

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.



Resumen Ejecutivo (PESIN 2010-2024)

GERENCIA DE PLANEAMIENTO

22 DE NOVIEMBRE DE 2010

PANAMÁ

Resumen Ejecutivo (PESIN 2010-2024)

OBJETIVO GENERAL

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capítulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo. En este documento se presenta un Resumen Ejecutivo de dicho Plan, abarcando los Estudios Básicos, el Plan Indicativo de Generación y el Plan de Transmisión que lo conforman.

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:

- Pronóstico de Demanda
- Escenarios de Suministros y Criterios de Planificación
- Estándares tecnológicos y Costos de Componentes de la 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

PRONOSTICOS DE DEMANDA

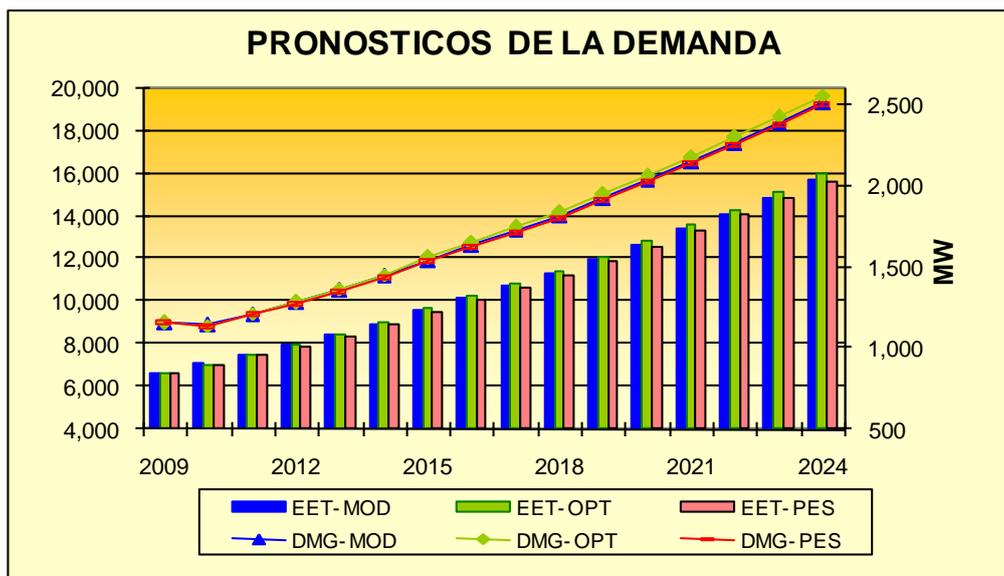
El pronóstico de demanda de energía eléctrica, elemento primario para las actualizaciones anuales de los planes de Expansión de la Transmisión (PESIN), se fundamenta en el comportamiento de los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan los consumos sectoriales y de las premisas de los escenarios de proyección, en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT).

La base metodológica del Pronóstico, es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo entrega la serie de consumo total de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su

correspondiente serie de demanda máxima total (DMG), asociada a dicha energía, para los quince años de proyección (2010-2024).

De acuerdo a lo estipulado en el RT, este pronóstico se desagrega en 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 estadística histórica del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con la información estadística histórica, se asumieron comportamientos de áreas similares atendidas.

Las proyecciones de demanda, para el periodo 2010-2024, indican que el consumo de la energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podrían presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.9 a 6.1% promedio anual, para todo el periodo de análisis, 2010-2024, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.3 a 5.5%, para ese mismo periodo, de presentarse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.



Para el corto plazo (2010-2013), los cálculos reflejan tasas de crecimiento más altos, entre 6.0 y 6.4%, según la ocurrencia de los escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2014-2024), las tasas de crecimiento esperadas son levemente más bajas, 5.8 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.



PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGETICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2010-2013)	6.19%	4.17%	6.35%	4.33%	6.01%	4.00%
LARGO PLAZO (2014-2024)	5.79%	5.78%	5.89%	5.88%	5.79%	5.79%
ANALISIS (2010-2024)	5.93%	5.35%	6.05%	5.46%	5.90%	5.31%

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positivas de Panamá, en especial el resultado de los últimos tres años con crecimiento muy superiores a los promedios regionales. Estas perspectivas favorables están basadas en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo internacional y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

Para el largo plazo (2014-2024), se estima un crecimiento promedio anual de la economía entre 4.5 a 6.1%, según la ocurrencia de los escenarios moderado, alto o pesimista. Aunque se considero el efecto del año 2009, el cual se presento a la sombra de de una crisis económico-financiera global, la cual le introducía en el corto plazo, significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional; por lo cual era de esperar que los años subsiguientes 2010-2013, no presagiaran condiciones favorables para la economía nacional y por consiguiente se previeran bajas tasas de crecimiento de energía, para esos años.

Pero, el derrotero de los pronósticos de la demanda eléctrica, al igual que las perspectivas económicas del país, en el corto plazo, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional. Estos factores están liderizados por los trabajos de la ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de otras fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, no se deja de lado el efecto de la recuperación del comercio mundial, a partir del 2010 y por ende la recuperación de la actividad de la Zona Libre y sus actividades conexas.

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo de Pronósticos se concluye:

- La relación \$PIB/kWh consumida es creciente.
- Es de esperar que en el corto y mediano plazo el sistema suministre energía eléctrica, con precios reales crecientes.
- El Factor de Carga **FC** del **SIN** disminuye, gracias a un paulatino retroceso en la demanda industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta.
- Al presente no se tiene una explicación razonable, sobre la fuerte reducción del parámetro de pérdidas totales registradas en el periodo 2008-2009.

Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión

Para determinar la alternativa óptima de expansión es importante contar con los costos que valoricen adecuadamente las diferencias entre las alternativas analizadas. Es importante determinar estos costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real del mercado, ya que se requiere incluir los mismos en un esquema tarifario. Por tal motivo, se han utilizado los últimos criterios tecnológicos en el cálculo de los costos de los diferentes componentes de transmisión.

Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Los resultados obtenidos en *el análisis de corto plazo considerando los refuerzos necesarios en la Red Principal de Transmisión (año 2010-2013)*, indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria. Una mayor información se puede encontrar en el Capítulo 3 de los Estudios Básicos.

En el caso de *no realizarse expansiones en el Sistema de Transmisión a corto plazo*, pero incluyendo en el análisis los proyectos contemplados en el Plan Indicativo de Generación 2010 y proyecciones de demanda actuales en los Estudios Básicos, ETESA diagnostica que se tendrían restricciones en el Sistema de Transmisión para el año 2012, aumentando los costos operativos del Sistema al no poder transportarse la totalidad de la generación hidro en el occidente del País, obligando a cubrir la demanda del centro de carga con generación Térmica, la cual es la más próxima al sector. Para mayor información, refiérase al punto 3.5 de los Estudios Básicos.

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACION

Tal como se establece en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, en el Plan Indicativo de Generación se tomó como punto de partida los criterios y escenarios planteados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), entidad que estableció los siguientes criterios: Criterio de Mínimo Costo, El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, Criterio de Confiabilidad de Energía y

Criterio de Confiabilidad de potencia, Costo de Racionamiento de Energía. Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%, horizonte de 15 años para el plan de expansión y la utilización de montos de inversión actualizados para los proyectos de generación.

Se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda provenientes de los respectivos análisis realizados en el documento “Estudios Básicos”: el escenario moderado (medio), con tasas de crecimiento anual de 5.93% en energía y 5.35% en potencia y el escenario optimista (alto) con tasas de crecimiento anual de 6.05% y 5.46% respectivamente.

Se considero un escenario base para los precios de los combustibles convencionales utilizados en la generación eléctrica, en torno a los 80 US\$/Barril y un escenario de precios altos del orden de 100 US\$/Barril para el crudo WTI.

Para ambos escenarios se tomara el valor indicado como punto de partida en el año 2010 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimado por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2009 de la EIA/DOE.

El precio del Gas Natural Liquido (GNL), depende de muchos factores tales como origen del suministro, del costo de transporte vía Barcaza o Barco especializado (incluye la regasificación), y del volumen contratado. Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios, se utilizarán las mismas tendencias del WTI indicadas anteriormente.

