



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Tomo I Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-311-2015

30 de junio de 2015

PANAMÁ

CONTENIDO

ÍNDICE DE GRÁFICOS	4
ÍNDICE DE TABLAS	6
ÍNDICE DE ANEXOS	8
TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS.....	9
CAPITULO 1	10
PROYECCIÓN DE DEMANDA	10
INTRODUCCIÓN.....	10
SUMARIO.....	11
METODOLOGÍA Y ALCANCE	16
EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010).....	16
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2013.....	21
ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	23
DESCRIPCIÓN DE ESCENARIOS:.....	24
EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO	26
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	28
DATOS DEMOGRAFICOS	28
INFLACIÓN.....	33
PODER ADQUISITIVO	36
ACTIVIDAD ECONÓMICA.....	38
EVOLUCION HISTORICA	38
MANUFACTURA	39
PRODUCTO INTERNO BRUTO CON BASE AÑO 2007	40
EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMIA NACIONAL	41
PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO 2013- 2014.....	41
PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO	44
SECTOR MANUFACTURERO	47
INDICADORES ELÉCTRICOS.....	50
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL GWH	50
CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GWHIND	52
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	54
BALANCE ELÉCTRICO	54
POTENCIA ELECTRICA DEL SISTEMA	55
DEMANDA MÁXIMA	55
FACTOR DE CARGA (FC).....	56
PÉRDIDAS DE ENERGÍA	61
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	66
PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA	74
INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	78
MEGA PROYECTOS	82
MEGA PROYECTOS ESTATALES	83
SANEAMIENTO DE LA BAHÍA	85
TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ	89
ESCENARIO MODERADO	91
ESCENARIO DEMANDA ALTA	93
EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN	97
DEMANDA ADICIONAL NO ESTRUCTURADA	101
CONSUMO CONSOLIDADO DE LOS MEGA PROYECTOS ESTATALES	103
MEGA PROYECTOS PRIVADOS	104
PANORAMA	104
ANTECEDENTES.....	104
PROYECTO MINERO PETAQUILLA	105
PROYECTO MINERO COBRE PANAMA	106
DEMANDA ELECTRICA	106
RETIRO E INYECCION	107

ACTUALIZACION DEL PROYECTO	110
AUTOGENERACION MINERA PANAMA Y ENERGIA INTERCAMBIADA CON EL SISTEMA INTERCONECTADO	110
PRONOSTICOS AJUSTADOS DEL SEGMENTO DE CONSUMO BLOQUE	111
CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE	113
PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS	114
ESCENARIO MEDIO O MODERADO	118
ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA	119
ESCENARIO BAJO O PESIMISTA	120
ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS	121
PRONOSTICOS	121
ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELECTRICO	125
CONFIABILIDAD DE LOS PRONOSTICOS	126
CONCLUSIONES	129
REFERENCIAS	134
CURVAS TÍPICAS	135
EDEMET	135
EDECHI	139
ENSA	140
CHANGUINOLA	145
DESAGREGACIÓN POR BARRA	146
CAPITULO 2	150
ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS & COSTOS DE TRANSMISIÓN	150
INTRODUCCIÓN	150
CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES	151
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	151
GENERALIDADES	151
TIPOS DE CONDUCTORES	151
ESTRUCTURAS	152
AISLAMIENTOS DE LAS LÍNEAS	152
HERRAJES Y ACCESORIOS	153
HILO DE GUARDA	153
HILO DE GUARDA OPGW – OPTICAL POWER GROUND WIRE	154
SUBESTACIONES	155
GENERALIDADES	155
UBICACIÓN	156
CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	156
Configuración Barra sencilla:	156
Configuración Barra Principal y de Transferencia:	156
Configuración Interruptor y Medio:	156
TIPOS DE INTERRUPTORES	157
PROTECCIONES	158
COMPENSACIONES	159
COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN	160
LÍNEAS	160
SUBESTACIONES	163
CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS UNITARIOS	163
CÁLCULO DE COSTOS DE EQUIPOS TIPO LOTE	165
CÁLCULO DE MONTAJE Y OBRAS CIVILES	165
CÁLCULO DE OTROS COSTOS	166
CÁLCULO DE COSTOS DE TERRENO	166
CÁLCULO DEL VNR PARA LAS SUBESTACIONES	166

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. 1 - Pronósticos de La Demanda	11
Gráfico 1. 2 - Desviaciones del Modelo	21
Gráfico 1. 3 - Tasas de Crecimiento Poblacional	30
Gráfico 1. 4 - Población (Millones de habitantes)	31
Gráfico 1. 5 - Crecimiento del IPC	34
Gráfico 1. 6 - IPC Total vs IPC Alimentos y Bebidas	36
Gráfico 1. 7 - Poder Adquisitivo	37
Gráfico 1. 8 - Evolución del Producto Interno Bruto - Años 1970-2013	39
Gráfico 1. 9 - Evolución del Producto Manufacturero - Años 1970-2012	40
Gráfico 1. 10 - Tasas Reales vs Pronósticos de INTRACORP	45
Gráfico 1. 11 - PIBMAN y Participación en el PIBREA	48
Gráfico 1. 12 - Consumo IND. Vs GWHTOT	48
Gráfico 1. 13 - PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,	50
Gráfico 1. 14 - Relación PIB / EE	52
Gráfico 1. 15 - PIB Industrial / Electricidad	53
Gráfico 1. 16 - Estructura de Consumo Promedio de Electricidad – Años 2001 -2012	55
Gráfico 1. 17 - Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG	56
Gráfico 1. 18 - Factor de Carga y Energía Eléctrica Disponible	57
Gráfico 1. 19 - Factor de Carga	59
Gráfico 1. 20 - Pérdidas Totales de Energía Eléctrica	61
Gráfico 1. 21 - Perdidas de Transmisión EE	63
Gráfico 1. 22 - Perdidas de Distribución EE	64
Gráfico 1. 23 - Evolución de Precios Corrientes de La Electricidad	67
Gráfico 1. 24 - IPC Total y Servicio de Electricidad Residencial	69
Gráfico 1. 25 - Evolución Histórica de Precios Reales de La Electricidad	70
Gráfico 1. 26 - Variación PRETOT vs Electricity Price y Petróleo Crudo 1987-2013	71
Gráfico 1. 27 - Variación Anual Histórica de Precio Total de la Energía Eléctrica	72
Gráfico 1. 28 - Perspectivas Futuras del Crudo, Brent del Mar del Norte – EIA-AEO2014	76
Gráfico 1. 29 - Pronostico de Energía	121
Gráfico 1. 30 - Pronósticos de Demanda	123
Gráfico 1. 31 - Comparativo de Proyecciones DMG	127
Gráfico 1. 32 - Proyecciones DMG	128
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 115-32	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 Colón.....	144
Gráfico 1. 53 - Curva Típica De Carga Ensa - Panamá	145
Gráfico 1. 54 - Curva Típica De Carga Changuinola	145

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 - Cambios Porcentuales en Energía y Demanda por Periodo	13
Tabla 1. 2 - Pronósticos de Demanda por Escenarios	15
Tabla 1. 3 - Consumo Gran Cliente	18
Tabla 1. 4 - Evaluación Predictiva del Modelo Año 2005 – 2013	18
Tabla 1. 5 - Evaluación Predictiva del Modelo Año 2005 – 2013 (Porcentual)	19
Tabla 1. 6 - Validación proyección primer año del pronóstico PESIN 2014-2028. ...	22
Tabla 1. 7 - Insumos del Modelo	27
Tabla 1. 8 - Tasas Anuales Acumulativas, Según Escenarios	33
Tabla 1. 9 - Comparación de Tasa de Crecimiento del PIB	45
Tabla 1. 10 - Producto Interno Bruto y Ventas Totales de Energía	51
Tabla 1. 11 - Producto Interno Bruto y Energía Eléctrica Disponible.....	51
Tabla 1. 12 - Producto Interno Bruto y Consumo Eléctrico Industrial	51
Tabla 1. 13 - Tasas Anuales Acumulativas por Periodo	54
Tabla 1. 14 - Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño - DMG	56
Tabla 1. 15 - Energía Disponible, Ventas y Pérdidas en GWh	62
Tabla 1. 16 - Perdidas en Transmisión en GWh.....	62
Tabla 1. 17 - Perdidas en Distribución en GWh	62
Tabla 1. 18 - Precios Corrientes de la Electricidad - Años 2003-2013	67
Tabla 1. 19 - Variación de Precios Reales de la Electricidad (IPC) - Años 2003-2014	68
Tabla 1. 20 - Pronósticos de Precios de la Electricidad en Panamá, PRETOT	73
Tabla 1. 21 - Variación del Precio Internacional del Crudo BRENT	77
Tabla 1. 22 - Pronóstico para la Carga de la Provincia de Bocas del Toro.	81
Tabla 1. 23 - Consumo de Energía en Las Estaciones de Bombeo del Sistema de Saneamiento de La Bahía.	85
Tabla 1. 24 - Consumo de Energía en Las Estaciones de Bombeo de las Aguas Residuales.....	86
Tabla 1. 25 - Consumo Eléctrico de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales ...	86
Tabla 1. 26 - Consumo de Energía en el Proyecto Saneamiento de La Bahía	87
Tabla 1. 27 - Demanda Potencial del Metro – Esc. Conservador.....	92
Tabla 1. 28 - Demanda Potencial del Metro – Esc. Demanda Alta.....	93
Tabla 1. 29 - Consumo Estimado del SMP – Según Escenario de Demanda.....	95
Tabla 1. 30 - Consumo Energético del Sistema Masivo Metro – Demanda & Consumo Anual	96
Tabla 1. 31 - Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen - Demanda MW	99
Tabla 1. 32 - Proyecto Expansión Aeropuerto Internacional de Tocumen – Consumo MWh.....	99
Tabla 1. 33 - Demanda y Consumo de Energía Eléctrica – Expansión del Aeropuerto Internacional de Tocumen.....	101
Tabla 1. 34 - Demanda Consolidada de Megaproyectos Estatales Identificados....	103

Tabla 1. 35 - Demanda Máxima de Minera Panamá vs SIN.....	108
Tabla 1. 36 - Autogeneración Minera Panamá & Energía Intercambiada con el Sistema Interconectado Nacional.....	109
Tabla 1. 37 - Demanda Consolidada Megaproyectos Estatales & Minera Panamá	111
Tabla 1. 38 - Demanda Consolidada del Segmento Bloque.....	113
Tabla 1. 39 - Resumen de Premisas Escenario Moderado	114
Tabla 1. 40 - Resumen de Premisas Escenario Optimista	115
Tabla 1. 41 - Resumen De Premisas Escenario Pesimista	116
Tabla 1. 42 - Descripción de las siglas del Modelo de Demanda	117
Tabla 1. 43 - Escenario Medio o Moderado.....	118
Tabla 1. 44 - Escenario Alto u Optimista	119
Tabla 1. 45 - Escenario Bajo o Pesimista.....	120
Tabla 1. 46 - Incremento Promedio Anual de Energía & Demanda por Periodo	123
Tabla 1. 47 - Desagregación por Barra (Parte 1)	147
Tabla 1. 48 - Desagregación por Barra (Parte 2)	148
Tabla 1. 49 - Desagregación por Barra (Parte 3)	149
Tabla 2. 1 - Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión (en B./Km.).....	161
Tabla 2. 2 - Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles	162
Tabla 2. 3 - Detalle Porcentual de Otros Costos	162
Tabla 2. 4 - Costo Unitario de las líneas de transmisión	162
Tabla 2. 5 - Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones.....	164
Tabla 2. 6 - Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote.....	165
Tabla 2. 7 - Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles	166
Tabla 2. 8 - Relación porcentual de Otros Costos.....	166
Tabla 2. 9 - Costo Unitario de Subestaciones	167

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

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

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.

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.

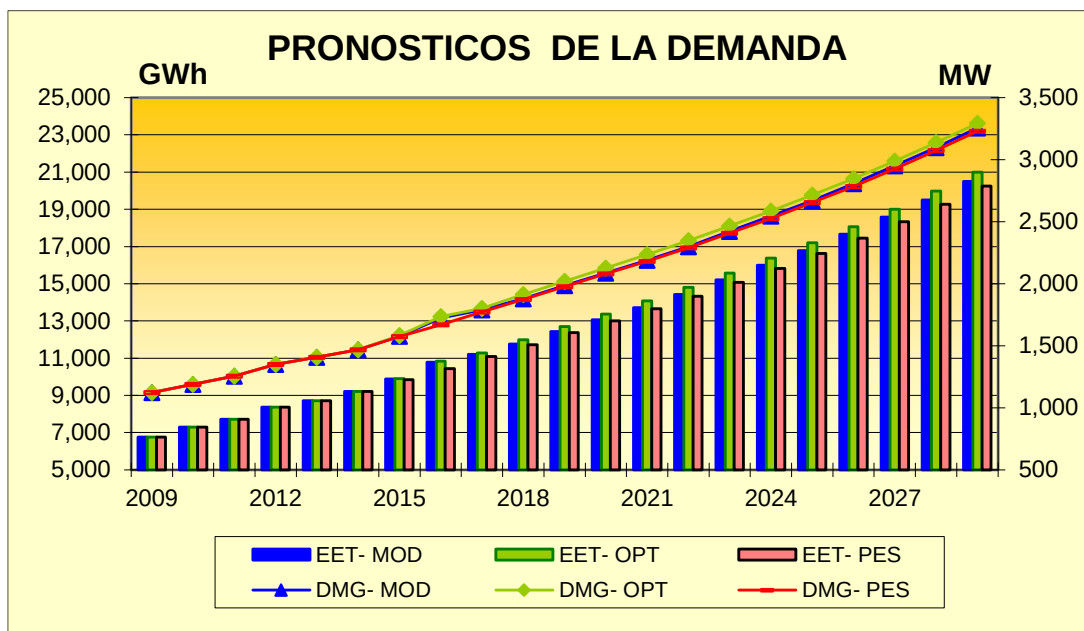


GRÁFICO 1.1 - PRONÓSTICOS DE LA DEMANDA

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, liderizadas 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 ENERGÍA Y DEMANDA POR PERIODO

PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA	POTENCIA	ENERGÍA	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%
ANÁLISIS (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

se encuentran a la fecha, a nivel de perfil, o en vías de contratación.

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

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

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	PESIMISTA	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
	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

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 diseñó 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 verificó que los consumos asentados en el subsector “Bloque”, como “Grandes Clientes” desde el año 2001⁹, 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 1.2 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		PARTICIPACION			
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		BLOQUE		GRAN CLIENTE		IND	COMERCIAL	OFICIAL	BLOQUE	
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL					
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 ítem 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 desvío 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.

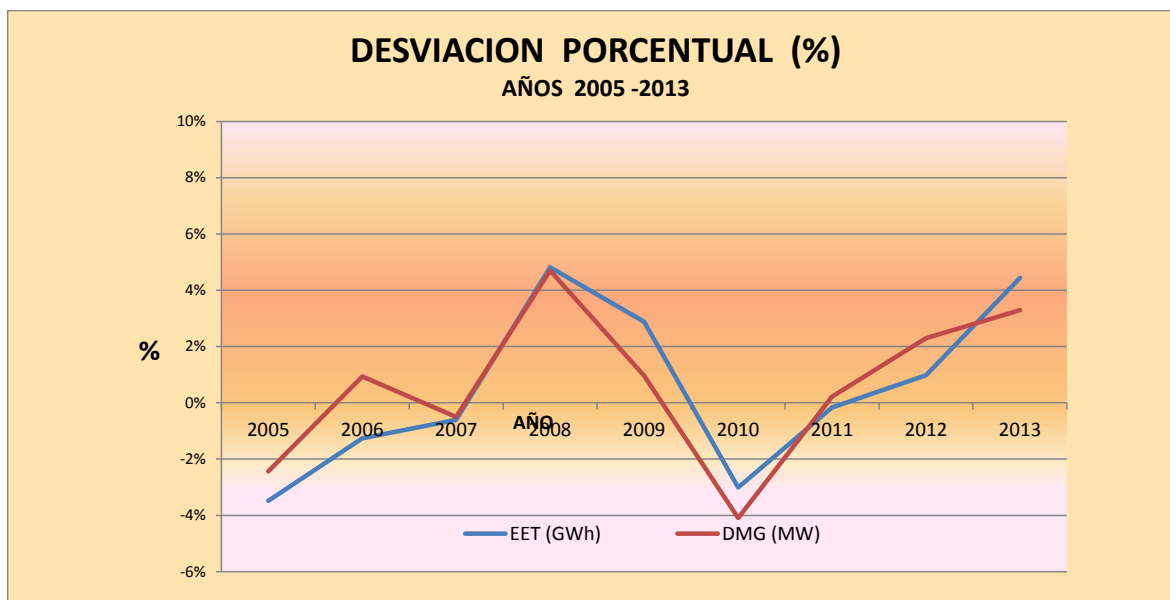


GRÁFICO 1. 2 - DESVIACIONES DEL MODELO

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	Proyectado
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 405 de 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:

- 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.

