 se adelanta la entrada en línea de un circuito adicional entre Panamá y Cáceres del 2019 al periodo seco del 2018, con dicho circuito adicional se elimina la generación obligada de los años 2018-2020. También se adelanta el circuito adicional entre Panamá y Panamá III a partir del 2021 con lo cual se elimina completamente la generación obligada en el presente plan de Expansión 2015-2029. Debemos aclarar que estos proyectos refuerzan la eficiencia en el uso de la tercera y cuarta línea de transmisión, eliminando la generación obligada y permitiendo aumentar en el flujo de potencia en la tercera y cuarta línea (a partir del 2019).

En la revisión del plan de Expansión 2015-2029, específicamente a partir del 2020 se incluyó la entrada de Changuinola II (lluviosa 2020) y Planta Térmica de conectada en Chiriquí Grande 230.

5. Capítulo 8: Análisis Eléctrico del SIN a largo plazo

Comentario:

Cuarta línea de Transmisión de 500 kV: Favor verificar la fecha de entrada este este proyecto y su subestación en la pág. 19 dice febrero de 2020 y en la página 21 indica que entrará en operación en el año 2019.

RESP: Se acepta el comentario y en la revisión del plan de Expansión 2015-2029 se corrigieron las fechas de los proyectos de transmisión.

6. Capítulo 8: Análisis Eléctrico del SIN a largo plazo

Comentario:

Aunque el estudio del impacto de la pérdida de uno de los circuito de 500 KV de 350 Km de longitud fue evaluada no deja de preocupar el hecho *que* hoy día la pérdida de un circuito de menor envergadura como un circuito de 230 kV de 135 Km pone al SIN en riesgo de estabilidad. Por este motivo me atrevo a sugerir la evaluación de este circuito en HVDC a 400 o 500 kV con dos polos. Aunque este proyecto en HVDC debe ser un poco más costoso que el presentado en este plan en 500 kV AC pero tiene importantes beneficios que deben ser evaluados como lo son que la pérdida de uno de sus polo no saca de servicio la línea HVDC, la línea continua operando amortiguando el efecto de la pérdida de flujo por la pérdida del polo, hasta el polo que queda podría operar en condiciones de sobrecarga controlada.

El impacto ambiental económico, operativo de esta línea HVDC sería menor al ser su estructura menos robusta y menos saturadas en conductores, requiere menos franja de servidumbre. Además ayuda a disminuir las oscilaciones de sistema AC no hay efecto piel ya que se utiliza todo el volumen del conductor en la conducción. rápido control de flujo, permite de ser construida por el mar SI fuera necesario por problemas ambientales, problemas de servidumbres etc.

Este proyecto en HVDC podría tener alguna sinergia con la línea de Interconexión Colombia Panamá (ICP) de tal manera que se diseñe una línea de HVDC desde Cerromatoso en Columbia hasta Chiriquí Grande en Panamá, con 3 estaciones convertidores, una en cada extremo y otra en la subestación Panamá JI o III, donde los costos de inversión. OYM del equipo común. en este caso la estación convertidora del medio sean compartido 50% y 50% y las líneas quedaría claramente definida su propiedad, de Cerromatoso a Panamá II o 111 pertenecería a ICP y de Panamá 11 o 111 a Chiriquí Grande pertenecería a ETESA. Habría *que* armonizar los voltajes, serían en 300 kVDC la cual es el voltaje escogido por ICP que tiene su proyecto más avanzado y los tiempo que se espera entre en operación son los mismos, 2020. Podría haber aquí un mejor beneficio social para la región.

RESP: La cuarta línea de transmisión en 500 kV tendrá una longitud aproximada de 300 km, lo cual constituye un trayecto muy corto para empezar a considerar un sistema de transmisión en corriente directa (HVDC) para dicha trayectoria, ya que según los análisis estadísticos “estimados aproximados en base a la experiencia en tipo de líneas” presentados en la literatura, este tipo de línea solo es factible económicamente a partir 600-800 km aproximadamente en el caso de líneas áreas debido que dicho tipo tecnología implica tener que instalar equipos para filtrar los armónicos generados en los convertidores de potencia. Otro inconveniente es que incluso se pueden presentar perdidas eléctricas mayores si se construye la línea área en DC para una longitud tan corta (300 km).

