



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 – 2029

Tomo II Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-311-2015

30 de junio de 2015

PANAMÁ



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CONTENIDO

CAPITULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 2.....	3
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS	3
PRONÓSTICOS DE DEMANDA.....	3
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	4
CRITERIOS Y PARÁMETROS	6
CRITERIO DE MÍNIMO COSTO.....	6
COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP).....	6
CRITERIO DE CONFIABILIDAD.....	6
COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA.....	7
PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.....	7
CRITERIOS ECONÓMICOS.....	7
CAPITULO 3.....	9
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	9
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	12
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	15
GENERACIÓN RENOVABLE	18
PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTO GENERADORES	18
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	19
CAPITULO 4.....	21
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA	21
POTENCIAL ENERGÉTICO.....	21
POTENCIAL EÓLICO.....	21
POTENCIAL SOLAR.....	22
POTENCIAL HIDROELÉCTRICO	23
POTENCIAL TÉRMICO.....	24
TURBA	24
COMBUSTIBLES FÓSILES	25
BIOGAS	25
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA	26
PROYECTOS EÓLICOS	26
PROYECTOS FOTOVOLTAICOS.....	27
TURBA	29
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS.....	29
PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS	31
CAPITULO 5.....	34
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	35
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN	36
PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES.....	36
PERÍODO DE ESTUDIO	36
HIDROLOGÍA.....	36
DEMANDA.....	37
Bloques de demanda.....	37
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	37

PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS	37
SIMULACIONES	37
CAPITULO 6.....	45
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	45
ESCENARIO DE REFERENCIA	47
ESCENARIO DE CARBÓN	52
ESCENARIO RENOVABLE	54
ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES.....	58
SENSIBILIDAD A	60
SENSIBILIDAD B	62
SENSIBILIDAD C	64
SENSIBILIDAD D	66
RESUMEN	69
CAPITULO 7	75
CONCLUSIONES	75

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3. 1 Capacidad Instalada 2000 - 2014	9
Gráfico 3. 2 Composición Porcentual del Sistema de Generación	10
Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente.....	12
Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación Año 2014	13
 Gráfico 5. 1 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación	35
 Gráfico 6. 1 Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario de Referencia.....	49
Gráfico 6. 2 Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario de Referencia.....	50
Gráfico 6. 3 Porcentaje de Participación de Generación del Escenario de Referencia.....	51
Gráfico 6. 4 Costos Marginales de Panamá del Escenario de Carbón	53
Gráfico 6. 5 Participación de Generación del Escenario de Carbón	54
Gráfico 6. 6 Costo Marginal de Panamá del Escenario de Renovables	57
Gráfico 6. 7 Participación de Generación del Escenario de Renovables	58
Gráfico 6. 8 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A	61
Gráfico 6. 9 Participación de Generación de la Sensibilidad A.....	62
Gráfico 6. 10 Costo Marginal de Panamá de la sensibilidad B	63
Gráfico 6. 11 Participación de Generación de la Sensibilidad B	64
Gráfico 6. 12 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C	65
Gráfico 6. 13 Participación de Generación de la Sensibilidad C.....	66
Gráfico 6. 14 Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D	67
Gráfico 6. 15 Participación de Generación de la Sensibilidad D.....	68
Gráfico 6. 16 Comparación de los Costos Marginales por Escenarios	72
Gráfico 6. 17 Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades.....	74

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 2. 1 Pronóstico de demanda.....	4
Cuadro 2. 2 Proyección de Precios del Combustible.....	5
Cuadro 2. 3 Poder Calorífico de los Combustibles.....	5
 Cuadro 3. 1 Comportamiento de la Capacidad Instalada 2000 - 2014	9
Cuadro 3. 2 Capacidad Instalada a Diciembre de 2014	10
Cuadro 3. 3 Capacidad Instalada del SIN	11
Cuadro 3. 4 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente	14
Cuadro 3. 5 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente	16
Cuadro 3. 6 Programa del retiro de unidades Termoeléctricas	17
Cuadro 3. 7 SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE EXISTENTE.....	18
Cuadro 3. 8 Pequeñas Centrales y Autogeneradoras	19
Cuadro 3. 9 Autoridad del Canal de Panamá.....	19
 Cuadro 4. 1 Resultados de los Ensayos de la Turba.....	25
Cuadro 4. 2 Proyectos Eólicos con Licencias Definitivas y Provisionales.....	27
Cuadro 4. 3 PROYECTOS Fotovoltaicos CON LICENCIAS DEFINITIVAS Y en Trámite.....	28
Cuadro 4. 4 Proyectos Hidroeléctricos Considerados	30
Cuadro 4. 5 Proyectos Térmicos Candidatos Identificados	32
Cuadro 4. 6 Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos.....	33
 Cuadro 5. 1 Parámetros de las Corridas SDDP	38
Cuadro 5. 2 Plan de Expansión de Costa Rica	39
Cuadro 5. 3 Plan de Expansión de El Salvador.....	40
Cuadro 5. 4 Plan de Expansión de Guatemala	41
Cuadro 5. 5 Plan de Expansión de Honduras	42
Cuadro 5. 6 Plan de Expansión de Honduras. (Continuación)	43
Cuadro 5. 8 Plan de Expansión de Nicaragua	44
 Cuadro 6. 1 Cronograma de Expansión de Corto Plazo.....	46
Cuadro 6. 2 Cronograma de Expansión de Corto Plazo. (Continuación).....	47
Cuadro 6. 3 Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario de Referencia.....	48
Cuadro 6. 4 Costos del escenario de Referencia	48
Cuadro 6. 5 Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario de Carbón	52
Cuadro 6. 6 Costos del escenario de Carbón	53
Cuadro 6. 7 Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable	55
Cuadro 6. 8 Costos del Escenario de Renovables	56
Cuadro 6. 9 Sensibilidades Analizadas	59
Cuadro 6. 10 Sensibilidades Analizadas. (Continuación)	60
Cuadro 6. 11 Costos de Sensibilidad A.....	61
Cuadro 6. 12 Costos de Sensibilidad B.....	63
Cuadro 6. 13 Costos de Sensibilidad C	65
Cuadro 6. 14 Costos de Sensibilidad D	67
Cuadro 6. 15 Comparación de Planes de Demanda Media	70

Cuadro 6. 16 Comparación de Planes de Demanda Media (Continuación).....	71
Cuadro 6. 17 Comparación de Costos por Escenario	72
Cuadro 6. 18 Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades	73



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario de Referencia

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario de Carbón

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario de Renovables

Tomo II - Anexo 4 Costo Variable de Producción de Centrales Termoeléctricas

Tomo II - Anexo 5 Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015

Tomo II - Anexo 6 Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Tomo II - Anexo 7 Topologías de los Proyectos



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

El objetivo del presente estudio es determinar un plan indicativo de expansión de la generación que entregue información, de manera indicativa, sobre la evolución del sector generación y que permita verificar la situación actual de suministro y las alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica, considerando las diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos, y la fecha de entrada en operación de los proyectos, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) dentro de sus funciones esta preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

“Preparar el plan de expansión de generación para el sistema interconectado nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigencia de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo.”

En respuesta a lo anterior, en este documento se presentan los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual busca dar luces y orienta a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios planteados.

El presente documento fue desarrollado durante los primeros meses del año 2015, en el cual se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2015 – 2029, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tales efectos, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- La información solicitada a los agentes en enero del año 2015, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.

- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015, emitidos por la SNE.

- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del mercado mayorista de energía.

A partir de los antecedentes mencionados, se obtiene un plan de generación indicativo donde se considera el crecimiento medio de la demanda, derivado de los análisis de Estudios Básicos. Con respecto a la generación, se hizo un estudio del potencial energético con que cuenta el país, además de las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial tomando en cuenta el costo de las mismas. De igual forma se considera el proyecto de interconexión SIEPAC.

