



ETEESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional 2013 – 2027

Tomo I
Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-181-2013

01 de julio de 2013

PANAMÁ

CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS	5
Capítulo 1: Proyección de Demanda.....	6
1.1 INTRODUCCIÓN.....	6
1.2 SUMARIO.....	7
1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	9
1.3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	11
1.3.2 MODELOS SECTORIALES	13
1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010)	16
EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2011	21
1.3.4 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.....	24
1.3.5 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.....	27
1.3.6 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	27
1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO ..	30
1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS	32
1.4.2 INDICADORES ELÉCTRICOS.....	53
1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	78
1.6 MEGA PROYECTOS ESTATALES.....	80
1.7 CURVAS TÍPICAS.....	94
1.8 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS	106
1.8.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO.....	110
1.8.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA	111
1.8.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA	112
1.8.4 ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS	113
1.8.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA.....	119
1.9 CONCLUSIONES.....	121
1.10 REFERENCIAS	124
Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión.....	125
2.1 INTRODUCCIÓN.....	125
2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES	125
2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	126
2.2.2 SUBESTACIONES	130
2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN	134
Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.....	144
3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013.....	146
3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	146
3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	149
3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	157
3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	157
3.1.5 ANÁLISIS MODAL.....	158

3.2	ANÁLISIS DEL AÑO 2014.....	159
3.2.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	159
3.2.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	162
3.2.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	172
3.2.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	173
3.2.5	ANÁLISIS MODAL.....	173
3.3	ANÁLISIS DEL AÑO 2015.....	174
3.3.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	174
3.3.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	176
3.3.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	188
3.3.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	189
3.3.5	ANÁLISIS MODAL.....	190
3.4	ANÁLISIS DEL AÑO 2016.....	190
3.4.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	190
3.4.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	193
3.4.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIA	199
3.4.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	200
3.4.5	ANÁLISIS MODAL.....	200
3.5	NIVELES DE CORTOCIRCUITO	200

ANEXOS

- Anexo I-1** Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple.
- Anexo I-2** Bondad de Ajustes Econométricas y Regresiones Sectoriales.
- Anexo I-3** Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo.
- Anexo I-4** Pronósticos del Producto Interno Bruto de Panamá, años 2011-2025.
- Anexo I-5** Perspectivas Mundiales del Precio del Crudo de Petróleo.
- Anexo I-6** Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección.
- Anexo I-7** Resultados de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Cortocircuito.
- Anexo I-8** Modelos Dinámicos
- Anexo I-9** Criterios PESIN 2013

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
- Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de Corto Plazo
- Niveles de Confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión
- Análisis Dinámico del funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad N - 1

Capítulo 1: Proyección de Demanda

1.1 INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los Planes de Expansión¹, 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 2013-2027. 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, mantuvieron estrecha relación con el Indicativo de Demanda.

1.2 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 6.1 a 6.4% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 6.08 a 6.23%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

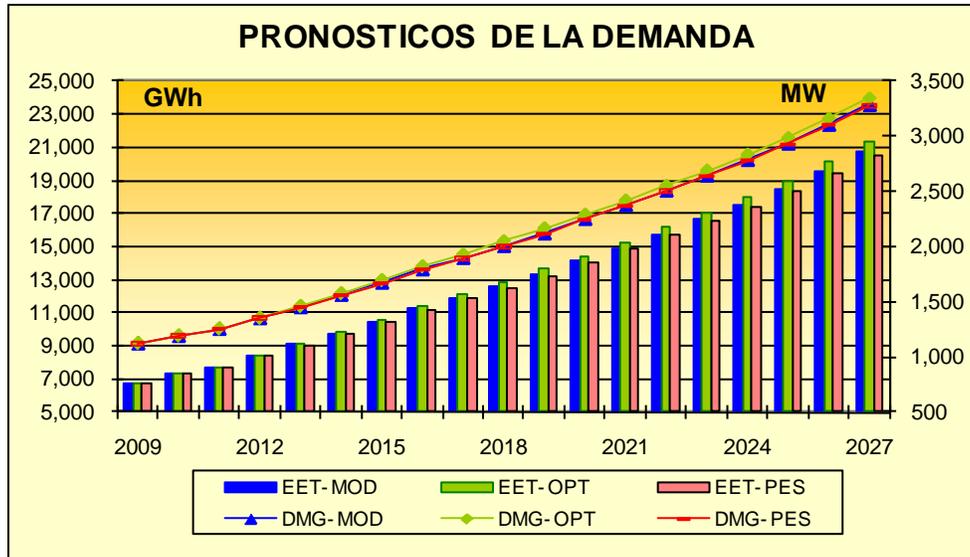


Figura 1.1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva que ha mantenido Panamá, en especial el resultado de los últimos años, periodo 2006 – 2012, con crecimientos promedio anual de 9.1%, tasa superior a los mejores promedios históricos que tuvo la economía nacional, de acuerdo a los registros estadísticos de los últimos sesenta años. Perspectivas basadas 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 expansión, 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 reciente 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 en el corto plazo, significativas incertidumbres a la economía nacional. Pero, aunque el producto fuera bajo, el mismo fue 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 nacional, registrándose en los años 2010 y 2011, tasas de 7.6 y 10.4%, respectivamente. Un cambio a la tendencia positiva, probablemente, el inicio de un nuevo ciclo de crecimiento. Gracias, a los excelentes registros preliminares del año 2012, se estima un parámetro de dos dígitos, una cifra estimada de 10.4%, o más.²

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2013-2014 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizadas por las obras de mayor envergadura de la ampliación del Canal, del incremento de las actividades turísticas, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno, 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 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, deben volver a ser los motores principales del nuevo impulso económico. Con lo que es de esperar que luego del año 2015, la economía se estabilice y mantenga parámetros de crecimiento sostenido del PIB de 5 a 6%, por varios años.

Los cálculos en el corto plazo (2013-2016), reflejan crecimientos más altos, entre 7.3 y 7.8%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2017-2027), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.67 y 5.85%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2013-2016)	7.38%	7.35%	7.80%	7.72%	7.30%	7.29%
LARGO PLAZO (2017-2027)	5.71%	5.65%	5.85%	5.69%	5.67%	5.64%
ANALISIS (2013-2027)	6.16%	6.10%	6.37%	6.23%	6.10%	6.08%

Tabla 1.1

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.

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.

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 deben comenzar a implementarse, a partir del año 2013, en donde sobresalen el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la construcción de un sistema de transporte masivo para la Capital del País, “El Metro”, adicional a otros nuevos proyectos estatales, intensivos en consumo eléctrico, los cuales se encuentran a la fecha en vías de realización, para el inicio de su ejecución dentro del periodo de análisis.³

1.3 METODOLOGÍA Y ALCANCE

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y de la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos tipos de métodos para pronosticar la demanda de la energía eléctrica, (métodos analíticos y econométricos). Todos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de las ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, en que se determinan los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo típico de energía eléctrica, por hogar.

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

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones de corto plazo. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), con el fin de proveer la base estadística necesaria, para caracterizar la demanda de empleo, es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización de electricidad, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como empresa de transmisión eléctrica, utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica. Demanda, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y de otras variables socioeconómicas, en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, global y sectorial, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)⁴, la ASEP y/o las distribuidoras.

En razón, a costos, flexibilidad e integración estadística, PREEICA prefirió diseñar en una hoja electrónica de cálculo de EXCEL, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple, integrando en un solo archivo, la información histórica, los escenarios de proyección y los pronósticos resultantes.⁵

Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo estadístico seleccionado indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza disminuyó a un promedio no mayor de 96%.

Para seguidamente, en el año 2010, el error de predicción en energía y potencia se acercó al 4%, los datos reales del 2011 presentan desviaciones menores de 0.5% con lo cual los parámetros de confianza son más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar estas predicciones entre bueno y excelente. En el largo plazo, las proyecciones de consumo y potencia de la energía eléctrica, dada la dinámica del sector, se constituyen en una aproximación futura de múltiples probabilidades.

El análisis de confianza para último año analizado con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presenta cifras hasta el primer semestre del año 2012, confirma una capacidad predictiva no menor de 96.5%.

⁴ Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.

⁵ 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.

1.3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

$$Y = f_{\text{Lineal}}(X) = X \beta$$

Y = Variable explicada

X = Variable explicativa

β = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.⁶ En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, en el cuarto y último paso se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo I-1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, los consultores de PREEICA, seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación (R^2) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de correlación ajustado (R^2_{adj}) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

$$90\% \leq R^2_{\text{adj}} \leq 100\%$$

⁶ Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.

Auto-correlación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay auto-correlación, si es cercano a cero o cuatro hay auto-correlación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de auto-correlación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$dU < d < 4 - dU \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera (χ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera (χ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi\alpha \text{ o } P(\chi\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. El modelo elaborado por el PREEICA, seleccionó los modelos regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F\alpha \text{ o } P(F\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$-t\alpha/2 < t < t\alpha/2 \text{ o } P(t\alpha/2 > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

1.3.2 MODELOS SECTORIALES

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los principales sectores de consumo del sistema eléctrico de Panamá, los sectores residencial, comercial, industrial y oficial. En el Anexo I-2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

Sector Residencial:

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.⁷

$$\mathbf{GWHRES(T) = 0.9610 \times GWHRES(T-1) + 0.1110 \times POBURB(T) - 0.2170 \times POBRUR(T) + 145.2378}$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año t GWHRES (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHRES (t-1) y a la población urbana del mismo año POBURB (t), e inversamente proporcional a la población rural del mismo año POBRUR (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Consecuente con la data histórica analizada por los consultores de PREEICA, que cubrían el periodo de 1970 al 2002, llegaron a la conclusión que el precio ponderado real de la energía eléctrica, no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, a partir del periodo 2002 a la fecha, a efecto de política social, los precios pagados por los consumidores residenciales han recibido subsidios. Dichos subsidios, han ido incrementándose a través del tiempo, originando “ruidos” que se convierten al presente, en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica. Situación que amerita un análisis estadístico más minucioso de este subsector de consumo. Aunque el modelo de regresión para el presente análisis, refleja un coeficiente de correlación ajustado de 99.7%.

⁷ Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2012 - 2026, al igual que en los otros sectores.

Sector Comercial:

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye principalmente las actividades compiladas en las actividades de “comercio al por mayor y al por menor”, y al consumo correspondiente a los “hoteles y restaurantes”. Se incluyen otras actividades, como las “inmobiliarias, empresariales y alquiler”, así como la “enseñanza privada”.

$$\mathbf{GWHCOM(T) = 0.9642 \times GWHCOM(T-1) + 0.1336 \times PIBCOM(T) - 16.8913 \times PRETOT(T) + 118.4758}$$

Con un nivel de confianza de más de 97%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año t GWHCOM (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHCOM (t-1) y al PIB real correspondiente al sector comercial en el mismo año PIBCOM (t), e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año PRETOT (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, en donde el coeficiente de correlación ajustado es de los más altos, 99.7%.

Sector Industrial:

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero nacional, así como de su sustitución de su producto a efecto de la importación y/o innovación. Con lo cual su valor producto es sustituido por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios sustitutos: “comercio al por mayor y al por menor”; “hoteles y restaurantes”; “construcción”; “transporte, almacenamiento y comunicaciones”; y “servicios de intermediación financiera”.

$$\mathbf{GWHIND(T) = 0.5027 \times GWHIND(T-1) + 0.5227 \times PIBMAN(T) - 0.0138 \times PIBSUB(T) - 132.8467}$$

Con un nivel de confianza de más de 97.5%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año t GWHIND (t) son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHIND (t-1) y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año PIBMAN (t), e inversamente proporcional al PIB real producido en el año por los sectores sustitutos PIBSUB (t).

La actividad errática de este subsector de consumo, debido al proceso de globalización económica, que conlleva a etapas diferentes de industrialización ligera, como reflejo de la sustitución importaciones, la aparición de ventas en bloque de energía eléctrica. Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Con un coeficiente de correlación ajustado de 97%.

Sector Oficial:

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

$$\mathbf{GWHOFI(T) = 0.9580 \times GWHOFI(T-1) + 0.0029 \times PIBREA(T-1) - 14.8098}$$

En el modelo 2013 – 2027, no se puede afirmar con un nivel de confianza de solo 83%, que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año t GWHOFI (t), son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior GWHOFI (t-1) y al PIB real del año anterior PIBREA (t-1).

Con el límite mínimo aceptable de 85%, el modelo falla parcialmente en dos de las pruebas estadísticas, el correspondiente a la prueba individual en que la constante se sale de límites y en la prueba del estadístico de regresión en donde el test Jarque Bera no cumple con los niveles de confianza esperados. Los otros estadísticos de la proyección son excelentes, tal que el coeficiente de correlación ajustado es de 99.2%. El test estadístico Jarque Bera mide la simetría de la data, o sea que distribución de la mismos tienen diferente peso de los valores con respecto a los extremos centrales de la normal.

Es posible que las falencias estadísticas de este subsector de consumo se deban a las diferentes funciones que ejecuta el sector oficial: administrativas, judiciales, de seguridad y a la creación de infraestructura de desarrollo. Actividades que se incrementan o disminuyen no con base solamente en variables físicas o económicas, sino a aspectos políticos y sociales, que son muy cambiantes en el corto plazo, debido a la subjetividad con que se manejan estos aspectos.

1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2010)

Con el objetivo de validar la capacidad de predicción del modelo de pronóstico de demanda utilizado, se desarrollo 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 origino una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de compiladas y registradas por la SNE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.⁸

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector “Bloque”, como “Grandes Clientes” desde el año 2001⁹, correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en “Grandes Clientes”.¹⁰ Dado que las diferencias de los registro de los sectores “Industrial” y “Bloque” fueron de magnitudes similares inversas (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración 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, evidencia 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 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

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.

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.

2009, al ser requerido el consumo por Bloque por clientes que se dedican a otras actividades. La siguiente tabla, Tabla 1.2 muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

Por lo cual era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente, a partir del Pronóstico 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.

CONSUMO GRAN CLIENTE											
ANUAL 2001 - 2012 POR MES											
EN MWh											
AÑOS	CONSUMO POR TIPO						CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION		
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		BLOQUE		CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	BLOQUE
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	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	83,188.0	2	1,649.0			9	84,837.0	98.1%	1.9%	
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	11	20,481.0	3	23,112.6	15	80,441.8	45.8%	25.5%	28.7%
2010	2	172,150.3	36	44,618.0	2	75,136.1	40	291,904.5	59.0%	15.3%	25.7%
2011	2	183,223.9	40	82,420.3	1	70,992.6	43	336,636.8	54.4%	24.5%	21.1%
2012	2	211,181.9	40	87,452.8	1	78,082.7	43	376,717.3	56.1%	23.2%	20.7%
TOTAL		1,086,377.0		284,873.1		247,324.0		1,618,574.1	67.1%	17.6%	15.3%

(*) 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 1.2

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 -2011, 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 consumo del primer año proyectado versus los registros reales que presentan al final del mismo.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO							
AÑOS 2005 -2011							
CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO						
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-219.0	-13.2
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7	2.8

Tabla 1.3

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 la última etapa 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 -2011							
CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)						
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (REAL)	2011 (REAL)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.00%	-0.17%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%	0.22%

Tabla 1.4

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.¹¹ Con lo cual, en ese año el desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modifico 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 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 origino en menores consumos en ese año en los sectores comerciales 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.

¹¹ 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.

En cambio, gracias a los ajustes realizados a las previsiones en el modelo de demanda, los registros del año 2011, presentan desviaciones menores o aproximados al 0.2%, 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 2005 – 2011, 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. La siguiente figura muestra, que las desviaciones máximas se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4%, para ubicarse en promedio dentro de una franja de menos 1%. Lo cual permite calificar estas predicciones entre buenas y excelentes.

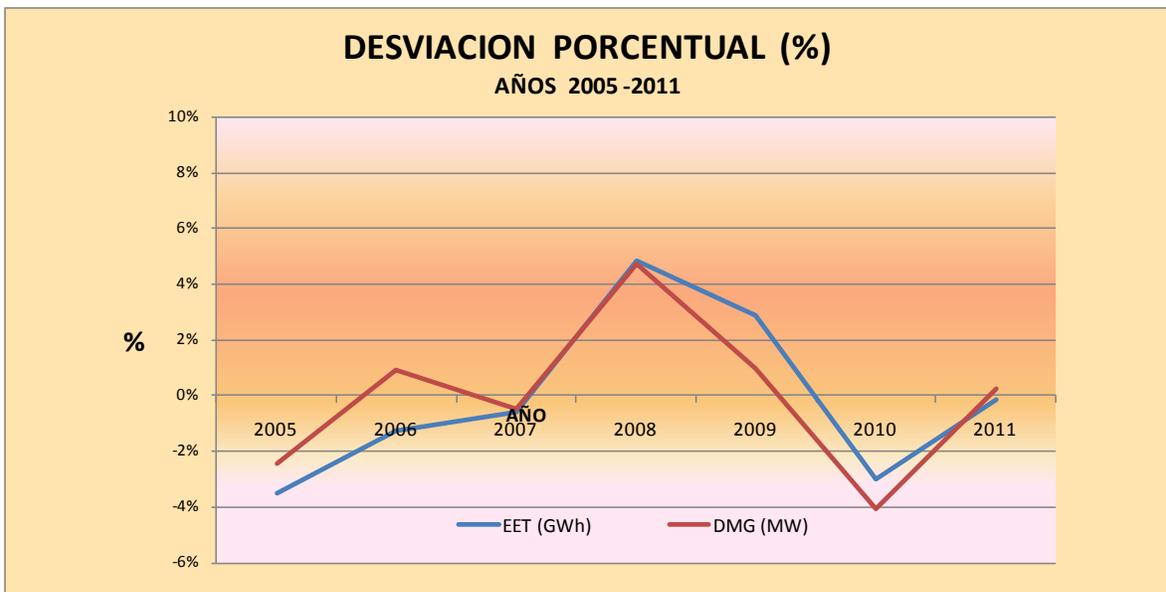


Figura 1.2

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2011

Aunque el análisis de los pronósticos globales del modelo, 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 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 2012-2026, con los resultados preliminares del año en curso.

Para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2012-2026, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto al estimado previsto del año 2002, 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 el cuadro siguiente, se presenta la validación estimada para la proyección del primer año del último pronóstico presentado, PESIN 2012-2026.

VARIABLE	CONSUMO 2012 (GWh o MW)			
	PROYECCIÓN ¹		2012 (E) ²	
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	Octubre	Proyectado
Residencial	2,150.5	2,150.8		2,192.7
Comercial	3,390.3	3,413.2		3,190.2
Industrial	628.8	643.0		706.6
Oficial	791.7	793.4		788.6
Alumbrado	160.8	161.7		139.7
Autoconsumo	12.0	12.1		5.5
Bloque	72.8	72.8		78.5
Otros	8.1	8.1		3.4
Pérdidas	1,203.1	1,209.9		1,342.7
TOTAL	8,418.1	8,465.0		8,447.9
DMG	1,378.8	1,386.0		1,351.3

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	-42.20	-1.9%	-41.90	-1.9%
Comercial	200.10	6.3%	223.00	7.0%
Industrial	-77.80	-11.0%	-63.60	-9.0%
Oficial	3.10	0.4%	4.80	0.6%
Alumbrado	21.10	15.1%	22.00	15.7%
Autoconsumo	6.50	118.2%	6.60	120.0%
Bloque	-5.70	-7.3%	-5.70	-7.3%
Otros	4.70	138.2%	4.70	138.2%
Pérdidas	-139.60	-10.4%	-132.80	-9.9%
TOTAL	-29.80	-0.4%	17.10	0.2%
DMG	27.50	0.02	34.70	2.6%

PROMEDIOS	
GWh o MW	%
-42.0	-1.9%
211.6	6.6%
-70.7	-10.0%
3.9	0.5%
21.6	15.4%
6.6	119.1%
-5.7	-7.3%
4.7	138.2%
-136.2	-10.1%
-6.3	-0.08%
31.1	2.30%

¹ Proyección fechada 20 ene 2012

² Estimados a 11 ene 2013

Figura 1.3

El pronóstico del año 2012 con respecto al estimado anual, fundamentado en los registros preliminares del consumo registrado hasta los meses de septiembre y octubre, muestran una desviación casi inapreciable del consumo global de energía eléctrica, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue estimada en un rango del 2 %.

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

- a) La proyección del consumo global de energía, para el año 2012, se queda corto en el escenario moderado en aproximadamente 30 GWh, pero la proyección alta supera el registro provisional en solo 17 GWh, para una desviación promedio negativa de 6.3 GWh, lo cual representa un desvío promedio mínima de -0.08%.
- b) El estimado promedio de la DMG del pronóstico es solamente mayor en 31.1 MW al registro máximo del año de 1,351.3.¹² La desviación porcentual es de 2.3%. Curiosamente la demanda máxima registrada del sistema es 1,386.3, que llevaría a una desviación aparente de "0", pero es necesario e recordar que la regresión por concepto, es una desviación aparente, derivada del consumo total, el cual no incluye el consumo de ACP, cuya potencia auto consumida, se estima en 32 MW.
- c) Con respecto a las desviaciones sectoriales, los resultados fueron muy significativos en magnitud, en donde se destaca el sector comercial el cual aparece sobreestimado en un promedio de más de 211 GWh. Siendo la desviación con mayor peso sectorial, pero correspondiente a una desviación promedio de 7%, con respecto a los registros preliminares del sector. Esta significativa sobrestimación se origina en el peso que el sector Comercial tiene en la perspectiva económica nacional.
- d) En cambio, los sectores Residencial, Industrial y la estimación de las pérdidas del sistema fueron subestimadas por aproximadamente 245 GWh. Desvíos que son globalmente de sentido contrario al resultado anterior, con lo cual a nivel global se compensan en parte sus efectos.
- e) El segmento de pérdidas totales, recomendado en nuestro Plan de Expansión anterior, pronosticaba pérdidas, en cantidad correspondiente a un promedio de más de 136 GWh, o sea casi un 10% de la desviación del segmento. Lo que supone una subestimación, que responde al incremento de la oferta eléctrica, la cual fue suministrada en gran parte por la disponibilidad de generación hidro, proveniente del oeste del país, en contraposición a una disminución de energía térmica proveniente de la costa atlántica.
- f) El alumbrado Público se esperaba creciera con la nuevas construcciones de vías y la incorporación de este servicio a mas comunidades, por lo cual fue sobreestimado en más de 21 GWh, para una desviación particular de este segmento del consumo de 15.7%
- g) Los otros sectores de consumo estuvieron dentro de las expectativas del pronóstico anterior.

¹² Reporte Diario de Operación del CND, del 31 de diciembre de 2012, el cual fija la demanda pico del sistema en el año, el 19 de junio de 2012.

Las desviaciones en energía del año 2012 están evidentemente relacionadas con la subestimación del segmento de residencial, industrial y el segmento de pérdidas globales del sistema, en conjunto con la sobreestimación del segmento de consumo comercial.

La importante sobreestimación en el sector comercial, obedece principalmente a la fuerte perspectivas de este sector de consumo, en respuesta a las fuertes tasa de crecimiento de la actividad comercial en los últimos diez años. En cambio el sector industrial representado por la industria ligera en el país presento una mayor actividad, gracias al incremento de la demanda interna de productos y servicios, derivada del movimiento de capitales a los interno de nuestra economía.

Con respecto a la subestimación de las pérdidas del sistema, en contraposición a la situación del PESIN 2011- 2025, se debe a la incorporación durante el último año de un fuerte potencial hidroeléctrico, gracias al adelantamiento de proyectos no considerados en la previsión de demanda. Situación que condiciona la participación restringida de la energía térmica, específicamente cuando esta energía térmica se encuentra localizada en un radio no mayor de 90 km del principal centro de carga.

1.3.4 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del primer pronóstico de demanda elaborado por ETESA en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y a las observaciones de la ASEP, ETESA determinó la necesidad de ajustar el modelo anualmente, en aquellos aspectos en donde se ameritara y estuviera disponible la información requerida. Por lo cual se han desde el PESIN 2007-2021, se han realizado los siguientes cambios:

- 1) El consumo de Bloque o Grandes Clientes se ajusta. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría “Bloque”, aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra parte, el PIB de la Manufactura, así como otros rubros del PIB, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlos, con descuento del valor agregado producido por los “Grandes Clientes”.

Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introducía distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, en primera instancia se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

La modificación de los componentes del consumo Bloque o “Grandes Clientes”, desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias). Dadas las condiciones respectivas de cada uno estos clientes, ante sus respectivas tarifas, se vió reducir paulatinamente la participación de la actividad netamente industrial en este segmento de consumo, en 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente seguir asignando todo el consumo de Bloque al sector industrial.

Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen, los participantes en este segmento de grandes clientes. En el año 2010, la estructura de este segmento corresponde en 60% a Industrias, 13% a Comercial y un 27% a Otro. La compilación de datos de los grandes clientes 2001 – 2011, lleva este año a distribuir este consumo, 56% industrial, 23% comercial y 21% específicamente al Bloque (Bocas del Toro).

- 2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerada por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009, pero en vista a que mientras el parámetro del CND indicaba disminución del mismo, el parámetro ajustado indica otro sentido. Por consiguiente, a partir del pronóstico 2010-2024 se decidió utilizar como factor de carga el dato promedio compilado a diario por el CND.
- 3) Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantuvieron con la misma participación estructural, hasta el PESIN 2012-2026 debido a que a la fecha no se encontraron las variables explicativas que determinen los derroteros de las mismas. Pronósticos 2006 - 2012

En el Pronóstico 2013 -2027 se aplicaron mínimos cambios a estos rubros derivados de los escenarios recomendados, aunque el cambio total no se manifiesta en una diferenciación amplia.

- 4) Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección.¹³ A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
- 5) La evolución de los precios de la energía eléctrica En una primera instancia se decidió desfazar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de

¹³ Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.

subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiona a medida que transcurrió el periodo 2007- 2010.

Al presente se ha encontrado una correlación aceptable entre los precios de la energía eléctrica en Panamá, con el promedio de venta al consumidor de la energía eléctrica en USA, datos compilados por EIA-DOE. La evidencia correspondiente será exhibida en el acápite respectivo a la determinación de los pronósticos precios de la energía eléctrica (PRETOT)

- 6) En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado y cualquier otro de la misma magnitud serán asignados al sector de consumo Bloque, por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características futuras de Grandes Clientes.

Cambios en la Proyección de Población Derivado de la ejecución del XI Censo de Población, levantado el 16 de mayo de 2010, el cual resulto en estimados menores de población a las cifras de proyección basadas en el censo anterior. “De acuerdo a los resultados, se puede señalar que el país ha pasado de una tasa anual de crecimiento de 2.00 en la década 1990 -2000 a una tasa de 1.84 entre 2000 y 2010, situación que según las estimaciones se mantendrá durante los próximos 25 años, como consecuencia directa de de la disminución de fecundidad a nivel nacional”.¹⁴

Por consiguiente en el presente pronóstico 2012- 2026 se aplicara la respectiva “conciliación demográfica” a los datos de población 1970 -2010 y se aplicara la nueva proyección de población 2010- 2050.¹⁵

¹⁴ INEC. XI Censo Nacional de Población y VI de Vivienda del año 2010, Resultados Finales Básicos.

¹⁵ INEC. Boletines 13 y 14 Estimaciones y Proyecciones de la Población de la Republica por Región y Sexo. Octubre y Diciembre de 2012.

1.3.5 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, dentro de modelos econométricos en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Al Presente ETESA, no ha determinado aun las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción.

1.3.6 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 40 años (1970 – 2010), periodo del cual se tabulan 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 1.5

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. (Acápites 1. 4)

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

Descripción de Escenarios:

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

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

Escenario Bajo o Pesimista: con el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

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

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido.¹⁶ Adicionalmente, se

¹⁶ Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra en una tendencia de

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 termina ya que a la fecha, no son claras aun las dimensiones de los problemas económicos de Europa y de los propios Estados Unidos, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos. La profundización en otros ámbitos de la relación económica mundial, lo que significaría que la actividad nacional más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, 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 presentadas para la ampliación del Canal 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 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. Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

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 catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

crecimientos, aunque dado el entorno económico-comercial global este año el empuje económico ha desacelerado.

1.4 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 41 años (1970-2011); 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 no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (de los 6,8 ó 9 primeros meses del año en curso), en su mayoría datos preliminares a la fecha de cálculo de las proyecciones. Este periodo de datos calculados corresponde a los meses de octubre - diciembre de cada año.

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.

En la siguiente tabla se presenta, por metodología, un listado simplificado de la base de datos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.

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	7%
PRECIOS								
8	8	1 Inflación de Panamá	COPE	3	3%			
9	9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula					
10	10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula					
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)	69	69%			
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					Fórmula	
31	21	21 Producto interno bruto del sector manufacturero						
32	22	22 Producto interno bruto real según						
33	22	23 Producto interno bruto real de sectores substitutos						
DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD								
34	1	Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006					
35	2	Factor de carga eléctrica						
36	3	Ventas de energía en alumbrado público						
37	4	Energía autoconsumida por distribuidoras						
38	5	Ventas de energía bloques independientes						
39	6	Generación bruta de energía eléctrica					COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICA (COPE)	
40	7	Ventas de energía en sector comercial						
41	8	Energía eléctrica disponible						
42	9	Ventas de energía en sector industrial						
43	10	Generación neta de energía eléctrica						
44	11	Ventas de energía en sector oficial						
45	12	Ventas de energía en otros sectores						
46	13	Pérdidas de energía eléctrica						Fórmula
47	14	Pérdidas no técnicas						COPE
48	15	Pérdidas técnicas en distribución						
49	16	Pérdidas técnicas en generación y transmisión						
50	17	Ventas de energía en sector residencial					Fórmula	
51	18	Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)						
52	19	Ventas de energía eléctrica	COPE					
53	20	Demanda máxima de potencia eléctrica						
54	21	Potencia eléctrica instalada						
TOTAL				21	21%	21%		
				100	100%	100%		

Tabla 1.6

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

1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

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

Datos Demográficos

El Instituto Nacional de Estadística y Censo, 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) 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 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. Estos datos censales muestran no solo un cambio estructural de la población, resultante de cambios culturales, sino también 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. 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 estimó 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 población urbana.

A la fecha de elaboración de este informe, en el mes de diciembre del 2012, solo estaba 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.

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.

Con esta nueva proyección se estima 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 hipótesis de evolución futura, aun vigente. La nueva cifra de población establecidas por el INEC, para el primero de julio de 2010 es de 3, 661, 835.¹⁹ No existe aun 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, aun vigente espera que la población panameña crezca 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 también bajo, augura para después del año 2030, TPC aun menores a 1.0% anual.

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 2013 – 2027, partiendo de la población estimada para 2010 de 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.²¹ 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

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 mas completas de la población por Sexo y edad a 2000 -2030. Fecha de edición, 19 de diciembre de 2012.

²¹ 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.

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 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 grafica, que la tasa de crecimiento rural se mantiene con crecimientos marginalmente negativos, lo que implica la fuerte migración hacia el área urbana, especialmente el área metro. Además, durante este periodo se han añadido servicios públicos a pequeños poblados del interior, 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 lo cambios demográficos, con lo cual la población total vine creciendo cada vez más lentamente.

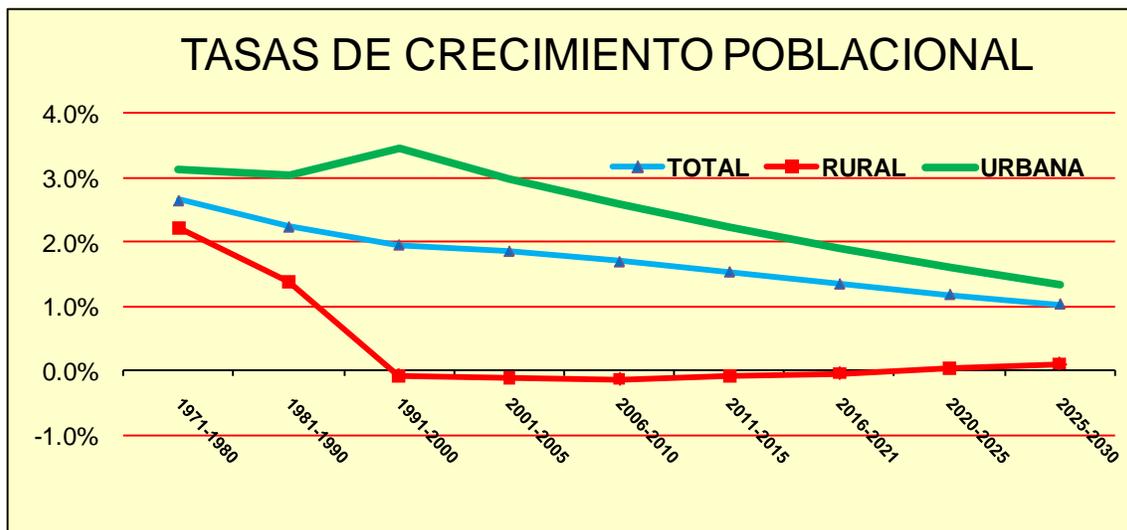


Figura 1.4

De acuerdo a la combinación ajustada de dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2013-2027), Panamá contará en los próximos quince años con un adicional de 888 mil habitantes, para alcanzar un estimado de población total en el año 2027, de 4 millones 4675 mil 513 habitantes. Pero solo 316, 557 habitantes adicionales en edad de de trabajar, mayores de 15 años y menores de 64 años, lo que se traduce en una estructura de población productiva que se reduce, 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.

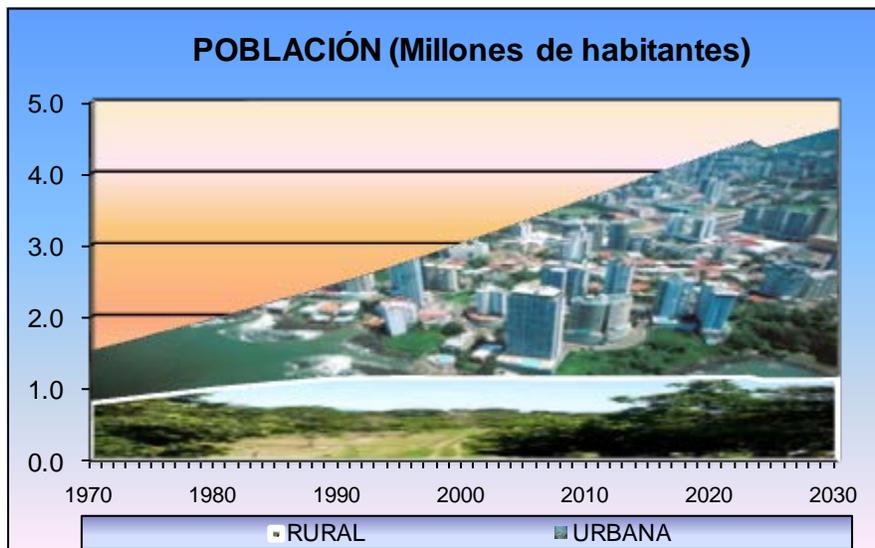


Figura 1.5

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 Esclusas²²”

²² 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/>

Las actividades económicas y comerciales no tradicionales (mega puertos y astilleros, casas matrices de empresas multinacionales entre otras). Como ejemplo, en 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.²³ Aunque es necesario mencionar, que las estadísticas disponibles no permiten inferir, si los permisos 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,²⁴ 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 últimos cuatro años. 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

²³ 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.

²⁴ 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.

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 considero 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 3,000 a 2,500 personas por quinquenio....”²⁵

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.”²⁶ Esta nueva condición debe ser tema de consideración para futuros análisis.

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, y Hipótesis IV Baja para los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica optimista y baja, respectivamente.²⁷ 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.

²⁵ Boletín N° 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

²⁶ SIP: La mayor limitante es la escasez de mano de obra. La Prensa miércoles 12 de diciembre de 2011, Economía, página 54^a.

²⁷ Ídem

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS			
PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2012	1.75%	1.75%	1.75%
2013-2016	1.39%	1.59%	1.04%
2017-2022	1.23%	1.49%	0.88%
2023-2027	1.05%	1.37%	0.66%
2013-2027	1.21%	1.48%	0.85%

Tabla 1.7

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 el 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 sostenido que el país ha tenido en los últimos seis años (2007-2012)²⁸ se manifiesta 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 todo el 2012 fue de 5.7%, superado este valor por el alcanzado en el año anterior 2011 con 5.9% y bajo 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.

Esta alta inflación 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 de consumo. Este registro solo es superado por máximos de la serie correspondientes a los años 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 una escasez mundial de liquidez por parte de las economías importadoras netas de combustibles.

²⁸ 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-4, Cuadro No. 5).



Figura 1.6

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 había convertido de inmediato en un desacelerador del consumo domestico 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 alcanzo una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 es 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 domestico.

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 grafica.

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%.

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 durante el periodo al proceso inflacionario que tiene la economía nacional. Donde se destaca el rubro de transporte, por el incremento de precios de los combustibles, a nivel domestico, tanto como el precio de compra de los nuevos vehículos.

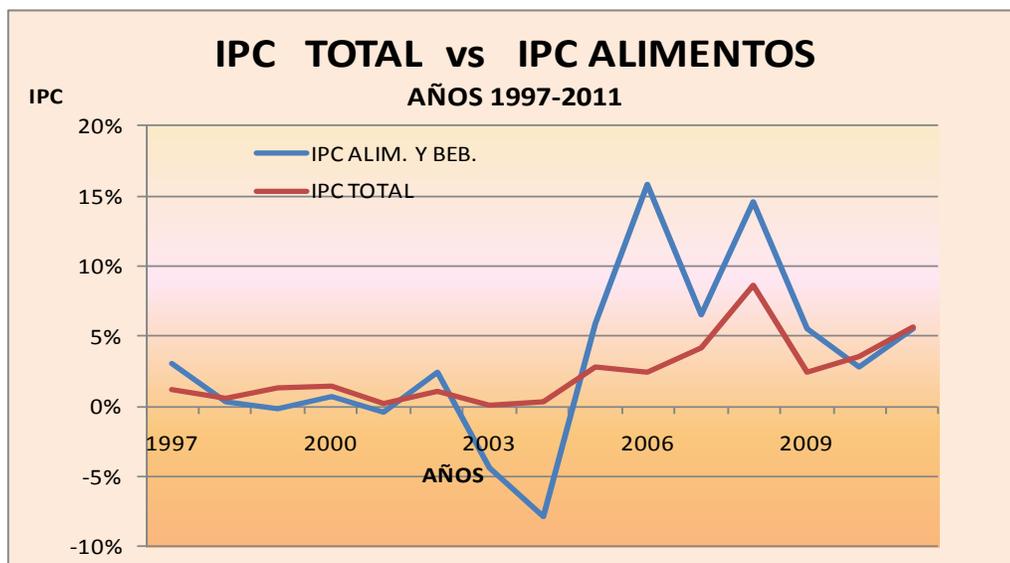


Figura 1.7

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 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.



Figura 1.8

Aunque el país ha crecido en los últimos seis años a una tasa promedio anual de más de 9%, 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 2012, un 30%, con respecto al poder de compra del año 2003. Lo que en otras palabras, significa que un Balboa del año 2011, solo compra bienes por setenta centésimos de Balboa, 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 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

ACTIVIDAD ECONÓMICA

EVOLUCION HISTORICA

Panamá tiene en la actualidad, tras 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 las modificaciones al Producto Interno Bruto (PIB), total a precios de 1996, segmentado por actividad económica.²⁹ Uno de los estadísticos nacionales con una mayor serie de tiempo, mas 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; lo que permite preparar informes oportunos de la coyuntura económica, a modo de proveer los elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones.

Con el fin 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, el INEC desarrollo a partir del año 2005, la herramienta estadística Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT), para determinar la evolución y comportamiento de la economía panameña en el corto plazo. Aun mas con el fin de proveer elementos de juicio apropiados para la toma de decisiones, en periodos menores de un año desde la década de 80 se desarrollo el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE).

Al no ser totalmente comparables un indicador con otro por no ser sus cifras por categoría económica, cien por ciento comparables y compatibles. Adicional a que el estadístico PIBT, no contempla una serie extensa de datos, siendo el PIB anual, el estadístico más antiguo que mide el desempeño de la actividad económica, es el referente para establecer el valor de la producción del país a través del tiempo.

A la fecha existen varias series que miden 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 de desarrollo del Modelo, los consultores de PREEICA tomaron como referencia la Serie Base 1982, para el pronóstico de la demanda eléctrica, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos

²⁹ Sistemas de Cuentas Nacionales (SNC 1993), Recomendación de FMI, ONU, WB, FMI, EOCOD, Comisión Europea.

subsiguientes al periodo de 2002-2010, proceden de la nueva Serie Base 1996. En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera.³⁰

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 0.9412 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 -2012, se sitúan en un 8.9% anual.

EVOLUCION DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO.

AÑOS 1970-2012

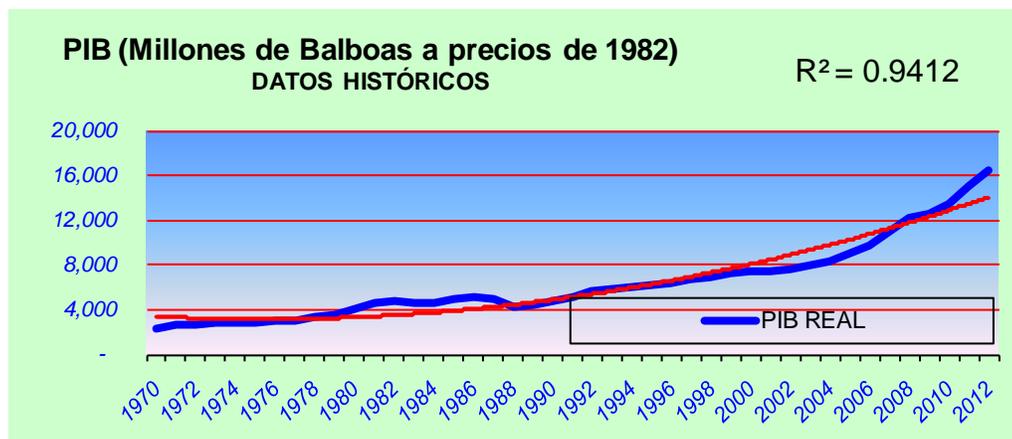


Figura 1.9

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 reciente periodo de crecimiento. Luego, se finaliza el año 2010 con un crecimiento de 7.6% y se alcanzar crecimientos aproximados a los dos dígitos, retornando de esta manera la economía nacional a la zona de excelentes perspectivas.

En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725), evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenifico en el periodo de 1998 a

³⁰ Dada la importancia que tiene la Industria para el pronóstico de la energía eléctrica, se analiza la actividad económica de la Manufactura. Normalmente esta actividad es de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo

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, 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, relacionados especialmente con la actividad de 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, son 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 el año 2011 se estima alcanzar un producto favorable de aproximadamente 6%.

EVOLUCION DEL PRODUCTO MANUFACTURERO:

AÑOS 1970-2012

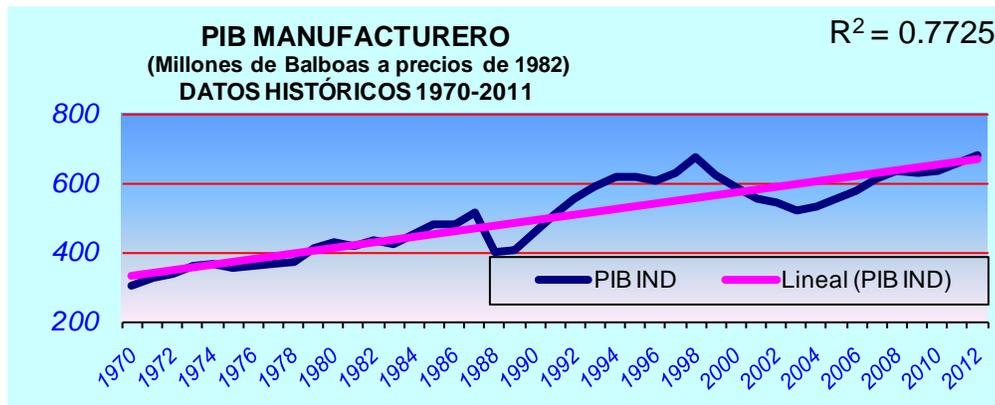


Figura 1.10

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 cigarrillos 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.