- 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
- 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 internos 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,

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

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.

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 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 reestructuraciones 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.

de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

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 el empuje económico ha desacelerado.

¹⁵ Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían

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, ó 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	79%			
2	2	2 Población rural masculina	CGR				
3	3	3 Población rural femenina					
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
PRECIOS							
8	8	1 Inflación de Panamá	COPE	33%			
9	9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula				
10	10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula				3
VALOR AGREGADO (PIB)							
11	11	1 Agricultura, silvicultura y caza	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)	6969%			
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					
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					
31	21	21 Producto interno bruto del sector manufacturero					Fórmula
32	22	22 Producto interno bruto real según					
33	22	23 Producto interno bruto real de sectores sustitutos					
DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD							
34	1	Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006	2121%21%			
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					
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					
48	15	Pérdidas técnicas en distribución					
49	16	Pérdidas técnicas en generación y transmisión	COPE				
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
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 nuevas 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, posee 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

“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.

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

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.

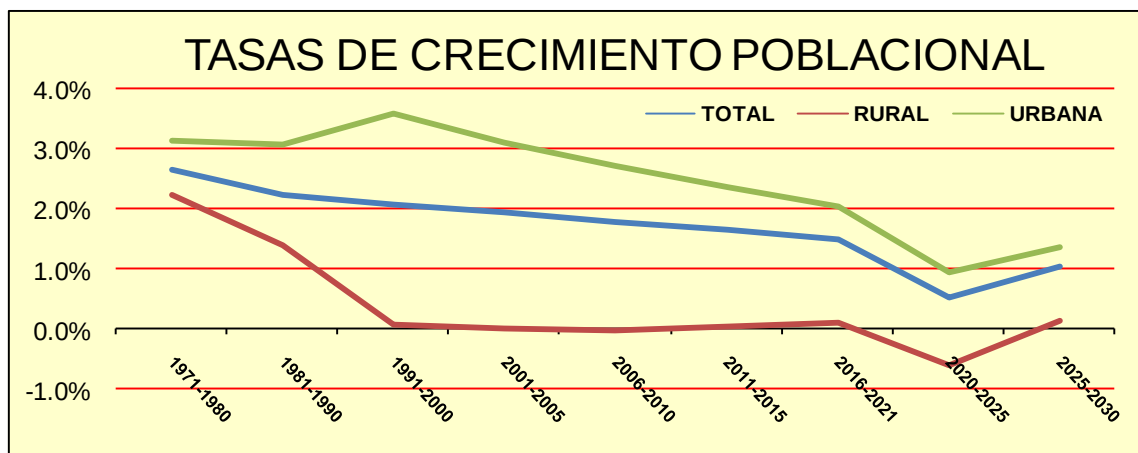


GRÁFICO 1.3 - TASAS DE CRECIMIENTO POBLACIONAL

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.

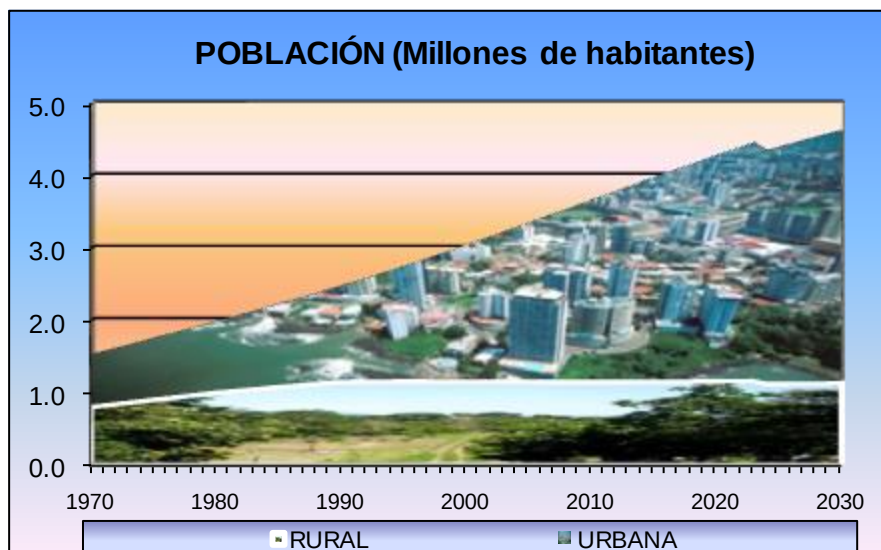


GRÁFICO 1. 4 - POBLACIÓN (MILLONES DE HABITANTES)

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 específico 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 (1985-2005), con tasas de inflación, que en su máximo no superaron cambios

²⁶ Boletín N° 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 54^a.

²⁸ Ídem

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.

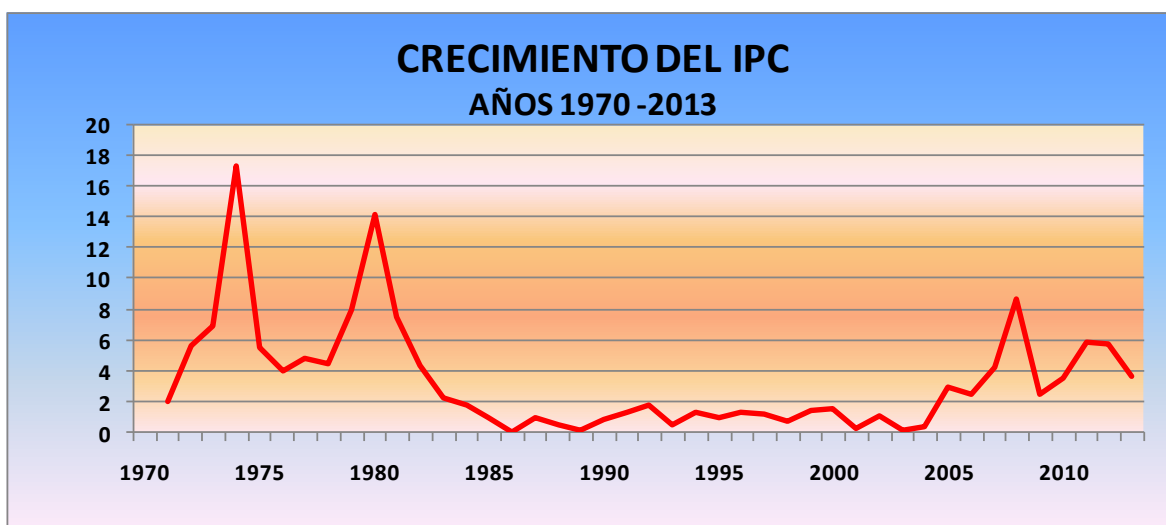


GRÁFICO 1.5 - CRECIMIENTO DEL IPC

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 por parte de las economías importadoras netas de combustibles.

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).

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

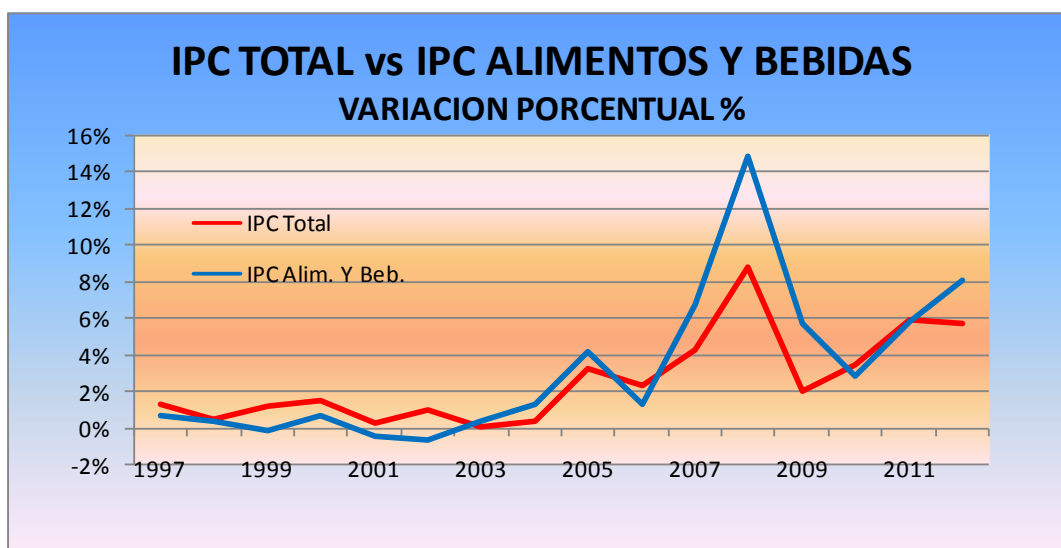


GRÁFICO 1. 6 - IPC TOTAL VS IPC ALIMENTOS Y BEBIDAS

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.

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

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%.

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 sobre 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 estadounidense, 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-anales, 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.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total a precios de 1982 y por su importancia en el consumo de

³² Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCED, 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, EOCED, Comisión Europea.

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.

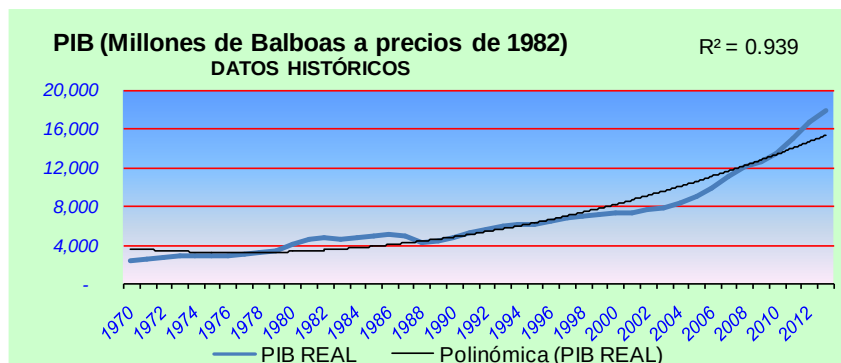


GRÁFICO 1.8 - EVOLUCIÓN DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO - AÑOS 1970-2013

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

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

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.

contracción se escenifico en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008,

de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo de la electricidad de un país.

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

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%.

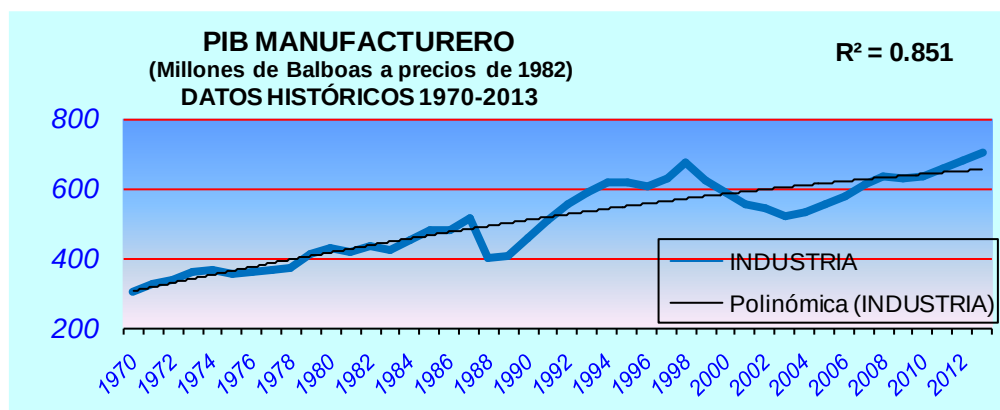


GRÁFICO 1.9 - EVOLUCIÓN DEL PRODUCTO MANUFACTURERO - AÑOS 1970-2012

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 a precios corrientes y constantes, actualizadas e incorporando mejoras requeridas.

Dada la dinámica de en las economías se requieren actualizaciones más recientes

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMÍA NACIONAL

Como se observa en la Figura 1.9, luego que el Producto real estuvo creciendo a una tasa 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%.

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

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.

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.

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 EconomyInsight, 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 término del año anterior, como tope en la mejor de las condiciones, un 6.5%.³⁸

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

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

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 ECONOMÍA 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.

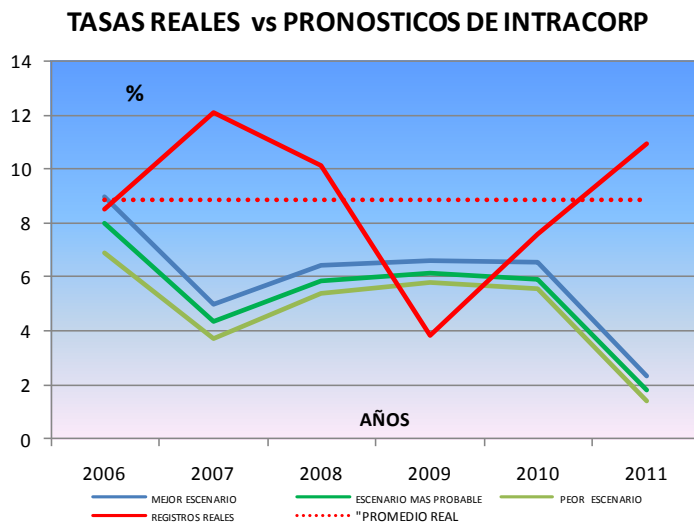


GRÁFICO 1. 10 - TASAS REALES VS PRONÓSTICOS DE INTRACORP

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 específica con los préstamos que se otorgan en la zona franca, ya que las decisiones del gobierno venezolano, hace casi imposible que paguen las mercancías 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 transformaron 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 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

vez dilema en las proyecciones de energía eléctrica, en el corto y mediano plazo

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)

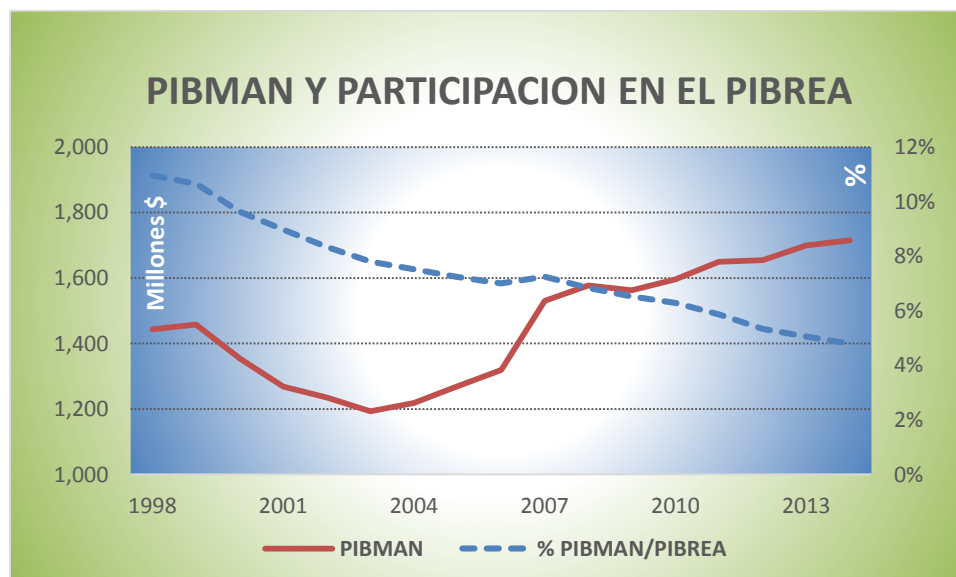


GRÁFICO 1. 11 - PIBMAN Y PARTICIPACIÓN EN EL PIBREA

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 específico de la industria se mantiene constante, pasando de una participación de 16% a 9% en el periodo 1998-2014.