Para la generación a base de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/Kg, se utiliza un precio de 63.93 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 64.39 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US\$/Ton por transporte.

El presente estudio considera la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con un parque de generación que cuenta con 1,659.12 MW, de los cuales 840.62 MW son centrales hidroeléctricas y 818.50 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 50.67% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 49.33% termoeléctrico. Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), ni el parque de los sistemas aislados. También se considera el retiro de las unidades de EGESA en diciembre de 2012.

Se consideran como proyectos candidatos aquellos con estudios de reconocimiento, de prefactibilidad o factibilidad, que además, tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación; y/o tenga al menos la autorización de conducencia de aguas de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas.

Dentro de los proyectos candidatos en el presente estudio no se consideran las fuentes Mareomotriz, ni proyectos que utilizan turba como combustible, debido a la falta de información técnica de estos tipos de tecnologías de generación.

Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos OptGen y SDDP. El modelo OptGen obtiene el programa de inversión de mínimo costo para cada caso, junto con un modelo de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP.

Luego, con el modelo SDDP, se verificó la satisfacción de los criterios de confiabilidad energética para obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para todos los planes que éstos cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

Se obtuvieron planes de expansión para cada uno de los siguientes escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía, en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010”:

- a) **Caso N° 1:** Demanda media hidro-térmico considerando carbón dentro de un escenario regional (**REGMHTCB10**).
- b) **Caso N° 2:** Demanda media hidro-térmico con carbón más la incorporación de la energía eólica dentro de un escenario regional (**REGMHTCBE010**).
- c) **Caso N° 3:** Demanda media hidro-térmico con carbón, energía eólica y considerando la incorporación de gas natural licuado a partir 2013 dentro de un escenario regional (**REGMHTTLA10**).



Planes de Expansión con Demanda Media.

AÑO	DEMANDA				OFERTA Caso REGMHTCB10					OFERTA Caso REGMHTBEO10					OFERTA Caso REGMHTLA10																					
	Escenario Moderado (Medio)				Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW											
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico			Hidro	Termo	Eolico								
																								1659.12												
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	May Jun Ago Sept Sept	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) ⁽¹⁾ Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00			94.38	1753.50	May Jun Ago Sept Sept	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) ⁽¹⁾ Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00			94.38	1753.50	May Jun Ago Sept Sept	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) ⁽¹⁾ Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00			94.38	1753.50					
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Ene May Jul Ago Oct Dic	Lorena Chan I ⁽²⁾ Prudencia Pedregalito Eolico I E1 ⁽³⁾ Baiton	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70		80.00			500.96	2254.46	Ene May Jul Ago Oct Dic	Lorena Chan I ⁽²⁾ Prudencia Pedregalito Eolico I E1 ⁽³⁾ Baiton	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70		80.00			500.96	2254.46	Ene May Jul Ago Oct Dic	Lorena Chan I ⁽²⁾ Prudencia Pedregalito Eolico I E1 ⁽³⁾ Baiton	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70		80.00			500.96	2254.46					
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Ene Mar Oct Oct Oct Dic	Cochea San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00					55.75	2310.21	Ene Mar Oct Oct Oct Dic	Cochea Eolico II San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00		105.00			160.75	2415.21	Ene Mar Oct Oct Oct Dic	Cochea Eolico II San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00		105.00			160.75	2415.21					
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Ene Ene Ene Ene Ene Ene Ene Feb Ene May Jun Jul	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Bajo Frio Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84				315.40	2625.61	Ene Ene Ene Ene Ene Ene Ene Feb abr May Jun Jul	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Eolico I E2 ⁽⁴⁾ Bajo Frio Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84		70.00		385.40	2800.61	Ene Ene Ene Ene Ene Ene Ene Feb abr May Jun Jul	CCGN200 Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Eolico I E2 ⁽⁴⁾ Bajo Frio Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84		200.00		585.40	3000.61	Ene Ene Ene Ene Ene Ene Ene Feb abr May Jun Jul	CCGN200 Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Eolico I E2 ⁽⁴⁾ Bajo Frio Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84		70.00		585.40	3000.61
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Ene Dic	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	2637.90	Ene Dic	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17					12.29	2812.90	Ene Dic	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	3012.90							
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Ene Abr	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53				47.53	2685.43	Ene Abr	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53					47.53	2860.43	Ene Ene Ene Abr	Pedregalito 2 CCGNBLM ⁽⁴⁾ CCGNCOL ⁽⁴⁾ Tabasara II	13.00 34.53	158.00 150.00		47.53	3060.43								
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Ene	El Sindigo	10.00				10.00	2695.43	Ene	El Sindigo	10.00					10.00	2870.43	Ene	El Sindigo	10.00				10.00	3070.43							
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Ene	Chan II	214.00				214.00	2909.43	Ene	Chan II	214.00					214.00	3084.43	Ene	Chan II	214.00				214.00	3284.43							
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12							0.00	2909.43								0.00	3084.43							0.00	3284.43							
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Ene	CB 250a		250.00			250.00	3159.43	Ene	CB 250a		250.00				250.00	3334.43							0.00	3284.43							
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Ene	CB 250b		250.00			250.00	3409.43	Ene	CB 250b		250.00				250.00	3584.43							0.00	3284.43							
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Ene	CB 250c		250.00			250.00	3659.43	Ene	CB 250c		250.00				250.00	3834.43				250.00		250.00	3534.43								
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41							0.00	3659.43								0.00	3834.43				250.00		250.00	3784.43								
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36							0.00	3659.43								0.00	3834.43				250.00		250.00	3784.43								
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Ene	CB 150a		150.00			150.00	3809.43	Ene	CB 150a		150.00				150.00	3984.43	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3934.43								