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMÍA NACIONAL

Como se observa en la Figura 1.8, 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%.

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 9.3%, para el periodo 2009-2012.

PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO 2013- 2013

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2012-2013, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en la década anterior, años 2001-2011, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de elaboración de estas proyecciones, no se dispone de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para todo el año 2012, 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 Economy Insight, 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 2012, 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.³¹

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2012, la tasa de crecimiento del PIB se encuentre entre el 8.5% y 10.91%. Nivel de crecimiento que ha sorprendió a propios y extraños, MEF y organismos internacionales como el FMI, CEPAL las cuales marcaban al termino del año anterior, como tope en la mejor de las condiciones, un 7%.

Por consiguiente utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2011 y tratando de mantener la estructura y crecimiento de las actividades, ETESA utilizara como registro del PIB adecuado para el 2012, un parámetro de 10.6%.³²

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 2013. 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 6.0%,³³ pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantenía una expectativa medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en los magno proyectos en ejecución, más en razón al comportamiento de las actividades económicas del primer semestre, se inclina por cifras mucho más

³¹ La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

³² Información estimada al III Trimestre de la economía nacional, fue divulgada oficialmente por el INEC, el día 17 de diciembre del 2011. Los estimados para los últimos tres trimestres son de 9.3, 11.4 y 10.4, par un estimado acumulado al III Trimestre de 10.35%, comparado con el mismo periodo del año 2010.

³³ BID 6.0%, CEPAL 5.0%, FMI 6.7%.

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, 2013, 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 10.75, 7.7, 3.79%, 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 2013, por escenario, división económica y actividad.

PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Como mencionamos anteriormente El indicador macroeconómico del Producto Interno Bruto (PIB), parámetro principal en la correlación con las ventas de energía sectorial y global, se enmarca en el corto plazo en la tendencia del último quinquenio, que se caracterizó en su primera parte, por un crecimiento sostenido, promedio de 8.7%. Consecuente con un comercio mundial creciente, y sus efectos derivados en las actividades conexas al Canal y al incremento de las actividades de reexportación de las 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%.³⁴

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,

³⁴ INEC, Registros revisados del año 2008 y año 2009.

del promedio de los últimos años. Con lo cual, Panamá hasta el momento limito en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico (2004-2008).

Con base en los registros preliminares de los dos primeros trimestres del 2012, de acuerdo a FMI, CEPAL, Bancos, entidades calificadoras, y por supuesto el MEF, como la autoridad nacional pertinente, Panamá mantiene una perspectiva más positiva para finalizar el año, con un rango de crecimiento esperado de aproximadamente 10.3 al 10.9%, superior al rango promedio anual de la década de 7% e igual a la evolución promedio, reciente del PIB (2006-2008). Por lo cual ETESA estima para el 2012 un parámetro de crecimiento 10.66%, superior al promedio esperado de gran parte de las economías de la región, así como a nivel mundial.

Los cálculos iniciales realizados para la estimación del PIB, para el año 2013, prevén alcanzar un desenvolvimiento de la economía de 7.7, 10.8, y 3.8%, de acuerdo a respectivos escenarios Moderado, Optimista, Pesimista originados en los análisis de entidades financieras internacionales, Bancos Internacionales y organizaciones económicas nacionales.

Hasta el informe del PESIN 2011 -2024, los pronósticos fueron derivados de la concepción de la evolución económica de Panamá, contenidas en el estudio revisado en abril de 2006, por la Consultoría Económica INTRACORP.³⁵ 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.

³⁵ 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 1.8

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 grafica. 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.

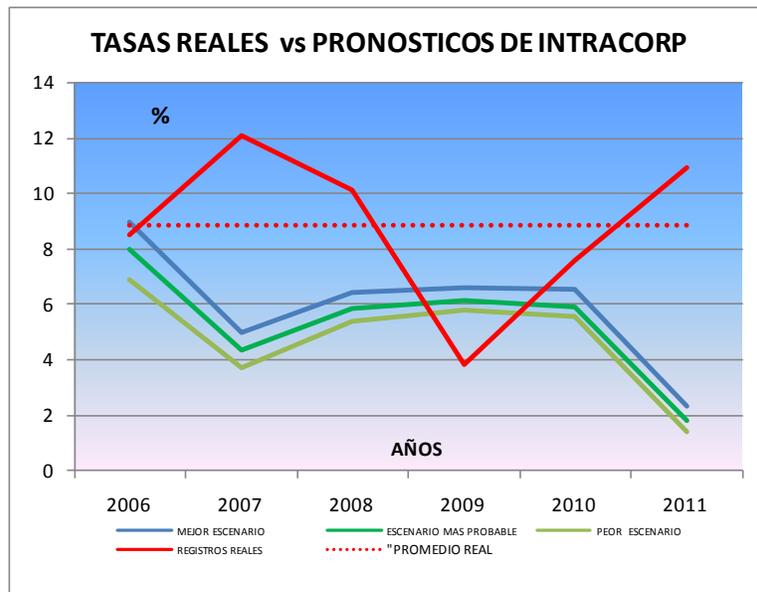


Figura 1.11

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.

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, “el Sector Manufacturero aspira a seguir creciendo, pero con una guía clara que determine el Gobierno Nacional”.³⁶

Según estos voceros “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%”.³⁷ Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

³⁶ Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)

³⁷ Ídem.

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 2000-2011, 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 cinco años de 6.6%. En cambio, solo se alcanzan en la producción manufacturera valores, que representan solo el 5.4% de la actividad económica nacional, en los últimos dos años 2010-2011, siendo este registro el más bajo en toda la serie, lo que corresponde a una tasa de declinación de la actividad de aproximadamente 5% anual.³⁸

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.

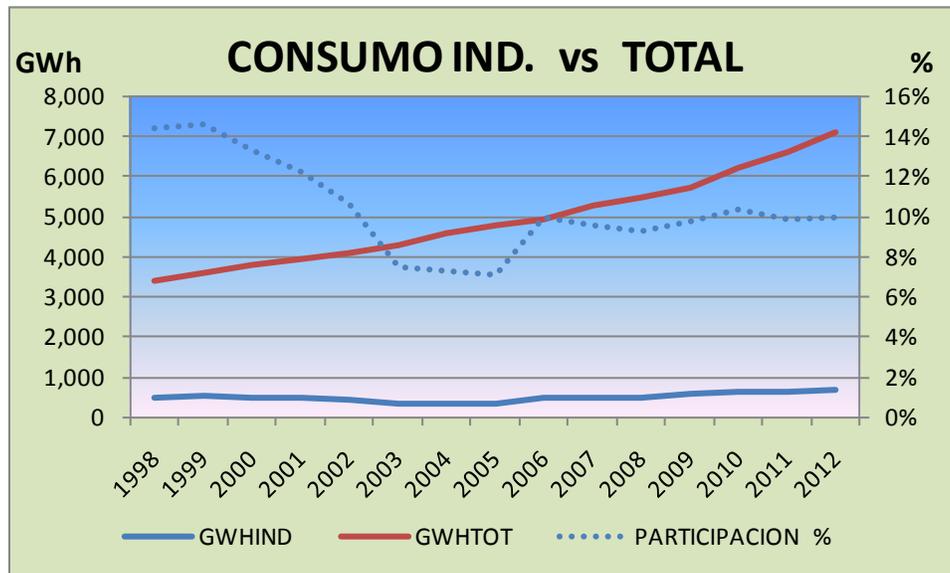


Figura 1.12

³⁸ Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)

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.³⁹ 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, podría originar en el futuro inmediato importantes fallas de potencia y/o de energía en el mediano plazo.

En consecuencia se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento del sector manufacturero para el periodo 2013-2027, de 3.5, 5.0 y 3.2%, 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 2011-2025 En el Cuadro No. 14, se presenta un resumen consolidado de la información de los cuadros anteriores.

³⁹ De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP

1.4.2 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.

PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,

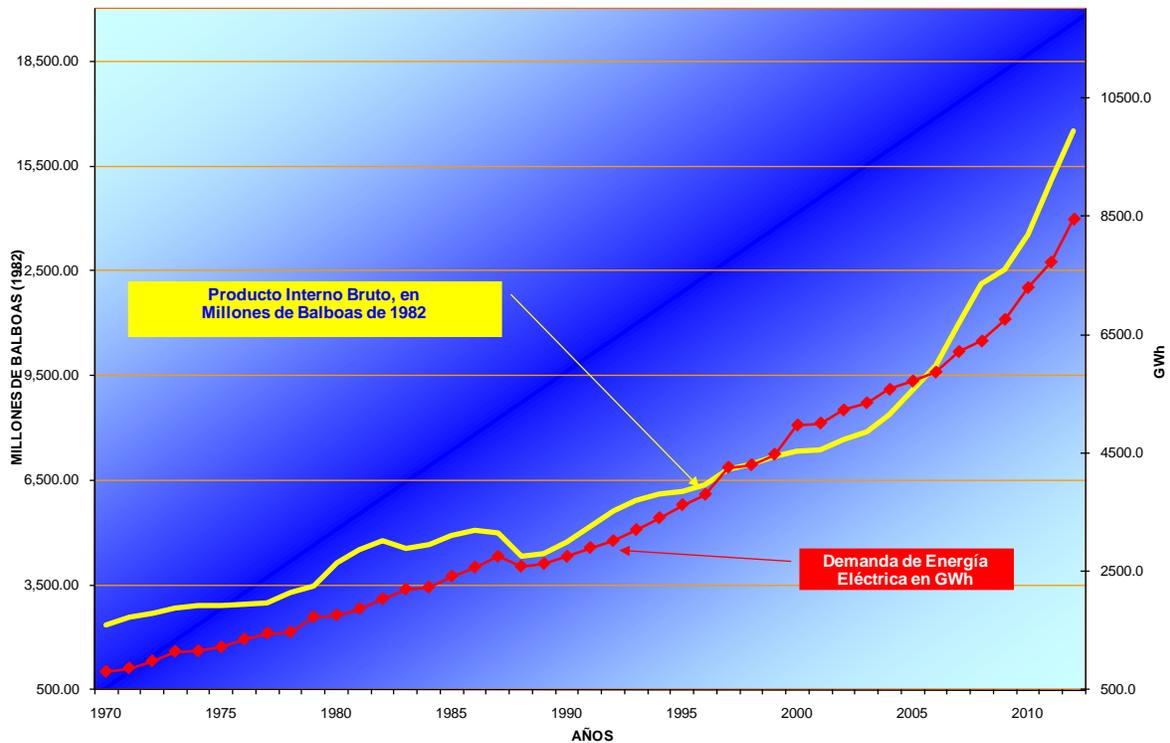


Figura 1.13

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

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y VENTAS TOTALES DE ENERGIA																
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TASAS
PIB REAL (MILLONES \$)	6,947.2	7,169.9	7,345.7	7,365.2	7,495.8	7,758.7	8,358.6	8,972.3	9,771.1	10,981.9	12,188.1	12,392.1	13,523.0	15,092.9	16,502.2	6.4%
VENTAS TOTALES (GWh)	3,392.3	3,578.0	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,738.0	6,232.5	6,599.8	7,105.3	5.4%
PIB/ VENTAS TOTALES	2.048	2.004	1.933	1.872	1.822	1.801	1.819	1.877	1.981	2.073	2.231	2.160	2.170	2.287	2.323	0.9%

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE																
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TASAS
PIB REAL (MILLONES \$)	6,947.2	7,169.9	7,345.7	7,365.2	7,495.8	7,758.7	8,358.6	8,972.3	9,771.1	10,981.9	12,188.1	12,392.1	13,523.0	15,092.9	16,502.2	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	8,448.0	10.1%
PIB/ EE DISPONIBLE (\$/kWh)	1.617	1.602	1.479	1.473	1.436	1.452	1.500	1.571	1.667	1.769	1.908	1.835	1.855	1.954	1.953	1.4%

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO ELECTRICO INDUSTRIAL																
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TASAS
PIB INDUSTRIAL (MILLONES \$)	672.1	622.0	589.2	555.6	541.0	522.6	533.5	555.9	577.5	610.0	634.4	632.4	637.0	657.6	679.7	0.1%
CONSUMO INDUSTRIAL (GWh)	487.6	524.3	506.4	480.6	438.6	321.7	337.0	341.2	490.7	506.1	505.9	563.5	642.9	653.1	706.6	2.7%
PIB INDUSTRIAL/ CONSUMO(kWh)	1.378	1.186	1.164	1.156	1.234	1.625	1.583	1.629	1.177	1.205	1.254	1.122	0.991	1.007	0.962	-2.5%

TABLAS 1.9 1.10 y 1.11

En las tablas anteriores, se observa como el producto real versus el consumo eléctrico total, este ultimo 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 grafica 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 particularmente no varía significativamente con el valor agregado aportado. Esto es así, en razón las características propias del sector servicios.

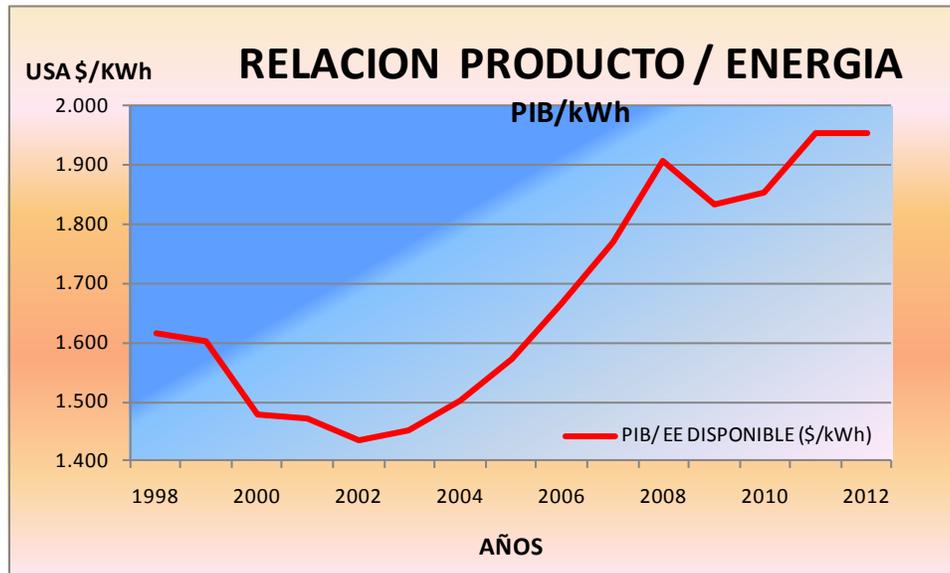


Figura 1.14

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, 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 0.97 en 2010. 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 grafica, 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, se retiro el parque industrial existente ineficiente en el uso de la energía eléctrica o que el valor agregado aportado por el sector fue de mayor cuantía.

A partir del año 2005 al 2011, se inicia una tendencia de disminución de este indicador, lo que infiere, producción de menor valor agregado, mientras se utiliza en mayor cuantía el recurso eléctrico. Como implica una tasa de crecimiento sostenida del valor del producto de solo 0.1% anual, mientras la energía eléctrica consumida por el sector fue de 2.7%.⁴⁰ Para contrarrestar esta tendencia el sector requerirá de inversiones significativas, para una mejor utilización del equipamiento o de mejores procesos de producción.

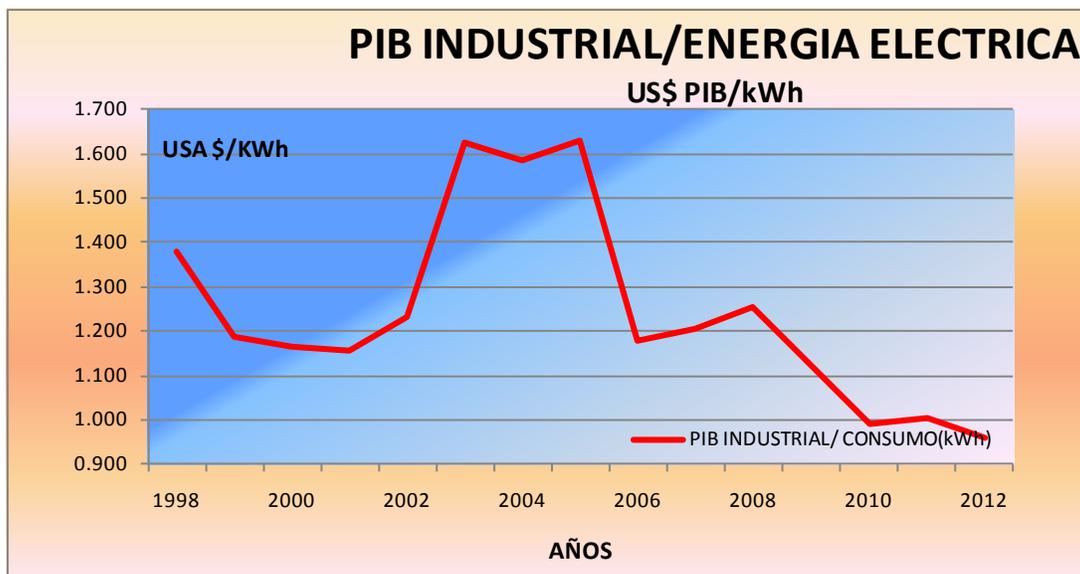


Figura 1.15

Balance Eléctrico

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

⁴⁰ Ver la tabla 1.11

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 tres años, en donde el 47% 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.

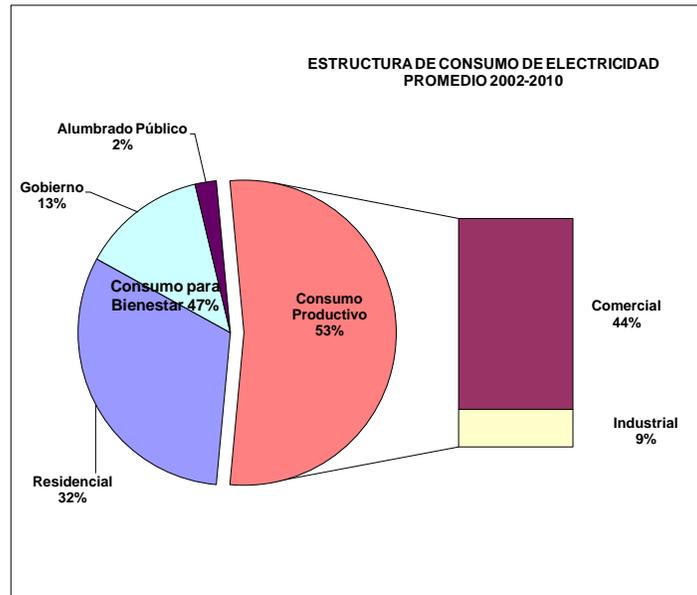


Figura 1.16

Al fin del año 2012, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 2,427 MW,⁴¹ mientras la

⁴¹ Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución, el volumen de oferta de ACP al SIN, No se incluye los 20.3 MW de Sistemas Aislados (8.3 de Petroterminales y 14 MW de de la zona este de la Provincia de Panamá y Darién

demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, alcanzó un parámetro de 1,351 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2012 es de 8,499 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzan 7,105 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 3.9%. Destacándose dos periodos bien definidos, 1970-1979 con 8.3% y los últimos tres años 2012-2010 con un 6.5 % de crecimiento anual sostenido.

PERIODOS	TOTAL		PROMEDIO ANUAL	
	MW	MW	MW	%
1970-1979	285.4	146	16	8.3%
1980-1989	474.8	161	16	3.9%
1990-1999	754.5	308	31	5.5%
2000-2009	1122.0	367	37	4.2%
2010-2012	1351.3	229	76	6.5%



Figura 1.17

Como dato adicional tenemos que en los últimos 12 años, correspondientes al periodo 2000-2012, que enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda ha estado creciendo en un promedio anual de aproximadamente 45 MW, con un mayor peso de los últimos cinco años. La primera mitad de este periodo 1999-2006 se creció a una tasa de 3.4%, aproximadamente 28 MW por año. Mientras que en la segunda etapa, años 2007-2012, la demanda creció 5.6% anual sostenido, equivalente a un incremento anual de 67 MW por año. Creciendo el último periodo anual 2012-2011, en 97 MW.

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

FACTOR DE CARGA (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo. El FC del SIN ha mantenido una estabilidad consistente a través del tiempo, de acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, con un factor promedio de 67.6, para una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.⁴² 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.⁴³

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.

$$\text{Factor de Carga} = \text{Energía Eléctrica Disponible} * 1000 / (\text{DMG} * 8760\text{h})$$

A partir de la reestructuración 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 leve incrementos, alcanzando en los primeros diez años 1999-2008 un factor máximo de 70.8 para el año 2007, con un factor promedio 70.2 para el periodo de diez años, con una variación promedio anual creciente de 0.5%.⁴⁴

En el periodo comprendido del 2001-2008 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa de 70.2 u., pero en los últimos cuatro años 2009, 2010, 2011 y el año 2012, el FC registrado fue errático, disminuyendo los dos primeros dos años, con valores de 68.7 u., 68.9, e incrementándose en los años 2011 y 2012 a 70.3 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.

⁴² Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada desde el inicio en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

⁴³ Para el Modelo PREEICA, basado en el consumo total, se utiliza un factor ajustado calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá.

⁴⁴ LEY N° 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual se reestructura el servicio eléctrico a partir del segundo semestre de 1998, separando y privatizando el sector eléctrico, en busca de una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

El parámetro registra un punto de inflexión en el periodo bianual 2009-2010, en donde el FC presenta una caída a 68.7, una reducción porcentual del factor de 2.7%, con respecto al año 2008, el año siguiente se registra un valor de 69.9 u., de 70.3 u. en 2011, alcanzando en el último año 2012 un alto valor de 71.4 u., solamente debajo del valor máximo histórico alcanzado por este parámetro de 73.0 u., en el año 2000.⁴⁵

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. Debido especialmente al incremento del consumo 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. Adicional a un uso más ineficiente del equipamiento industrial, debido al retroceso momentáneo que experimentó la economía domestica en esos años, consecuente con la crisis económica global.

En los años 2011 y 2012 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, a la mejor utilización del consumo del sector comercial, y una mejor gestión de la distribución eléctrica y a aun posible efecto tarifario de la electricidad, específicamente en el sector residencial.

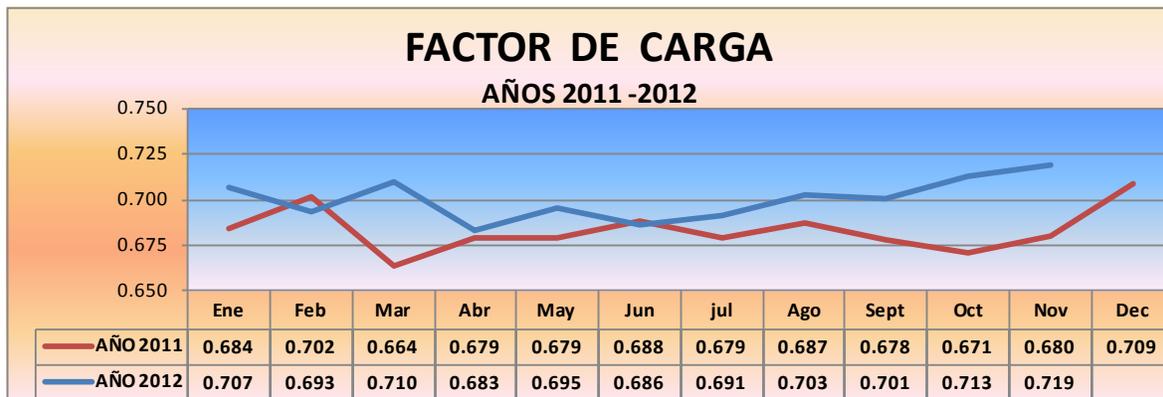


Figura 1.18

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable del FC, en estos últimos cinco años, está asociado probablemente a variables tales, como la penetración del servicio eléctrico 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.. Caracterizados a su vez con consumos bajos, lo cual implica incremento en la potencia, sin un respectivo incremento

⁴⁵ Este alto valor del parámetro de 73.u., registrado por el sistema en el año 2000, no tiene una clara explicación.

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, uno de los principales sectores de consumo que inciden 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 o temporada alta. 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 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. Ver la Figura 1.17.

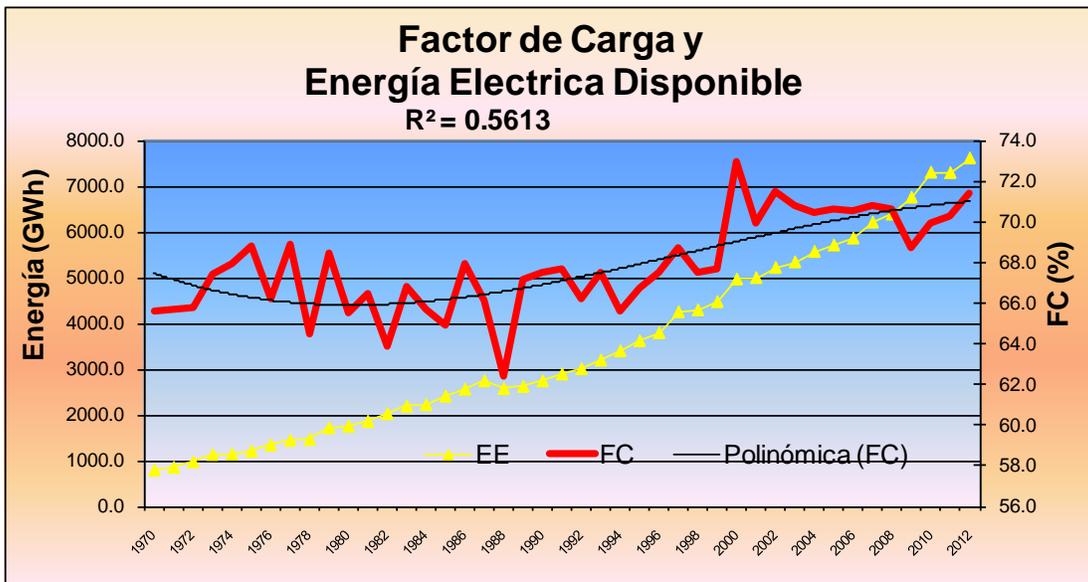


Figura 1.19

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 registrado 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”. Aun mas 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” finalizó.

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 y edificios de oficinas, 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, asumiendo que la sociedad panameña, en términos generales, mantendrá los actuales hábitos de consumo. Lo que significa, que en por lo menos cuatro años, 2016, mejore una decima 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 calculo para el periodo 2013-2027 el factor, con base en la fórmula de pronóstico lineal de programa Excel. El resultado proyecta una mejora en el actual parámetro de FC, que partiendo del valor ajustado de 71.4 en 2012, alcanza en el año 2027 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, 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 perdidas en transmisión y distribución con respecto a la energía disponible (EE).

Como muestran las tablas siguientes, las pérdidas documentadas obtenidas de la ecuación, han declinado en el periodo 2000-2012 en casi un 3.8% anualmente mientras la energía disponible ha crecido anualmente en una tasa sostenida de 4.5%. En este periodo, las pérdidas evolucionaron de 1,166 a 1,342 GWh. Los datos preliminares del año 2012, muestran que las pérdidas totales representan el 15.9% de la energía disponible, equivalente al 18.9% de las ventas totales estimadas.

Las pérdidas de transmisión, provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, en el registro del Sistema de Medición Comercial, administrado por el CND, hasta el mes de noviembre documentan que en el año 2012, las

pérdidas de transmisión (PTT) representan el 3.3% de la energía disponible, equivalente al 3.9% de las ventas totales. Con respecto al año anterior es importante destacar, que las pérdidas del sistema de transmisión se incrementaron en 67%, debido primordialmente al incremento significativo en ese año, de generación hidro proveniente del occidente del país.

La diferencia de las pérdidas totales con las PTT, queda asignada al sistema de distribución, representando en el año 2012, el 12.6% de la energía disponible, equivalentes al 15% de las ventas totales, los estimados respectivos para el año 2011, son 12.4% y 14.5%.⁴⁶ Disminución significativa con relación a los registros presentados al principio de la década, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 20% y 26% respectivamente, de la energía disponible y ventas totales de energía eléctrica.

⁴⁶ Inferidos con los avances a diciembre del CND y de los indicadores económicos del INEC.

ENERGIA DISPONIBLE, VENTAS y PÉRDIDAS EN GWh

AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
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	8,448.0
VENTAS TOTALES (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.2	5,738.0	6,232.5	6,599.8	7,105.3
PERDIDAS TOTALES (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.7	975.8	930.2	927.8	910.9	924.2	1,015.7	1,057.8	1,122.7	1,342.7
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%	15.9%
PARTICIPACION PT/VT (%)	30.7%	27.1%	27.0%	24.0%	21.2%	19.5%	18.8%	17.2%	16.9%	17.7%	17.0%	17.0%	18.9%
VARIACION ANUAL PT (%)		-8.6%	4.0%	-6.6%	-5.8%	-4.7%	-0.3%	-1.8%	1.5%	9.9%	14.5%	6.1%	19.6%

PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	173.0	134.0	186.8	150.9	184.2	155.5	114.9	121.3	149.7	127.0	142.0	165.1	275.9
PARTICIPACION PTT/EE (%)	3.5%	2.7%	3.6%	2.8%	3.3%	2.7%	2.0%	2.0%	2.3%	1.9%	1.9%	2.1%	3.3%
PARTICIPACION PTT/VT (%)	4.6%	3.4%	4.5%	3.5%	4.0%	3.3%	2.3%	2.3%	2.7%	2.2%	2.3%	2.5%	3.9%
VARIACION ANUAL PTT (%)		-22.5%	39.4%	-19.2%	22.1%	-15.6%	-26.1%	5.5%	23.4%	-15.2%	11.9%	16.3%	67.1%

PERDIDAS EN DISTRIBUCION (GWh)	993.4	932.0	921.9	884.9	791.6	774.7	812.8	789.6	774.5	888.8	915.8	957.6	1,066.8
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/EE (%)	20.0%	18.6%	17.7%	16.6%	14.2%	13.6%	13.9%	12.7%	12.1%	13.2%	12.6%	12.4%	12.6%
PERDIDAS DISTRIBUCION PD/VT (%)	26.1%	23.7%	22.4%	20.5%	17.2%	16.2%	16.5%	14.9%	14.2%	15.5%	14.7%	14.5%	15.0%
VARIACION ANUAL PD (%)		-6.2%	-1.1%	-4.0%	-10.5%	-2.1%	4.9%	-2.9%	-1.9%	14.8%	3.0%	4.6%	11.4%

TABLAS 1.12 , 1.13 y 1.14

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a que se alcanzaran registros de pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas, de menos de 15%. A la fecha se considera que las pérdidas técnicas de distribución han alcanzado parámetros entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales,⁴⁷ Por consiguiente, se asume que las diferencias corresponden a las pérdidas No Técnicas de Distribución, que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

En consideración a los avances obtenidos en la presente década, en la disminución de las pérdidas totales del sistema, en se paso de más de 30%, registrado al inicio de la década a un parámetro estimado de alrededor de 15% en el año 2012, con respecto al volumen de las Ventas. Lo que significo una tasa declinante de 3.8% durante estos 12 años. Es importante enfatizar que este parámetro declino aceleradamente, en periodo 2000-2005 para pasar a una declinación más lenta 1.5% anual del 2006 al 2012, dada un cambio de tendencia del parámetro, en los últimos dos años, 2011-2012. Por consiguiente, se espera que en el futuro inmediato, la disminución de las pérdidas totales del sistema, sean más graduales.

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 2.7 de la energía disponible, equivalente probablemente a un 3.3% de las ventas totales, a partir del año 2011. En el año 2012 se estima que las mismas alcanzaran 3.6% de las ventas. Esta elevación de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2012, es consecuente con el esperado incremento en el corto plazo, del flujo proveniente de la generación hidroeléctrica, inmediatamente se incorporen los proyectos en ejecución en el área de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro,

Por ejemplo, durante el año 2010 se incorporaron al sistema 31 MW hidro; luego en los años 2011, 2012 de manera escalonada se incorporan respectivamente 262 y 281 MW de nueva generación hidroeléctrica. De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas en el 2013, se espera la entrada de no menos de 173 MW adicionales de fuente hídrica. Para un gran total de más de 750 MW, de generación específicamente hidro. Lo cual reduciría 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.

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 2007-2011, aproximadamente entre el 12% de la energía disponible aproximadamente, un

⁴⁷ 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 (Anexo 4) ELEKTRA informa por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución se encuentran entre 6.5 y 7%

aproximado de 14% de las ventas totales. Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado, parámetros totales de pérdidas de 14% de las ventas totales en el periodo 2012 -2015.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución en el largo plazo (2015-2026), no sobrepasen un tope de 6%, como premisa general considerada en los escenarios de perdidas. La misma es consecuente, con esperados cambios en la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas del año 2013 posibles de alcanzar, parámetros de perdidas técnicas, de 6.5%, 6% y 6.5%, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda años 2013 -2027:

En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 17% en el 2010 a 14.7% de las ventas totales, en el 2015. Como meta, se espera alcanzar esta cantidad de pérdidas, 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, para mantener o reducir las mismas del 6.5% al 6% de las ventas totales, al año 2013.

Para el escenario optimista, la reducción de las pérdidas totales es mayor, llegando a 13.6% de las ventas totales en el 2015. 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.

Con respecto a un escenario pesimista, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las perdidas no técnicas podrían alcanzar valores de hasta 6.5%, hasta el año 2015, casi 1% más con respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica pérdidas totales con relación a las ventas totales por 14.52%

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

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Recibir una “energía eléctrica onerosa”, es la percepción general del consumidor residencial y en menor cuantía de los consumidores industriales y comerciales., del sistema eléctrico nacional. Pero en realidad el precio real de la electricidad pagada por los consumidores en Panamá es estable, y aun más el precio real pagado en el año 2011, fue menor el precio pagado en el año 2003,. A precios corrientes el servicio eléctrico, medido como la facturación total entre el total de kWh vendidos, paso de 29.3 \$/MWh en el año 1970 a 158.6 \$/MWh en el año 2012, para un valor promedio anual durante todo el periodo de 11 centésimos por KWh, reflejando una tasa anual sostenida de solo 4.1%.

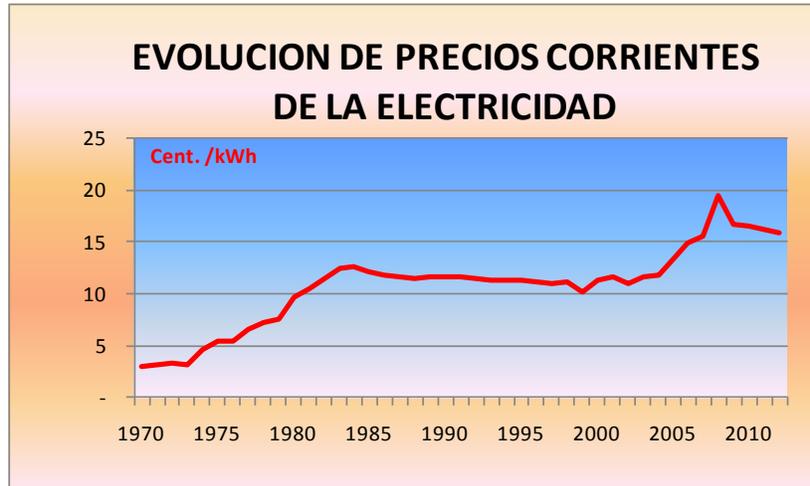


Figura 1.20

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 incremento de 2.93 cent/kWh a la 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 2003-2012, en que el precio varió anualmente 3.5% con dos sub-etapas bien diferenciadas. Por conveniencia del análisis, esta etapa se examina e mayor detalle, en el siguiente cuadro.

PRECIOS CORRIENTES DE LA ELECTRICIDAD

AÑOS 2003-2012

CLASE	AÑOS									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PRECIO ELECTRICIDAD CORRIENTES	11.6	11.8	13.5	14.9	15.6	19.4	16.7	16.5	16.2	15.9
VARIACION (%)		2.2%	13.6%	10.9%	4.6%	24.5%	-14.3%	-1.0%	-2.0%	-1.8%

Tabla 1.15

La evolución de los precios corrientes entre los años 2003 y 2012, muestra dos 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.⁴⁸ Mientras en la sub- etapa subsiguiente, años 2009 -2012 el precio cae en 4.9% anualmente alcanzando un precio de 15.9 cent/kWh en el 2012.

⁴⁸ Este punto máximo de precios de la electricidad es coincidente con el máximo valor alcanzado por el crudo de petróleo, en el mundo.

Con el fin aclarar el enunciado inicial de este acápite en 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) ⁴⁹

VARIACION DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD (IPC)

AÑOS 2003-2012

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

Tabla 1.16

El análisis de la tabla de precios reales de la electricidades a nivel de consumidor presenta una etapa inicial con un periodo bianual estable, 2003 – 2004, en donde el precio estable y se incremento un 5% sobre el 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 electricidad de 105.7 a 161.0, 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 registro un aumento real de la electricidad al consumidor de 6.9%.

Este fenómeno se observa con mayor facilidad, en la siguiente grafica, 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 años 2012 inicia un ciclo creciente de precios del servicio. El precio real pagado por el consumidor residencial en el año 2008, obedece en gran parte al costo que alcanzo el barril de crudo de 140 dólares.⁵⁰

⁴⁹ INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2010, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

⁵⁰ 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 por el Estado.

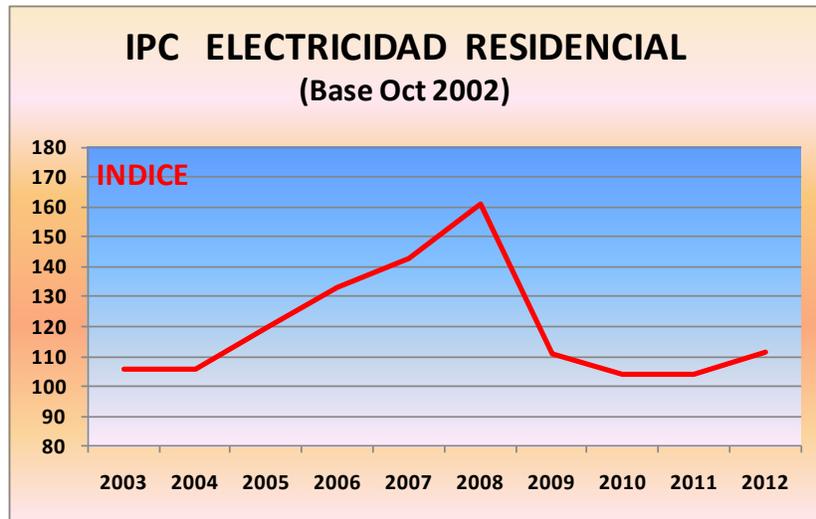


Figura 1.21

El análisis de la totalidad de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1998,⁵¹ 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. Con lo que se puede decir que durante este periodo, anterior a la reestructuración del subsector eléctrico, el país disfrutó de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,⁵² periodo inicial de la reestructuración 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 llevó 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.

⁵¹ Se seleccionó este periodo de referencia, para visualizar el efecto de privatización de la generación y distribución del sector eléctrico nacional. 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.

⁵² 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.

EVOLUCION HISTORICA DE PRECIOS REALES DE LA ELECTRICIDAD

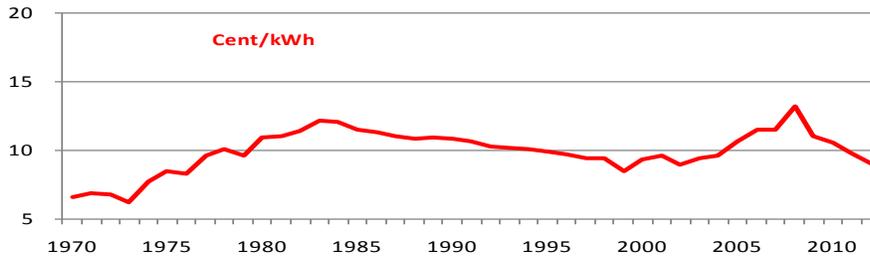


Figura 1.22

Con lo que para todo el periodo del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2009), el sistema nacional tuvo una tasa anual sostenida de crecimiento de 1.6%. Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por ventas 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 “su opinión” diga lo contrario.

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)”.⁵³ 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.

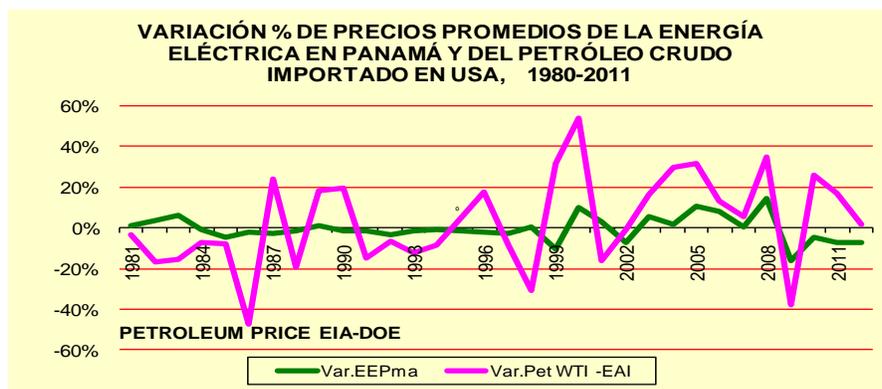


Figura 1.23

⁵³ Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007

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 en a partir del año 2007.

Pero en los últimos tres 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 mas disímil, como lo muestra la Figura 1.24, para los años 2008-2012. Esta nueva realidad, es consecuente con la actual volatilidad del precio mundial del crudo y por consiguiente sus derivados; su efecto colateral en otras fuentes energéticas, ya sea por escasez momentánea de los suministros, problemas estructurales en la capacidad mundial de refinación, de las dificultades en el transporte masivo del crudo, y otros elementos derivados de los fenómenos de geopolítica global.

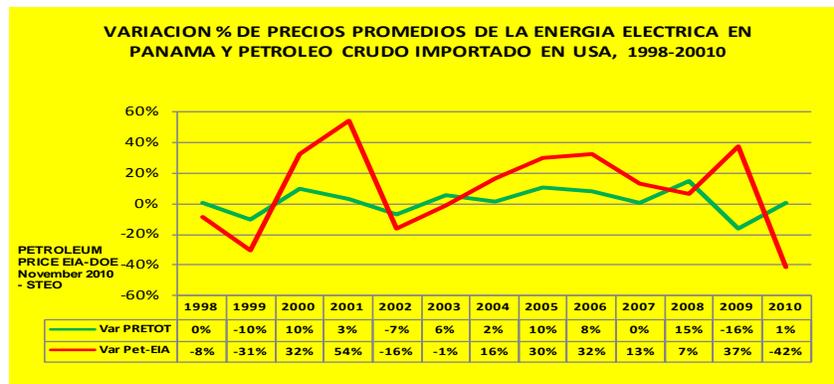


Figura 1.24

Por consiguiente en esta versión de los Pronósticos de Demanda 2013 -2027, 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 observo una correspondencia histórica entre las variaciones del precio promedio de la energía eléctrica total consumida en 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)⁵⁴, como se evidencia en la figura siguiente, en donde se muestra

⁵⁴ EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average.

una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

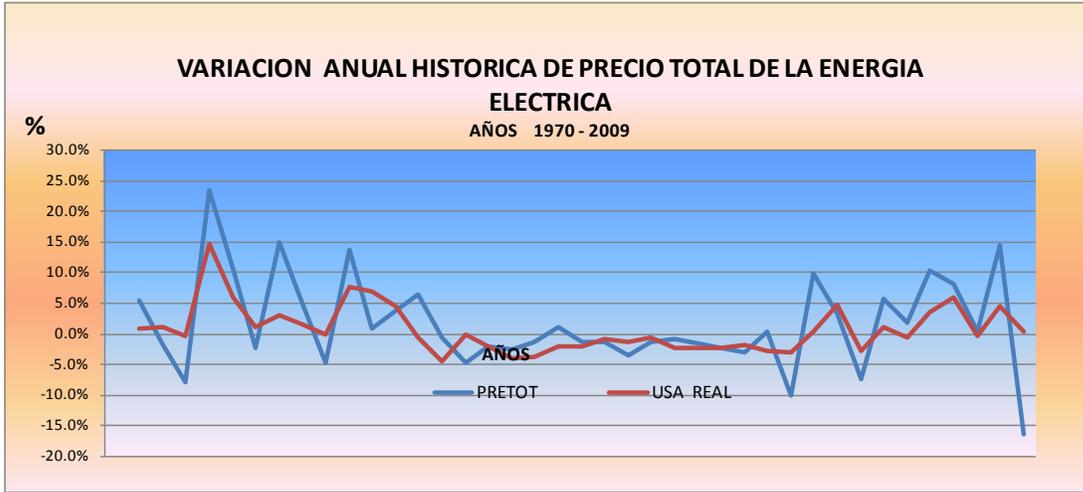


Figura 1.25

Dada la correspondencia relativa entre las variaciones del precio de la energía eléctrica a los consumidores, 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.⁵⁵

En la Tabla siguiente se presenta por año los pronósticos de precios de la electricidad en Panamá, PRETOT, para el periodo 2011-2025, derivados de la variación de precios anual de los precios de la electricidad al consumidor final, pronosticados por el EIA-DOE.⁵⁶

⁵⁵ Ídem, hm2010.d020310a.