Dicho esto se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que dan como resultado de las situaciones presentadas, además se busca comprobar y analizar las falencias y bondades con que cuenta el sistema para el corto y mediano plazo, con la finalidad de buscar y hacer los correctivos necesarios para subsanar dichos aspectos.

Este informe muestra resultados de un estudio del sistema eléctrico nacional, específicamente en el área de generación, bajo condiciones particulares de análisis. Por tratarse de una simulación, los datos presentados no son totalmente reales y sus resultados son proyectados a valor presente con base en el año 2015. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 2

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS y PARÁMETROS

PRONÓSTICOS DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2015 – 2029, utilizó el crecimiento de la demanda analizado en Los Estudios Básicos 2015. Estas proyecciones de demanda, indican que la demanda de energía eléctrica de Panamá en el corto plazo (2015-2018), podría presentar tasas de crecimiento por el orden de 6.2 a 6.8% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema crecería de 6.3 a 6.8%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

El pronóstico de energía esperado para el año 2015, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía entre 6 y 7%. Aunque los resultados de las actividades económicas, con el paso de los tres primeros trimestres del año 2014, prevén finalizar con una tasa cercana al 6.1%. Con respecto a los

pronósticos de energía, para el periodo de corto plazo, años 2015 - 2018, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual promedio de 6.3%, utilizado en el escenario moderado o conservador, con lo que la franja de resultados esperados se encuentra entre los promedios anuales para ese mismo periodo que va de 4.1 a 7.5%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

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

CUADRO 2. 1 PRONÓSTICO DE DEMANDA

Año	Energía				Potencia ¹			
	Optimista		Moderado		Optimista		Moderado	
	GWh	Δ% GWh	GWh	Δ% GWh	MW	Δ% MW	MW	Δ% MW
2011	7,722.5	5.9	7,722.5	5.9	1,254.5	5.4	1,254.5	5.4
2012	8,359.8	8.3	8,359.8	8.3	1,351.3	7.7	1,351.3	7.7
2013	8,722.1	4.3	8,722.1	4.3	1,408.9	4.3	1,408.9	4.3
2014	9,211.3	5.6	9,211.3	5.6	1,467.5	4.2	1,467.5	4.2
2015	9,906.5	7.5	9,871.9	7.2	1,582.8	7.9	1,577.2	7.5
2016	10,839.4	9.4	10,780.6	9.2	1,733.8	9.5	1,724.4	9.3
2017	11,278.5	4.1	11,198.1	3.9	1,801.3	3.9	1,790.1	3.8
2018	11,991.2	6.3	11,762.0	5.0	1,912.2	6.2	1,879.1	5.0
2019	12,692.2	5.8	12,425.2	5.6	2,021.0	5.7	1,983.9	5.6
2020	13,372.8	5.4	13,069.4	5.2	2,126.1	5.2	2,085.6	5.1
2021	14,084.6	5.3	13,719.7	5.0	2,235.9	5.2	2,188.1	4.9
2022	14,812.7	5.2	14,421.5	5.1	2,348.0	5.0	2,298.6	5.1
2023	15,580.7	5.2	15,201.8	5.4	2,466.0	5.0	2,421.6	5.3
2024	16,367.7	5.1	15,991.5	5.2	2,586.7	4.9	2,545.9	5.1
2025	17,210.1	5.1	16,782.8	4.9	2,715.7	5.0	2,670.3	4.9
2026	18,069.8	5.0	17,657.6	5.2	2,847.1	4.8	2,807.8	5.2
2027	18,999.7	5.1	18,573.7	5.2	2,989.1	5.0	2,951.8	5.1
2028	19,977.5	5.1	19,497.1	5.0	3,138.2	5.0	3,096.7	4.9
2029	21,004.1	5.1	20,502.7	5.2	3,294.5	5.0	3,254.5	5.1

1 El Modelo, no incluye Autoconsumo de ACP

Referencia: ETESA, Estudios Básicos, Plan de Expansión 2015

PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados para la generación térmica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el Annual Energy Outlook 2015 de la EIA/DOE.

De acuerdo a esta metodología los precios de los combustibles son proyectados para el periodo 2015-2029. El cuadro 2.2 presenta la proyección anual promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía.

El cuadro 2.3, nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

CUADRO 2. 2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE

Año	Distillate Fuel Oil (Diesel Bajo en Azufre) USD\$/Gal	Heavy Fuel Oil (HFO) (Bunker C) USD\$/Gal	Coal Carbón Mineral USD\$/ton	Gas Natural (CH ₄) USD\$/m ³	PROPANO (C ₃ H ₈) USD\$/m ³	ETANO (C ₂ H ₆) USD\$/m ³
2015	1.96	1.27	78.33	0.26	0.17	0.14
2016	2.18	1.41	77.89	0.25	0.19	0.14
2017	2.26	1.46	78.82	0.27	0.19	0.14
2018	2.31	1.50	80.17	0.30	0.20	0.14
2019	2.36	1.53	81.37	0.32	0.20	0.14
2020	2.40	1.55	83.21	0.35	0.21	0.15
2021	2.46	1.60	84.73	0.38	0.21	0.16
2022	2.52	1.64	86.11	0.41	0.22	0.17
2023	2.59	1.68	87.49	0.46	0.22	0.18
2024	2.66	1.72	88.83	0.48	0.23	0.19
2025	2.73	1.77	89.81	0.51	0.23	0.20
2026	2.80	1.82	90.88	0.53	0.24	0.21
2027	2.87	1.86	91.95	0.55	0.25	0.21
2028	2.96	1.92	93.03	0.55	0.25	0.22
2029	3.04	1.97	93.74	0.58	0.26	0.22

Reference: Energy information Administration´s – US department of Energy (Tasa de Crecimiento Abril. 2015)

CUADRO 2. 3 PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO) (Bunker C)	Barril	6,632.79	1,842.72	6,287,000.00	1,584,324.00
	gal	157.92	43.87	149,690.48	37,722.00
	ltr	41.67	11.58	39,496.17	9,953.03
Distillate Fuel Oil (Diesel Bajo en Azufre)	Barril	6,145.38	1,707.31	5,825,000.00	1,467,900.00
	gal	146.32	40.65	138,690.48	34,950.00
	ltr	41.93	11.65	39,739.39	10,014.33
Coal Carbón Mineral	Ton	23,363.23	6,490.77	22,145,238.10	5,580,600.00
	lb	11.65	3.24	11,045.01	2,783.34
Gas Natural (CH ₄)	m ³	38,507.50	10,698.15	36,500,000.00	9,198,000.00
	ft ³	1,091.02	303.11	1,034,140.81	260,603.48
PROPANO (C ₃ H ₈)	m ³	93,789.50	26,056.59	88,900,000.00	22,402,800.00
	ft ³	2,657.30	738.25	2,518,770.36	634,730.13
ETANO (C ₂ H ₆)	m ³	66,570.50	18,494.61	63,100,000.00	15,901,200.00
	ft ³	1,886.12	524.00	1,787,788.64	450,522.74

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CRITERIOS Y PARÁMETROS

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente

flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

CRITERIO DE MÍNIMO COSTO.

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, tomando en cuenta el costo de inversión, operación y

mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

COSTO INCREMENTAL PROMEDIO DE LARGO PLAZO (CIPLP).

Este representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento) actualizados al año

referencial, y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

CRITERIO DE CONFIABILIDAD.

- i. *En el caso de la energía, para ningún año del período de planificación se permite déficit que supere el 2.0% de la demanda de cualquier mes, en más del 5.0% de las series hidrológicas.*
- ii. *No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.*
- iii. *El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo de 7.11%¹*

¹ Que corresponde al porcentaje de Reserva aprobado para el Informe de Confiabilidad correspondiente al periodo 2014, mediante Resolución AN No. 6748-Elec de 28 de octubre de 2013, en concordancia a lo ordenado en la Resolución AN No.8410-Elec de 27 de marzo de 2015, en el resuelto segundo do se ordena utilizar este porcentaje para la asignación inicial del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo correspondiente al año 2015.

COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un

valor único de 1,850.0 \$/MWh, que corresponde al costo de energía no servida (CENS).

PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y

una tasa anual de descuento de 12.0%.

CRITERIOS ECONÓMICOS

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se asume en 50 años. Se usará como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas

hidroeléctricas valores que varían entre 12.50 \$/kW-año y 175 \$/kW-año dependiendo de la capacidad de la misma.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 3

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

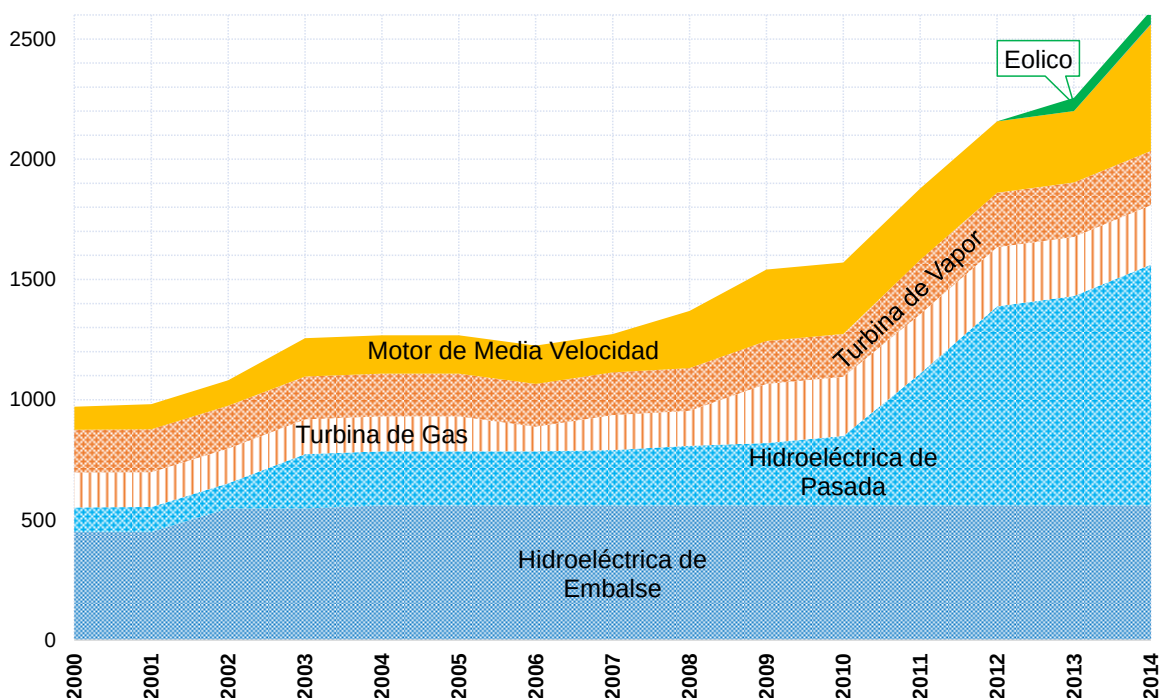
La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional se ha incrementado gradualmente en los últimos 15 años, gracias a iniciativas públicas y privadas para el desarrollo de nuevas plantas de generación.

CUADRO 3. 1 COMPORTAMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA 2000 - 2014

Fecha	Capacidad instalada (MW)	Incremento (MW)	Incremento (%)
diciembre de 2000	970.79		
diciembre de 2010	1570.44	599.65	61.77
diciembre de 2014	2617.92	1047.48	66.70

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GRÁFICO 3. 1 CAPACIDAD INSTALADA 2000 - 2014



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de diciembre de 2014, es de 2617.92 MW, presentando en comparación con diciembre de 2013 un incremento de

potencia instalada 16.1 % como se puede observar en el cuadro 3.2.

CUADRO 3. 2 CAPACIDAD INSTALADA A DICIEMBRE DE 2014

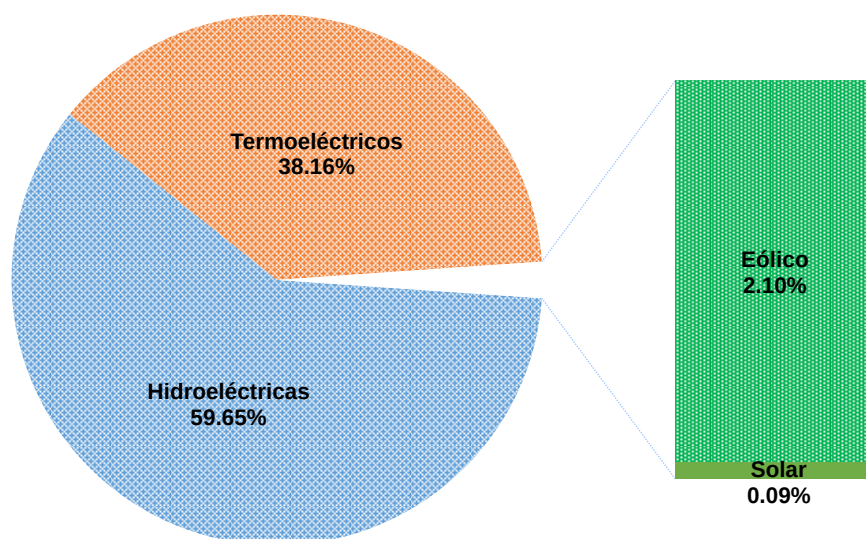
Tipo de Planta	Diciembre 2013	Participación (%)	Diciembre 2014	Participación (%)	Incremento (%)
Hidroeléctricas	1430.55	63.43	1561.63	59.65	5.8
Termoeléctricas	769.85	34.13	998.89	38.16	10.2
Eólico	55.00	2.44	55.00	2.10	0.0
Solar	0.00	0.00	2.40	0.09	0.1
Total	2255.40	100.00	2617.92	100.00	16.1

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

El sistema presenta una instalación de 1,561.63 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 998.89 MW a centrales termoeléctricas y 55 MW del parque eólico y 2.4 MW solar. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 59.65 % de

capacidad instalada de origen hidroeléctrico, 38.16 % termoeléctrico, 2.10 % eólico y 0.09% solar². Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

GRÁFICO 3. 2 COMPOSICIÓN PORCENTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

² En Noviembre de 2014 sufre un daño, el cual la mantendrá fuera de operación hasta

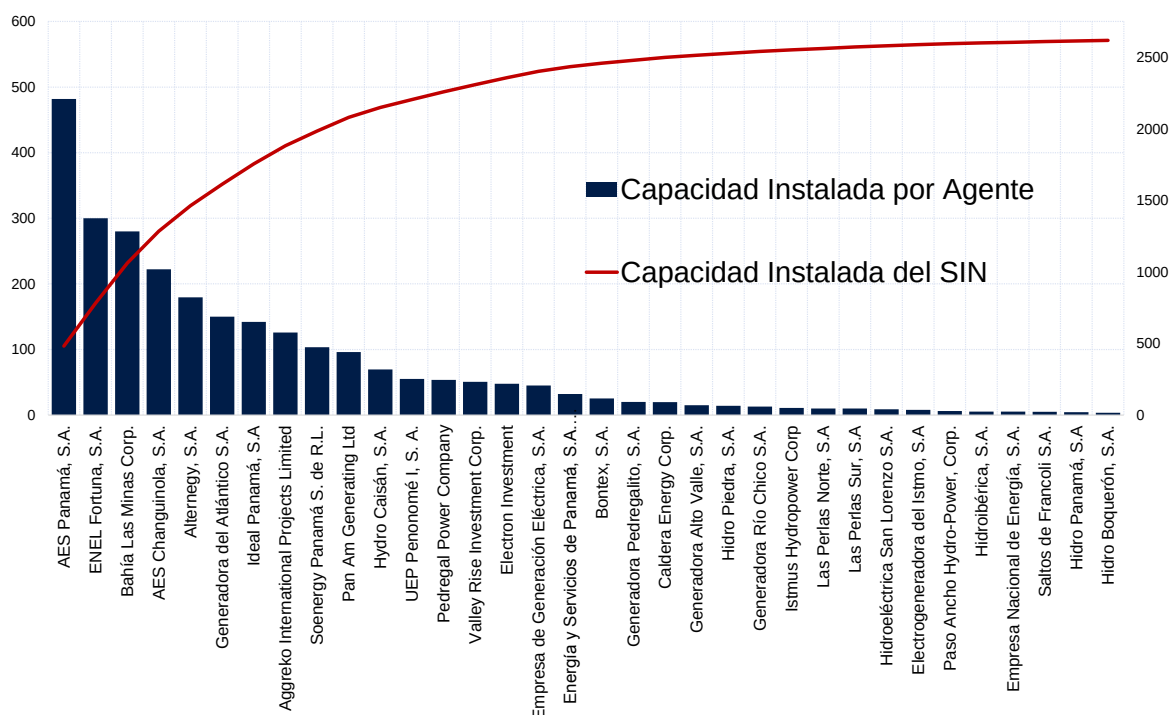
aproximadamente mediados de 2015.