Respuesta a los Comentarios de Electrotérmica de Panamá, S.A.

Tomo III

Comentario 1: En la página 19 en el cuarto *y* quinto punto la capacidad instalada de la planta Bocatermica tiene identificada como 350 MW. Debe cambiarse a 330MW.

RESP: Se considerará su comentario en la Revisión del PESIN 2015.

Comentario 2: Correspondiente a la "Cuarta Línea de Transmisión" en las páginas 19 y 119 tiene como fecha de entrada •febrero 2020". En cambio en las páginas 37,99 y 121 está previsto para el *febrero 2019".*

RESP: Se realizarán los ajustes en la revisión del PESIN 2015.

Comentario 3: Correspondiente a la "Subestación Chiriquí Grande" en las páginas 19 y 119 tiene como fecha de entrada "febrero 2020". En cambio en las páginas 37 y 100 y 121 está previsto para el *"febrero 2019".*

RESP: Recibido el comentario, se harán los ajustes necesarios.

Comentario 4: Debido a los temas ambientales y de servidumbre no hay certeza que el proyecto de la cuarta línea esté operando en la fecha prevista. Por tanto recomendamos tomar las medidas de contingencia pertinentes para aumentar !a capacidad de las otras 3 líneas como repotenciación, compensación serie, etc.

RESP: En cuanto a las fechas presentadas son las que maneja la gerencia de Proyecto para la entrega de los proyectos.

Comentario 5: Sería conveniente que ETESA provea un cronograma de estudios y obras de la 4 Línea donde muestre los principales hitos como aprobación de estudio ambiental, licitación de la obra. Obtención de servidumbre y cronograma de construcción de la misma.

RESP: El proyecto Cuarta Línea de Transmisión aún se encuentra en estudios y no se tienen los datos y cronogramas, en cuanto se obtenga dicha información se suministrará.

Respuesta a los Comentarios de UEP Penonomé II, S.A.

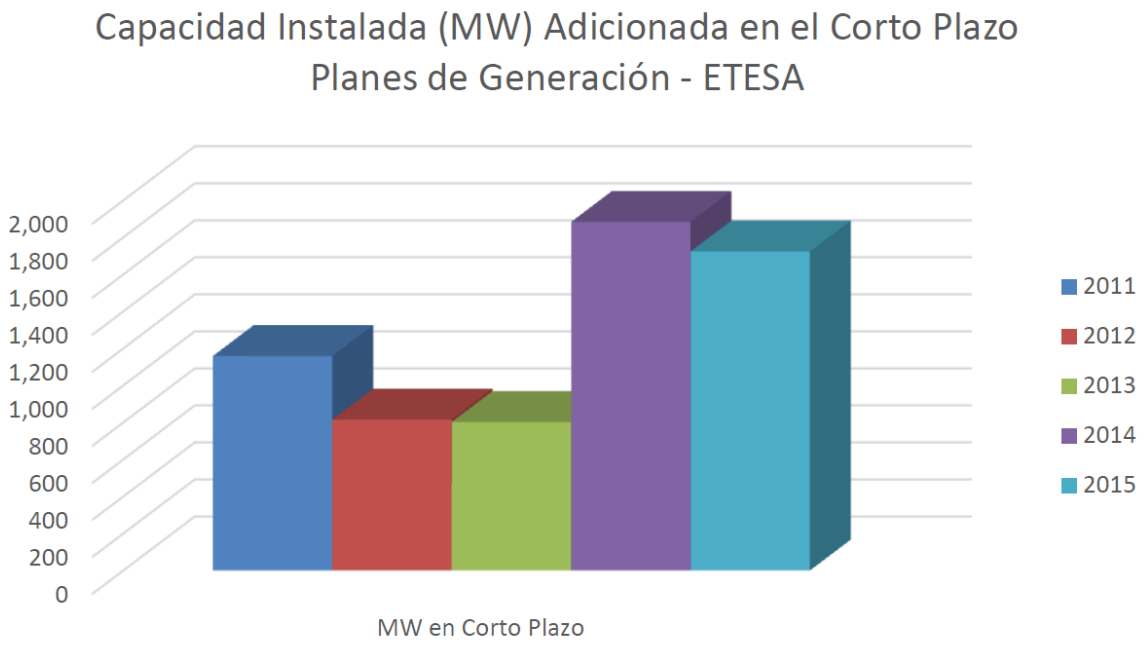
1. Variabilidad en los Planes Indicativos de Generación en el Corto Plazo:

