



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Tomo I Estudios Básicos

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-016-2012

31 de Enero de 2012

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.....	10
1.3.2 MODELOS SECTORIALES.....	12
1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009).....	15
1.3.4 CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.....	22
1.3.4 CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.....	24
1.3.5 ALCANCE DE LAS PROYECCIONES	24
1.4 EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO ..	27
1.4.1 INDICADORES SOCIOECONÓMICOS.....	29
1.4.2 INDICADORES ELÉCTRICOS	45
1.5 INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	65
1.6 MEGA PROYECTOS ESTATALES.....	67
1.7 CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO	85
1.8 CURVAS TÍPICAS.	86
1.9 PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS	98
1.9.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO	101
1.9.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA.....	102
1.9.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA.....	103
1.9.4 ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS.....	104
1.9.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA	109
1.10 CONCLUSIONES.....	111
1.11 REFERENCIAS.....	114
Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión	115
2.1 INTRODUCCIÓN	115
2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES	115
2.2.1 Líneas de Transmisión	116
2.2.2 Subestaciones	120
2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN	124
2.3.1 Líneas.....	124
2.3.2 Subestaciones	128
Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo	135
3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011	135
3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	135
3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	135
3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	136
3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	136
3.1.5 ANÁLISIS MODAL.....	137



3.2	ANÁLISIS DEL AÑO 2012	137
3.2.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	137
3.2.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	137
3.2.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	138
3.2.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	138
3.2.5	ANÁLISIS MODAL	139
3.3	ANÁLISIS DEL AÑO 2013	139
3.3.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	139
3.3.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	140
3.3.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	140
3.3.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	140
3.3.5	ANÁLISIS MODAL	141
3.4	ANÁLISIS DEL AÑO 2014	141
3.4.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	141
3.4.2	ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	141
3.4.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	142
3.4.4	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	142
3.4.5	ANÁLISIS MODAL	142
3.5	NIVELES DE CORTOCIRCUITO	143

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 Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de la Secretaría Nacional de Energía.
- Anexo I-8 Resultados de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Cortocircuito.
- Anexo I-9 Modelos Dinámicos
- Anexo I-10 Comentarios de ASEP y Agentes
- Anexo I-11 Respuesta a Comentarios de ASEP y Agentes

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 2011-2025. 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 (PREICA). 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 Durante los años 2002-2005, de acuerdo a la resolución JD-2627, las actualizaciones de los Planes de Expansión se realizaban con base a los pronósticos provenientes del Informe Indicativo de Demanda elaborado anualmente, por el Centro Nacional de Despacho.

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 5.7 a 6.0% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

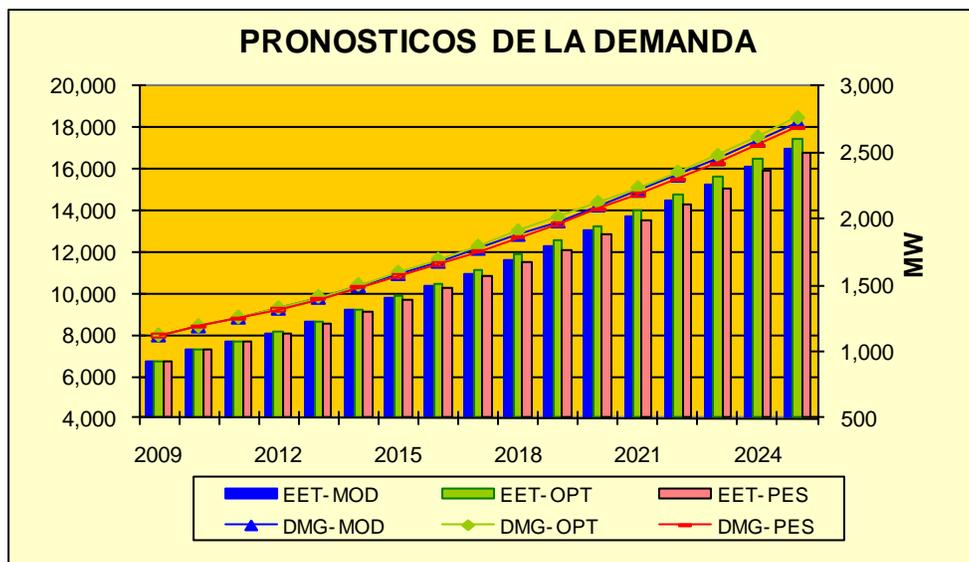


Figura 1.1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva de Panamá, en especial el resultado de los años 2006 – 2008, con crecimiento superiores a los promedios históricos, una tasa de 10.7% sostenida anual. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

Luego de pasado el reciente retroceso económico del año anterior 2009, donde el país solo logro alcanzar un 3%, a la sombra de de una crisis mundial económica, que le introdujo en el corto plazo, significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la reorientación al camino positivo de la mayor parte de las economías europeas, a partir del tercer trimestre del año 2009, prevén un nuevo repunte económico nacional, el cual se vislumbra a partir del presente año 2010, donde se espera registrar

al final del año una tasa entre 6.8 y 7.2%. O sea, un nuevo cambio a la tendencia positiva, probablemente el inicio de un nuevo ciclo de crecimiento.²

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2011-2012 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, 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 en el 2011 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.

Para el corto plazo (2011-2014), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 5.9 y 6.3%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2015-2025), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.7 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

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

PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2011-2014)	6.03%	5.94%	6.28%	6.10%	5.89%	5.80%
LARGO PLAZO (2015-2025)	5.72%	5.59%	5.90%	5.64%	5.66%	5.52%
ANALISIS (2011-2025)	5.82%	5.70%	6.03%	5.78%	5.73%	5.61%

Tabla 1.1

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2011-2025, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, en donde destacan 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, en vías de realización, para su desarrollo dentro del periodo de análisis.³

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.

³ Construcción de la nueva Ciudad Gubernamental, 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), y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil.

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, (analíticos y econométricos). Todos los métodos requieren de información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

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

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

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

En cambio, ETESA 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, un modelo estadístico, el cual ejecuta el análisis de regresión múltiple,

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

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 ha disminuido a un promedio no menor de 96%. Parámetro de confianza más que aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar esta predicción 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 de corto plazo, con datos preliminares, compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros que solo presentan cifras hasta el primer semestre del año 2010, confirma una capacidad predictiva no menor de 96%.

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.

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.

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**.

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%.

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

Autocorrelación 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 autocorrelación, si es cercano a cero o cuatro hay autocorrelación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de autocorrelación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

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

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 de 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

$$GWHRES(T) = 0.9895 \times GWHRES(T-1) + 0.0982 \times POBURB(T) - 0.1732 \times POBRUR(T) + 98.7239$$

Con un nivel de confianza de 85%, 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 de 1970 – 2002, los consultores de PREEICA 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.

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”.

⁷ Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial, para los años 2011 - 2025, al igual que en los otros sectores.

$$GWHCOM(T) = 0.9704 \times GWHCOM(T-1) + 0.1268 \times PIBCOM(T) - 15.6770 \times PRETOT(T) + 108.4737$$

Con un nivel de confianza de más de 90%, 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.

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”.

$$GWHIND(T) = 0.5124 \times GWHIND(T-1) + 0.5107 \times PIBMAN(T) - 0.0141 \times PIBSUB(T) - 130.3493$$

Con un nivel de confianza de más de 90%, 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 de los sectores sustitutos en el mismo año PIBSUB (t). Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

Sector Oficial:

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

$$GWHOFI(T) = 0.9132 \times GWHOFI(T-1) + 0.0072 \times PIBREA(T-1) - 7.1681$$

En el modelo 2011 – 2025, no se puede afirmar con un nivel de confianza de 90%, 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.⁸

⁸ 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.

1.3.3 EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009)

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 COPE 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%.

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector “Bloque”, como “Grandes Clientes” desde el año 2001,⁹ correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en “Grandes 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 reduciéndose paulatinamente dentro del segmento de Grandes Clientes desde 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009, al ser requerido el 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 los consumos de los

⁹ PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD. ANEXO A DE 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.

grandes clientes, sectorialmente de acuerdo a la función principal a que se dediquen los grandes clientes.

CONSUMO GRAN CLIENTE ANUAL 2001 - 2010 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	8	20,481.0	3	23,112.6	12	80,441.8	45.8%	25.5%	28.7%
2010	2	100,210.6	8	18,499.8	2	43,880.6	12	162,591.0	61.6%	11.4%	27.0%
TOTAL		620,031.5		88,881.8		66,993.2		775,906.5	79.9%	11.5%	8.6%
(*) A partir del mes de octubre de 2009 el ítem comercial Ricamar corresponde a a la totalidad de los puntos de entrega o Grandes Clientes que corresponden a varios Supermercados de la Cadena 99 : S99 Los Andes, S99 La Cabima, S99 El Dorado, S99 Puerto Escondido, S99 Los Pueblos, S99 Ricamar											

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, en el respectivo plan de expansión de cada año. Fecha inicial del periodo, que por instrucciones del Regulador, fue necesario que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complementa con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND. Como resultado, hasta el año 2007, los resultados históricos reales con respecto a las proyecciones anuales del modelo muestran en promedio desvíos menores a 3%.

Con respecto al pronóstico 2008-2022, el desvío promedio del escenario Moderado y Optimista, con 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 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.

Esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidenció en el análisis del pronóstico anterior, años 2010 – 2024, en

una corrección apreciable, a 924.3 GWh. ¹¹ Con lo cual el desvió ajustado en el consumo eléctrico global se modifico a 4.8 %

De lo que se deduce, que el modelo de demanda PREEICA, presenta desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, perdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009.

En el cuadro de la página siguiente se presenta la validación utilizada para el ultimo pronóstico 2010-2024, en el cual se comparan los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Pronóstico del Modelo de PREEICA del año anterior, con los resultados preliminares del año en curso en primera instancia y en segunda instancia cuando se obtienen los registros reales.

Como ejemplo, para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2010-2024, se presentaron diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los datos preliminares del año 2010. Los cuales se encontraban compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros datos 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

¹¹ El error consistía, en la consideración que se tomo 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.

VARIABLE	CONSUMO 2010 (GWh o MW)			
	PROYECCIÓN		2010 (E)	
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	Octubre	Proyectado
Residencial	1,931.5	1,931.4	1,930.7	
Comercial	2,697.5	2,701.8	2,697.8	
Industrial	567.8	570.2	652.0	
Oficial	774.9	776.1	772.2	
Alumbrado	142.6	142.8	135.9	
Autoconsumo	6.3	6.3	4.7	
Bloque	121.0	121.0	78.9	
Otros	9.7	9.7	7.6	
Pérdidas	825.7	806.4	1,027.4	
TOTAL	7,077.0	7,065.7	7,307.2	
DMG	1,142.6	1,140.8	1,190.4	

DESVIACION (Proyección menos Real Preliminar)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO		PROMEDIOS	
	GWh o MW	%	GWh o MW	%	GWh o MW	%
Residencial	0.8	0.0%	0.7	0.0%	0.8	0.0%
Comercial	-0.3	0.0%	4.0	0.1%	1.8	0.1%
Industrial	-84.2	-12.9%	-81.8	-12.5%	-83.0	-12.7%
Oficial	2.7	0.3%	3.9	0.5%	3.3	0.4%
Alumbrado	6.7	4.9%	6.9	5.1%	6.8	5.0%
Autoconsumo	1.6	34.0%	1.6	34.0%	1.6	34.0%
Bloque	42.1	53%	42.1	53.4%	42.1	53.4%
Otros	2.1	27.6%	2.1	27.6%	2.1	27.6%
Pérdidas	-201.7	-19.6%	-221.0	-21.5%	-211.4	-20.6%
TOTAL	-230.2	-3.2%	-241.5	-3.3%	-235.8	-3.23%
DMG	-47.8	-4.0%	-49.6	-4.2%	-48.7	-4.09%

Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

- La desviación promedio del modelo, en el estimado del consumo global de energía, para el año 2010, es de -235.8 GWh lo cual representa un desvío promedio de -3.23%.
- El estimado promedio de la DMG del pronóstico se queda corto en 80.7 MW al registro máximo del año de 1,222.412 La desviación porcentual negativa es de -6.6%. Esta 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, para una DMG ajustada de 1,190.4. Por lo cual la desviación real de potencia es de 48.7MW, - 4%.
- Con respecto a las desviaciones sectoriales, los resultados fueron muy significativos en magnitud, en donde se destacan los sectores de consumo Industrial y Bloque, en ese mismo orden. Aunque los desvíos fueron de sentido contrario entre sí, con lo cual a nivel global se compensan en parte los efectos.
- La desviación con mayor peso significativo, fue el segmento de pérdidas totales, recomendado en nuestro Plan de Expansión anterior. El segmento pronosticaba pérdidas, en cantidad correspondiente a un promedio de 211 GWh, o sea casi un 90% de la desviación total registrada. Esto es correspondiente al error de arrastre en los registros compilados por SNE en el año 2008.

¹² Reporte Diario de Operación del CND, del 27 de diciembre del 2010.

- e) Con respecto las desviaciones secundarias de los sectores Industrial y Ventas en Bloque, los cuales son de tipo cruzado. Tenemos que, históricamente el consumo del sector Industrial ha sido errático, correspondiente a las propias características que el sector enfrenta a través de los años, como recesión propia de la actividad dentro del llamado “modelo de sustitución de importaciones”, además que el rubro está afectado por la modalidad de servicio eléctrico a los grandes clientes. Al momento de pronosticar el año 2010, no se consideraba la asignación del consumo histórico de CEMEX, cliente de Elektra al segmento Ventas en Bloque. Por consiguiente tenemos una desviación cruzada entre ambos segmentos de consumo, que de asignarle los 107 GWh esperados al final del año 2010, como consumo de CEMEX la desviación del sector industrial sería de 26 GWh y el segmento bloque sería negativo por -64.9 GWh
- f) Los otros sectores de consumo estuvieron dentro de las expectativas del pronóstico.
- g) De corregirse el ítem de consumo “Bloque”, que por metodología se debe incluir en el sector Industrial, y dadas las correcciones al ítem de consumo “Pérdidas”, por el error de registro en el año 2008. Las desviaciones totales en energía se reducirían a solo una cantidad más que aceptable, a una merma pronosticada anual de solo -24.5 GWh, o sea un - 0.33%.

En esa consideración, presentamos seguidamente resumidas las desviaciones de los resultados del modelo utilizado, en estos últimos años para la proyección de la demanda en el plazo inmediato. En el cual se compara el consumo proyectado del año inmediato versus los registros reales alcanzados.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO						
AÑOS 2005 -2009						
CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO					
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (EST)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.7	194.6	-235.8
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	48.6	10.8	-48.7

Tabla 1.3

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, causado principalmente por el empuje positivo de la economía durante estos años.

EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO AÑOS 2005 -2009

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)					
	2005 (REAL)	2006 (REAL)	2007 (REAL)	2008 (REAL)	2009 (REAL)	2010 (EST)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.60%	4.82%	2.88%	-3.23%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	4.70%	0.96%	-4.09%

Tabla 1.4

Referente a los registros del año 2008 y 2009, los desvíos fueron en sentido contrario, los pronósticos estaban sobreestimados, 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 comercial y Bloque, en conjunto con un mayor consumo del sector residencial, del cual se esperaba una disminución significativa, a efecto de la reciente campaña de sustitución de bombillos, efecto contrarrestado por la política de subsidio eléctrico. La baja desviación en potencia, es resultado de la ulterior corrección de la estimación de pérdidas.

Aun con las ultimas desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, durante el periodo 2005 – 2009, podemos considerar que la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple utilizado en las proyecciones de demanda, se mantiene dentro de grados de calificación aceptables. La siguiente figura muestra que las desviaciones se mantienen dentro de una franja máxima de +5 y - 4.%.

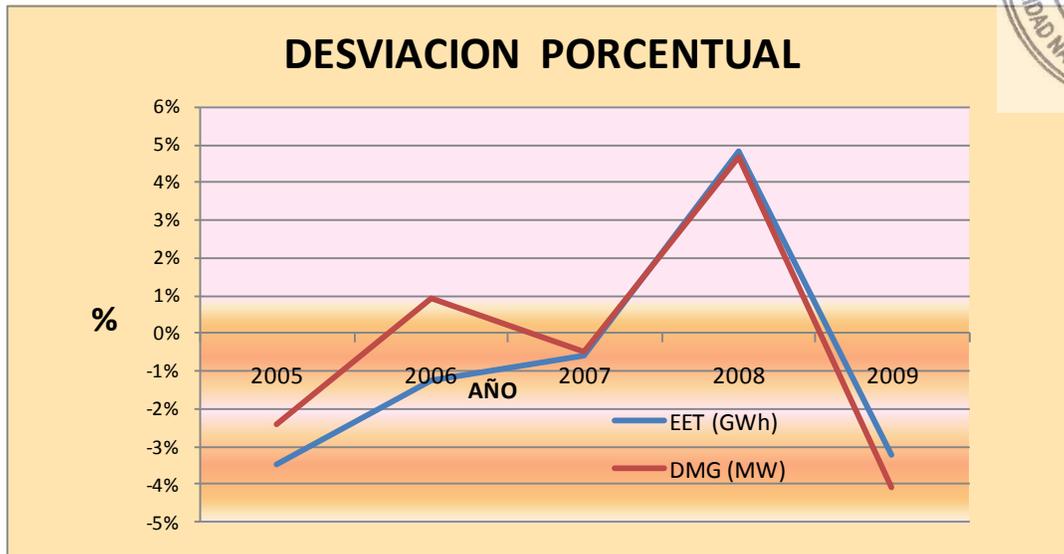


Figura 1.2

EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL PRONÓSTICO DEL 2010

El pronóstico del año 2010 con respecto al estimado anual, fundamentado en los registros preliminares de los meses de septiembre y octubre, muestran una desviación del consumo de energía de 2.9%, mientras la desviación al pronóstico de la DMG fue estimada en un -4.1%.

Las desviaciones en energía están evidentemente relacionadas con la subestimación del segmento de pérdidas, correspondiente al error de arrastre de los registros compilados por la SNE en el año 2008.¹³

Por otro lado existe una desviación importante en el sector industrial, la cual obedece principalmente a cambios coyunturales, del consumo industrial, en probable respuesta a la exposición económica ante situaciones originadas en la reciente crisis internacional, más que a elementos combinados de índole nacional, que impliquen cambios estructurales en el consumo de electricidad nacional. Al igual se dan migraciones del sector de consumo industrial al sector de consumo Bloque, con el fin de aprovechar las ventajas particulares, que esta acción provee.¹⁴

¹³ Parámetro corregido a partir del presente pronóstico.

¹⁴ Caso CEMEX, en el presente año.

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, a partir del Plan 2007-2021, en los siguientes aspectos:

- 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, se vio reducir paulatinamente la participación en este segmento de consumo, de la actividad industrial 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 grandes clientes. En el año 2010 la estructura de los Grandes Clientes corresponde a Industrias 60%, Comercial 13% y Otro 27% (correspondiente al consumo Bloque)¹⁵

- 2) El Factor de Carga histórico En consideración a la DMG coincidente de la ACP, no era considerad por la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, ya que contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos directamente por la ACP. (2001-2008). El factor de carga histórico fue ajustado, durante los pronósticos 2007 al 2009,

¹⁵ De acuerdo a la data compilada en el consumo del segmento Gran Cliente, desde la determinación de este tipo de consumo, en el periodo 2001 -2010. Tabla 1.2

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 mantienen con la misma participación estructural, debido a que no se ha encontrado una variable explicativa adecuada.
- 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.¹⁶ A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
- 5) La evolución de los precios de la energía eléctrica. En una primera instancia se decidió desfasar en un año, los precios de la energía eléctrica con respecto al pronóstico de los precios de los combustibles del EIA-DOE, dado que el análisis histórico mostraba algún tipo de correlación entre ambos datos. Se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen de Tarifas de Distribución, prevalecería en el corto plazo. Años 2001- 2006

Los cambios recientes en el mercado internacional de los combustibles y su efecto en el precio de la energía eléctrica, así como el establecimiento de subsidios a los grupos vulnerables de la nación, ha complicado las relaciones de comportamiento entre los precios registrados y el consumo. Con lo cual la evidencia de este mecanismo se distorsiona a medida que se transcurre en 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 de Grandes Clientes.

¹⁶ Originalmente en el modelo, los escenarios pre-definían las tasas de crecimiento anual con sus respectivos factores de variación de las variables exógenas seleccionadas.

1.3.4 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.

Actualmente se continúan las evaluaciones de los resultados y precisión de los estimados de las proyecciones globales y sectoriales del Modelo PREEICA, para determinar las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción.

1.3.5 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: 2011 y 2025.

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 esta 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 el 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, estimándose un incremento del consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias.

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 el años 2009, cuya dimensión e impacto sobre la economía mundial en el mediano plazo, aun son inciertos.

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.¹⁷ Adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución exitosa de la ampliación del Canal de Panamá y de los beneficios futuros de otros mega proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas un retroceso de la crisis internacional, más allá del periodo de dos años, su profundización en otros ámbitos de la relación económica mundial, lo que significaría que la actividad nacional más dinámica como es el

¹⁷ Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra en una tendencia de crecimientos, aunque dado el entorno económico-comercial global este año el empuje económico ha desacelerado.

Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que explica más de un quinto de la economía nacional sufriría de un sostenido e importante des – aceleramiento. Lo cual sumado a otros efectos en otras actividades influidas parcialmente por el estado de la economía mundial 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, 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.

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 40 años (1970-2010); 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 preliminares a la fecha de cálculo de las proyecciones. Este periodo de cálculo corresponde a los meses de noviembre- diciembre de cada año.

A continuación se estiman las cantidades esperadas de los últimos meses, 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.

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

La Dirección Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá realiza, cada década, censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones oficiales de población, las cuales se ajustan cada cinco años. El último censo, fue en el año 2000, cuando se llevó a cabo el Décimo Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda.¹⁸ Por su parte, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (<http://www.cepal.org/estadisticas/>) las estimaciones y proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050, segregándolas en áreas urbanas y rurales. Integrando estas dos fuentes de información se conformó la base de datos demográfica de Panamá desde 1970-2010.

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

Según la más reciente proyección, publicada por el Instituto de Estadísticas y Censo, la población total de la República, al 1 de julio de 2010, se estima en 3.5 millones de personas, de las cuales el 64.6% (2.26 millones de personas) habita en áreas urbanas.¹⁹ 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.

En primera instancia, la Contraloría 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.

¹⁸ Aunque en el mes de mayo pasado, se realizaron los Censos del año 2010, el XI de Población y el VII de Vivienda. A la fecha de elaboración de este informe, en el mes de diciembre, no estaba disponible la información básica o preeliminar de los mismos.

¹⁹ 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.