⁵⁶ El detalle de los Precios PRETOT, se encuentra en el Anexo I-3, Cuadro 17

AÑO	PRONOSTICOS DE PRECIOS REALES DEL PRETOT		
	Basado en Var. Precios Reales USA		
	Reference case	High macroeconomic growth	Low macroeconomic growth
1998			
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
2006			
2007			
2008			
2009			
2010			
2011	10.5619	10.1798	9.9488
2012	11.0834	10.7495	10.3872
2013	11.2632	10.9067	10.4696
2014	11.3333	10.9731	10.5294
2015	11.4777	11.1551	10.6325
2016	11.7448	11.4317	10.8352
2017	11.9740	11.6280	10.9556
2018	12.1389	11.8377	11.0881
2019	12.2791	12.0680	11.1655
2020	12.5368	12.3501	11.3814
2021	12.8002	12.6275	11.5759
2022	13.0373	12.8357	11.7884
2023	13.3107	13.0884	12.0151
2024	13.5655	13.4696	12.3386
2025	13.7401	13.8185	12.6778
2026	14.1876	14.5704	13.1949
2027	14.4855	14.9483	13.3331

Tabla 1.17

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA

Aunque desde el Pronóstico de la Demanda 2011-2025, ETESA dejó de utilizar como referencia la variación de los precios del crudo internacional de petróleo, para pronosticar la variación de precios de la electricidad en Panamá, por encontrar poca correlación entre ambos indicadores. ETESA considero que era necesario continuar con el análisis de precios de los combustibles, para generación eléctrica, reflejado realmente por el análisis de su precio directriz, como lo es el precio internacional del crudo de petróleo. Dada la incidencia directa del precio del crudo en el costo final de la generación eléctrica, de la cual se derivan los precios futuros de la electricidad al consumidor final.

Como se informo en el Pronóstico de Demanda 2011- 2025, existía un cambio en la visual a corto y largo plazo de la EIA –DOE, en la cual se acepta por fin, que los riesgos geopolíticos son considerables en la determinación del precio futuro de los combustibles fósiles, a medida que se incrementa paulatinamente el consumo de las principales economías, y se agregan demandas de las economías emergentes, que van de la mano con la declinación de las reservas de las “economías occidentales”.⁵⁷

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, que permitan un análisis de las condiciones del mercado futuro de los combustibles fósiles. En el Annual Energy Outlook 2011, se concibieron y resumieron las nuevas perspectivas, de los precios mundiales del crudo de petróleo, en términos constantes.⁵⁸

Las tres perspectivas del precio del petróleo se basan en escenarios distintos, cada uno con asunciones alternativas que reflejan supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo. El caso conservador o de referencia asume una continuación de la tendencias actuales de crecimiento económico en términos de acceso a los recursos de la OPEC y de los países fuera del Cartel (producción convencional), incremento de producción no convencional, donde la participación de la oferta y el crecimiento de la economía mundial van de la mano.

El escenario de Precios altos del crudo (High Oil Prices), se fundamentan en un crecimiento 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 domestica en conjunto con mayores costos de producción no convencional.

⁵⁷ Explicación más detallada se encuentra Estudios Básicos 2011 -2025-

⁵⁸ En el Anexo No. I - 5, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

El escenario de menores precios mundiales (Low Oil Prices), asume un crecimiento económico más bajo que en el caso de referencia, resulta en una menor demanda mundial de crudos. Por consiguiente se espera que por el lado de la oferta, los países productores desarrollen políticas fiscales y regímenes de inversiones que incentiven la explotación.

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA, AEO2012 en dólares de 2010.⁵⁹

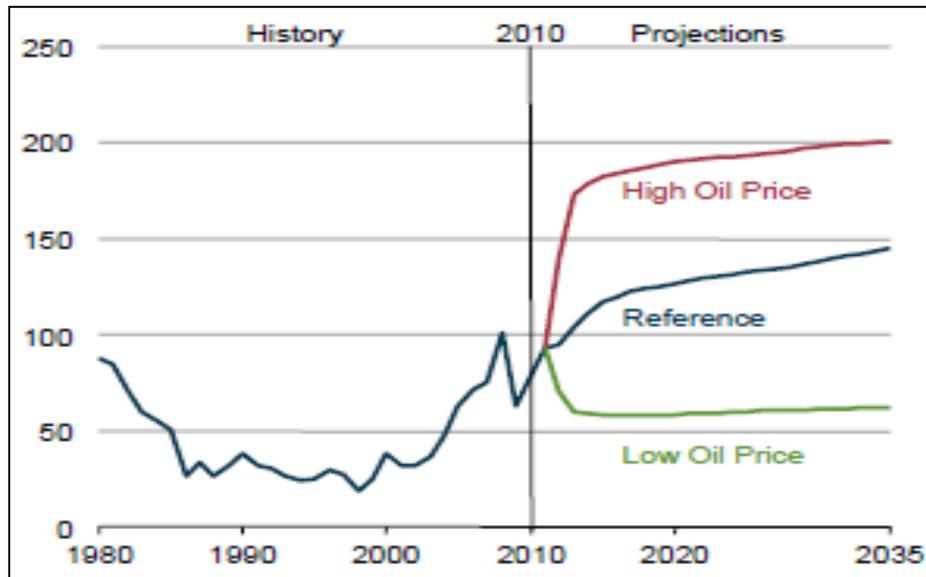


Figura 1.26

En el Caso de Referencia (conservador o moderado), el precio promedio del crudo utiliza como base 92.86 \$/barril en el 2011, luego de obtener un pico máximo de 101.24\$/b. en el año 2008 en términos reales (nominales en 145.40 \$/b.), para el mes de julio. Luego, gracias a un incremento de la demanda y a esperados mayores costos de producción, el precio real se incrementaría en un 13% en términos constantes al 2015 y luego en incrementos equivalente a una tasa acumulada anual de 2.7%, 1.7%, 1.0% y 1.0% hasta el año 2035. Alcanzando en ese año, un precio real de 144.0 dólares (en dólares del 2010) o cerca de los 200 dólares el barril de crudo en precios corrientes⁶⁰. Escenario de precio, totalmente similar al EAEO20012.

⁵⁹ Similar en sus principales aspectos a la proyección de precios del AEO2012.

⁶⁰ El EIA-DOE presenta anualmente en Anual Energy Outlook (AEO) Tres proyecciones basadas en los análisis de sus especialistas, el Referente case, Low Oil Price case y el High Oil Price case. Cada uno basado en las premisas particulares del consumo mundial, producción, reservas probadas y el desarrollo de fuentes alternativas.

PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL			
AÑOS 2010 - 2035			
TASAS DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL			
PERIODO	Reference Price	High Price	Low Price
2011-2015	3.9%	7.5%	-2.2%
2016-2020	2.7%	3.0%	-0.8%
2021-2025	1.7%	1.9%	-0.6%
2026-2030	0.9%	1.1%	-0.4%
2031-2035	0.3%	0.4%	-0.1%

Tabla 1.18

Recientemente, los precios reales de los crudos han alcanzado los rangos de precios estimados anteriormente por el EIA-DOE, en anteriores ediciones de AEO 2009, 2010; pero basado en concepciones distintas a su elaboración. En la práctica, los precios alcanzados obedecen a la inesperada recesión económica mundial iniciada por el colapso financiero e hipotecario de EEUU que fue exportado a las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China)

Por consiguiente, ETESA considera que dado los precios vigentes de los crudos, de la situación actual del mercado, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, la reciente concepción del EIA sobre de los precios para el crudo de petróleo refleja más fielmente la noción futura de los precios de los combustibles.

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. 17).

1.5 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 integra la provincia de Bocas del Toro al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Al no tener esta área agregada a un agente específico de distribución del SIN, se ha incorporado temporalmente esta 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), un enclave de producción de banano de exportación, 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.⁶¹

Para la estimación del nuevo consumo a conectarse en la S/E Changuinola, en el año 2009, se utilizaron los datos suministrados al CND por BOFCO,⁶² 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.⁶³

⁶¹ BOFCO, vende 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 competencia.

⁶² Plan Indicativo de Demanda

⁶³ Mediante las notas AES-GME 60-10- del 15 de julio de 2010, AES-GME 62-10- del 22 de julio de 2010, AES-GME 65-10- del 10 de agosto de 2010, la Empresa AES PANAMA como representante de Bocas Fruit CO., entregó al CND consumo de energía, curvas típicas y las proyecciones de demanda, factor de carga y demanda máxima, del 2011 al año 2031.

Con el fin de no incluirles ruidos innecesarios al Modelo de Regresión PREEICA, el consumo correspondiente a al área de Bocas del Toro, que se registra como Gran Cliente se considerara aun como bloque de consumo bajo la denominación 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.⁶⁴ 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 el periodo evaluado de 27.4, 34.7 y 21.8% 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 2027, 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 2011-2025.

⁶⁴ Consecuente con la reciente disponibilidad de fluido eléctrico confiable, de recursos naturales de la región y de los impactos de un desarrollo del “turismo estacional y residencial”,

1.6 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.⁶⁵ 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, son incorporados al Pronóstico de energía. En consideración a su impacto en el sistema y por conveniencia operativa del modelo de pronósticos, se incorporan dentro del segmento Bloque.

En el documento de Estudios Básicos, Pronósticos 2011 – 2025 se resume 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, que a la fecha de edición de este informe, los mismos no estaban totalmente conceptualizados y/o configurados, un segundo grupo, que por sus características específicas, la implementación de sus operaciones no tiene implicaciones significativas sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica. Un tercer grupo conformado por obras que luego de terminadas requerirán de significativas carga para su operación, pero por carecer de información en detalle, estas cargas respectivas, aun no son consideradas aisladamente, en este informe.

Pertenecientes a ese primer grupo tenemos la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la nueva Ciudad Hospitalaria del Seguro Social, el Mercado de Abastos de la ciudad de Panamá, conformados por un conjunto de edificios con grandes equipos de refrigeración e instalaciones intensivas en consumo eléctrico, que pueden incrementar significativamente la carga, desde el inicio de operaciones. Proyectados los mismos, para el área cercana al Canal y que de acuerdo a un programa gubernamental en ejecución deberán estar en operación a fines del año 2014- 2015, no son considerados. 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.

⁶⁵ Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, Diciembre del 2009.

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 (San Felipe –Amador, Vía Cincuentenario – Panama Viejo), construcción de las diversas obras de la nueva viabilidad para el tránsito de la Ciudad de Panamá, última fase del corredor Norte, de la construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), 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.

Además se vislumbran una cantidad de proyectos conceptualizados de índole privada, que de implementarse dentro del periodo de análisis solicitaran altas cantidades de potencia y energía en la ejecución y operaciones.

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 2013 -2016, 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 centralización en un solo punto, de carga actual dispersa a través de la ciudad.

El posible impacto de los requerimientos de carga puntuales mencionados y aun no considerados en el presente pronósticos 2013 -2027 de energía y demanda, se diluye más allá del periodo crítico 2013 -2016, 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.

SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

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.

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

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	TOTAL
2010	4,983,000							
2011	5,085,000							
2012	5,188,000							
2013	5,290,000	3,602,000	2,397,000	2,645,000	2,149,000			16,083,000
2014	5,392,000	3,875,000	2,443,000	2,696,000	2,191,000			16,597,000
2015	5,494,000	3,949,000	2,498,000	2,747,000	2,232,000			16,920,000
2016	5,596,000	4,022,000	2,536,000	2,798,000	2,274,000			17,226,000
2017	5,692,000	4,095,000	2,582,000	2,849,000	2,315,000			17,533,000
2018	5,800,000	4,169,000	2,628,000	2,900,000	2,357,000			17,854,000
2019	5,902,000	4,242,000	2,674,000	2,951,000	2,398,000			18,167,000
2020	6,004,000	4,315,000	2,720,000	3,002,000	2,440,000	469,000	2,345,000	21,295,000
2021	6,106,000	4,388,000	2,767,000	3,053,000	2,481,000	477,000	2,385,000	21,657,000
2022	6,208,000	4,461,000	2,813,000	3,104,000	2,522,000	485,000	2,425,000	22,018,000
2023	6,309,000	4,535,000	2,859,000	3,155,000	2,564,000	493,000	2,465,000	22,380,000
2024	6,411,000	4,608,000	2,905,000	3,206,000	2,605,000	501,000	2,504,000	22,740,000
2025	6,614,000	4,681,000	2,951,000	3,256,000	2,646,000	509,000	2,544,000	23,201,000
2026	6,614,000	4,754,000	2,997,000	3,307,000	2,688,000	517,000	2,584,000	23,461,000
2027	6,716,000	4,827,000	3,043,000	3,358,000	2,729,000	525,000	2,623,000	23,821,000
TOTAL	90,148,000	64,523,000	40,813,000	45,027,000	36,591,000	3,976,000	19,875,000	300,953,000

Tabla 1.19

AÑO	CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ENERGIA	58.6	41.4	42.2	43.1	43.9	44.8	45.7	46.6	54.7	55.4	56.2	57.0	57.8	58.6	59.4

Tabla 1.20

En consecuencia de los requerimientos de energía totales del Proyecto del Saneamiento de la Bahía, que han de incidir en el SIN, en el horizonte del Pronostico 2013-2027, por la operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.

**CONSUMO DE ENERGIA EN EL PROYECTO
 DEL SANAAMIENTO DE LA BAHIA**
 En GWh

CONSUMO ELECTRICO DEL PROYECTO SANAAMIENTO DE LA BAHIA			
AÑO	CONSUMO (GWh)		
	ESTACIONES/ BOMBEO	PTAR	PROYECTO
2013	16.1	40.7	56.7
2014	16.6	41.4	58.0
2015	16.9	42.2	59.1
2016	17.2	43.1	60.3
2017	17.5	43.9	61.4
2018	17.9	44.8	62.6
2019	18.2	45.7	63.8
2020	21.3	46.6	67.9
2021	21.7	54.7	76.3
2022	22.0	55.4	77.5
2023	22.4	56.2	78.6
2024	22.7	57.0	79.7
2025	23.2	57.8	81.0
2026	23.5	58.6	82.0
2027	23.8	59.4	83.2
TOTAL	301	747	1,048

Tabla 1.21

TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

Con respecto al proyecto del Metro de la ciudad de Panamá, al igual que el mega proyecto anterior se encuentra detallado en los Estudios Básicos 2011-2025. La Secretaria del Metro, mantiene la previsión optimista de implementar en su totalidad 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 2018.⁶⁶ A continuación, la Secretaria pretende poner en operaciones, a partir del año 2020, los 19 km. de la primera fase de la Línea 2 (Tramo La Doña - San Miguelito) con sus respectivas estaciones de conexión, con lo cual permitiría el acceso de las comunidades más extremas del este de la ciudad, a la Terminal de Transporte de Albrook, por medio de la estación entronque de San Miguelito.

Bajo un análisis conservador, el gobierno actual considera que estas obras se pueden completar sin contratiempos dentro del periodo de análisis, por lo cual es menester agregar la carga originada por este transporte masivo, al sistema eléctrico.

DEMANDA POTENCIAL DEL METRO DEMANDA MAXIMA ESPERADA								
Año	Escenario Conservador				Escenario de Alta Demanda			
	Línea 1,	Línea 1,	Línea 2,	TOTAL	Línea 1,	Línea 1,	Línea 2,	TOTAL
	F 1	F 2	F 1		F 1	F 2	F 1	
2014	10.0			10.0	10.0			10.0
2015	10.0			10.0	10.0			10.0
2016	11.0			11.0	11.0	1.6		12.6
2017	12.1			12.1	12.1	1.8		13.9
2018	13.3			13.3	13.3	1.9	12.0	27.2
2019	14.6			14.6	14.6	2.1	12.9	29.7
2020	15.0	1.6	12.0	28.6	15.0	2.3	13.9	31.2
2021	15.0	1.8	12.9	29.7	15.0	2.3	14.9	32.3
2022	15.0	1.9	13.9	30.8	15.0	2.3	16.0	33.4
2023	15.0	2.1	14.9	32.0	15.0	2.3	16.0	33.4
2024	15.0	2.1	16.0	33.2	15.0	2.3	16.0	33.4
2025	15.0	2.1	16.0	33.2	15.0	2.3	16.0	33.4
2026	15.0	2.1	16.0	33.2	15.0	2.3	16.0	33.4
2027	15.0	2.1	16.0	33.2	16.0	2.3	16.0	34.4

Tabla 1.22

⁶⁶ A la fecha de elaboración del informe, no se tiene información de aprobación de Addenda para la construcción del tramo adicional.

Este plan en ejecución del servicio del Metro de la Ciudad de Panamá, para operar la Línea 1 requieren de 10 a 15 MW, que en el caso se complemente la adición de la Línea 1, se estima en una demanda adicional de aproximadamente 2 MW, en el año 2025, que comprende la operación una nueva y más grande estación terminal al final de la Línea 1. De la implementación de la primera fase de la Línea 2, la demanda se incrementa inicialmente en 12 MW, al año 2020 creciendo a 15 MW,⁶⁷ en un periodo de cuatro años, estabilizándose el requerimiento de la nueva Línea hasta el año 2035, meta para completar el actual escenario de movilización total del transporte urbano, con las líneas 3, 4 y la terminación de la segunda fase de la Línea 2. En el horizonte del estudio del pronóstico 2013- 2027, se estima una demanda máxima en el año 2027 de 34 MW.

En consideración al estimado de uso del transporte propuesto, se determino 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 escenario conservador y de alta demanda, desde el año 2014 al año 2027. En el cuadro siguiente se resume el estimado de consumo en energía por el propuesto transporte masivo METRO, en ambos escenarios.

	CONSUMO ENERGETICO DEL METRO			
	DEMANDA ANUAL			
	ESCENARIO CONSERVADOR		ESCENARIO ALTO	
	MWh	GWh	MWh	GWh
2014	47,118.0	47.1	47,118.0	47.1
2015	47,118.0	47.1	47,118.0	47.1
2016	51,829.8	51.8	59,368.7	59.4
2017	57,012.8	57.0	65,305.5	65.3
2018	62,714.1	62.7	128,377.7	128.4
2019	68,985.5	69.0	139,801.9	139.8
2020	134,757.5	134.8	150,952.7	151.0
2021	139,752.0	139.8	150,952.7	151.0
2022	145,139.9	145.1	156,220.8	156.2
2023	150,952.7	151.0	157,783.0	157.8
2024	156,220.8	156.2	159,360.8	159.4
2025	157,783.0	157.8	160,954.5	161.0
2026	159,360.8	159.4	162,564.0	162.6
2027	160,954.5	161.0	164,189.6	164.2

Tabla 1.23

⁶⁷ Se considera que la entrada de la primera fase de la nueva Línea 2, implica una demanda mayor a la Línea 1, en correspondencia a una operación longitudinal de 19 Km., mayor a la Línea 1 y la construcción de una nueva estación terminal adicional a otras 11 estaciones de abordaje.

El escenario conservador, se fundamenta en el Estudio de Demanda para la Línea 1 del Sistema de Transporte Masivo de la Ciudad de Panamá, preparado para la implementación de la Línea 1, licitada, adjudicada y con orden de proceder al Consorcio de Línea 1. Este escenario de consumo del Metro se utilizara para los pronósticos conservador y pesimista del modelo.

Con respecto al Pronóstico de Demanda Alta, se considera el escenario con la incorporación de la línea 2, en consideración a las directrices del Ejecutivo Nacional, a la Secretaría del Metro de estudiar la posibilidad inmediata de continuar la siguiente fase de implementación de las obras, fase 2 de la Línea 1 y Fase 1 de la Línea 2 del Metro, a la entrada en operación de la línea 1, para el acceso al servicio de transporte masivo, de las comunidades del este de la ciudad.⁶⁸

⁶⁸ Los ejecutivos del Metro de Panamá, mencionan el adelantamiento al año 2017 de la implementación de la Línea 2, mas a la fecha no se ha concretado aun el diseño ni el financiamiento requerido.

EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN

En vista que la capacidad aeroportuaria en la atención de pasajeros del actual aeropuerto de Tocumén llegaba rápidamente a su nivel de saturación, que había promediado en el quinquenio 2000-2005 una tasa de crecimiento anual de 15%, como evidencia la tabla siguiente. Por lo cual, para la continuación óptima de sus operaciones el aeropuerto se planeo un ambicioso plan maestro de remodelación y expansión, de 25 años, que le debe permitir manejar en el último año, año 2030, el tránsito de 30 millones de pasajeros.

AEROPUERTO DE TOCUMEN						
MOVIMIENTO DE PASAJEROS y CARGA						
AÑOS 2000 - 2010						
AÑO	PASAJEROS (Miles)		OPERACIONES (Vuelos)		CARGA TRANSPORTADA (Miles de Toneladas Métricas)	
	Cantidad	Incremento	Cantidad	Incremento	Cantidad	Incremento
2000	1,933.5		37,524		73,532	
2001	2,103.9	8.8%	41,406	10.3%	74,370	1.1%
2002	1,938.9	-7.8%	39,888	-3.7%	84,362	13.4%
2003	2,077.7	7.2%	42,659	6.9%	83,489	-1.0%
2004	2,364.8	13.8%	49,221	15.4%	92,848	11.2%
2005	2,710.9	14.6%	45,029	-8.5%	100,063	7.8%
2006	3,164.6	16.7%	49,550	10.0%	79,647	-20.4%
2007	3,764.9	19.0%	59,675	20.4%	93,664	17.6%
2008	4,546.2	20.8%	72,669	21.8%	95,968	2.5%
2009	4,818.7	6.0%	78,948	8.6%	86,310	-10.1%
2010	5,200.0	7.9%	89,425	13.3%		
TASA DE CRECIMIENTO 2000-2009		10.7%			8.6%	1.8%
TASA DE CRECIMIENTO 2000-2009		15.5%			15.1%	-3.6%

Tabla 1.24

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, se conceptualizo en anteriores administraciones, por lo cual puede ser considerado un “proyecto estratégico de estado”, el cual se programo en fases o etapas:

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros

Fase 2: Construcción del Muelle Norte

Fase 3: Construcción del Muelle Sur

Fase 4: Nueva Expansión de la Terminal

En combinación con las recientes perspectivas que se tienen para el país, mucho más positivas que la contempladas en la conceptualización del Plan, implicaría la probable anticipación de las obras y la reducción de plazos del actual plan maestro aeroportuario, si no se quiere afectar la calidad de las operaciones aéreas, que debe brindar un aeropuerto internacional de punta.⁶⁹

Aunque el plan maestro, indicaba que para el año 2030 se realizarían las últimas fases, existen directrices recientes del Ejecutivo Nacional, para que se intente completar íntegramente el plan maestro, en el año 2014. La definición de ejecución y plazos de las obras restantes del plan maestro actualizado, dependerán de la realización de un estudio en ejecución, solicitado por la administración del aeropuerto, el cual debe entregar resultados a finales del primer semestre del año 2011.

La construcción de estas nuevas instalaciones, debe empezar una vez entre en operación la nueva terminal del muelle Norte, que aumentara la capacidad de operación del aeropuerto en un 50%, estimando que el movimiento total de pasajeros para el 2015, no sea menos de 8 millones de pasajeros. Por lo cual, es de esperar que respetando los plazos de diseño, licitación, adjudicación y construcción, las obras de la fase 3, cuyas inversiones actualizadas requerirán de un monto de 300 a 350 millones de dólares, obras que estarán en estado operativo, en un rango de 2 a 3 años, o sea de finales del año 2013 o a finales del año 2014.⁷⁰ La culminación del plan maestro original, estaba programada para el año 2025.

El posible impacto de la modernización y expansión dinámica del aeropuerto de Tocumén es tal, que la facturación anual estimada para el servicio, por parte de ENSA, durante el año 2010, es de aproximadamente cinco millones de dólares, que infieren un consumo de 35,715 MWh al año, o sea un consumo aproximado mensual de Tres mil MWh.⁷¹ Esto infiere a su vez una potencia máxima inicial requerida del aeropuerto de 4 MW. La cual es una carga significativa sobre el servicio suministrado en la zona.

Al presente el servicio eléctrico al Aeropuerto Internacional de Tocumén, se afecta por la fluctuación irregular del servicio eléctrico que le han causado fallas en los sistemas

⁶⁹ Según los últimos pronósticos, de los especialistas en turismo, el país crecerá por encima del 10% anual en la entrada de turistas y el crecimiento de los gastos generados por estos visitantes se estiman sobre el 12% anual, como lo evidencia la llegada de nuevas cadenas hoteleras al país. A su vez, el Gerente General de Tocumen S. A. confirma, que el aeropuerto se está preparando para la llegada de más aviones y aerolíneas. Se conoce del regreso e incorporación de Mexicana, Aeroflot (Rusia), All Nipón Airways (Japón), El Al (Israel), Quantas (Australia), Eva Airways (China), Luftansa (Alemania), Dae (Curazao), Condor (Alemania) y Tame (Ecuador).

⁷⁰ Dependiendo del interés real manifiesto de anticipar la ejecución de las obras, que a la fecha continua incierto. Con respecto a la ejecución de las obras del contrato del Muelle Norte, el Inicio del proceso de licitación fue el 1 junio de 2007. La terminación total de las obras de esta fase 2, se deben culminar en el primer semestre del 2012.

⁷¹ Con respecto a un precio promedio pagado de Tarifa de Alta Tensión (ATD), de 0.14 \$/ kWh ,

computacionales vitales de las instalaciones, originado por las repetitivas fallas, en razón que el suministro de electricidad del aeropuerto se sirve en conjunto con circuitos de media tensión, que también sirven a las comunidades residenciales aledañas. Por lo cual, las fallas eléctricas, originadas en estas comunidades tienen efecto perjudicial sobre el servicio al aeropuerto.

Aunque las fallas no ponen en riesgo la seguridad del aeropuerto al tener al momento, una planta auxiliar de respaldo de 8 MW, que en tres segundos puede responder por colapsos en el suministro. Por lo cual, para solucionar el problema de raíz, se encuentra en etapa final el proceso para licitar la construcción de una nueva subestación eléctrica que alimente única y exclusivamente el aeropuerto. Instalación estimada 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.⁷²

Se espera que para finales del año 2012, esté listo el pliego de cargos para convocar la licitación del muelle sur del aeropuerto de Tocumén y “contar con una terminal similar a la actual el área sur”, la estructura tendrá 50 mil metros cuadrados y 30 nuevas puertas de embarque.⁷³ La nueva terminal tendrá servicios propios de migración, aduanas y food court, entre otros. La nueva infraestructura, que podría estar concluida en 2014, presentará un atractivo para aerolíneas de Asia, Oriente y Europa. Según las estimaciones preliminares, la obra costará \$300 millones. Este proyecto se licitaría poco después de estrenar el muelle norte, cuya construcción, se espera que la terminal esté completada en el próximo mes de septiembre.

En la tabla siguiente se muestran los cambios en los requerimientos de potencia y energía, por parte del SIN. En primera instancia se derivan del cronograma vigente del Plan maestro de modernización del Aeropuerto de Tocumén (2003 – 2006). En razón a la anticipación de las obras del Muelle Sur y Nueva Terminal se presenta demanda modificada.

⁷² Supuestamente, esta conexión al SIN, deberá de ser en 115 KV, en una barra adicional dentro de la Subestación Tocumén, de ENSA.

⁷³ La licitación podría producirse este mismo año, adelantó el Gerente General de Tocumen S.A., Juan Carlos Pino. Periódico La Prensa, 23 de enero 2012

DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE FASE						
PLAN MAESTRO		VIGENTE		MODIFICADO		
AÑOS		DEMANDA MW	CONSUMO MWh	AÑOS	DEMANDA MW	CONSUMO MWh
Fase 1	2008	4	43,800.0	2008	4	43,800.0
Fase 2	2011	6	65,700.0	2011	6	65,700.0
Fase 3	2014	8	87,600.0	2013	8	87,600.0
Fase 4	2020	12	131,400.0	2015	12	131,400.0

Tabla 1.25

Los consumos eléctricos derivados de la implementación escalonada del plan maestro vigente, se agregarán al consumo Bloque de los Escenarios Bajo y Moderado, del Pronóstico de energía del SIN.

PRONOSTICOS DE CONSUMO EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN EN MWh					
AÑOS	CONSUMO CONSTANTE	PRONOSTICOS		INCREMENTAL	
		PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFICADO	PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFICADO
2008	43,800.0	43,800.0	43,800.0	0.0	0.0
2009	45,552.0	45,552.0	45,552.0	0.0	0.0
2010	47,374.1	47,374.1	47,374.1	0.0	0.0
2011	49,269.0	49,269.0	49,269.0	0.0	0.0
2012	51,239.8	68,328.0	68,328.0	17,088.2	17,088.2
2013	53,289.4	71,061.1	87,600.0	17,771.7	34,310.6
2014	55,421.0	87,600.0	91,104.0	32,179.0	35,683.0
2015	57,637.8	91,104.0	131,400.0	33,466.2	73,762.2
2016	59,943.3	94,748.2	136,656.0	34,804.8	76,712.7
2017	62,341.1	98,538.1	142,122.2	36,197.0	79,781.2
2018	64,834.7	102,479.6	147,807.1	37,644.9	82,972.4
2019	67,428.1	106,578.8	153,719.4	39,150.7	86,291.3
2020	70,125.2	131,400.0	159,868.2	61,274.8	89,743.0
2021	72,930.2	136,656.0	166,262.9	63,725.8	93,332.7
2022	75,847.4	142,122.2	172,913.4	66,274.8	97,066.0
2023	78,881.3	147,807.1	179,830.0	68,925.8	100,948.6
2024	82,036.6	153,719.4	187,023.2	71,682.8	104,986.6
2025	85,318.0	159,868.2	194,504.1	74,550.1	109,186.1
2026	88,730.8	166,262.9	202,284.3	77,532.2	113,553.5
2027	92,280.0	172,913.4	210,375.6	80,633.4	118,095.6

Tabla 1.26

DEMANDA ADICIONAL NO ESTRUCTURADA

En este punto es necesario mencionar, que el Gobierno Nacional, a través de Tocumén S.A., adquirió el año anterior, 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, para ofrecer a los viajeros, en la propia zona del aeropuerto un lugar de negocios, comercio. 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.

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 expectativa de desarrollo de esta ciudad aeroportuaria denominada Panatrópolis, por sus inversionistas, son de cinco años para la primera etapa.

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.

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

DEMANDA CONSOLIDADA DE MEGAPROYECTOS ESTATALES IDENTIFICADOS (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2012 -2027 En GWh							
AÑO	SANEAMIENTO DE LA BAHIA	TRANSPORTE METRO		AEROPUERTO TOCUMEN *		TOTAL MEGAPROYECTOS	
		MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO	MODERADO	ALTO
2011							
2012				17.09	17.09	17.09	17.09
2013	56.7			17.77	34.31	74.52	91.06
2014	58.0	47.1	47.1	32.18	35.68	137.32	140.82
2015	59.1	47.1	47.1	33.47	73.76	139.71	180.00
2016	60.3	51.8	59.4	34.80	76.71	146.94	196.45
2017	61.4	57.0	65.3	36.20	79.78	154.62	206.50
2018	62.6	62.7	128.4	37.64	82.97	162.98	274.00
2019	63.8	69.0	139.8	39.15	86.29	171.98	289.92
2020	67.9	134.8	151.0	61.27	89.74	263.93	308.59
2021	76.3	139.8	151.0	63.73	93.33	279.85	320.66
2022	77.5	145.1	156.2	66.27	97.07	288.84	330.73
2023	78.6	151.0	157.8	68.93	100.95	298.53	337.35
2024	79.7	156.2	159.4	71.68	104.99	307.62	344.13
2025	81.0	157.8	161.0	74.55	109.19	313.33	351.16
2026	82.0	159.4	162.6	77.53	113.55	318.98	358.20
2027	83.2	161.0	164.2	80.63	118.10	324.85	365.52

Tabla 1.27

Como se menciona 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 su implementación pueden tener fuertes implicaciones sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica, no están siendo considerados en las proyecciones de energía eléctrica, por desconocer 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.

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.

DEMANDA CONSOLIDADA DEL SEGMENTO BLOQUE (CARGA INTEGRADA AL SIN) Años 2012 -2027

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	75.0		75.0		75.0	
2011	71.0	-5.3	71.0	-5.3	71.0	-5.3
2012	78.5	10.6	78.5	10.6	78.5	10.6
2013	156.0	98.6	172.5	119.7	156.0	98.6
2014	220.0	41.0	223.5	29.6	220.0	41.0
2015	223.6	1.6	268.1	20.0	221.5	0.7
2016	232.2	3.8	286.0	6.7	230.1	3.9
2017	241.2	3.9	301.7	5.5	239.0	3.9
2018	250.8	4.0	370.7	22.8	248.7	4.0
2019	261.2	4.1	388.0	4.7	258.9	4.1
2020	354.5	35.7	408.2	5.2	352.2	36.0
2021	373.5	5.4	423.6	3.8	371.1	5.4
2022	382.6	2.4	433.9	2.4	380.2	2.5
2023	394.0	3.0	442.4	2.0	391.6	3.0
2024	404.9	2.8	451.2	2.0	402.5	2.8
2025	412.5	1.9	460.2	2.0	410.0	1.9
2026	420.0	1.8	469.3	2.0	417.4	1.8
2027	427.7	1.9	478.7	2.0	425.2	1.9
Tasa Anual	460.2%	12.04%	526.0%	12.86%	456.8%	11.99%

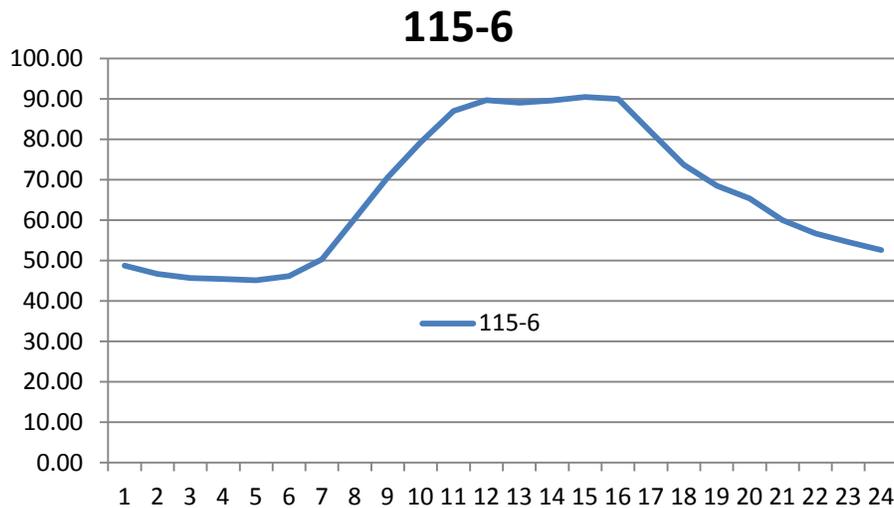
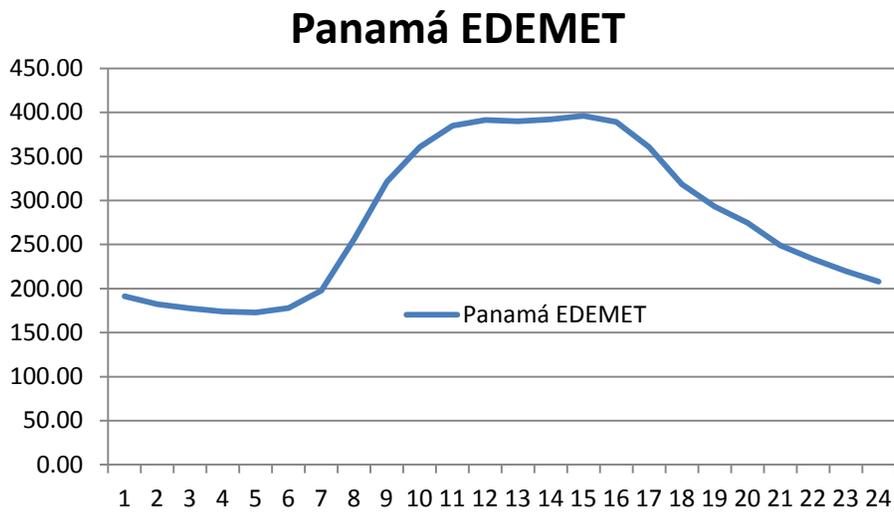
Tabla 1.28

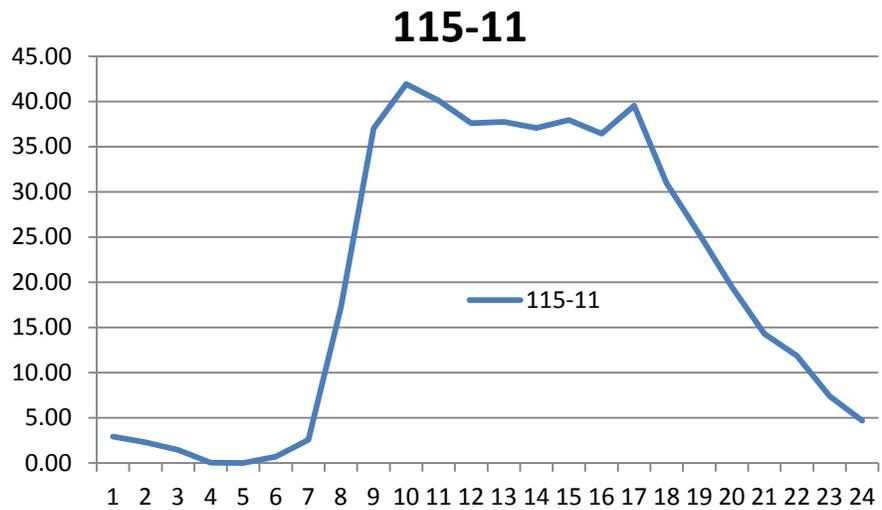
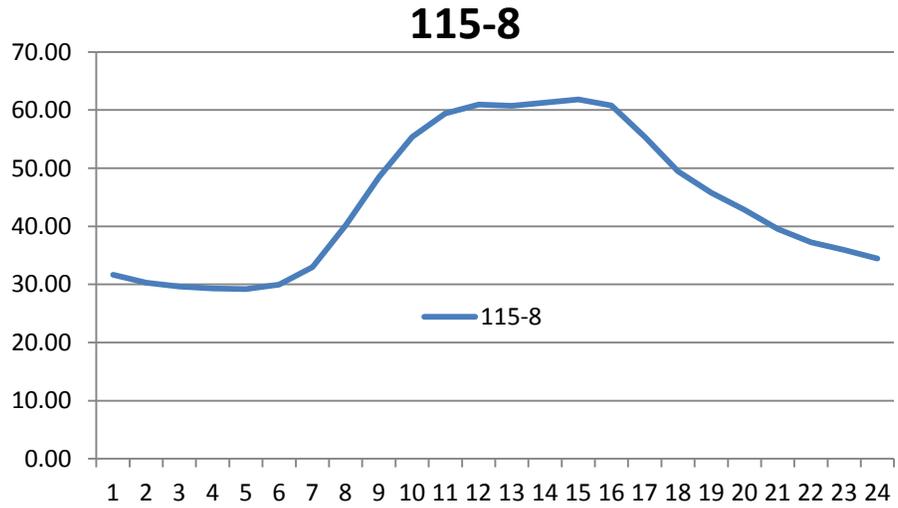
En el Anexo I- 3, Cuadro No 21, se presenta en detalle la tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.