   Según lineamientos de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) en su documento: “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015”, remitido a ETESA en marzo de 2015, de acuerdo a la Nota No. 190-15, como consta en el Anexo I-5 de los Estudios Básicos del Plan de Expansión 2015, en su punto F “Planes de Desarrollo Energético”, en el corto plazo (2015-2018) estará ingresando 1,601.32 MW de capacidad instalada.

   De acuerdo a ETESA, en el Capítulo 6 del Plan de Transmisión, punto 6.1.1 “ESQUEMA DEL PLANTEL DE GENERACIÓN” se estará añadiendo en el corto plazo (según ETESA 2015-2019) un total de 1,723.48 MW al plantel de generación nacional.

   Realizando un análisis de los proyectos presentados como “fijos” en el corto plazo, podemos observar que se están considerando proyectos con alto grado de incertidumbre y de manera adicional se observa que en el presente plan de expansión se incluyen proyectos en los próximos dos años, que no aparecían en versiones anteriores del plan de generación. Por lo tanto existe una gran variabilidad en la capacidad instalada (MW) y en la concentración de dicha capacidad en diferentes zonas del Sistema Principal de Transmisión (SPT), dejando poco o nada de tiempo a ETESA para realizar una planificación adecuada de la expansión del SPT. Debemos recordar que el Plan de Transmisión que publique ETESA es consecuencia directa del Plan de Generación considerado.

Capacidad Instalada a Adicionarse en el Corto Plazo			
Plan de Generación	MW	Aumento/Disminución	% Variación
2011	1,158.84	----	----
2012	815.22	-343.62	-29.65%
2013	802.36	-12.86	-1.58%
2014	1,883.28	1080.92	134.72%
2015	1,723.48	-159.8	-8.49%



Fuente: Tomo III - Plan de Expansión de Transmisión 2015 - ETESA.

Se requiere de mayor consistencia en la capacidad instalada a adicionarse, lo cual se conseguirá únicamente haciendo una revisión de los criterios utilizados para considerar la generación futura del plantel nacional. No es posible una planificación eficiente con una alta variabilidad en el plantel de generación, máxime si dicha concentración de generación no se reparte de manera similar en el SPT, de acuerdo a lo publicado en versiones anteriores del plan. Se deberá realizar con mayor rigidez las consideraciones sobre la generación a ingresar.

RESP: Se agradece el comentario de consideración a la labor de ETESA y se elevara su sugerencia en las próximas revisiones del Plan de Expansión a la Secretaría Nacional de Energía (SNE).

2. **Tiempos de ejecución en las obras propuestas:**

Conforme a lo indicado en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, donde se muestra la Tabla 1.1 “Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se observa que existen nueve (9) proyectos de expansión a desarrollarse durante los próximos años y cuya fecha de inicio de operaciones se fija en el año 2019. Entre los proyectos considerados con inicio en 2019 se tienen:

- Nueva S/E Panamá III 500/230/115 kV.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (Incluye SVC en S/E Panamá III).

- Línea Panamá III – Sabanitas 500 kV (Operada inicialmente en 230 kV).
- Línea a Darién (Incluye dos nuevas subestaciones: S/E Chepo y S/E Santa Fé).
- Línea subterránea Panamá – Cáceres 115 kV.
- Línea a Vacamonte (Incluye una nueva S/E en Vacamonte).
- Reemplazo línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 kV.
- Energización S/E Santa Rita 230 kV.
- Adición del T3 en S/E Boquerón III 230/34.5 kV.