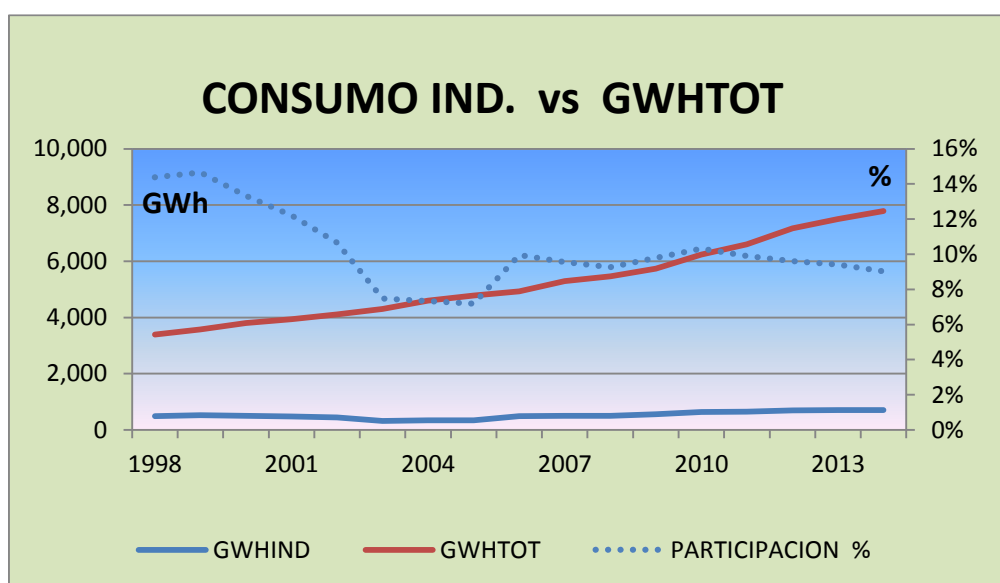


GRÁFICO 1. 12 - CONSUMO IND. Vs GWHTOT

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 específicas 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.

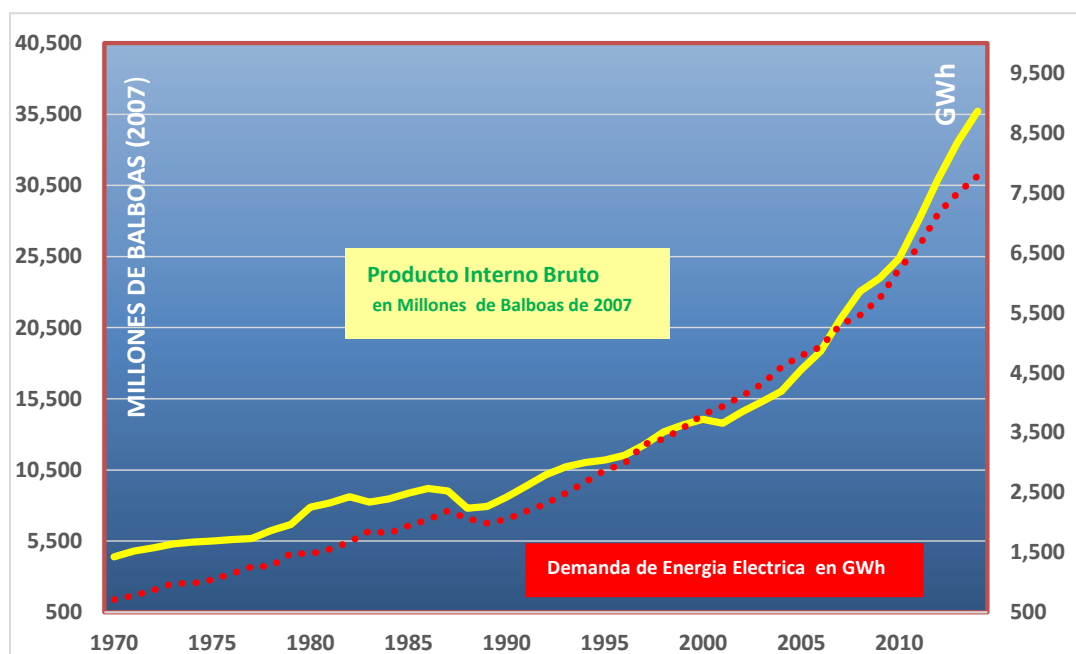


GRÁFICO 1.13 - PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,

Pero, como se observa en el gráfico 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 ENERGÍA																		
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 ENERGÍA ELÉCTRICA 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 ELÉCTRICO 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.

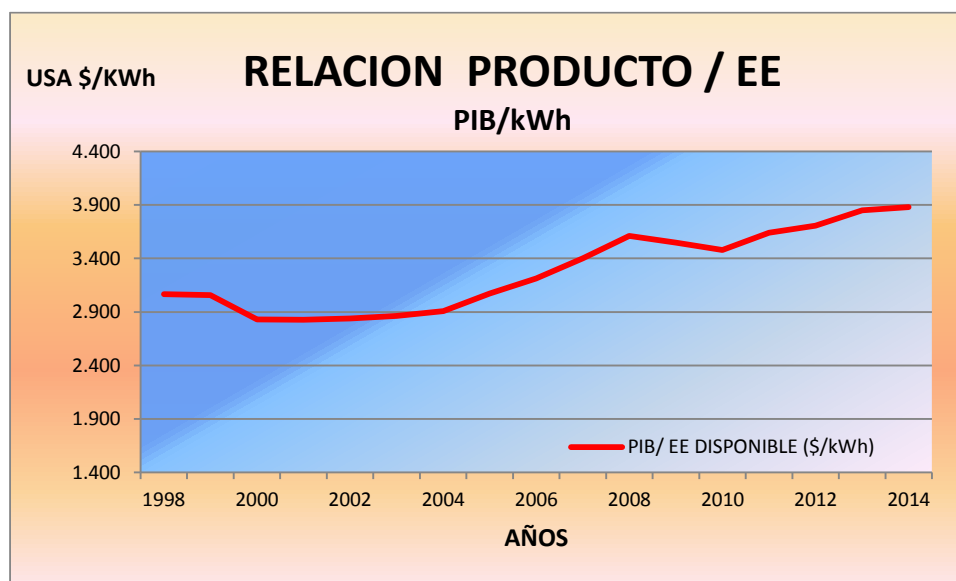


GRÁFICO 1. 14 - RELACIÓN PIB / EE

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.

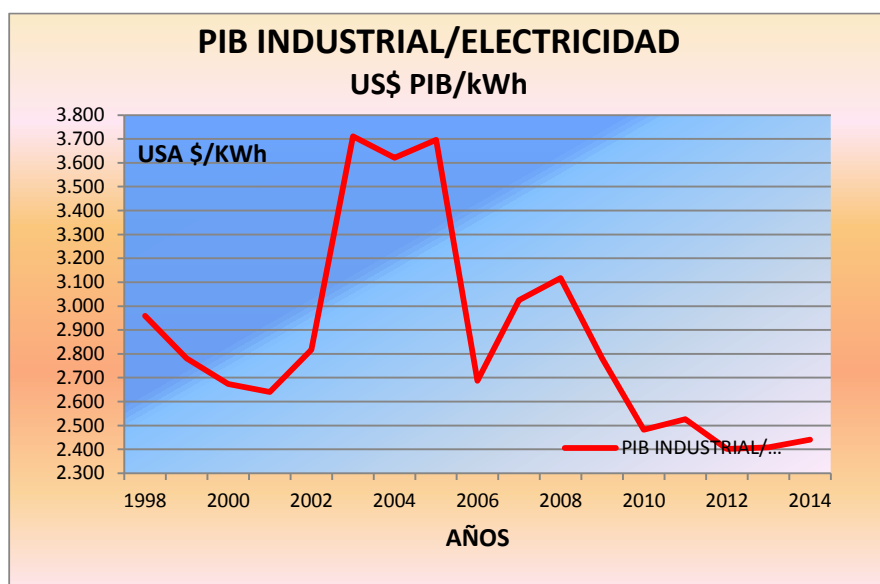


GRÁFICO 1. 15 - PIB INDUSTRIAL / ELECTRICIDAD

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.

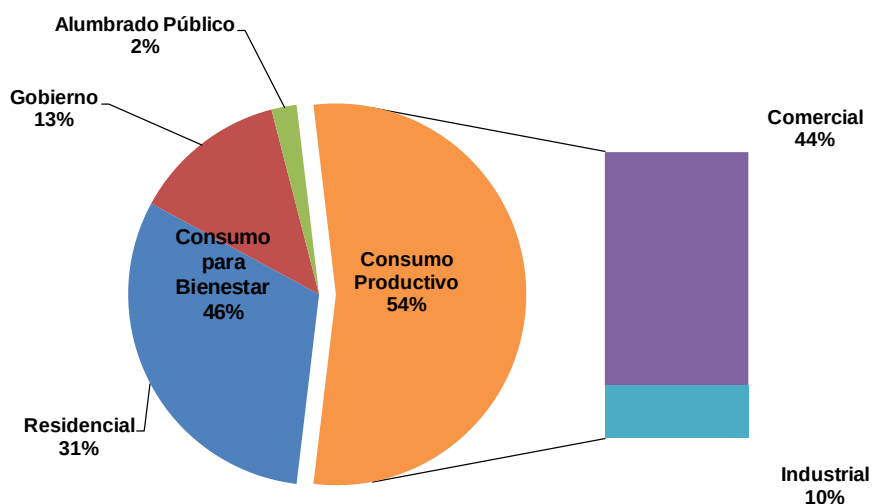


GRÁFICO 1. 16 - ESTRUCTURA DE CONSUMO PROMEDIO DE ELECTRICIDAD – AÑOS 2001 - 2012

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		
	MW	TOTAL MW	PROMEDIO MW	ANUAL %
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

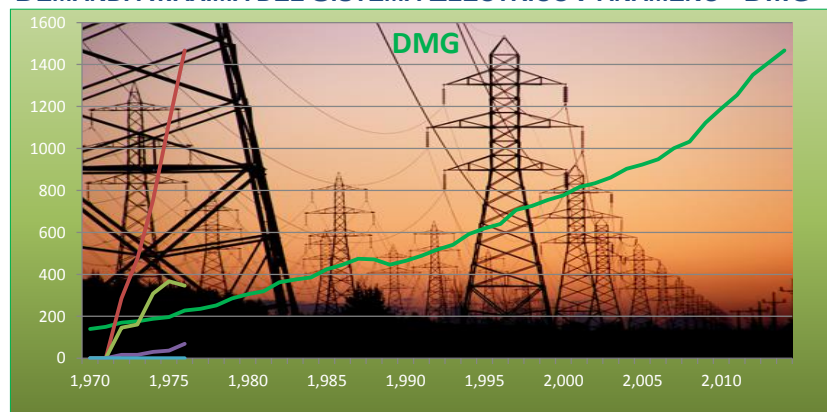


GRÁFICO 1. 17 - DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PANAMEÑO - DMG

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 tasa de 4%, aproximadamente 38 MW por año. Mientras que en los últimos cinco años 2010-2014, la demanda creció 5.4%

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

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 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 incentivarán 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 años 2009-2010.

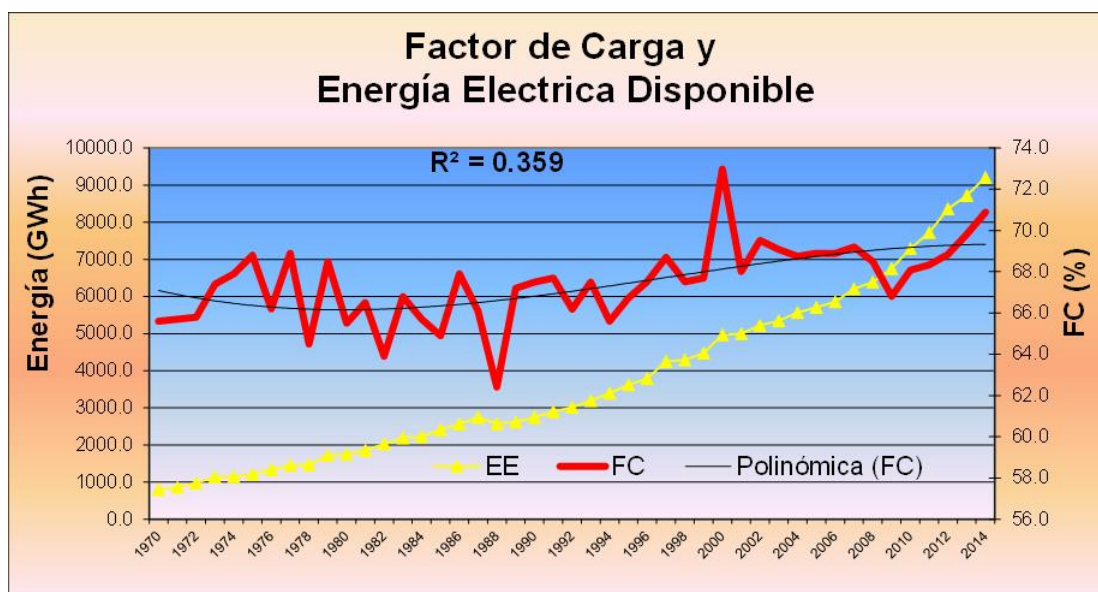


GRÁFICO 1. 18 - FACTOR DE CARGA Y ENERGÍA ELÉCTRICA DISPONIBLE

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.

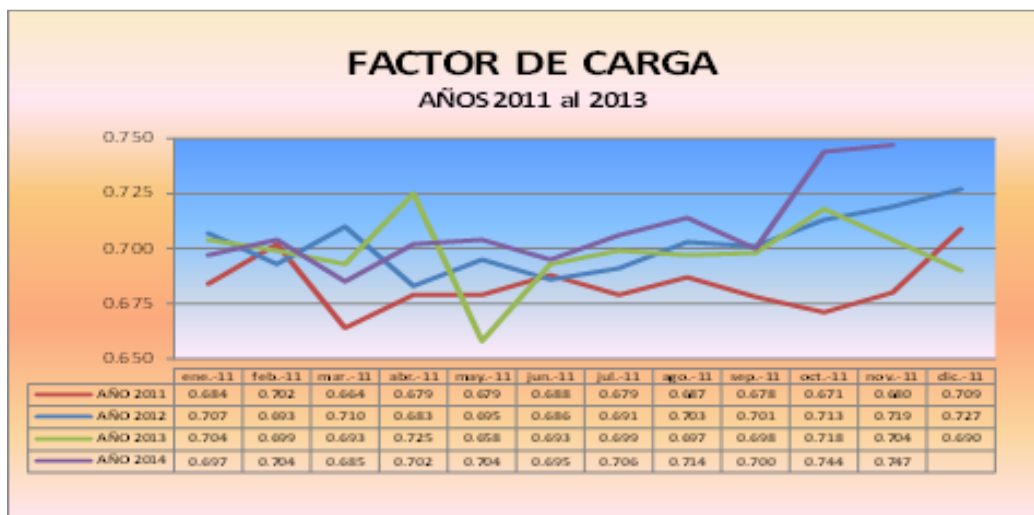


GRÁFICO 1. 19 - FACTOR DE CARGA

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:

$$\text{Pérdidas totales} = \text{Energía Eléctrica Disponible} - \text{Ventas Totales de Energía}$$

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).

$$\text{Pérdidas totales} = \text{Pérdidas en transmisión} + \text{Pérdidas de Distribución}$$

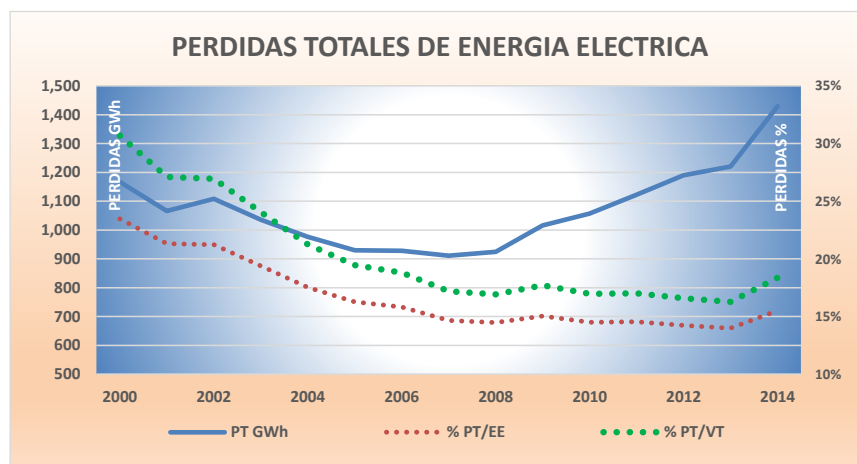


GRÁFICO 1. 20 - PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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.