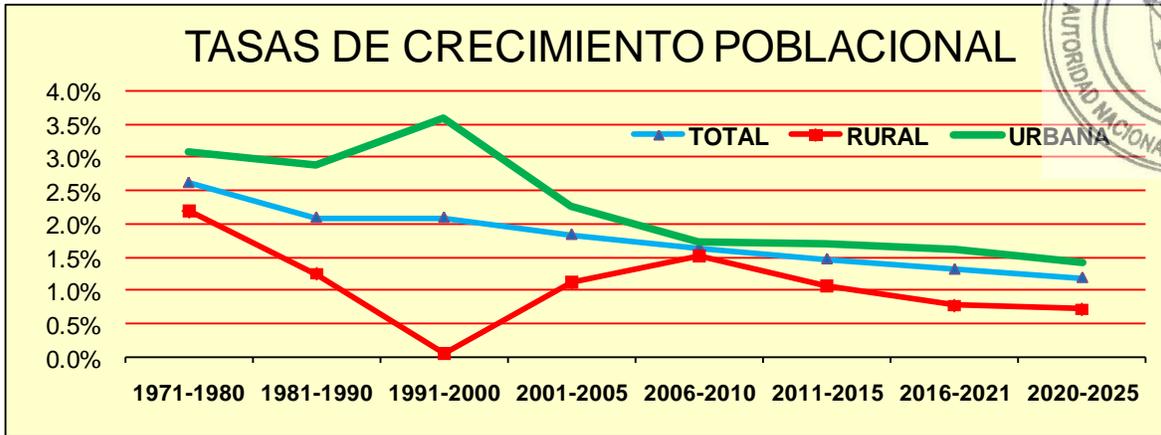


Figura 1.3

De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2011-2025), Panamá contará con un millón más de habitantes, aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran algunos eventos o condiciones recientes, que podrían incrementarlas. Así, como a la inexistencia actual de políticas generales de estado de largo plazo que incentiven el desarrollo de áreas rurales, que conlleven el fin de retener población y mucho menos incrementarlas.



Figura 1.4

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.

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, se considero en primera instancia analizar en este

periodo, las perspectivas de tres grupos de nuevas actividades, que podrían propiciar significativos crecimientos de población, no previstos en proyecciones anteriores.

La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas”²⁰

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.²¹ 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,²² 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.)

²⁰ 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/>

²¹ 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.

²² 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.

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 algunos de los proyectos más grandes que estaban en etapas incipientes de realización, mientras solo se terminaban aquellos que se encontraban más avanzados, algunos otros se minimizaban o modificaban en etapas de mayor plazo, con los perjuicios inherentes. Adicionalmente, la cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción.

Dada la incertidumbre generada en la cuantificación de esta población flotante, en los últimos dos años y considerando el marginal impacto que esta tiene sobre el consumo energético y en la ausencia de mayor información se omitió los cálculos generados, pues se considero que el análisis migratorio internacional contempla 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....”*²³

Para los escenarios de proyección de la demanda de electricidad se utilizaron los escenarios de crecimiento de población total, Hipótesis II Alta, Hipótesis III Media o recomendada y Hipótesis IV Baja par los escenarios de demanda optimista , moderado y bajo, respectivamente.²⁴

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

TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS			
PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2010	1.62%	1.62%	1.62%
2011-2014	1.46%	1.64%	1.11%
2015-2020	1.29%	1.53%	0.95%
2021-2025	1.11%	1.41%	0.74%
2011-2025	1.28%	1.52%	0.92%

Tabla 1.7

Inflación

²³ Boletín Nº 7, Estimaciones y Proyecciones de la Población Total del País, por Sexo y Edad 1950 - 2050

²⁴ Ídem

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%. Registrándose largos periodos de tiempo (1985-2005), un crecimiento promedio de 1.1% anual. En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento sostenido que el país tuvo en los últimos cinco años (2004-2009)²⁵ se manifiesta una tasa promedio anual de 4.6%, dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como el año 1982.

El estimado de inflación promedio anual para todo el 2008 fue de 8.7%, parámetro máximo en un periodo de más de 25 años, impulsado principalmente por el incremento sostenido de ese año de los combustibles y sus derivados. Este registro solo es superado por máximos de la serie correspondientes a los años 1979-1981, entronizados dentro de la anterior crisis económica mundial, provocada también, por el fuerte incremento de los precios del crudo, resultado del control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte del naciente cartel de la OPEP y a una escasez mundial de liquidez por parte de los importadores netos de combustibles.



Figura 1.5

El año 2008 el IPC corona una variación de 10% en el mes al mes de septiembre, con registros mensuales desde le mes que se incrementaban 3.5% por mes, tal que se auguraba una inflación para el año de hasta 2 dígitos, tasa de inflación no alcanzada anteriormente, hasta periodos tan lejanos como fueron los años 1979-1981, con la anterior crisis provocada por los incrementos de precios de los combustibles, de ese periodo.

²⁵ 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).

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, con lo cual se minimizó la fuerte presión sobre la espiral de precios en el país y su efecto en el poder adquisitivo. Pero los altos índices mensuales alcanzados por el IPC durante el año 2008, se convirtieron de inmediato en un des-acelerador del consumo doméstico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional.

El comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), referente a octubre, noviembre y diciembre del 2008 con relación al anterior mes de septiembre, mostró descensos significativos y sostenidos, con respecto a los respectivos meses del año anterior 2007, el IPC creció mensualmente en este último trimestre en 9.5, 7.7 y 6.8%. El 14 de enero del presente año el INEC²⁶ presentó el registro final del año 2008 con respecto a la inflación, marcando el máximo de 8.7%.

Durante el año 2009, el IPC fue declinando mensualmente, desde el mes de enero con 4.9% a octubre a un 0.7% con respecto a los mismos meses del año 2008. Los meses de noviembre y diciembre registraron un alza de 1.4 y 1.9 %, con respecto a los mismos meses del año pasado. Los incrementos de precios se focalizan con mayor impulso en el agregado de Alimentos y Bebidas, en el cual los precios han disminuido más paulatinamente que los otros agregados principales del IPC.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 es consecuente principalmente con la desaceleración económica del presente 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., causa principal del efecto inflacionario doméstico. Gracias a esto alcanzo una tasa de inflación acumulada anual de 2.4%, para el 2009.

La inflación total del año 2010 reflejada por el comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), registró un aumento de 4.3, con respecto al año 2009. Los registros mensuales han variado de 3.1 en el mes de noviembre a un 2.7 en el mes de abril para luego aumentar paulatinamente hasta un registro de 4.3 en el mes de noviembre. Con lo cual el registro acumulado mensual promedia para el año, un indicador de inflación promedio anual de 3.4%, parámetro mayor al año anterior, que indica un repunte del fenómeno inflacionario, como lo refleja la anterior grafica.

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”, como se evidencia en la figura siguiente, la cual afecta con mayor ímpetu a los segmentos de la población de menores ingresos.

²⁶ **INEC** nuevo nombre de la Dirección de Estadísticas y Censo (DEC), unidad administrativa de la Contraloría General de la República. Actualmente se denomina Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC).

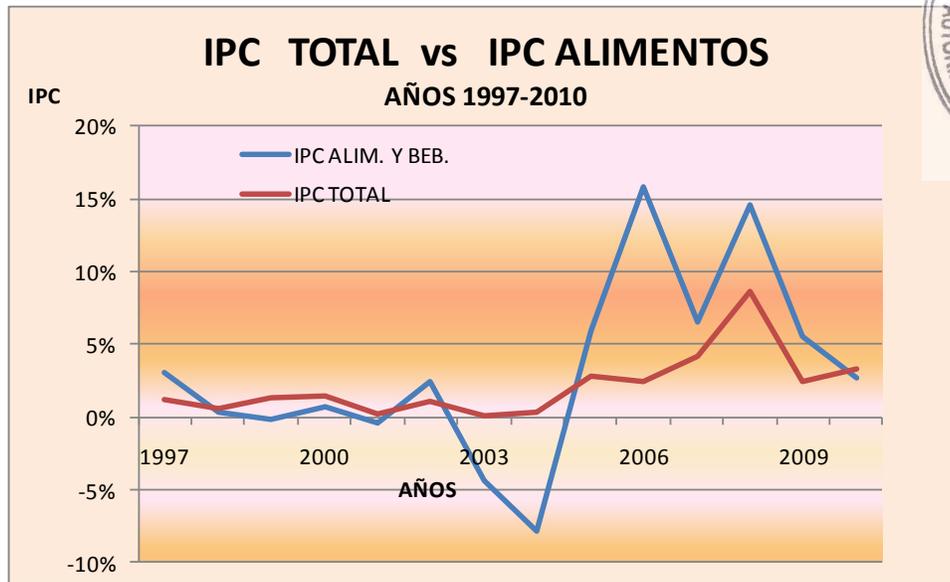


Figura 1.6

Poder Adquisitivo

El poder adquisitivo (PA) es un indicador económico 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)

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 de precios aumenta.



Figura 1.7

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 esconde la caída adicional del poder adquisitivo de compra de nuestra economía. Consecuente con los términos de intercambio, los cuales son dependientes de la depreciación y vaivenes de de la moneda norteamericana la cual ha disminuido su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (-50%). Por consiguiente el costo de compra de las mercancías y bienes importados para los panameños es más oneroso.

ACTIVIDAD ECONÓMICA

EVOLUCION HISTORICA

Panamá tiene registrado tres series del Producto Interno Bruto (PIB), indicador que mide el estado o "salud" de la economía en el corto plazo, periodos trimestrales, cuyas cifras por categoría económica no son cien por ciento comparables y compatibles con el PIB anual. Por esta razón PREEICA, los desarrolladores del modelo utilizado por ETESA para el pronóstico de la demanda eléctrica, tomaron como referencia la Serie Base 1982, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso, 21años (1980-2001). Los datos anteriores al año 1980 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos subsiguientes al periodo de 2002-2010, se derivaron de la nueva Serie Base 1996. En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera.²⁷

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 3.98%, en el cual se observan pequeños periodos de contracción. El coeficiente de determinación de 0.9467 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con

²⁷ 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

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 -2008, se sitúan en un 9.3% anual.

EVOLUCION DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO. AÑOS 1970-2010

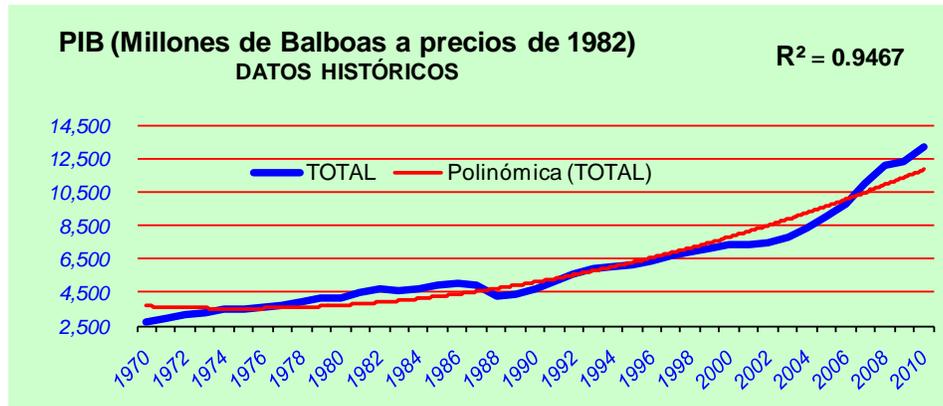


Figura 1.8

Luego de este periodo de crecimiento, el año 2009, a efecto de la crisis financiera global desencadenada en los países de Europa y los Estados Unidos, 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. A la fecha, se espera finalizar el año 2010 con un crecimiento de cerca del 7%, retornando 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 (0.8114) evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenificó en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman cinco años, 2004-2008, 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. El valor generado por esta actividad registró crecimiento de poco menos del 4%. Ciclo que termina en el año 2009, con un registro de -0.5%, con respecto al 2008, contracción resultante de la crisis global.

Los datos preliminares de la actividad económica para el 2010, son parcialmente favorables, ya que se prevé una recuperación del Producto sectorial, de aproximadamente 2%.

EVOLUCION DEL PRODUCTO MANUFACTURERO: AÑOS 1970-2010

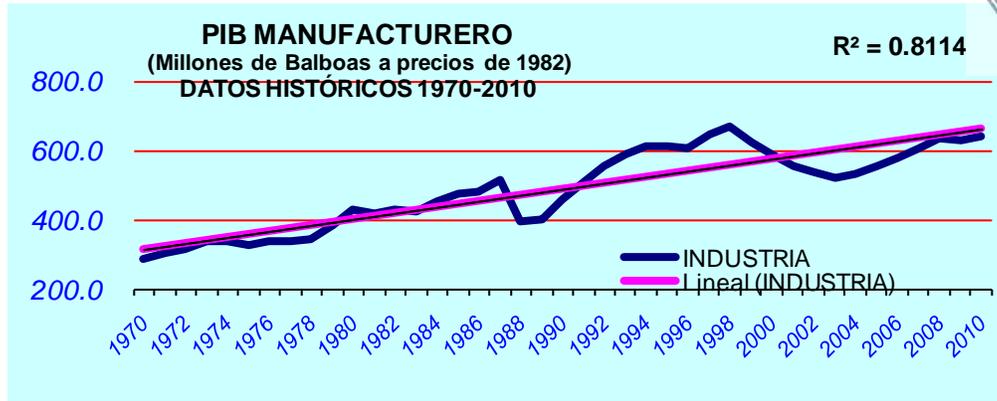


Figura 1.9

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

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

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA ECONOMIA NACIONAL

Como se observa en la Figura 1.6, 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. Se presentó un periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en el quinquenio de 8.7%, solo superado por los países en desarrollo con mayor dinamismo, a nivel mundial en la última década. Países de Asia, China con 10.8% e India con 8.9% de tasa de crecimiento anual sostenida. Con las cifras estimadas para el año 2009, por debajo del 3% se puede decir que Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana.

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 el 2009 en los precios del petróleo y en consecuencia de la energía, afectando los precios de las principales materias primas en el pasado año, con lo cual llevo al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía domestica.

PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2010-2011, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en el periodo 2001-2009, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de cálculos de estas proyecciones, no se dispone de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para todo el año 2010, 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 2010, 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.²⁸

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2010, la tasa de crecimiento del PIB se encuentre entre el **6.5%** y **7.2%**. Por consiguiente utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2009 y tratando de mantener la estructura y crecimiento de las actividades, ETESA utilizara como **registro del PIB adecuado para el 2010, un parámetro de 6.78%**.

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. 6 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2011. 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 6.7%,²⁹ pero en últimas instancias prevén una mejora sustancial de su pronóstico. El MEF mantiene una expectativa

²⁸ La exclusión de los estimados del IMAE se explica en el anexo correspondiente.

²⁹ BID 5.0%, CEPAL 4.5%, FMI 3.7%.

medianamente favorable alrededor de 7.0%, basado en los registros y proyectos en ejecución. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, consideran un crecimiento económico para el año 2009 más conservador, definen un rango del PIB entre 2 y 2.5%.³⁰

El análisis sectorial y por actividad económica del año 2010, 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 7.5, 7.0, 5.0%**, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI. En el Anexo I-3, Cuadro No. 7 se presenta el PIB estimado para el año 2011, por escenario, división económica y actividad.

PERSPECTIVAS DE LA ECONOMIA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

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

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

En contraposición, al comportamiento del indicador en los últimos años, la economía nacional ha debido superar una crisis global, que desaceleró el desarrollo a nivel del comercio mundial, con efectos desastrosos en el ámbito mundial, impactando en la economía nacional con mayor fuerza en los sectores económicos más vinculados a los mercados externos. Dada la inserción de la economía nacional en el entorno económico mundial, el cual paso por la mayor crisis económica-financiera de las últimas décadas, concluyó el año 2009 con un indicador de 3.2%.³¹

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 3.2 %, casi un tercio menor, del promedio de los últimos años. Panamá termino en el año 2008, su mejor ciclo de alto crecimiento económico.

Con base en los registros preliminares de los dos primeros trimestres del 2010, de acuerdo a FMI, CEPAL, Bancos, entidades calificadoras, y por supuesto el MEF, como la autoridad nacional

³⁰ The Economist Magazine 2.4%, Panamá Economy Insight 2%

³¹ INEC, Registros preliminares del año 2009 y Revisión del año 2008.

pertinente, Panamá mantiene una perspectiva más positiva para finalizar el año, con un rango de crecimiento esperado de 6.5 al 7.0%, dentro del rango promedio anual de la década y un poco menor a la evolución promedio, reciente del PIB (2006-2008). Por lo cual ETESA estima para el 2010 un parámetro de crecimiento **6.78%**, 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 2011, prevén alcanzar un desenvolvimiento de la economía de **7.0, 7.5, y 5.0%**, de acuerdo a respectivos escenarios Moderado, Optimista, Pesimista originados en los análisis de entidades financieras internacionales, Bancos Internacionales y organizaciones económicas nacionales.

Los estimados de crecimiento de mediano y largo plazo del Producto Interno Bruto para los años 2012-2025 son derivados de la concepción de evolución económica de Panamá, elaborado por INDESA, para la Autoridad del Canal (ACP), revisado en abril de 2006 por INTRACORP. El análisis utiliza las tasas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.

TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO							
ESCENARIOS DEL PERIODO POST- TRANSFERENCIA 2006-2025							
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL							
MONTOS EN MILLONES DE BALBOAS DE 2005							
PERIODO	AÑOS	MEJOR ESCENARIO (1)		ESCENARIO MAS PROBABLE (2)		PEOR ESCENARIO (3)	
		MONTO	TASA	MONTO	TASA	MONTO	TASA
1	2005	12501.2		12501.2		12501.2	
2	2006	13621.3	8.96	13502.3	8.01	13359.8	6.87
3	2007	14301.7	5.00	14089.7	4.35	13853.9	3.70
4	2008	15218.5	6.41	14913.0	5.84	14599.6	5.38
5	2009	16,224.4	6.61	15829.0	6.14	15,442.7	5.77
6	2010	17,288.4	6.56	16760.2	5.88	16,302.3	5.57
7	2011	17,693.7	2.34	17059.0	1.78	16,535.9	1.43
8	2012	17,873.6	1.02	17180.9	0.71	16,588.8	0.32
9	2013	18,598.1	4.05	17776.8	3.47	17,118.5	3.19
10	2014	19,617.1	5.48	18662.9	4.98	17,984.5	5.06
11	2015	21,103.8	7.58	19893.6	6.59	19,051.4	5.93
12	2016	22,387.4	6.08	20739.2	4.25	19,603.3	2.90
13	2017	23,616.1	5.49	21660.0	4.44	20,334.4	3.73
14	2018	25,366.2	7.41	23096.0	6.63	21,592.6	6.19
15	2019	26,941.3	6.21	24325.2	5.32	22,631.1	4.81
16	2020	28,521.8	5.87	25549.8	5.03	23,652.3	4.51
17	2021	29,590.5	3.75	26218.2	2.62	24,104.0	1.91
18	2022	31,116.0	5.16	27226.5	3.85	24,886.2	3.25
19	2023	32,943.2	5.87	28410.9	4.35	25,818.6	3.75
20	2024	35,259.0	7.03	30128.7	6.05	27,279.9	5.66
21	2025	37,594.0	6.62	31676.9	5.14	28,511.3	4.51
PROMEDIO		5.50		4.54		4.08	

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

El análisis detallado de los escenarios del pronóstico del PIB para el PESIN 2011-2025, se pueden resumir en un crecimiento sostenido de 5.8% en el corto plazo (2011-2014), de 4.9% sostenido para el periodo de largo plazo (2015-2025) y consolidado en un crecimiento sostenido de 5.3% para todo el periodo del escenario más conservador o moderado.

Al considerar las condiciones más favorables para el desempeño de la economía nacional, se supone un escenario optimista, con tasas sostenidas de 7.6%, 6.1% y 6.6% para los plazos analizados. De presentarse condiciones de crecimiento menos favorables a las condiciones más probables esperadas, se tiene un escenario pesimista, el cual muestra tasas sostenidas de 4.3%, 4.3% y 4.4% para periodos de análisis similares.³²

En razón, a la incertidumbre sobre el verdadero derrotero que tomara nuestra economía en los próximos quince años, que ha generado sobre las entidades de interés, con el fin de ser conservadores ETESA decidió incrementar y comprimir respectivamente en una tasa anual de 0.5 %, los parámetros anuales de los pronósticos optimista y pesimista.

SECTOR MANUFACTURERO

El historial estadístico de la Industria Manufacturera de los próximos años, no vislumbran elementos que muestren fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y recesión. 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, la futura firma de los diversos tratados de comercio en negociación 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”*.³³

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%”.³⁴ 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.

³² Para un mayor detalle de los conceptos, metodología de análisis y resultados de los pronósticos del PIB, utilizados por ETESA, consultar el Anexo I-4 “Pronósticos del Producto Interno Bruto de Panamá, años 2011-2025.

³³ Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)

³⁴ 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 manufacturera, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2008 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 sustentaba el sector, llegando hasta una participación estimada de 6.2 % en el año 2007, su registro más bajo en la serie, lo que corresponde a una tasa de declinación de aproximadamente 5% anual.³⁵ Para que el sector alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del sector que le permita competir por el mercado doméstico y las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior.

En consideración a estos antecedentes se infirió que es 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.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes, su consumo alcanza el 11% de las ventas totales de energía en el sistema.³⁶ Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica consumida que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de los costos en los diferentes procesos de transformación.

La metodología utilizada para aplicar las tasas a los respectivos escenarios se fundamentan en los mismos principios que se aplicaron para estimar las tasas respectivas de crecimiento del PIB Total. Las cuales desarrollo ETESA, basadas en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de su Modelo Matemático de Insumo- Producto, para mostrar los impactos directos, inducidos, paralelos del llamado Conglomerado del Canal en la economía nacional.³⁷

³⁵ Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)

³⁶ De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP

³⁷ "Estudio del Impacto Económico del Canal y el Proyecto de Ampliación en el Ámbito Nacional". Revisión, Abril de 2006.

En consecuencia se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento para el periodo 2011-2025, de 3.4, 4.3 y 2.9%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista del sector manufacturero. 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.

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,

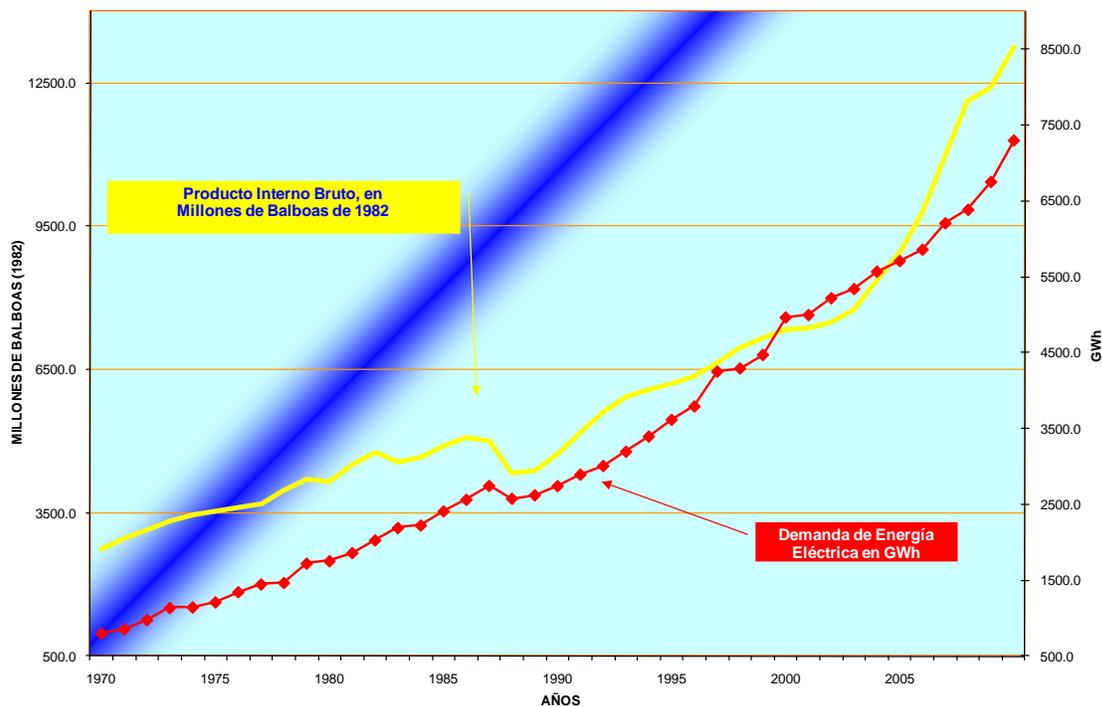


Figura 1.10

Pero como se observa en el gráfico a partir del 2006 se tiene un incremento positivo en la tendencia del crecimiento del PIB mientras la tendencia de la demanda eléctrica se mantiene, con lo cual podemos decir que en los últimos tres años se produce más producto versus unidad de electricidad demanda, 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 DE ENERGIA														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	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	13,241.9	5.5%
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	6,272.1	5.3%
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	2.111	0.3%

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	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	13,241.9	5.5%
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	7,299.5	4.5%
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	1.814	1.0%

PRODUCTO INTERNO BRUTO INDUSTRIAL Y CONSUMO INDUSTRIAL														
AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	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	633.1	-0.5%
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	652.0	2.5%
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	0.971	-2.9%

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 1.10, en donde se puede observar que luego de un periodo negativo (1999 -2003), en que se consumía 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.