1.7 CURVAS TÍPICAS.

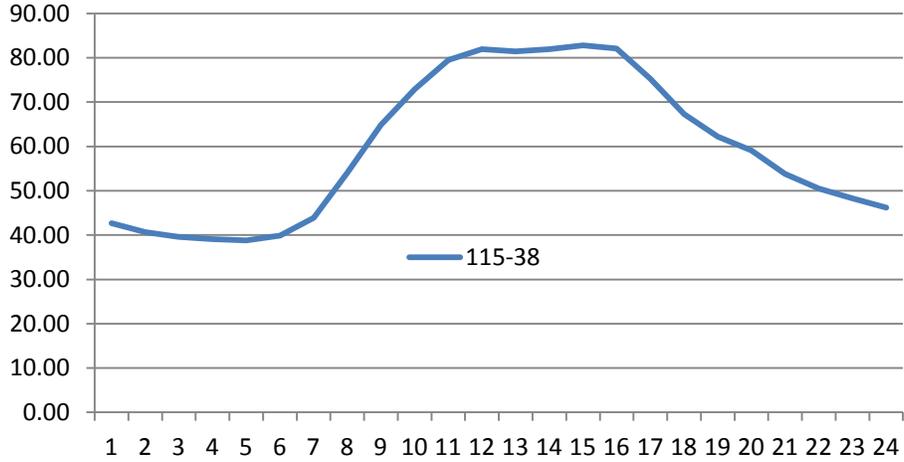
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras

EDEMET

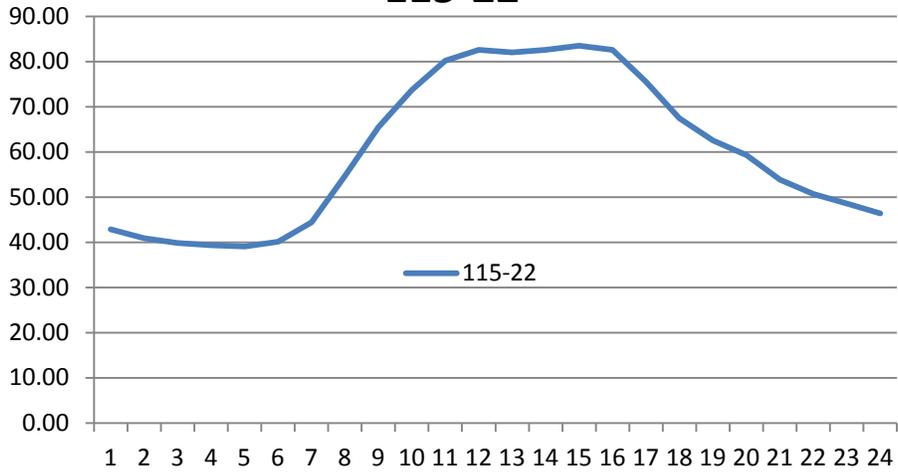




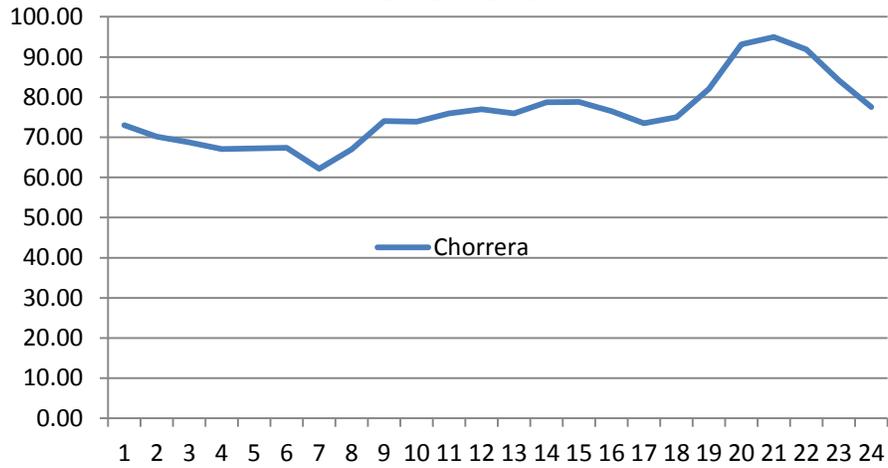
115-38



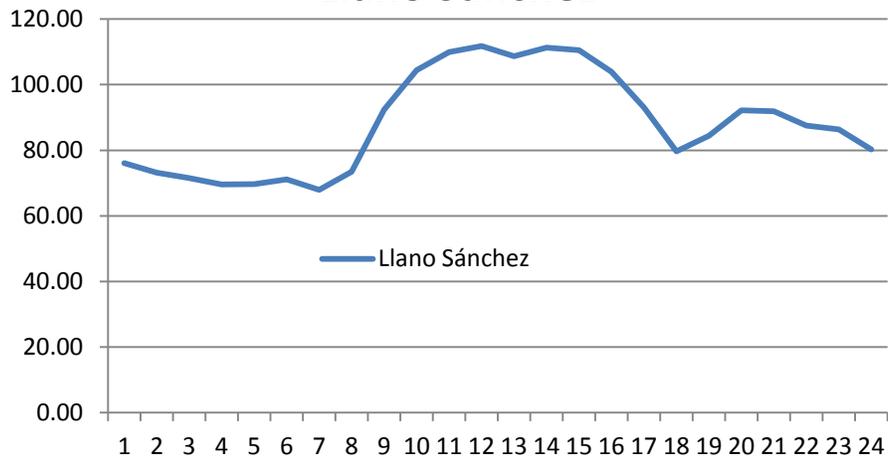
115-22



Chorrera

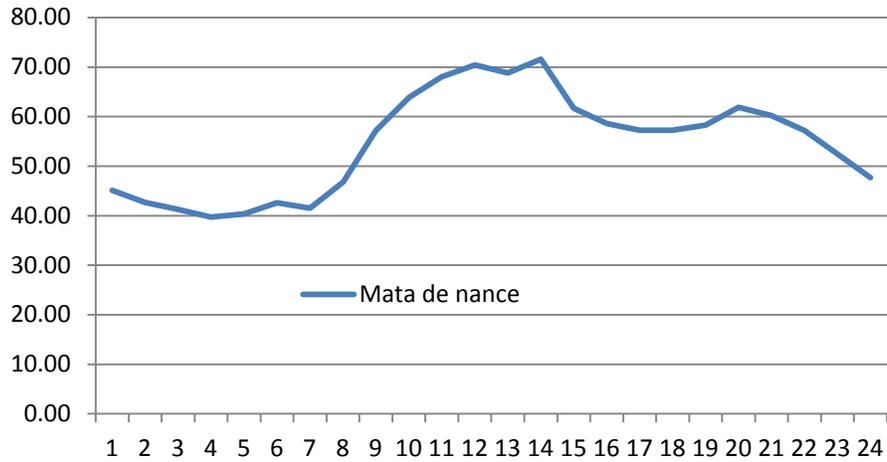


Llano Sánchez

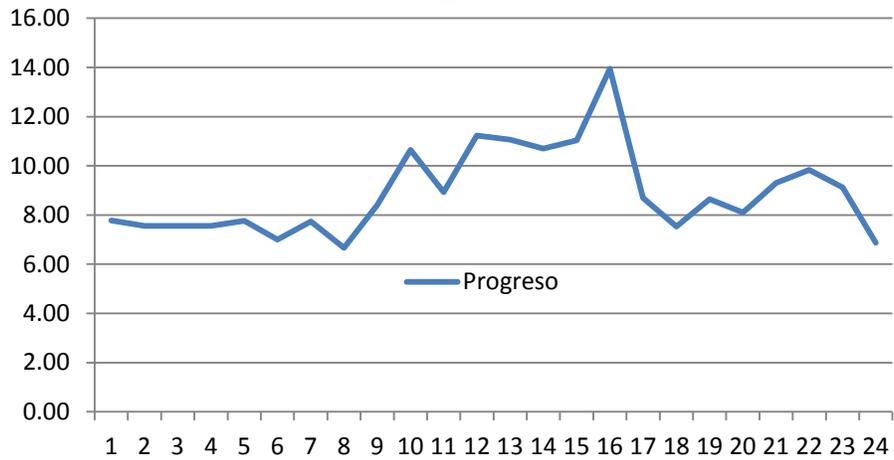


EDECHI

Mata de Nance

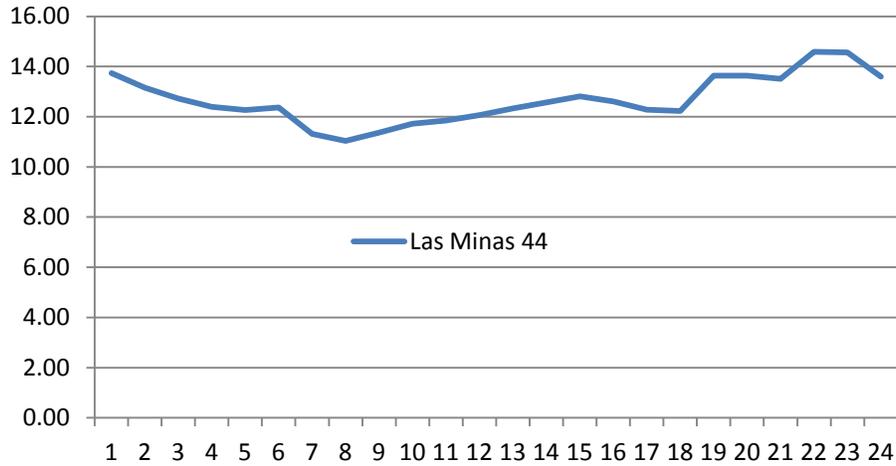


Progreso

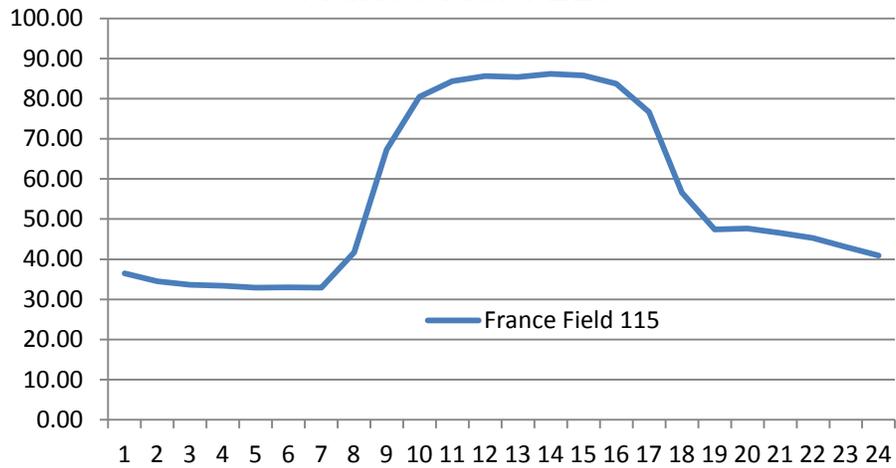


ENSA

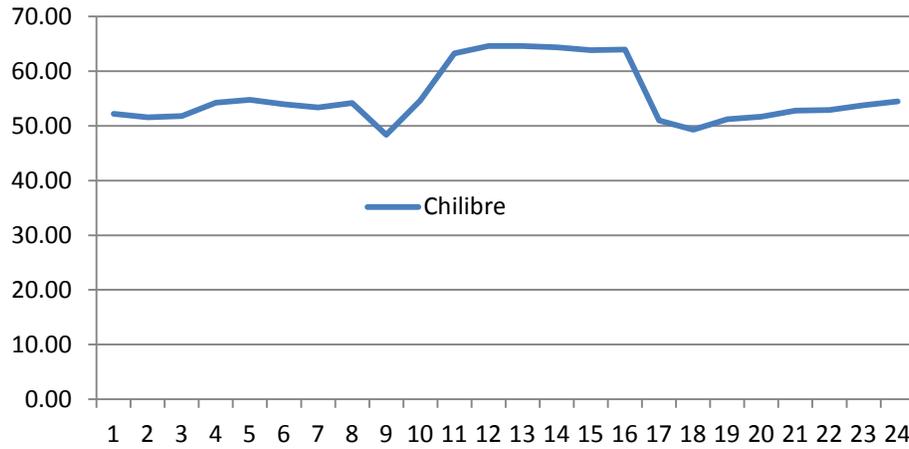
Las Minas 44



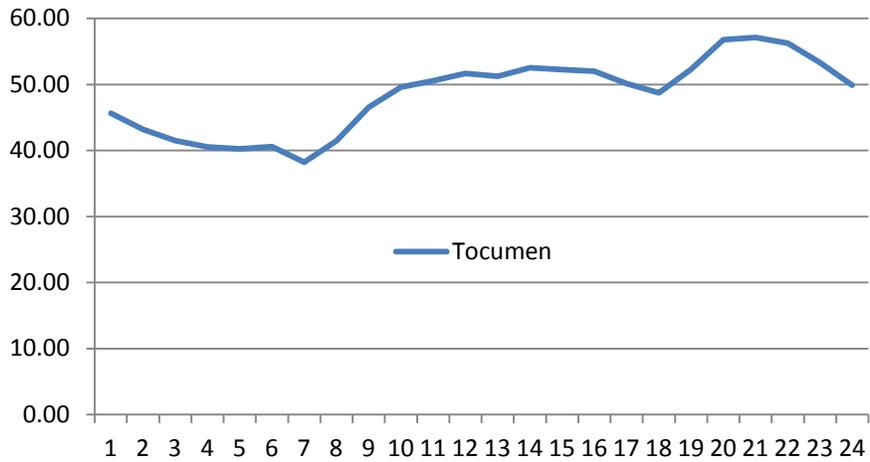
France Field 115



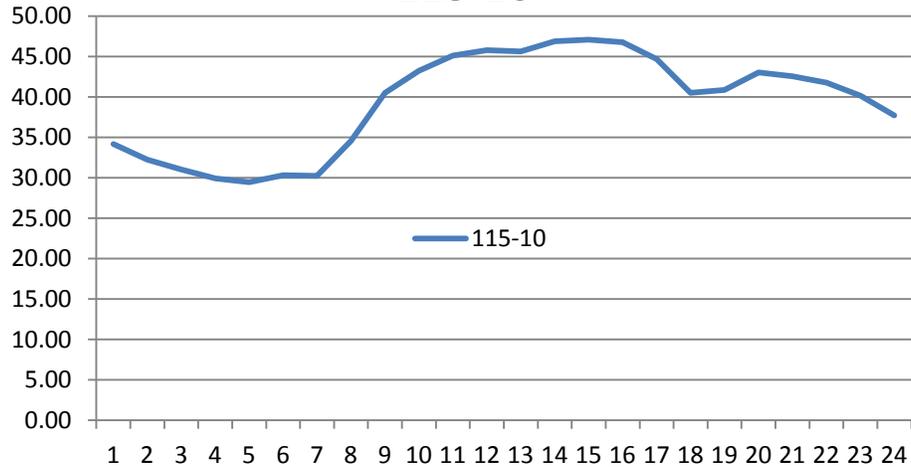
Chilibre



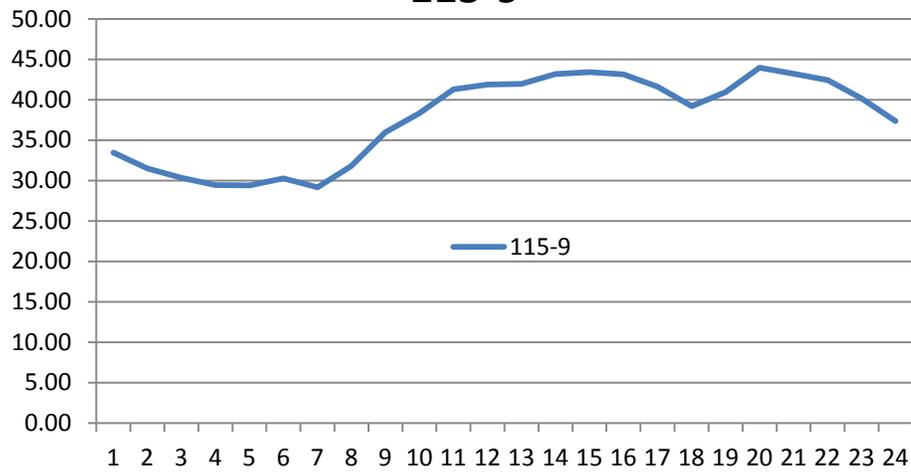
Tocumen



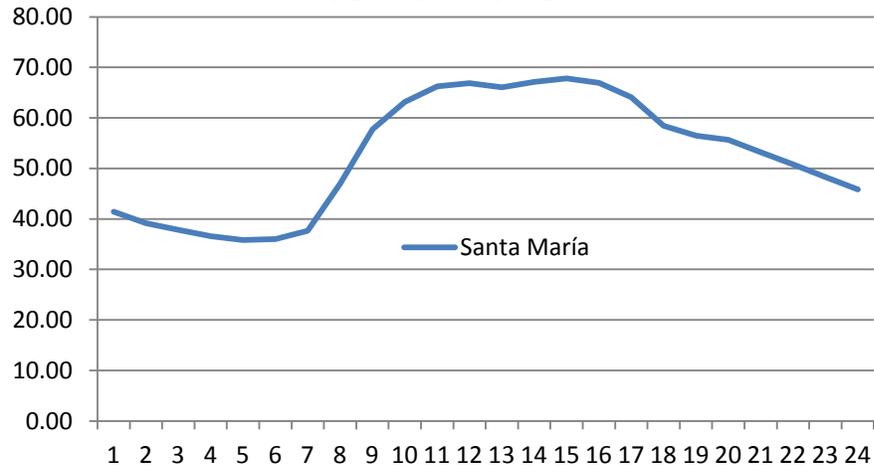
115-10



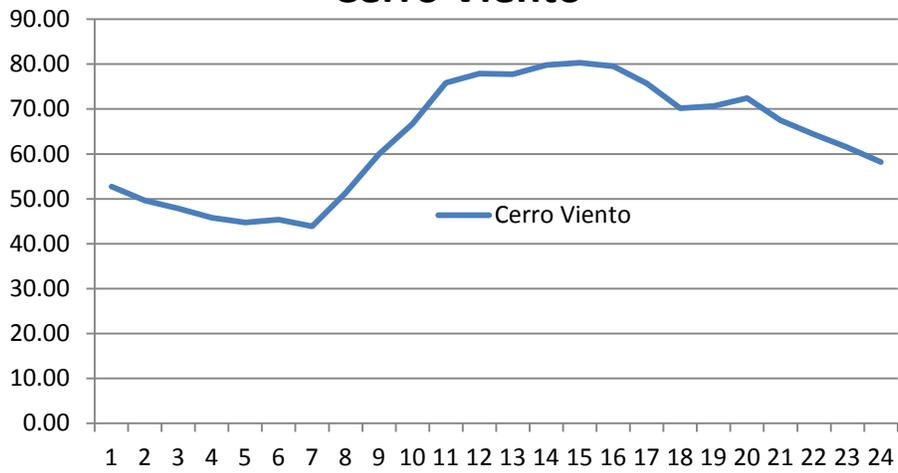
115-9



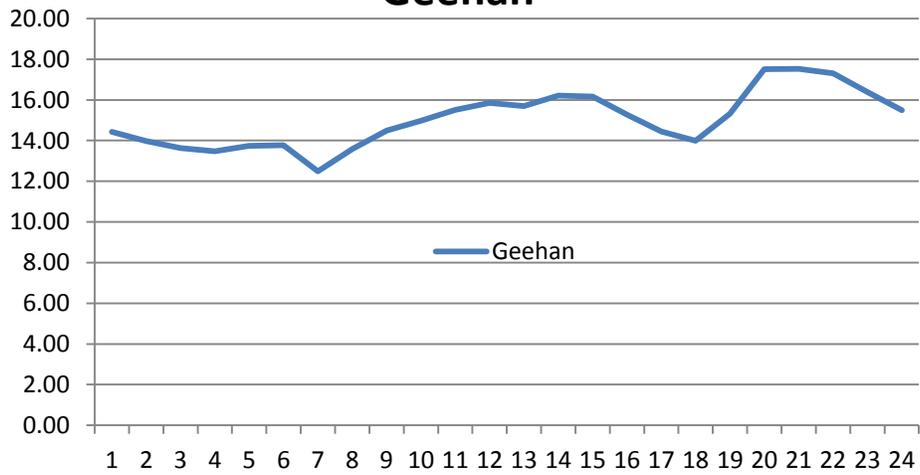
Santa María



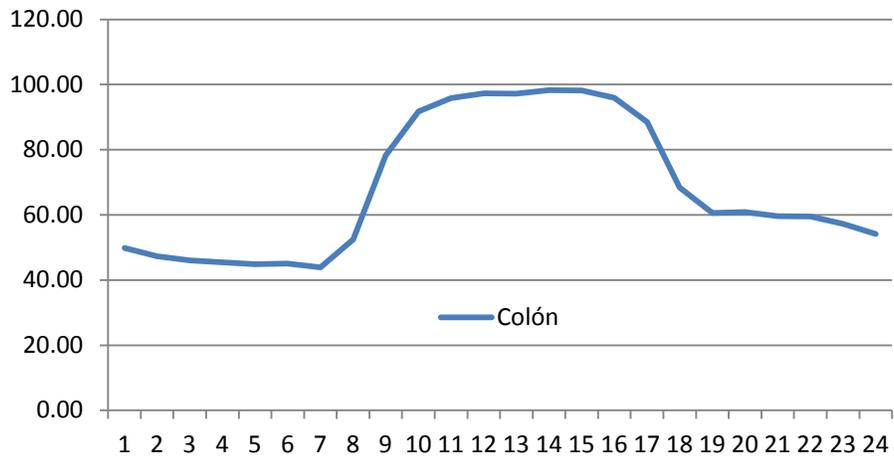
Cerro Viento

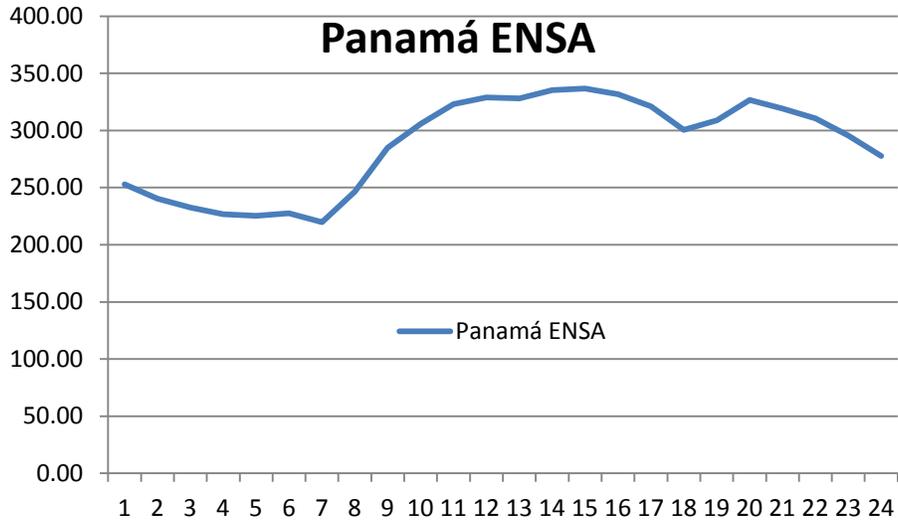


Geehan



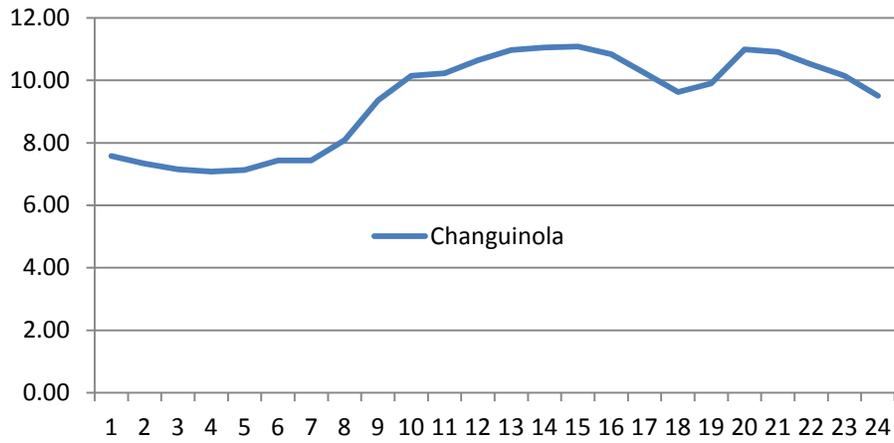
Colón





BOFCO

Changuinola



1.8 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 2010 - 2024
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
		2013	2014-2013	2013-2016	2017-2027
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opcion mas probable.	7.70%	5.99%	6.41%	5.00%
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.	1.70%	2.63%	2.40%	2.63%
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.	98.60	41.04	36.28	6.07
FCOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	71.45	71.37	71.45	71.92
	Sustitucion de Bombillos(Disminucion del FC)	15.1%	15.1%	15.1%	15.1%
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	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	0.224	0.437	0.249	0.066
POBLACION	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.	1.650	1.650	1.613	1.355

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,	2.4	2.3	2.3	2.3
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.136	2.136	2.136
	AUTOCONSUMO	0.17	0.07	0.10	0.07
	OTROS	0.07	0.07	0.07	0.07

Tabla 1.29 A

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024
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
		2013	2014-2013	2013-2016	2017-2027
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Mejor opción	10.75%	7.50%	8.31%	6.23%
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB	3.29%	4.40%	4.11%	4.40%
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.	119.7%	29.6%	43.96%	4.94%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	71.45	71.37	71.58	72.78
		5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reducción 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	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	-1.010	-0.778	-0.273	0.159
POBLACION	Escenario de proyección de la demanda de electricidad con escenario de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta.	1.675	1.675	1.656	1.509

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,	2.4	2.4	2.4	2.4
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.237	2.212	2.237
	AUTOCONSUMO	0.17	0.08	0.10	0.08
	OTROS	0.07	0.09	0.09	0.09

Tabla 1.29 B

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.
PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024
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
		2013	2014-2013	2013-2016	2017-2027
PIB	Promedio ajustado de los pronósticos emitidos y publicados por las entidades y experimentados consultores en el área económica y financiera. Opción menos favorable	3.79%	4.00%	3.95%	3.61%
	0%	0.00	0.00	0.00	-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.	-0.60%	1.23%	0.77%	1.23%
	0%	-0.01	0.01	0.01	0.01
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.	98.02%	41.04%	36.05%	6.11%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	71.45	71.37	71.40	71.57
		2.16%	2.16%	2.16%	2.16%
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reduccion del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	19.90	17.28	23.09	18.22
		3.09%	4.42%	4.59%	-2.12%
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de referencia del EIA-DOE	9.59	9.69	1.02	1.02
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.	1.625	1.625	1.538	1.145

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,	2.4	2.2	2.2	2.2
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.136	2.046	2.069	2.046
	AUTOCONSUMO	0.17	0.06	0.09	0.06
	OTROS	0.07	0.05	0.05	0.05

Tabla 1.29 C

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 1.30

1.8.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO

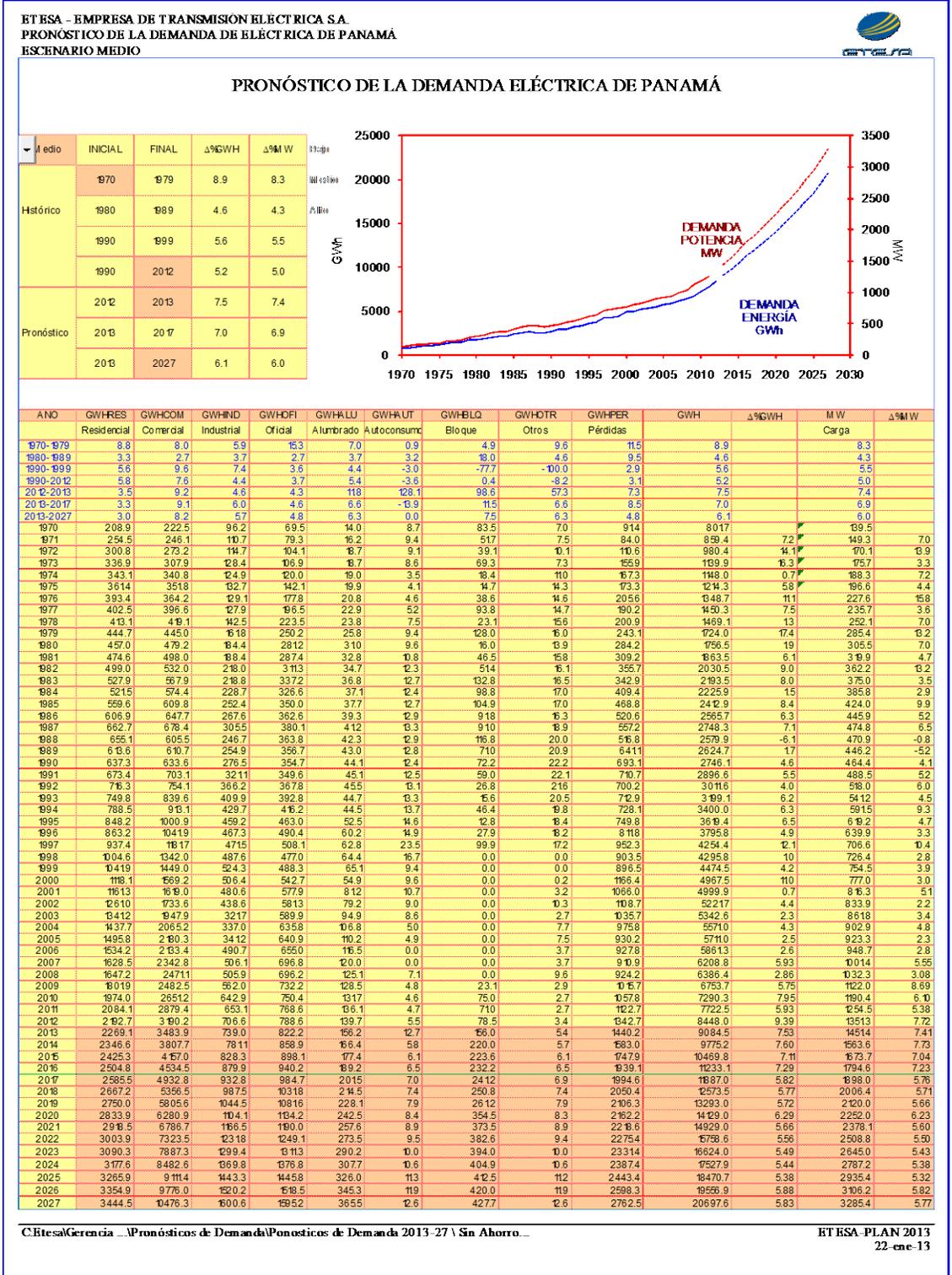


Tabla 1.31

1.8.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

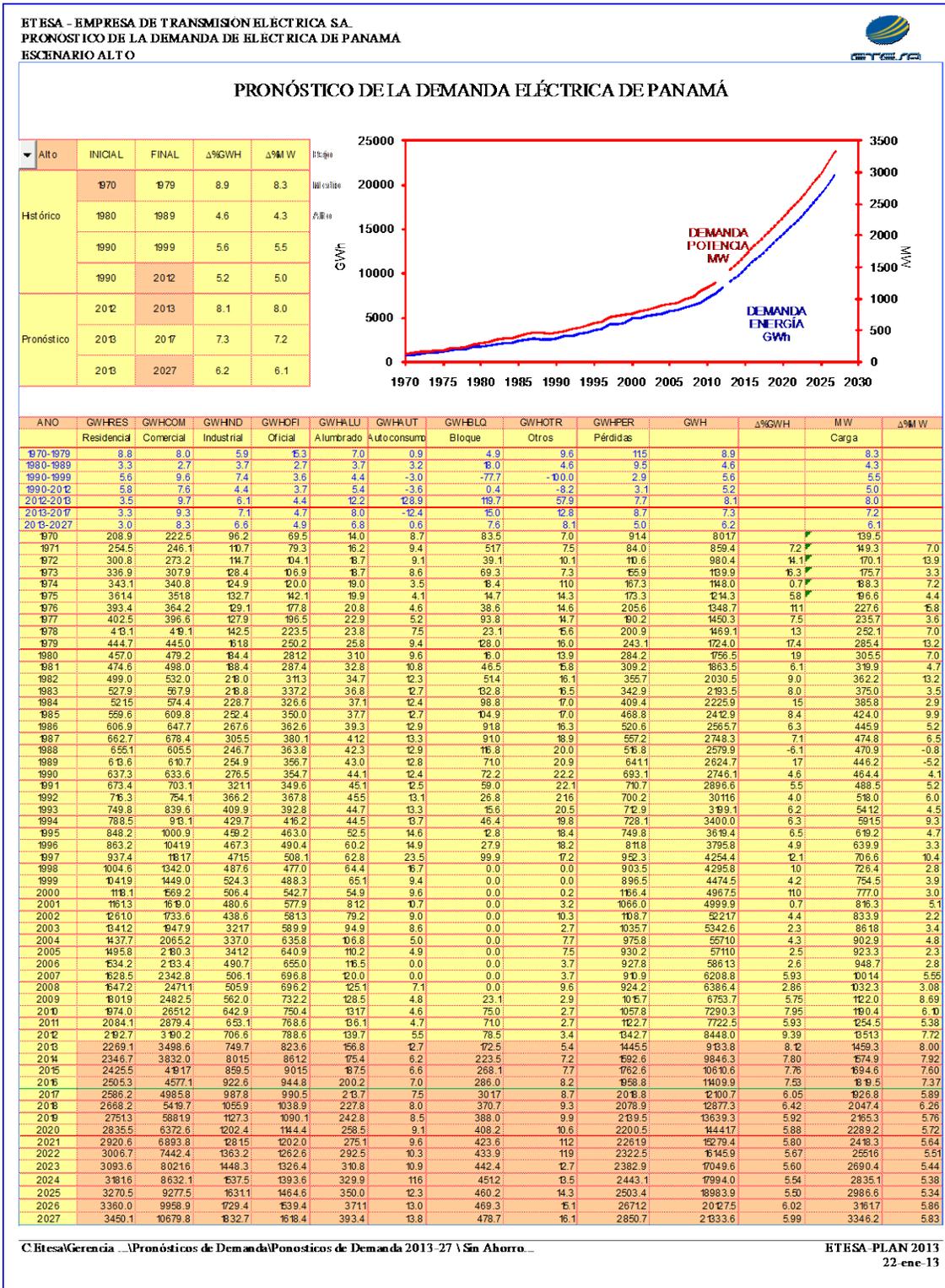


Tabla 1.32

1.8.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

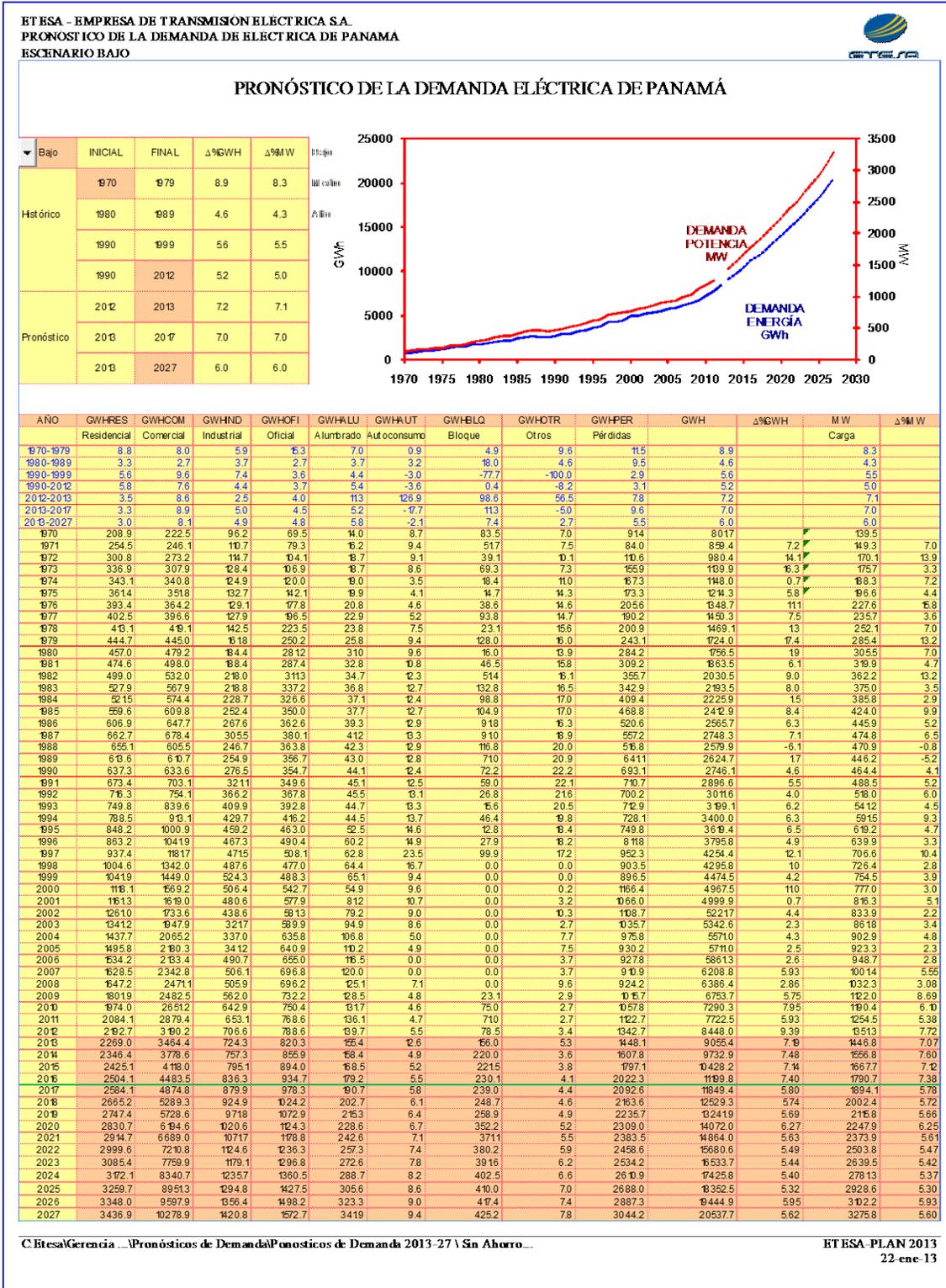


Tabla 1.33

1.8.4 ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 7.34, 7.33, y 7.70% a corto plazo (2013-2016), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto o Optimista respectivamente. En el Largo Plazo (2017-2027) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.65 y 5.83%.

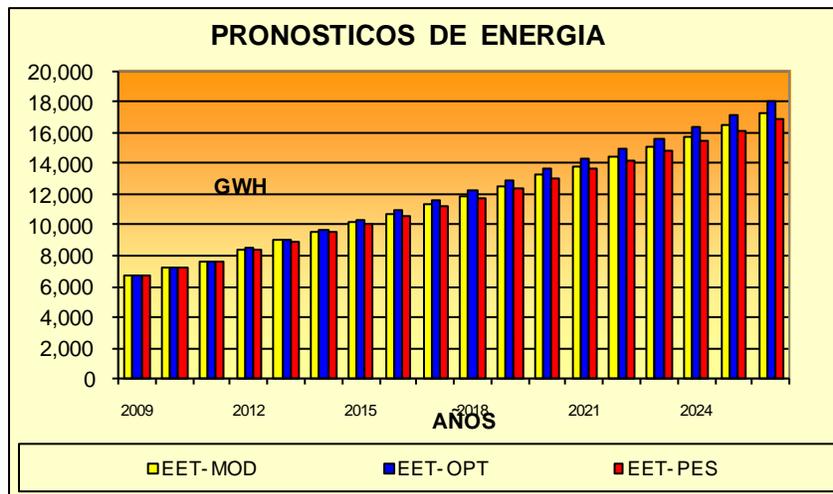


Figura 1.27

Para todo el período de análisis, 2013-2027 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 6.02, 6.06 y 6.25%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores al 1%, obedece a la fuerza de los factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados, que se perciben para el corto plazo. En consideración a las premisas tomadas para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá, convergente con la ejecución de mega proyectos estatales de modernización, los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico.

Estos resultados son dependientes del crecimiento ordenado y capacitación adecuada de la población, la recuperación económica de la economía mundial dado el grado dependencia que tiene la economía doméstica de la salud económica- financiera del comercio mundial. Además se requiere de la permanencia de las actuales políticas tarifarias y energéticas, el surgimiento de macroproyectos estatales y privados, las proyecciones de precios de los combustibles, el rumbo de la industria manufacturera y de programas de reducción de pérdidas eléctricas.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 7.37 y 7.63% a corto plazo (2013-2016) y entre 5.24,

5.63 y 5.67% a largo plazo (2017-2027) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2013-2027), los resultados esperados, respectivamente son 6.01 y 6.11%.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia se han incrementado en los tres escenarios con respecto a los valores estimados en el PESIN 2012-2026, consecuente con las más altas expectativas económicas que se tienen en la actualidad, para los primeros cuatro años, en que se desarrollan una serie de megaproyectos. Esperando, que luego de terminados la evolución económica subsiguiente sea acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento estables de 5 a 6%.

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

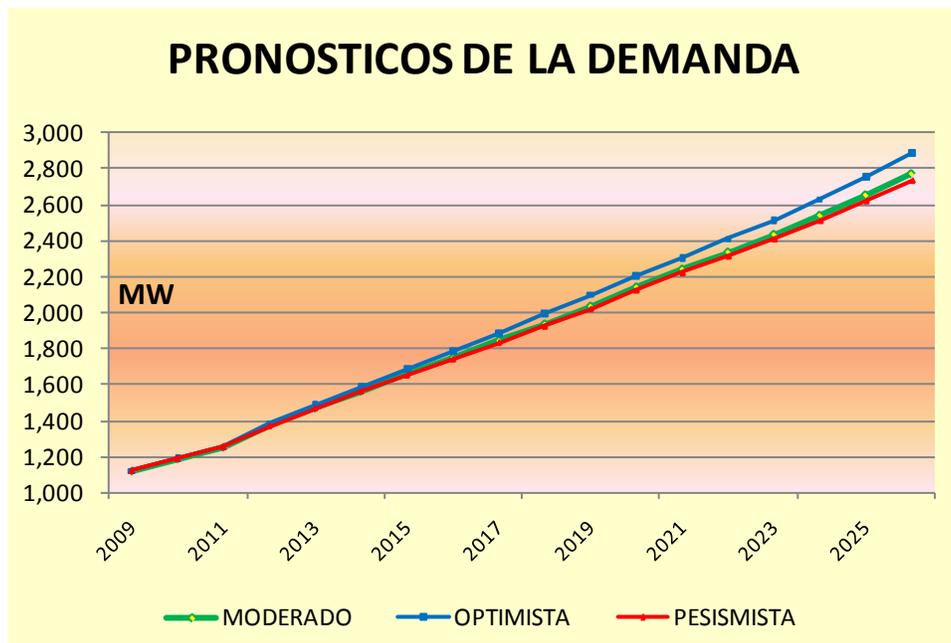


Figura 1.28

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de 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 de varios mega proyectos estatales de infraestructura que se realizan, en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO						
PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2012-2015)	526.4	84.6	570.5	91.5	514.2	86.1
LARGO PLAZO (2016-2026)	714.9	112.3	753.5	117.5	697.9	110.7
ANALISIS (2012-2026)	663.4	104.7	703.6	110.3	647.2	103.7

Tabla 1.34

Las mayores incertidumbres para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, radican en la continuación o no de los varios de los 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 la demanda proviene 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 de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el pronóstico 2013-2027.⁷⁴

Por otro lado existen otros proyectos mencionados, pero no incluidos específicamente en las premisas de los escenarios por su incipiente estado de desarrollo. Entre estos tenemos: la mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; Proyectos mineros de envergadura; el Panama International Merchandise Mart (PIMM)⁷⁵, la expansión portuaria (Mega Puerto de Farfán); Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Centro Energético de las Américas.⁷⁶

De darse inicio de construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, podrían incrementar significativamente las tasas de crecimiento real de la demanda. Por otro lado, las restricciones de crédito internacional condicionado por los bajos parámetros de crecimiento o estancamiento de la economía de los principales

⁷⁴ Como ejemplo el magno y complejo proyecto de la “Ciudad Aeroportuaria”.

⁷⁵ Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de \$545 millones se construye 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.

⁷⁶ 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.

países del hemisferio norte, lo que puede desincentivar e impulsar la demanda eléctrica doméstica, en el medio y largo plazo.

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 y el alumbrado público. En el año 2012, la participación de estos sectores en el consumo eléctrico fue 37.8, 26, 15.9, 9.3, 8.4 y 1.7%, en el mismo orden. El historial de participación muestra como el sector comercial va creciendo paulatinamente en detrimento especialmente de las pérdidas totales del sistema y del consumo del sector residencial.

Más o menos de acuerdo a los escenarios presentados, se espera que en el año 2027, esta estructura de consumo varíe a 50.6% en sector comercial, 16.6% sector residencial, 13.3% en pérdidas totales del sistema, 7.7% en el sector oficial, 7.7% en el sector industrial.

El sector industrial y residencial se deben repartir el 2.5% alcanzado por el segmento de consumo de nominado Bloque, con un mayor peso la manufactura, que incluye el consumo de la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, PTAR y el consumo de sub-actividad de transporte (Metro), que ha de entrar en operaciones, en el primer quinquenio del presente pronóstico, a menos que se realicen segmentaciones adicionales al consumo eléctrico.

De acuerdo a los registros de los dos años 2008 y 2009, las pérdidas de energía eléctrica habían alcanzado los parámetros de 12.5 y 12.0%. La revisión de la data de pérdidas conllevo a un incremento de la data elaborada por el SNE. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2012-2026, 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 anterior 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 del sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).⁷⁷

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 38% al 50% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 26% a menos de 17%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

⁷⁷ Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se comparan las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2011-2031), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.⁷⁸ A la fecha de elaboración de los Estudios Básicos, no es disponible el informe Indicativo de demanda para el próximo año.

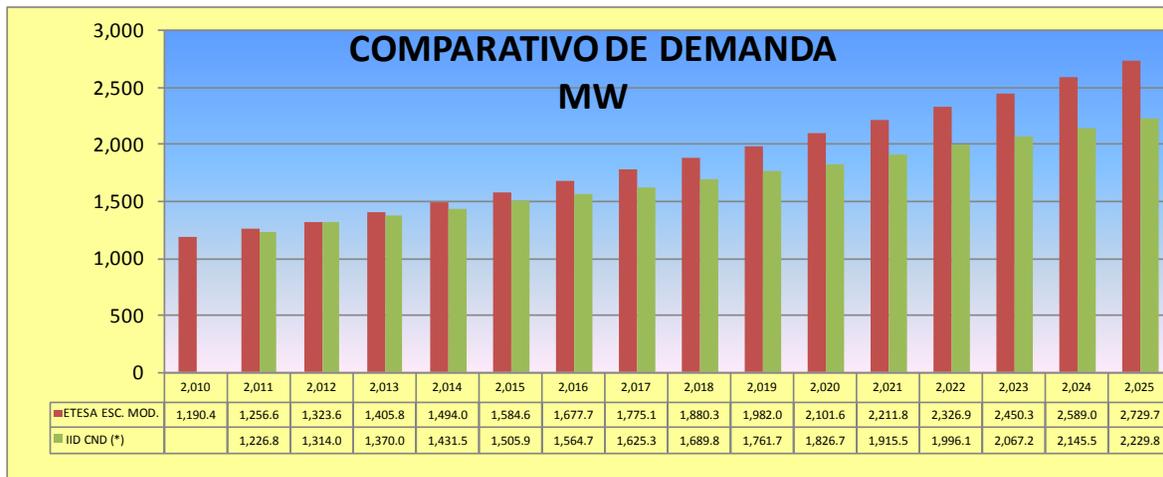


Figura 1.29

La anterior grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG coincidentes mas las perdidas en la punta, del Centro Nacional de Despacho, presentándose diferencias anuales en el periodo de corto plazo 2011-2014, van de 3.3 a 7.2% , con un promedio anual en los cuatro años, de 5.2%. Estas discrepancias, que pueden ser consideradas mínimas, se explican por si solas en las diferencias metodológicas y enfoques conceptuales de cada proyección.