En el Cuadro 3.3 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

CUADRO 3. 3 CAPACIDAD INSTALADA DEL SIN

Agente Generador	Capacidad Instalada MW	Participación (%)
AES Changuinola, S.A.	222.17	8.49
AES Panamá, S.A.	481.96	18.41
Aggreko International Projects Limited	125.72	4.80
Alternegy, S.A.	179.43	6.85
Bahía Las Minas Corp.	280.00	10.70
Bontex, S.A.	25.34	0.97
Caldera Energy Corp.	19.75	0.75
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.00	0.31
Electron Investment	47.75	1.82
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	45.20	1.73
Empresa Nacional de Energía, S.A.	5.14	0.20
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	11.46
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	32.08	1.23
Generadora Alto Valle, S.A.	14.93	0.57
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	5.73
Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	0.76
Generadora Río Chico S.A.	12.89	0.49
Hidro Boquerón, S.A.	3.50	0.13
Hidro Panamá, S.A	4.30	0.16
Hidro Piedra, S.A.	14.00	0.53
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.33
Hidroibérica, S.A.	5.35	0.20
Hydro Caisán, S.A.	69.49	2.65
Ideal Panamá, S.A	141.90	5.42
Isthmus Hydropower Corp	11.00	0.42
Las Perlas Norte, S.A	10.00	0.38
Las Perlas Sur, S.A	10.00	0.38
Pan Am Generating Ltd	96.00	3.67
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.00	0.23
Pedregal Power Company	53.53	2.04
Salto de Francoli S.A.	4.95	0.19
Soenergy Panamá S. de R.L.	103.32	3.95
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	2.10
Valley Rise Investment Corp.	50.52	1.93
Total	2617.92	100.00

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

GRÁFICO 3. 3 CAPACIDAD INSTALADA POR AGENTE


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 35 centrales hidroeléctricas repartidas en 25 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES PANAMA que cuenta con 481.26 MW equivalentes al 18.87 % de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW). Cabe destacar que en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1063.21 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá y Bocas del

Toro con 260 y 222MW, respectivamente.

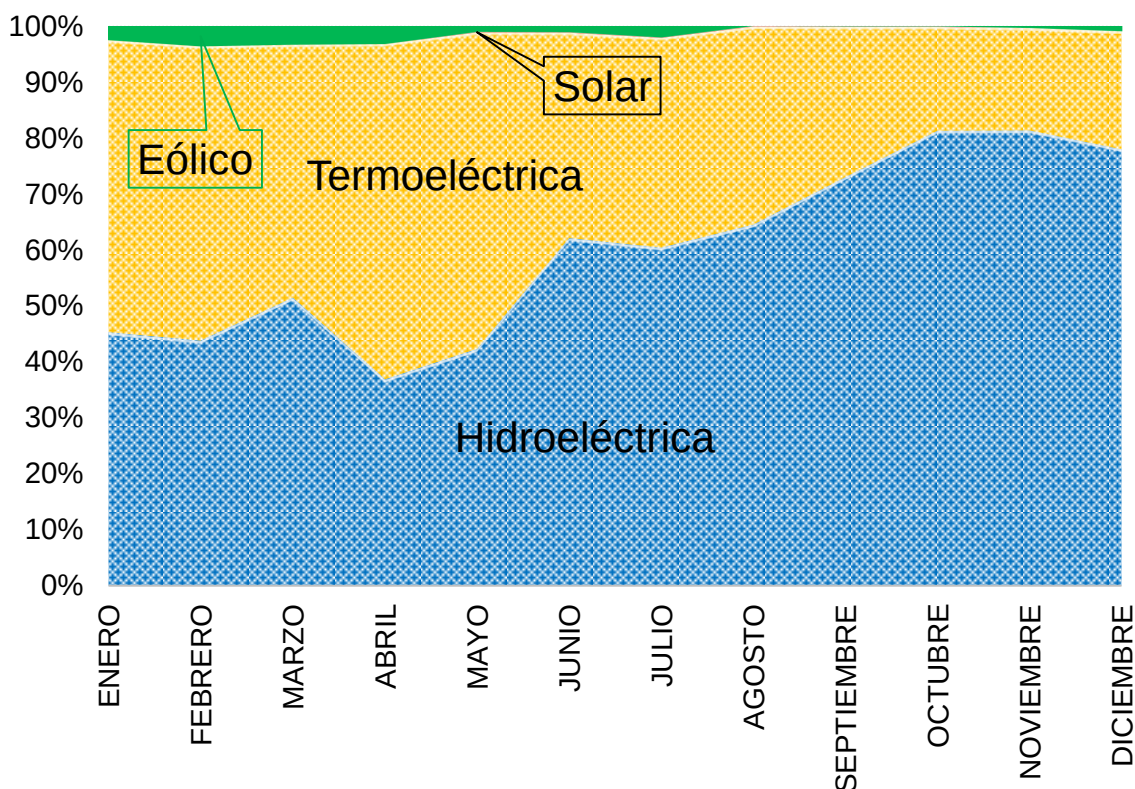
La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados. La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2013, la generación alcanzó los 608.44 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía

proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2014 en promedio, cubrió el 61% de la demanda, teniendo en el mes de octubre el máximo aporte del año con

81% y febrero con el mínimo con un 44%. El aporte total fue de 4905 GWh.

GRÁFICO 3. 4 COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN AÑO 2014



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

El cuadro 3.4 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en el cuadro 3.8.

CUADRO 3. 4 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Central	No. De Unidades	Capacidad Nominal @ f.p.= 1 (MVA)	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Anual Promedio (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	226.00	212.40	165.67	970.90
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	10.13	9.77	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	260.00	112.67	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	120.00	160.12	620.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	47.20	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.80	54.76	17.63	304.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	39.80	33.77	30.28	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	66.00	58.66	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	29.60	25.34	22.80	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	21.50	19.75	3.92	101.00
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.26	8.00	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	55.50	47.75	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.75	5.14	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	300.00	290.21	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	4	3.12	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7.00	6.60	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.50	2.50	0.80	11.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	16.80	14.93	3.06	60.70
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.00	20.00	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.24	12.89	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	2	4.20	3.50	0.90	20.20
Hidro Panamá, S.A	Antón I	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40	1.40	0.24	5.75
Hidro Panamá, S.A	Antón II	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40	1.40	0.24	5.75
Hidro Panamá, S.A	Antón III	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.50	1.50	0.26	5.75
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.60	14.00	1.72	64.00
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.80	8.70	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.30	5.35	0.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	75.90	69.49	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	98.00	85.90	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	61.00	56.00	20.07	263.90
Isthmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	11.00	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	10.00	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.11	10.00	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	7.20	6.00	4.30	37.00
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.28	4.95	0.93	24.65
				1643.97	1561.63	1017.55	7109.03

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta finales del año 2013, era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, destacándose el complejo termoeléctrico de Bahía Las Minas, que cuenta con un Ciclo Combinado de Diésel y la planta termoeléctrica de carbón, con una capacidad de 120.0 MW. Completan la instalación de dicha provincia la planta térmica Cativá de 87.0 MW, el plantel térmico El Giral de 50.52 MW y el ciclo combinado de Termocolón con 150.0 MW de capacidad instalada. En total la provincia de Colón cuenta con el 25% de la capacidad instalada del país.