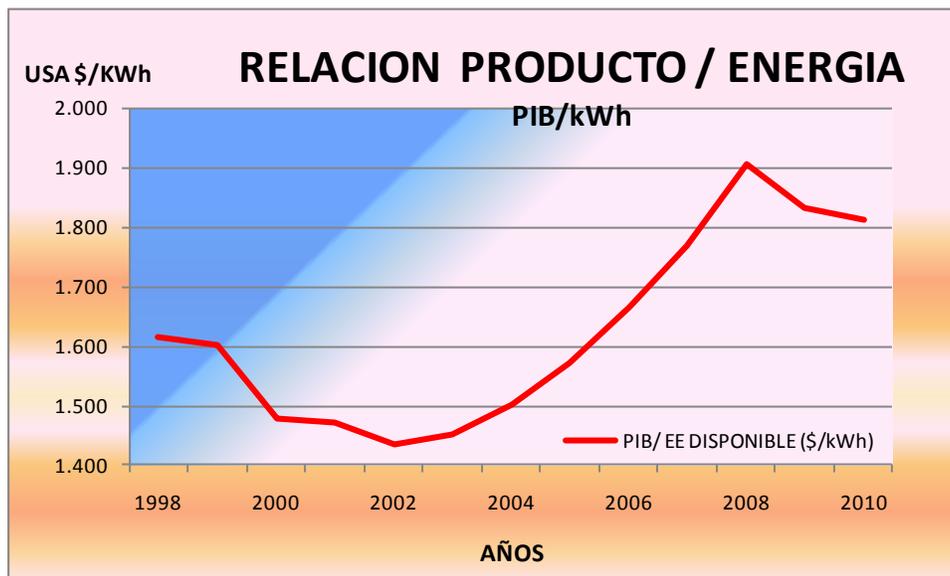


FIGURA 1.11

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 en el año 2002 a 1.6 en el año 2003, un crecimiento de 33%.

La interpretación de este fenómeno es difícil, en el periodo 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 el parque industrial existente es ineficiente en el uso de la energía eléctrica o que el valor agregado aportado por el sector es de menor cuantía.

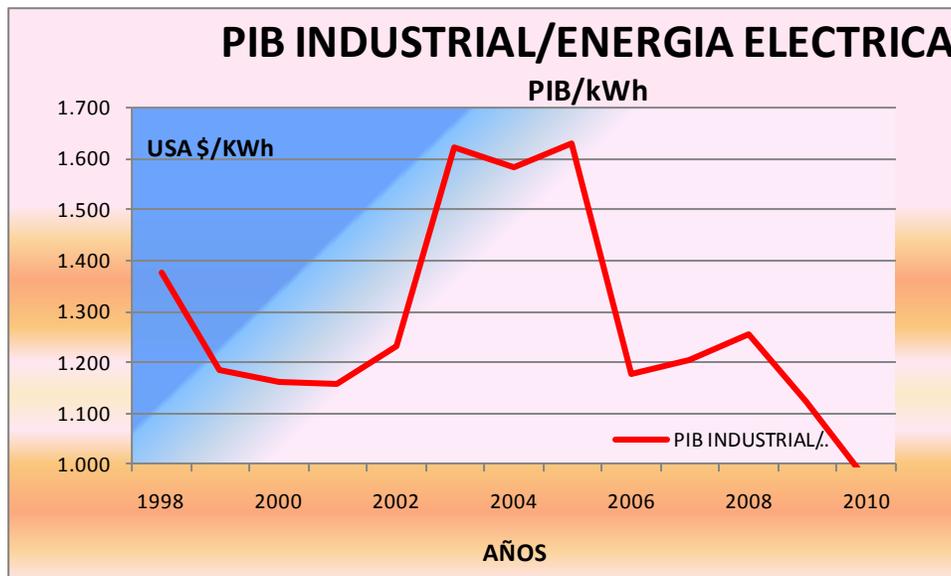


FIGURA 1.12

Balance Eléctrico

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

OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta Autoconsumo + Importaciones – Exportaciones

Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

DEMANDA

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

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

BALANCE

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2009) de los principales sectores, indica que 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.

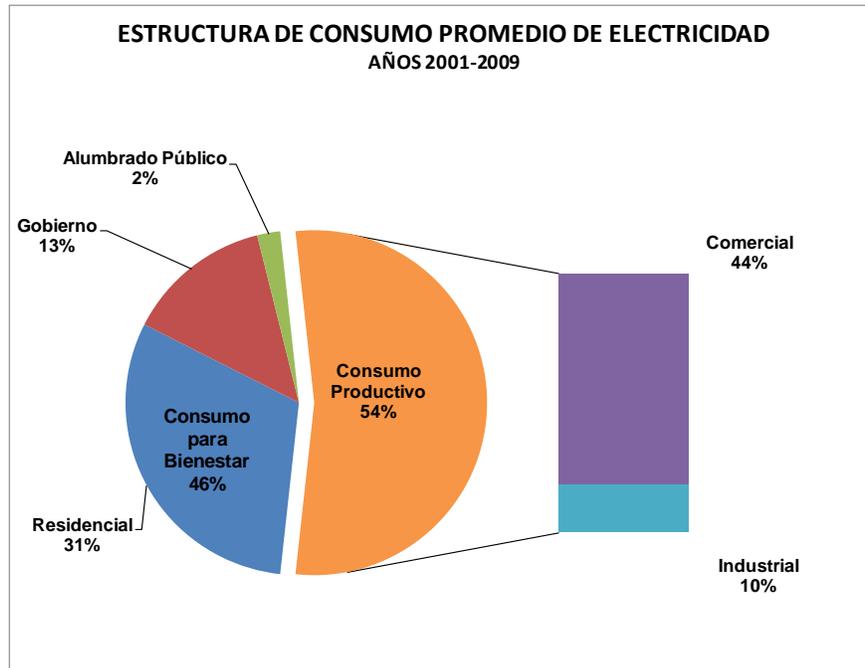


Figura 1.13

Al año 2010, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 1,961 MW,³⁸ mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, alcanzó un parámetro de 1,122.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2010 es de 7,192.3 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica estimadas al final del año, alcanzan 6,272 GWh.

³⁸ 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



Figura 1.14

Tanto en la tabla, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño, registrándose incrementos porcentuales anuales promedios, no menores de 4.3%, lo que equivalen a incrementos anuales en las dos últimas décadas, 1990 -2010, de 36 MW por año. Como dato adicional tenemos que en los últimos 12 años que corresponden al periodo 1999-2010, que enmarca el nuevo régimen del sistema eléctrico de Panamá, la Demanda ha estado creciendo en un promedio anual de 38 MW.

Es importante mencionar que estos registros de la Demanda Máxima del Sistema Interconectado, del periodo 1999-2010 incluye la generación total de la ACP, no solo la oferta contratada, mas el intercambio neto con Centroamérica.

FACTOR DE CARGA (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), que representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo, (calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá), muestra 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 y una variación promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.10%.³⁹ Esta evolución, está asociada a invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual ha recibido escasas y eficaces señales de precios que incentiven formas de consumo más eficientes.

A partir de la restructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que va del año 1999 hasta el año 2008, el FC ajustado del sistema integrado tuvo un leve incremento, alcanzando un factor de 70.6 para el año 2008, con un factor promedio 70.4 para el periodo de diez años, con una variación promedio anual de 0.5%.⁴⁰

³⁹ Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

⁴⁰ LEY N° 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual 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 registro del FC del año 2009, se considera atípico, con un factor de solo 68.7, una reducción del factor de 2.7%, con respecto al año 2008. En razón especialmente de un incremento significativo de la potencia máxima requerida, de 8.7, el mayor en el periodo de restructuración del sector eléctrico, no correspondiente con un incremento similar de la energía consumida en el sistema. Adicionalmente, la alta percepción de calor, alcanzada durante el año 2009, derivó en un uso general más ineficiente de la energía residencial y comercial, en ausencia de una sustitución significativa del equipamiento climático.

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 en el total de horas anuales.

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

A partir del periodo 2001-2008 el factor de carga ajustado mantuvo una estabilidad relativa que se ha mantenido alrededor de un factor de 70.9 u., pero en los últimos dos años 2009 y el 2010, el FC registrado ha venido disminuyendo, con valores de 68.7 u., y 70.2 u., respectivamente. Lo que para el último quinquenio, 2006 – 2010, ha resultado en una declinación sostenida del parámetro de -0.2%, cuando en el primer quinquenio 2001-2005 el FC tuvo una tasa anual sostenida de 0.25%.

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 no viables comercialmente. Situación consecuente con la integración de sistemas aislados y del servicio a nuevas áreas 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 significativo en el consumo energético, correspondiente a las características intrínsecas de la 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 al igual que el efecto de la población flotante correspondiente a dueños de apartamentos de lujo en la Ciudad de Panamá y de viviendas en áreas 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, puede estar en 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 1.15.

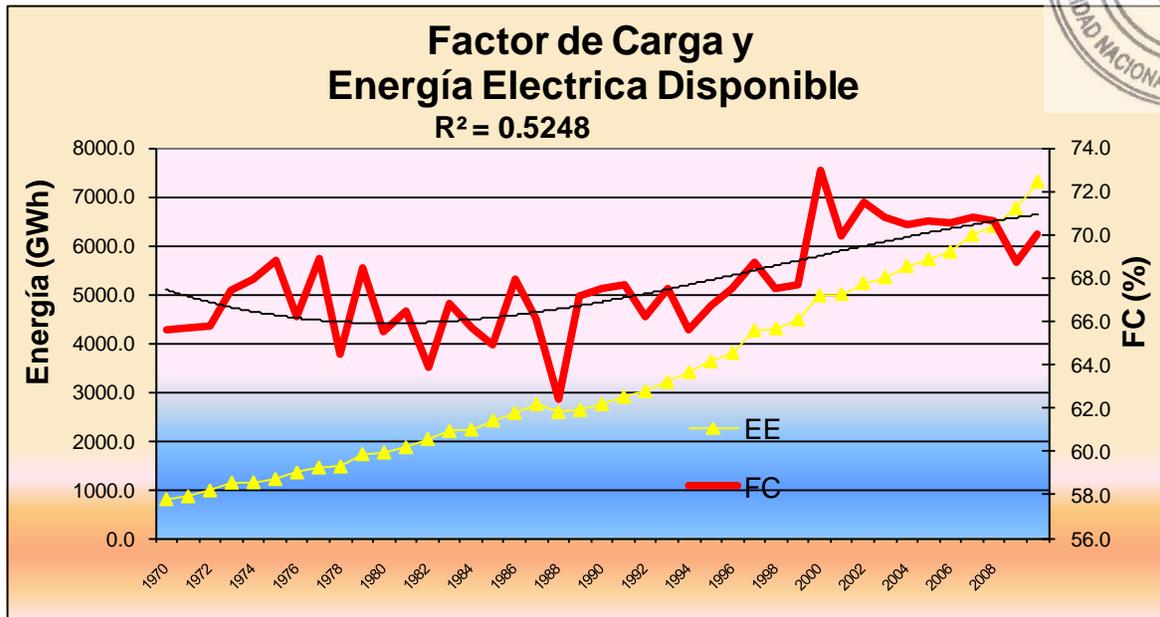


Figura 1.15

Por ejemplo, en el sector residencial se afecta el nivel de consumo, influenciado por el incremento del precio de la electricidad, consecuente con el efecto inflacionario de los combustibles. Este efecto es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC), el cual tuvo en el periodo de tres años 2006- 2008, una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio. Pero a efecto de las disminuciones del índice de precios ha tenido un efecto de contracción de -0.19%, para todo el periodo indexado de siete años, 2003- 2010.⁴¹

VARIACION DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (IPC) AÑOS 2003-2008

CLASE	AÑOS							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
IPC ELECTRICIDAD RESIDENCIAL	105.5	106.7	119.3	133.3	142.9	161	110.7	104.1
VARIACION (%)		1.1%	11.8%	11.7%	7.2%	12.7%	-31.2%	-6.0%

Tabla 1.12

Contraproducentemente, 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.

⁴¹ INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2010, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios, Varios Boletines, Cuadro 351-03.

Como vemos en la siguiente grafica, el consumidor residencial paga en el 2010 el mismo precio real que en el 2003, en unidades monetarias de octubre del 2000. 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.

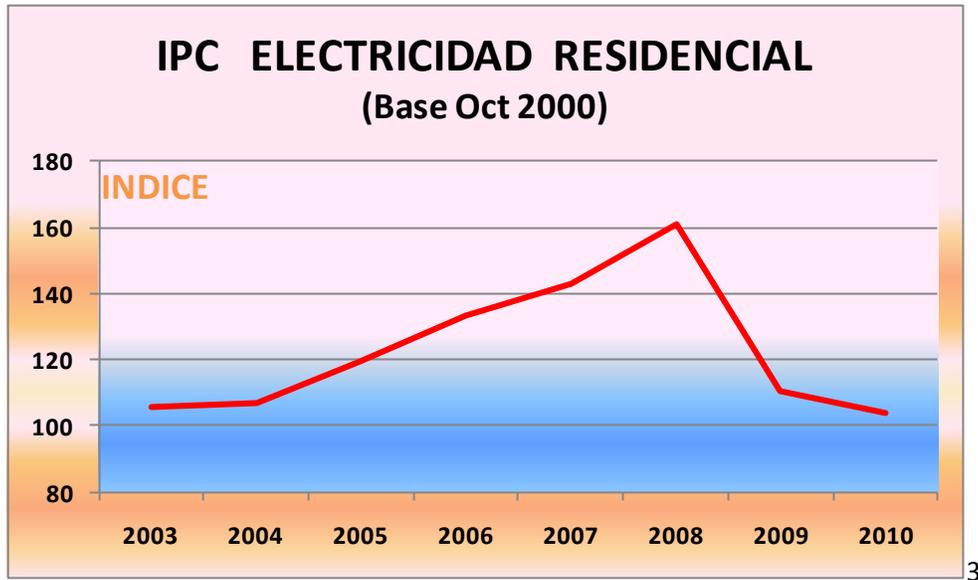


Figura 1.16

Por otro lado el sector de consumo industrial, 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 contribuye grandemente al incremento o decremento del mismo, de recibir las señales de precio y regulación adecuadas.

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”*. Pero la existencia en el pasado de 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.

Adicionalmente, la disminución paulatina de la participación en el 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, tiende a disminuir el parámetro global del **FC**.

El sector comercial y servicios tiende 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.

Adicionalmente el sector oficial mantuvo durante estos dos años, una exitosa campaña de ahorro energético que controló la tasa de incremento del consumo del sector, aunque el mismo haya crecido en volumen y en espacio de uso oficial. Pero el sector, por el tipo de operación propia y de horario de trabajo, no pudo contribuir 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 exógenamente, la evolución estimada de este parámetro del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima, derivada directamente de la sumatoria del consumo.

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 similares a los históricos. Se proyecta un parámetro ajustado del *FC*, que alcanza en el año 2025 un factor de carga de 71.2, un crecimiento de 3.6 % en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.22%, aproximada la tasa anual durante el periodo 2000-2005, un parámetro conservador.

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 usos de la energía eléctrica en los consumidores panameños. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán algunas políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requerida, que impulsen modificaciones de impacto que resulten en cambios significativos 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*, (0.2972), se calculó el factor para el periodo 2011-2025, 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 68.7 en 2009, alcanza en el año 2025 un factor de carga de 72.3, un crecimiento de 5.2% en 15 años. Para una tasa anual sostenida de crecimiento, de 0.32%, un parámetro aun conservador, lo cual se considera consistente con los datos históricos del *FC*.

Con respecto al escenario pesimista se plantea mantener las premisas del escenario moderado, pues se considera que el *FC* no puede o debe caer más sin afectar ostensiblemente el sistema.

En el Anexo I - 3, Cuadro No. 15 se presentan detalles del análisis y 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).

ENERGIA DISPONIBLE, VENTAS y PÉRDIDAS EN GWh

AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (E)
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	7,299.5
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	5,462.1	5,738.0	6,272.1
PERDIDAS TOTALES (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.7	975.8	930.2	927.8	910.9	924.3	1,015.7	1,027.4
PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	173.0	134.0	186.8	150.9	184.2	155.5	114.9	121.3	149.7	127.0	151.0
PARTICIPACION PT/EE (%)	23.5%	21.3%	21.2%	19.4%	17.5%	16.3%	15.8%	14.7%	14.5%	15.0%	14.1%
PARTICIPACION PTT/EE (%)	3.5%	2.7%	3.6%	2.8%	3.3%	2.7%	2.0%	2.0%	2.3%	1.9%	2.1%
VARIACION ANUAL PT/EE		-8.6%	4.0%	-6.6%	-5.8%	-4.7%	-0.3%	-1.8%	1.5%	9.9%	1.1%
VARIACION ANUAL PTT/EE		-22.5%	39.4%	-19.2%	22.1%	-15.6%	-26.1%	5.5%	23.4%	-15.2%	18.9%

Tabla 1.13

Como muestra la tabla anterior las pérdidas documentadas obtenidas de la ecuación, han declinado en el periodo 2000-2009 en casi un 1.3% anualmente mientras la energía disponible ha crecido anualmente en una tasa sostenida de 4%, las pérdidas en este periodo se han reducido de 1,166 a 1,027.4 GWh. Los datos preliminares del año 2010, muestran que las pérdidas totales representan el 14.1% de la energía disponible, equivalente al 16.4% de las ventas totales estimadas.⁴²

Las pérdidas de transmisión, provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, registradas por el Sistema de Medición Comercial, administrado por el CND, documentan que en el año 2009, las pérdidas de transmisión (PTT) representaron el 1.9% de la energía disponible, equivalente al 2.2% de las ventas totales. Los estimados finales para el año 2010 de acuerdo a los registros al mes de octubre, permiten inferir que se alcanzaran pérdidas de transmisión de 2.1% con respecto a la energía disponible, equivalente a su vez a 2.4% de las ventas totales.

La diferencia de las pérdidas totales a las anteriores, queda asignada al subsistema de distribución, representando en el año 2009, el 13.2% de la energía disponible, equivalentes al 15.5% de las ventas totales. Parámetros todos significativos con relación a los presentados al principio de década, cuando los parámetros del sistema estaban muy por encima del 26% de las ventas totales de energía eléctrica.

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,⁴³ Por consiguiente, se asume que las diferencias

⁴² Es necesario mencionar, que con respecto a las proyecciones de Demanda de los dos años anteriores 2009 y 2010, existen discrepancias, gracias a la corrección de los montos de pérdidas totales del año 2008. La variación anual 2008-2007, de 15%, correspondiente a una disminución espectacular interanual de las pérdidas totales de 135 GWh, era un dato errado de la SNE. Hasta el año 2007 las pérdidas habían declinado en una tasa anual de 3.5%, con respecto al año 2000.

⁴³ 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). Adicionalmente, las series históricas agregadas no concilian con el resto de los datos.

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.

Es de esperar que la disminución de las pérdidas en el futuro inmediato sean más graduales, con respecto a los avances obtenidos en la presente década, en que se paso de más de 26% al inicio de la década a un parámetro estimado de 14% en el año 2010, con respecto al volumen de las Ventas. 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, de la generación hidroeléctrica proveniente la incorporación de los proyectos en ejecución en el área de Chiriquí y Bocas del Toro;

De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas, deberán entrar al sistema interconectado, de manera escalonada 645, 51 y 358 MW de nueva generación respectivamente en los años 2011, 2012 y 2013, adicional a la capacidad incorporada durante el año 2010 de 31 MW; para un gran total de más de 1085 MW, casi duplicando la capacidad instalada, a la fecha. 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.

De no existir cambios bruscos en el sistema, se estima que por lo menos las pérdidas totales de distribución mantendrán los parámetros alcanzados en el periodo 2007-2010, aproximadamente entre el 12.4% de la energía disponible aproximadamente un 14.5% de las ventas totales. Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado parámetros totales de pérdidas de 17.3, 17.6, 17.8% de las ventas totales respectivamente en los años 2011, 2012 y 2013.

Esperar que las pérdidas técnicas de distribución en el largo plazo (2014-2024), no deben ser mayores de 5%, es otra premisa general considerada en los escenarios de pérdidas. La misma es consecuente, con esperados cambios en la regulación del sistema. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas al año 2013 alcanzar parámetros de 6%, 5% y 6.5%, de pérdidas técnicas, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de Pérdidas considerados en el Pronóstico de la Demanda 1911 -2025: En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 17% en el 2010 a 17.75 de las ventas totales, en el 2013. 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 16.9% de las ventas totales en el 2010. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas no técnicas a menos de 5% en el 2013, 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 pérdidas no técnicas permanecen en un parámetro de 6.5%, hasta el año 2013, casi 1% más con respecto al escenario optimista. Con esto, el escenario pronostica pérdidas totales por 18.2%

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

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

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El análisis 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 1998,⁴⁴ 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 disfruto de un precio de energía eléctrica estable.

De 1998 al año 2003,⁴⁵ periodo inicial de la reestructuración del subsector, la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente, 2004 al 2010, la tasa de incremento anual fue de 3.0%, en donde se destacan por su volatilidad los años 2008 y 2009, con la alta variación entre 2008-2007, en que el precio de energía eléctrica impulsado por el alto precio alcanzado por los combustibles, creció cerca 15% y la declinación de los precios al año siguiente llevo a una variación inversa en el 2009-2008, donde el precio cayó un 16%, con lo cual se contrarrestan los altos efectos contrarios, regresando en la práctica al precio del año 2007.

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 es de una energía consumida más barata.

⁴⁴ Se selecciono 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 Publico de Electricidad.

⁴⁵ 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.