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 2015-2020 a diferencias de 18%, para un promedio en el periodo de 14%. En el extremo de largo plazo en el análisis de referencia de ETESA, 2021-2025, las diferencias con el CND alcanzan hasta un 26% para un promedio de discrepancias anual de 24%.

Las demandas totales de potencia utilizadas por el CND, corresponden a las documentadas en la Adenda No.1, del Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes. 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.

⁷⁸ Adenda No. 1, Informe Indicativo de Demandas 2011-2031, de Diciembre 2010

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada de los Agentes Distribuidores son de apenas 5% para los primeros cinco años (2011 y 2014), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2015-2020, se tienen diferencias mayores en promedio de 14%, acrecentándose anualmente estas diferencias, hasta el 26%. Estos altos 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 una diferencia de 5% es aceptable, de manera que este pronóstico se valida, en especial los resultados en el periodo crítico.

1.8.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA

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

Esta desagregación se calculó con base a información recibida por los agentes distribuidores ENSA y Gas Natural Fenosa, los cuales declararon su Demanda Máxima Coincidente y No Coincidente por subestación, para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2012. Los Datos mostrados corresponden a la Demanda Máxima Coincidente.

Las pérdidas declaradas por ETESA, son resultado de simulaciones de flujo en estado estable, con intercambio neto de cero interconectado con el Sistema Eléctrico Regional (SER), y fueron realizadas para el Plan de Expansión de Transmisión 2012.

La información mostrada sobre grandes clientes se encuentra en el informe indicativo de Demanda, elaborado por el Centro Nacional de Despacho, para el periodo 2012-2032⁷⁹.

Para la degradación de carga por barras se toman en cuenta las expansiones declaradas por los agentes distribuidores. Por lo anterior se incluyen las S/E San Cristóbal (EDEMET), Llano Bonito, 24 de Diciembre y Gonzalillo (ENSA).

A la fecha, ETESA se encuentra gestionando la actualización de la información de la demanda por subestación declarada por las empresas distribuidoras, con el objetivo de contar con la última información para el presente año, para ser incluida en los estudios eléctricos a realizarse en el Plan de Expansión de Transmisión 2013.

⁷⁹ Publicado en enero de 2012.

DEMANDA MÁXIMA POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA 2012 - 2026 (MW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TOTAL GENERACIÓN	1322.86	1401.76	1490.64	1576.72	1665.40	1759.54	1852.62	1953.72	2068.90	2176.65	2283.03	2396.25	2518.58	2649.74	2788.18
Pérdidas de Transmisión	61.15	76.77	95.20	98.05	103.57	101.84	107.23	113.08	107.03	112.60	118.10	123.96	130.29	137.07	144.23
% Pérdidas	4.62%	5.48%	6.39%	6.22%	6.22%	5.79%	5.79%	5.79%	5.17%	5.17%	5.17%	5.17%	5.17%	5.17%	5.17%
CARGA	1261.71	1324.99	1395.43	1478.67	1561.83	1657.70	1745.40	1840.65	1961.88	2064.05	2164.93	2272.29	2388.29	2512.67	2643.95
CEMEX	27.37	26.07	26.09	26.11	26.14	26.16	24.62	27.80	27.99	28.17	28.36	28.54	28.73	28.92	29.10
Cemento Panamá S.A.	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83	7.83
BOFCO (Changuinola)	12.67	12.85	12.94	13.25	13.15	13.41	13.54	13.81	14.09	13.32	13.23	13.25	13.25	13.36	13.48
PTP (Cañazas)	11.93	12.46	12.97	13.51	14.09	14.72	15.33	15.94	16.61	17.30	18.04	18.81	19.57	20.41	21.25
MEGA DEPOT	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
RICAMAR	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
BPARK	2.68	2.71	2.74	2.77	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79	2.79
SUPER 99	10.51	10.57	10.57	10.57	10.55	10.57	10.57	10.57	10.55	10.57	10.57	10.57	10.56	10.57	10.57
ENSA															
Cerro Viento	111.50	112.39	114.07	117.72	116.38	119.90	121.63	124.26	128.38	130.76	132.52	134.50	136.37	137.76	140.38
Chilibre	21.04	21.20	21.52	22.22	22.91	23.78	24.30	25.02	26.05	26.68	27.18	27.74	28.29	28.74	29.51
Santa María	61.03	62.59	66.13	70.74	73.90	77.20	82.15	85.01	89.32	92.50	94.81	97.13	99.22	101.01	103.81
Calzada Larga	7.69	7.76	7.89	8.16	8.42	8.75	7.72	7.92	8.21	8.38	8.52	8.68	8.82	8.94	9.15
Monte Oscuro	56.26	59.41	63.64	68.36	71.24	74.23	75.98	78.16	81.12	83.00	84.50	86.14	87.71	88.99	91.19
Tocumen	42.59	43.92	46.95	49.72	52.90	56.24	62.79	66.39	71.84	76.57	82.39	89.24	98.88	112.50	121.13
Bahía las Minas	13.19	14.38	15.75	17.30	18.65	20.74	22.18	23.61	25.12	26.27	27.24	28.16	29.06	29.86	30.97
Colón	22.65	24.66	27.52	29.36	30.97	32.83	34.19	35.83	37.93	39.53	40.92	42.56	43.99	45.20	46.95
Monte Esperanza	6.04	6.57	7.33	7.82	8.25	8.75	9.11	9.55	10.11	10.53	10.90	11.34	11.72	12.04	12.51
France Field	59.38	64.66	72.16	76.98	81.20	86.07	89.64	93.93	99.44	103.62	107.28	111.59	115.32	118.50	123.10
Geehan	14.48	14.40	10.29	11.66	12.45	13.59	14.11	14.59	15.20	15.50	16.93	17.59	18.22	14.88	15.32
Tinajitas	37.53	39.07	46.36	49.65	52.59	56.07	54.91	58.19	62.40	66.88	71.28	75.76	81.63	92.51	98.93
Llano Bonito	16.89	17.37	21.53	24.36	34.76	38.51	42.27	47.11	53.67	61.57	71.36	77.30	83.17	88.29	92.40
24 de Diciembre	0.00	19.93	23.55	25.41	26.76	28.31	29.60	31.11	33.14	34.90	36.40	39.23	45.03	51.56	54.62
Gonzalillo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.92	14.53	16.82	20.13	23.37	27.50	33.74	44.24	49.81
Total	470.26	508.32	544.71	579.46	611.39	644.96	683.51	715.21	758.75	796.83	835.62	874.48	921.18	975.04	1019.79
EDEMET															
Chorrera	86.96	90.01	94.10	99.99	106.27	113.90	120.09	127.53	137.14	145.10	152.68	161.08	169.59	178.20	188.89
Llano Sánchez	105.09	108.78	113.72	120.83	128.43	137.65	145.12	154.11	165.72	175.35	184.51	194.66	204.94	215.35	228.26
Lorería	107.05	110.81	115.85	123.10	130.83	140.22	147.84	157.00	168.83	178.64	187.97	198.31	208.78	219.38	232.53
Marañón	91.65	94.87	99.17	105.38	112.00	120.04	126.56	134.40	144.53	152.93	160.92	169.77	178.73	187.81	199.07
San Francisco	110.97	114.87	120.08	127.60	135.62	145.35	153.25	162.74	175.00	185.17	194.85	205.56	216.42	227.41	241.04
Centro Bancario	77.79	80.52	84.18	89.45	95.07	101.89	107.42	114.08	122.67	129.80	136.58	144.10	151.71	159.41	168.97
El Higo	16.99	17.59	18.39	19.54	20.77	22.26	23.46	24.92	26.80	28.35	29.83	31.48	33.14	34.82	36.91
Total	596.49	617.44	645.48	685.89	728.98	781.31	823.75	874.78	940.69	995.34	1047.35	1104.96	1163.32	1222.39	1295.67
EDECHI															
Mata de Nance	51.22	53.22	55.49	58.90	62.52	66.91	70.26	74.17	79.39	83.74	87.97	92.52	97.08	101.66	107.41
Progreso	10.85	11.28	11.76	12.48	13.24	14.18	14.89	15.71	16.82	17.74	18.64	19.60	20.57	21.54	22.76
San Cristóbal	15.53	16.14	16.83	17.86	18.96	20.29	21.31	22.49	24.07	25.39	26.68	28.06	29.44	30.83	32.57
Total	77.60	80.64	84.07	89.24	94.72	101.37	106.46	112.37	120.29	126.87	133.28	140.18	147.08	154.02	162.73
SERVICIO B (EDEMET)															
Miraflores	19.22	20.00	20.87	21.76	22.72	23.78	24.87	26.00	27.23	28.45	29.72	31.07	32.45	33.95	35.46
Balboa	16.02	16.67	17.39	18.13	18.93	19.82	20.72	21.67	22.69	23.71	24.76	25.89	27.04	28.29	29.55
Summit	1.78	1.85	1.93	2.02	2.11	2.20	2.31	2.41	2.52	2.64	2.75	2.88	3.01	3.15	3.29
Gamboa	1.04	1.08	1.13	1.18	1.23	1.29	1.35	1.41	1.48	1.54	1.61	1.68	1.76	1.84	1.92
Agua Clara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gatún	0.89	0.92	0.96	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.37	1.43	1.49	1.56	1.63
Howard	0.36	0.37	0.39	0.40	0.42	0.44	0.46	0.48	0.51	0.53	0.55	0.58	0.60	0.63	0.66
Industrial	3.76	3.91	4.08	4.25	4.44	4.65	4.86	5.08	5.32	5.56	5.81	6.07	6.34	6.63	6.93
Total	43.07	44.81	46.75	48.74	50.90	53.28	55.71	58.25	60.99	63.74	66.57	69.60	72.69	76.05	79.45

1.9 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 (2013-2016), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 7.3 a 7.8% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 7.3 a 7.7%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias 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 implementación de un sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro) y de la expansión de las facilidades aeroportuarias en Tocumén, se incorporan dentro del segmento de consumo Bloque, en conjunto con 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 menos de 80 GWh en el año 2011 a 427, 477 y 425 GWh en el año 2027, 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 (2013-2016). En especial, el derrotero en este período de los agregados sectoriales de las diversas actividades económicas, que presentan mayor dinamismo. En consideración, al cambio ocurrido ante el excelente comportamiento promedio del crecimiento económico alcanzado en el periodo 2004 - 2010, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 7.0%, viniendo de un parámetro anterior de 8.7%, pasando en el año 2009 a un valor deprimido de 3.9%. Pero aunque bajo, el parámetro alcanzado, en ese año fue relativamente positivo dentro de un entorno mundial de recesión.

Con lo que se podía pensar en una significativa e inmediata desaceleración de la economía nacional, que introduciría grandes incertidumbres en el desempeño de todas las actividades domésticas, en el corto y mediano plazo. Pero en cambio, el comportamiento de la economía en el año 2010, de 7.6% y de un estimado para el fin del año en curso 2011 de 10.3% o más. Hace suponer que los inciertos efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana la cual fue traspasada globalmente al área financiera mundial, son superados por las actividades dinamizantes de la economía nacional.

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, los cuales 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.

Aun cuando la profundización de la crisis mundial, a lo interno de Panamá no se dio, la cautela del sector financiero provocó un impasse temporal en la actividad, Shock que no afectó totalmente la actividad de construcción, por el inicio de grandes obras de infraestructura nacional, adicional a los trabajos de ampliación del canal. Por lo cual se espera que las actividades conexas den el impulso necesario al desarrollo de la 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 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 podemos mencionar: la magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; nuevos proyectos mineros de magnitud, la expansión portuaria; El Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro Energético de las Américas; la expansión de los corredores viales metropolitanos norte y sur. Posiblemente, algunos se encuentran en niveles incipientes de ejecución en el corto y mediano plazo

Finalmente, habrá que esperar a ver si el enrutamiento positiva 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, aunque, los resabios de la crisis global aun generan incertidumbres en el escenario futuro de las principales economías del globo, y podrían 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 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 disminuirían afectando el repago de las obras en construcción y sus costos financieros, lo cual derivaría en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2013, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía no menor de 7.0%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2012, el MEF, así como bancos y entidades internacionales hablan en este momento de un crecimiento final de más de dos dígitos, 10.3%. Con respecto a los pronósticos de energía en el corto plazo, años 2013 - 2016, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.5%, 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 7.3 a 7.8%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2013-2027), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 6.12 a 6.4%, 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.

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

La nueva concepción de precios internacionales del crudo de petróleo por parte de la EIA, reconoce que el precio esperado de los combustibles es creciente. Debido principalmente al incremento mundial de la demanda, a una restricción mundial en el proceso de refinación, a costos incrementales de la oferta del crudo y de las nuevas alternativas de combustible. Por lo cual es de esperar que en el corto y mediano plazo el sistema suministre energía eléctrica, con precios reales crecientes, consecuente con el mayor costo del componente térmico.

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 ineficiente uso de la energía eléctrica en el sector residencial.

En los años 2011 y 2012 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.

1.10 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.

Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión

2.1 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.

2.2 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.

2.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.2.1.1 Generalidades

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

2.2.1.2 Tipos de conductores

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

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

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

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)80, 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 I-6 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

⁸⁰ Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

2.2.1.3 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.

2.2.1.4 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 230KV y 115KV, 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.

2.2.1.5 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.

2.2.1.6 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).

2.2.1.7 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.

2.2.2 SUBESTACIONES

2.2.2.1 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	230/34.5 KV	115/4.16KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Boquerón 3	Charco Azul	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez		Caldera	Panamá II	Santa Rita	Veladero
Mata de Nance					
Progreso					
Changuinola					

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

2.2.2.2 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.

2.2.2.3 Configuración del Sistema

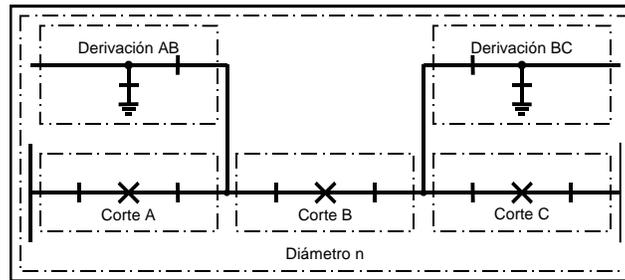
La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la 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:

- a. 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.
- b. 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.
- c. 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



2.2.2.4 Tipos de Interruptores

Aún cuando la tecnología de gas SF6 fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

- a. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
- b. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
- c. Facilidad de transporte
- d. Menor tiempo de instalación
- e. Más económicos
- f. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF6 de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

2.2.2.5 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)⁸¹, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas ($SIR < 0.5$) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

⁸¹ SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este término indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

En el Anexo I-6 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.

2.2.2.6 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.

2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

2.3.1 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°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV)
- b. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV
- d. 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
- b. Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).
- c. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles
- d. 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.
- e. Paso 3: Cálculo de Otros Costos
- f. 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.

Tabla N° 1: Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión en B./ Km.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./)
1	Costo de Torres de Acero	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	52.01
	Línea 750 ACAR 230 KV	48.98
	Línea 1200 ACAR 230 KV	65.31
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	69.35
	Línea 636 ACSR 230 KV	82.72
	Línea 750 ACAR 230 KV	65.31
	Línea 1200 ACAR 230 KV	87.08
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	108.84	
2	Costo de Aisladores y Herrajes	
	115 KV	3.81
	230 KV	6.66
	230 KV 2 cond. por fase	13.32
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	22.65
	Conductor 750 ACAR	23.62
	Conductor 1200 ACAR	28.64
	230 KV 2 cond. por fase	47.24
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	7.23
	7No.8	2.09
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	3.60
	230.00	4.59
	230 KV 2 cond. por fase	5.51

Tabla N° 2: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	21%	26%	27%	26%
Obras Civiles	25%	25%	30%	25%

Tabla N° 3: Detalle Porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla N° 4: Costo Unitario de las líneas de transmisión

Costos Unitarios de Líneas B./km (Miles)	
Líneas	Plan 2013
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	191.78
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	241.16
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	273.50
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	303.51
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	198.29
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	294.95
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	241.02
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	358.09
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	503.40
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	383.26
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	234.85
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	315.91
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	88.50
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	172.49

2.3.2 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:

- Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- 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.
- Otras Actividades del proyecto
- Otros Costos asociados al Proyecto

2.3.2.1 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-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)
- Licitación para la conexión de los transformadores T3 de las subestaciones Llano Sánchez y Chorrera

Tabla No. 5: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

S/E		
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	62,955
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	10,356
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	11,733
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA	2,000,000
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	218,000
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	115,250
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	148,732
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	20,760
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	16,614
16	Pararrayos 192 KV	7,000
17	Pararrayos 96 KV	4,000
18	CT 230 KV	19,000
19	CT 115 KV	13,610
20	PT 230 KV	17,000
21	PT 115 KV	11,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	2,700,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	2,150,000
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	605,000
29	Banco de Capacitores 115 kV 20 MVAR	155,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporada	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	59,800
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	11,930
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	14,202
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	480,000
36	Pararrayos 34.5 KV	1,468
37	PT 34.5KV	6,775
38	CT 34.5 KV	6,918

2.3.2.2 Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras⁸². 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 0002⁸³ 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:

Tabla No. 6: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

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.

⁸²Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

⁸³ 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.

2.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003⁸⁴ 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.

Tabla No.7: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Montaje	15.00
Obras Civiles Generales	25.00

Nota: sobre el total del suministro.

2.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004⁸⁵ se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.8: Relación porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

⁸⁴ Costos referentes a montajes y obras civiles

⁸⁵ Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

2.3.2.5 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.

2.3.2.6 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.

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.

Tabla No.9: Costo Unitario de Subestaciones

Costos Unitarios de Subestaciones B/.	
	Plan 2013
Adición 1 int. 115 KV	1,157,642
Adición 2 int. 115 KV	1,994,863
Adición 3 int. 115 KV	3,152,505
Adición 1 int. 230 KV	1,655,510
Adición 2 int. 230 KV	2,874,082
Adición 3 int. 230 KV	4,529,592

En el Anexo I-6 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.

Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2013 – 2016 para el escenario de generación Regional Hidro-Térmico y Carbón con proyección Demanda Media (REGMHTCB12), considerado el escenario base. Para estos análisis se toman en cuenta los proyectos que deben entrar en operación en el periodo comprendido entre los años 2013 al 2016 que se muestran en el Plan Indicativo de Generación 2012, dado que en la actualidad aun no se cuenta con una actualización del Tomo II del Plan de Expansión. De manera adicional, se consideran las bases de datos actualizadas de los sistemas eléctricos de los países del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta Power System Simulator for Engineering (PSS/ETM) de SIEMENS, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad transitoria, para la alternativa recomendada por ETESA. En el anexo I-7 “Resultados de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Cortocircuito”, se encuentran los resultados a las simulaciones realizadas considerando intercambios con el MER.

En el presente capítulo se presentan los resultados de los estudios eléctricos del sistema, **primeramente con el SIN en operación aislada** y posteriormente interconectado con el MER, bajo transferencias de potencia “Elevadas” o “MER Alto” pronosticadas por el SDDP. Estas transferencias se resumen a continuación:

Intercambios Esperados PESIN 2012 - 2026					
VALORES EXPRESADOS EN MW					
AÑO	EPOCA - DEMANDA	PAN HACIA C.R.	C.R. HACIA PAN	INT. NETO	SENTIDO
2013	SEC - MIN	58.24	1.10	57.15	DE PANAMA HACIA C.R.
	SEC - MAX	59.15	0.00	59.15	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MIN	48.78	7.80	40.98	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MAX	60.00	0.00	60.00	DE PANAMA HACIA C.R.
2014	SEC - MIN	89.10	0.45	88.65	DE PANAMA HACIA C.R.
	SEC - MAX	90.00	0.00	90.00	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MIN	83.29	3.91	79.38	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MAX	90.00	0.00	90.00	DE PANAMA HACIA C.R.
2015	SEC - MIN	116.67	1.40	115.28	DE PANAMA HACIA C.R.
	SEC - MAX	120.00	0.00	120.00	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MIN	116.48	1.23	115.26	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MAX	120.00	0.00	120.00	DE PANAMA HACIA C.R.
2016	SEC - MIN	145.43	1.47	143.95	DE PANAMA HACIA C.R.
	SEC - MAX	146.78	0.00	146.78	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MIN	123.22	9.33	113.90	DE PANAMA HACIA C.R.
	LLU - MAX	149.60	0.00	149.60	DE PANAMA HACIA C.R.

Se utilizan los intercambios pronosticados por el SDDP del PESIN 2012-2016, debido a que aun no se cuenta con una actualización del Tomo II del PESIN, el Plan Indicativo de Generación.

CONSIDERACIONES:

Los análisis eléctricos presentados en el presente capítulo toman en cuenta los siguientes aspectos:

DEMANDA

- El pronóstico de demanda modelado para los análisis eléctricos, se presenta en los Estudios Básicos (Tomo I del PESIN) y corresponde la proyección de demanda con crecimiento medio o moderado. La distribución de la carga por barras y participante consumidor, se realiza con base a información entregada por los distribuidores y al informe indicativo de demandas elaborado por el CND (enero 2012).

GENERACIÓN

- Se utiliza el “Caso Base” presentando en el Plan Indicativo de Generación 2012 (Tomo II del PESIN), el cual se ha denominado “Generación Regional Hidro-Térmico y Carbón con proyección Demanda Media (REGMHTCB12)”. Lo anterior quiere decir que las fechas de entrada de los diferentes proyectos de generación se referencian a dicho documento.
- Se parte de un análisis para el SIN en operación aislada (sin considerar el sistema regional), de manera tal que se identifiquen las debilidades propias del sistema y de esta manera proponer refuerzos para eliminar las diversas restricciones sobre el Sistema Principal de Transmisión.
- Posterior al análisis del SIN en operación aislada al Sistema Eléctrico Regional (SER), se modela la red regional con el SIN operando bajo transferencias con Centro América. Las transferencias que se reflejan en el análisis fueron pronosticadas por el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), y corresponden al valor neto de los promedios de transferencias separados por época seca y lluviosa. Las transferencias presentadas en los estudios eléctricos del presente capítulo son las denominadas “Elevadas” o “Altas”.

TRANSMISIÓN

- En el Anexo I-8 se muestran los modelos dinámicos para las unidades de generación, excitadores, gobernadores y estabilizadores, modelados en la Base de Datos de ETESA 2012 y que son utilizados en los estudios de estabilidad dinámica y flujos de carga (soluciones bajo respuesta de gobernadores). En el anexo se muestran detalles de diagramas de bloques y parámetros utilizados para modelar la respuesta de los generadores.

- Las fechas de entrada de los diferentes refuerzos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), han sido actualizadas y verificadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA.

3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el periodo seco del año 2013 se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
FEBRERO	RP-490	9.95
ABRIL	La Huaca	5.05
ABRIL	Las Perlas Norte	10.00
TOTAL		25.00

Las fechas de ingreso de las plantas de generación al sistema responden a las mostradas en el Plan de Expansión de Generación 2012.

El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2013, se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA SECA 2013 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN DISMINUÍDA.
2	BLM-CARBON
3	Pacora
4	Cativa
5	El Giral II
6	El Giral
7	Pan Am
8	BLM Ciclo
9	TCO Ciclo
10	Fortuna
11	BLM 8
12	Bayano
13	TCO 1
14	TCO 2
15	BLM 5 - JB
16	BLM 6 - JB
17	PAN G2
18	PAN G1

Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- Repotenciación de los circuitos Panamá-Panamá II (230-1C/2B).
- Adición de +120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV y +90 MVAR en S/E Llano Sánchez a nivel de 230 KV.
- T3 en S/E Chorrera (230/115/34.5 KV) y T3 en S/E Llano Sánchez (230/115/34.5 KV).

Para el periodo lluvioso, ingresan al sistema los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
MAYO	Las Perlas Sur	10.00
SEPTIEMBRE	Prudencia	56.00
OCTUBRE	El Síndigo	10.00
DICIEMBRE	El Alto	68.00
DICIEMBRE	Monte Lirio	51.65
DICIEMBRE	Pando	32.00
TOTAL		227.65

Nuevamente se recuerda que las fechas mostradas responden a información suministrada en el Plan Indicativo de Generación 2012. Como podemos observar, sólo se instala generación hidroeléctrica de tipo filo de agua ubicada geográficamente al occidente del País, significando una mayor exigencia al Sistema Principal de Transmisión.

A continuación se muestra el orden de despacho al cual responderán las unidades de generación para el escenario durante el periodo lluvioso del año 2013:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA LLUVIOSA 2013 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN AL 95% DE SU CAPACIDAD INSTALADA.
2	BLM-CARBON
3	Fortuna
4	Pacora
5	Cativa
6	El Giral II
7	El Giral
8	Pan Am
9	Bayano
10	BLM Ciclo
11	TCO Ciclo
12	BLM 8
13	TCO 1
14	TCO 2
15	BLM 5 - JB
16	BLM 6 - JB
17	PAN G2
18	PAN G1

Para el periodo lluvioso del año 2013, ingresan a la red de transmisión los siguientes refuerzos:

- **Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a 247 MVA por circuito.**
- T4 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- S/E Dominical, seccionando el circuito 230-25 (SIEPAC) el cual será el punto de conexión de los P.H. El Alto, Pando y Monte Lirio.

De los proyectos anteriores, el que tienen mayor impacto sobre la operación del sistema es el primero y surge como respuesta de ETESA ante la condición operativa en la que se encuentra actualmente el SIN. Con ello se busca aprovechar de mejor manera el recurso hídrico y con ello la generación hidroeléctrica instalada al occidente del SIN.

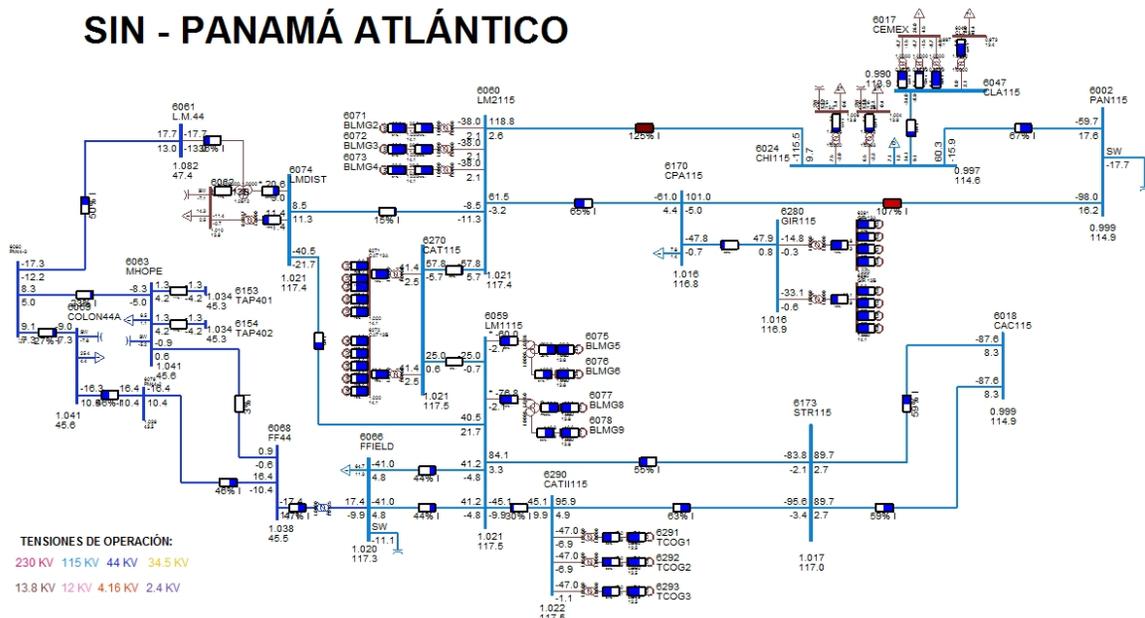
3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.1.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada por tratarse de un periodo seco. De esta manera se modela el efecto de la estacionalidad sobre la generación hidroeléctrica tipo filo de agua. Siguiendo con el orden de mérito establecido se despachan las C.T. BLM Carbón, Pacora, Cativá, El Giral (I y II), Panam, BLM Ciclo Combinado (3+1), Termo Colón Ciclo Combinado (2+1) y marcando el precio operativo del sistema la C.H. Fortuna con 2 unidades a 52 MW cada una.

Bajo el despacho descrito se reporta sobrecargas en algunos circuitos de la red de 115 KV en la provincia de Colón, lo anterior debido a que se tiene en línea toda la generación termoeléctrica disponible en la región atlántica, haciendo uso de los corredores que vinculan esta región al resto del SIN. A continuación se ilustra la condición operativa del sistema para la región atlántica:



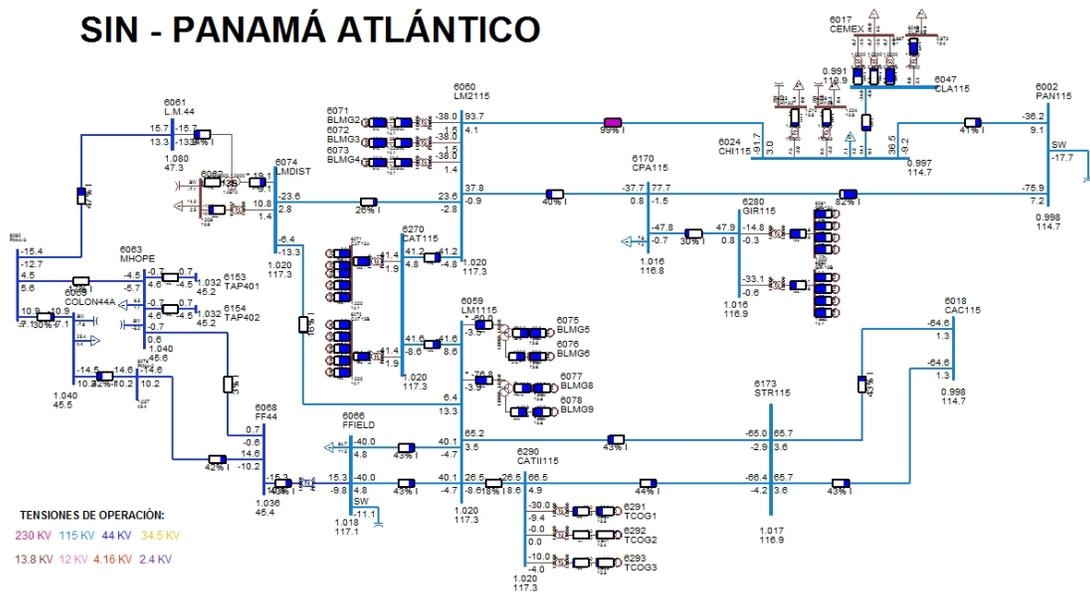
Se observa que:

- El circuito 115-4A (Cemento Panamá – Panamá) se encuentra al 107.1% sobre su capacidad en estado de operación normal (93 MVA), transportando 99.6 MVA.
- El circuito 115-3B (Las Minas II – Chilibre) se encuentra al 125.1% sobre su capacidad en estado de operación normal (93 MVA), transportando 116.3 MVA.

No se reportan violaciones al criterio de calidad, teniendo un perfil de voltajes adecuado para las redes de 230 KV y 115 KV.

Para evitar la sobrecarga sobre los circuitos mencionados, se realizará un re-despacho, despachando 95 MW de generación obligada en la C.H. Fortuna (siguiente en orden de mérito) y desplazando 54 MW en la C.T. Termo Colón, la cual quedaría operando en Ciclo Combinado en esquema de 1+1.

Con el re-despacho mencionado se elimina la sobrecarga sobre los circuitos Cemento Panamá – Panamá y Las Minas II – Chilibre. A continuación se ilustra la operación de la región atlántica del SIN, bajo el nuevo despacho:



Se observa que el circuito 115-3B queda operando al 99% de su capacidad máxima en estado de operación normal, transportando 92 MVA de 93 MVA establecidos como máximo.

Se pronostica un intercambio de 59.15 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. La C.H. Fortuna es quien aporta la generación para la exportación de potencia hacia el MER, sin consecuencias en la operación del SIN ya que, esta central se encuentra ubicada en el sector oeste del SIN cerca a los enlaces de interconexión con Costa Rica.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada. Se despachan las C.T. BLM Carbón, Pacora y marcando el precio operativo la C.T. Cativá con 2 unidades despachadas. No ingresan a despacho las C.H. Fortuna y Bayano.

Bajo el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios de calidad y seguridad del RT, por lo cual se concluye que el sistema opera de manera adecuada y de manera económica ya que no se rompe el orden de mérito establecido para el periodo.

Se pronostica un intercambio de 57.15 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Siguiendo el orden de mérito para el periodo, la C.T. Cativá genera 50 MW adicionales para cumplir con el nivel de intercambio programado. El despachar la C.T. Cativá mejora la operación del sistema, debido a que se trata de generación térmica despachada cerca al centro de carga, lo cual causa un menor uso del SPT ya que la generación producida al occidente del SIN se exporta, mientras tanto la producida por la central térmica Cativá es consumida en la ciudad de Panamá, causando que no tenga que transportarse la generación de occidente hacia el centro de carga. Concluimos entonces, que el despachar generación térmica como consecuencia de la premisa de exportar para el periodo de demanda mínima de época seca del año 2013, mejora la condición operativa del SIN.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan al 95% de su capacidad instalada todas las centrales hidroeléctricas de pasada, simulando el aporte hídrico propio de una estación lluviosa⁸⁶. La C.T. BLM Carbón se despacha a máxima capacidad y la C.H. Fortuna queda marcando el costo marginal del sistema, despachando 3 unidades a 92 MW cada una.

Bajo el despacho descrito se presentan **sobrecargas sobre el SPT**, a pesar de haberse aumentado la capacidad del corredor Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá. Lo anterior es consecuencia de abastecer la demanda en su mayoría con generación proveniente del occidente del SIN (generación hidroeléctrica de pasada y Fortuna), la cual se debe evacuar mediante el SPT hacia el centro de carga situado al oriente del SIN. Para este escenario se tiene que el 91.6% de la generación que abastece la demanda proviene del occidente del SIN, derivando en una congestión en el troncal a nivel de 230 KV, partiendo desde la S/E Boquerón III y finalizando en S/E Chorrera.

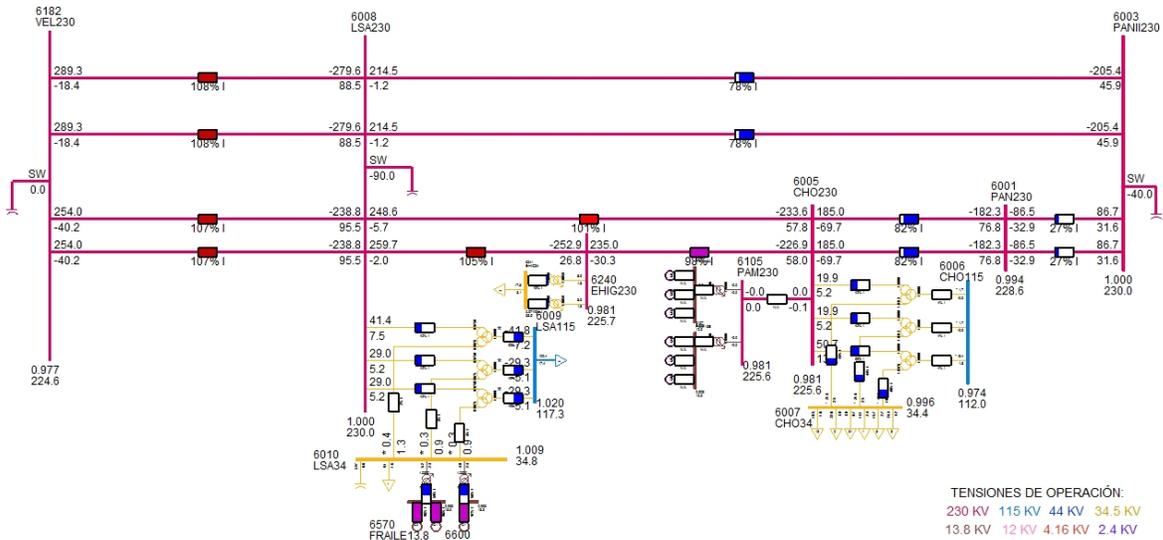
Se presenta **déficit de reactivo en el SIN**, con la consecuencia de presentar perfiles de voltajes inaceptables para los nodos a niveles de 230 KV y 115 KV. Lo anterior significa que el sistema no cuenta con una reserva reactiva adecuada para superar contingencias

⁸⁶ El 5% restante se considera reserva rodante, y es una consideración operativa para TODAS las unidades de generación que se encuentren en línea.

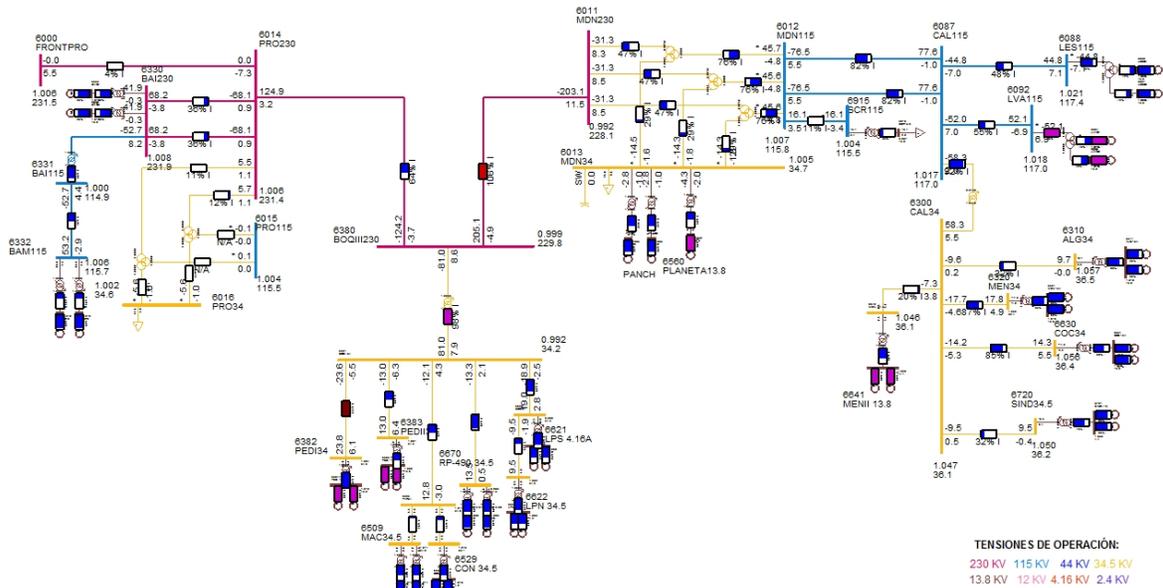
e insuficiente para mantener un perfil de voltajes adecuado para los principales nodos del sistema. Para lograr ilustrar el escenario, se ha tenido que incluir compensación capacitiva al escenario (de manera imaginaria), para lograr obtener solución a los flujos de potencia.

A continuación se muestra la condición operativa del SIN bajo el despacho descrito:

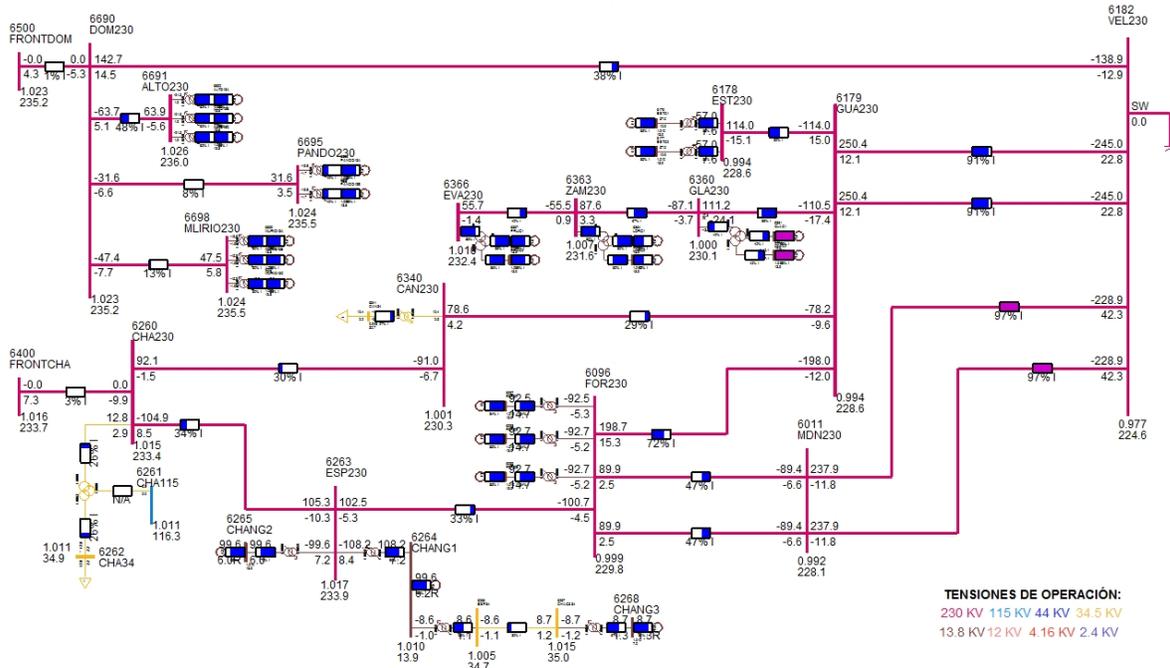
SIN - PANAMÁ CENTRO



SIN - PANAMÁ OESTE SUR



SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



De los diagramas unifilares, notamos que:

- El circuito 230-9A (Mata de Nance-Boquerón III) se encuentra al 106.4% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (193 MVA), transportando 205.4 MVA.
- Los circuitos 230-5A/6A (Veladero-Llano Sánchez) se encuentran al 106.6% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 263.3 MVA cada uno.
- Los circuitos 230-14/15 (Veladero-Llano Sánchez) se encuentran al 107.6% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (276 MVA), transportando 296.9 MVA cada uno.
- El circuito 230-3B (Llano Sánchez-Chorrera) se encuentra al 100.7% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 248.6 MVA.
- El circuito 230-4B (Llano Sánchez-El Higo) se encuentra al 105.2% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 259.7 MVA.