En el cuadro 3.5 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas térmicas.

El resto de las plantas térmicas se ubican en las provincias de Panamá y Panamá Oeste. Este grupo está conformado por las plantas Pan-Am, Pacora, las turbinas de gas, propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) y los motores de Aggreko International Projects Limited y Soenergy Panamá S. de R.L. En el cuadro 3.6, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en el cuadro 3.8.

CUADRO 3. 5 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul ¹	Motor de Media Velocidad	Diesel	112	125.72	104	76.986 Gal/MWh
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	Bunker C	10	87	83.5	62.4246 Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 2)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67	0.5912 Ton /MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 3)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67	
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbon (BLM 4)	Turbina de Vapor	Carbón	1	40	36.67	
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG5	Turbina de Gas	Diesel	1	34	33.3	93.8574 Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	John Brown TG6	Turbina de Gas	Diesel	1	34	33.3	103.244 Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	Diesel	1	34	33.35	88.788 Gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 ^{2,4}	Turbina de Vapor	Diesel / Carbón	1	58	56.03	67.8174 Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá ³	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.42	116.34 Gal/MWh
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá ³	Turbina de Gas	Diesel	1	21.4	17.19	114.66 Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6 ⁵	Motor de Media Velocidad	Diesel	1	1	1	84.6317 Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9 ⁵	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211 Gal/MWh
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7 ⁶	Motor de Media Velocidad	Diesel	2	4.5	4.5	79.7211 Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	51	49.18	100.157 Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón	Turbina de Gas	Diesel	1	51	49.18	102.043 Gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón ²	Turbina de Vapor	Diesel	1	48	48.55	67.0404 Gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	Bunker C	6	96	96	57.5232 Gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Bunker C	3	53.53	53.52	58.7748 Gal/MWh
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2 ¹	Motor de Media Velocidad	Diesel	84	103.32	80	76.9818 Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	15.6	15.6	61.2066 Gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	Bunker C	4	34.92	34.92	58.7538 Gal/MWh
					998.89	925.1	

¹ Licencia Temporal - Retiro 1 de enero de 2018

² Turbina de Vapor de Ciclo Combinado

³ Retiro 1 de marzo de 2017

⁴ Indisponible 2015

⁵ Retiro enero de 2015

⁶ Retiro Abril de 2015

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

CUADRO 3. 6 PROGRAMA DEL RETIRO DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 6	Motor de Media Velocidad	Diesel	1	01/01/2015
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Capira Und. 8 y 9	Motor de Media Velocidad	Diesel	4.5	01/01/2015
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Chitré Und. 3 y 7	Motor de Media Velocidad	Diesel	4.5	17/04/2015
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel	125.72	01/01/2018
Soenergy Panamá S. de R.L.	Panamá 2	Motor de Media Velocidad	Diesel	103.32	01/01/2018
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG1 Subestación Panamá	Turbina de Gas	Diesel	21.4	01/03/2017
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	TG2 Subestación Panamá	Turbina de Gas	Diesel	21.4	01/03/2017

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

GENERACIÓN RENOVABLE

A finales del año 2013, la empresa UEP Penonomé I, S. A. instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW, diversificando la matriz energética y aportando un 2.1 % de la potencia instalada. Actualmente la planta se encuentra en etapa de pruebas de conexión y se espera que a mediados del presente año entre en operación comercial. Dicha planta aportó en el año 2014, 113.19 GWh.

De igual forma en febrero de 2014, inició la operación de la primera planta solar fotovoltaica en la República de Panamá, la cual fue desarrollada por la Empresa de Generación Eléctrica,

S.A. (EGESA) en la región central del país, específicamente localizada en la zona costera del Golfo de Parita, provincia de Herrera, dentro de las zonas de desarrollo del Parque Nacional de Sarigua, en un terreno de alrededor de 5 Hectáreas. Debido a un daño sufrido en noviembre de 2014, se encuentra fuera de operación lo cual no permitió completar la etapa de pruebas de conexión y se espera que a mediados del presente año entre en operación. Dicha planta aportó en el año 2014, 1,507.1 MWh.

En el cuadro 3.7, se muestran las plantas renovables existentes.

CUADRO 3. 7 SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE EXISTENTE

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	Fotovoltaica	1	2.40
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Etapa 1	Eólica	23	55.00
				57.40

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTO GENERADORES

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras menores de 1 MW declaradas como auto generador (Empresas Melo, S.A.) o que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en el Cuadro 3.4

CUADRO 3. 8 PEQUEÑAS CENTRALES Y AUTOGENERADORAS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.675
Café de Eleta	Hidro Candela	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.540
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.733
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.340
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1	0.400
				2.688

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 226 MW, de la cual un 26.55% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 73.45 % restante a plantas térmicas.

El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

El cuadro 3.9 detalla las plantas del ACP

CUADRO 3. 9 AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	1	Turbina de Gas	Diesel	9.70
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel	9.70
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel	17.55
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C	17.06
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C	37.55
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C	37.55
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C	1.40
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C	1.40
Gatún	1	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica		3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica		5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica		5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica		5.00
Madden	1	Hidroeléctrica		12.00
Madden	2	Hidroeléctrica		12.00
Madden	3	Hidroeléctrica		12.00
				Σ 226
		Σ	%	
Hidroeléctrica		60.00	26.55	
Termoeléctrica		166.03	73.45	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 4

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza de los combustibles fósiles) o cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas). Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de éstas en el sistema.

POTENCIAL ENERGÉTICO

POTENCIAL EÓLICO

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual se puede utilizar para mover directamente una bomba de agua, o bien para generar electricidad a través un generador eléctrico. Existen turbinas de muchos tamaños, con innumerables especificaciones para diferentes entornos. Las de mayor tamaño están destinadas principalmente a granjas eólicas marinas. En los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha evolucionado drásticamente y sus costos se han hecho competitivos con las tecnologías convencionales.

La SNE ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinada a la prestación del servicio público de electricidad.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 2 GW, siendo la provincia de Coclé dominante en este

aspecto con el 39% del potencial eólico identificado.

En la actualidad se cuenta con 26 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 9 licencias para la construcción y explotación de este recurso. Las empresas Fersa Panamá, S.A. (2 parques) con 330 MW, UEP Penonomé I, S.A. (1 parque) con 55 MW, UEP Penonomé II, S.A. (4 parques) con 280.8 MW, y Helium Energy Panamá, S.A. (2 parques) con 200 MW.

De igual manera se tienen 17 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación.

A finales del año 2013, se dieron los primeros aportes de energía eólica

debido a la instalación del Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW y aportó al sistema 113.18 GWh en el año 2014. El parque se encuentra en período de pruebas y se espera que a mediados de año 2015 entre en operación comercial.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema. Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

POTENCIAL SOLAR

Las tecnologías más desarrolladas utilizando la irradiación solar son: la fotovoltaica y la de concentración solar. Las celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se pueden utilizar en conexión con la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

En las centrales de concentración, la radiación solar calienta un fluido, que a su vez mueve una máquina térmica y un generador eléctrico. El calentamiento del fluido se hace por lo

general por medio de dispositivos ópticos que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas. Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar.