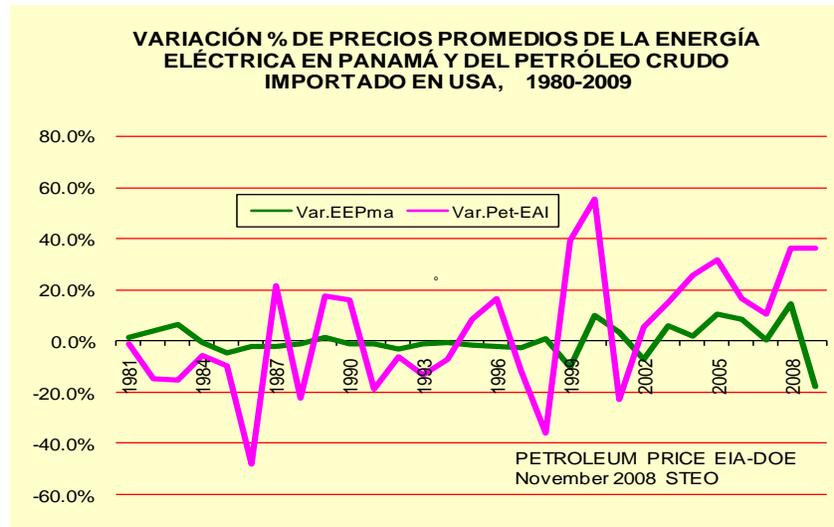


Figura 1.17

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)”.⁴⁶ Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2035, se utilizan por considerarlas conceptualmente apropiadas para el análisis de pronósticos de precios desarrollado por ETESA, sumado a la disponibilidad inmediata de esta información.

Como se señaló en los cambios anteriormente realizados al modelo, el análisis histórico del periodo 2000-2007 demostró que con alguna relatividad, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasaba un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo I-3, Cuadro No. 17). En consecuencia, para las anteriores proyecciones se asumió que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecería en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo de fijación de precios locales se mantiene en el régimen que entro en vigencia en a partir del año 2007.

⁴⁶ Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007

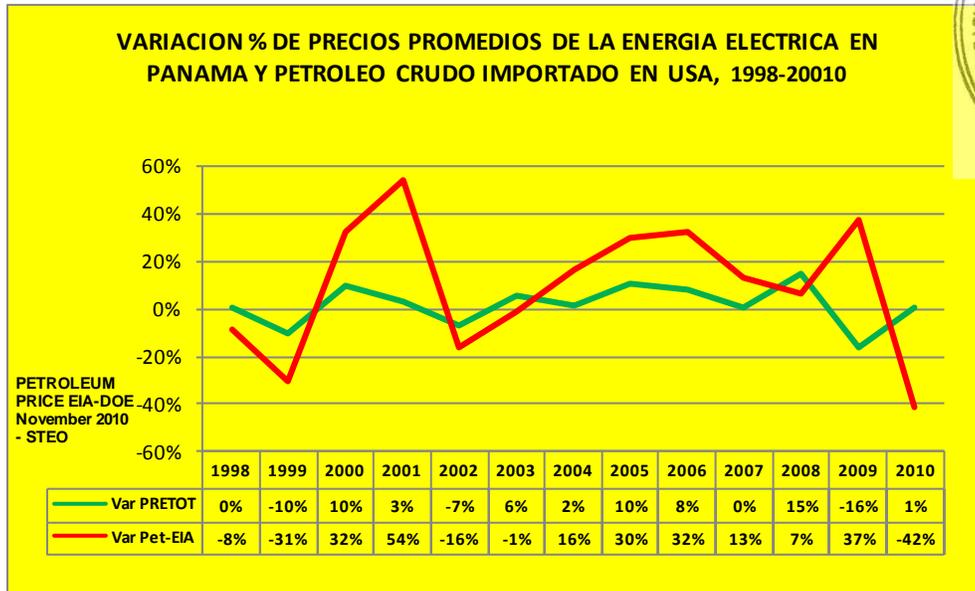


Figura 1.18

Pero en los últimos tres años esta probable correspondencia 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 para los años 2008-2010. Consecuente con la 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, derivado de los fenómenos de geopolítica global.

Por consiguiente en esta versión de los Pronósticos de Demanda 2011 -2025, se ha preferido encontrar una nueva referencia, que de mejores señales para pronosticar el precio futuro de la electricidad local. Luego de analizado las alternativas, se observo una correspondencia aceptable 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*)⁴⁷, como se evidencia en la figura siguiente, en donde se muestra una correspondencia relativa en cambios de los precios reales de la energía eléctrica al consumidor final.

⁴⁷ EIA- DOE, Table 8. Electricity Supply, Disposition, Prices, and Emissions, aeo2010r.d111809a, All sectors Average.

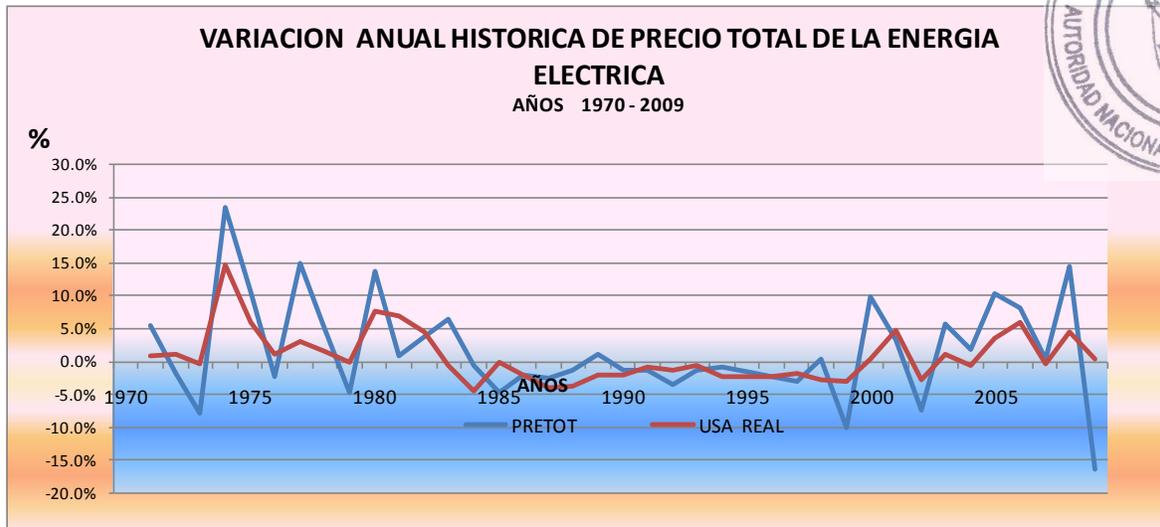


Figura 1.19

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.⁴⁸

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.⁴⁹

⁴⁸ Ídem, hm2010.d020310a.

⁴⁹ 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
2010	10.6972	10.7054	10.6915
2011	10.2118	10.3535	10.1055
2012	10.7156	10.9326	10.5504
2013	10.8889	11.0920	10.6336
2014	10.9563	11.1591	10.6939
2015	11.0955	11.3437	10.7983
2016	11.3531	11.6244	11.0036
2017	11.5743	11.8237	11.1254
2018	11.7331	12.0364	11.2596
2019	11.8682	12.2700	11.3377
2020	12.1168	12.5563	11.5565
2021	12.3709	12.8379	11.7535
2022	12.5995	13.0490	11.9688
2023	12.8632	13.3054	12.1984
2024	13.1089	13.6923	12.5264
2025	13.2771	14.0464	12.8702

Tabla 1.14

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA

Aunque en el presente Pronóstico de la Demanda 2011-2025, ETESA no utilizará 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 que la anterior correspondencia entre ambos indicadores, ya no es muy clara. ETESA considera necesario continuar con el análisis de precios de los combustibles, para generación eléctrica o de realmente el análisis de su precio directriz, como lo es el precio internacional del crudo de petróleo, por su incidencia directa en el costo final de la generación eléctrica, de la cual se derivan los precios futuros de la electricidad al consumidor final.

En la actualidad el precio alto y volátil del crudo, en el corto plazo, para la EIA –DOE, se fundamenta entre otras razones: en los riesgos geopolíticos en evolución, de un sostenido incremento de la demanda vegetativa de energía por las economías tradicionales, de las esperadas disminuciones de inventarios de crudos de las principales economías mundiales por razones financieras y de las actuales y persistentes restricciones de la capacidad mundial de refinamiento de la industria, dado el volumen de inversión requerido. Adicionalmente, a las anteriores razones se agrega en los últimos años, el efecto de un reciente y no tradicional incremento sostenido en el consumo mundial de crudo y sus derivados, de economías emergentes, especialmente de India y China.

Los pronósticos de demanda anteriores emitidos por la Gerencia de Planeamiento se fundamentaban en las expectativas del EIA–DOE de mantener una proyección de referencia de los precios mundiales del crudo, similar a sus proyecciones de 25 años AEO2006 y AEO2007, AEO2008. En la que el organismo norteamericano visualizaba en el caso de referencia y los casos alternativos, un comportamiento del precio del crudo estabilizándose en el corto plazo para luego en el periodo medio declinar en términos reales y luego incrementarse hasta un precio nominal menor al precio real registrado en el último año del periodo de referencia.

Desde el año anterior, 2009, se utiliza una nueva concepción futura de los precios de los combustibles líquidos, por parte de la EIA-DOE, reflejando la nueva situación geopolítica global, consecuente con los efectos de la reciente crisis económica-financiera.⁵⁰

De acuerdo a la nueva concepción EIA-DOE, los precios actuales del crudo son una fuente considerable de incertidumbre en las proyecciones. En esta nueva concepción, el EIA olvida la ficticia estabilización del precio del crudo y en su defecto se inclina ahora por un elaborado pronóstico, con un incremento paulatino de los precios hasta el año 2015, como en el caso de referencia con una tasa anual de crecimiento de 4.05% anual y de allí luego un crecimiento en declinación hasta el 2035.

⁵⁰ International Energy Outlook 2009 IEO2009, mayo de 2009. Energy Information Administration

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA.

Figure 4. World crude oil prices, 1980-2035

Annual average price of low-sulfur crude oil (real 2009 dollars per barrel)

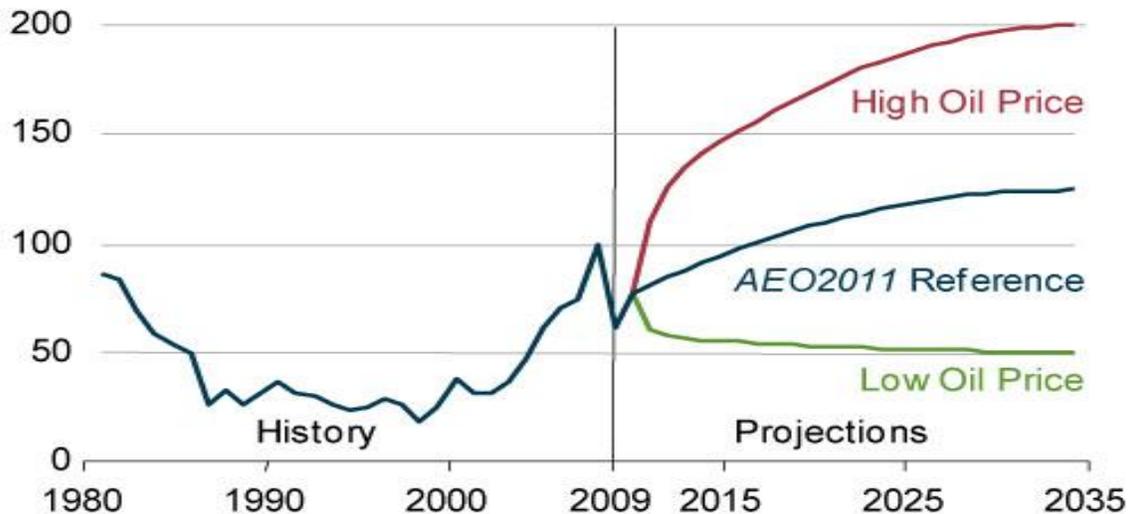


Figura 1.20

Las tres trayectorias del precio mundiales del crudo de petróleo, en el IEO2009 en términos constantes, resumen las perspectivas del EIA. Los tres casos 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.⁵¹

En el Caso de Referencia (conservador o moderado), el precio promedio del crudo utiliza como base 77.5\$/barril en el 2010, luego de obtener un pico máximo de 99.7\$/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 22% en términos constantes al 2015 y luego en incrementos equivalente a una tasa acumulada anual de 2.7%,1.7%, 0.9 y 0.3 hasta el año 2035. Alcanzando en ese año, un precio real de 125.0 dólares (en dólares del 2009) o cerca de los 200 dólares el barril de crudo en precios corrientes.⁵²

⁵¹ En el Anexo No. I - 5, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

⁵² 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

Escenario de precio, más bajo que el presentado en el año anterior, consecuente con la declinación de los precios del crudo internacional desde la segunda mitad del año 2008, una tendencia de precios reales en el año 2009 al 2010 que se ha mantenido en una franja de precios de 70 a 85 \$/Barril.

PRECIO DEL CRUDO INTERNACIONAL			
AÑOS 2010-2035			
TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL PROMEDIO			
PERIODO	High Price	Low Price	Reference
	Porcentual (%)		
2010-2015	13.51%	-6.64%	4.05%
2015-2020	2.98%	-0.80%	2.71%
2020-2025	1.90%	-0.60%	1.71%
2025-2030	1.08%	-0.38%	0.93%
2030-2035	0.40%	-0.12%	0.30%

Tabla 1.15

Por otro lado, el EIA-DOE considera que los miembros de OPEP mantendrán su participación de 40 a 44 % del mercado durante el periodo de referencia. Adicionalmente la proyección AEO2009 considera que el desarrollo tecnológico incrementara un significativo potencial de productores NO OPEP en diversas regiones como Brasil, Azerbaiyán, Kazakstán y Canadá con las arenas petrolíferas o Bitumen (oil sands).

Desde que los precios reales del crudo han superado el rango de los 30 a 60 dólares por barril, este nivel de precios es suficiente alto para hacer económicamente viables algunas fuentes alternativas de energía, como Etanol, Bio-fuel, CTL y GTL, entre otras, lo que incrementaría la oferta energética.

Recientemente, los precios reales de los crudos han alcanzado los rangos de precios estimados anteriormente por el EIA-DOE, pero basado en concepciones distintas a su elaboración. En la práctica, los precios alcanzados obedecen a una 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

basado en las premisas particulares del consumo mundial, producción, reservas probadas y el desarrollo de fuentes alternativas.

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 debe considerar la utilización de 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)

Para los estimados del EIA-DOE, el organismo norteamericano utiliza los pronósticos de la canasta de crudos ligeros bajos en sulfuro entregados a las refinerías en Estados Unidos (Imported Low Sulfur Light Crude Oil), el cual representa el grueso del crudo utilizado por las refinerías de ese país, ya que Norteamérica es un importador neto de hidrocarburos.

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 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, es 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.⁵³

Para la estimación del nuevo consumo a conectarse en la S/E Changuinola, en el año 2009, se utilizaron los datos suministrados por BOFCO, y en primera instancia los datos de la Empresa Petroterminales de Panamá, S.A. (PTP), Empresa 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

⁵³ 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.

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 EDCHI, 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.⁵⁴

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 2011, a efecto de una potencial expansión económica de la Provincia de Bocas del Toro, que impulse positivamente un sostenido desarrollo regional.⁵⁵ Adicionalmente, se estableció un escenario pesimista para efectos comparativos, el cual considera una contracción de 5% de la demanda de BOFCO, a partir del año 2012.

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 31.7, 38.3 y 28.44% 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 5 y 2 GWh al final del periodo de referencia, año 2024, o sea entre un 7% y -3%.

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.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ 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

Dentro del horizonte del presente pronóstico de energía eléctrica 2011-2025, se visualiza el desarrollo por parte del Estado, de magnas obras con consumos intensivos de energía eléctrica, 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.⁵⁶ 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,⁵⁷ deben ser 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.

A continuación, una descripción somera de 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.

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 pronósticos, 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 de carga dispersa actualmente a través de la ciudad.

SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

⁵⁶ 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, o que su implementación no tienen implicaciones significativas sobre la demanda y consumo de la energía eléctrica. Entre los primeros tenemos la construcción de un nuevo Centro de Convenciones, la Torre Financiera, el Desarrollo de la Cadena de Frio. Entre los segundos se tiene, una nueva fase de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá (San Felipe –Amador), construcción de la nueva viabilidad para el tránsito de la Ciudad de Panamá, 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. Panamá, Plan Estratégico de Gobierno 2010-2014, Diciembre del 2009.

⁵⁷ A la fecha, se ejecuta la Fase II del Plan Maestro de Expansión, construcción del Muelle Norte, para el segundo semestre del año en curso (2011), de acuerdo la al Plan original, mas existe la intención del Ejecutivo de realizar la otras fases pendientes, antes del año 2014, adelantando las obras pendientes y por lo tanto los requerimientos de energía.

Considerado un “Proyecto de Estado”, en el año 1959 se prepara el Plan Maestro de Saneamiento Para La Ciudad de Panamá (Greeley and Hansen, 1975); en 1977 se actualiza el plan maestro por Hazen and Sawyer-Tecnipan, que divide la ciudad en dos subsistemas. En el año 1998, con el financiamiento del BID, se preparo un Plan Maestro y Estudio de Factibilidad para el Saneamiento de la Ciudad y la Bahía por el consorcio Cesoc.

Posteriormente, se realizaron estudios adicionales que dieron como resultado en el año 2001, el concepto final del Plan Maestro Consolidado (PMC), del MINSA, que recomendó la construcción de nuevos alcantarillados sanitarios y la rehabilitación del sistema de recolección, nuevas colectoras, estaciones de bombeo y líneas de impulsión, además de plantas de tratamiento con nivel de depuración para cumplir con las normas de afluentes de aguas residuales establecidas. En el PMC (MINSA), se establecen las dimensiones y costos de las estaciones y de la Planta de Tratamiento, según el área de influencia.

Por lo cual, este proyecto integral, se perfecciona y pacta en la gestión gubernamental 1995-1999, se inicio en la siguiente administración y ha continuado hasta la actual administración, una ejecución de más de 13 años, como un proyecto de punta para la sociedad. El Saneamiento de la Bahía tiene como objetivo principal el mejoramiento de las condiciones sanitarias y ambientales del aérea metropolitana y la disminución de la contaminación de los ríos urbanos y las zonas costeras, lo que se traduce en una recuperación del ambiente ecológico y una mejora en el potencial turístico del área de la Bahía.⁵⁸

Luego de evaluadas las alternativas posibles, el consultor de diseño del Proyecto,⁵⁹ seleccionó como solución, la implementación en toda la Ciudad de un nuevo sistema de intercepción e impulsión de las “aguas servidas” complementada con las respectivas estaciones de bombeo a una Planta de Tratamiento Aguas Residuales (PTAR), para la disposición final.

El Proyecto está dividido en cuatro componentes principales:

1. Construcción de Redes Sanitarias
2. Construcción y Rehabilitación de colectoras y Líneas de impulsión
3. Sistema interceptor
4. Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)

El proyecto se construirá en dos etapas. La primera Etapa, corresponde al saneamiento de la ciudad, desde el Casco Viejo hasta el Corregimiento de Tocumén y tiene a su vez dos fases. La segunda etapa incorporaría el traslado y tratamiento de los aporte de las aguas residuales de nuevas estaciones de bombeo de Tocumén y de comunidades del área este. Aumentando la capacidad de tratamiento de la PTAR hasta un flujo de aguas servidas, en el año 2035 de hasta 6,196 m³.

⁵⁸ Informe “*Final Technical Assitance Report, Panama Bay Sanitation Project*”, de septiembre 2003 realizado por Hazen & Sawyer, del Estudio del Plan Maestro CESOC de mayo de 2001.

⁵⁹ Nippon Koei Co., Ltd., contratada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en marzo del 2005.

La primera fase de la primera etapa, el cual consiste en la construcción de 47 km. de Redes y Colectoras ya está en ejecución e inició en el año 2006. De acuerdo al último Informe ejecutivo de avance del Proyecto,⁶⁰ las obras en ejecución de esta fase debieron culminar totalmente, a principios del 2010.

La segunda fase de esta primera etapa consiste en la construcción de un sistema interceptor de aguas residuales, la planta de tratamiento (PTAR) y un servicio de consultoría para el gerenciamiento del Proyecto. El sistema de Túnel Interceptor de 8.2 km., ya licitado, una de las principales obras tiene orden de proceder desde el 29 octubre del 2010, con un tiempo de construcción de 42 meses.

La segunda fase del proyecto se complementa con la construcción de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, la cual funcionara en el área de Llano Bonito, Corregimiento de Juan Díaz, se inició en conjunto con las obras del túnel interceptor. El contrato lo gano el Consorcio Constructora Odebrecht, S.A., luego del concepto favorable del Consejo de Gabinete, emitido en la resolución de gabinete No.110, del 25 de agosto de 2009.

El contrato es por un monto de hasta 211.7 millones de dólares para la construcción de la PTAR y 33.9 millones de dólares más para la operación y mantenimiento por los siguientes 48 meses a la puesta en operación. De continuarse el cronograma sin retrasos importantes, la construcción de la PTAR deberá estar lista en 36 meses, luego de la orden de proceder, con lo cual las principales obras de esta primera etapa del Proyecto deberán estar listas y en operación entre los años 2013 y 2014.

Con respecto a los componentes electromecánicos del Proyecto diseñado para el sistema de conducción, los mismos consisten en siete grandes estaciones de bombeo que transportan los flujos de hasta 1,600 lps, equipadas con bombas sumergibles que alcanzan potencias de hasta 600 HP. Cada estación de bombeo estará alimentada a través de dos circuitos independientes provistos por EDEMET o Elektra Noreste, dependiendo de la ubicación de cada estación de bombeo. Las principales partes del sistema eléctrico de las estaciones comprenderán un transformador, dos generadores y un centro de control de motores (CCM).

Cinco de las subestaciones, se construirán en la primera etapa del Proyecto, son las estaciones de Paitilla, Boca La Caja, Río Abajo, Matías Hernández y Juan Díaz. Las dos estaciones de bombeo restantes Tocumén y Ciudad Radial entraran en operación en el año 2020. Estas estaciones de Bombeo tendrán en total un consumo de energía en el horizonte del pronóstico que va de 16 a 23.2 GWh, del año 2013 al 2025.

⁶⁰ Resumen Ejecutivo, septiembre del 2008

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

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							TOTAL
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	
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
TOTAL	76,818,000	54,942,000	31,822,000	35,106,000	28,528,000	2,425,000	12,124,000	230,470,000

Tabla 1.16

En lo tocante a la PTAR, el sistema electromecánico está compuesto de:

- Subestación eléctrica con 2 transformadores de 12.75 MVA 13.8/4.16 kV
- Subestación eléctrica con 4 transformadores de 3.75 MVA 4.16kv/480v
- 16 motores para sopladores de 700 HP, 4.16 kV. 36000rpm
- Dos generadores diesel de 3.5 MVA, 4.16kv, 400 A, 1800 rpm;
- Cuatro paneles de fuerza con barras 5000 A, 480v, 3 fases;
- 24 Paneles de distribución desde 100 a 800 A, 480 v, 3 fases,
- Paneles para iluminación y fuerza para equipos auxiliares 50 y 100 A, 480 v, 3 fases.
- Medidores eléctricos en 13.8 kV y 4.16 kV, 3 fases para voltaje, amperaje wattaje, potencia reactiva aparente, frecuencia, factor de potencia, demanda, armónicas, etc.

Por la magnitud de la demanda de la subestación eléctrica de casi 25 MVA, el estudio de NIPPON KOEY CO., LTD., recomienda que la empresa distribuidora de servicio eléctrico del área de concesión comercial, considere seriamente la posibilidad de construir una estación generadora de energía eléctrica cercano a la PTAR, para proveer directamente la energía al Proyecto o construir

una L/T desde la subestación eléctrica de Cerro Viento , en 115 KV, de tal forma que las pérdidas sean mínimas en los casi 8 a 10 Km.⁶¹

El diseño básico de la PTAR incluye dos generadores capaces de suministrar el 66% de la carga total requerida por el proceso. Esto representa una tercera fuente de energía ya que la PTAR se diseño con prioridad uno es decir que tiene fuente doble e independiente de energía. Si la falla es total en ambos circuitos las plantas diesel de emergencia pueden suplir en 4.16 kV a 480 a cada uno de los circuitos secundarios de los transformadores, pero solo un 1/3 de la carga total de cada circuito +/- 3.33 MVA por circuito, para un total de +/- 6.66 MVA para toda la instalación de tratamiento. Solo las cargas de los procesos de tratamiento indispensables serán conectadas a estos generadores. La carga total de PTAR en su etapa inicial se estima en 18 MW.