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.
 2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.
 3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)
 4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.
 5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.
 La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

Es necesario destacar que en este estudio se ha seguido la siguiente prominencia: En primer lugar, se utilizan dos escenarios de crecimiento de la demanda. El moderado y el optimista. Se consideran como proyectos fijos, todos aquellos cuyos promotores tienen fecha de entrada dentro del periodo 2010-2013, que estén efectivamente en construcción, cuenten con la debida viabilidad de conexión aprobada por ETESA o tengan la concesión temporal o definitiva para la explotación y operación. Luego, se establecen los casos con alternativas definidas por los candidatos hidráulicos y proyectos térmicos que utilizan tecnologías similares a las existentes. Las variantes de los casos corresponden a la inserción del carbón importado, a la incorporación del gas natural licuado a partir del año 2013 y a proyectos renovables de la fuente eólica.

La mayor adición de unidades de los planes de expansión se da en los primeros cuatro años con ligeras diferencias, Según sea el escenario, partiendo del caso REGMHTCB10 como base en el cual se adicionan 966.5 MW en el periodo fijo. En el caso REGMHTCBEO10 se adicionan 175 MW más con respecto al caso REGMHTCB10, correspondientes a la incorporación de la segunda etapa del proyecto Eólico I y al proyecto Eólico II. El caso REGMHTTLA10 incorpora 200 MW adicionales al caso REGMHTCBEO10, debido a la entrada del gas natural licuado.

El plan cuyo costo total resulta más bajo, es (REGMHTCB10), que contempla el desarrollo hidro-térmico más carbón, el cual presenta un costo total de inversión de 1,916.79 M\$, un costo de operación de 1,111.75 M\$ y un costo de déficit de 0 M\$, resultando en un costo total de 3,028.54 M\$. El plan de expansión (REGMHTCBEO10), generado al considerar expansiones con carbón y fuentes eólicas presenta un costo total de inversión de 2,181.49 M\$, un costo de operación de 1,043.60 M\$ y un costo de déficit de 0 M\$ dando un costo total de 3,225.09 M\$. El plan con el costo total más alto es el que contempla la incorporación de gas natural licuado a partir del año 2013 en la cual se incorpora una unidad de ciclo combinado de 200 MW de capacidad instalada (caso REGMHTTLA10), el cual presenta un costo total de inversión de 2,211.52 M\$, un costo de operación de 1,096.94 M\$ y un costo de déficit de 0 M\$ dando un costo total de 3,308.46 M\$.