Lo anterior nos informa que se deberá hacer casi el total de las inversiones del Plan de Transmisión de largo plazo en unos cortos cuatro (4) años de ejecución. También es de resaltar el hecho que algunos de los proyectos (como la cuarta línea de transmisión) son de mayor envergadura y se estima un tiempo de ejecución de mínimo cinco años, en el escenario más favorable.

Es evidente que ETESA no contará con los recursos para hacerle frente a todos los compromisos en el tiempo comprometido en el Plan de Transmisión. Evidencia de ello es la historia, la cual muestra que existen retrasos en la ejecución de todos los proyectos llevados a cabo por la Empresa Transmisora.

Sabiendo que para el año 2019 no se contará con todas las obras comprometidas, consideramos se deberá hacer una revisión de las fechas estimadas de entrada en operación de los proyectos mencionados, y se deberá mostrar tiempos de ejecución más cónsonos a la realidad. De no ser así, se estará enviando señales erróneas al Mercado Eléctrico Panameño, en el cual existe mucho interés de inversión por parte del sector privado.

RESP: En cuanto al tiempo de ejecución de las obras y sus respectivas fechas de entrega, son los manejados por la dirección de proyectos.

3. **Atraso en Compensación Reactiva**

De acuerdo a la Tabla 1.1 “Propuesta del Pan de Expansión de Transmisión 2015-2029”, se puede observar que se han atrasado las expansiones relacionadas con la compensación reactiva del sistema (Bancos de Capacitores y SVC). En el Plan de Transmisión 2014, los bancos capacitivos ingresaban en operación durante el año 2017 y los SVC en el año 2016. Para la propuesta del Plan de Transmisión 2015, los mismos proyectos muestran fecha de entrada en operación de 2017 y 2018 en los Bancos de Capacitores, mientras que los SVC se han corrido hasta el año 2017, teniéndose así atrasos de uno y dos años en el ingreso de la compensación reactiva requerida por el SIN para aumentar las transferencias desde occidente al centro de carga.

Consideramos se debería realizar la gestión de adelantar el ingreso de los bancos capacitivos al SIN, ya que con ello se lograría aumentar la capacidad de transporte del sistema y de esta forma disminuir los montos requeridos en generación obligada durante el periodo lluvioso.

RESP: El tema de los atrasos de los SVC, se debe a que se han realizado tres (3) licitaciones y no se ha logrado la adjudicación de las mismas, se realizará una cuarta licitación respecto a este tema.
En cuanto a los capacitores se estará realizando una licitación en noviembre para solicitar la instalación de los mismos.

4. **Estudio de Penetración Eólica y Solar en el SIN**

De acuerdo a la Nota de ASEP No. DSAN-1829-C-15 del 16 de julio de 2015, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. deberá realizar un estudio para la "Determinación del Impacto de la Generación Eólica y Solar a Instalarse en el Sistema Interconectado Nacional", en el cual ETESA deberá informar sobre el límite máximo que el SIN podrá adicionar sin que se vea afectado la calidad y seguridad del mismo. Apreciamos el estudio sea desarrollado a la brevedad posible y sea incluido en el Plan de Expansión, de acuerdo a lo indicado en las leyes en materia energética renovable nacional, ya que la mencionada comunicación afecta de manera muy negativa las inversiones a desarrollarse en energías renovables.

Queremos aprovechar la oportunidad para mencionar que la Nota mencionada, se encuentra en contraposición a la Política de Estado de desarrollo e incentivo en energía renovable, dictaminada por la Secretaría Nacional de Energía.

RESP: En este tema ya se realizó la licitación para que un Consultor pueda realizar el estudio y determinar el impacto de las tecnologías renovables solar y eólica en el SIN, solo estamos a la espera del refrendo del contrato por parte de la Contraloría General de La República.