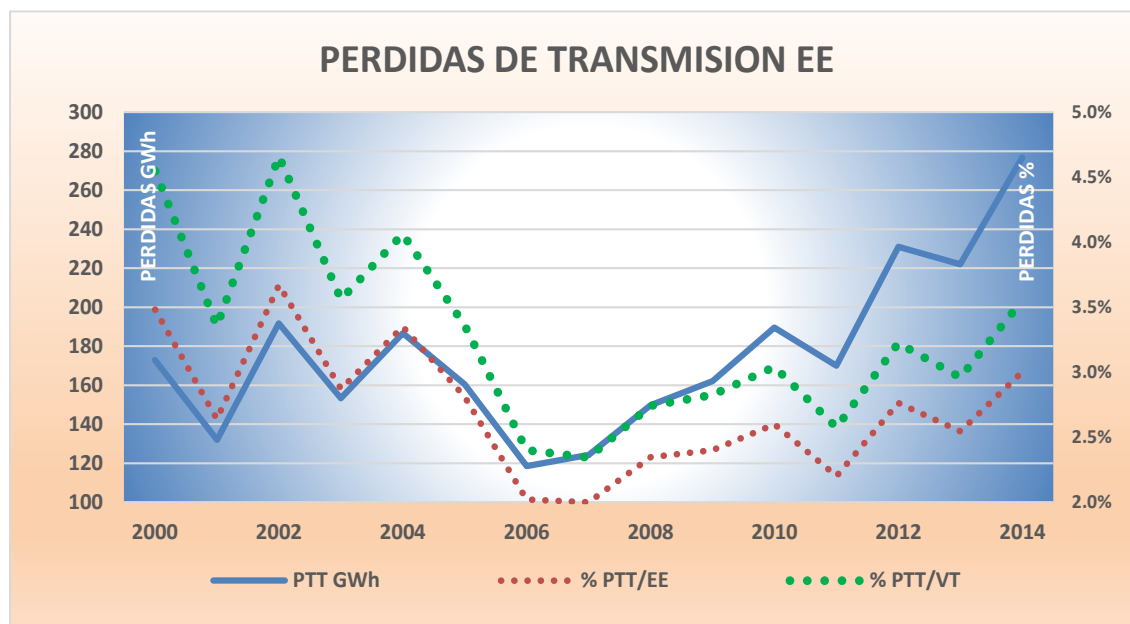


GRÁFICO 1. 21 - PERDIDAS DE TRANSMISIÓN EE

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 transporte 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.

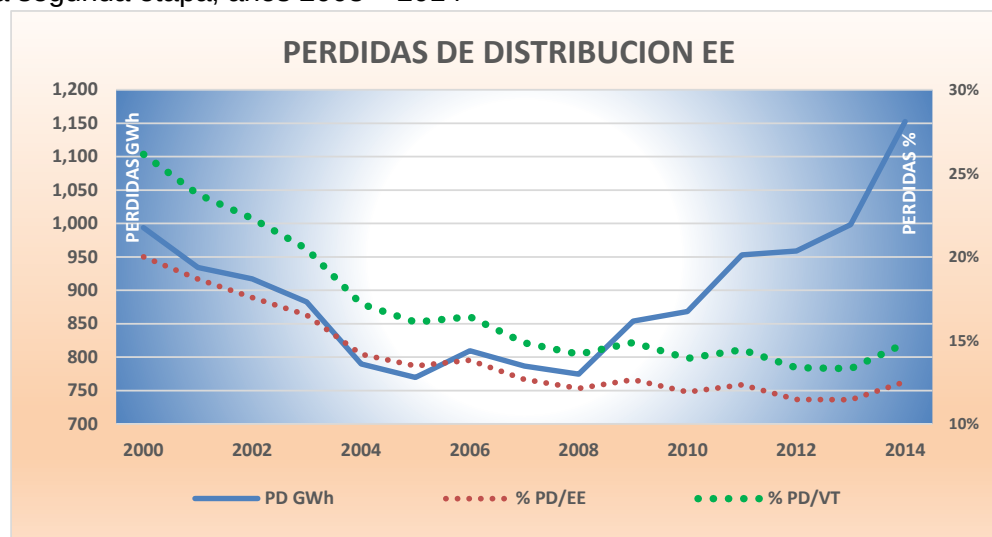


GRÁFICO 1. 22 - PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN EE

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

consecuente, se asume que las diferencias con los registros documentados, corresponden a las pérdidas 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 alcanzarán 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 pérdidas 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 esta 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 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%

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

al 6.9% de las ventas totales, al año 2029. Las pérdidas 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.

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.

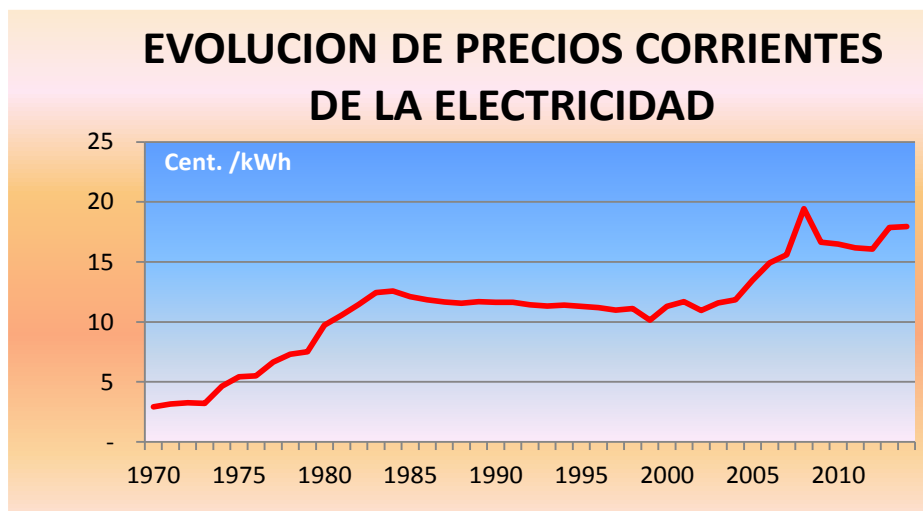


GRÁFICO 1. 23 - EVOLUCIÓN DE PRECIOS CORRIENTES DE LA ELECTRICIDAD

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 en estos dos años de 5.6%. Si se obvia el precio del año 2009 se tiene un precio promedio de la electricidad

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.

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.

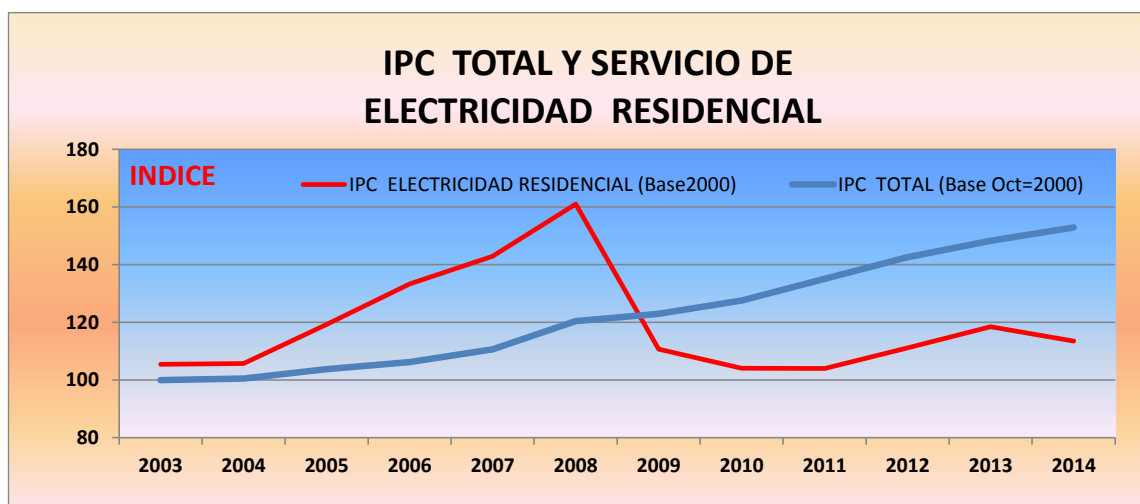


GRÁFICO 1. 24 - IPC TOTAL Y SERVICIO DE ELECTRICIDAD RESIDENCIAL

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 disfrutó 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.

⁵⁴Se 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 N° 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.

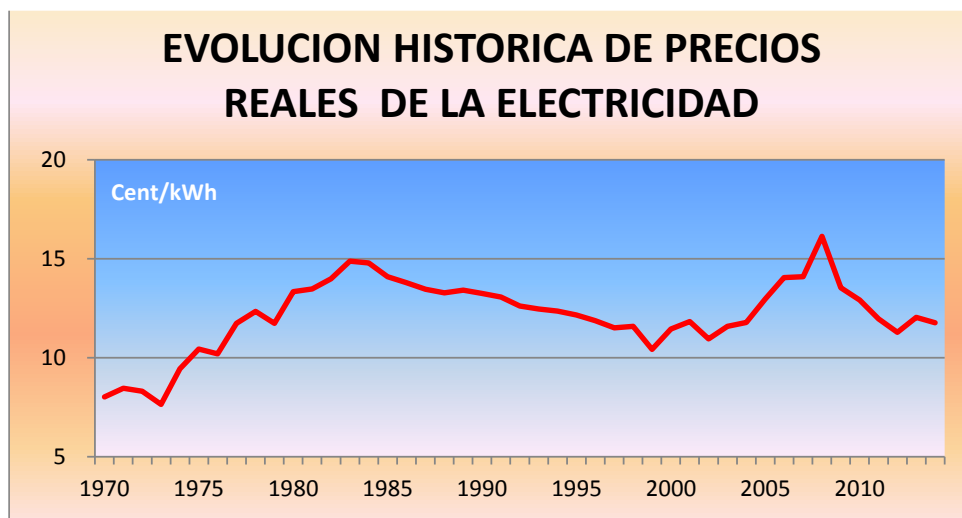


GRÁFICO 1. 25 - EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD

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 líquidas 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*”).

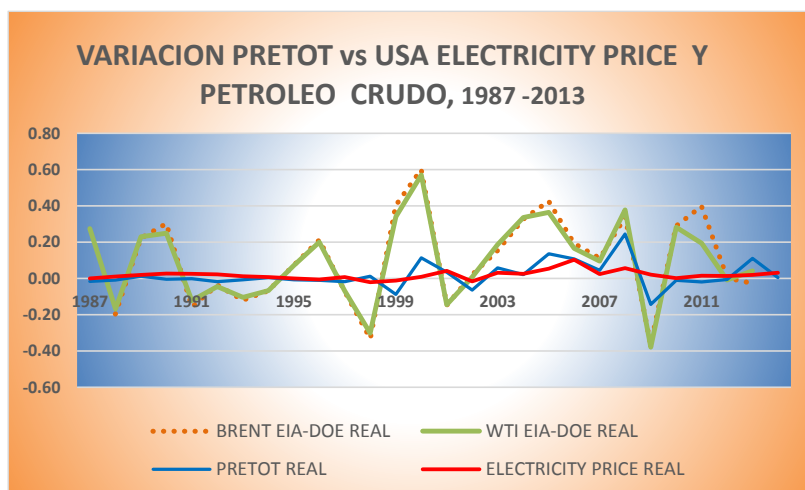


GRÁFICO 1. 26 - VARIACIÓN PRETOT VS ELECTRICITY PRICE Y PETRÓLEO CRUDO 1987-2013

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.

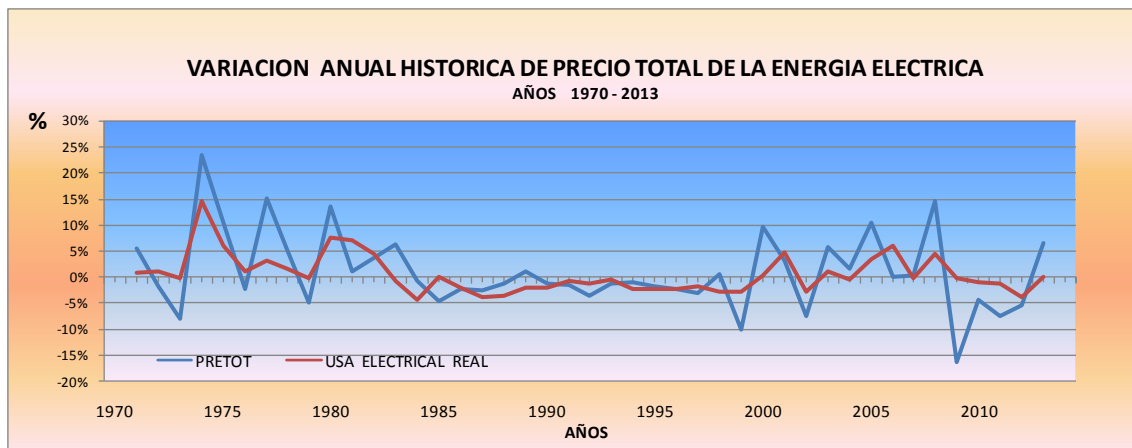


GRÁFICO 1. 27 - VARIACIÓN ANUAL HISTÓRICA DE PRECIO TOTAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

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

⁵⁹Ídem, 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

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA

ETESA dejó 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

⁶³En 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 incentivarán la explotación doméstica 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 del año 2014, a 45 dólares el barril, en enero del 2015

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

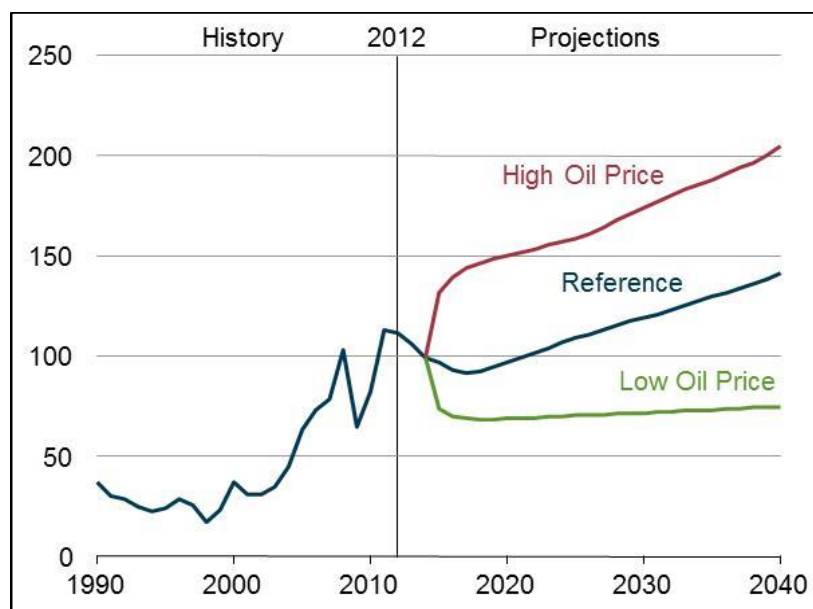


GRÁFICO 1. 28 - PERSPECTIVAS FUTURAS DEL CRUDO, BRENT DEL MAR DEL NORTE – EIA-AEO2014

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 \$/barril 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 desplomó 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 doméstico 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 estadounidense representó 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 lo 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

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

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 enviarán 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).

provincia era atendido por dos empresas: Bocas Fruit Company (BOFCO) y EDECHI S.A. – Petroterminales de Panamá. La primera atiende el distrito de

energéticos del EIA.

⁶⁶ STEO: Short Term Energy Outlook, Análisis de corto plazo de los elementos

Changuinola, y la segunda los distritos de Bocas del Toro y Chiriquí Grande.

Al no tener el área agregada de BOFCO, un agente específico 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 Pacífico. 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

⁶⁷BOFCO, 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.

⁶⁸Plan Indicativo de Demanda

⁶⁹Mediante 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 escenario 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.

⁷¹Consecuente 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, sería 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 de 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 Pacífica, 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 estatales 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. Projectados 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

la terminación del complejo, mucho menos de los requerimientos de energía eléctrica.

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

⁷⁴ A la fecha no existe un plan en firme sobre

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.

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 SISTEMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA En kWh

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							TOTAL
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	
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 Pronóstico 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 SANEAMIENTO 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 Pacífica 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 Secretaría 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 Secretaría 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

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 – Felipeillo 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 2003. 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.