Costos de Planes de Expansión.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB10	1,916.79	1,111.75	0.000	3,028.54
REGMHTCBEO10	2,181.49	1,043.60	0.000	3,225.09
REGMHTTLA10	2,211.52	1,096.94	0.000	3,308.46

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

En general, los costos marginales descienden durante los primeros años del horizonte de estudio, manteniendo el resto del periodo valores entre 40 y 60 \$/MWh. Los casos presentan variaciones en los costos marginales, a partir de 2012. Con respecto a los casos REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10, la variación es ocasionada por la adición de 105 MW de capacidad eólica (Proyecto Eólico II), en el año 2013 se integra la segunda etapa del proyecto Eólico I (70 MW). Adicional a lo anterior, entra en operación una planta de gas natural en este mismo año., en el caso REGMHTTLA10.

Se analizaron seis sensibilidades del caso REGMHTCB10, las cuales consideran el retraso del inicio de operaciones de proyectos significativos para el sistema. Al igual, que una sensibilidad en base a variaciones en la proyección de los precios de los combustibles. Finalmente se evaluó el impacto que pudiese tener para el sistema, las exportaciones e importaciones de energía, el atraso de un año en la entrada del proyecto de interconexión SIEPAC.

Con respecto al proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró evaluar su impacto en el comportamiento del sistema nacional. El resultado de esta evaluación, presenta los costos marginales con una disminución durante los primeros años del horizonte de estudio, a partir del año 2014, costos marginales descendientes, manteniendo el resto del periodo, valores entre 35 y 45 \$/MWh.

Los análisis correspondientes a los planes obtenidos al considerar el escenario de demanda alta u optimista, denominado Planes de Expansión de Demanda Alta, utilizaron las mismas premisas de los casos de demanda moderada.

En conclusión, en todos los escenarios considerados se mantiene el mismo plan de expansión hasta el año 2017, adicionándole ya sea una planta eólica o una planta de gas dependiendo del caso. Es importante resaltar que, para los proyectos hidroeléctricos, se utilizaron los costos proporcionados por sus promotores y que la introducción de proyectos eólicos en el sistema, impacta en el costo marginal global del sistema. Es necesario evaluar las condiciones del sistema, que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos, originadas por el comportamiento aleatorio del viento.

TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

En el Plan de Expansión de Transmisión se define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2010 – 2024 que representa la mejor solución económica (incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad) dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, de manera que se logre una operación futura segura y confiable y así evitar congestiones futuras.

En el estudio para elaborar el Plan de Expansión de Transmisión se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el