5. **Aumento en los límites de Transferencia Occidente-Oriente**

De acuerdo al Plan de Transmisión 2015, la tercera línea de transmisión tiene fecha de entrada en operación en septiembre de 2016. No obstante a ello, la compensación reactiva requerida en Bancos Capacitivos y SVC se muestran ingresando al SIN durante los años 2017 (Capacitores) y 2018 (SVC y Bancos Capacitivos), con lo cual no se eliminará las restricciones de transmisión con el ingreso de la tercera línea en el invierno del 2016. Evidencia de ello es lo expuesto por ETESA en el Capítulo 6, puntos 6.2.1.2 "Año 2016", 6.2.1.3 "Año 2017", en donde se menciona el hecho de permanecer las restricciones de transmisión e imposibilidad de despachar el total instalado en hidroelectricidad al occidente del

SIN. De igual forma, en el punto 6.2.3 “Límites de Transferencia”, se evidencia que hasta el periodo de lluvias del año 2018, es cuando se consigue el objetivo de levantar las restricciones de transmisión.

Los bancos capacitivos y SVC son de suma importancia, si se desea mantener la estabilidad del sistema para evitar colapsos de tensión, con el aumento de las transferencias desde occidente. La tercera línea de transmisión aumenta la capacidad de transporte, no obstante a ello, la línea por sí misma no es capaz de evacuar el total instalado en occidente de manera segura si no existe compensación reactiva para ello.

Nuevamente exponemos la necesidad de adelantar e ingreso de los bancos capacitivos al sistema.

> **RESP:** Debido a las licitaciones realizadas y fechas estimadas por la dirección de proyectos son las fechas que se manejan para la entrada de dichos proyectos.

6. **Activos en S/E El Coco**

De acuerdo a ETESA en el Capítulo 1, punto 1.9 “Recomendaciones”, durante los años 2014 al 2017 se deberá adquirir las naves de 230 kV donde entran y salen las líneas de transmisión de ETESA, pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Entre las naves a adquirir se encuentran dos (2) pertenecientes a S/E El Coco 230 kV. De igual forma, en el Capítulo 7, punto 15 “Subestación El Coco 230 kV”, se menciona el hecho de la adquisición de las dos naves en 230 kV de S/E El coco, informando que: *“El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las dos naves que seccionan estos circuitos.”*.

Aprovechamos la ocasión para hacer de su conocimiento, que en la actualidad se conectan en dicha subestación dos (2) agentes de mercado con razones sociales y accionistas diferentes: UEP I y UEP II. Además se ha recibido solicitud de conexión a S/E El Coco en 34.5 kV por parte de Gas Natural Fenosa (GNF) para la conexión de dos circuitos de distribución para garantizar confiabilidad su red (según consta la Nota ETE-DTR-GPL-209-2015 de 7 de abril de 2015) y se tiene conocimiento que la empresa Unión Eólica Panameña, S.A. (UEP) se encuentra en desarrollo de la Fase IV del Parque Eólico Penonomé (P.E. Nuevo Chagres – Etapa II y Portobelo

Ballestillas – Etapa II) el cual está programado a ingresar durante el año 2016, además de algunos proyectos solares quienes han expresado su interés de conexión en S/E El Coco. Por lo tanto, S/E El Coco contará con más de tres

agentes diferentes conectados a nivel de 34.5 kV. **Reiteramos nuestra solicitud expresa en la nota UEPII 007-15 ETESA del 22 de abril de 2015**, en el cual consultamos sobre la adquisición de los activos requeridos para conectar al SIN a más de tres agentes bajo el concepto de Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo al numeral 188 d) del Reglamento de Transmisión. **Solicitamos a ETESA eleve la solicitud ante la ASEP**, de considerar la compra de aquellos activos requeridos para la conexión de más de dos agentes en dicha subestación, para que sea incluido dentro del Plan de Expansión 2015.

RESP: Recibido el comentario, ETESA realizará las gestiones para adquirir todo el patio de 230KV.

7. **S/E Metetí**

Corregir referencia de S/E Metetí en el proyecto de Línea a Darién, el cual se muestra en el cuadro de propuesta del Plan de Expansión 2015 (Tabla 1.1) y el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo", ya que en el Capítulo 9, punto 3 se desarrolla el proyecto ubicándose en Santa Fé de Darién. Lo anterior puede causar confusión.

RESP: Se realizará la corrección en la Revisión del PESIN2015. La S/E es Metetí.