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo la tecnología fotovoltaica, única tecnología desarrollada hasta el momento en Panamá, ha

experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación. Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de más 1 GW, y de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 47 % con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 69 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 21 licencias para la

construcción y explotación de este recurso. La totalidad de los proyectos identificados suman 1169 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor potencial de energía eólica, con 34 proyectos identificados, totalizando 549.34 MW, además Chiriquí (20 proyectos) con 337.53 MW, Herrera (3 proyectos) con 21 MW, Los Santos (2 proyectos) con 18 MW, Panamá (7 proyectos) con 105 MW y Veraguas (3 proyectos) con 138 MW, completan los parques identificados.

En la actualidad la Empresa de Generación Eléctrica, S.A., cuenta con el primer parque solar de Panamá, Parque Solar Sarigua con 2.4 MW, el cual se encuentra fuera desde noviembre de 2014, debido a un daño en uno de sus equipos. Se espera que a mediados de 2015 restablezca operaciones.

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

La turbina hidráulica es una tecnología madura, y se ve evidenciado en que es la tecnología mayormente utilizada en la actualidad para el aprovechamiento del potencial del movimiento de las aguas. Dependiendo de las características de cada sitio, caída, caudal, si existe embalse o si es a filo de agua. Existen distintos tipos de turbinas.

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios

tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día. Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el mayor recurso con que cuenta el país, según datos de la

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 38 concesiones otorgadas y 33 en trámite, de los cuales suman 690.60 MW y 257.47 MW respectivamente. Además se tienen 1561.63 MW instalados. Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de

aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

POTENCIAL TÉRMICO TURBA

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras, bosque pantanoso, ninfeáceas sagitaria, rizoforo, en transición), cerca de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km² con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y

composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el cuadro 4.1 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

CUADRO 4. 1 RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE LA TURBA.

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm ³ (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 °F Tin condiciones reductoras 2310 °F Tin condiciones de oxidación 2640 °F fluido condiciones reductoras 2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

COMBUSTIBLES FÓSILES

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles. Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a promover políticas para

incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas térmicas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

BIOGAS

El biogás es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción

de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

La empresa URBALIA S.A., administradora del relleno en Cerro Patacón, tienen previsto generar energía por medio de biogás que son generados por los residuos sólidos que provienen del distrito de Panamá, San Miguelito y Arraiján, el cual tiene la aprobación de los Estudios de

Impacto Ambiental (EIA) de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), para llevar a cabo la construcción de la planta de electricidad, que tendrá capacidad para generar entre 8.2 MW.

SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

PROYECTOS EÓLICOS

En el primer semestre de 2015, se están incorporando al SIN, 4 parques eólicos propiedad de la empresa UEP Penonomé II, S.A (Nuevo Chagres, Rosa de los Vientos, Portobelo-Ballestillas y Marañón), los cuales cuentan con contratos de suministro de energía con las empresas distribuidoras, producto de la licitación para la Contratación de Suministro de Energía Eólica de Largo Plazo realizada en el año 2011.

En diciembre de 2013, se realizó la segunda licitación para la Contratación del Suministro de Energía para Centrales de Generación Eólica, donde resultaron adjudicadas tres empresas UEP Penonomé II, S.A, Fersa Panamá, S.A. y Natura Energy Corporation, por un período de quince (15) años, a partir del 1º de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2033.

A la fecha, se han dado avances importantes de proyectos eólicos, los

cuales cuentan con viabilidad de acceso a la red de transmisión aprobados. Estos proyectos son: Parque Eólico Penonomé II (Rosa de los Vientos, Nuevo Chagres, Portobelo-Ballestillas y Marañón) 215 MW, Proyecto Eólico Toabré 225 MW, Proyecto Eólico Antón 105 MW, Proyecto Eólico Viento Sur 150 MW, Proyecto Eólico Escudero 50 MW, ubicados en las provincias de Coclé y Veraguas.

El interés mostrado por parte de inversionistas ha venido en aumento debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, hecho que se refleja en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En el cuadro 4.2 se presenta un listado de estos proyectos.

CUADRO 4. 2 PROYECTOS EÓLICOS CON LICENCIAS DEFINITIVAS Y PROVISIONALES

Empresa	Nombre del Proyecto	MW	Provincia
Luz Eólica de Panamá, S.A.	Quijada del Diablo	150	Chiriquí
Sociedad Eólica de Panamá, S.A.	Boquete	100	Chiriquí
Energía Eólica Roanna	Roanna	24	Chiriquí
Energía Verde, S.A.	Parque Eólico Chimenea	19.8	Chiriquí
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Hornitos	34.5	Chiriquí
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	80	Coclé
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	74	Coclé
WDP Panamá, S.A.	La Candelaria	10	Los Santos
Unión Eólica Panameña, S.A.,	La Miel	25.5	Los Santos
EU Coprporation S.A.	El Aguila	200	Panamá
Innovent Central America, S.A.	Cerro Jefe	52	Panamá
Natura Energy Corporation	Las Margaritas	50	Panamá
Innovent Central America, S.A.	Los Manglares	136	Panamá
Unión Eólica Panameña, S.A.	Cerro Azul	40.8	Panamá
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	105	Veraguas
Centroamericana de Renovables, S.A.	Veraguas I	91	Veraguas
Santa Fe Energy, S.A.	La Vikinga	27	Veraguas
Fersa Panamá, S.A.	Toabre	225	Coclé
Fersa Panamá, S.A.	Antón	105	Coclé
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Fase I	55	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	17.5	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Portobelo	47.5	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	La Rosa de los Vientos	102	Coclé
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres	114	Coclé
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	150	Veraguas
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	50	Veraguas
		Σ	2085

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Actualmente, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A., desarrolló el primer plantel fotovoltaico que se integrará a la matriz energética nacional. El mismo cuenta con una potencia inicial instalada de 2.4 MW. Este proyecto se ubicará en la zona central del país, específicamente en el distrito de Parita, provincia de Herrera.

En la actualidad se cuenta con 21 licencias para la construcción y explotación de este recurso y con viabilidades de conexión aprobadas para estos parques solares. Además se cuenta con 48 parques con licencias provisionales.

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En el cuadro 4.3 se presenta un listado de estos proyectos.