La capacidad máxima de carga de cada uno de los generadores diesel se diseñó para suplir la demanda de 28% de la potencia de total de 12.75 MVA de los transformadores de 13.8/4.16 kV. La capacidad combinada de estos dos generadores puede suplir el 56% de la potencia de la subestación conformada por dos transformadores para un total de 25.5 MVA. Estos generadores solo suplirán las cargas críticas de los procesos de tratamiento de la PTAR.

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES (En Gwh)													
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ENERGIA	40.7	41.4	42.2	43.1	43.9	44.8	45.7	46.6	54.7	55.4	56.2	57.0	57.8

Tabla 1.17

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 2011-2025, por la operación y mantenimiento, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.

⁶¹ Dependiendo de la ubicación final de PTAR

**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
TOTAL	254	629	883

Tabla 1.18

TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

La configuración urbana de la Ciudad de Panamá encuadrada por el océano Pacífico y el área de influencia del Canal de Panamá con los respectivos parques forestales han provocado que la ciudad crezca en forma alargada y triangular hacia el norte y este. La ciudad se ha extendido en las dos últimas décadas, más allá de Juan Díaz hacia Pedregal, Mañanitas, Tocumén por el este. Hacia el norte los límites de la ciudad continúan creciendo a lo largo de la Carretera Transístmica hasta un punto medio de la misma, el área de Chilibre. Como es normal en las ciudades latinoamericanas, en estos extremos de la ciudad se han afincado bolsones de la población trabajadora de menores ingresos, convirtiéndose los mismos en áreas dormitorio. Entre estos dos rayos, se encuentra el Distrito Especial de San Miguelito, el de mayor densidad poblacional

Este crecimiento alargado ha traído como consecuencia grandes problemas de movilización de la población más vulnerable que deben viajar de los centros dormitorio hacia los centros de trabajos y educativos en el extremo oeste de la ciudad, pegado a la entrada pacífica del CANAL. No existiendo al momento, alternativa posible en el mediano plazo (cuatro a cinco años), que no sea la implementación de un sistema de transporte masivo para la ciudad.

El proyecto propuesto consiste inicialmente en dos líneas paralelas desde las áreas Este y Norte convergiendo el área de Calidonia-Albrook, conectadas por medio varias estaciones intermedias de acceso a las cuales serían alimentadas por líneas del nuevo Sistema de Buses Metropolitanos,⁶² provenientes de las diversas comunidades de la ciudad.

El diseño conceptual del proyectado Metro Capitalino lo realizó el consorcio suizo mexicano panameño POYRY, CAL y Mayor Geoconsult, ganadora de la licitación para consultor y asesor integrador del sistema Metro de Panamá. Como un sistema de transporte masivo urbano de la ciudad, debe ser dinámico, la demanda o cantidad de usuarios crecerá a medida que se conectan las comunidades, primero las del centro urbano y luego las más alejadas. Esto, implica que se construiría por etapas, el sistema se expandiría o se le agregarían nuevas rutas para cubrir las aéreas de acuerdo con las exigencias de su demanda y de la disponibilidad de fondos. Proyecto para el cual el Gobierno Panameño pretende invertir más de mil millones de dólares, en la primera etapa, que comprende la construcción de la primera línea del Metro, que se origina en el área de Los Andes, pasando por la vía Transístmica, Vía España, Calidonia con destino final a la Terminal de transporte de Albrook.

A la fecha, el proyecto superó la etapa de conceptualización, la decisión política de su ejecución es un hecho, el mismo es parte fundamental del plan de gobierno de la presente administración

⁶² Modernización del transporte urbano actual, en cual se reemplaza el sistema de buses viejos de propiedad individual, por una única empresa con buses modernos con un nuevo sistema de pago. De acuerdo al plan de implementación, el nuevo sistema comienza a implementarse a inicios del año 2011 y debe estar completado a fines del 2012, a más tardar.

(2009-2013).⁶³ Para lo cual, el proceso de licitación y adjudicación de las obras de construcción se tramita por parte de la Secretaría del Metro, finalizó en el transcurso del segundo semestre del 2010. Luego del perfil geotécnico de la posible ruta inicial, y preparado el cronograma tentativo de desarrollo, donde se contrataron las empresas de consultoría y asesoramiento para implementar las licitaciones y la gestión de las posibles fuentes de financiamiento de la etapa inicial del proyecto.⁶⁴

En el acto de licitación pública, realizado el 27 de octubre del 2010, se adjudicó la primera línea del Metro de la Capital, al Consorcio Línea 1, formado por las constructoras FCC, de España y Odebrecht, de Brasil por una oferta de 1.446 millones de dólares. La orden de prelación del proyecto, fue inmediata por parte del Secretario del Metro, con lo que el consorcio de construcción tiene 38 meses de plazo, hasta el 31 de diciembre del 2013 para concluir las obras, que cuentan con el respaldo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), de la Confederación Andina de Fomento (CAF), Banco Europeo de Inversiones (BEI) y de las agencias de promoción de Francia y España Coface y Cesce.

La primera ruta del sistema de transporte masivo, conocida como la Línea 1 del Metro, de 14 km., está comprometida con el Ejecutivo a entrar en operación a más tardar a inicios del año 2014. Como, a la fecha de edición de este informe, no existe la información técnica de operación, se simulan los posibles requerimientos de energía eléctrica dentro del periodo de pronóstico por medio del “benchmarking” de proyectos similares en países vecinos.⁶⁵ Se considera una demanda máxima de 10 MW en su primer año de operación con un posible crecimiento total de 15 MW, de la primera ruta en un lapso de 5 años.

La previsión optimista de la Secretaría del Metro, es la de implementar en su totalidad la Línea 1, al construir los 2 km., de la segunda fase de la Línea 1, (Tramo San Isidro- Los Andes), en el año 2018. A continuación, la Secretaría pretende poner en operación, 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.

Estas extensiones del servicio del Metro, requieren de capacidad adicional de energía, que en el caso de la adición de la Línea 1, se estima en una demanda 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.

⁶³ El Consejo de Gabinete de la República de Panamá aprobó, el 2 de julio de 2009, por medio de un Decreto Ejecutivo la creación de la Secretaría del Metro en su primera reunión de la presente Administración 2009-2014.

⁶⁴ Se han firmado convenios con el Metro de Medellín para el asesoramiento en el diseño, planeación ejecución administración, operación de un metro en la ciudad de Panamá.

⁶⁵ En su defecto se puede utilizar el informe del monorriel desarrollado para Panamá por la empresa japonesa. El cual tiene características similares a la alternativa a seleccionar.

En consideración a la construcción de primera fase de la Línea 2, la demanda se incrementa inicialmente en 12 MW, al año 2020 creciendo a 15 MW,⁶⁶ 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. Por lo cual, en el horizonte del estudio del pronóstico, se estima una demanda máxima en el año 2025 de 33 MW.

DEMANDA POTENCIAL DEL METRO DEMANDA MAXIMA ESPERADA								
Año	Escenario Conservador				Escenario de Alta Demanda			
	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	TOTAL	Línea 1, F 1	Línea 1, F 2	Línea 2, F 1	TOTAL
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

Tabla 1.19

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 2025. En el cuadro siguiente se resume el estimado de consumo en energía por el propuesto transporte masivo METRO, en ambos escenarios.

⁶⁶ 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.

	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 	156,220.8	156.2
2024	156,220.8	156.2 	156,220.8	156.2
2025	156,220.8	156.2 	156,220.8	156.2

Tabla 1.20

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, 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.

EXPANSIÓN DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMÉN

El actual aeropuerto de Tocumén, inaugurado oficialmente en 1978, es el de mayor tráfico en la región, es un importante centro de conexión para vuelos que se dirigen hacia y desde el Caribe, Sudamérica, Norteamérica, Europa y todo Centroamérica. (Hub de las Américas) El aeropuerto tiene dos pistas de aterrizajes, la principal mide 3,050 metros de longitud, con lo cual se atendió más de 5 millones de pasajeros, el año pasado.

En vista que la capacidad aeroportuaria está llegando rápidamente a su nivel de saturación, en la atención de pasajeros, que promedió en el último quinquenio una tasa de crecimiento anual de 15%, como evidencia la tabla siguiente. Por lo cual, para la continuación óptima de sus operaciones el aeropuerto está pasando por un ambicioso plan maestro de remodelación y expansión, de 25 años, que le permitiría 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 1.21

El Plan Maestro de Desarrollo Aeroportuario 2006-2030, se conceptualizó en anteriores administraciones, por lo cual puede ser considerado un “proyecto estratégico de estado” el cual se programó su ejecución en:

Fase 1: Remodelación total de la Terminal de Pasajeros

Fase 2: Construcción del Muelle Norte

Fase 3: Construcción del Muelle Sur

Nueva Expansión de la Terminal

En 2008, concluyó la primera fase del Plan Maestro, en que se invirtieron 90 millones de dólares. El mismo comprendió cambios radicales en la fachada de la Terminal y de las aéreas de “counters” de la Terminal, así como la modernización de la infraestructura de servicios generales de la Terminal.

Al presente se encuentra en ejecución final la Fase 2, la construcción del Muelle Norte que ampliara la capacidad del aeropuerto a 51 operaciones de naves simultáneas un incremento de 38%, según la administración de la terminal aérea. Las obras principales de esta fase se iniciaron, luego de licitadas, adjudicadas y dada finalmente la orden de proceder, el 12 de octubre del 2009, Las obras en desarrollo por un monto de 70 millones de dólares, se pactaron con un periodo de construcción de 15 meses, mas postergaciones de los trabajos, prevén la entrada en operación de las nuevas facilidades dentro del último trimestre del año 2011.

Además de la construcción de la nueva área de la terminal, el contrato incluye remodelación de la fachada principal, un nuevo salón presidencial, un edificio para la administración del aeropuerto, accesos y plataformas de abordaje y ampliación de la red de distribución de combustible. Las nuevas puertas de acceso de la terminal, permitirán atender aviones mucho más grandes, de los que actualmente llegan al país, aeronaves conocidas como “wide body”, con ancho de cinco y seis metros, que transportan más pasajeros y carga

En total, a la fecha, el plan maestro considera un monto inversión sobre los 150 millones de dólares en total, incluyendo Fase 1 y 2.

En consideración a que el plan maestro en ejecución, estaba basado en una proyección de crecimiento del manejo pasajeros de 9% anual, el cual preveía un movimiento de más de 14 millones de pasajeros en el año 2020. Previsión que está siendo superada por los registros reales de los últimos años, que de mantener el actual ritmo acelerado, podrían resultar en el manejo de hasta 11 millones de pasajeros, para el año 2015, duplicando los requerimientos de servicios aeroportuarios. Cuando en el diseño del Plan Maestro del aeropuerto de Tocumén, se preveía alcanzar un tráfico de 11 y 14 millones de pasajeros hasta los años 2020 y 2030, respectivamente, si se cumplían las expectativas de desarrollo planteadas en ese documento.

Por eso y por las recientes perspectivas, mucho más positivas que se tienen para el país, implicaría la anticipación de las obras y 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.⁶⁷

Aunque el plan maestro, indicaba que para el año 2030 se realizarían las últimas fases, existen directrices recientes del Ejecutivo Nacional, para que se complete 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.

Paralelamente, la administración del aeropuerto, ha ordenado el diseño final de los planos del Muelle Sur, una nueva terminal con cerca de 20 nuevas puertas de embarque, el cual contara con todos los servicios necesarios para operar un aeropuerto, como migración y aduanas. La construcción de las 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 2014.⁶⁸

Para completar el plan maestro de adecuación del aeropuerto, se realizaría la Fase 4, que contempla la expansión de la pista principal de 3,000 a 4,000 metros de longitud, de manera de recibir aviones de mayor tamaño. Adicionalmente se modernizara y ampliara la terminal de carga, al igual que se facilitarían mas puertos embarques de pasajeros. En el plan maestro original, esta fase 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.⁶⁹ Esto infiere a su vez una potencia

⁶⁷ 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).

⁶⁸ Dependiendo del interés real manifiesto de anticipar la ejecución de las obras, que a la fecha es 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.

⁶⁹ Con respecto a un precio promedio pagado de Tarifa de Alta Tensión (ATD), de 0.14 \$/ kWh ,

máxima requerida del aeropuerto de 4 MW. La cual es una carga significativa sobre el servicio suministrado en la zona.

Al presente el Aeropuerto Internacional de Tocumén, está afectado por la fluctuación irregular del servicio eléctrico que le han causado fallas en los sistemas computacionales vitales de las instalaciones, originado por las repetitivas fallas de ENSA, 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.⁷⁰

En consideración, a que el gobierno actual ha manifestado su interés en invertir en su periodo administrativo (2009-2014), lo que el plan maestro de expansión del aeropuerto de Tocumén, haría en los próximos quince años, una inversión en el aeropuerto estimada en más de 600 millones, implicaría para el sistema eléctrico nacional un incremento significativo de potencia.

En la tabla siguiente se muestra los cambios en los requerimientos de potencia y energía, derivados de la anticipación de las obras del plan maestro de modernización del Aeropuerto de Tocumen.

⁷⁰ Supuestamente, esta conexión deberá de ser en 115 KV, en una barra adicional dentro de la Subestación Tocumen, de ENSA.

**DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
EXPANSION DEL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN
POR AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN DE FASE**

PLAN MAESTRO	AÑOS	VIGENTE		AÑOS	MODIFICADO	
		DEMANDA MW	CONSUMO MWh		DEMANDA MW	CONSUMO MWh
Fase 1	2008	4	3,650.0	2008	4	3,650.0
Fase 2	2011	6	5,475.0	2011	6	5,475.0
Fase 3	2014	8	7,300.0	2013	8	7,300.0
Fase 4	2020	12	10,950.0	2015	12	10,950.0

Tabla 1.22

El nuevo cronograma de inversiones se encuentra en etapa de estudio, el mismo puede resultar en la anticipación de las inversiones del aeropuerto, por consiguiente un incremento anticipado en los requerimientos eléctricos del aeropuerto. La energía incremental es el resultado de la resta entre los nuevos requerimientos anuales de energía menos los requerimientos requeridos pronosticados para el cumplimiento del plan maestro vigente. Dada la actual incertidumbre de cumplimiento de esta anticipación, se estima el consumo eléctrico incremental derivado, como elemento del Escenario Alto Pronósticos de energía eléctrica.

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	PRONOSTICOS			INCREMENTAL	
	CONSUMO CONSTANTE	PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFICADO	PLAN MAESTRO VIGENTE	PLAN MAESTRO MODIFICADO
2008	3,650.0	3,650.0	3,650.0	0.0	0.0
2009	3,796.0	3,796.0	3,796.0	0.0	0.0
2010	3,947.8	3,947.8	3,947.8	0.0	0.0
2011	4,105.8	5,475.0	5,475.0	1,369.2	1,369.2
2012	4,270.0	5,694.0	5,694.0	1,424.0	1,424.0
2013	4,440.8	5,921.8	7,300.0	1,481.0	2,859.2
2014	4,618.4	7,300.0	7,592.0	2,681.6	2,973.6
2015	4,803.2	7,592.0	10,950.0	2,788.8	6,146.8
2016	4,995.3	7,895.7	11,388.0	2,900.4	6,392.7
2017	5,195.1	8,211.5	11,843.5	3,016.4	6,648.4
2018	5,402.9	8,540.0	12,317.3	3,137.1	6,914.4
2019	5,619.0	8,881.6	12,810.0	3,262.6	7,190.9
2020	5,843.8	10,950.0	13,322.3	5,106.2	7,478.6
2021	6,077.5	11,388.0	13,855.2	5,310.5	7,777.7
2022	6,320.6	11,843.5	14,409.5	5,522.9	8,088.8
2023	6,573.4	12,317.3	14,985.8	5,743.8	8,412.4
2024	6,836.4	12,810.0	15,585.3	5,973.6	8,748.9
2025	7,109.8	13,322.3	16,208.7	6,212.5	9,098.8

Tabla 1.23

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 creará 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.

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 el segmento de consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.

Considerando que la demanda originada en la utilización de los servicios brindados por la infraestructura de los mega proyectos de transporte y de saneamiento de la ciudad son indispensables, donde la potencia y la energía consumida son directamente dependientes de las necesidades de una población de la zona metropolitana, en crecimiento. Sera necesario, incluir en este consumo sectorial, las posibles variantes con respecto a los escenarios en análisis.

AÑO	ESC. MODERADO (a)		ESC. OPTIMISTA (b)		ESC. PESIMISTA (c)	
	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)	GWh	TASAS (%)
2010	78.9		78.9		78.9	
2011	80.4	1.9	80.4	1.9	80.4	1.9
2012	81.7	1.5	81.7	1.5	81.7	1.5
2013	139.7	71.0	141.1	72.7	139.7	71.0
2014	190.5	36.4	190.8	35.3	190.5	36.4
2015	193.0	1.3	200.5	5.1	190.9	0.2
2016	200.4	3.8	215.7	7.5	198.2	3.8
2017	208.0	3.8	224.3	4.0	205.9	3.8
2018	216.4	4.0	290.2	29.4	214.2	4.0
2019	225.3	4.1	304.5	4.9	223.0	4.1
2020	298.2	32.4	321.3	5.5	296.0	32.7
2021	315.0	5.6	333.3	3.7	312.7	5.6
2022	321.9	2.2	340.2	2.1	319.5	2.2
2023	330.8	2.8	343.5	1.0	328.4	2.8
2024	339.2	2.5	346.9	1.0	336.8	2.6
2025	343.5	1.3	351.3	1.3	341.0	1.3
Tasa Anual	329.9%	10.30%	345.2%	10.47%	332.2%	10.25%

Tabla 1.24

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 CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO

Como un fenómeno adicional al análisis de los escenarios planteados se contemplo en el informe del PESIN 2009-2023, el impacto de un programa integral de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en la demanda eléctrica. En primera instancia, con la ejecución a nivel residencial de una campaña de sustitución de todos los focos de tipo incandescentes por bombillos de tipo eficiente, conocidas como lámparas fluorescentes compactas (LFC), con el fin de lograr significativos ahorros en el sistema.⁷¹

Teóricamente, se esperaba que la campaña de sustitución total de la actual iluminación residencial ineficiente por LFC's a todos los clientes residenciales del sistema, tuviera un impacto inmediato y significativo en la Demanda Nacional. En forma grafica, se mencionaba, la reducción de una central de generación adicional de aproximadamente 60 MW en la Demanda Nacional, específicamente en horas punta nocturna. O lo que era, reducir el consumo eléctrico residencial a partir del año 2010, en aproximadamente 255.5 GWh, aproximadamente una reducción de 12% del pronóstico del sector residencial.

Controversialmente, a los resultados teóricamente esperados de la Campaña de Sustitución de Bombillos ineficientes, los registros reales del año 2009 presentaron un crecimiento de la demanda del sector residencial de 9.4% con respecto al consumo registrado en el año 2008, con lo cual en vez de una reducción esperada en el consumo del sector residencial se obtuvo un incremento del consumo de este sector. Para el año 2010, la demanda residencial reflejo un incremento de 7.%, con respecto al año 2009.

Ya, que la evidencia correspondiente al sector residencial, no denotaba una reducción en el consumo, sino por el contrario, se registraron crecimientos del mismo, se decidió no incluir en adelante escenarios que contemplen acciones que conlleven a la reducción de consumo por ahorro o uso eficiente de la energía eléctrica, en el sistema.

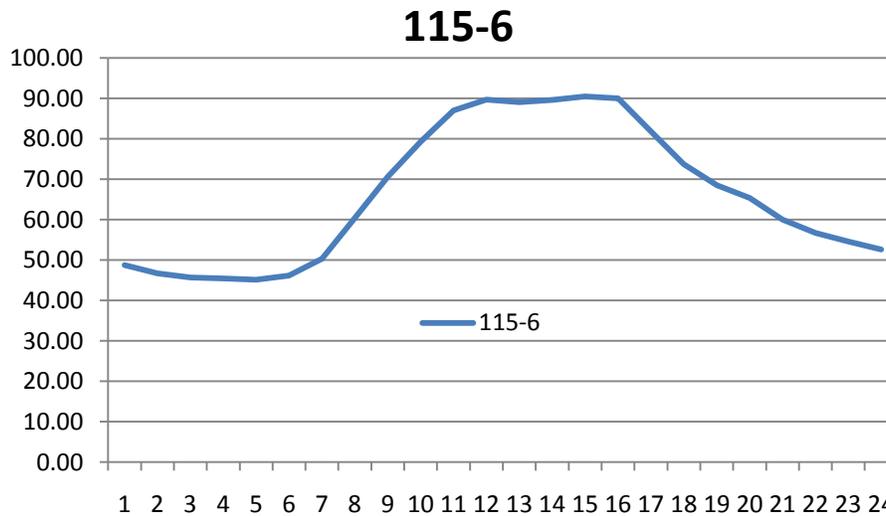
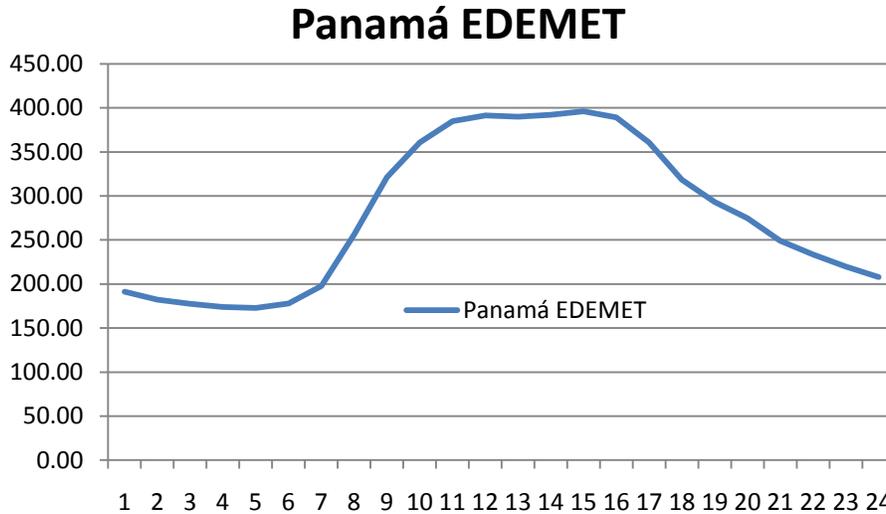
Escenarios con reducción de consumo por ahorro o campañas de uso eficiente de la energía serán reconsiderados, cuando se presenten estudios más formales que evidencien objetivamente ahorros en el consumo, atribuibles directamente a la ejecución de acciones con ese propósito.