8. **S/E Telfers**

Corregir referencia de S/E Telfers en el cuadro mostrado en el Capítulo 8, punto 8.1.6 "Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo", en el proyecto "Línea Punta Rincón – Telfers" ya que se entiende que dicho proyecto se ha reemplazado con el denominado "Línea Punta Rincón – Sabanitas" con fecha de ingreso en el año 2020. En el Capítulo 9, punto 6, se desarrolla el proyecto ubicándose en Sabanitas de Colón.

En relación al proyecto Telfers, en el Capítulo 9, punto 1 "Subestación Panamá III 230 kV", se menciona sobre un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) de 660 MW de Capacidad Instalada ingresando durante el año 2017. Dicha planta no se encuentra considerada en el Plan de Generación 2015, ni aparece en la lista de proyectos considerados en el corto plazo, cuadro mostrado en el punto 6.1.1 "Esquema del Plantel de Generación". Favor de corregir estas referencias.

RESP: Se ajustará dichas referencias en la Revisión del PESIN 2015, se colocará el proyecto que reemplazará a "Punta Rincón Telfer"

En cuanto al proyecto de Gas Natural Licuado de 660 MW, se realizará la corrección de la referencia en la Revisión del PESIN 2015

9. **Referencia de ingreso de los SVC**

En el diagnóstico de Corto Plazo, mostrado en el punto 1.8 “Conclusiones” del Resumen Ejecutivo, se muestra para el año 2016 el ingreso de los dos SVC. En la Tabla 1.1. “Propuesta del Plan de Expansión 2015” estos proyectos se muestran ingresando durante el año 2018. De igual forma en el Capítulo 7, punto 7 “SVC Panamá II” y punto 8 “SVC Llano Sánchez”, éstos se presentan ingresando en 2018. Favor de corregir.

RESP: Se acepta el comentario, se realizarán los ajustes en cuanto a la referencia de las fechas en la Revisión del PESIN 2015.

10. **Nueva Central Térmica de Generación para el 2018**

En el punto 1.8 “Conclusiones”, mostrado en el Resumen Ejecutivo, cuando se desarrolla el punto “Con Relación a la Expansión de Transmisión”, último punto de la página 18, ETESA menciona el ingreso de una nueva central de generación para el año 2018 en el sector de Colón. Dicha central no es presentada en el Plan Indicativo de Generación 2015, ni en los Criterios para la Revisión del Plan de Expansión, entregados por la SNE.

Al observar detalladamente el cuadro presentado en el punto 6.1.1 “Esquema del Plantel de Generación”, se observa una central llamada “Térmica” con capacidad instalada de 400 MW en el año 2018, con conexión en S/E Santa Rita.

De hacer referencia a la Licitación LPI ETESA No. 01-15, de acuerdo a lo mostrado en el orden de mérito presentado en el punto 6.1.6, para el año 2018, se recuerda que el monto a licitar, según pliego de cargo publicado por ETESA es de 350 MW. Favor de ampliar dicha información.

RESP: En cuanto a la térmica de 400MW, se actualizaron los datos debido a la licitación LPI 0115 realizada. La central será un ciclo combinado de GAS y la misma será según los datos presentados por el agente de 381MW.

11. **Proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1 (Veladero – Panamá)**

Según el punto 1.9 “Recomendaciones” mostrado en el Resumen Ejecutivo, para el año 2024 se presenta el proyecto del aumento de la capacidad de conducción de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá). En la Tabla 1.1 “Propuesta del Plan de Expansión 2015”, el proyecto se presenta bajo el nombre “Aumento de Capacidad LT Veladero – Panamá” con fecha de ingreso en 2021. En el cuadro mostrado en el punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”, se informa que éste proyecto ingresará durante el año 2022. Favor de definir el año de ingreso de este proyecto y corregir, ya que causa confusión.

De manera adicional en el desarrollo del proyecto presentado en el Capítulo 9, punto 7 “Reemplazo de la Línea 1, Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV”, corregir la referencia del Plan Indicativo de Generación 2014 ya que existe una versión más reciente.

Consideramos, el proyecto de Aumento de Capacidad de la Línea 1, deberá iniciar su ejecución una vez finalizada la tercera línea de transmisión, debido a que ésta línea es la de menor capacidad entre las actuales y podrá restringir el flujo inclusive una vez ingresada la tercera línea.