CUADRO 4. 3 PROYECTOS FOTOVOLTAICOS CON LICENCIAS DEFINITIVAS Y EN TRAMITÉ

Empresa	Nombre del Proyecto	MW	Provincia
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.1	Panamá
Azucarera Nacional, S.A.	Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	Coclé
Agua Dulce Solar, Inc	Agua Dulce Solar	16.6	Coclé
Avanzalia Panamá, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Penonomé	120	Coclé
Bosque Solares de Coclé, S.A.	Bosques Solares de Coclé	8.3	Coclé
Bosque Solares de Penonomé, Inc.	Bosque Solares de Penonomé	8.3	Coclé
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	9.99	Coclé
Enel Fortuna, S.A.	Chiriquí	9	Chiriquí
Green Electric, S.A.	La Mata	10	Veraguas
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	9.99	Coclé
Panamá Solar Energy Providers Inc.	Campo Solar Tocumen	45	Panamá
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	9.9	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Progreso	49.5	Chiriquí
Solar Azuero Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Los Angeles	9.52	Los Santos
Solar Cocle Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Coclé	8.99	Coclé
Solar Panamá Venture, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Paris	8.99	Herrera
Solar XXI, S.A.	Solar XXI	40	Chiriquí
Tecnisol III, S.A.	Ikako II	10	Chiriquí
Tecnisol IV, S.A.	Ikako III	10	Chiriquí
Tecnisol I, S.A.	Ikako	10	Chiriquí
Tecnisol II, S.A.	Ikako I	10	Chiriquí
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica Llano Sánchez	9.99	Coclé
Bajo Frio PV, S.A.	Proyecto Solar Bajo Frio	20	Chiriquí
Clean Energy Solution Corp.	Parque Solar JH	10	Coclé
Compañía Solar de Panamá	Scott Solar	77	Coclé
El Higo Investment, S.A.	El Higo I	10	Chiriquí
Empresa de Produccion de Energia Limpia, S.A. (EPEL)	Campo Solar Santiago	88	Veraguas
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Bugaba	3	Chiriquí
Farrallon Solar 2, S.A.	Farrallon Solar 2	9.96	Coclé
Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Granja Solar Camarones	20	Panamá
FRV Solar Panamá, S de RL	FRV Progreso	36	Chiriquí
Gallegos Solar, S.A.	Los Gallegos	0.9	Coclé
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica El Macano	4	Herrera
GED Gersol Uno, S.A.	Planta Fotovoltaica La Salamanca	8	Herrera
I Power Corp.	Parque Solar San Enrique	10	Panamá
Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	10	Coclé
Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	9.99	Coclé
Keira Development, Inc.	Central Fotovoltaica Chumical 1	40	Veraguas
Llano Sanchez Solar Power Cuatro, S.A.	Vista Alegre	9.99	Coclé
Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Milton Solar	9.99	Coclé
Llano Sanchez Solar Power Tres, S.A.	Sol Real	9.99	Coclé
Luz Energy International Corp.	Planta Solar Agua Fria	10	Coclé
Neoen Panamá, S.A.	Neoen - Chiriquí	30	Chiriquí
Panamá Generation Solar	El Estero	13.6	Coclé
Panamá Solar 1, S.A.	El Roble	18	Coclé
Panamá Solar 2, S.A.	Pocrí	16	Coclé
Panameña de Energía Solar II, Inc.	Panameña de Energía Solar II	9.9	Coclé
Panameña de Energía Solar III, Inc.	Panameña de Energía Solar III	9.9	Coclé
Panameña de Energía Solar IV, Inc.	Panameña de Energía Solar IV	9.9	Coclé
Panameña de Energía Solar V, Inc.	Panameña de Energía Solar V	9.9	Coclé
Panameña de Energía Solar VI, Inc.	Panameña de Energía Solar VI	9.9	Coclé
Photovoltaics Investment, Corp.	Photovoltaics Investment, Corp.	10	Chiriquí
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20MW	20	Chiriquí
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.5	Los Santos
Río Chico Solar Power	Pedregalito Solar I	5	Chiriquí
San Carlos Solar, S.A.	El Higo II	10	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Los Llanos	59.4	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Boquerón	19.8	Coclé
SDR Energy Panamá, S.A.	Mata de Nance	19.8	Chiriquí
Sol Real Istmo, S.A.	Sol de David	9.99	Chiriquí
Sol Real Uno, S.A.	Generadora Solar Caldera	5.5	Chiriquí
Sol Real Uno, S.A.	Estrella Solar	5	Coclé
Solar Energy World Corporation, S.A.	Parque Solar Fotovoltaico Anton	5	Coclé
Solar Green, S.A.	Planta Solar el Coco	10	Coclé
Solar Sur, S.A.	Solar Sur I	10	Panamá
Solar West, S.A.	Solar West I	10	Chiriquí
Solpac Investment, S.A.	Pacora II	10	Panamá
Solpacora, S.A.	Pacora I	10	Panamá
Town Center Eventos, Inc	Playa Blanca Solar	2	Coclé
		Σ	1169

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

TURBA

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de

Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto. Además dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen considerados aquellos proyectos que mantienen esta situación.

El Cuadro 4.4 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos,

considerados en la actualización del Plan Indicativo de Generación 2015.

CUADRO 4. 4 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CONSIDERADOS

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Capacidad Instalada MW	Potencia Firme MW	Energía Anual Promedio GWh	Costo Fijo O&M \$/KW-Año	Costo de Construcción \$/KW
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Filo de Agua	31.80	22.22	156.00	25.00	4351.17
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Filo de Agua	2.10	2.10	18.40	30.00	2249.67
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Filo de Agua	27.90	8.05	127.48	30.00	2249.67
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Filo de Agua	27.90	8.05	127.48	30.00	2249.67
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Filo de Agua	14.40	3.17	55.78	30.00	3019.66
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Filo de Agua	10.30	2.54	40.20	40.00	4466.02
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Filo de Agua	28.49	11.57	131.08	25.00	3922.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Filo de Agua	0.58	0.58	3.00	25.00	2000.00
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Filo de Agua	1.73	1.73	8.94	25.00	2000.00
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Filo de Agua	8.88	3.35	45.00	56.00	3716.22
Hidronorth Corp.	La Huaca	Filo de Agua	11.62	0.17	44.40	64.00	3614.46
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	Filo de Agua	5.86	1.36	28.96	160.00	4503.14
Electron Investment	Pando	Filo de Agua	32.90	25.13	170.80	23.35	2992.31
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Filo de Agua	5.00	1.95	33.11	80.00	3288.89
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Filo de Agua	17.30	1.28	57.94	31.25	2022.65
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Filo de Agua	15.25	5.64	64.14	30.00	3500.00
Generadora del Istmo S.A.	Cuesta de Piedra	Filo de Agua	4.78	0.83	23.13	80.00	5862.65
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Filo de Agua	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.92
Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	Filo de Agua	5.20	1.03	20.70	160.00	3532.79
Aht,S.A.	Los Trancos	Filo de Agua	0.80	0.26	4.00	175.00	5000.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Filo de Agua	4.50	2.55	33.30	80.00	3500.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Filo de Agua	8.80	2.12	46.23	75.00	3068.18
Eco-Hidro Paraiso, S.A.	Asturias	Filo de Agua	4.10	1.23	21.19	80.00	3288.89
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Filo de Agua	9.00	2.70	38.63	55.00	3288.89
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Filo de Agua	9.90	2.43	43.30	75.00	3949.49
Caldera Power Inc.	Caldera	Filo de Agua	6.10	1.83	15.90	75.00	2390.75
Hidro Burica, S.A.	Burica	Filo de Agua	63.10	22.31	279.70	25.00	3169.57
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Filo de Agua	6.45	1.94	33.34	75.00	3288.89
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Filo de Agua	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.82
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Filo de Agua	28.35	8.51	91.97	25.00	3700.00
AHB, S.A.	Guayabito	Filo de Agua	0.90	0.36	6.00	156.00	4444.44
Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	Potrerillos	Filo de Agua	4.17	1.25	27.21	80.00	3115.26
Panama Energy Business, Inc	Lalin III	Filo de Agua	20.00	1.07	60.83	41.21	5250.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Filo de Agua	7.80	7.40	24.80	125.00	3839.50
Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	Los Estrechos	Filo de Agua	9.50	2.85	44.40	55.00	3116.51
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	Filo de Agua	13.79	4.14	46.34	40.00	3040.80
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	Chan II	Embalse	223.88	161.01	1120.00	12.50	5965.15
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	Filo de Agua	34.50	11.90	148.50	25.00	3677.07
Rio Power, S.A.	Cerro Viejo	Filo de Agua	4.00	1.20	18.00	80.00	3500.00
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Filo de Agua	6.10	1.83	26.40	75.00	3594.77
Hidro Occidente, S.A	El Remance	Filo de Agua	8.00	2.40	38.00	55.00	3500.00
Panama Enegy Finance, Inc	Lalin II	Filo de Agua	40.00	4.27	137.56	39.71	4750.00
Panama Power Energy, Inc	Lalin I	Filo de Agua	20.00	4.48	68.27	41.21	3850.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Filo de Agua	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66
9 Power, S.A.	La Palma	Filo de Agua	3.00	0.24	9.51	80.00	3288.89
Natural Power & Resources, S.A.	Cañazas	Filo de Agua	5.94	0.68	27.17	75.00	3288.89
Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	Filo de Agua	10.00	3.00	49.30	120.00	3800.00
Mifta Power, Inc.	Santa María	Filo de Agua	26.00	12.54	111.50	25.00	3700.00
Σ			729	373	3784	62	3483

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la confiabilidad y estabilidad del sistema. El Cuadro 4.5 y Cuadro 4.6 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