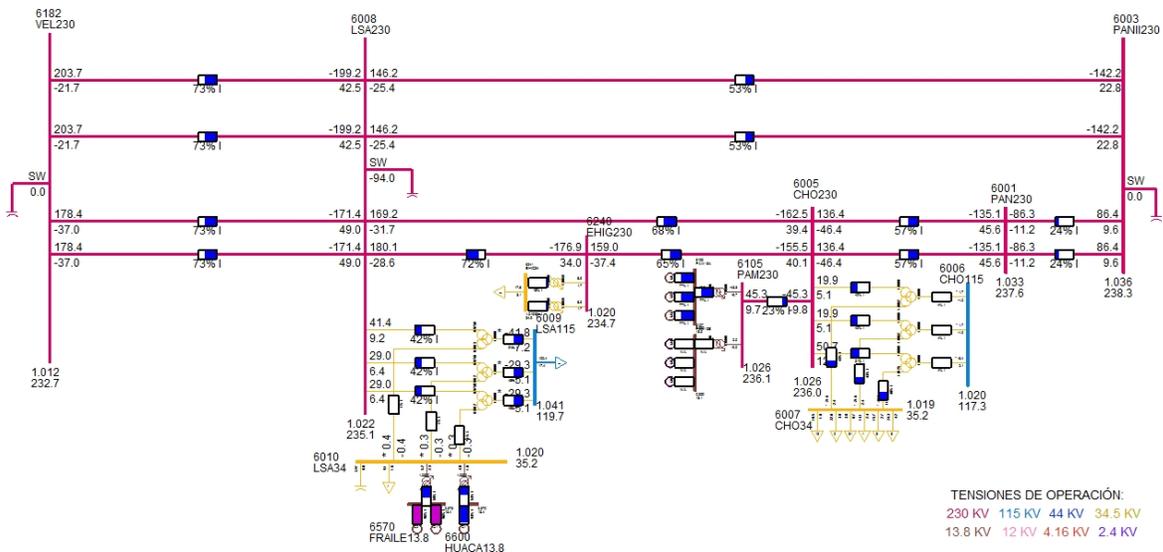
De manera adicional se reporta que el circuito 230-4B (El Higo - Chorrera) se encuentra al 97.8% y los circuitos 230-5B/6B (Mata de Nance – Veladero) se encuentran al 97.2% cada uno, sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA).

Por los motivos expuestos con anterioridad, se despachará generación obligada con el objetivo de operar el sistema bajo los criterios de calidad y seguridad, evitando riesgos para la operación del sistema.

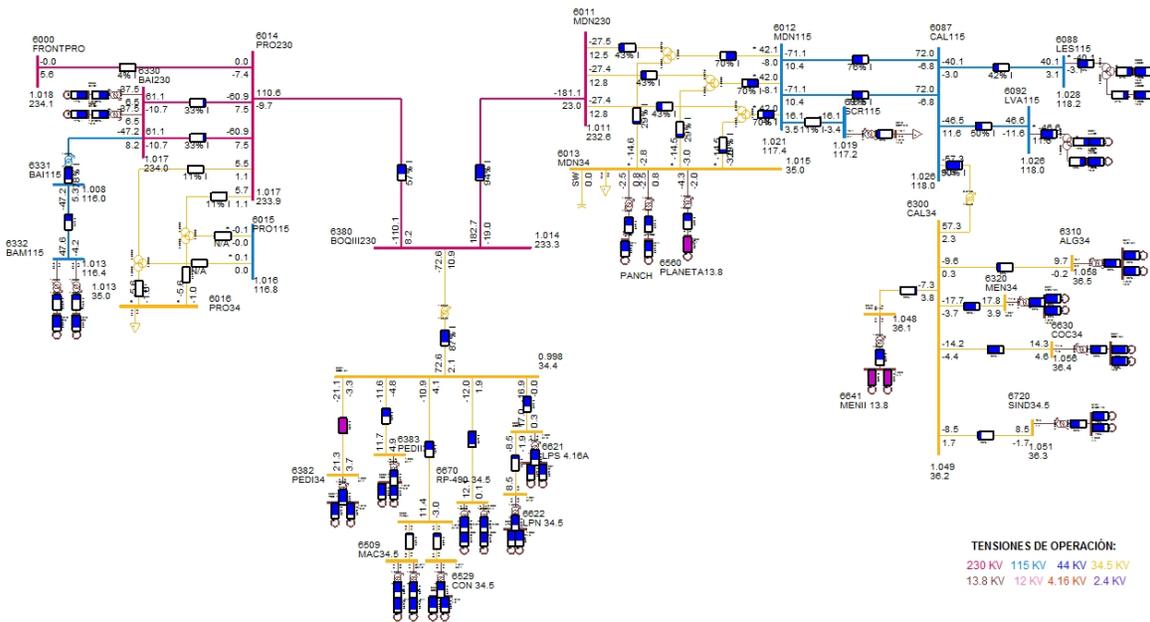
Según el orden de mérito establecido para el periodo, se despachan las centrales de generación Pacora, Cativá, El Giral (I y II), Panam y Bayano, haciendo un total de 267 MW en generación obligada. La C.H. Bayano ha sido necesaria en el despacho por motivos de estabilidad del sistema. Por otra parte, con el ingreso de la generación obligada se ha desplazado a la C.H. Fortuna y disminuido la generación de las centrales hidroeléctrica de pasada, haciendo un total de 343 MW en generación desplazada.

Bajo el nuevo despacho, el sistema opera de manera adecuada, sin riesgos de inestabilidad y cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad del RT. A continuación se muestra el resultado del re-despacho sobre los flujos y voltajes en el SPT:

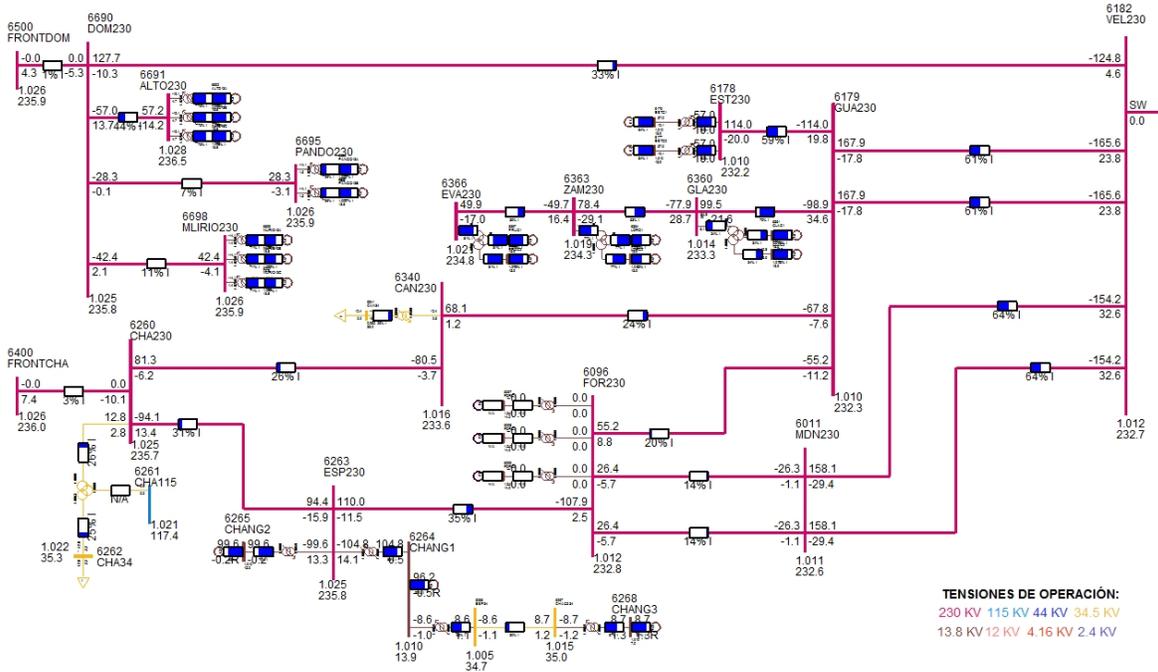
SIN - PANAMÁ CENTRO



SIN - PANAMÁ OESTE SUR



SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



Podemos observar que bajo el re-despacho, considerando la generación obligada se elimina carga del corredor principal del sistema principal de transmisión, y se obtiene un mejor perfil de voltajes, permitiendo la operación del sistema de manera segura y confiable.

Para el periodo de época lluviosa en demanda máxima se pronostica un intercambio de 60 MW de Panamá hacia Centro América. La generación adicional la aporta las centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales debieron ser restringidas por limitaciones de reserva reactiva y capacidad de transmisión. Lo anterior no implica una desmejora a la condición operativa del sistema, ya que la generación que se produce en Panamá para exportación se encuentra al occidente del sistema, mismo sitio donde se localizan los nodos y líneas de interconexión con el SER.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despacha sólo generación hidroeléctrica de pasada para abastecer a la demanda. No se despachan todas las centrales de generación hidroeléctricas de tipo filo de agua debido a que la demanda queda cubierta. Lo anterior es muestra de que la capacidad instalada en este tipo de generación es muy superior en referencia a la demanda. No ingresa a despacho los embalses de Bayano y Fortuna ni generación de tipo termoeléctrica.

Con el despacho descrito no se presentan sobrecargas en elementos del SPT y se tiene un perfil de voltajes adecuado en los nodos de la redes de 230 KV y 115 KV, sin embargo la condición descrita se mantiene sólo en estado estable. Bajo contingencias el sistema se vuelve inestable, y muestra de ello es que no se logra a obtener solución a los flujos de potencia bajo la acción de los gobernadores en línea a diversas contingencias (disparo de líneas sobre la región central del SIN). Para superar el problema de inestabilidad en el sistema, se requiere compensación reactiva de manera dinámica (tipo SVC) de manera tal que el sistema durante el evento, mantenga capacidad de respuesta. Esta condición surge a causa de que no existe ningún tipo de generación al este del SIN (más cercano al centro de carga) y toda la generación que se despacha proviene del occidente.

Por el motivo descrito con anterioridad se ha tenido que despachar generación obligada en BLM Carbón y una unidad de la C.H. Bayano (al mínimo permisible), haciendo un total de 85 MW. Para incluir esta generación obligada al despacho se desplazan 102 MW de generación hidroeléctrica de pasada.

Se pronostica un intercambio de 40.98 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Se despacha generación hidroeléctrica de pasada para cumplir con el nivel de intercambio estipulado.

El exportar potencia hacia Centro América, se ha demostrado previamente, no implica una desmejora en la condición operativa del sistema, por lo cual concluimos que el sistema opera de manera segura y confiable, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo I-7.

3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizó un análisis de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 y la respuesta del sistema. A continuación se muestran las listas de contingencia, utilizadas para los análisis del sistema bajo estado de contingencia para los periodos seco y lluvioso del año 2013:

LISTA DE CONTINGENCIA			LISTA DE CONTINGENCIA		
SECA DEL AÑO 2013			LLUVIOSA DEL AÑO 2013		
ID	ELEMENTO		ID	ELEMENTO	
C1	T2	Unidad 2 de Fortuna	C1	T2	Unidad 2 de Fortuna
C2	T1	Unidad 1 de Bayano	C2	T1	Unidad 1 de Bayano
C3	230-18	C.H. Estí	C3	230-18	C.H. Estí
C4	T2	Unidad 2 de Changuinola	C4	T2	Unidad 2 de Changuinola
C5	230-22	C.H. Gualaca y Lorena	C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia
C6	230-11	C.T. Panam	C6	230-11	C.T. Panam
C7	T1	C.T. Pacora	C7	T1	C.T. Pacora
C8	115-43	C.T. El Giral	C8	115-43	C.T. El Giral
C9	230-1C	Panamá-Panamá II	C9	230-1C	Panamá-Panamá II
C10	230-12	Llano Sánchez-Panamá II	C10	230-12	Llano Sánchez-Panamá II
C11	230-3B	Llano Sánchez-Chorrera	C11	230-3B	Llano Sánchez-Chorrera
C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo	C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo
C13	230-5A	Veladero-Llano Sánchez	C13	230-5A	Veladero-Llano Sánchez
C14	230-14	Veladero-Llano Sánchez	C14	230-14	Veladero-Llano Sánchez
C15	230-5B	Mata de Nance-Veladero	C15	230-5B	Mata de Nance-Veladero
C16	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance	C16	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance
C17	230-18	Fortuna-Guasquitas	C17	230-18	Fortuna-Guasquitas
C18	230-29	Cañazas-Guasquitas	C18	230-29	Cañazas-Guasquitas
C19	230-10	Progreso-Frontera	C19	230-10	Progreso-Frontera
C20	230-25	Veladero-Frontera	C20	230-25	Veladero-Frontera
C21	230-21	Changuinola-Frontera	C21	230-21	Changuinola-Frontera
C22	115-4A	Cemento Panamá - Panamá	C22	115-4A	Cemento Panamá - Panamá
C23	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre	C23	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre
C24	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita	C24	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita
C25	115-1B	Cativá II - Santa Rita	C25	115-1B	Cativá II - Santa Rita
C26	115-2A	Santa Rita - Cáceres	C26	115-2A	Santa Rita - Cáceres
C26	115-2A	Santa Rita - Cáceres	C27	115-45	Santa Rita-Panamá II

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-7, donde se aprecia que bajo las consideraciones descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión.

3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra

de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-7 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-8 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

3.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2014

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el periodo seco del año 2014 se parte del escenario desarrollado para el periodo lluvioso del año 2013 y de manera adicional se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	Eólico I	150.00
ENERO	Caldera	4.00
ENERO	La Palma	2.02
ENERO	Los Trancos	0.95
ENERO	Río Piedra	10.00
ENERO	Santa María 82	25.60
TOTAL		192.57

Las fechas de ingreso de las plantas de generación al sistema responden a las mostradas en el Plan de Expansión de Generación 2012. Notamos el ingreso de un proyecto de generación Eólica y la adición de más generación de tipo filo de agua, lo cual exige aun más las reservas reactivas del Sistema Principal de Transmisión.

El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2014, se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA SECA 2014 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN DISMINUÍDA.
2	EOLICA (120 MW)
3	BLM-CARBON
4	Pacora
5	Cativa
6	El Giral II
7	El Giral
8	Pan Am
9	BLM Ciclo
10	TCO Ciclo
11	BLM 8
12	TCO 1
13	TCO 2
14	BLM 5 - JB
15	BLM 6 - JB
16	Fortuna
17	PAN G2
18	PAN G1
19	Bayano

Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- **Aumento en la capacidad de los bancos capacitivos existentes en S/E Panamá en +48.92 MVAR para un total de +120 MVAR a nivel de 115KV y adición de +120 MVAR en S/E Panamá II a nivel de 230KV.**
- S/E El Coco, seccionando los circuitos 230-12/13 (Llano Sánchez-Panamá II), el cual será el punto de conexión del proyecto Eólico mostrado.

Se observa que **se aumenta la reserva reactiva del sistema** con la instalación de los nuevos bancos capacitivos y el aumento de los existentes en S/E Panamá. Con ello se busca aumentar la capacidad de transmisión del corredor oriente-occidente del SIN, con el fin de aprovechar de mejor manera los recursos hídricos instalados en el extremo opuesto al centro de carga del sistema. Este proyecto tiene un impacto significativo en la operación del sistema, sobretodo en el periodo lluvioso, en donde se da la mayor exigencia al sistema principal de transmisión en sus reservas de potencia reactiva.

Para el periodo lluvioso, ingresan al sistema los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
JUNIO	Bajos de Totuma	5.00
AGOSTO	Bonyic	31.30
AGOSTO	Los Planetas II	3.73
AGOSTO	San Lorenzo	8.40
TOTAL		48.43

Nuevamente se recuerda que las fechas mostradas responden a información suministrada en el Plan Indicativo de Generación 2012. Como podemos observar, sólo se instala generación hidroeléctrica de tipo filo de agua ubicada geográficamente al occidente del País, significando una mayor exigencia al Sistema Principal de Transmisión.

A continuación se muestra el orden de despacho al cual responderán las unidades de generación para el escenario durante el periodo lluvioso del año 2014:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA LLUVIOSA 2014 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN AL 95% DE SU CAPACIDAD INSTALADA.
2	EOLICA (60 MW)
3	BLM-CARBON
4	Fortuna
5	Pacora
6	Cativa
7	El Giral II
8	Bayano
9	El Giral
10	Pan Am
11	BLM Ciclo
12	TCO Ciclo
13	BLM 8
14	TCO 1
15	TCO 2
16	BLM 5 - JB
17	BLM 6 - JB
18	PAN G2
19	PAN G1

Para el periodo lluvioso del año 2014, ingresan a la red de transmisión los siguientes refuerzos:

- S/E El Higo, seccionando ambos circuitos de Llano Sánchez-Chorrera (230-3B/4B).
- T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

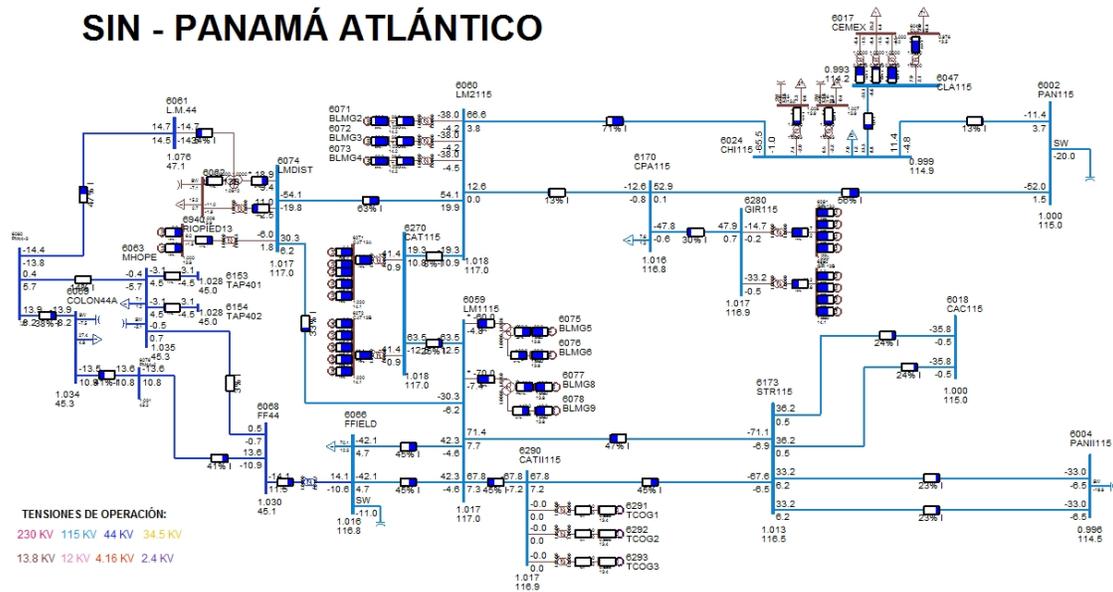
3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

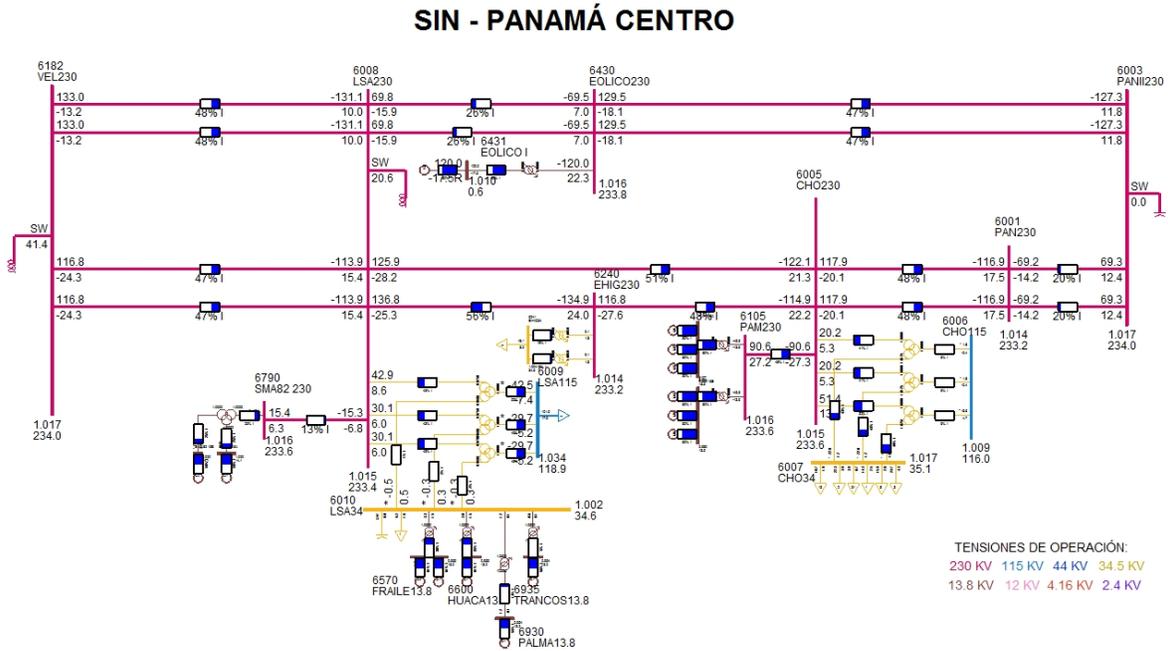
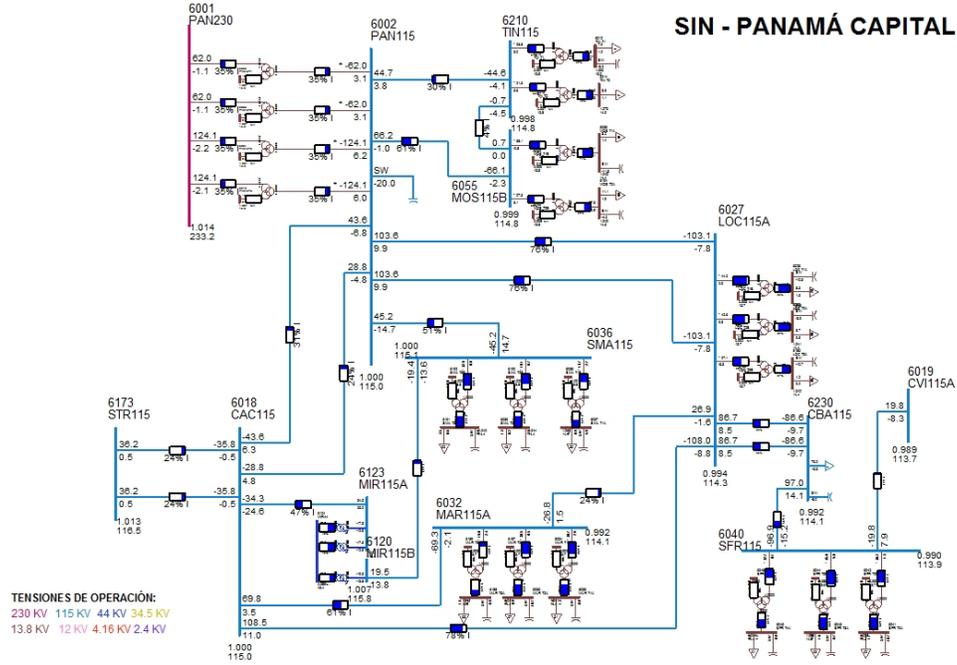
3.2.2.1 OPERACION NORMAL EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

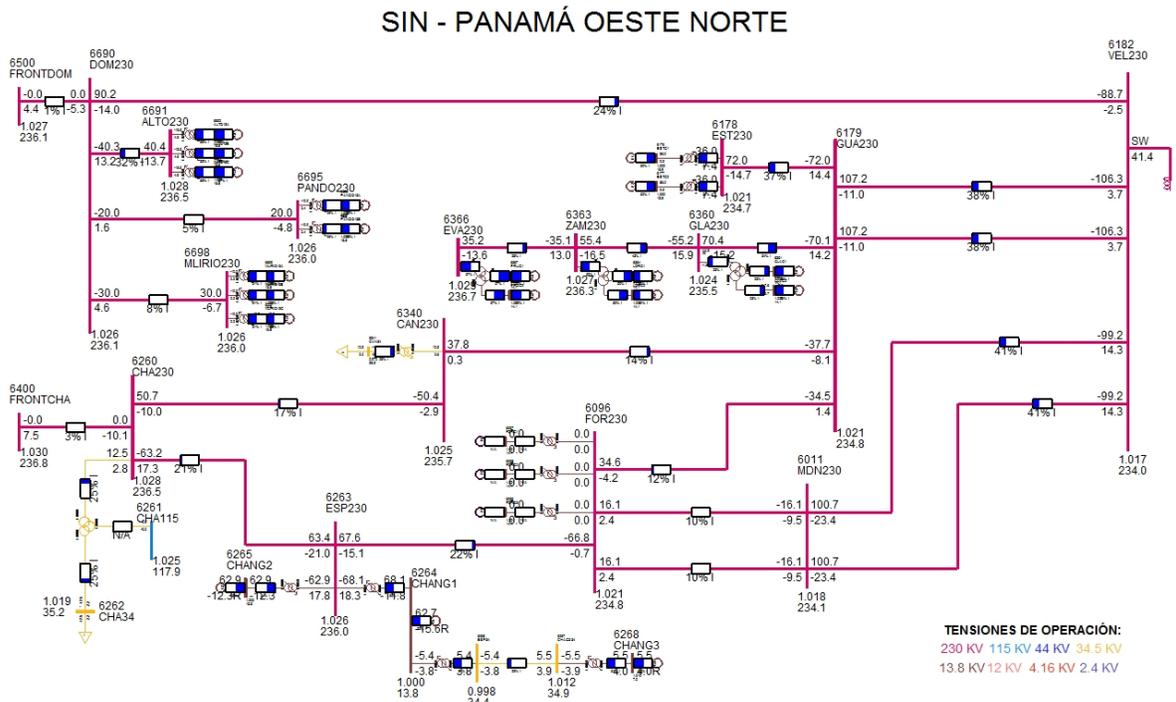
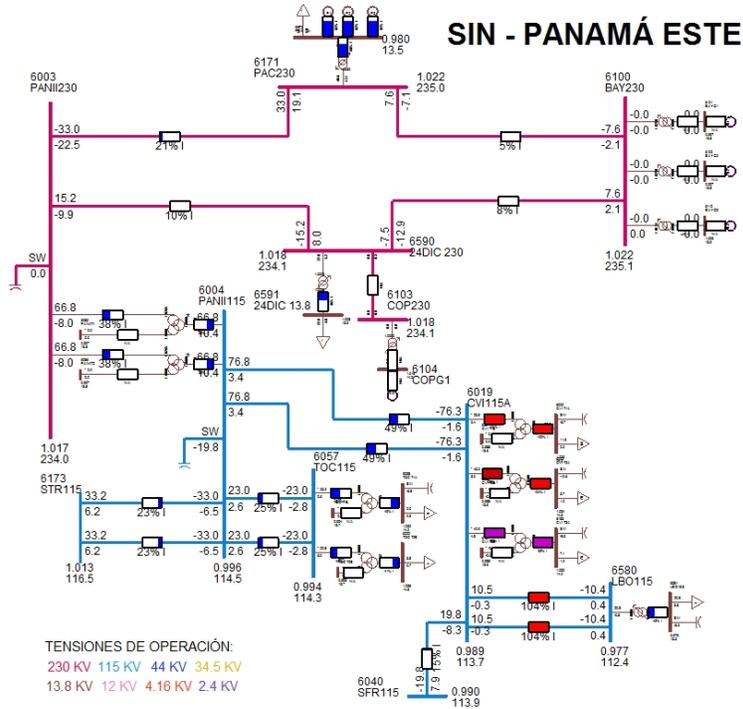
Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada entregando el 60% de su capacidad instalada. La central Eólica despacha 120 MW ya que es en el periodo seco cuando se tiene mayor aporte eólico para la generación. Por parte de la generación térmica se despachan las centrales de BLM Carbón, Pacora, Cativá, El Giral (I y II), Panamá y marcando el costo marginal del sistema Bahía las Minas en Ciclo combinado (3+1).

Con el despacho descrito no se reportan violaciones a los criterios de calidad y seguridad, teniendo una operación óptima y lo mas económica posible. Notamos que a diferencia del periodo seco del año 2013 en demanda máxima, para el escenario que estamos analizando se cumple el despacho económico, es decir, que no se rompe el orden de merito. Lo anterior es posible debido a que para este periodo se tiene en operación en doble circuito Santa Rita – Panamá II (operando inicialmente en 115 KV), el cual refuerza el sistema de transmisión proveniente de la costa atlántica hacia el centro de carga.

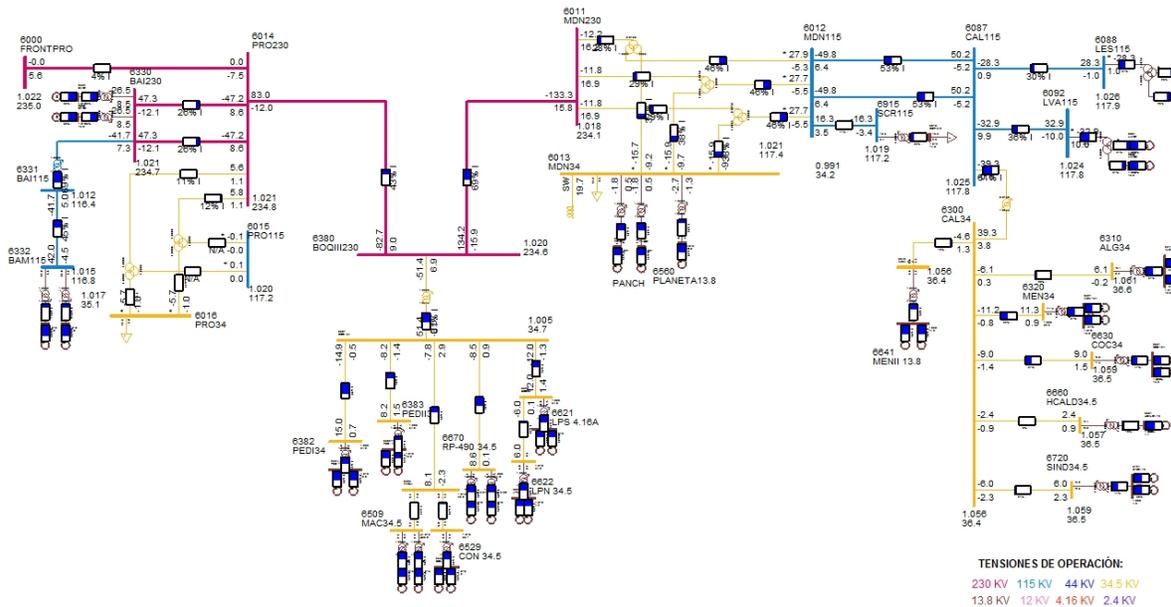
A continuación se muestra la operación del sistema en condiciones de demanda máxima:







SIN - PANAMÁ OESTE SUR



Como podemos observar no existen sobrecargas sobre el sistema principal de transmisión, ni voltajes fuera del rango permitido para condiciones de operación normal.

Se pronostica un intercambio de 90 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con dicho intercambio y según el orden de mérito establecido, se despachan las centrales térmicas de BLM Ciclo Combinado (3+1) y Termo Colón el cual queda operando en configuración (1+1), haciendo un total de 79.3 MW en generación adicional.

No se presentan sobrecargas en líneas ni transformadores del SPT, y se mantiene un perfil de voltajes adecuado para las redes de 230 KV y 115 KV, con lo cual concluimos que se cumple con los criterios de seguridad y calidad.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despacha generación hidroeléctrica de pasada pero restringida ya que la demanda queda cubierta. La generación eólica se mantiene en 120 MW y no se despacha generación termo-eléctrica ni de embalse.

Bajo el despacho descrito no se presentan sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión y se tiene un perfil de voltajes adecuado, con lo cual se cumple con los criterios de calidad y seguridad, manteniendo la operación del SIN de manera adecuada. Sin embargo, la condición citada se mantiene sólo en condición de estado estable, ya que bajo contingencia de los circuitos El Coco-Panamá II, Llano Sánchez-Chorrera y Llano Sánchez-El Higo, el sistema se vuelve inestable.

Se re-despacha incluyendo en el despacho a la C.H. Bayano (una unidad al mínimo), con el objetivo de una mejor regulación bajo estado de contingencia, debido a la necesidad de una respuesta dinámica adecuada del sistema para mantener la estabilidad. Se introducen 40 MW de generación en Bayano y se desplazan 59 MW de generación hidroeléctrica de pasada.

Considerando el re-despacho descrito, se realiza un análisis de contingencia, asegurándose de que todas las pruebas realizadas encuentren solución bajo la acción de los gobernadores de las unidades en línea, y cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad bajo estado de emergencia.

Se pronostica un intercambio de 88.65 en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con el nivel de intercambio pronosticado se despacha generación hidroeléctrica de pasada. Lo anterior no presenta inconvenientes para la operación del sistema, ya que se mantiene un perfil de voltajes adecuado tanto en 115 KV como 230 KV y no se reportan sobrecargas en el Sistema Principal de Transmisión.

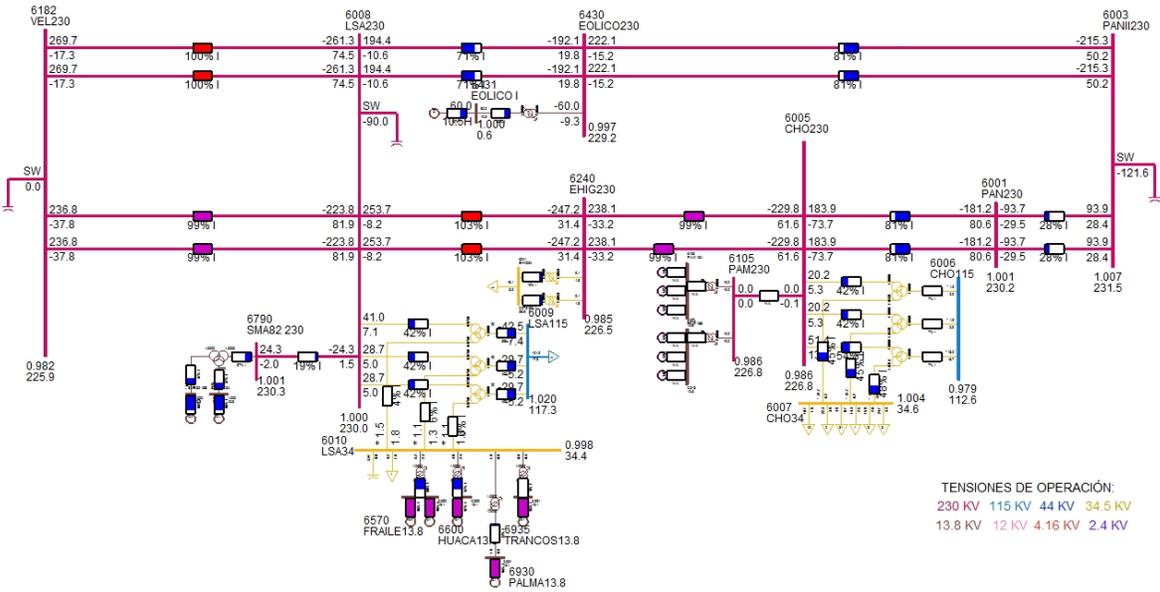
EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 95 % de su capacidad instalada. La central Eólica despacha 60 MW debido a que se estima que para el periodo lluvioso el aporte eólico es menor que para el periodo seco, derivando en una disminución en la generación de este tipo de tecnología. Por parte de la generación tipo termoeléctrica, ingresa BLM Carbón a máxima capacidad, siendo la única central térmica participante en el despacho. Finalmente, marcando el costo marginal del sistema se tiene a la C.H. Fortuna, despachando 2 unidades a 75.5 MW cada una. No ingresa a despacho la C.H. Bayano, debido a que la demanda queda cubierta.

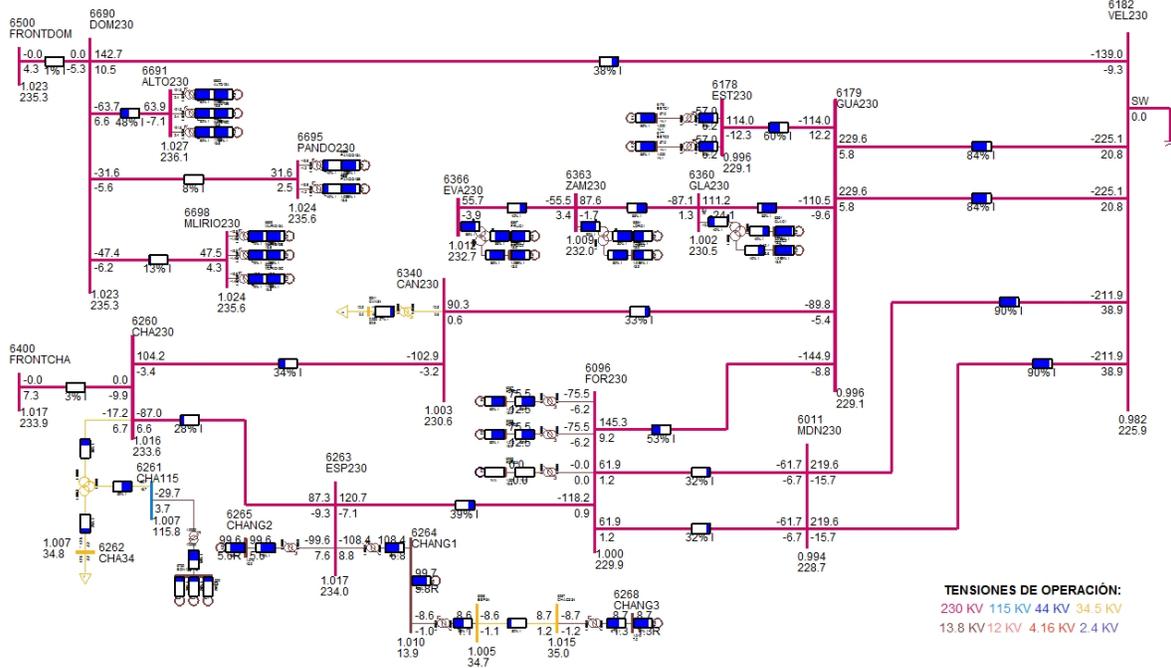
Se observa que el 76.5% de la generación que atiende la demanda es producida por centrales hidroeléctricas de pasada, lo cual es un porcentaje muy elevado de participación. A esta situación debe añadirse que por orden de mérito la C.H. Fortuna deberá entrar a despacho, inyectando más generación en el sector occidental del SIN. Lo anterior significa una exigencia mayor al SPT, el cual deberá transportar toda esta generación hacia el centro de carga situado al extremo opuesto, causando **sobrecargas en los principales corredores del SIN** y originando un **déficit de reactivo** en la red de transmisión, teniendo como consecuencia un perfil de voltajes inadecuado (muy reducido) y no suficiente para lograr una solución a los flujos de potencia para el escenario. Es necesario mencionar que debido a la condición descrita, concluimos que el sistema **no cuenta con reserva reactiva** para hacer frente a las diversas contingencias que pudiesen darse durante la operación del sistema, lo que pudiese poner en riesgo la seguridad del sistema ya que se torna inestable ante eventualidades.

Para poder ilustrar la situación, se ha incluido aporte reactivo imaginario al escenario, con el fin de obtener un mejor perfil de voltajes y con ello lograr una solución a los flujos de potencia. A continuación se muestra la operación del SIN, bajo el despacho descrito:

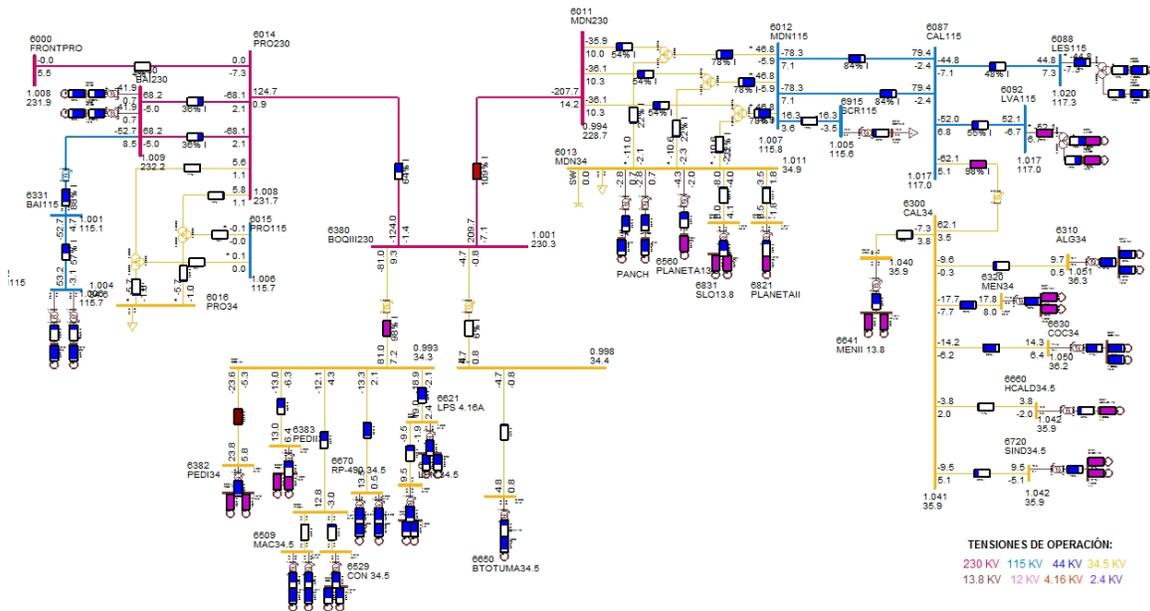
SIN - PANAMÁ CENTRO



SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



SIN - PANAMÁ OESTE SUR



De los unifilares podemos notar, que los siguientes circuitos se encuentran en sobrecarga:

- Los circuitos 230-3C/4C (Llano Sánchez-El Higo) están al 102.8% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 253.9 MVA cada uno.
- El circuito 230-9A (Boquerón III – Mata de Nance) está al 108.6% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (193 MVA), transportando 209.6 MVA.

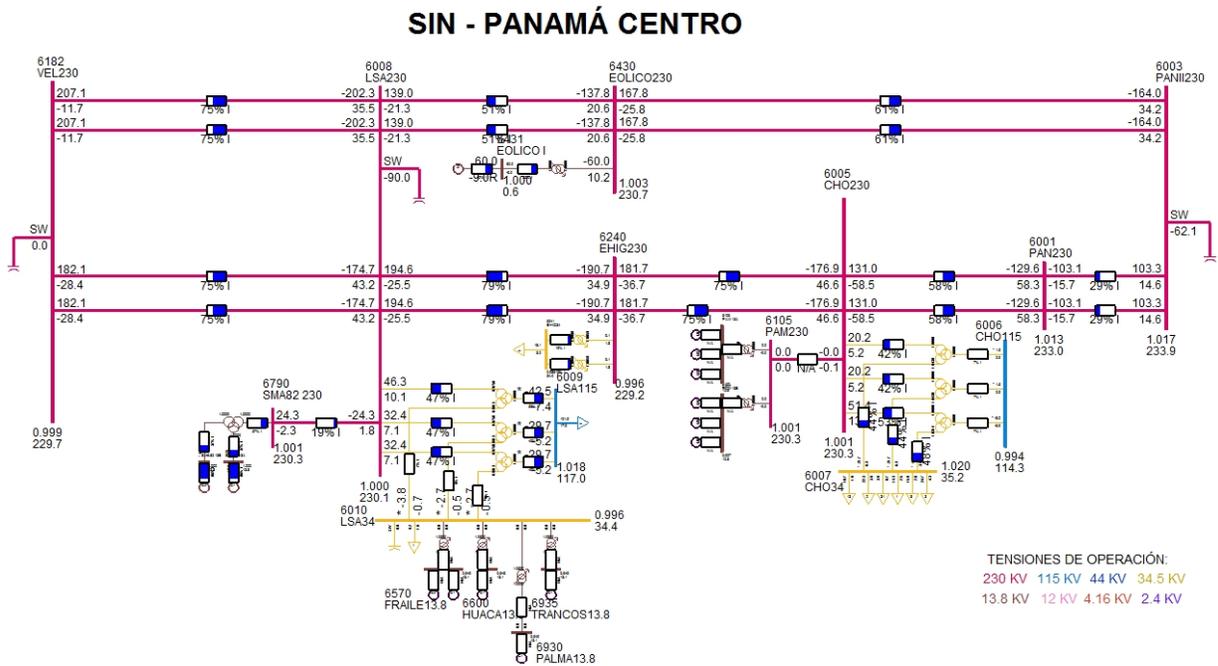
También se puede observar que los siguientes circuitos se encuentran muy cercanos al límite máximo de capacidad en estado de operación normal:

- Los circuitos 230-3B/4B (El Higo-Chorrera) están al 98.9% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 244.2 MVA cada uno.
- Los circuitos 230-14/15 (Veladero-Llano Sánchez) están al 99.7% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (276 MVA), transportando 275.1 MVA cada uno.
- Los circuitos 230-5A/6A (Veladero-Llano Sánchez) están al 98.8% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 244.1 MVA cada uno.