RESP: Se revisará las fecha de ingreso de proyectos y se ajustará la del proyecto “Aumento de Capacidad LT Veladero –Panamá” además se actualizará la versión del plan indicativo de referencia en la revisión del PESIN 2015.

12. **S/E Burunga 230 kV**

En la Tabla 1.1. “Propuesta del Plan de Expansión 2015” se presenta en el Plan del Sistema de Transmisión de Largo Plazo, la nueva S/E Burunga 230 kV, la cual no se desarrolla en el Capítulo 9 “Plan de Expansión a Largo Plazo”, ni se muestra en el cuadro del punto 8.1.6 “Configuración de la Red de Transmisión de Largo Plazo”. Se solicita ampliar esta información y las consideraciones para la inclusión de dicho proyecto en el Plan de Transmisión 2015.

RESP: Dicha información se incluirá en la presente Revisión del Plan de Expansión 2015.

13. **Restricciones Durante el Año 2019**

En el Capítulo 6, punto 6.2.1.5 “Año 2019”, para el escenario de Demanda máxima de época lluviosa, se informa de sobrecargas en líneas de Transmisión en el SPT Noroccidental (Changuinola – Fortuna – Guasquitas). ETESA informa sobre restringir generación en las Centrales Hidroeléctricas Gualaca, Lorena, Prudencia y Fortuna, con el objetivo de evitar las sobrecargas.

Se entendía que posterior al año 2018, con el ingreso de la tercera línea de transmisión y compensación reactiva en Bancos junto a SVC, se deben eliminar condiciones de sobrecarga sobre el SPT. Evidencia de lo mencionado se presenta en el cuadro en el punto 6.2.2 “Generación Obligada”, en donde se presenta generación obligada durante los años 2018 y 2019. Favor de ampliar el análisis.

RESP: Para las restricciones mencionadas en el año 2019, se presentan los ajustes y correcciones en la Revisión del PESIN 2015, para así evitar generación obligada y sobrecarga de líneas.

14. **Despacho de Reactivo**

En el cuadro presentado en el punto 6.2.4 “Despacho de Reactivo”, se muestran despachados 180 MVAR en S/E Panamá II 230 kV y 90 MVAr en S/E Veladero para el invierno de 2016, cuando estos bancos aparecen con fecha de ingreso para los años 2017 y 2018 respectivamente, de acuerdo a la Tabla 1.1 y punto 9 del Capítulo 7. Favor de indicar si en los estudios de flujo de potencia se han considerado estos bancos operativos a la fecha mostrada en el cuadro del punto 6.2.4, ya que éstos tienen influencia en los límites de transferencia obtenidos en el cuadro del punto 6.2.3.

De manera adicional, se observan despachados -20 MVAr reactivos en S/E Changuinola 230 kV, durante el invierno de 2018 en su máxima demanda. Este comportamiento es atípico a la estación y condición de carga del sistema. Favor ampliar el análisis a esta condición.

RESP: Se realizarán los ajustes mencionados para que tenga concordancia el informe con los cuadros presentados en cuanto a los despachos de reactivo.
En el 2018 se hizo el ajuste mencionado en los despachos de reactivo, y se presentará en la revisión del PESIN 2015.

Respuesta a los Comentarios de Bocas del Toro Energía, S.A.

1. Estudios Básicos – Tomo I

a. Se observa que ciertas inversiones necesarias deberían estar ejecutadas, como son los casos de:

- Bancos de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR) que estaban contemplados en el PSIN 2013.
- Banco de Capacitores en Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Subestación Panamá 115 KV (120 MVAR), igualmente del PSIN 2013.

RESP: Lo indicado no corresponde a la referencia de los Estudios Básicos – Tomo I del PESIN 2015. Los Capacitores en la Subestación Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y en Panamá 115 KV (120 MVAR) ya se encuentran en operación.

b. En relación al adelanto de la fecha de entrada en operación de la cuarta línea, proyecto de gran magnitud y necesario, consideramos relevante compartir un cronograma detallado para la ejecución del proyecto, como así también los aspectos referidos a la gestión del Estudio de Impacto Ambiental, servidumbre, especificaciones de la línea y subestaciones, licitación y todo aquello que pueda dar claridad y previsibilidad a los inversionistas.