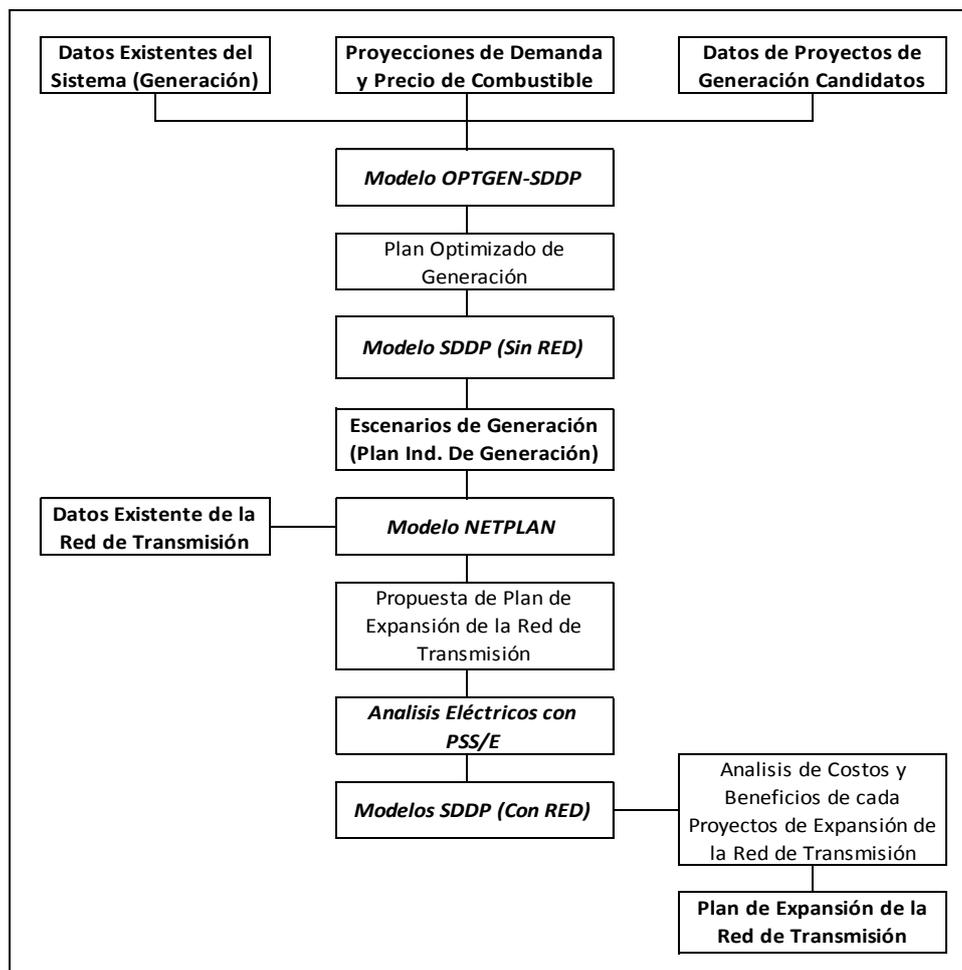


informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2010 y se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2010. Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos de transmisión propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2009, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 3353-Elec del 16 de marzo de 2009 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2010 a 2013.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.



Los resultados obtenidos en el *análisis del sistema actual (año 2010)*, y en el *análisis de corto plazo (año 2010-2013)*, indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria.

Con relación a la *Expansión de Transmisión*, en todos los casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2010-2024.

En general, para los escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte. El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión, lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.

Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la *Alternativa 1* que contempla:

1. La alternativa considera para finales del presente año la ampliación de la S/E Caldera, adicionando un patio de 34.5 KV.
2. Para el año 2011 la entrada en operación de la nueva S/E de ETESA de Concepción, el seccionamiento de un circuito LSA – CHO en la S/E Las Guías, la repotenciación del doble circuito PAN – PAN II en 350/450 MVA. Adicional contempla la entrada en operación a finales del año (noviembre 2011) bancos de capacitores la las S/E de Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR). En octubre de este mismo año se introducen el T3 de la Chorrera y el T3 de Llano Sánchez. A finales del año entra en operación la interconexión Changuinola – Cahuita.
3. Para el año 2012 se tiene la entrada del doble circuito STA RITA – PAN II, operando en 115 KV. Se repotenciará el circuito existente de FORTUNA – GUASQUITAS y el doble circuito GUAS-VEL-LSA-PAN II, aumentando su capacidad a 314/450 MVA. Entra en operación la nueva línea CHAN – GUAS, haciendo que la S/E de Cañazas cambie su punto de conexión. Finalmente se tiene para este año la conexión del T4 en la S/E Panamá.
4. En el 2013 se considera la repotenciación del circuito Frontera – Progreso – Concepción – Mata de Nance y el doble circuito Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, en 350/450 MVA.
5. Para el año 2014 se tiene en consideración la incorporación de un Static Var Compensator (SVC) de 300 MVAR de capacidad, conectado en la S/E de Llano Sánchez en 230 KV. Vale la pena mencionar que los 90 MVAR que ya se tienen en el patio de 230 KV entrarán a formar parte del SVC.
6. En el 2015 ETESA amplía la S/E de Antón y Las Guías, la primera secciona el segundo circuito de LSA – CHO, y la segunda secciona el segundo circuito de LSA - ANTON.
7. En el año 2016 se considera la incorporación del T3 en la S/E de Panamá II.



8. Para el 2017 se tiene la incorporación de un segundo Static Var Compensation (SVC) de 300 MVAR de capacidad, conectado a la S/E de Panamá II en 115 KV. De igual forma al anterior, los 120 MVAR que existían en este patio entran a formar parte del dispositivo. Entra en operación la nueva línea LSA – PAN II. Se conecta el segundo Transformador 115/34.5 KV en la S/E Caldera.
9. En el año 2019 amplía la S/E de Santa Rita adicionando un patio en 230 KV, y se opera el doble circuito STA RITA – PAN II en 230 KV aumentando su nivel de voltaje.