⁸⁰Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en

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.

Inicialmente este plan en ejecución del servicio del Metro de la Ciudad 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 fase de la Línea 2 y la Línea 4 al año 2035,

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.

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	línea 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 conservador es representativo del consumo del Transporte Masivo par

⁸¹ Los ejecutivos del Metro de Panamá, mencionan el adelantamiento al año 2017 de la implementación de la Línea 2. Con respecto a a la fase 2 de Línea 2, queda

pendiente a los resultados de las primeras fases y estado financiero futuro de la economía nacional.

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 – Felipeillo, 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								
Año	POTENCIA (MW)							TOTAL
	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	Línea 2, F 1 Ext	Línea 2, F 2	Línea 2, F 2 Ext 2	Línea 3 F1	
	(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 Ciudad 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	Consumo Anual días Laborables	Consumo Anual días sabados	Consumo Anual días Domingo	Consumo Anual días de asueto	Consumo Anual	DEMANDA MAXIMA	Consumo Anual días Laborables	Consumo Anual días sabados	Consumo Anual días Domingo	Consumo Anual días de asueto	Consumo Anual
	MW	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MW	MWh	MWh	MWh	MWh	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, concluyó 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 incluyó 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 Tocumén 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 m² de construcción e incluirá nuevas áreas de migración y aduana, áreas de equipajes, salas de espera áreas comerciales y de 30 nuevas 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 Tócumén, 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 Tócumén, 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.

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 eléctrica⁹⁰. 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 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 explotaron 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

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 Colón.

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,

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).

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 sería 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 Cerrezuela, en el distrito de Río 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 Quantum(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

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

Proyecto

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

Accionistas First
Quantumminerals Corporation (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

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 Quantum 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 transmisión 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.

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. Obligar 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 eléctrica 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	PESIMISTA
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.

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%
FACTOR 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. Revisión Boletín 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 opción	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 <u>declinante al total del PIB.</u>	1.76%	4.76%	5.17%	4.84%
BLOQUE	Demanda consolidada Esc Optimista por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos 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%
FACTOR 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 Macroeconomic 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 Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos 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%
FACTOR 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 reducción 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 Proyección 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

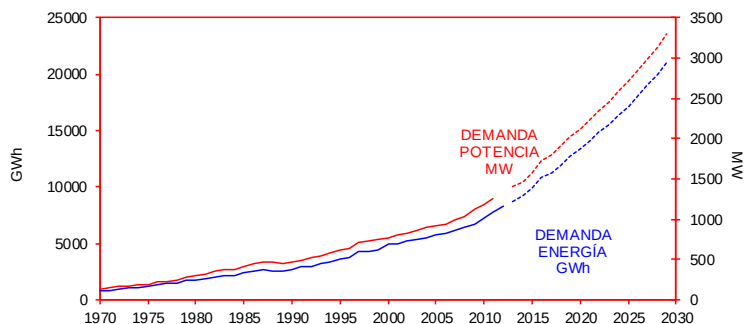


TABLA 1. 43 - ESCENARIO MEDIO O MODERADO

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



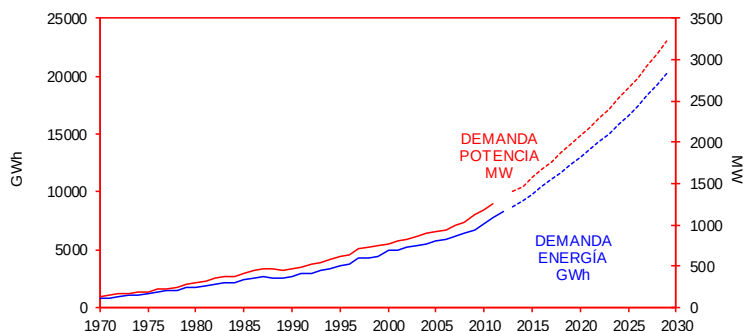
ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9	8.3		
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6	4.3		
1990-1999	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	91.4	801.7		199.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	199.3	7.0
1972	300.8	275.2	114.7	104.1	16.7	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	16.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1129.9	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	1148.0	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	1214.3	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	1348.7	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	1450.3	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	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	15.0	243.1	1724.0	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	1756.5	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	1863.5	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	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	254.9	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	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	2225.9	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	2412.9	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	2565.7	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	2748.3	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	2579.9	-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	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	617.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	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	2896.6	5.5	489.5	5.2
1992	736.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	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	3199.1	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	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1181.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.8	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2178.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	650.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.9	1001.4	5.6
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6366.4	2.9	1032.3	3.1
2009	1801.9	2482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1055.8	6753.7	5.8	1122.0	8.7
2010	1974.0	2651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1057.6	7290.3	7.9	1180.4	6.1
2011	2084.1	2879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1122.9	7722.5	5.9	1254.5	5.4
2012	2248.0	3177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1189.7	8359.8	8.3	1351.3	7.7
2013	2380.0	3326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1220.4	8722.1	4.3	1408.9	4.3
2014	2520.6	3432.3	702.9	860.3	168.4	6.3	87.2	4.0	1429.3	9211.3	5.6	1467.5	4.2
2015	2631.6	3682.9	726.5	899.3	177.7	5.8	249.5	3.0	1530.4	9906.5	7.5	1582.8	7.9
2016	2744.8	3948.9	758.5	939.3	184.3	7.6	574.3	3.3	1678.4	10839.4	9.4	1733.8	9.5
2017	2860.2	4233.0	809.9	982.2	195.2	8.0	333.0	3.5	1853.5	11278.5	4.1	1801.3	3.9
2018	2977.8	4538.7	859.1	1027.4	206.5	8.5	326.9	3.7	2042.7	11991.2	6.3	1912.2	6.2
2019	3097.6	4866.0	906.7	1074.8	218.4	9.0	397.7	3.9	2118.1	12692.2	5.8	2021.0	5.7
2020	3219.5	5205.7	955.3	1122.5	230.7	9.5	430.9	4.1	2194.5	13372.8	5.4	2126.1	5.2
2021	3343.4	5568.3	1006.0	1172.5	243.6	10.0	473.5	4.4	2262.9	14084.6	5.3	2235.9	5.2
2022	3469.4	5952.7	1059.4	1225.0	257.1	10.6	483.1	4.6	2350.7	14812.7	5.2	2348.0	5.0
2023	3597.3	6363.1	1114.5	1280.1	271.4	11.2	495.6	4.9	2442.8	15580.7	5.2	2466.0	5.0
2024	3727.1	6798.8	1172.5	1338.0	286.3	11.8	501.9	5.1	2526.1	16367.7	5.1	2586.7	4.9
2025	3858.8	7263.4	1232.0	1399.7	302.1	12.4	510.8	5.4	2625.5	17210.1	5.1	2715.7	5.0
2026	3992.4	7758.0	1296.3	1464.7	318.7	13.1	519.5	5.7	2701.3	18069.8	5.0	2847.1	4.8
2027	4127.7	8282.0	1362.7	1533.6	336.2	13.8	528.5	6.0	2809.2	18999.7	5.1	2989.1	5.0
2028	4264.8	8839.2	1432.0	1605.8	354.5	14.6	537.7	6.4	2922.4	19977.5	5.1	3138.2	5.0
2029	4403.6	9430.4	1504.0	1682.0	373.8	15.4	547.0	6.7	3041.1	21004.1	5.1	3294.5	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



ANO	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	115	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	14.75	-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	801.7		19.5	
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	19.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	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	1148.0	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	1214.3	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	1348.7	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	1450.3	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	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	15.0	243.1	1724.0	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	1756.5	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	1863.5	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	2030.5	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	2193.5	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	2225.9	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	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	15.3	520.6	2565.7	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	2748.3	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	2579.9	-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	2624.7	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	2746.1	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	2896.6	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	3011.6	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	3199.1	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	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1181.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.8	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	336.4	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	976.4	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2179.3	343.5	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	929.9	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	656.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.9	1001.4	5.6
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	924.3	6386.4	2.9	1032.3	3.1
2009	1801.9	2482.5	562.0	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	1015.8	6753.7	5.8	1122.0	8.7
2010	1974.0	2651.2	642.9	750.4	131.7	4.6	75.1	2.7	1057.6	7290.3	7.9	1190.4	6.1
2011	2084.1	2879.4	653.0	768.6	136.1	4.7	71.0	2.7	1122.9	7722.5	5.9	1254.5	5.4
2012	2248.0	3177.9	689.1	822.4	146.9	5.1	78.1	2.7	1189.7	8359.8	8.3	1351.3	7.7
2013	2380.0	3326.4	705.7	834.0	164.3	5.1	83.5	2.8	1220.4	8722.1	4.3	1408.9	4.3
2014	2520.6	3432.3	702.9	860.3	168.4	6.3	87.2	4.0	1429.3	9211.3	5.6	1467.5	4.2
2015	2630.5	3671.9	724.4	895.9	177.3	5.8	215.7	3.0	1524.5	9849.0	6.9	1573.6	7.2
2016	2742.7	3931.3	752.5	934.6	155.3	5.0	240.3	3.0	1667.1	10431.8	5.9	1668.6	6.0
2017	2857.0	4209.1	793.9	975.6	164.1	5.3	242.2	3.1	1834.9	11085.2	6.3	1772.7	6.2
2018	2973.4	4504.4	832.1	1018.2	173.3	5.5	315.9	3.3	1886.2	11712.2	5.7	1872.6	5.6
2019	3092.0	4819.2	871.6	1062.7	182.9	5.8	380.9	3.5	1953.7	12372.3	5.6	1977.7	5.6
2020	3212.5	5152.0	912.4	1108.6	192.9	6.0	401.0	3.7	2023.8	13012.9	5.2	2079.6	5.2
2021	3335.1	5504.0	953.8	1155.9	203.4	6.3	412.9	3.9	2074.2	13649.4	4.9	2180.9	4.9
2022	3459.6	5878.2	997.7	1205.3	214.4	6.5	421.1	4.1	2143.8	14330.8	5.0	2289.3	5.0
2023	3586.1	6275.0	1042.0	1256.8	225.9	6.8	456.4	4.3	2216.6	15070.0	5.2	2406.8	5.1
2024	3714.3	6695.0	1086.6	1310.8	237.9	7.1	468.1	4.6	2301.5	15825.8	5.0	2527.0	5.0
2025	3844.4	7142.7	1130.5	1367.9	250.5	7.4	476.9	4.8	2402.6	16627.6	5.1	2654.4	5.0
2026	3976.3	7618.8	1182.4	1428.2	263.9	7.7	485.4	5.1	2480.9	17448.6	4.9	2784.9	4.9
2027	4109.8	8124.9	1234.0	1492.0	277.9	8.1	494.1	5.3	2590.5	18336.6	5.1	2926.0	5.1
2028	4245.1	8663.2	1287.5	1559.5	292.7	8.4	503.0	5.6	2705.1	19269.9	5.1	3074.3	5.1
2029	4382.0	9233.9	1342.4	1630.4	308.2	8.8	512.0	5.9	2824.4	20247.9	5.1	3229.6	5.1

TABLA 1. 45 - ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

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.

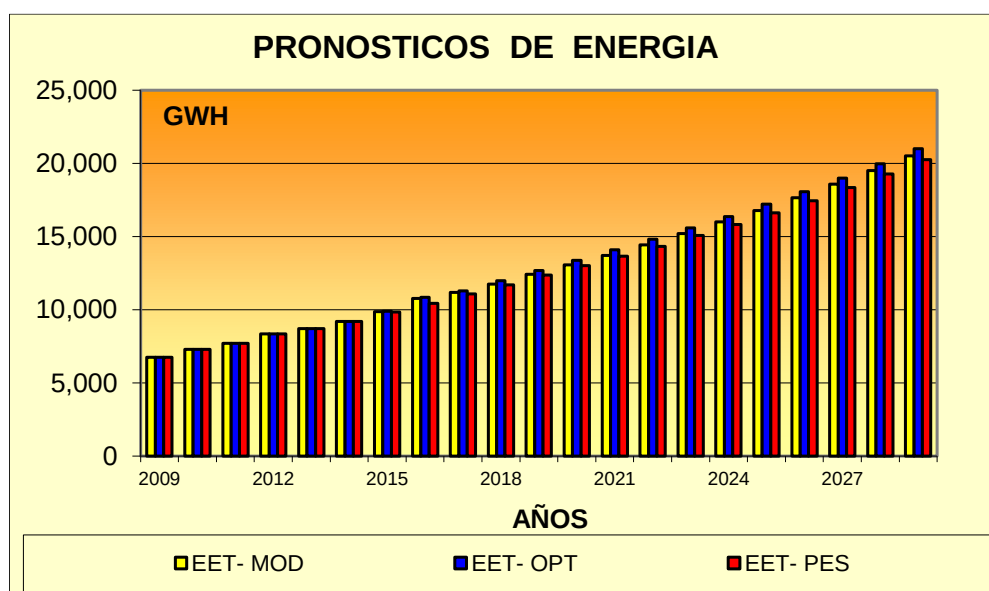


GRÁFICO 1. 29 - PRONOSTICO DE ENERGÍA

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 dispares 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 simultánea 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 fértil, para la declinación y/o paralización práctica 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.

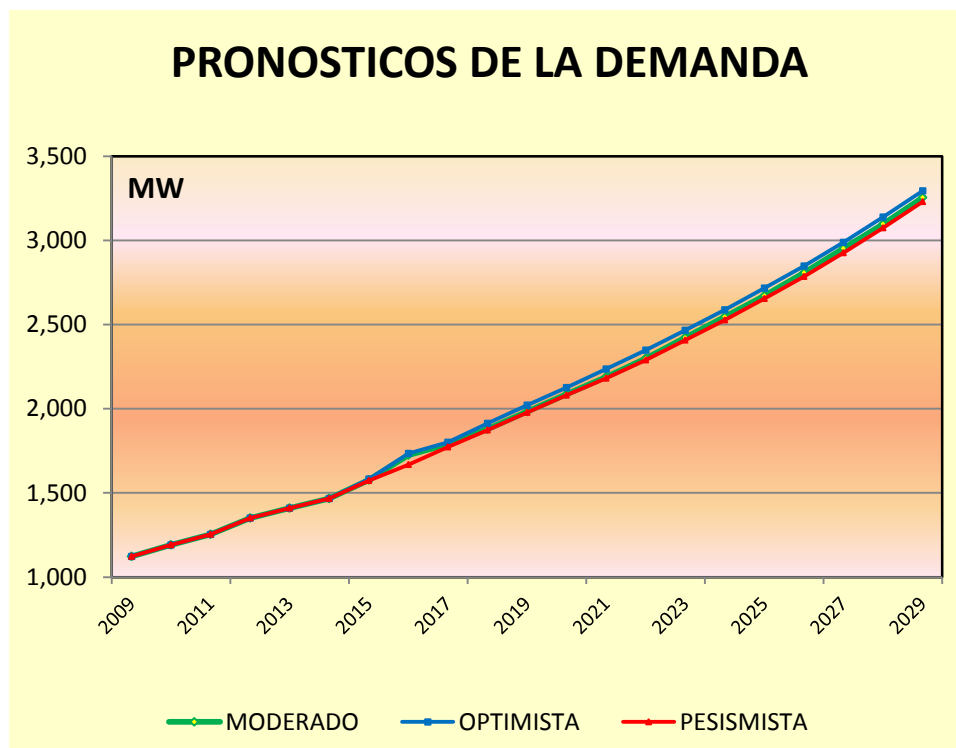


GRÁFICO 1. 30 - PRONÓSTICOS DE DEMANDA

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 Transistmica 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 leve 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 2004-2008, gracias a las mejoras continuas 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 conllevó 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

de Pérdidas de Energía Eléctrica.

⁹⁹ Este tema es comentado en el punto 1.4.2,

infiere que la modernización del equipamiento familiar, cada vez más eficientes, aunado a inkomodos 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

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

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.

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.

demanda de potencia y el consumo de energía eléctrica de cada uno de los Participantes Consumidores.