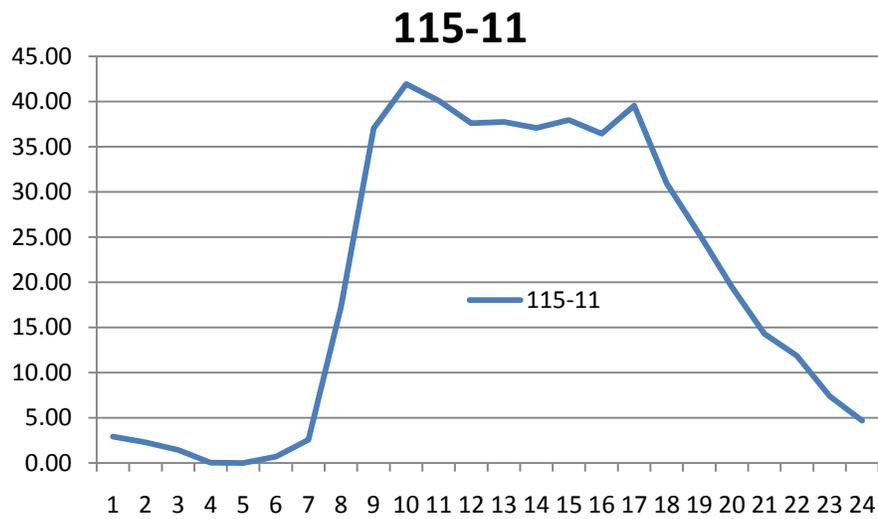
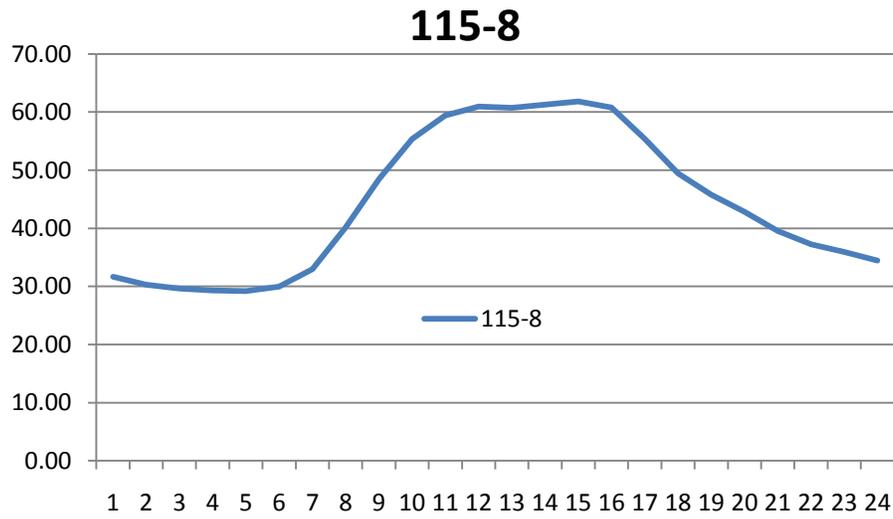
⁷¹ Los detalles de ejecución y resultados de la Campaña de de Sustitución de Bombillos Incandescentes por Lámparas Fluorescentes Compactas, están documentados prolijamente en los PESIN 2009-2023 y 2010-2024.

1.8 CURVAS TÍPICAS.

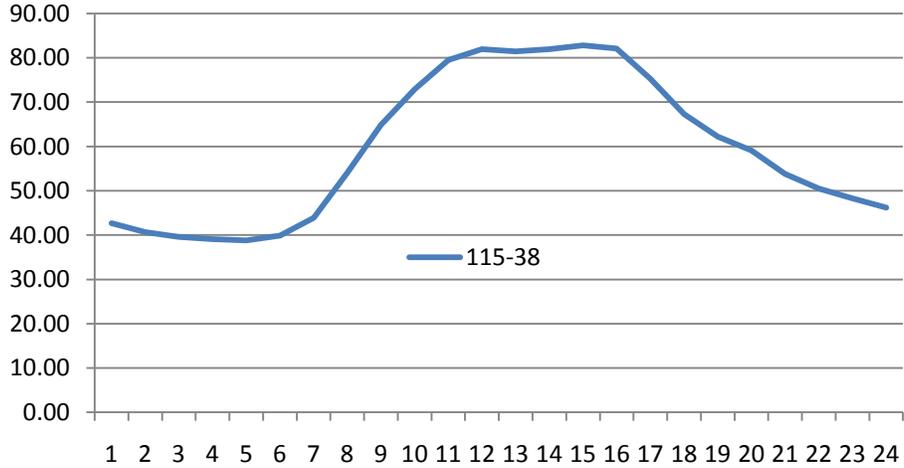
Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras

EDEMET

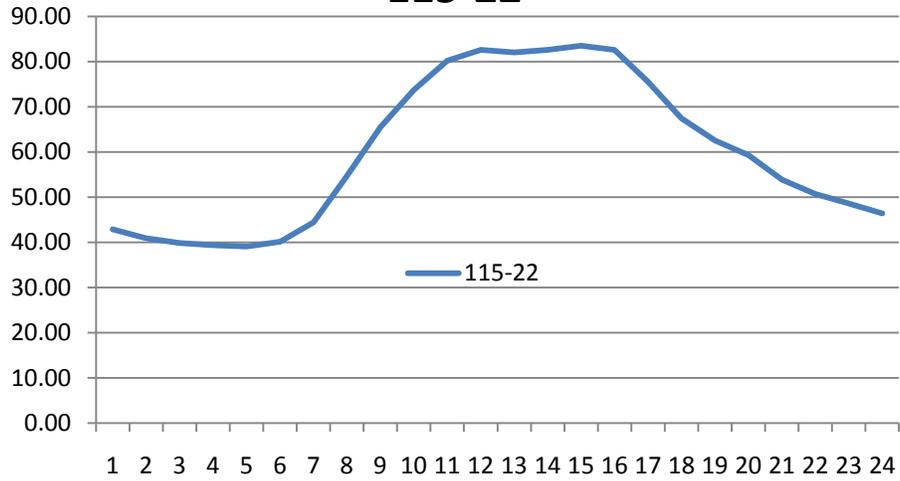




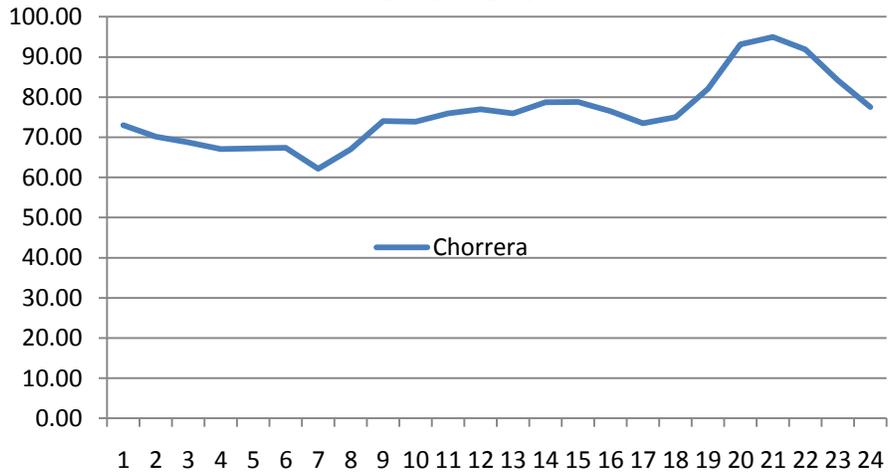
115-38



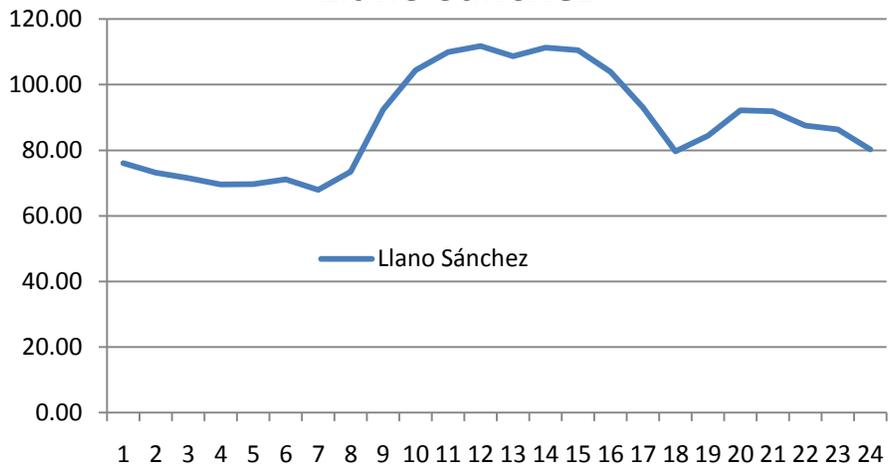
115-22



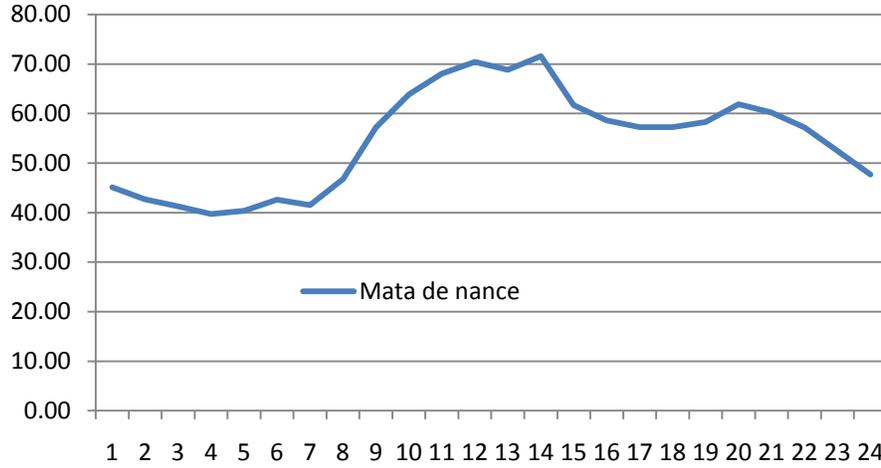
Chorrera



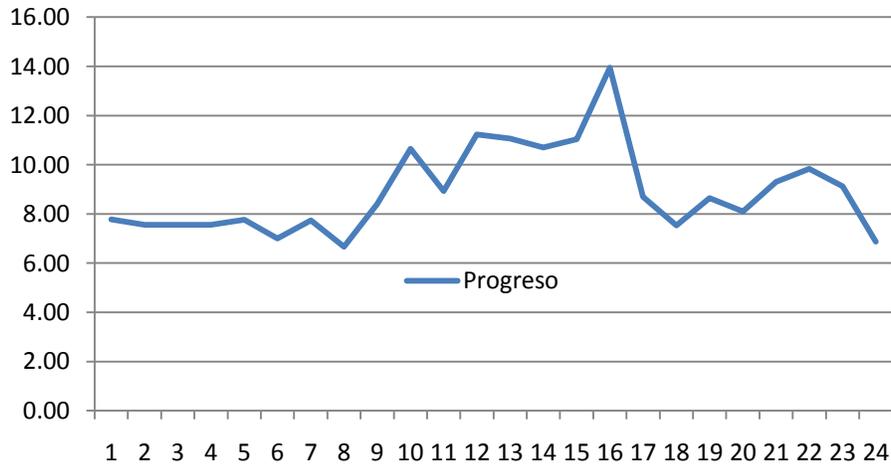
Llano Sánchez



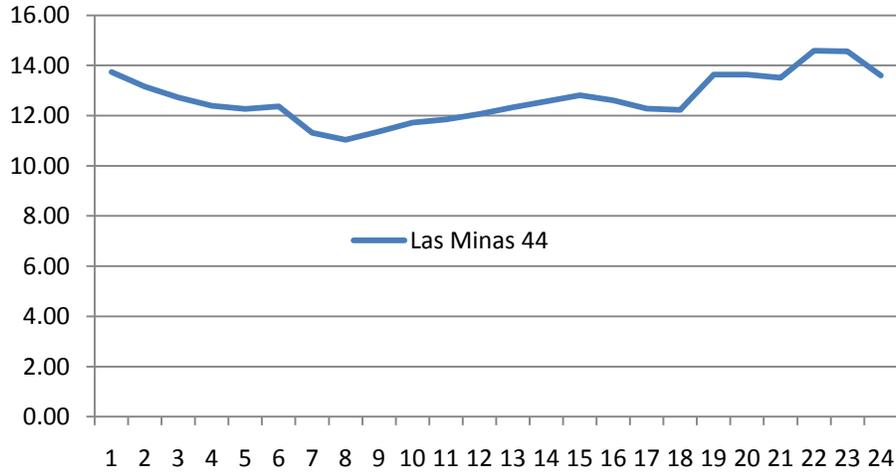
Mata de Nance



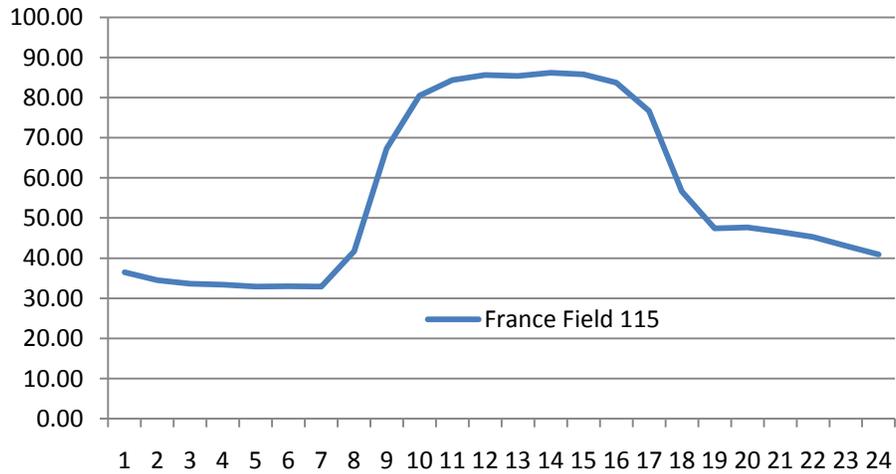
Progreso



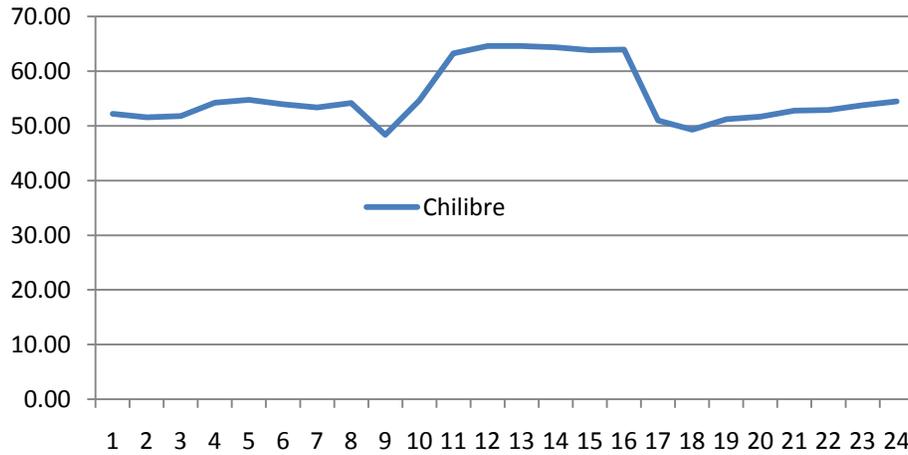
Las Minas 44



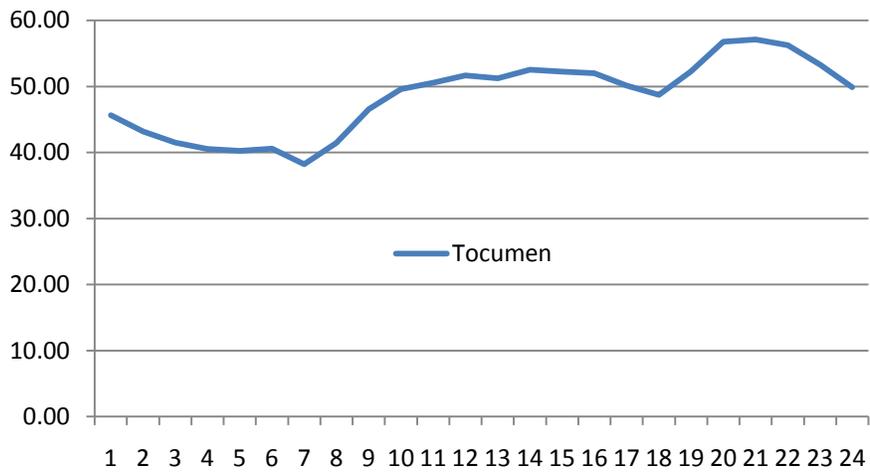
France Field 115



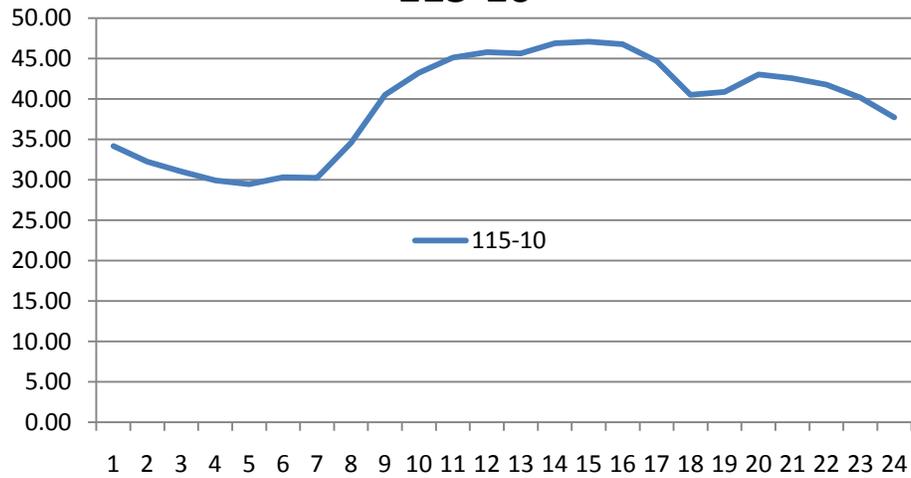
Chilibre



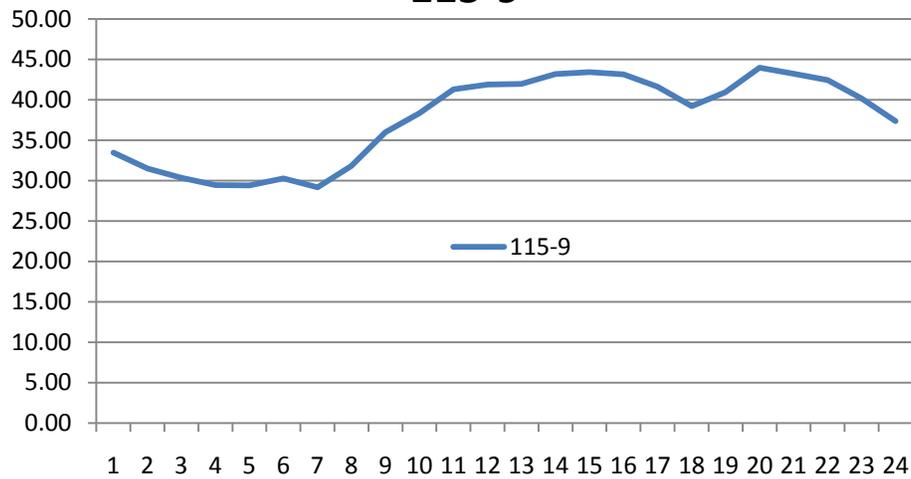
Tocumen



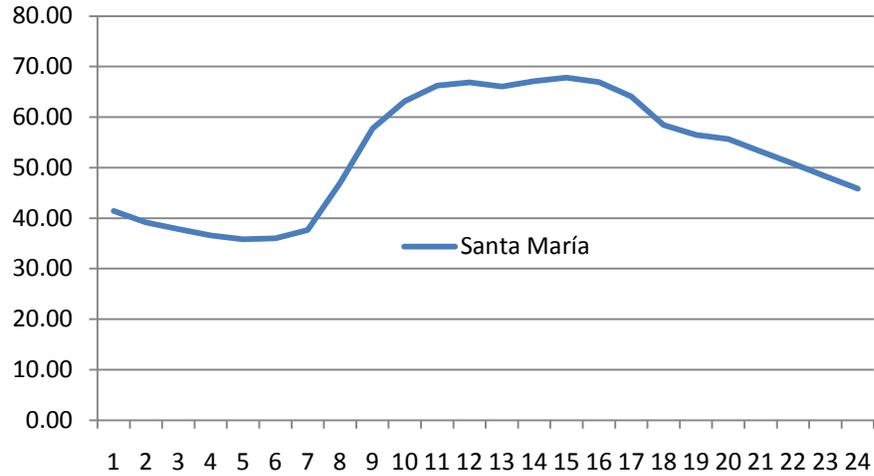
115-10



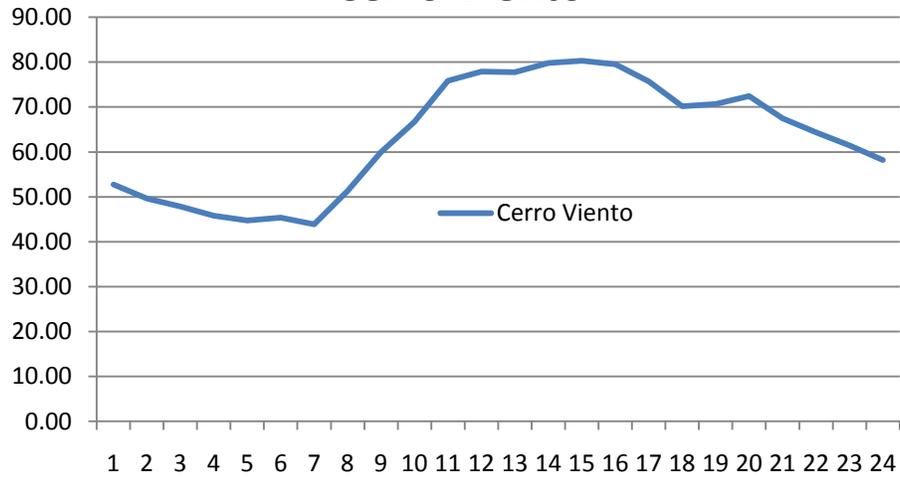
115-9



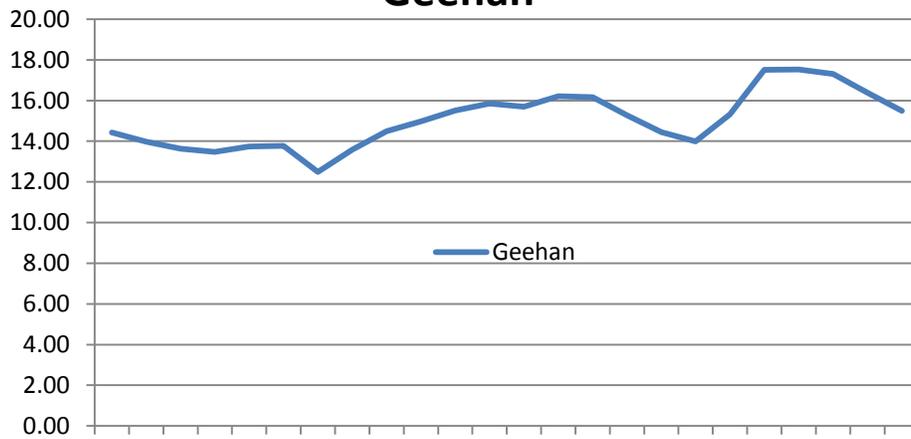
Santa María



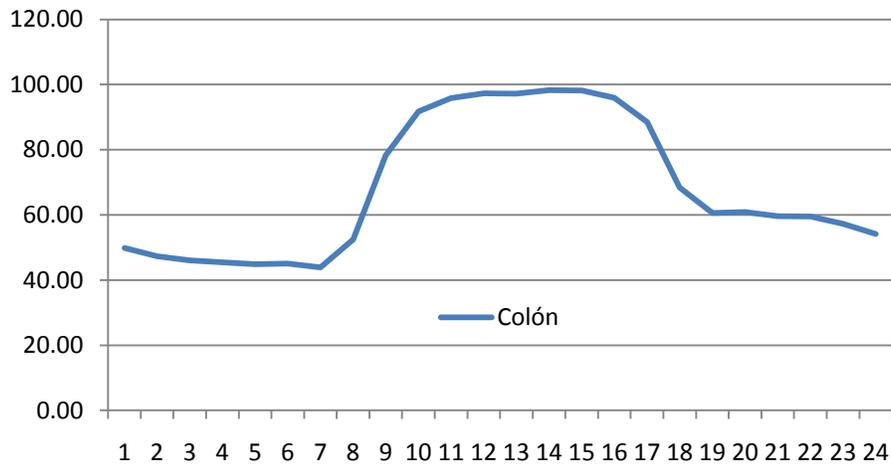
Cerro Viento

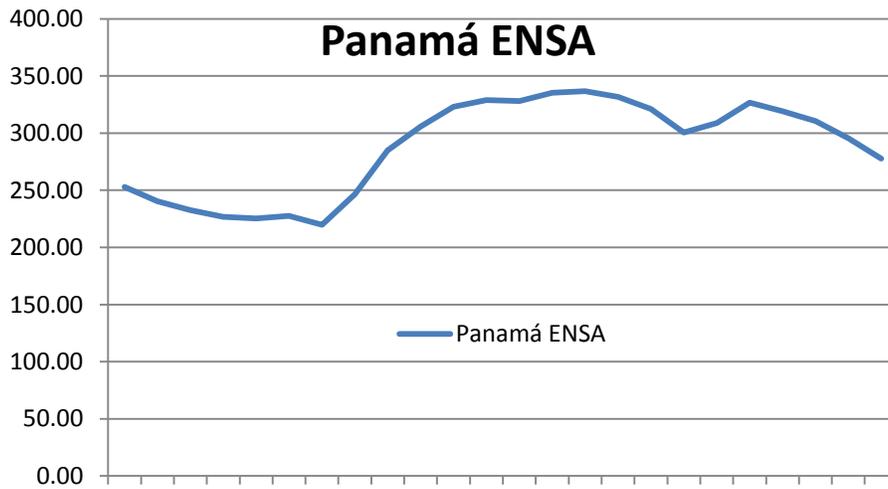


Geehan

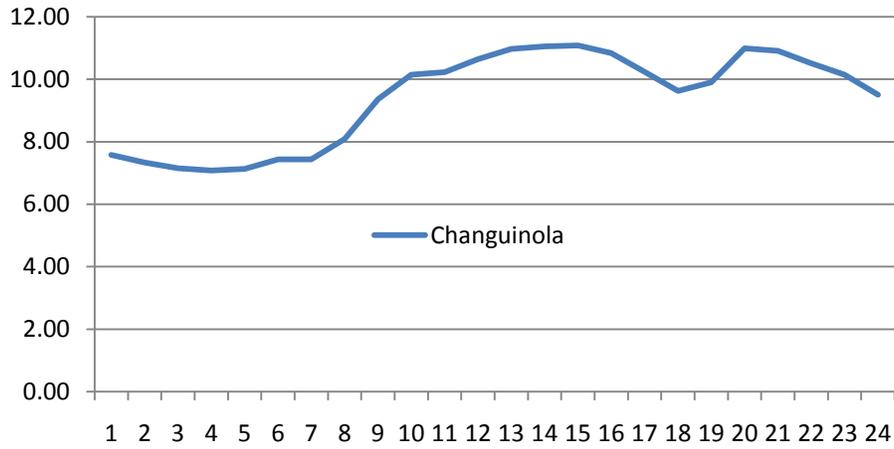


Colón





Changuinola



1.9 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

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al escenario mas probable de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 6	2.61%	3.75%	5.17%	5.06%
PIEMAN	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. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el escenario mas probable de INTRACORP.	-0.92%	0.96%	0.26%	4.21%
ELOQUE	Demanda consolidada Esc Moderado 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.	?	546.0%	82.70%	3.60%
FACTOR DE CARGA	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro. Sustitución de Bombillos(Disminución del Fc)	66.29 -	70.70 -	69.85 -	71.07 -
PERDIDAS	Reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97 -0.4%	14.54 -0.4%	14.33 0.6%	13.25 -0.7%
PRECIOS	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.95	1.01
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.62	1.46	1.46	1.23

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al mejor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 7	7.78%	6.58%	4.32%	5.36%
PIEMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el mejor escenario de INTRACORP.	2.72%	5.27%	2.14%	5.26%
ELOQUE	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.	?	546.0%	86.40%	3.20%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado Sustitución de Bombillos(Disminución del Fc)	66.29 -	70.70 -	69.85 -	71.07 -
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97 -4.40	14.30 -0.40	14.18 -0.40	13.54 -0.40
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.98	1.02
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial".	1.62	1.46	1.46	1.23

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al peor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 8	4.51%	5.57%	2.99%	3.79%
	0%	0.02	0.00	0.01	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el peor escenario de INTRACORP. Escenario No.8	2.27%	3.29%	1.58%	3.50%
	0%	0.02	0.03	0.02	0.04
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.	?	482.1%	79.80%	3.90%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	71.53	72.54
	Sustitución de Bombillos(Disminución del Fc)	-	-	-	-
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.50	14.59	15.10
		-0.40	0.40	1.00	0.30
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los crudos de referencia del EIA-DOE	1.07	0.83	0.94	0.99
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial". Identicas al escenario moderado por no considerarse ninguna	1.65	1.60	1.50	1.29

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,	2.6	2.7	18.5	2.7
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.29	2.39	2.37	2.39
	AUTOCONSUMO	0.12	0.11	0.11	0.11
	OTROS	0.16	0.16	16.00	0.16

Tabla 1.25

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
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
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	En este modelo se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.

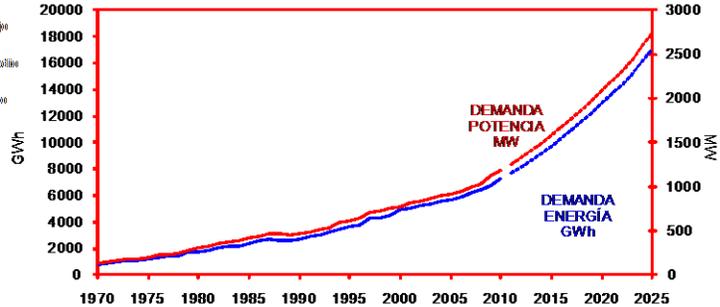
Tabla 1.26

1.9.1 ESCENARIO MEDIO O MODERADO

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO MEDIO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ

Periodo	INICIAL	FINAL	Δ%GWH	Δ%MW
Histórico	1970	1979	8.9	8.3
	1980	1989	4.6	4.3
	1990	1999	5.6	5.5
Pronóstico	1990	2010	5.0	4.8
	2010	2011	5.5	5.6
	2011	2015	6.1	6.0
	2011	2025	5.8	5.7



ANO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHFER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Auto consumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	115	8.9	8.9	8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	15.0	4.6	9.5	4.6	4.6	4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.8	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.3	5.6	5.6	5.5	
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0	5.0	4.8	
2010-2011	4.2	6.9	-0.3	5.4	8.8	134.1	19	3.9	7.0	5.5	5.5	5.6	
2011-2015	4.0	7.3	4.1	5.9	5.8	5.8	24.5	5.8	6.1	6.1	6.1	6.0	
2011-2025	3.6	7.2	5.7	5.8	5.9	5.9	10.9	5.9	5.0	5.8	5.8	5.7	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	10.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	14.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	10.9
1973	336.9	307.9	18.4	105.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1199.9	16.3	175.9	3.3
1974	343.1	340.8	12.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	148.0	0.7	183.3	7.2
1975	351.4	351.9	13.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	124.3	5.8	195.6	4.4
1976	393.4	364.2	19.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	148.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	12.9	166.5	22.9	5.2	93.8	14.7	160.2	145.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	13	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	16.18	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	18.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	19	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	18.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	21.8	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	23.8	337.2	36.8	12.7	32.8	16.5	342.8	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	22.8	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	15	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	25.2	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	26.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	30.55	380.1	41.2	13.3	91.0	16.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	24.6	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	25.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	17	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	27.6	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	32.11	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2895.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	36.2	367.8	45.5	11.1	26.8	21.6	700.2	3016.6	4.0	510.0	6.0
1993	749.8	839.6	40.9	392.8	44.7	11.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	42.9	416.2	44.5	11.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	46.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	46.7	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1117.1	47.15	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1142.0	48.7	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	10	726.4	2.8
1999	1041.9	1149.0	52.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1116.1	1559.2	50.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	116.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1113	1510.0	48.6	577.9	51.2	10.7	0.0	3.2	106.0	4999.9	0.7	785.3	5.1
2002	1210	1733.6	43.8	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	108.7	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	32.17	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	33.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2180.3	34.12	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	115.0	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	948.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	50.6	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1001.4	5.55
2008	1647.2	2471.1	50.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	924.2	6386.4	2.86	1032.3	3.08
2009	1801.9	2482.5	56.2	732.2	129.5	4.8	23.1	2.9	10.5	6753.7	5.76	1122.0	8.69
2010	1930.7	2597.8	65.0	722.2	135.9	4.7	78.9	7.6	1027.4	7307.4	8.19	1160.4	6.10
2011	2011.1	2884.2	65.0	811.1	147.5	11.0	80.4	7.9	1099.1	7705.5	5.45	1256.6	5.56
2012	2093.2	3088.0	66.0	859.7	155.5	11.6	81.7	8.3	1158.2	8116.2	5.33	1323.6	5.33
2013	2177.0	3311.7	67.4	909.6	164.1	12.2	139.7	8.8	1234.3	8631.3	6.35	1405.8	6.21
2014	2262.6	3556.0	70.7	963.7	173.8	13.0	180.5	9.3	1308.6	9184.6	6.41	1494.0	6.28
2015	2349.8	3823.2	74.9	1022.7	184.7	13.8	193.0	9.9	1391.5	9753.5	6.19	1584.6	6.06
2016	2438.9	4104.7	81.5	1083.7	196.0	14.6	200.4	10.5	1472.8	10339.9	6.01	1677.7	5.88
2017	2529.6	4405.2	87.3	1148.0	207.8	15.5	208.0	11.1	1555.5	10954.4	5.94	1775.1	5.81
2018	2622.0	4732.7	93.0	1218.0	220.6	16.5	216.4	11.8	1645.0	11617.8	6.06	1880.3	5.92
2019	2718.0	5082.1	99.2	1291.8	234.0	17.5	225.3	12.5	1735.3	12281.8	5.54	1992.0	5.41
2020	2811.8	5453.2	106.5	1369.4	248.2	18.5	238.2	13.3	1831.1	13018.2	6.17	2116	6.03
2021	2909.1	5833.8	112.7	1448.8	262.5	19.6	250.0	14.0	1920.0	13785.5	5.38	2211.8	5.25
2022	3008.0	6231.5	118.2	1526.5	277.2	20.7	261.9	14.8	1966.6	14450.6	5.34	2326.9	5.20
2023	3108.6	6652.2	124.6	1610.2	292.7	21.8	273.8	15.7	1957.7	15236.0	5.44	2450.3	5.30
2024	3210.7	7109.3	132.8	1701.6	309.7	23.1	286.2	16.6	2080.8	16119.3	5.80	2589.0	5.66
2025	3314.3	7597.5	140.75	1799.0	327.6	24.4	343.5	17.5	2185.3	17016.5	5.57	2729.7	5.43

C:\Etesa\Gerencia...Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...

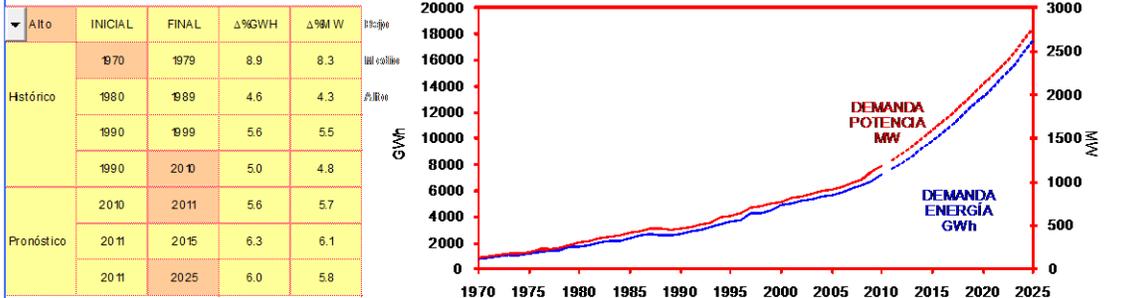
ETESA-PLAN 2011
24-feb-11

Tabla 1.27

1.9.2 ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO ALTO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHFER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Auto consumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	6.3	7.0	0.9	4.9	9.6	115	8.9	8.9	8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	6.0	4.6	9.5	4.6	4.6	4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6	5.6	5.5	
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0	5.0	4.8	
2010-2011	4.2	7.0	0.0	5.5	8.7	134.4	1.9	4.0	7.1	5.6	5.6	5.7	
2011-2015	4.0	7.5	5.0	6.1	6.0	6.0	25.7	6.0	6.6	6.3	6.3	6.1	
2011-2025	3.6	7.3	6.4	6.0	6.0	6.0	31.1	6.0	5.5	6.0	6.0	5.8	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	914	801.7		199.5	
1971	254.5	248.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	193.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	16.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	11.1	170.1	6.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	16.7	8.6	69.3	7.3	156.9	1189.9	16.3	175.3	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	18.0	3.5	11.0	16.4	110.0	1148.0	0.7	183.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	186.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	195.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	118.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	16.2
1980	457.0	479.2	114.4	281.2	31.0	9.6	16.0	19.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	118.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	356.7	2030.5	9.0	362.2	11.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	328.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.0	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	382.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	16.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	519.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	16.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	883.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	11.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	116.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1616.0	480.6	577.9	51.2	10.7	0.0	3.2	106.0	4999.9	0.7	816.3	5.1
2002	1251.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	0.3	110.8	5221.7	4.4	833.9	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	103.7	5342.6	2.3	861.8	3.4
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	97.8	5571.0	4.3	902.9	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	923.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	947.7	2.8
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	91.9	6208.8	5.93	1001.4	5.55
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	92.4	6386.4	2.86	1032.3	3.08
2009	1801.9	2482.5	562.1	732.2	128.5	4.8	0.0	2.9	10.7	6753.7	5.75	1122.0	8.69
2010	1930.7	2697.8	652.0	772.2	135.9	4.7	0.0	7.6	107.4	7301.4	8.19	1191.4	6.10
2011	2011.3	2887.4	652.1	816.0	147.7	11.0	80.4	7.9	110.2	7718.1	5.56	1257.9	5.67
2012	2093.7	3100.5	665.6	863.5	156.0	11.6	81.7	8.3	116.0	8142.9	5.57	1327.9	5.57
2013	2177.8	3331.6	687.3	916.6	165.0	12.3	141.1	8.8	124.3	8685.8	6.67	1413.0	6.41
2014	2263.7	3581.7	725.8	971.4	175.0	13.1	190.8	9.4	127.6	9258.6	6.59	1502.5	6.33
2015	2351.4	3855.0	792.3	1032.2	186.3	13.9	210.5	10.0	141.8	9860.4	6.50	1596.2	6.24
2016	2440.8	4146.3	856.4	1096.2	198.1	14.8	216.7	10.6	150.8	10488.7	6.37	1693.7	6.11
2017	2531.9	4454.0	918.9	1162.7	210.4	15.7	224.3	11.3	161.3	11190.4	6.12	1792.9	5.86
2018	2624.8	4789.8	988.1	1234.9	223.6	16.7	230.2	12.0	170.6	11879.7	6.13	1898.9	6.47
2019	2719.4	5146.3	1059.1	1311.1	237.5	17.7	304.5	12.7	174.7	12556.4	5.69	2026.2	5.43
2020	2816.6	5525.7	1130.0	1391.2	252.1	18.8	321.3	13.5	182.8	13284.1	5.80	2124.1	5.54
2021	2915.5	5916.3	1202.8	1471.3	266.9	19.9	333.3	14.3	187.0	14010.4	5.47	2234.8	5.21
2022	3013.1	6324.8	1277.1	1554.6	282.3	21.1	340.2	15.1	195.5	14784.6	5.53	2352.5	5.27
2023	3114.2	6760.0	1356.9	1642.6	298.7	22.3	343.5	16.0	206.2	15616.6	5.63	2478.7	5.37
2024	3217.0	7231.0	1449.8	1738.2	316.4	23.6	346.9	16.9	220.2	16542.5	5.93	2619.2	5.67
2025	3321.3	7737.0	1544.3	1840.9	335.1	25.0	351.3	17.9	232.4	17497.7	5.77	2763.7	5.51

C:\Etesa\Gerencia ...\Pronósticos de Demanda\Pronósticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...

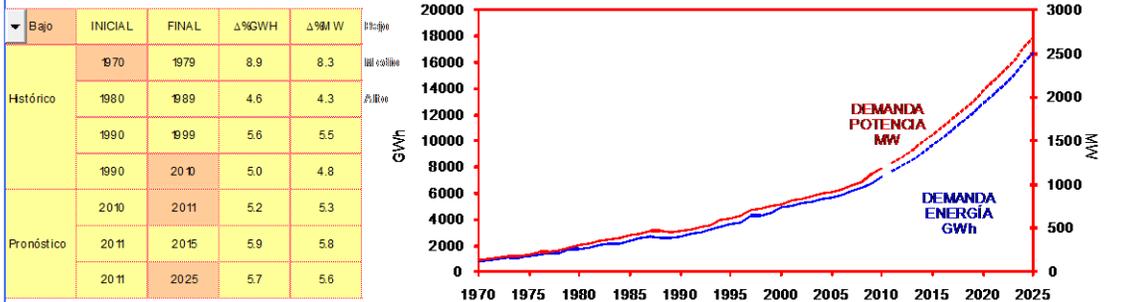
ETESA-PLAN 2011
24-feb-11

Tabla 1.28

1.9.3 ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ
ESCENARIO BAJO

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHFER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	115	8.9			8.3
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	6.0	4.6	9.5	4.6			4.3
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.0			5.5
1990-2010	5.7	7.5	4.4	4.0	5.8	-4.7	0.4	-5.2	2.0	5.0			4.8
2010-2011	4.1	6.6	-1.0	5.1	8.3	13.5	1.9	3.6	6.7	5.2			5.3
2011-2015	3.9	7.2	3.7	5.7	5.6	4.8	24.1	5.6	5.9	5.9			5.8
2011-2025	3.6	7.1	5.3	5.7	5.8	4.8	10.9	5.8	4.9	5.7			5.6
1970	208.9	222.5	99.2	69.5	44.0	6.7	83.5	7.0	914	801.7			139.5
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2		149.3
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	16.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	11.1		170.1
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	16.7	8.6	69.3	7.3	159.9	1199.9	16.3		175.7
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	11.0	16.3	114.8	1148.0	0.7		183.3
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8		196.6
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1		227.6
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5		235.7
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1489.1	13		252.1
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	28.0	16.0	243.0	1724.0	17.4		285.4
1980	457.0	479.2	164.4	281.2	31.0	9.6	16.0	19.9	284.2	1756.5	19.0		305.5
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1		319.9
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	356.7	2030.5	9.0		362.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0		376.0
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	15		385.8
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4		424.0
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3		445.9
1987	652.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	16.9	567.2	2749.3	7.1		474.8
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1		470.9
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7		446.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6		464.4
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5		488.5
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0		518.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.8	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2		541.2
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3		591.5
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.8	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5		619.2
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9		639.9
1997	937.4	1117.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1		706.6
1998	1004.6	1142.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0		726.4
1999	1041.9	1149.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2		754.5
2000	1181.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	116.4	4967.5	11.0		777.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	106.0	4999.9	0.7		816.3
2002	1261.0	1733.6	439.6	581.3	79.2	9.0	0.0	0.3	110.8	5221.7	4.4		833.9
2003	1341.2	1847.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	103.7	5342.6	2.3		861.8
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	97.8	5571.0	4.3		902.9
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	93.0	5711.0	2.5		923.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6		948.7
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	91.9	6208.8	5.93		1001.4
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.2	125.1	7.1	0.0	9.6	92.4	6386.4	2.86		1032.3
2009	1801.9	2482.5	562.1	732.2	128.5	4.8	23.1	2.9	101.7	6753.7	5.75		1122.0
2010	1930.7	2697.8	652.0	772.2	135.9	4.7	78.9	7.6	107.4	7307.1	8.19		1191.4
2011	2010.5	2874.8	645.3	812.2	147.1	11.0	80.4	7.9	109.6	7684.3	5.16		1253.2
2012	2092.1	3071.6	651.7	854.8	154.8	11.5	81.7	8.3	115.8	8079.3	5.14		1317.6
2013	2175.3	3289.6	665.0	902.9	163.2	12.0	139.7	8.7	122.5	8583.9	6.25		1398.1
2014	2260.3	3528.0	695.2	955.3	172.6	12.6	190.5	9.2	129.8	9133.6	6.29		1484.1
2015	2347.0	3790.8	747.2	1012.9	183.2	13.3	190.9	9.8	138.0	9675.7	6.05		1571.9
2016	2435.4	4065.5	794.2	1071.9	194.1	13.9	198.2	10.4	149.1	10242.7	5.86		1661.9
2017	2525.5	4361.4	845.1	1134.8	205.7	14.6	205.9	11.0	159.9	10843.9	5.87		1757.2
2018	2617.3	4683.9	901.6	1203.3	218.2	15.3	214.2	11.7	167.5	11493.0	5.99		1860.1
2019	2710.7	5028.3	959.0	1275.7	231.4	16.1	223.0	12.4	166.3	12122.9	5.48		1959.5
2020	2805.8	5394.2	1019.1	1351.7	245.3	16.9	236.0	13.1	172.6	12864.5	6.12		2078.8
2021	2902.4	5769.7	1074.0	1427.6	259.2	17.7	242.7	13.9	173.0	13550.1	5.33		2184.7
2022	3000.7	6161.9	1129.4	1505.6	273.7	18.5	249.5	14.6	184.9	14266.8	5.29		2297.3
2023	3100.5	6576.3	1187.0	1587.4	288.9	19.3	258.4	15.5	193.1	15035.0	5.39		2419.9
2024	3201.8	7026.7	1261.2	1676.8	305.5	20.2	266.8	16.4	205.2	15976.6	5.74		2553.4
2025	3304.7	7506.9	1332.8	1771.7	322.9	21.1	274.0	17.3	215.0	16772.5	5.50		2690.5

C:\Etesa\Gerencia ...Pronósticos de DemandaPonosticos de Demanda 2011-24 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2011
24-feb-11

Tabla 1.29

1.9.4 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 5.90, 6.03, y 6.29% a corto plazo (2011-2014), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto o Optimista respectivamente. Igualmente, para el largo plazo (2015-2025) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.66 y 5.90%. Estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país, 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 los programas de reducción de pérdidas eléctricas.