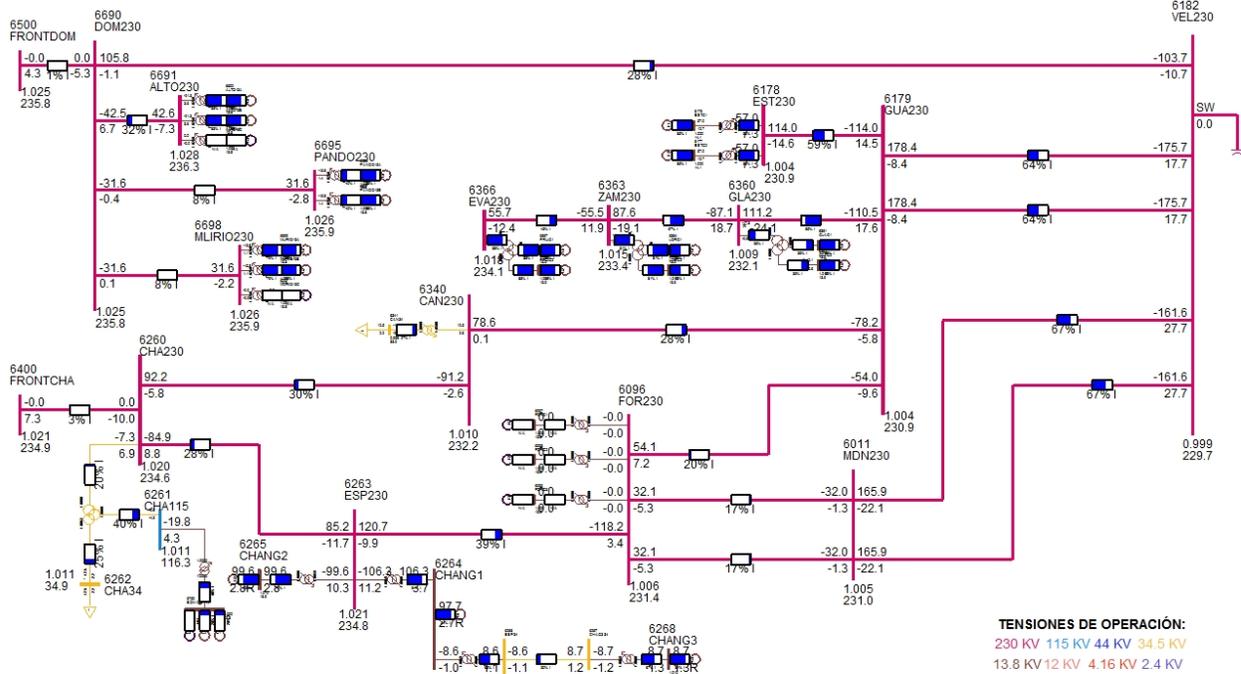
Por los motivos mencionados con anterioridad, se introducirá generación obligada al escenario con el objetivo de reducir la carga sobre los principales corredores del SIN y mejorar el perfil de voltajes sobre la red de 230 y 115 KV.

Siguiendo el orden de merito establecido para el periodo, se despachan las centrales Pacora, Cativá, El Giral II y Bayano (una unidad al mínimo operativo), despachando un total de 206.53 MW en generación obligada. Como consecuencia de la generación obligada, se desplaza la C.H. Fortuna y se restringe la generación hidroeléctrica de pasada, haciendo un total de 259.7 MW en generación hidroeléctrica desplazada.

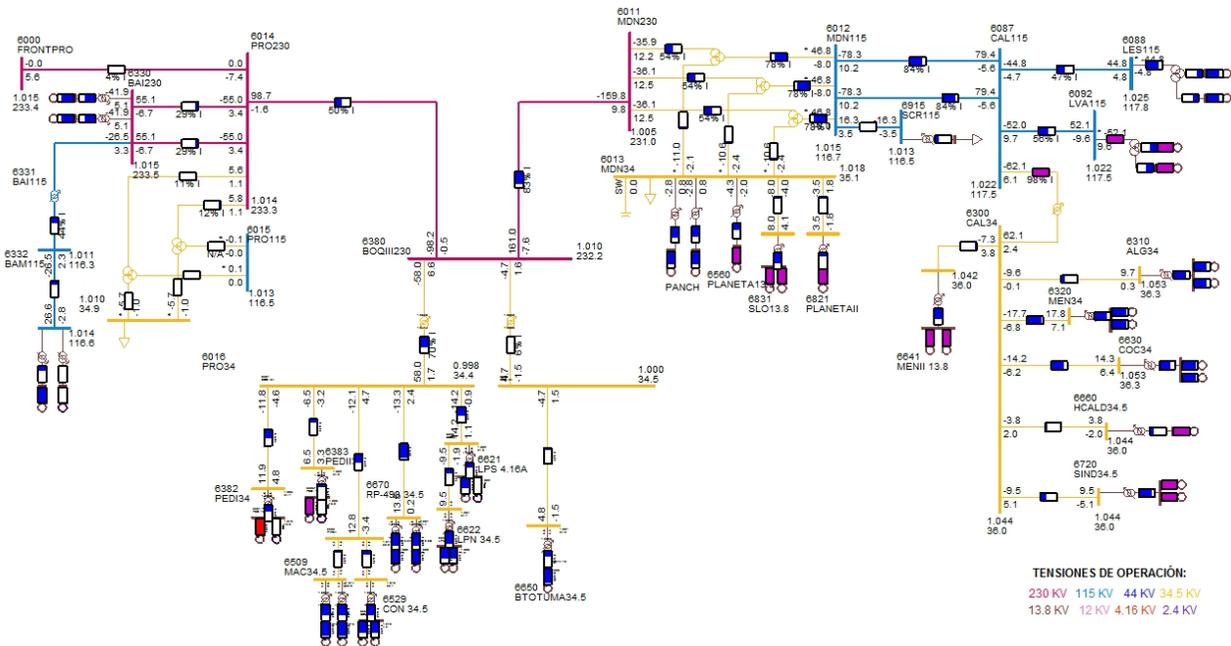
Bajo el re-despacho descrito, se eliminan las congestiones reportadas y se mejora el perfil de voltajes elevando la reserva reactiva disponible para el SIN. A continuación se presenta la condición operativa del SIN bajo el nuevo despacho:



SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



SIN - PANAMÁ OESTE SUR



Notamos que se eliminan las sobrecargas y se tiene un perfil de voltajes adecuado para los nodos a nivel de 230 KV y 115 KV, elevando las reservas reactivas del SIN.

Para el periodo lluvioso del año 2014, con el SIN operando en demanda máxima, se pronostica un intercambio de 90 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con el intercambio programado, se despacha generación hidroeléctrica de pasada, la cual había sido restringida a causa de limitantes en transmisión y reserva reactiva. Debido a que toda la generación que se despacha para exportar se sitúa al occidente del SIN, la misma no hace uso del SPT de la región central hacia el oriente, permitiendo aumentar la generación hidroeléctrica disponible.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despacha generación hidroeléctrica de pasada disminuida ya que la demanda queda cubierta. Por parte de la central Eólica se generan 60 MW. No se tiene aporte de generación termo-eléctrica ni de embalse dentro del despacho.

Bajo el despacho descrito, el sistema opera de manera adecuada, sin restricciones de transmisión ni de potencia reactiva bajo condición de operación normal. Sin embargo, bajo estado de contingencia, no se obtiene solución a los flujos de potencia bajo la acción de los gobernadores de las unidades en línea en caso del disparo del circuito 230-12A o 13A (El Coco-Panamá II). Lo anterior es debido a que no se tiene regulación alguna en el extremo del centro de carga, concentrando toda la generación en el sector occidente del SIN, teniendo como resultado inestabilidad en el sistema en caso de una contingencia que exija al sistema como lo es el disparo del circuito en mención con 145 Km de longitud.

Se despacha una unidad de la C.H. Bayano a 40 MW, (mínimo operativo de la turbina), con el objetivo de brindar soporte y estabilidad al SIN. Se desplaza generación hidroeléctrica de pasada ya que es el único tipo de generación que se tiene en el escenario.

Bajo el re-despacho descrito, se realiza un análisis de contingencia, verificando el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad del RT, encontrando un sistema operado de manera adecuada sin violaciones a los criterios.

Para el periodo lluvioso del año 2014, con el SIN en demanda mínima, se pronostica un intercambio de 79.38 con Panamá exportando hacia Centro América. Para la exportación se despacha generación hidroeléctrica de pasada, sin mayores complicaciones para la operación del sistema.

Se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, asegurando que no existen sobrecargas sobre elementos del SPT y los voltajes para las redes de 230 y 115 KV se mantengan dentro del rango aceptable.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo I-7.

3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizó un análisis de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 y la respuesta del sistema. A continuación se muestran las listas de contingencia, utilizadas para los análisis del sistema bajo estado de contingencia para los periodos seco y lluvioso del año 2014:

LISTA DE CONTINGENCIA SECA DEL AÑO 2014			LISTA DE CONTINGENCIA LLUVIOSA DEL AÑO 2014		
ID	ELEMENTO		ID	ELEMENTO	
C1	T2	Unidad 2 de Fortuna	C1	T2	Unidad 2 de Fortuna
C2	T1	Unidad 1 de Bayano	C2	T1	Unidad 1 de Bayano
C3	230-18	C.H. Estí	C3	230-18	C.H. Estí
C4	T2	Unidad 2 de Changuinola	C4	T2	Unidad 2 de Changuinola
C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia	C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia
C6	230-11	C.T. Panam	C6	230-11	C.T. Panam
C7	T1	C.T. Pacora	C7	T1	C.T. Pacora
C8	115-43	C.T. El Giral	C8	115-43	C.T. El Giral
C9	230-1C	Panamá-Panamá II	C9	230-1C	Panamá-Panamá II
C10	230-12A	El Coco-Panamá II	C10	230-12A	El Coco-Panamá II
C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco	C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco
C12	230-3B	Llano Sánchez-Chorrera	C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo
C13	230-4C	Llano Sánchez-El Higo	C13	230-4B	El Higo - Chorrera
C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez	C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez
C15	230-14	Veladero-Llano Sánchez	C15	230-14	Veladero-Llano Sánchez
C16	230-5B	Mata de Nance-Veladero	C16	230-5B	Mata de Nance-Veladero
C17	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance	C17	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance
C18	230-18	Fortuna-Guasquitas	C18	230-18	Fortuna-Guasquitas
C19	230-29	Cañazas-Guasquitas	C19	230-29	Cañazas-Guasquitas
C20	230-10	Progreso-Frontera	C20	230-10	Progreso-Frontera
C21	230-25	Veladero-Dominical	C21	230-25	Veladero-Dominical
C22	230-21	Changuinola-Frontera	C22	230-21	Changuinola-Frontera
C23	115-4A	Cemento Panamá - Panamá	C23	115-4A	Cemento Panamá - Panamá
C24	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre	C24	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre
C25	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita	C25	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita
C26	115-1B	Cativá II - Santa Rita	C26	115-1B	Cativá II - Santa Rita
C27	115-2A	Santa Rita - Cáceres	C27	115-2A	Santa Rita - Cáceres
C28	115-45	Santa Rita-Panamá II	C28	115-45	Santa Rita-Panamá II

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-7, donde se aprecia que bajo **las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior**, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión.

3.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo las condiciones de despacho descritas en la sección de estado permanente. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-7 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-8 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

3.2.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2015

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el periodo seco del año 2015 se parte del escenario desarrollado para el periodo lluvioso del año 2014 y de manera adicional se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	Asturias	4.10
ENERO	Bajo Frío	56.00
ENERO	Barro Blanco	28.84
ENERO	Cañazas	5.94
ENERO	Los Estrechos	10.00
ENERO	Ojo de Agua	6.46
ENERO	San Andrés	9.00
ENERO	Santa María	26.00
ENERO	Tizingal	4.64
TOTAL		150.98

Notamos la adición de 151 MW aproximadamente en generación hidroeléctrica de pasada, la cual se situará en la base del despacho de generación por tener un coste de generación de cero (0) \$/MWh. Las fechas mostradas responden a información publicada en el Plan Indicativo de Generación 2012.

El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2015, se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA SECA 2015 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN DISMINUÍDA.
2	EOLICA (120 MW)
3	BLM-CARBON
4	Pacora
5	Cativa
6	El Giral II
7	El Giral
8	Pan Am
9	BLM Ciclo
10	TCO Ciclo
11	BLM 8
12	TCO 1
13	TCO 2
14	BLM 5 - JB
15	BLM 6 - JB
16	Fortuna
17	PAN G2
18	PAN G1
19	Bayano

Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).
- Repotenciación de los circuitos 230-5B y 230-6B (Mata de Nance-Veladero) aumentando su capacidad de transmisión a 350 MVA en estado normal y 450 MVA en estado de emergencia.
- Nuevo circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con adición de un circuito paralelo Mata de Nance-Progreso.

La S/E San Bartolo será el punto de conexión de los proyectos Cañazas, Los Estrechos y Santa María, los cuales se muestran ingresando para este mismo periodo. Notamos que se aumenta la capacidad de transmisión del SIN en el sector suroeste, con el nuevo circuito Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera y la adición de un nuevo circuito paralelo Mata de Nance-Progreso. Con esto se elimina la restricción en transmisión que existe en los escenarios anteriores para evacuar la generación que se produce en el sector suroeste del SIN (inyección en subestaciones Progreso y Boquerón III).

También notamos que se aumenta la capacidad de transmisión de la línea Mata de Nance-Veladero (230-5B/6B), eliminando limitaciones de transmisión para la época lluviosa en el sector occidental de la red eléctrica (SIN Oeste-Norte y Oeste-Sur).

Para el periodo lluvioso, no se espera adición de plantas de generación. Se muestra el orden de mérito establecido para la época lluviosa del año 2015:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA LLUVIOSA 2015 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN AL 95% DE SU CAPACIDAD INSTALADA.
2	EOLICA (60 MW)
3	BLM-CARBON
4	Fortuna
5	Pacora
6	Cativa
7	El Giral II
8	Bayano
9	El Giral
10	Pan Am
11	BLM Ciclo
12	TCO Ciclo
13	BLM 8
14	TCO 1
15	TCO 2
16	BLM 5 - JB
17	BLM 6 - JB
18	PAN G2
19	PAN G1

Ingresan a la red de transmisión los siguientes refuerzos:

- Adición del T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).

No obstante a los refuerzos mencionados, notamos que aun hace falta aumentar la reserva reactiva del SIN, por lo cual a pesar de aumentar la capacidad del SIN en transmisión, aun no se puede desalojar toda la generación hidroeléctrica instalada en el sector oeste del País. Es necesario recalcar que para el año 2015 se estará añadiendo mayor cantidad de generación de tipo hidroeléctrica de pasada, lo cual agrava la situación.

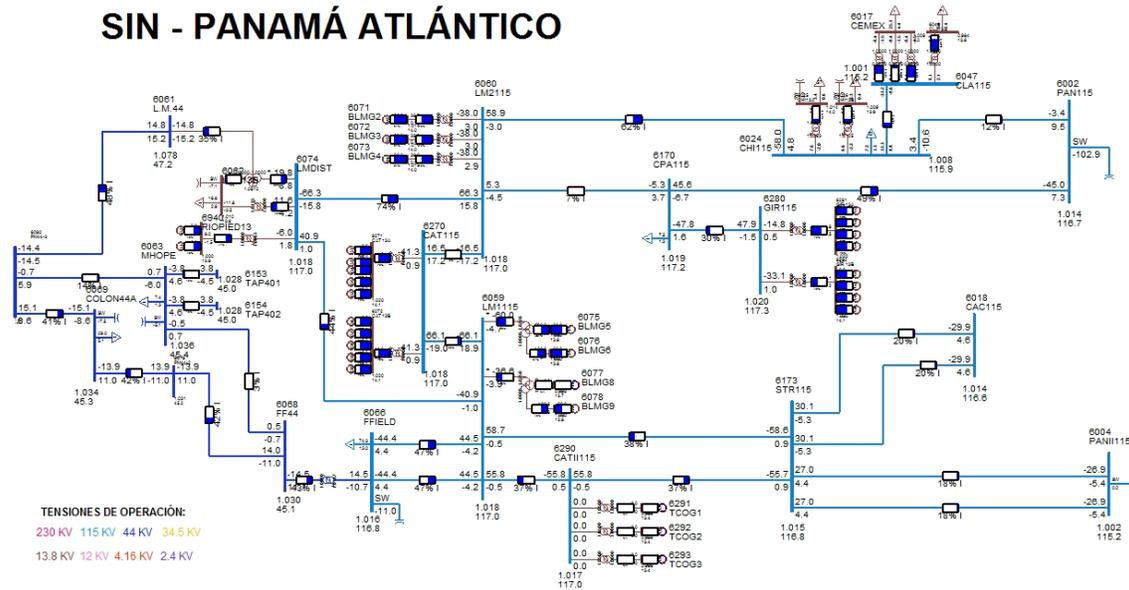
3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.3.2.1 OPERACION NORMAL EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

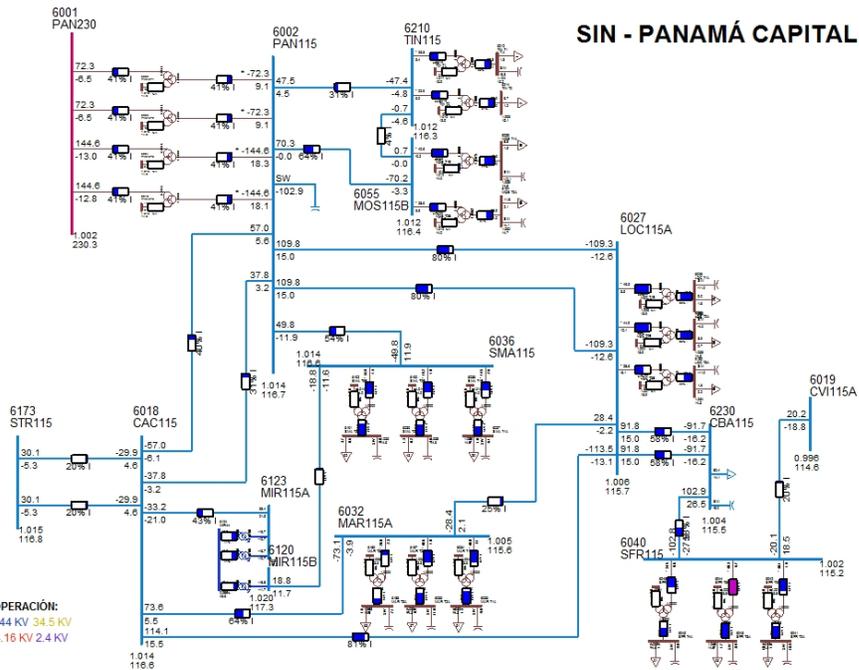
Debido a que se trata de un escenario para época seca, se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada entregando el 60% de su capacidad instalada y la central eólica despacha 120 MW. Siguiendo el orden de mérito establecido para el periodo, se despachan las centrales BLM Carbón, Pacora, Cativá, El Giral (I y II), Panam y marcando el costo marginal del sistema el Ciclo Combinado de Bahía las Minas en su configuración 2+1.

Bajo el despacho descrito no se reportan sobrecargas en elementos pertenecientes al sistema principal de transmisión y se presenta un perfil de voltajes adecuado para las redes de 230 y 115 KV. Por lo cual concluimos que la operación del sistema se da de manera segura y confiable, cumpliendo el despacho económico esperado.

SIN - PANAMÁ ATLÁNTICO



SIN - PANAMÁ CAPITAL



encuentra en el extremo opuesto del SIN ya que la demanda es atendida en su mayoría por generación hidroeléctrica de tipo filo de agua. Para evitar esta condición, es necesaria compensación reactiva estática, la cual brinde un soporte durante la falla y permita al sistema superar la eventualidad (por ejemplo un SVC), pero como para este periodo aun no ingresan al sistema los SVC, se opta por despachar una unidad de la C.H. Bayano al mínimo permisible por la turbina (40 MW), de manera tal que se mantenga el equilibrio en el sistema, en caso de ocurrir el disparo del circuito El Coco-Panamá II. Como consecuencia de la introducción de la generación obligada en Bayano, se desplaza generación de las centrales hidroeléctrica de pasada, debido a que es la única disponible.

Se pronostica un intercambio de 115.28 MW de Panamá hacia Centro América. Para lograr el intercambio pronosticado, se despachan centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales se encontradas restringidas por demanda. La exportación de la generación de estas centrales no implica una exigencia mayor al SIN, debido a que esta se sitúan al oeste de país, mismo lugar donde se encuentran los enlaces de interconexión.

Bajo las transferencias al MER, se cumplen los criterios de calidad y seguridad, teniendo una operación segura y confiable tanto en estado de operación normal como en contingencia.

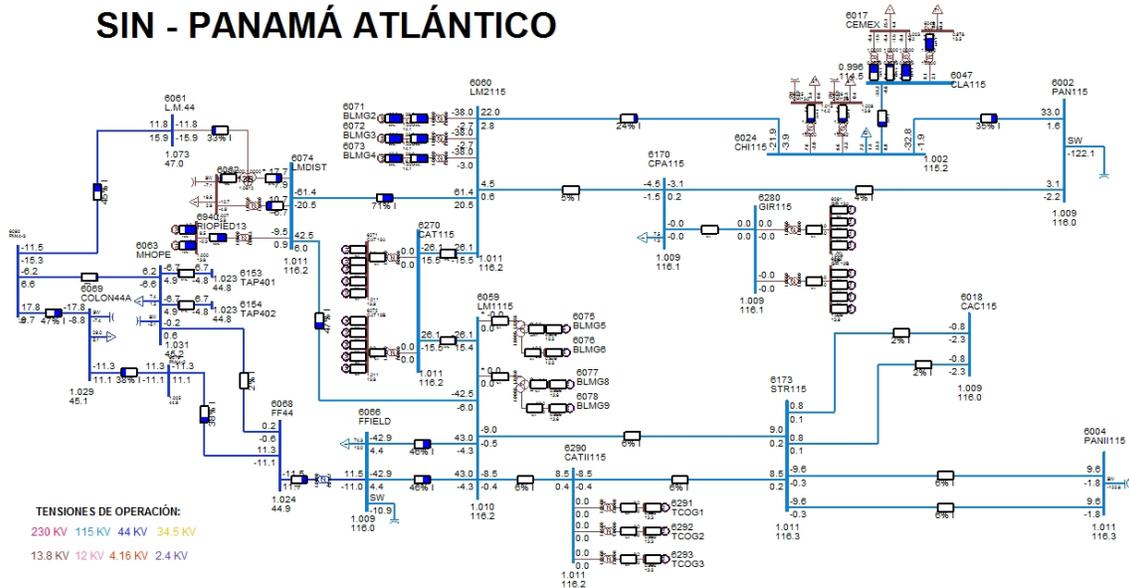
EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada, entregando el 95% de su capacidad instalada, simulando el aporte hídrico propio de la estación lluviosa. En este punto es necesario informar que el **81.5% de la generación que abastece la demanda para este escenario proviene de centrales hidroeléctricas de pasada**. La central Eólica despacha 60 MW (propios de época lluviosa) y el único aporte de generación tipo térmico es de la central de Bahía las Minas Carbón despachando 3 unidades al máximo respetando reserva rodante. Finalmente, marcando el costo marginal del sistema se encuentra la C.H. Fortuna, despachando 2 unidades a 49 MW cada una. La C.H. Bayano no ingresa a despacho ya que la demanda queda cubierta.

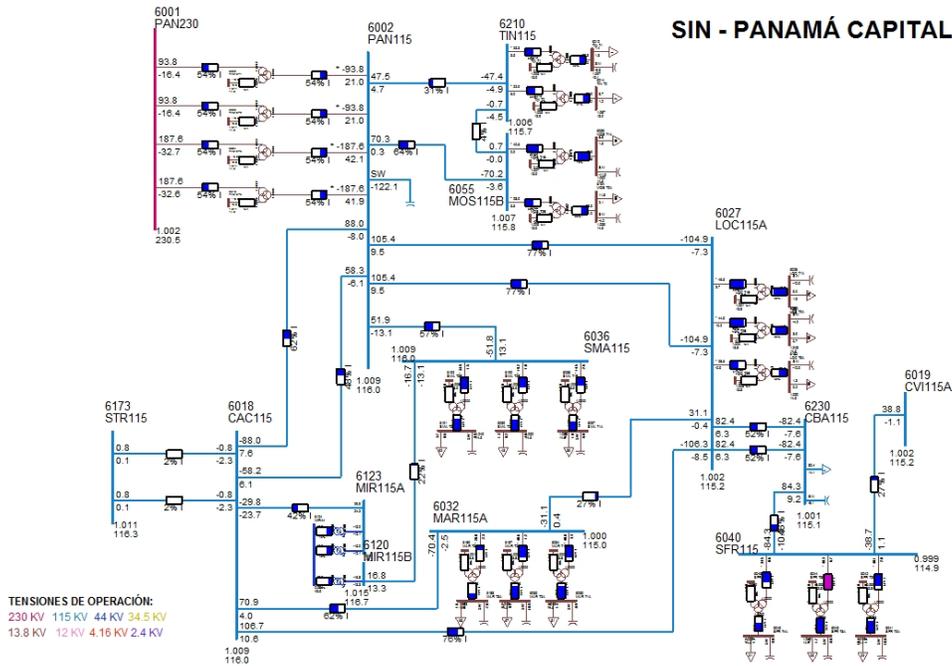
Notamos que para el periodo lluvioso del año 2015 el 88% de la generación que abastece la demanda proviene del occidente (tomando en cuenta centrales hidroeléctrica de pasada y Fortuna), lo cual incrementa el uso del SPT que deberá transportar toda la energía producida en el extremo opuesto al centro de carga. Lo anterior causa **congestiones en los principales corredores del SIN** que vinculan el oriente con el occidente, demandando grandes cantidades de potencia reactiva para mantener el perfil de voltajes en las redes de 230 y 115 KV, derivando en **un déficit de reactivo en el SIN**.

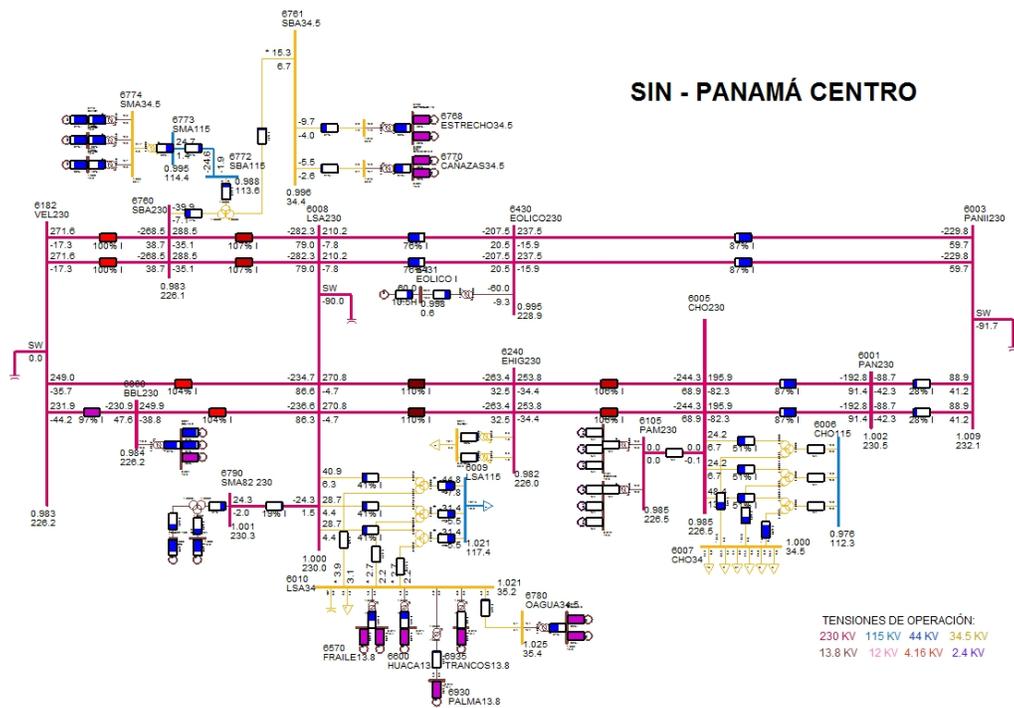
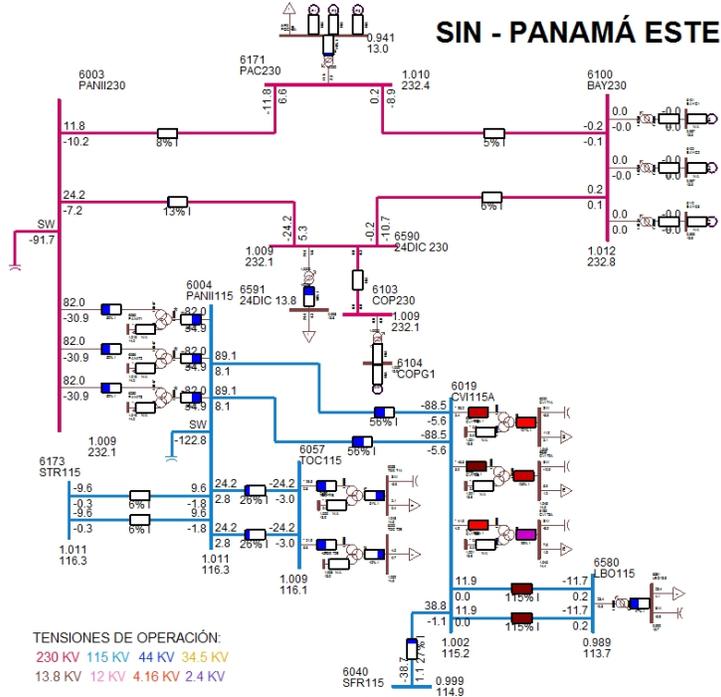
A causa del déficit de reactivo que se presenta en el SIN, no es posible obtener solución a los flujos de potencia para el escenario, razón por la cual se ha tenido que introducir compensación reactiva (de manera imaginaria) con el fin de aumentar la reserva reactiva del SIN y de esta manera mejorar el perfil de voltajes y obtener solución al escenario. A continuación se ilustra la condición operativa esperada para el sistema durante el periodo lluvioso del año 2015:

SIN - PANAMÁ ATLÁNTICO

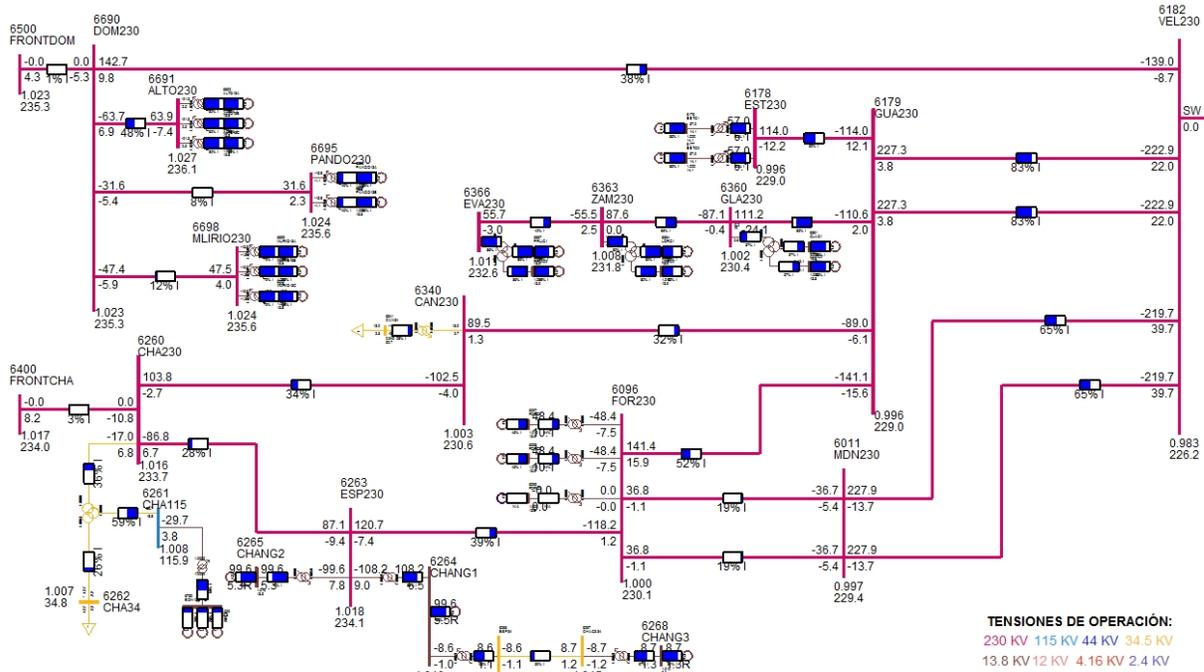


SIN - PANAMÁ CAPITAL

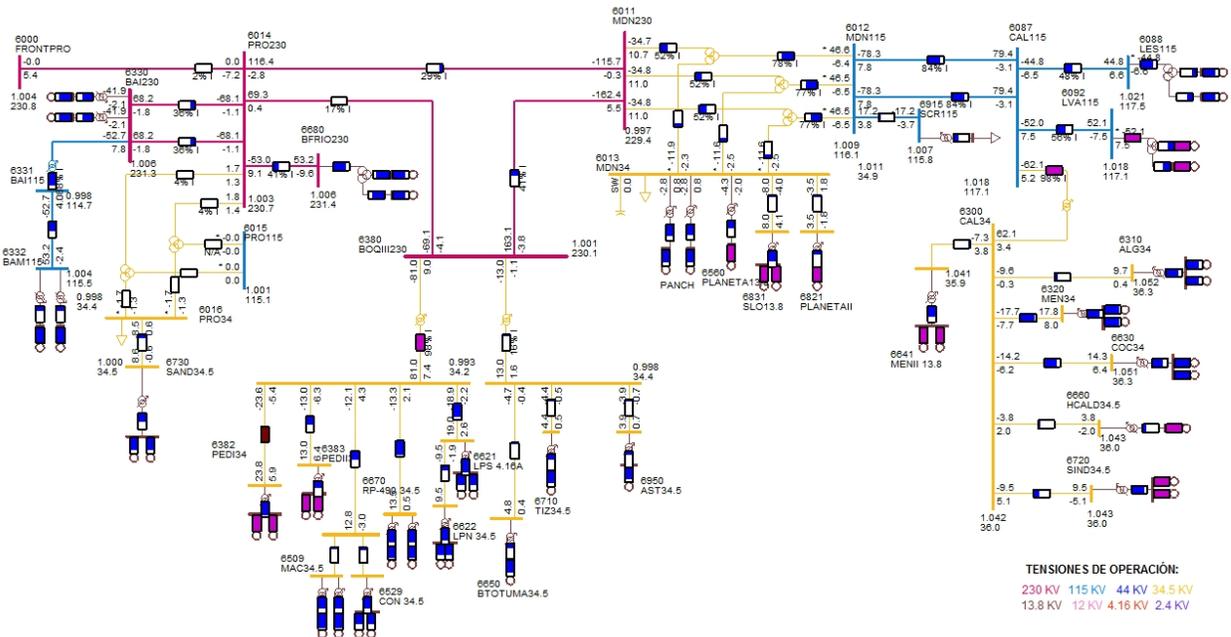




SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



SIN - PANAMÁ OESTE SUR



De los diagramas unifilares anteriores, notamos lo siguiente:

- Se eliminan las sobrecargas sobre el corredor Progreso-Mata de Nance con la entrada del nuevo circuito Mata de Nance-Boquerón III-Progreso-Frontera y la adición del circuito paralelo Mata de Nance-Progreso.
- Se elimina la congestión en el corredor Mata de Nance-Veladero, con la repotenciación de los circuitos 230-5B/6B (Mata de Nance-Veladero).
- El T1 de S/E Boquerón III se encuentra al 98% sobre su última etapa de enfriamiento.
- El transformador en S/E Caldera se encuentra al 98% sobre su última etapa de enfriamiento.
- Los circuitos 230-14B/15B (Veladero-San Bartolo) se encuentran al 100.3% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (276 MVA), transportando 276.7 MVA cada uno.
- Los circuitos 230-14A/15A (San Bartolo-Llano Sánchez) se encuentran al 107.1% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (276 MVA), transportando 295.6 MVA cada uno.
- El circuito 230-5A (Veladero – Llano Sánchez) se encuentra al 103.6% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 255.8 MVA.
- El circuito 230-6A1 (Barro Blanco – Llano Sánchez) se encuentra al 104.1% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 257.2 MVA.
- Los circuitos 230-3C/4C (Llano Sánchez – El Higo) se encuentran al 109.7% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 270.8 MVA cada uno.
- Los circuitos 230-3B/4B (El Higo - Chorrera) se encuentran al 105.6% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (247 MVA), transportando 260.7 MVA cada uno.

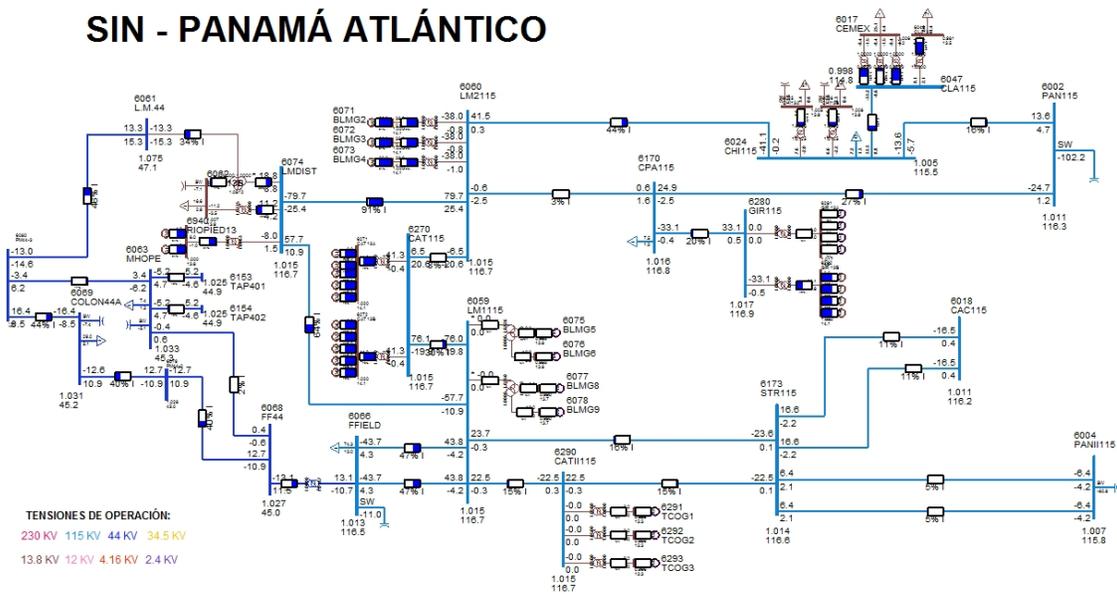
Concentrándonos sobre la región central del SIN, podemos observar las limitaciones que presenta el Sistema Principal de Transmisión en evacuar toda la generación producida al occidente del SIN, reflejándose en diversas sobrecargas en los principales corredores oriente-occidente. De manera adicional, se debe mencionar que esta situación implica un **aumento sustancial en las pérdidas de transmisión para el sistema**, que deberá transportar a largas distancias grandes cantidades de energía por medio de los mismos corredores, es decir, no existen expansiones sobre los corredores del SPT.

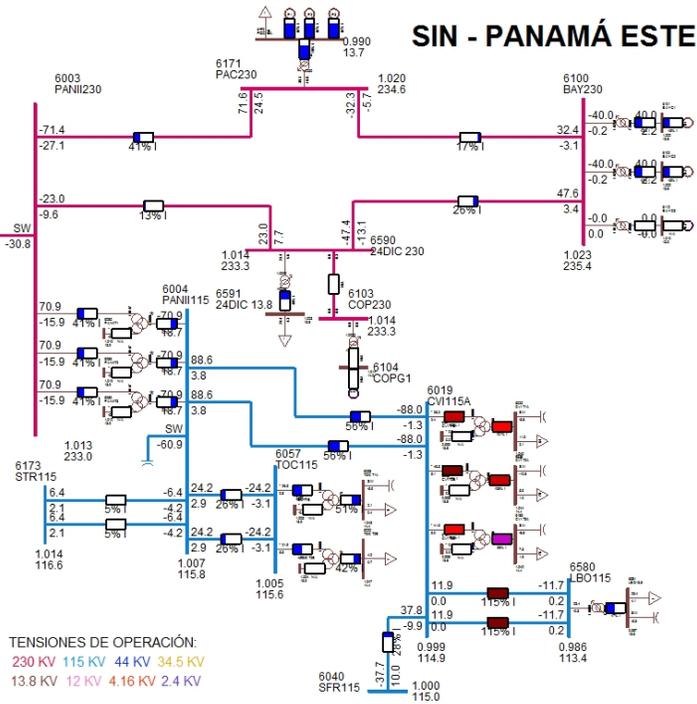
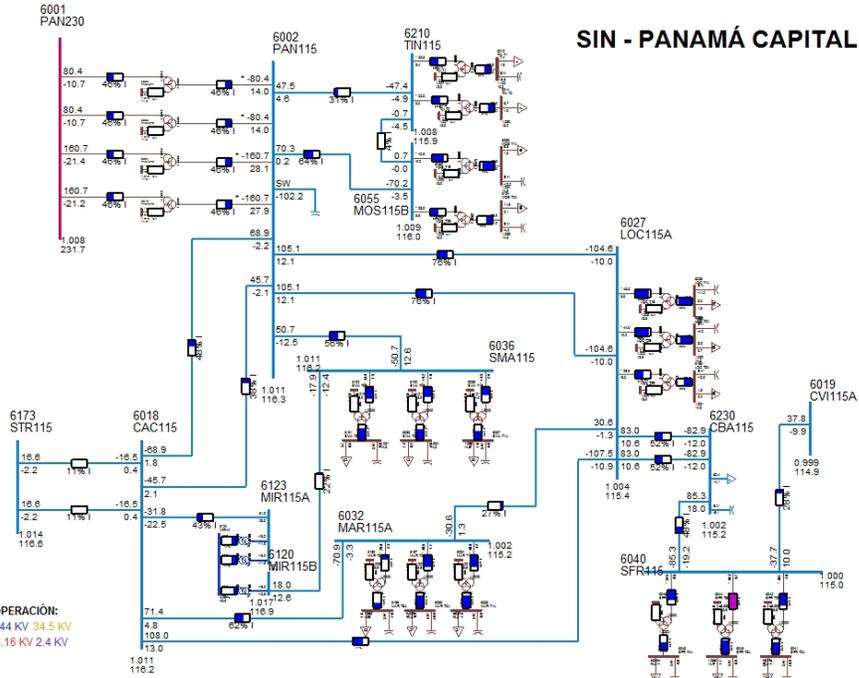
Por los motivos descritos con anterioridad, se despachará generación obligada en el escenario, de manera tal que se garantice la operación segura y confiable del SIN bajo los criterios de calidad y seguridad de las normativas.

Según el orden de mérito para el periodo, se despachan las centrales Pacora, Cativá, El Giral II y Bayano (2 unidades a 40 MW cada una), haciendo un total de 246.53 MW en generación obligada. Se desplaza la C.H. Fortuna (sale completa) y se restringe la generación de las centrales hidroeléctrica de pasada, haciendo un total de 316.92 MW en generación desplazada, a causa del ingreso de la generación obligada al sistema.