¹⁰⁰ Informe Indicativo de Demandas 2015-2035, de Diciembre 2014. Este informe contiene los detalles mensuales de las proyecciones de

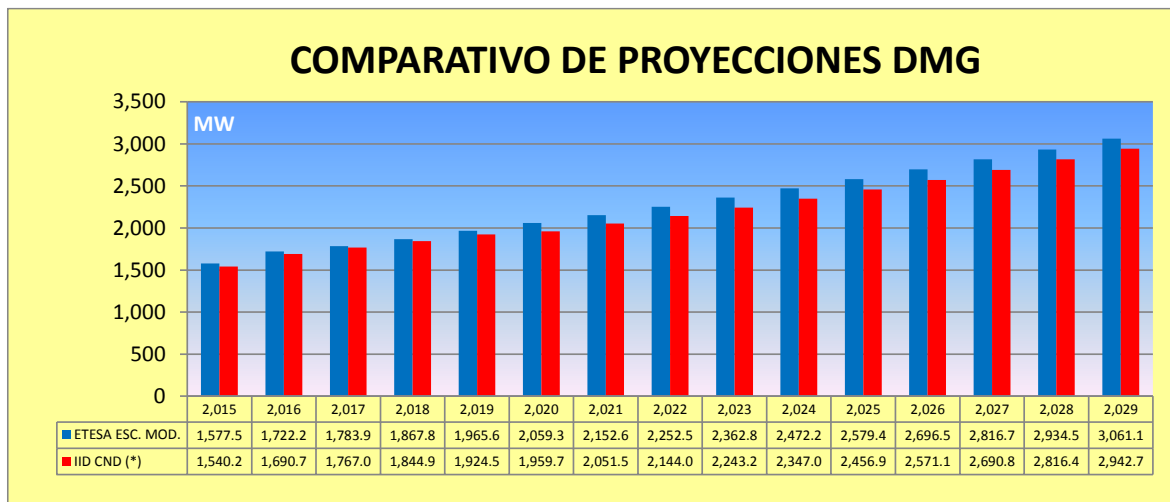


GRÁFICO 1. 31 - COMPARATIVO DE PROYECCIONES DMG

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.

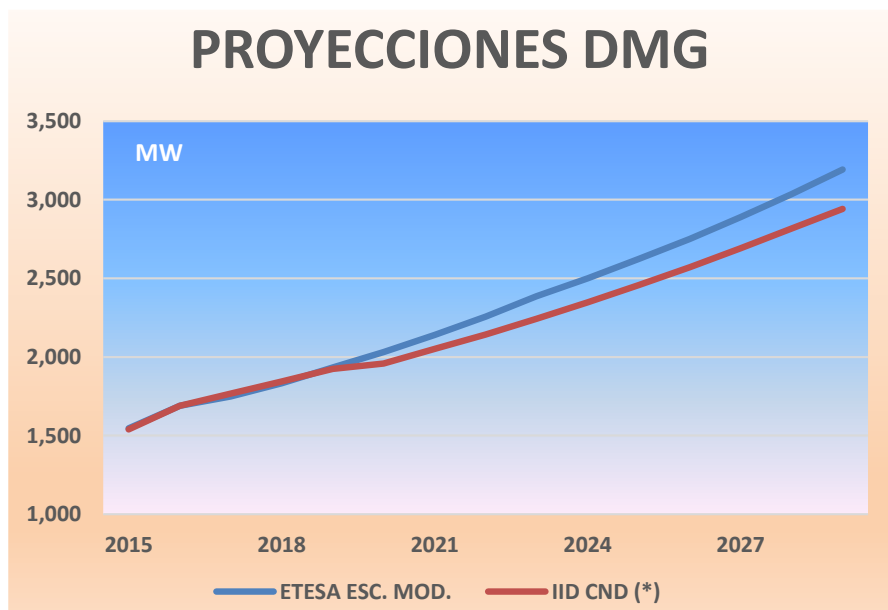


GRÁFICO 1. 32 - PROYECCIONES DMG

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%.

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 esquitos, 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 específica 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.