RESP: Lo indicado no corresponde a la referencia de los Estudios Básicos – Tomo I del PESIN 2015. La gestión de la cuarta línea se encuentra en sus primeros pasos, por lo que este tipo de información aún está en desarrollo y no se encuentra disponible en su totalidad.

2. Plan Indicativo de Generación en su escenario base - Tomo II - ANEXO – 1

Comentarios:

a. Como mencionamos en el punto anterior, la cuarta línea de 500kV, prevista por ETESA para el 2019, presenta complejidad, por ende, consideremos necesario un plan de trabajo para asumir las dificultades que debe ejecutar ETESA en relación a la liberación de la servidumbre, las dificultades técnicas asociadas a un nuevo nivel de tensión de 500kV y aspectos de financiamiento.

RESP: Lo indicado no corresponde a la referencia del Plan Indicativo de Generación en su escenario base - Tomo II del PESIN 2015. Como se mencionó anteriormente, aún está en desarrollo esta información.

b. Año de entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Changuinola II ("Chan II"): ETESA considera en el PSIN 2015 como año de entrada el año 2020; sin embargo, Chan II está prevista a entrar en el año 2019. Por lo tanto, se le solicita a ETESA que considere en el escenario de referencia el efecto de anticipar un (1) año la entrada en operación de Chan II.

RESP: El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Con base a esta información se realizan simulaciones donde se optimiza la entrada de los proyectos candidatos dando como resultado los planes de mínimo costo que se presentan, cabe señalar que el costo de inversión entregado para el proyecto Changuinola II supera los 5900 Bl./kW instalado, ello que resulta evidente que es un proyecto costoso en comparación con la plantas candidatas de GNL y Carbón en el orden de los 2000 a 3000 Bl./kW instalado. Por lo que ETESA considerara su sugerencia en las futuras revisiones del Plan de Expansión.

c. Por otro lado, consideramos que el PESIN 2015 brinda pocos detalles respecto al despacho de Chan II, dado que no se observa con claridad de qué manera fue incluido el mismo en las evaluaciones realizadas. Detallamos las siguientes inquietudes:

- En el TOMO II, Anexo 1, CUADRO N° A1.3: Informe Final de Generación del Escenario de Referencia, Chan II no se encuentra despachada para ningún año, el total de Hidro para el 2020 es incluso menor en relación al 2019. No se pudo corroborar en los análisis de flujos de potencia de largo plazo (ANEXO III-11 Análisis de flujos de potencia de largo plazo), los aportes de Chan II. Es posible que no se haya considerado en las evaluaciones-estudios.

- En el Tomo II, Gráfico 6.3 no se observa para el 2020, el efecto del ingreso de Chan II con 1,120 GWh, en el total de hidro.

- En el Tomo II Grafico 6.1 se observa que el CMS en el 2020 se reduce de USD/MWh de 73.31 a 60.04, lo cual se podría interpretar como resultado del ingreso de Chan II, pero también puede deberse a PLANTA TÉRMICA de 400MW, de alto rendimiento y capacidad.

- En el Tomo II, los resultados de la Sensibilidad B muestran una diferencia ínfima en comparación con el Escenario de Referencia. El argumento brindado plantea que si no está Chan II, puede ser reemplazado con generación térmica basada en GN. Consideramos que la falta de la generación hidro con 1,120 GWh debería impactar en el valor del agua. Además que los resultados del Escenario de Referencia muestran una generación nula para Chan II, y realizar la sensibilidad B no parece estar correcta al estar comparando 2 escenarios en los cuales ninguno de los dos presenta generación de Chan II.

Estos aspectos individuales preliminares sirven de base para que se revise la participación de Chan II a partir del año 2019 en los despachos económicos, estudios eléctricos y demás evaluaciones.

RESP: Se verificara la forma en que fue modelada la Central Changuinola II y se ajusta en la revisión del Plan de Expansión.