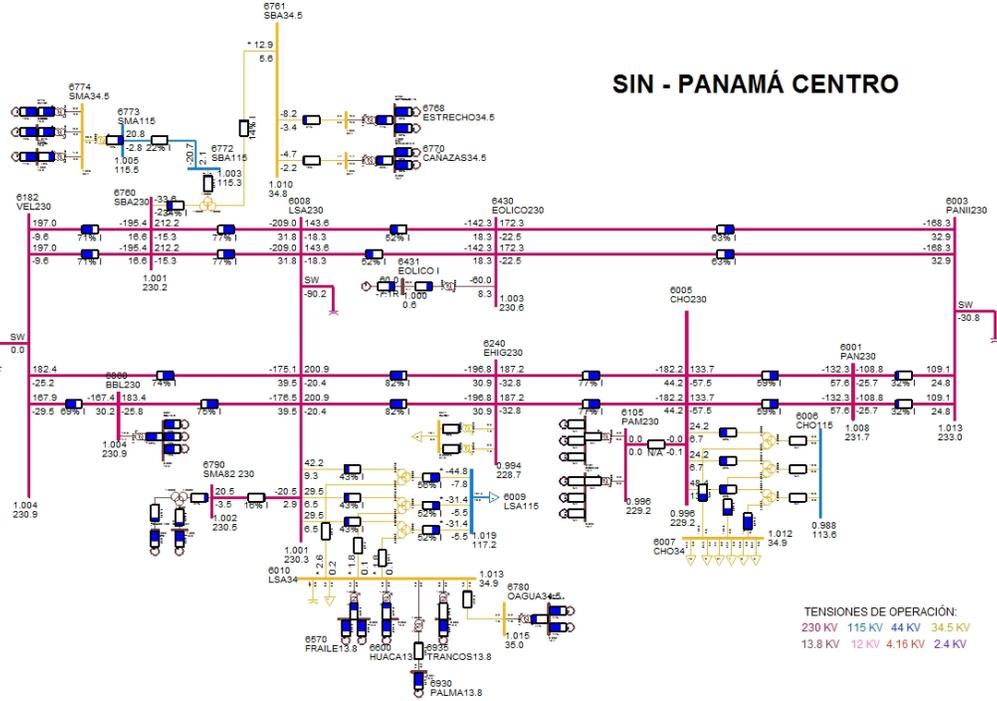
Bajo el re-despacho mencionado, se verifica la operación del sistema tanto en estado estable como en contingencia, encontrando un sistema estable y seguro que cumple los criterios de calidad y seguridad del RT. A continuación se muestra la operación del sistema bajo el re-despacho realizado, considerando la generación obligada:

SIN - PANAMÁ ATLÁNTICO



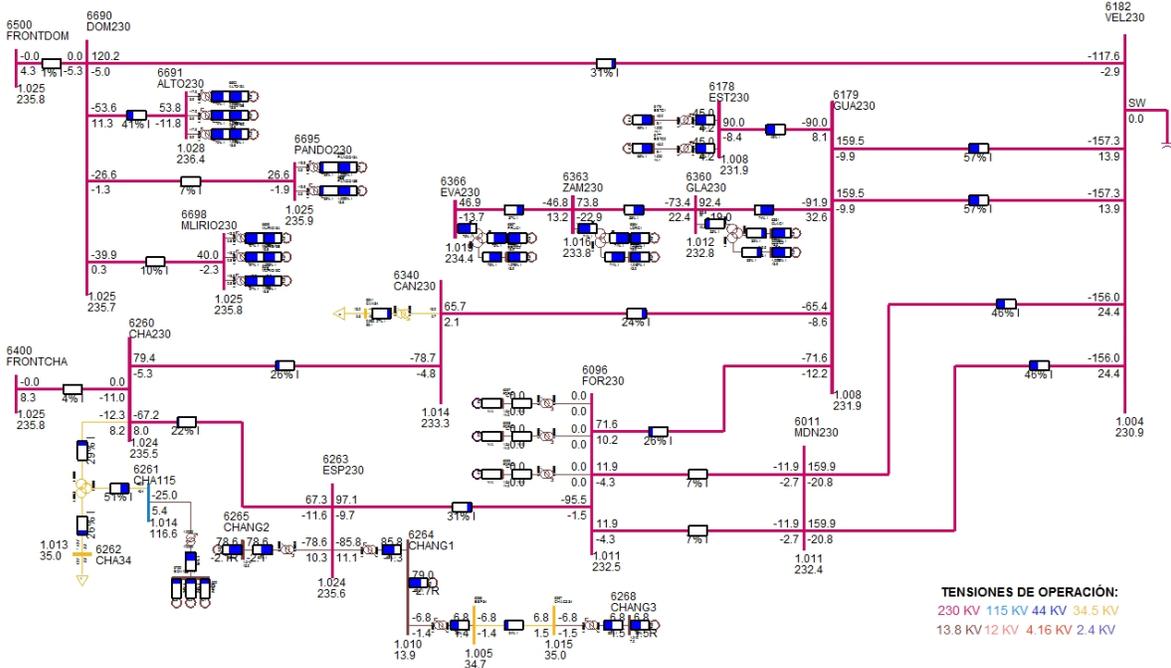


SIN - PANAMÁ CENTRO



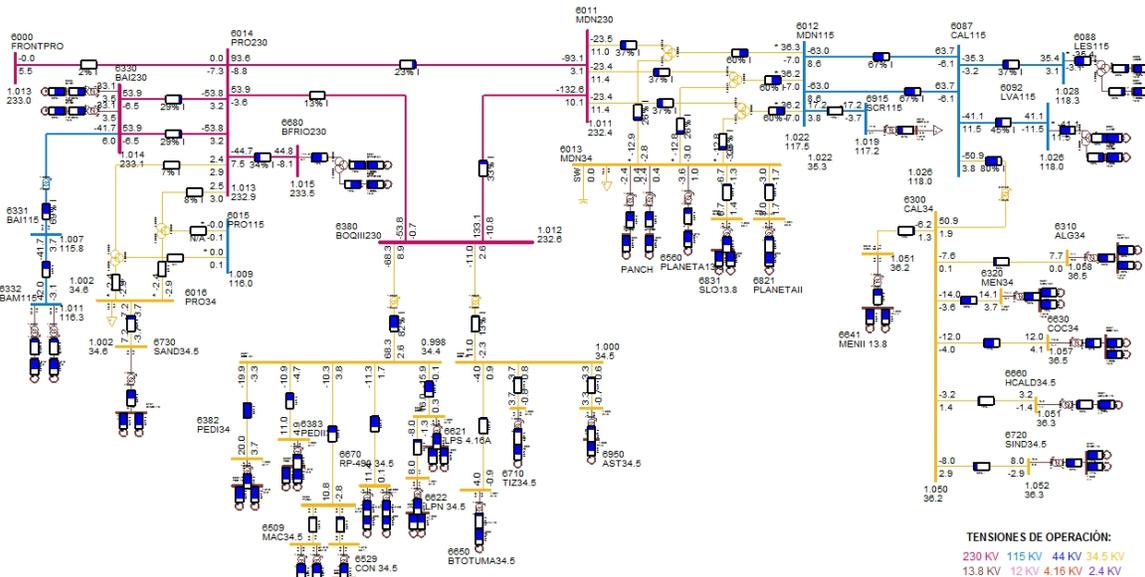
TENSIONES DE OPERACIÓN:
230 KV 115 KV 44 KV 34.5 KV
13.8 KV 12 KV 4.16 KV 2.4 KV

SIN - PANAMÁ OESTE NORTE



TENSIONES DE OPERACIÓN:
230 KV 115 KV 44 KV 34.5 KV
13.8 KV 12 KV 4.16 KV 2.4 KV

SIN - PANAMÁ OESTE SUR



Notamos el incremento de la generación y el uso del SPT en el sector atlántico y este del SIN, mientras tanto se disminuye generación y el uso de la red en la región central y este (norte y sur) del sistema. No se tienen sobrecargas en elementos del SPT y se tiene un perfil de voltajes adecuado para las redes de 230 y 115 KV.

Se pronostica un intercambio de 120 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para lograr el intercambio pronosticado, se despachan centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales se encontraban con generación disminuida a causa de restricciones en capacidad de transmisión y déficit de potencia reactiva. La exportación de la generación de estas centrales no implica una exigencia mayor al SIN, debido a que esta se sitúan al oeste de país, mismo lugar donde se encuentran los enlaces de interconexión.

Bajo las transferencias al MER, se cumplen los criterios de calidad y seguridad, teniendo una operación segura y confiable tanto en estado de operación normal como en contingencia.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada de manera restringida ya que la demanda queda cubierta. Ingresa al despacho 60 MW de generación eólica y no se tienen aporte de centrales termoeléctricas ni hidroeléctricas de embalse ya que Bayano y Fortuna quedan fuera del despacho.

Bajo el despacho descrito, no se presentan sobrecargas en elementos del SPT y se mantiene un perfil de voltajes adecuado tanto en la red de 115 KV como en la de 230 KV, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad normados en el RT. Sin embargo, la

condición citada se mantiene únicamente para el SIN operando en estado estable, ya que para diversas contingencias realizadas sobre circuitos que forman parte de la región central del SIN, no se alcanza a obtener solución a los flujos de potencia, muestra de inestabilidad en el sistema. En específico las contingencias que causan esta condición son los disparos de los circuitos: El Coco-Panamá II, Llano Sánchez-El Higo, El Higo – Chorrera, Veladero-Llano Sánchez, San Bartolo-Llano Sánchez y Barro Blanco-Llano Sánchez.

La inestabilidad que se muestra para el escenario es a causa de que no existe regulación cercana en el centro de carga, debido a que toda la generación se encuentra en el extremo opuesto del SIN ya que la demanda es atendida en su mayoría por generación hidroeléctrica de tipo filo de agua. Para evitar esta condición, es necesaria compensación reactiva estática, la cual brinde un soporte durante la falla y permita al sistema superar la eventualidad (por ejemplo un SVC), pero como para este periodo aun no ingresan al sistema los SVC, se opta por despachar una unidad de la C.H. Bayano al mínimo permisible por la turbina (40 MW), de manera tal que se mantenga el equilibrio en el sistema, en caso de ocurrir el disparo de alguno de los circuitos mencionados. Como consecuencia de la introducción de la generación obligada en Bayano, se desplaza generación de las centrales hidroeléctrica de pasada, debido a que es la única disponible.

Se pronostica un intercambio de 115.26 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para lograr el intercambio pronosticado, se despachan centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales se encontraban con generación disminuida. La exportación de la generación de estas centrales no implica una exigencia mayor al SIN, debido a que esta se sitúan al oeste de país, mismo lugar donde se encuentran los enlaces de interconexión.

Bajo las transferencias al MER, se cumplen los criterios de calidad y seguridad, teniendo una operación segura y confiable tanto en estado de operación normal como en contingencia.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo I-7.

3.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizó un análisis de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 y la respuesta del sistema. A continuación se muestran las listas de contingencia, utilizadas para los análisis del sistema bajo estado de contingencia para los periodos seco y lluvioso del año 2015:

LISTA DE CONTINGENCIA SECA DEL AÑO 2015			LISTA DE CONTINGENCIA LLUVIOSA DEL AÑO 2015		
ID	ELEMENTO		ID	ELEMENTO	
C1	T2	Unidad 2 de Fortuna	C1	T2	Unidad 2 de Fortuna
C2	T1	Unidad 1 de Bayano	C2	T1	Unidad 1 de Bayano
C3	230-18	C.H. Estí	C3	230-18	C.H. Estí
C4	T2	Unidad 2 de Changuinola	C4	T2	Unidad 2 de Changuinola
C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia	C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia
C6	230-11	C.T. Panam	C6	230-11	C.T. Panam
C7	T1	C.T. Pacora	C7	T1	C.T. Pacora
C8	115-43	C.T. El Giral	C8	115-43	C.T. El Giral
C9	230-1C	Panamá-Panamá II	C9	230-1C	Panamá-Panamá II
C10	230-12A	El Coco-Panamá II	C10	230-12A	El Coco-Panamá II
C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco	C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco
C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo	C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo
C13	230-4B	El Higo - Chorrera	C13	230-4B	El Higo - Chorrera
C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez	C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez
C15	230-14A	San Bartolo-Llano Sánchez	C15	230-14A	San Bartolo-Llano Sánchez
C16	230-14B	Veladero-San Bartolo	C16	230-14B	Veladero-San Bartolo
C17	230-5B	Mata de Nance-Veladero	C17	230-5B	Mata de Nance-Veladero
C18	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance	C18	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance
C19	230-18	Fortuna-Guasquitas	C19	230-18	Fortuna-Guasquitas
C20	230-29	Cañazas-Guasquitas	C20	230-29	Cañazas-Guasquitas
C21	230-10	Progreso-Frontera	C21	230-10	Progreso-Frontera
C22	230-25	Veladero-Dominical	C22	230-25	Veladero-Dominical
C23	230-21	Changuinola-Frontera	C23	230-21	Changuinola-Frontera
C24	230-6A1	Barro Blanco-Llano Sánchez	C24	230-6A1	Barro Blanco-Llano Sánchez
C25	230-6A2	Veladero-Barro Blanco	C25	230-6A2	Veladero-Barro Blanco
C26	N.A.	Progreso-Mata de Nance	C26	N.A.	Progreso-Mata de Nance
C27	115-4A	Cemento Panamá - Panamá	C27	115-4A	Cemento Panamá - Panamá
C28	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre	C28	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre
C29	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita	C29	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita
C30	115-1B	Cativá II - Santa Rita	C30	115-1B	Cativá II - Santa Rita
C31	115-2A	Santa Rita - Cáceres	C31	115-2A	Santa Rita - Cáceres
C32	115-45	Santa Rita-Panamá II	C32	115-45	Santa Rita-Panamá II

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-7, donde se aprecia que bajo **las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior**, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión.

3.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo las condiciones de despacho descritas en la sección de estado permanente.

Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-7 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo I-8 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

3.3.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2016

3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el periodo seco del año 2016, se parte del escenario obtenido para el año 2015 y de manera adicional se considera el ingreso de las siguientes plantas de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	La Laguna	9.30
ENERO	Las Cruces	9.17
ENERO	Remigio Rojas	8.60
ENERO	San Bartolo	15.25
MARZO	Potrerillos	4.17
ABRIL	Tabasará II	34.53
TOTAL		81.02

Las fechas de ingreso al sistema de las plantas de generación, responden a información mostrada en el Plan Indicativo de Generación 2012. Los proyectos de generación La Laguna, Las Cruces y San Bartolo tienen como punto de conexión la futura S/E San Bartolo, la cual para este periodo ya se encuentra en operación. Notamos que se ingresa 81 MW aproximadamente de generación hidroeléctrica, localizada geográficamente en la región central y occidental del SIN, lo cual exigirá aun más al SPT (sobre todo en la época lluviosa), que deberá transportar la energía que se genere por estas centrales hacia el extremo opuesto del SIN hacia el centro de carga.

Durante el periodo seco del año 2016, se reportan los siguientes refuerzos en el Sistema Principal de Transmisión:

- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (o SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV.

Con el refuerzo de los SVC para este periodo, se aumenta la reserva reactiva del sistema, en búsqueda de eliminar las restricciones de transmisión para evacuar la generación producida al occidente del SIN a causa de no contar con un perfil de voltajes adecuado en el sistema (las mismas fueron identificadas en el corto plazo). El ingreso de los SVC también brinda estabilidad al sistema bajo estado de contingencia, por lo cual **se trata de un refuerzo de suma importancia para el sistema.**

El orden de mérito establecido para despachar las unidades de generación disponibles en el sistema para el periodo seco el año 2016 se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA SECA 2016 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN DISMINUÍDA.
2	EOLICA (120 MW)
3	BLM-CARBON
4	Pacora
5	Cativa
6	El Giral II
7	El Giral
8	Pan Am
9	BLM Ciclo
10	TCO Ciclo
11	BLM 8
12	TCO 1
13	TCO 2
14	BLM 5 - JB
15	BLM 6 - JB
16	Fortuna
17	PAN G2
18	PAN G1
19	Bayano

Para el periodo lluvioso no se reporta el ingreso de centrales de generación. Se muestra el orden de mérito establecido para el periodo lluvioso del año 2016:

ORDEN DE MÉRITO	
ÉPOCA LLUVIOSA 2016 - DE MÁS BARATO A MÁS CARO	
ORDEN	PLANTA
1	CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA CON GENERACIÓN AL 95% DE SU CAPACIDAD INSTALADA.
2	EOLICA (60 MW)
3	BLM-CARBON
4	Fortuna
5	Pacora
6	Cativa
7	El Giral II
8	Bayano
9	El Giral
10	Pan Am
11	BLM Ciclo
12	TCO Ciclo
13	BLM 8
14	TCO 1
15	TCO 2
16	BLM 5 - JB
17	BLM 6 - JB
18	PAN G2
19	PAN G1

Se reportan los siguientes refuerzos en el Sistema Principal de Transmisión ingresando para el periodo lluvioso del año 2016:

- Doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV.

El refuerzo del doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá entra para aliviar las sobrecargas sobre el troncal del SPT, buscando el aprovechamiento del recurso hídrico instalado al occidente del SIN. Con este refuerzo, se elimina la congestión sobre el sistema de transmisión en la región central y se disminuyen las pérdidas de transmisión, ya que se busca distribuir el flujo de potencia sobre mayor cantidad de corredores, reduciendo la carga sobre los corredores existentes y por ende disminuyendo las pérdidas de transmisión. De manera adicional, se brinda mayor confiabilidad al sistema en caso de contingencia, cumplimiento con el criterio N-1.

Podemos afirmar que los proyectos del doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá y los 2 SVC, tienen un impacto primordial sobre la operación del sistema, ya que los mismos buscan el abaratamiento del costo operativo del SIN eliminando las restricciones de transmisión para poder lograr el despacho económico (sobre todo para el periodo lluvioso) sin necesidad de incluir generación obligada en el despacho de las plantas. Por lo anterior, se deberá considerar como “primordiales” la consecución de estos dos proyectos.

3.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

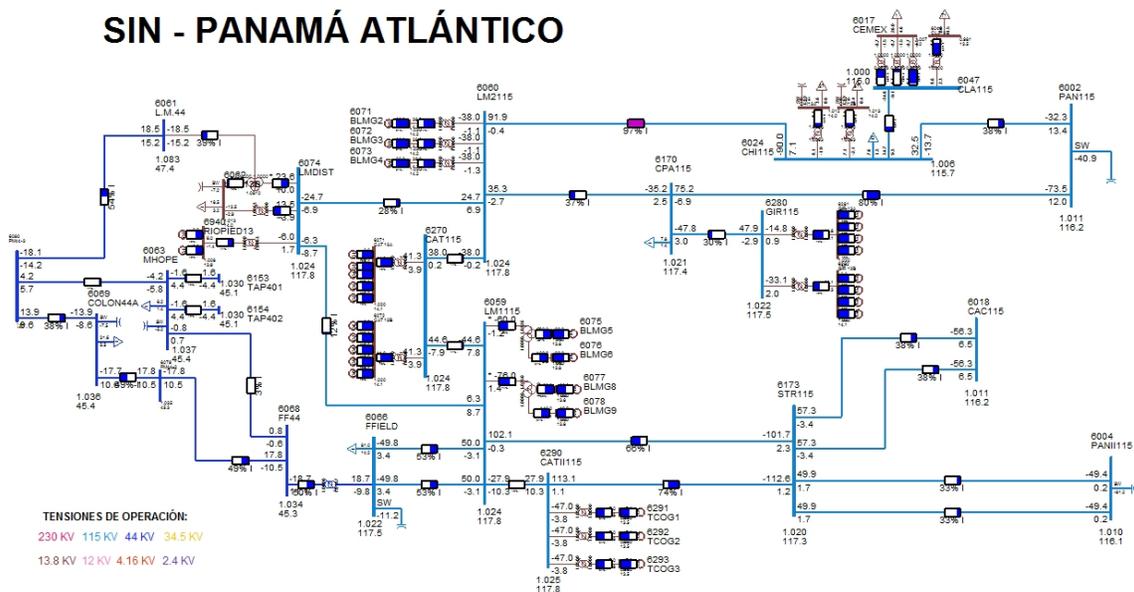
3.4.2.1 OPERACION NORMAL ÉPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada, simulando el efecto de la estación seca sobre los aportes que reciben estas centrales. La central Eólica despacha 120 MW, debido a que se espera que para la época seca se cuente con mayor recurso eólico para su aprovechamiento. Siguiendo el orden de merito establecido para el periodo se despachan las centrales BLM Carbón, Pacora, Cativá, El Giral (I y II), Panam, Bahía las Minas Ciclo Combinado en configuración 3+1 y marcando el costo marginal del sistema la unidad 1 de la central Termo Colón operando como turbina libre, ya que la demanda queda cubierta sin necesidad de operar el ciclo combinado de esta central.

Con el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios de calidad y seguridad normados en el Reglamento de Transmisión (RT), sin sobrecargas sobre los elementos del Sistema Principal de Transmisión y operando con un buen perfil de voltajes las redes de 230 y 115 KV. Por lo anterior concluimos que el sistema opera de manera segura y confiable, cumpliendo el despacho económico.

Se pronostica un intercambio de 146.78 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con el intercambio se despachan las centrales Ciclo Combinado de Termo Colón (2+1) y Fortuna, haciendo un total de 133 MW adicionales en el SIN.

SIN - PANAMÁ ATLÁNTICO



Debido a que se despacha toda la generación disponible en el atlántico, se reporta el circuito 115-3B (Chilibre – Las Minas II) al 96.5% sobre su capacidad máxima en estado de operación normal (93 MVA), transportando 89.8 MVA. Lo anterior no es una violación al criterio de seguridad, pero **es un indicativo de la necesidad en expandir la red de transmisión de la costa atlántica**. Del unifilar anterior podemos observar que se despacha toda la generación instalada en la costa atlántica, lo cual exige a la red de 115 KV que vincula esta región del SIN al resto del sistema.

ÉPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada con generación disminuida debido a que la demanda queda cubierta. La central Eólica despacha 120 MW y no se tiene generación de tipo termoeléctrica ni de embalse (Fortuna y Bayano).

No se reportan sobrecargas en elementos del SPT y se tiene un perfil de voltajes adecuado para las redes de 230 KV y 115 KV, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad del RT.

Se pronostica un intercambio de 143.95 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con el intercambio se llaman a despacho el resto de las unidades de las plantas hidroeléctricas de pasada que estaban fuera de operación (debido a que la demanda quedó cubierta), despachando un total de 143.48 MW. El despacho sigue sin contar con aportes de generación térmica o de embalse.

Bajo las transferencias con el MER no se reportan violaciones a los criterios de calidad y seguridad, manteniendo el sistema en una operación segura y confiable, tanto en estado estable como en contingencia y cumpliendo el despacho económico (no hay necesidad de generación obligada).

ÉPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 95% de su capacidad instalada y la central Eólica despacha 60 MW, simulando la estación lluviosa y sus aportes hídricos y eólicos para la generación de energía. Cumpliendo con el orden de mérito de despacho las central de Bahía las Minas Carbón y marcando el precio marginal del sistema se tiene a la C.H. Fortuna despachando 2 unidades a 57.42 MW cada una.

Es necesario mencionar que el 89% de la generación despachable que atiende la demanda es de tipo hidroeléctrica (de pasada y embalse), la cual es transportada hacia el centro de carga. Sólo se tiene a la central térmica de BLM Carbón por parte de las centrales de tipo Termo-eléctrica y la Eólica con el aporte de 60 MW (3.8% de la generación total).

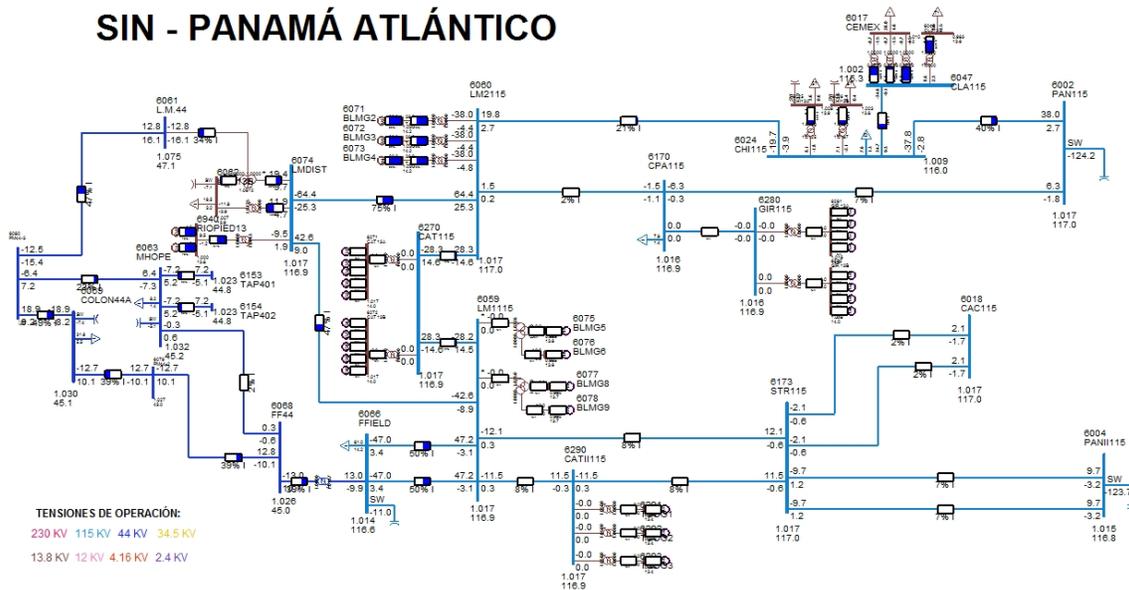
Bajo el despacho descrito **no se presentan sobrecargas sobre elementos del Sistema Principal de Trasmisión**. Lo anterior es el resultado del ingreso al SIN del doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a nivel de 230 KV, el cual brinda un corredor adicional para evacuar la generación producida al occidente del sistema, disminuyendo la

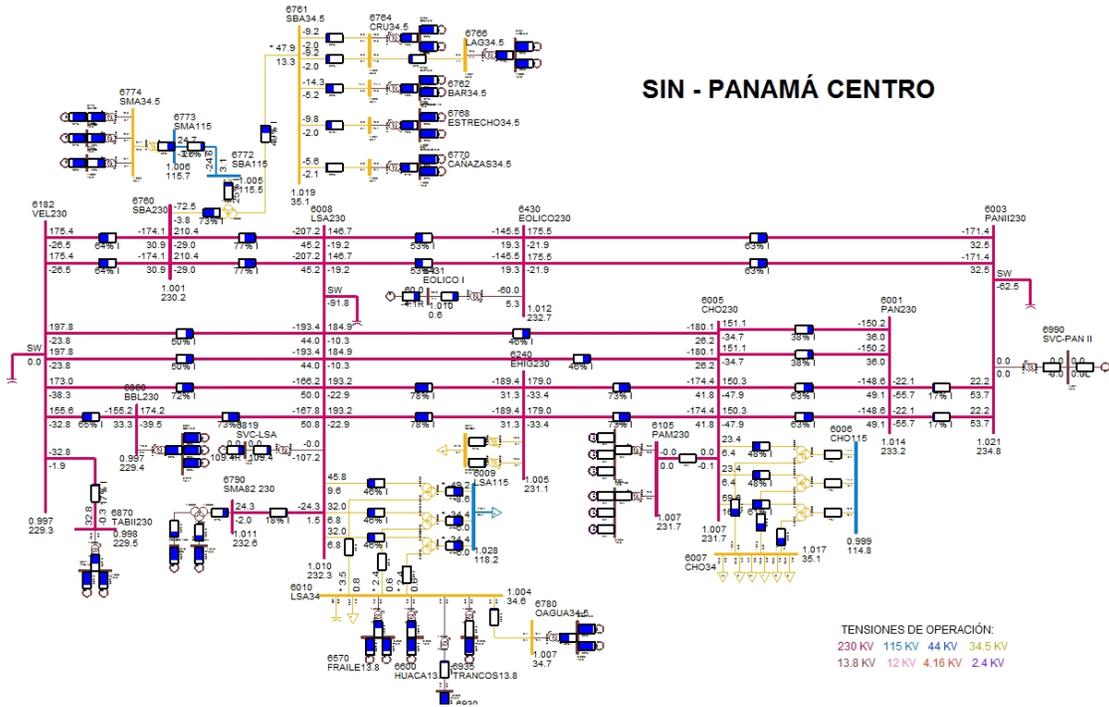
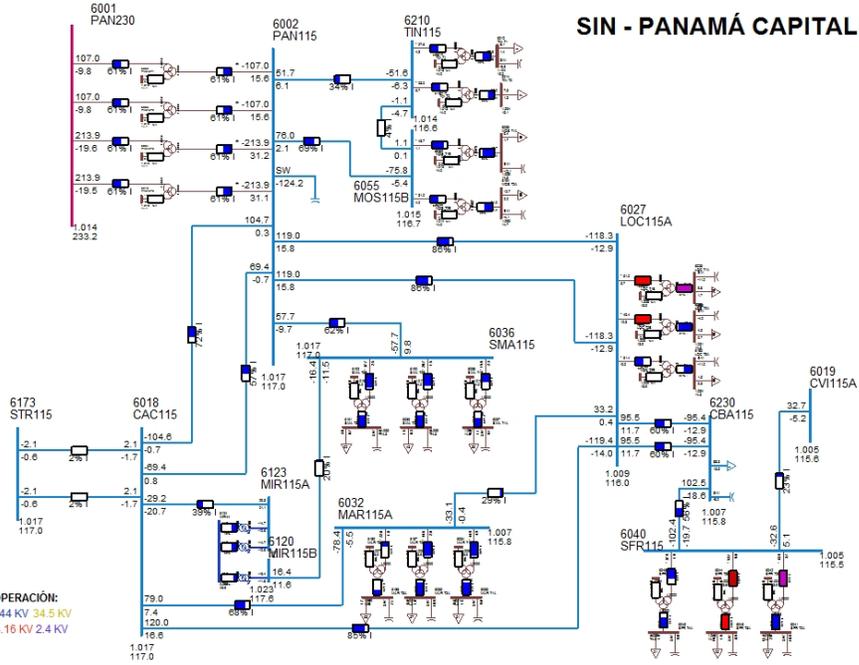
carga sobre los corredores existentes. El corredor nuevo también tiene la ventaja que disminuye las pérdidas eléctricas en el SPT, al distribuir los flujos de potencia a través de mayor número de circuitos a nivel de 230 KV.

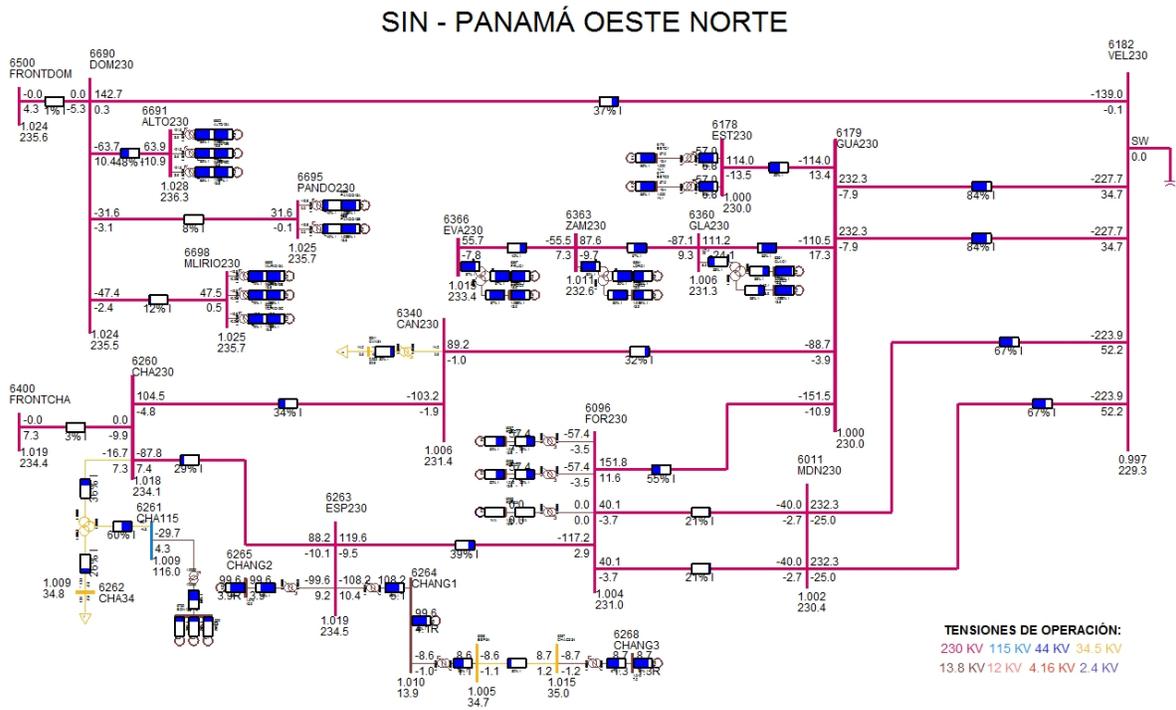
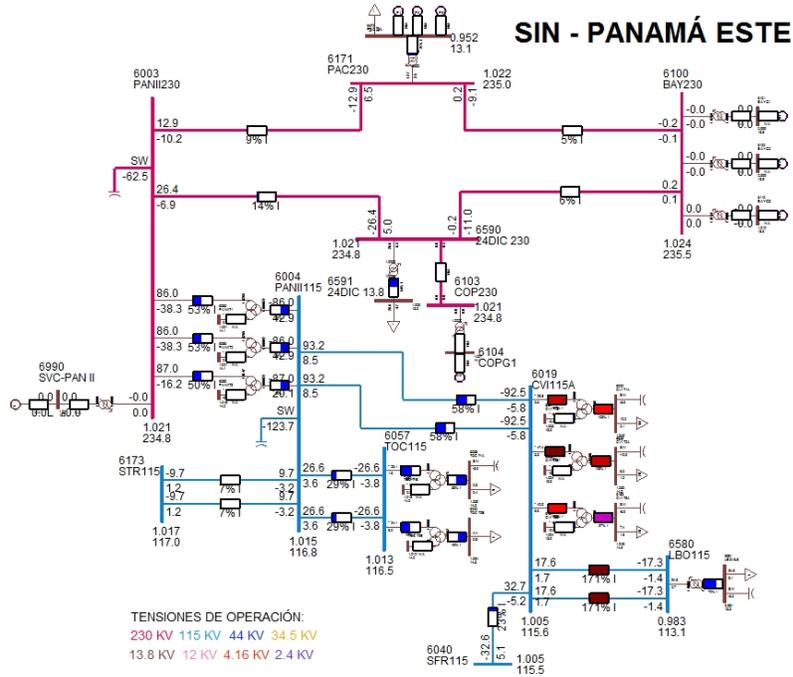
Se presenta un **perfil de voltajes adecuado en las redes de 230 y 115 KV**, recordando que para el periodo se encuentra en operación ambos SVC a nivel de 230 KV, **elevando las reservas reactivas del SIN**, permitiendo el completo despacho de la generación disponible al occidente (del tipo hidráulica) y también mejorando la respuesta dinámica del sistema bajo estado de contingencia.

Por los factores mencionados con anterioridad, notamos la importancia de **priorizar los proyectos del doble circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá y los SVC en S/E Panamá II y Llano Sánchez**, ya que se logra el despacho económico de manera segura y confiable.

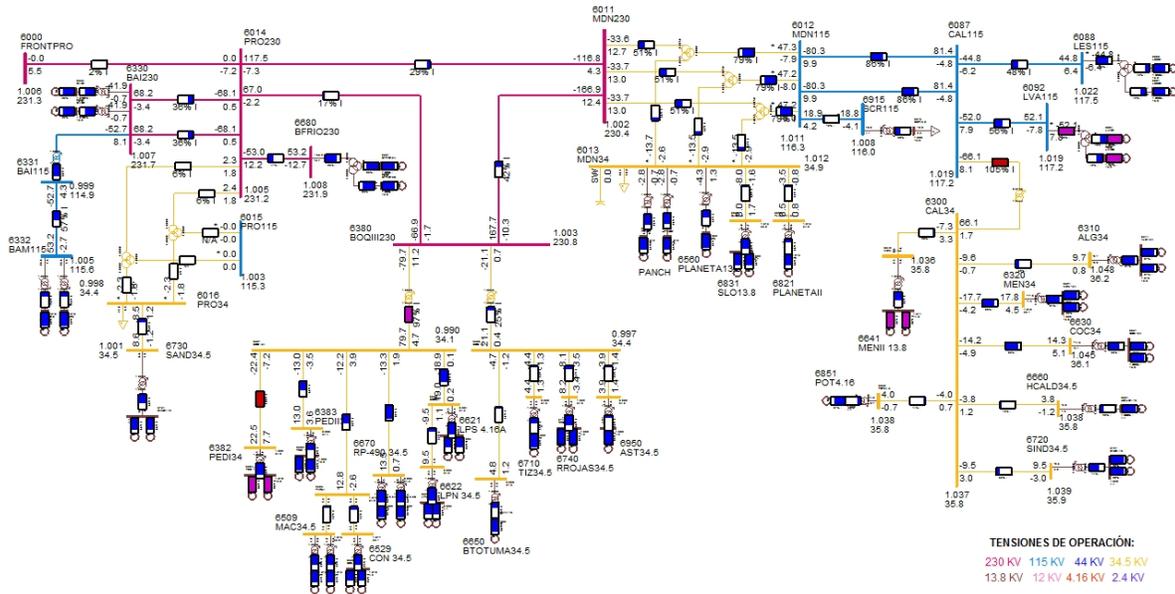
A continuación se muestra la distribución de flujos de potencia a través del SPT y el perfil de voltaje a través de los diferentes nodos a nivel de 230 y 115 KV:







SIN - PANAMÁ OESTE SUR



Notamos que no existen sobrecargas en los elementos principales del sistema de transmisión y se mantiene un perfil de voltajes adecuado.

Para el periodo lluvioso del año 2016, se pronostica un intercambio de 149.6 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. La C.H. Fortuna aporta la generación adicional para lograr el intercambio pronosticado, quedando despachada con 3 unidades a 87.44 MW cada una. El incremento en la generación debido a la exportación hacia el MER, no implica mayor exigencia al SIN a causa de que la misma se encuentra al occidente del sistema, mismo sitio en el que se encuentran los enlaces de interconexión con el SER.

Se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad del RT, concluyendo que el sistema opera de manera confiable y segura, tanto en estado estable como en contingencia.

ÉPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada con generación restringida a causa de que la demanda queda cubierta. La central Eólica entrega 60 MW al sistema.

Con el despacho descrito, no se presentan sobrecargas sobre elementos del SPT, cumpliendo con el criterio de seguridad. El perfil de voltajes para la red de 115 KV se mantiene dentro del rango permisible, al igual que el perfil de voltajes para los nodos de 230 KV, sin embargo hay que mencionar que durante la demanda mínima los voltajes para la red de 230 KV se encuentran algo elevados (en específico para la región Oeste-Norte), teniendo voltajes por el orden de 1.03 p.u., lo cual es aceptable ya que se

encuentra dentro el rango permisible, pero algo elevado por tratarse de una operación en estado estable. Por lo anterior, se cumple con el criterio de calidad.

Para el periodo de demanda mínima de época lluviosa del año 2016, se pronostica un intercambio de 113.9 MW en sentido de Panamá hacia Centro América. Para cumplir con el intercambio pronosticado se despacha generación hidroeléctrica de pasada, la cual se encontraba restringida por demanda. El llamar a despacho a las unidades hidroeléctricas con el objetivo de exportar la energía, no tiene mayores implicaciones para la operación del Sistema Principal de Transmisión, ya que los nodos de enlace con el SER se encuentran en el mismo sector donde se encuentran ubicadas las plantas despachadas.

Se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad del RT, encontrando un sistema operando de manera adecuada cumpliendo con las normas.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo I-7.

3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Se realizó un análisis de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad (N-1) en la operación del sistema. A continuación se muestra la lista de contingencia, utilizada en el análisis para el año 2016, para los periodos seco y lluvioso:

LISTA DE CONTINGENCIA SECA DEL AÑO 2016			LISTA DE CONTINGENCIA LLUVIOSA DEL AÑO 2016		
ID	ELEMENTO		ID	ELEMENTO	
C1	T2	Unidad 2 de Fortuna	C1	T2	Unidad 2 de Fortuna
C2	T1	Unidad 1 de Bayano	C2	T1	Unidad 1 de Bayano
C3	230-18	C.H. Estí	C3	230-18	C.H. Estí
C4	T2	Unidad 2 de Changuinola	C4	T2	Unidad 2 de Changuinola
C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia	C5	230-22	C.H. Gualaca, Lorena y Prudencia
C6	230-11	C.T. Panam	C6	230-11	C.T. Panam
C7	T1	C.T. Pacora	C7	T1	C.T. Pacora
C8	115-43	C.T. El Giral	C8	115-43	C.T. El Giral
C9	230-1C	Panamá-Panamá II	C9	230-1C	Panamá-Panamá II
C10	230-12A	El Coco-Panamá II	C10	230-12A	El Coco-Panamá II
C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco	C11	230-12B	Llano Sánchez-El Coco
C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo	C12	230-4C	Llano Sánchez-El Higo
C13	230-4B	El Higo - Chorrera	C13	230-4B	El Higo - Chorrera
C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez	C14	230-5A	Veladero-Llano Sánchez
C15	230-14A	San Bartolo-Llano Sánchez	C15	230-14A	San Bartolo-Llano Sánchez
C16	230-14B	Veladero-San Bartolo	C16	230-14B	Veladero-San Bartolo
C17	230-5B	Mata de Nance-Veladero	C17	230-5B	Mata de Nance-Veladero
C18	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance	C18	230-9A	Boquerón III-Mata de Nance
C19	230-18	Fortuna-Guasquitas	C19	230-18	Fortuna-Guasquitas
C20	230-29	Cañazas-Guasquitas	C20	230-29	Cañazas-Guasquitas
C21	230-10	Progreso-Frontera	C21	230-10	Progreso-Frontera
C22	230-25	Veladero-Dominical	C22	230-25	Veladero-Dominical
C23	230-21	Changuinola-Frontera	C23	230-21	Changuinola-Frontera
C24	230-6A1	Barro Blanco-Llano Sánchez	C24	230-6A1	Barro Blanco-Llano Sánchez
C25	230-6A2	Veladero-Barro Blanco	C25	230-6A2	Veladero-Barro Blanco
C26	N.A.	Progreso-Mata de Nance	C26	N.A.	Progreso-Mata de Nance
C27	N.A.	Veladero-Llano Sánchez	C27	N.A.	Veladero-Llano Sánchez
C28	N.A.	Llano Sánchez-Chorrera	C28	N.A.	Llano Sánchez-Chorrera
C29	N.A.	Chorrera-Panamá	C29	N.A.	Chorrera-Panamá
C30	115-4A	Cemento Panamá - Panamá	C30	115-4A	Cemento Panamá - Panamá
C31	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre	C31	115-3B	Las Minas 2 - Chilibre
C32	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita	C32	115-2B	Las Minas 1 - Santa Rita
C33	115-1B	Cativá II - Santa Rita	C33	115-1B	Cativá II - Santa Rita
C34	115-2A	Santa Rita - Cáceres	C34	115-2A	Santa Rita - Cáceres
C35	115-45	Santa Rita-Panamá II	C35	115-45	Santa Rita-Panamá II

Para todas las contingencias listadas se encontró solución a los flujos de potencia bajo la acción de los gobernadores de las unidades de generación despachadas en el escenario. Esta afirmación tiene un valor agregado tomando en cuenta que **no se espera generación obligada para el año 2016**. Lo anterior es debido al ingreso de los proyectos de los SVC y el tercer corredor oriente-occidente del SIN.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-7, donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión.

3.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad dinámica para fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo I-7 de estabilidad transitoria.

3.4.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

3.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo I-7 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA				
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA				
SUBESTACIONES	NIVEL DE VOLTAJE EN KV			
	230	115	34.5	13.8
PANAMÁ	40	31.5		23
PANAMÁ II	31.5	20		40
CÁCERES		40		
SANTA RITA		40		
CHORRERA	40		25	
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25	
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40			
VELADERO	40			
GUASQUITAS	40			
MATA DE NANCE	40	25	40	
CALDERA		25	20	
PROGRESO	31.5	40	12	
CHARCO AZUL		30		
CHANGUINOLA	31.5		20	
BOQUERÓN III	31.5		20	

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo I-7, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.