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

CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras

EDEMET

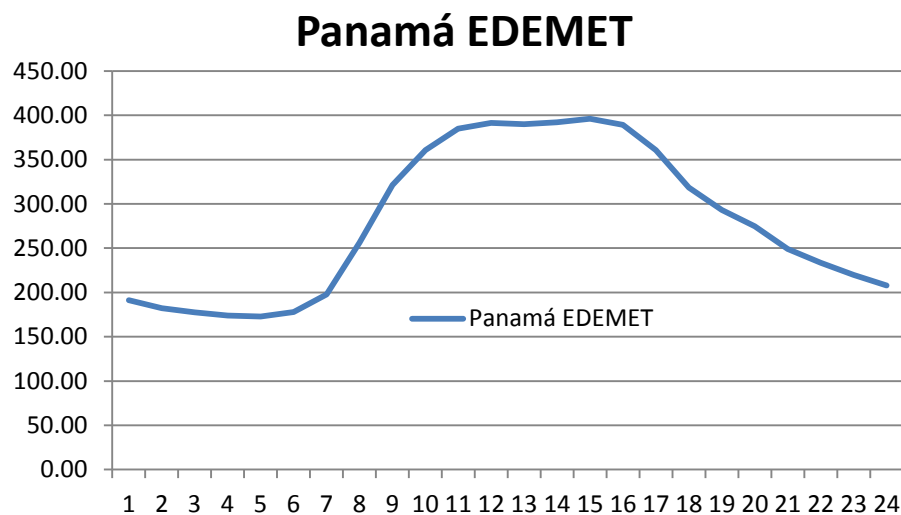


GRÁFICO 1. 33 - CURVA TÍPICA DE CARGA EDEMET - PANAMÁ

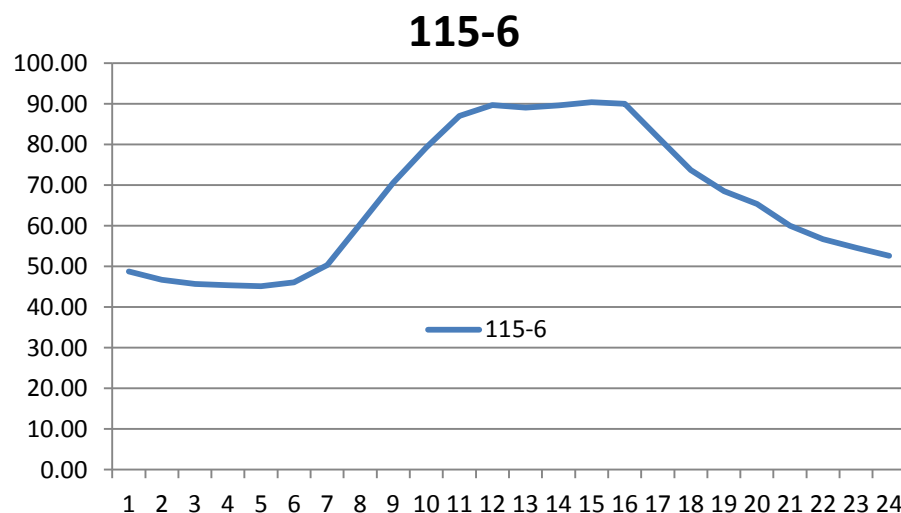


GRÁFICO 1. 34 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-6

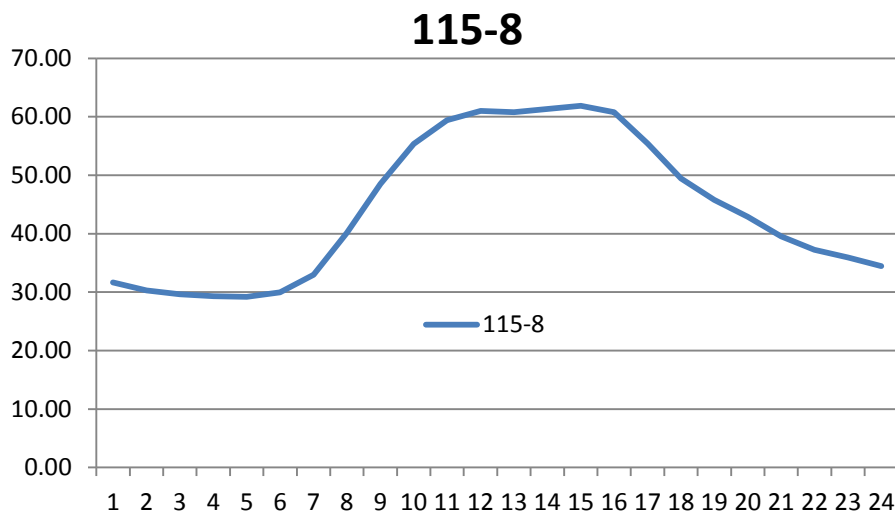


GRÁFICO 1. 35 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-8

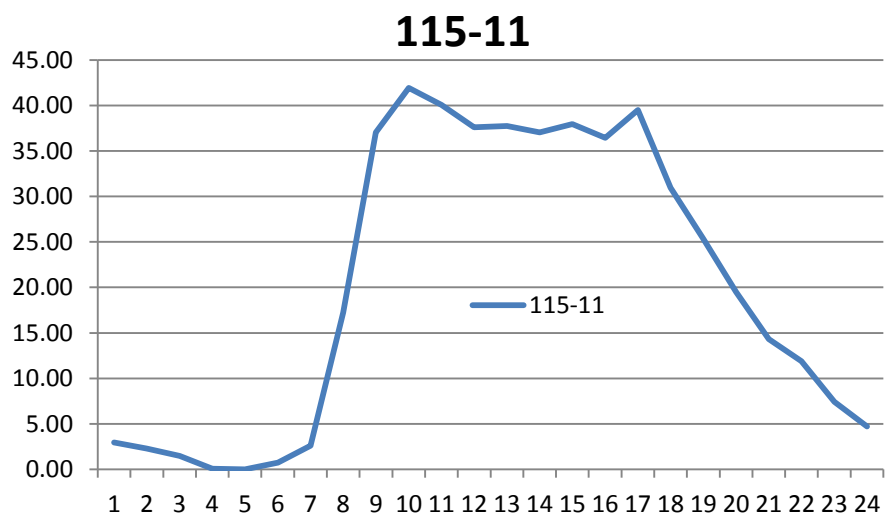


GRÁFICO 1. 36 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-11

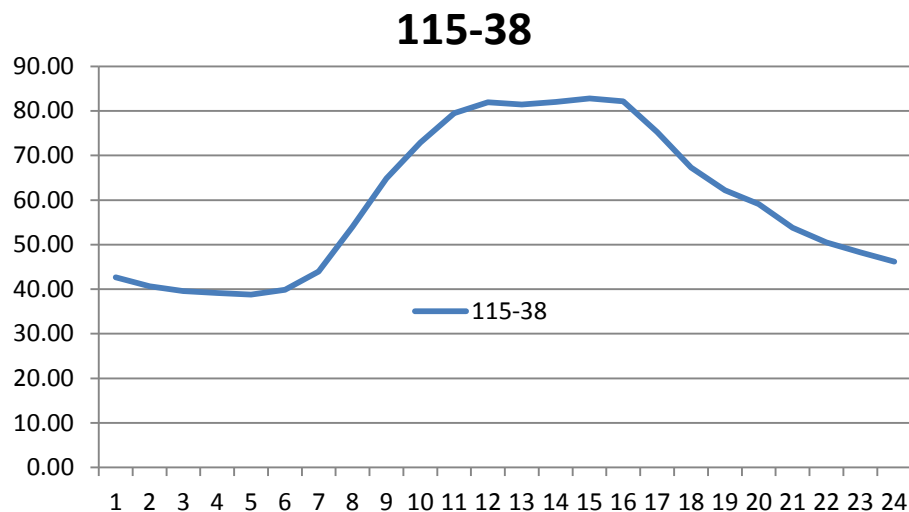


GRÁFICO 1. 37 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-38

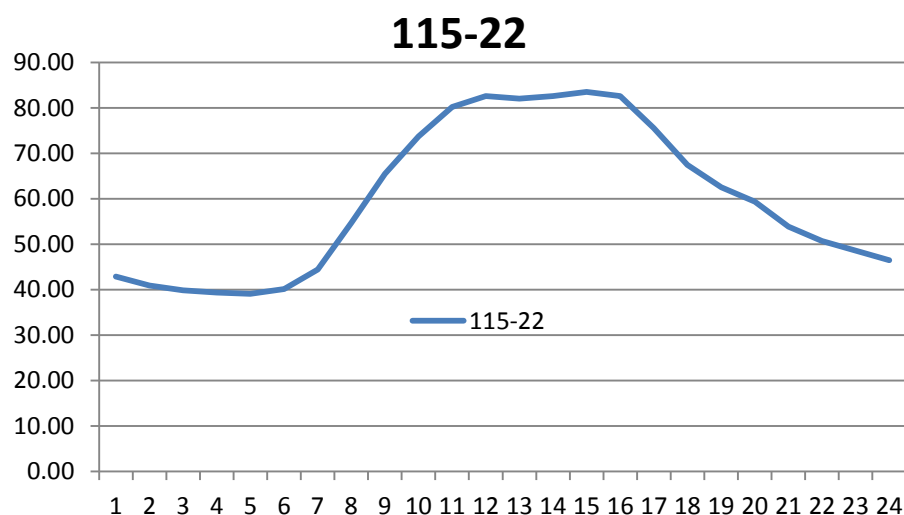


GRÁFICO 1. 38 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-32

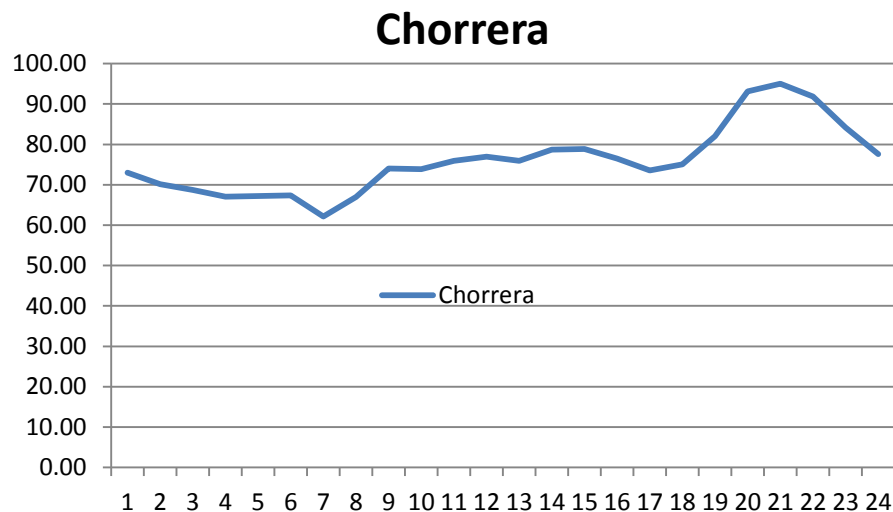


GRÁFICO 1. 39 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHORRERA

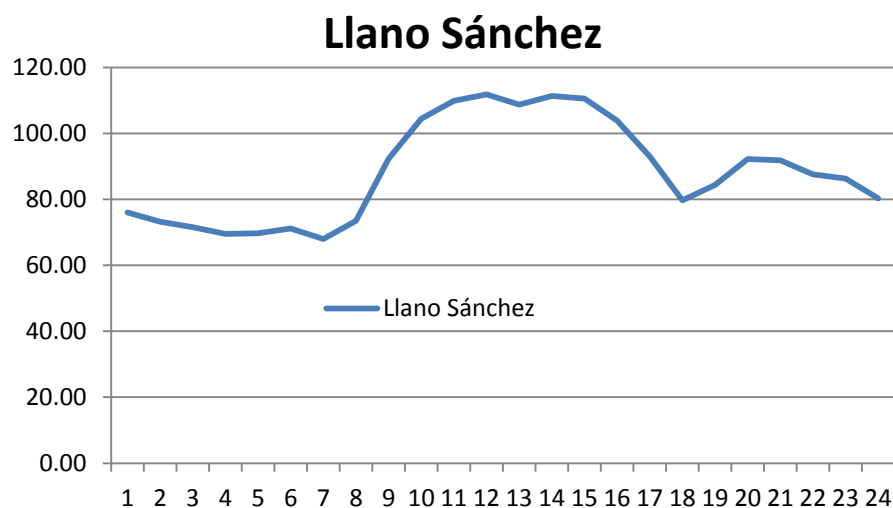


GRÁFICO 1. 40 - CURVA TÍPICA DE CARGA LLANO SÁNCHEZ

EDECHI

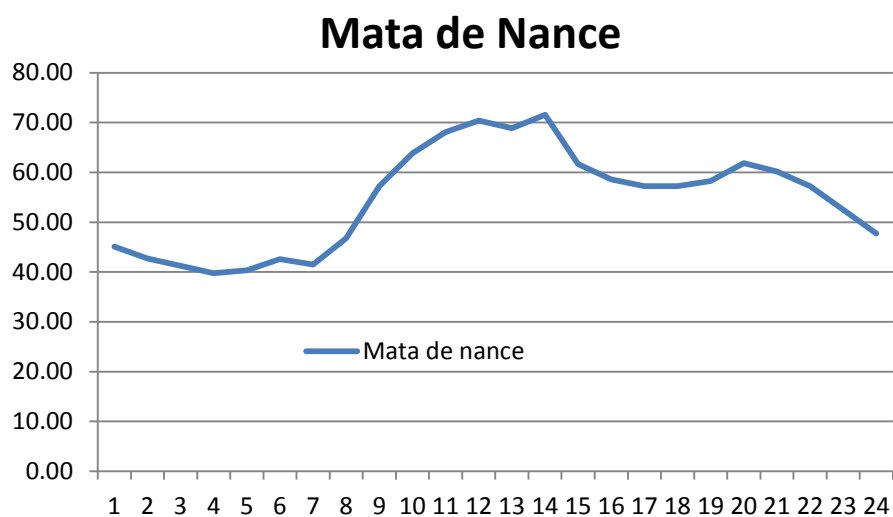


GRÁFICO 1. 41 - CURVA TÍPICA DE CARGA MATA DE NANCE

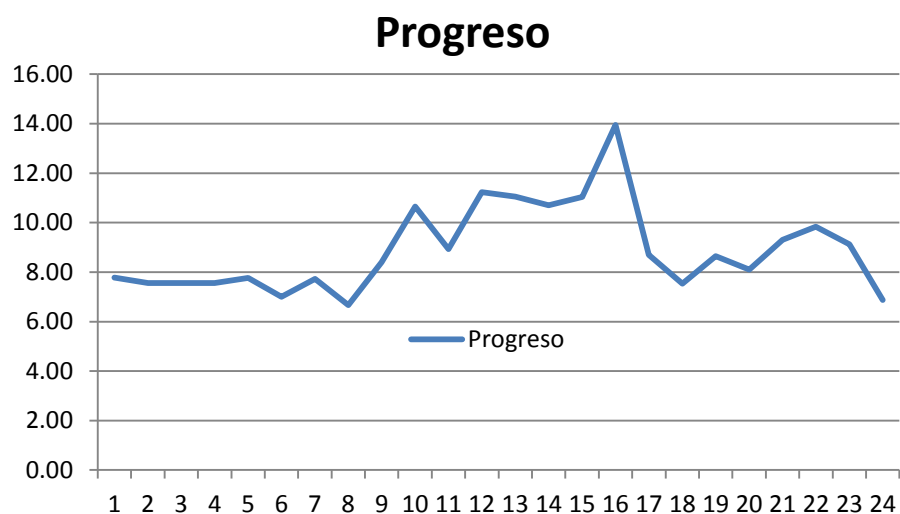


GRÁFICO 1. 42 - CURVA TÍPICA DE CARGA PROGRESO

ENSA

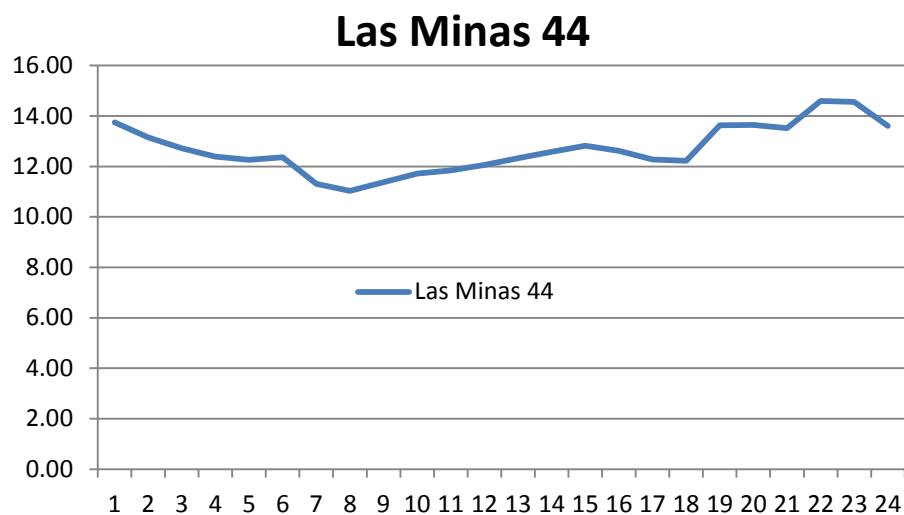


GRÁFICO 1. 43 - CURVA TÍPICA DE CARGA LAS MINAS 44

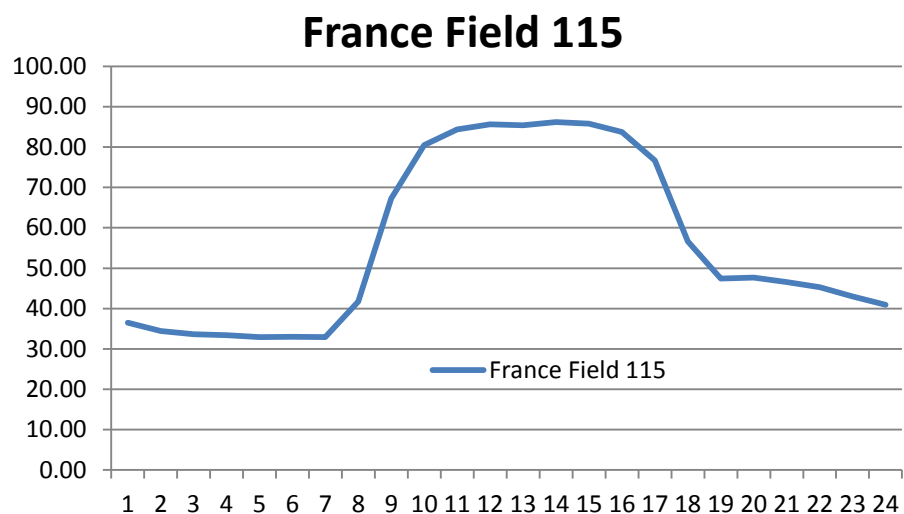


GRÁFICO 1. 44 - CURVA TÍPICA DE CARGA FRANCE FIELD 115

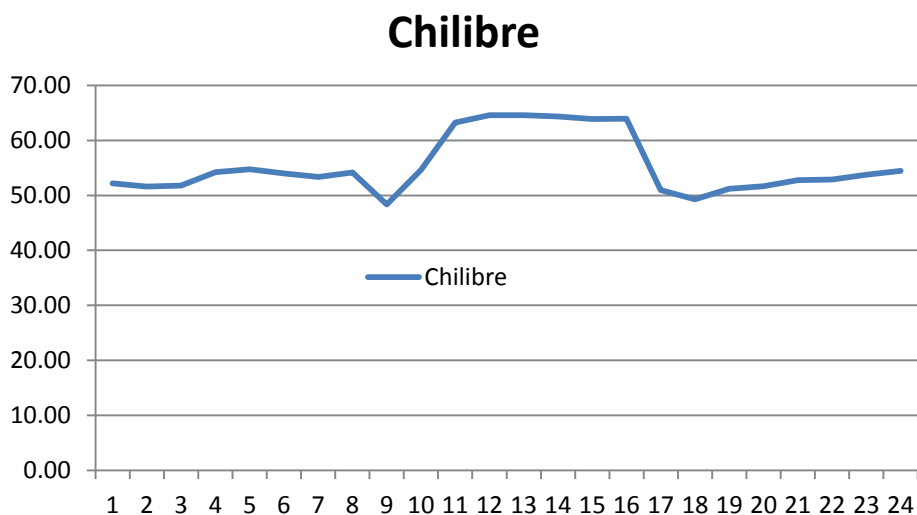


GRÁFICO 1. 45 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHILIBRE

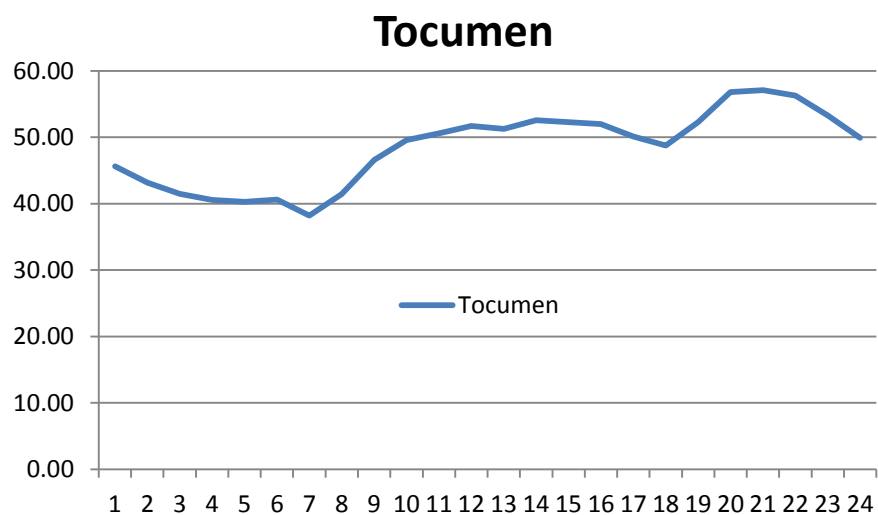


GRÁFICO 1. 46 - CURVA TÍPICA DE CARGA TOCUMEN

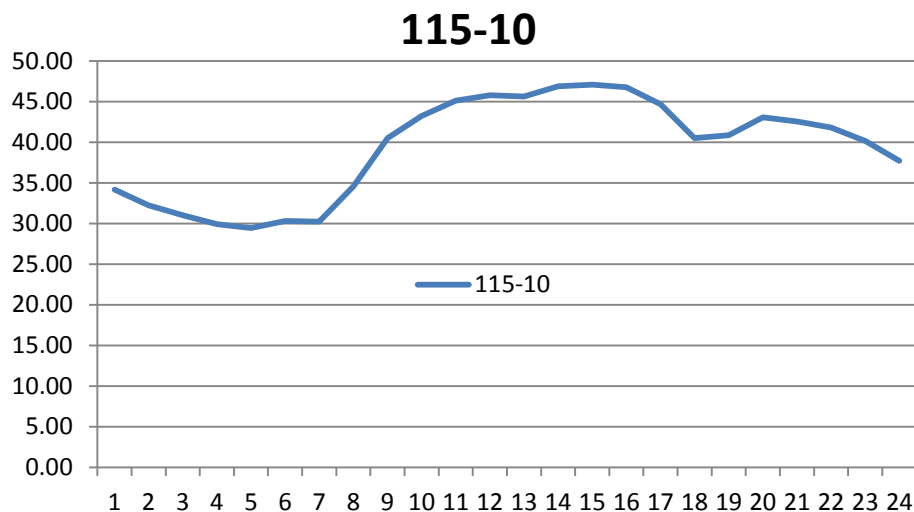


GRÁFICO 1. 47 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-10

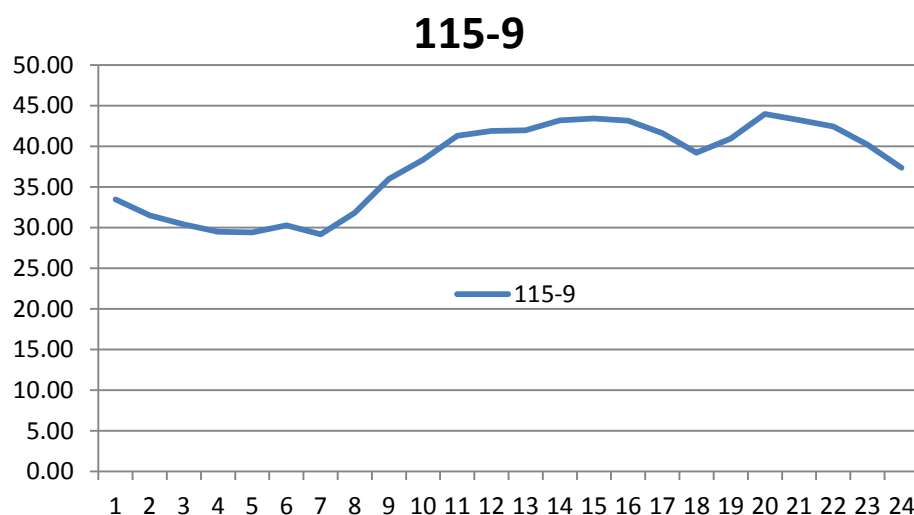


GRÁFICO 1. 48 - CURVA TÍPICA DE CARGA LÍNEA 115-9

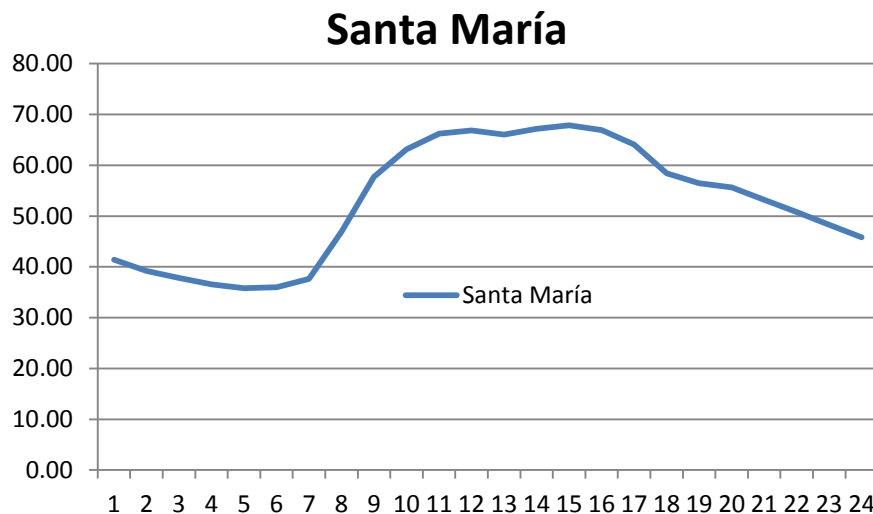


GRÁFICO 1. 49 - CURVA TÍPICA DE CARGA SANTA MARÍA

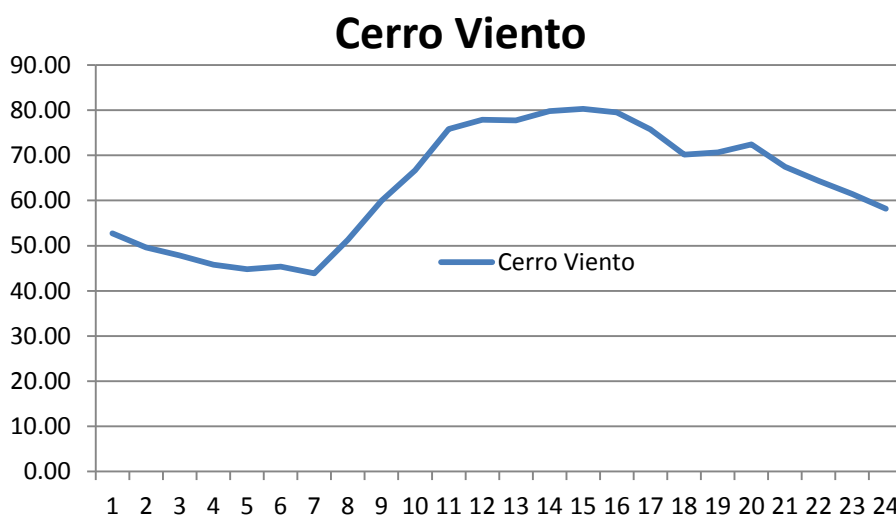


GRÁFICO 1. 50 - CURVA TÍPICA DE CARGA CERRO VIENTO

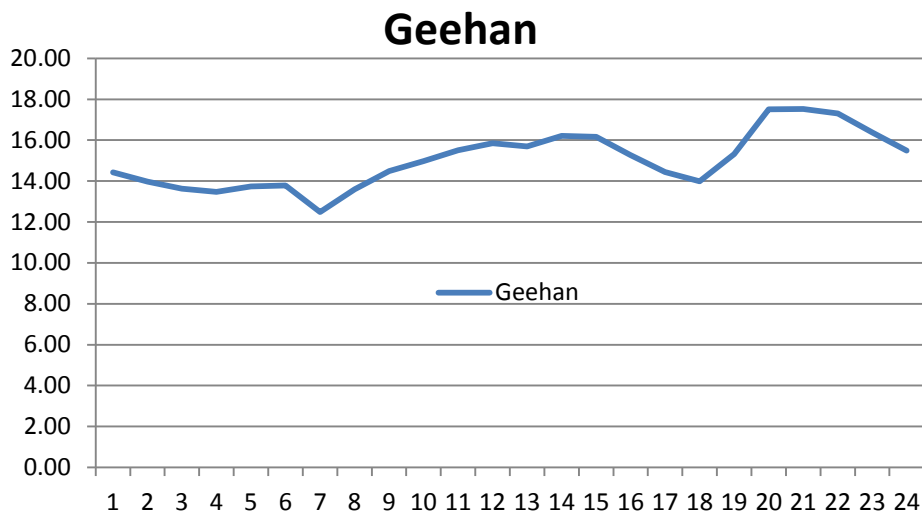


GRÁFICO 1. 51 - CURVA TÍPICA DE CARGA GEEHAN

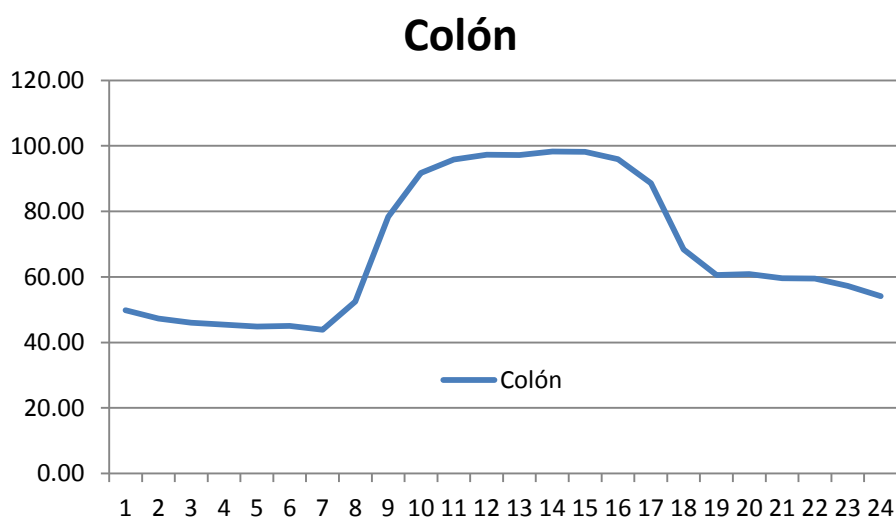


GRÁFICO 1. 52 - CURVA TÍPICA DE CARGA COLÓN

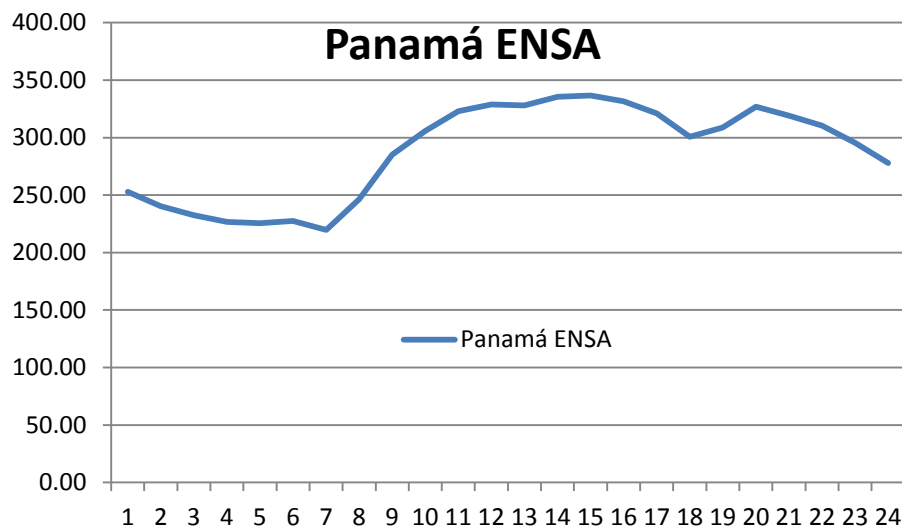


GRÁFICO 1. 53 - CURVA TÍPICA DE CARGA ENSA - PANAMÁ

CHANGUINOLA

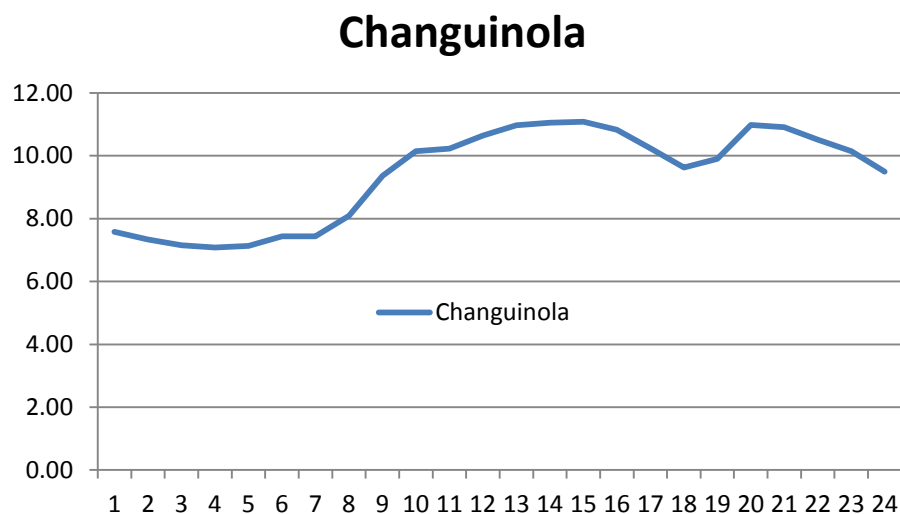


GRÁFICO 1. 54 - CURVA TÍPICA DE CARGA CHANGUINOLA

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 2013. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores¹⁰², 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 DME-078-14 del 19 de febrero de 2014 y DME-104-14 del 6 de marzo de 2014; Gas Natural Fenosa: nota CM-165-2014 (EDEMET y EDECHI) del 19 de febrero de 2014.

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2014-2028 (MW)															
PRONÓSTICO MEDIO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TOTAL GENERACIÓN	1,533.16	1,645.95	1,759.55	1,883.33	1,991.82	2,100.80	2,213.42	2,338.45	2,473.85	2,610.91	2,739.03	2,874.36	3,010.41	3,157.09	3,309.92
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	64.70	67.40	108.90	101.00	110.90	110.90	110.90	126.80	126.80	126.80	126.80	126.80	126.80	126.80	126.80
% DE PÉRDIDAS	4.22%	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)	1,468.46	1,578.55	1,650.65	1,782.33	1,880.92	1,989.90	2,102.52	2,211.65	2,347.05	2,484.11	2,612.23	2,747.56	2,883.61	3,030.29	3,183.12
DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)															
ENSA	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Tocumen (Incluye Vipasa)	54.62	56.84	58.49	61.84	70.88	74.11	78.88	83.40	90.05	97.80	79.95	86.40	90.99	94.65	98.89
Cerro Viento	69.87	71.98	72.29	74.90	75.22	75.25	76.23	76.73	74.60	75.59	75.81	76.28	76.99	77.88	78.93
Santa María	79.13	83.82	86.45	90.81	93.56	95.06	97.39	99.54	102.41	104.86	106.04	107.42	109.17	111.13	113.32
Monte Oscuro	76.19	81.65	82.65	86.04	87.03	53.65	54.62	55.24	56.24	57.25	57.68	58.30	59.10	60.04	61.11
Tinajitas	47.61	53.47	55.96	60.21	62.90	65.60	69.48	73.97	75.33	80.69	63.60	65.55	66.82	68.24	69.82
Geehan	12.43	13.89	14.51	15.61	15.85	16.02	16.37	16.95	17.64	18.35	18.53	18.77	19.07	19.42	19.81
Chilibre (Incluye el IDAAN)	34.11	34.45	34.21	35.13	35.25	35.23	35.66	35.86	36.31	36.76	36.83	37.03	37.35	37.75	38.23
Calzada Larga	5.66	6.00	6.24	6.69	6.99	7.27	7.63	7.95	8.32	8.70	5.24	5.42	5.63	5.84	6.07
France Field	68.19	83.36	85.39	89.50	90.74	91.62	93.66	95.10	83.97	85.71	86.65	87.86	89.39	90.93	92.14
Bahía Las Minas	15.25	16.30	17.12	17.95	19.17	20.06	20.54	20.92	21.41	21.81	21.98	22.22	22.53	22.89	23.30
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH) ¹	34.84	37.15	38.69	41.57	43.52	45.14	47.33	49.12	51.27	53.75	55.10	56.62	58.32	60.17	62.16
Nueva S/E Llano Bonito	30.66	34.85	42.80	52.02	57.28	62.27	68.02	75.27	85.17	90.98	95.78	100.35	103.31	106.31	109.47
Nueva S/E 24 de Diciembre	26.64	28.39	29.36	30.95	31.86	32.75	34.17	35.92	38.22	40.94	45.22	47.49	49.49	51.50	52.77
Nueva S/E Gonzalillo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31.20	40.78	45.39	49.24	52.53
Nueva S/E Costa del Este	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56.60	57.17	57.38	57.98	58.59	58.59	58.80	59.18	59.71	60.35
Nueva S/E Brisas del Golf	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.89	10.85	12.86	13.80	14.60	15.37	15.76
Nueva S/E Cativá	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.24	13.56	13.75	13.98	14.25	14.56	14.90
Nueva S/E Don Bosco	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.32	29.84	32.68	35.29	36.28

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

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

EDEMET	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Llano Sánchez 115 KV	134.17	143.88	151.82	166.20	177.43	187.86	201.40	214.68	229.91	246.15	261.04	276.73	293.79	312.61	332.57