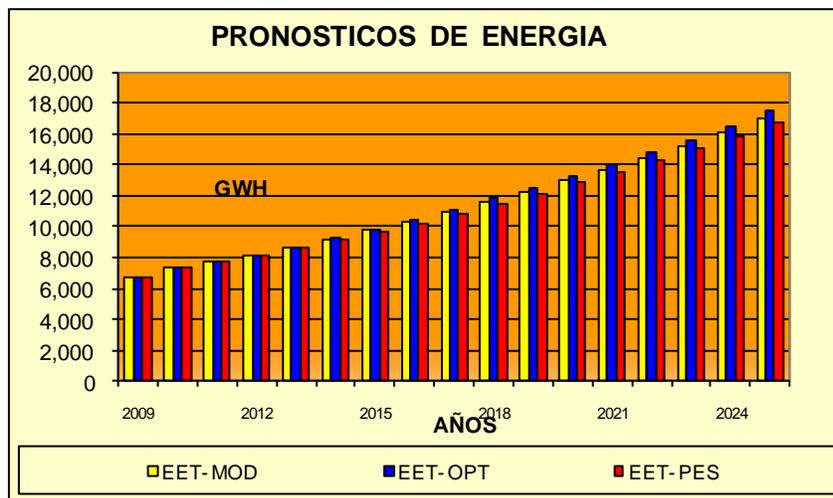


Figura 1.29

Para todo el período de análisis, 2011-2025 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán en 5.73, 5.82 y 6.03%. 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, a la ejecución de mega proyectos, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas en el pronóstico.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 5.80, 5.94 y 6.10% a corto plazo (2011-2014) y entre 5.52, 5.59 y 5.64% a largo plazo (2015-2025) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2011-2025), los resultados esperados, respectivamente son 5.61, 5.70

y 5.78%. En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

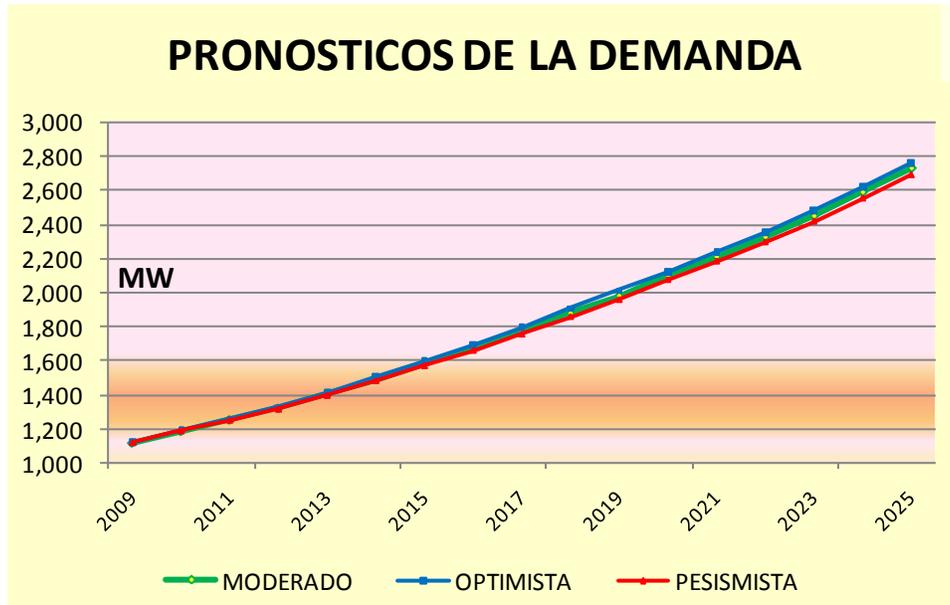


Figura 1.30

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de las premisas utilizadas, muy poca diferencias entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo de varios mega proyectos estatales de infraestructura que se han de realizar, 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 (2011-2014)	493.0	79.1	515.2	81.5	479.8	77.0
LARGO PLAZO (2015-2025)	726.3	114.5	763.7	116.7	709.7	111.9
ANALISIS (2011-2025)	665.1	105.2	698.9	107.6	649.2	102.7

Tabla 1.30

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 proyectos urbanísticos del sector construcción, los cuales podrían verse obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009), a ejemplo, 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 2010-2024. El inicio de construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, podrían incrementar las tasas de crecimiento, específicamente del escenario optimista.

Entre estos proyectos mencionados, pero no incluidos específicamente en las premisas de los escenarios por su incipiente estado de desarrollo tenemos: la mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; Proyectos mineros de envergadura; el Panama International Merchandise Mart (PIMM)⁷², la expansión portuaria (Mega Puerto de Farfán); Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Colon y área de Azuero; Centro Energético de las Américas,⁷³ entre otros.

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 2008, la participación de estos sectores en el consumo eléctrico fue 36.9, 26.4, 14.1, 10.6, 8.9 y 1.9%, en el mismo orden.

Mas o menos de acuerdo a los escenarios presentados, se espera que en el año 2025, esta estructura de consumo varíe a 44.7% en sector comercial, 19.5% sector residencial, 12.9% en pérdidas totales del sistema, 10.6% en el sector oficial, 8.3% 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 últimos 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 conlleva a un incremento de la data elaborada por el SNE. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2011-2025, hizo las correcciones necesarias, por la cual estas pedidas en 14.5 y 15% para los años listados.

Con lo cual, las tasas de crecimiento de pérdidas son levemente estabilizadas hasta el año 2025, 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

⁷² 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 Transístmica y el Lago Gatún.

⁷³Es 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.

energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado el sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).⁷⁴

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 40% al 46% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a menos de 20%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

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.⁷⁵

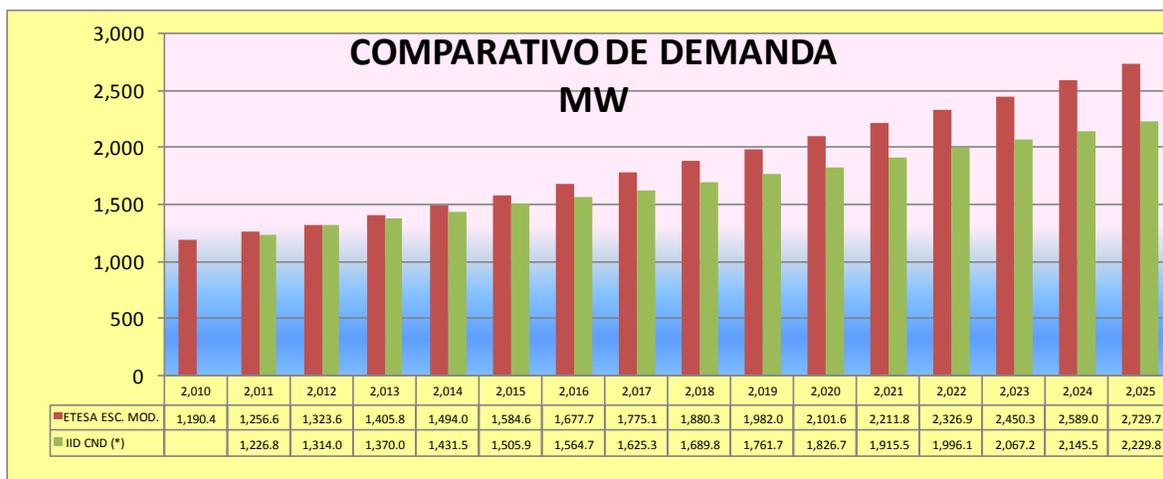


Figura 1.31

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

⁷⁴ Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.

⁷⁵ Adenda No. 1, Informe Indicativo de Demandas 2011-2031, de Diciembre 2010

ETESA, 20021-2025, 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.

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% está contemplado como un seguro, de manera que este pronóstico se valida, en especial los resultados en el periodo de corto plazo.

1.9.5 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 en los datos históricos registrados a diciembre del 2007. Los resultados obtenidos concuerdan con la información suministrada por las distribuidoras.

Se incluye la demanda de la subestación Las Guías, a construirse en el año 2009 en los límites de la provincia de Coclé.

El Cuadro No. 26 del archivo electrónico del Anexo I - 3, contiene los datos de esta desagregación.

DEMANDA MÁXIMA POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA 2011 - 2025 (MW)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TOTAL GENERACIÓN	1256.60	1323.60	1405.80	1494.00	1584.60	1677.70	1775.10	1880.30	1982.00	2101.60	2211.80	2326.90	2450.30	2589.00	2729.70
Pérdidas de Transmisión	31.50	53.50	75.50	75.30	80.41	85.14	71.30	74.95	79.37	108.90	114.24	120.42	126.87	133.82	141.59
% Pérdidas	2.51%	4.04%	5.37%	5.04%	5.07%	5.07%	4.02%	3.99%	4.00%	5.18%	5.17%	5.18%	5.18%	5.17%	5.19%
CARGA	1225.10	1270.10	1330.30	1418.70	1504.19	1592.56	1703.80	1805.35	1902.63	1992.70	2097.56	2206.48	2323.43	2455.18	2588.11
CEMEX	24.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26	25.26
Cemento Panamá S.A.	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04	8.04
BOFCO (Changuinola)	12.67	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
PTP (Cañazas)	13.43	13.90	14.39	14.87	15.43	16.03	16.69	17.28	17.92	18.62	19.33	20.01	20.75	21.50	22.32
MEGA DEPOT	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
RICAMAR	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
BPARK	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61	2.61
SUPER 99	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33	4.33
ENSA															
Cerro Viento	61.37	61.82	63.17	65.11	67.30	69.67	72.71	72.98	75.01	76.49	77.94	79.36	80.74	82.57	84.22
Chilibre	26.92	27.23	27.73	28.63	29.54	30.63	31.86	32.92	33.88	34.59	35.38	36.28	37.05	38.15	39.11
Santa María	64.99	65.90	67.48	69.80	72.40	75.20	78.62	81.35	83.85	85.73	87.54	89.66	91.86	94.60	97.42
Calzada Larga	2.46	1.53	1.64	1.87	2.12	2.28	2.56	1.61	1.86	1.99	2.13	2.39	2.53	2.82	2.98
Monte Oscuro	54.84	56.06	59.57	63.79	68.34	71.16	74.57	77.34	79.88	81.74	83.60	85.44	87.25	89.55	91.79
Tocumen	38.65	40.35	42.35	47.38	50.04	52.86	57.81	58.92	61.19	62.79	65.56	68.47	72.21	77.87	85.19
Bahía las Minas	12.51	12.82	13.62	14.16	15.50	16.59	17.52	18.08	18.58	19.06	19.54	20.01	20.60	21.18	21.76
Colón	25.31	26.48	27.93	29.80	32.04	34.44	37.12	39.37	41.57	43.45	45.53	47.66	50.05	52.22	54.39
Monte Esperanza	6.74	7.05	7.44	7.94	8.53	9.17	9.89	10.48	11.07	11.57	12.13	12.69	13.33	13.91	14.48
France Field	54.40	56.92	60.04	64.06	68.86	74.03	79.79	84.62	89.34	93.39	97.87	102.45	107.57	112.25	116.91
Geehan	10.27	10.34	11.81	12.43	13.00	13.72	14.67	15.40	16.09	16.55	16.30	16.62	16.93	17.57	13.32
Tinajitas	38.30	40.45	42.05	56.76	59.92	62.86	66.57	64.84	67.76	71.35	74.82	79.12	83.81	90.63	95.09
Llano Bonito	14.05	15.51	16.22	17.22	18.62	20.10	22.23	24.66	27.87	31.97	38.16	46.58	54.69	58.62	60.38
24 de Diciembre	16.06	17.20	18.12	19.36	20.80	22.55	24.64	26.78	29.01	31.51	34.46	36.52	38.83	41.40	48.77
Gonzalillo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.18	17.00	19.86	22.55	25.87	30.07	35.87	39.48
Total	426.86	439.66	459.17	498.31	527.03	555.27	590.56	624.53	653.96	682.04	713.51	749.14	787.53	829.21	865.31
EDECHI															
Mata de Nance	62.74	64.92	67.68	71.18	75.42	80.13	85.86	90.59	95.42	99.85	105.03	110.03	115.38	121.57	128.17
Progreso	13.29	13.75	14.34	15.08	15.98	16.98	18.19	19.19	20.22	21.15	22.25	23.31	24.44	25.76	27.15
Total	76.03	78.67	82.02	86.26	91.40	97.10	104.06	109.78	115.63	121.01	127.28	133.34	139.83	147.32	155.32
SERVICIO B (EDEMET)															
Miraflores	18.57	19.37	20.27	21.17	22.14	23.12	24.26	25.38	26.55	27.74	29.06	30.35	31.74	33.18	34.75
Balboa	15.47	16.14	16.89	17.64	18.45	19.26	20.21	21.15	22.12	23.12	24.21	25.29	26.45	27.65	28.95
Summit	1.72	1.80	1.88	1.96	2.05	2.14	2.25	2.35	2.46	2.57	2.69	2.81	2.94	3.08	3.22
Gamboa	1.01	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.31	1.38	1.44	1.50	1.58	1.65	1.72	1.80	1.88
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	0.86	0.89	0.93	0.98	1.02	1.06	1.12	1.17	1.22	1.28	1.34	1.40	1.46	1.53	1.60
Howard	0.35	0.36	0.38	0.39	0.41	0.43	0.45	0.47	0.49	0.52	0.54	0.56	0.59	0.62	0.65
Industrial	3.63	3.79	3.96	4.14	4.33	4.52	4.74	4.96	5.19	5.42	5.68	5.93	6.20	6.48	6.79
Total	41.59	43.40	45.42	47.43	49.60	51.79	54.34	56.86	59.47	62.15	65.10	67.99	71.10	74.33	77.85

1.10 CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2011-2014), de acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento crecientes, por el orden de 5.9 a 6.3% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer de 5.9 a 6.2%, 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 decisión tomada por la población panameña, al aprobar 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 y de la implementación de un sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro), 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. En la cual el segmento Bloque pasa de aproximadamente 80 GWh en el año 2011 a 314, 319 y 311 GWh en el año 2025, respectivamente en los escenarios Moderado, Optimista y Pesimista.

En la presente edición del Pronóstico de Demanda 2011-2025 no se incluyó los estimados de ahorros de energía, resultantes de la campaña de sustitución de focos incandescentes por iluminación eficiente de menor consumo, ya que la evidencia correspondiente al sector residencial en el año 2009, no denota una reducción en el consumo sino por el contrario se tiene un crecimiento de 9.4% y un estimado de 7.1% con respecto a los registros respectivos del año anterior. Los escenarios con reducción de consumo por campañas de ahorro, serán reconsiderados cuando se presente un estudio más formal que evidencie los ahorros en consumo, atribuibles directamente a la sustitución de los bombillos.

Entre las mayores incertidumbres que se evidencian en el presente pronóstico, se refieren a la precisión del comportamiento de la economía nacional en el periodo de corto plazo (2011-2014). Específicamente del total de la economía nacional, de los agregados sectoriales y de las diversas actividades económicas. En consideración del excelente comportamiento promedio del crecimiento alcanzado en el periodo 2004-2008, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 8.7%, versus el crecimiento para el año 2009, de 3%. La última estimación del comportamiento esperado de la economía nacional, para el año 2010 ronda el 7%.

Con lo que se puede afirmar que esta significativa desaceleración de la economía nacional, en el año 2009, relativamente positiva dentro de un entorno mundial de recesión, introdujo grandes incertidumbres en el desempeño de todas las actividades domésticas, en el corto y mediano plazo.

Pero, luego del comportamiento de la economía en el año 2010, hace suponer que los inciertos efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana en la economía nacional, la cual fue traspasada globalmente al área financiera mundial, fueron superadas por Panamá. Al igual que sus efectos retardados en los mercados mundiales de las materias primas, que conllevaron a una disminución del comercio mundial, lo que se tradujo en la disminución temporal de la utilización de la vía acuática del Canal; con sus efectos colaterales en las actividades conexas, principal motor 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 a promotores y a las hipotecas individuales, por los bancos nacionales y del exterior, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas, que marcaron el paso en los años recientes, Construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo 2005-2008.

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 área de Chiriquí; 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. Algunos se encuentran posiblemente en niveles incipientes de ejecución en el corto y mediano plazo.

Finalmente, habrá que esperar a ver si la ruta 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 tocó 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 verifica, los ingresos esperados por el canal disminuirían afectando el repago de las obras y sus costos financieros, lo cual derivaría en situaciones difíciles para el país.

El pronóstico de energía esperado para el año 2010, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía de 3.75%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2010, duplican esta cifra, El MEF, así como bancos y entidades internacionales hablan de un crecimiento final de 7%. Con respecto a los pronósticos de energía en el corto plazo, años 2011-2014, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual de 6.2, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo va de 4.9 a 7.6%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2015-2025), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 4.2 a 6.1%, 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:

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 crecientes.

La nueva concepción de precios internacionales del crudo de petróleo por parte de la OPEP, 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** ha 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. Este comportamiento del **FC** en los dos últimos años está 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.

1.11 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 1629.7 Km. en líneas de doble circuito y 321.78 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 157.2 Km. y para líneas de circuito sencillo de 149.7 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)⁷⁶, 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.

⁷⁶ Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

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.

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 trece (14) subestaciones, diez (10) de ellas transformadoras y cinco (4) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras				S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/34.5KV	115/4.16KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Caldera	Charco Azul	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez	Boquerón 3		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

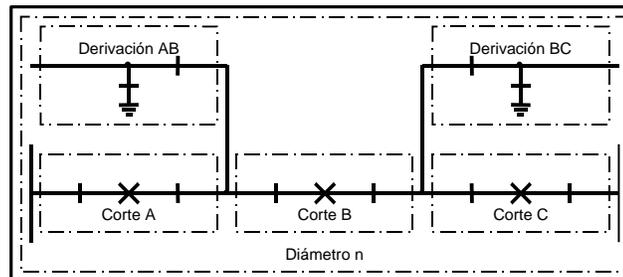
seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación.

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:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

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

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

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

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

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)⁷⁷, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas (SIR < 0.5) se utilizan las protecciones de

⁷⁷ 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

distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

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

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

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

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

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

En el Anexo 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

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).

Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico

Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver Tabla N° 1).

Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N° 2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó

115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

Paso 3: Cálculo de Otros Costos

Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

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	48.90
	Línea 750 ACAR 230 KV	43.04
	Línea 1200 ACAR 230 KV	57.38
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	65.20
	Línea 636 ACSR 230 KV	72.68
	Línea 750 ACAR 230 KV	57.38
	Línea 1200 ACAR 230 KV	76.51
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	95.63	
2	Costo de Aisladores y Herrajes	
	115 KV	5.16
	230 KV	4.97
	230 KV 2 cond. por fase	9.94
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	22.95
	Conductor 750 ACAR	25.73
	Conductor 1200 ACAR	31.19
	230 KV 2 cond. por fase	51.45
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	10.40
	7No.8	1.67
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	3.41
	230.00	4.07
	230 KV 2 cond. por fase	4.89

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	28%	35%	36%	35%
Obras Civiles	11%	21%	14%	21%

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 2011
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	166.65
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	213.26
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	244.56
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	297.11
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	180.56
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	276.40
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	221.66
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	344.98
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	500.42
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	374.51
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	231.32
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	310.71
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 necesitaríamos 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.

- c. Otras Actividades del proyecto
- d. 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)

Tabla No. 5: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	61,000
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	Autotrasformador 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	-	78,580
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000
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	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	-	2,700,000
25	Autotrasformador 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 incorporado	-	74,065
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624
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 transformadoras⁷⁸. 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 0002⁷⁹ 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	8.50
Servicios auxiliares	17.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	64.00
Equipo de Comunicaciones	16.00
Cables, conductores, ductos, etc.	14.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

2.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003⁸⁰ se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

³ Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

⁷⁹ 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.

⁸⁰ Costos referentes a montajes y obras civiles

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

Detalle	%
Montaje	7.25
Obras Civiles Generales	24.0

Nota: sobre el total del suministro.

2.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004⁸¹ 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.

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

⁸¹ Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

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 2011
Adición 1 int. 115 KV	1,074,319
Adición 2 int. 115 KV	1,843,378
Adición 3 int. 115 KV	2,907,310
Adición 1 int. 230 KV	1,579,837
Adición 2 int. 230 KV	2,743,062
Adición 3 int. 230 KV	4,322,899

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 2011 – 2014 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 son prácticamente iguales en este periodo, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios. Se considera en estos análisis los proyectos que deben entrar en operación en el corto plazo. De igual forma se consideran las bases de datos actualizadas de los sistemas eléctricos de los países del Mercado Eléctrico Regional (MER).

3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema actual, considerando la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2011	C. H. Lorena	33.8
2011	C. H. Changuinola 1	222.46
2011	C. H. Prudencia	56.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Baitún	88.7
2011	C. Eólica 1	80.0
	TOTAL	500.96

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Subestación Concepción 230/34.5 KV
- Adición del T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.
- Repotenciación de la línea Panamá – Panamá II.

3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima mostrados en el Anexo I-8. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Mata de Nance – Concepción, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Cemento Panamá (115 KV), Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Caldera (115 KV), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema se presentan en el Anexo I-8, en el que 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 del Sistema Principal de Transmisión.

3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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-8 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-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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 2012

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2012, se considera el sistema del año anterior, el 2011, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Cochea	12.5
2012	C. H. San Bartolo	15.25
2012	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2012	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2012	C. H. Mendre 2	8.0
	TOTAL	55.75

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Banco de Capacitores de 120 MVAR en Panamá II y 90 MVAR en Llano Sánchez
- Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II.
- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Adición del transformador T4 230/115 KV S/E Panamá.
- Subestación Las Guías.

3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en

las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II y Mata de Nance – Caldera en 115, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, 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 del Sistema Principal de Transmisión.

3.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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-8 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-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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 2013

3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2013, se considera el sistema del año anterior, el 2012, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2013	C. H. Bonyic	31.3
2013	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. Pando	32.6
2013	C. H. El Alto	68.0
2013	C. H. Caldera	4.0
2013	C. H. Las Cruces	9.2
2013	C. H. Los Estrechos	10.0
2013	C. H. La Laguna	9.3
2013	C. H. RP-490	9.95
2013	C. H. Bajo Frio	56.0
2013	C. H. Tizingal	4.64
2013	C. H. Barro Blanco	28.84
	Total	315.4

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.
- S/E San Bartolo.

3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

3.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2013, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Mata de Nance – Concepción, Llano Sánchez – Panamá II, Mata de Nance – Caldera (115 KV) y San Bartolo - Llano Sánchez, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, 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 del Sistema Principal de Transmisión.

3.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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-8 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-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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 2014

3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2014, se considera el sistema del año anterior, el 2013, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2014	C.H. San Lorenzo	8.12
2014	C.H. Potrerillo	4.17
	TOTAL	12.29

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Incorporación de un Sistema de Compensación Reactiva, SVC⁸² por sus siglas en inglés, de capacidad de 300 MVAR conectado en 230 KV de la Subestación Llano Sánchez. Se adicionan al dispositivo los 90 MVAR que ya se tienen instalados en la Subestación.

3.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

3.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo I-8. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

⁸² Static VAR Compensation, SVC.

3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2014, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Concepción, Caisán – Veladero, Antón – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Veladero – Llano Sánchez y Panamá – Cáceres (115 KV), puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo I-8, 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 del Sistema Principal de Transmisión.

3.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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-8 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-9 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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-8 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-8, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.