Llano Sánchez 34.5 KV	12.97	13.91	14.68	16.07	17.16	18.16	19.47	20.76	22.23	23.80	25.24	26.76	28.41	30.22	32.15
El Higo	26.45	28.36	29.93	32.76	34.98	37.03	39.70	42.32	45.32	48.52	51.46	54.55	57.91	61.62	65.56
Chorrera	101.78	109.14	76.03	84.15	90.73	96.78	104.51	112.22	120.93	130.25	138.99	148.01	157.72	168.45	179.70
San Francisco	101.86	109.51	109.46	120.40	129.09	137.13	147.52	157.73	169.40	181.86	193.44	205.48	218.56	233.00	248.30
Locería	115.59	124.28	118.88	130.92	140.51	149.38	160.82	172.09	184.94	198.68	211.47	224.74	239.14	255.04	271.87
Marañón	96.52	103.77	97.65	107.59	115.52	122.85	132.30	141.61	152.22	163.57	174.14	185.10	196.99	210.13	224.02
Centro Bancario	93.31	100.32	99.95	109.94	117.89	125.23	134.73	144.07	154.73	166.12	176.70	187.71	199.66	212.86	226.84
Nueva S/E Bella Vista	0.00	0.00	27.40	29.34	30.70	32.00	33.78	35.44	37.42	39.52	41.31	43.33	45.59	48.07	50.79
Nueva S/E Burunga (Arraiján)	0.00	0.00	39.14	41.91	43.86	45.72	48.26	50.62	53.46	56.46	59.02	61.90	65.13	68.68	72.56
Nueva S/E La Floresta (Clayton)	0.00	0.00	9.98	10.64	11.09	11.51	12.09	12.65	13.31	14.01	14.57	15.24	15.97	16.78	17.63

EDEMET (SERVICIO B)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Miraflores	23.25	24.44	25.23	26.91	28.04	29.12	30.59	32.00	33.67	35.43	36.85	38.55	40.40	42.43	44.59
Balboa	17.03	17.90	18.48	19.71	20.54	21.33	22.41	23.44	24.67	25.95	26.99	28.24	29.60	31.08	32.66
Summit	1.05	1.11	1.14	1.22	1.27	1.32	1.39	1.45	1.53	1.60	1.67	1.75	1.83	1.92	2.02
Gamboa	1.12	1.17	1.21	1.29	1.35	1.40	1.47	1.54	1.62	1.70	1.77	1.85	1.94	2.04	2.14
Howard	10.95	11.50	11.88	12.67	13.20	13.71	14.40	15.07	15.85	16.68	17.35	18.15	19.02	19.98	20.99

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

DISTRIBUIDORES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

EDECHI	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Caldera 115 KV	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.11
Progreso 34.5 KV	15.06	16.24	17.24	18.92	20.28	21.55	23.13	24.66	26.45	28.33	30.00	31.87	33.96	36.25	38.77
Progreso 115 KV	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.22	0.23	0.25	0.26
Mata de Nance 34.5 KV	55.08	59.89	63.99	70.76	76.39	81.60	88.00	94.23	101.52	109.13	115.95	123.60	132.11	141.28	151.57
Nueva S/E San Cristobal	16.84	17.71	18.34	19.61	20.48	21.32	22.49	23.55	24.83	26.18	27.35	28.65	30.11	31.88	33.63
Cañazas (PTP)	20.34	21.95	23.29	25.56	27.40	29.11	31.25	33.31	35.73	38.27	40.53	43.06	45.88	48.97	52.38

GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)

GRANDES CLIENTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Super 99 (La Suma de Todos)	11.06	11.15	11.11	11.31	11.26	11.18	11.21	11.23	11.29	11.36	11.27	11.29	11.32	11.37	11.40
CEMEX	25.90	26.70	26.63	27.24	27.41	29.91	30.07	30.00	30.17	30.35	30.21	30.18	30.24	30.37	30.56
Argos Panamá	8.34	8.45	8.36	8.57	8.62	8.49	8.43	8.43	8.51	8.54	8.50	8.49	8.46	8.52	8.56
Mega Depot	0.70	0.70	0.70	0.72	0.72	0.71	0.71	0.71	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.73
Ricamar	1.03	1.03	1.04	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.06
Business Park	2.71	2.74	2.77	2.80	2.79	2.77	2.79	2.79	2.80	2.82	2.81	2.80	2.81	2.82	2.84
Contraloría General de la República de Panamá	1.22	1.21	1.21	1.23	1.22	1.21	1.22	1.22	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.24
Changuinola	12.80	13.15	12.87	13.38	13.47	13.63	13.99	13.21	13.19	13.29	13.23	13.33	13.47	13.59	13.74
Gold Mills	1.04	1.03	1.03	1.04	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.05
AVIPAC	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Cemento Interocéánico	2.31	2.32	2.32	2.36	2.35	2.33	2.34	2.34	2.35	2.37	2.36	2.35	2.36	2.37	2.38
Hotel Bijao	0.91	0.91	0.91	0.92	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.93
Embajada USA	1.50	1.53	1.46	1.53	1.52	1.51	1.47	1.52	1.53	1.53	1.48	1.53	1.53	1.54	1.50

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 embargo el sistema eléctrico (inyecciones y retiros) de estos autogeneradores es modelado en la Base de Datos 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

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

líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 155 Km. y para líneas de circuito sencillo de 151 km.

- 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.

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 desenergización 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.

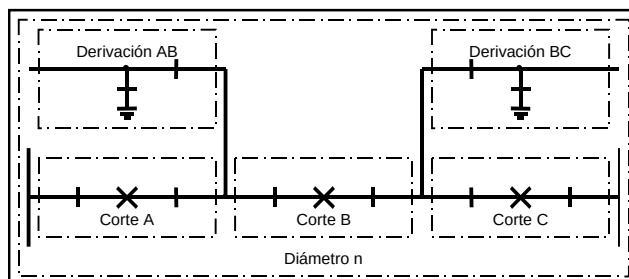
CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO:

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.

Esta 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 hexafluoruro 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:

- envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- 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.

detrás del relé a la impedancia de la línea

¹⁰⁴ SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente

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.

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-Panamá (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 "Benchmarking" 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

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 "benchmarking", 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	Autotransformador 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	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	2,959,395
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,695,573
25	Autotransformador 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 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

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 transformadoras¹⁰⁵. 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 0002¹⁰⁶ 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 0003¹⁰⁷ 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 0004¹⁰⁸ 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.