CUADRO 4. 5 PROYECTOS TÉRMICOS CANDIDATOS IDENTIFICADOS

Nombre	Capacidad Instalada MW	Rendimiento	Combustible Utilizado	Costo de O & M		Costo de Construcción \$/kW	
				Fijo \$/kW-Año	Variable \$/MWh		
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	56.9226	Gal/MWh	Bunker C		12.00	826.22
Termoeléctrica Energyst (PM1360)	19.68	71.38	Gal/MWh	Diesel	206.16	245.90	370.81
Termoeléctrica Energyst (XQC1600)	47.74	66.51	Gal/MWh	Diesel	206.16	245.90	370.81
IEP PANAMÁ UNO	102.60	63.8275	Gal/MWh	Diesel	52.50	2.50	747.56
Jinro Power	57.80	55.2417	Gal/MWh	Bunker C	26.47	8.97	1211.07
Atlantic Gateway Project (WARTSILA VASA 18V32)	82.50	71.8065	Gal/MWh	Bunker C	59.00	16.54	642.00
Atlantic Gateway Project (WARTSILA VASA 18V32)	9.40	71.6545	Gal/MWh	Bunker C	59.00	16.54	642.00
Amp. Panam	49.50	57.4644	Gal/MWh	Bunker C	7.00	12.00	1111.11
Bocatérmica	330.00	0.4102	Ton/MWh	Carbón	52.67	40.00	4442.24
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)	274.00	0.36	Ton/MWh	Carbón			

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

CUADRO 4. 6 PROYECTOS TÉRMICOS CANDIDATOS GENÉRICOS

Proyectos de Expansión	Capacidad Instalada MW	Rendimiento	Combustible Utilizado	Costo de O & M		Costo de Construcción \$/kW	Programa de Inversión (%) Años de Construcción					Números de meses			
				Fijo \$/kW-Año	Variable \$/MWh		-5	-4	-3	-2	-1	Pre-inversión	Construcción	Total	
Carbón	150	0.40	Ton/MWh	Carbón	54.2	4.5	2800.0		1.5	42.1	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	200	0.38	Ton/MWh	Carbón	49.2	3.9	2700.0	0.1	1.5	42	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	250	0.36	Ton/MWh	Carbón	47.3	3.5	2500.0	0.1	1.5	42	43.1	13.3	12	42	54
Carbón	400	0.32	Ton/MWh	Carbón	38.0	2.8	2250.0	0.1	11.1	60	24.3	4.5	12	45	57
Carbón	500	0.30	Ton/MWh	Carbón	29.0	2.2	2200.0	0.1	11.1	60	24.3	4.5	12	45	57
Ciclo Combinado (Gas)	150	278.55	m³/MWh	Gas Natural	18.6	3.5	1200.0			0.1	81.1	18.8	12	24	36
Ciclo Combinado (Gas)	200	264.52	m³/MWh	Gas Natural	17.3	3.3	1100.0		0	2.3	78.9	18.8	12	27	39
Ciclo Combinado (Gas)	250	258.85	m³/MWh	Gas Natural	16.3	3.1	1050.0		0.1	7.7	71.8	20.5	12	30	42
Ciclo Combinado (Diesel)	150	57.97	Gal/MWh	Diesel	16.6	3.1	1150.0			1.6	78.9	19.1	12	27	39
Ciclo Combinado (Diesel)	250	54.35	Gal/MWh	Diesel	14.5	2.8	1000.0		0.1	7.7	71.8	20.5	12	30	42
Motor de Media Velocidad	50	57.00	Gal/MWh	Búnker C	60.0	7.5	2200.0			0.1	51.1	48.8	12	20	32
Motor de Media Velocidad	100	55.05	Gal/MWh	Búnker C	47.5	6.2	1800.0		0	4.4	85.5	10	12	27	39
Turbina de Gas (Gas)	50	338.57	m³/MWh	Gas Natural	14.5	2.5	1350.0				0	100	6	10	16
Turbina de Gas (Gas)	100	277.80	m³/MWh	Gas Natural	11.5	3.9	1300.0				0.1	99.9	6	12	18
Turbina de Gas (Diesel)	100	66.00	Gal/MWh	Diesel	21.0	3.0	1250.0				0.1	99.9	6	10	16

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta Página Ha Sido Intencionalmente Dejada En Blanco

CAPITULO 5

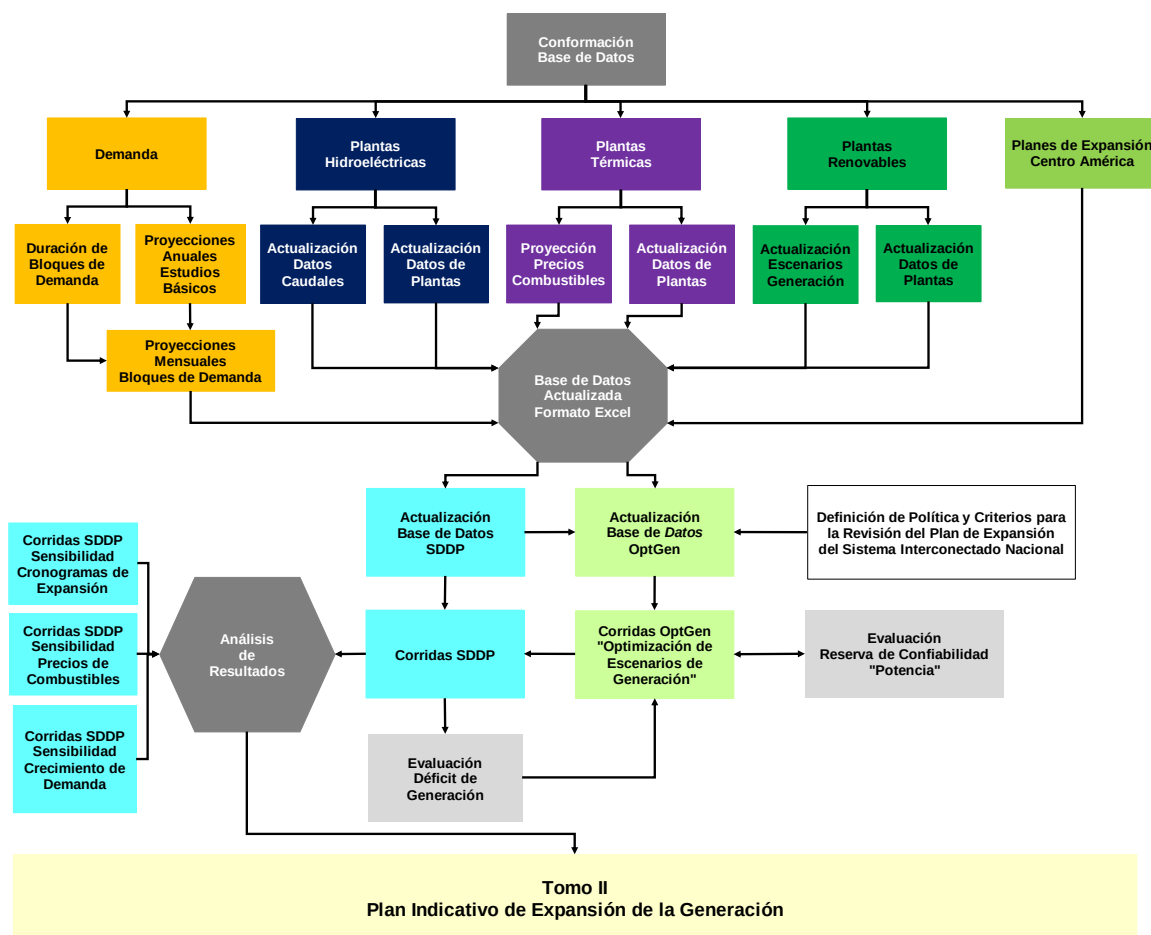
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias

y concesiones a los proyectos de generación.

La Gráfica 5.1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

GRÁFICO 5. 1 METODOLOGÍA GENERAL DE REALIZACIÓN DEL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en enero de 2015.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión.*

HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

OPTGEN-SDDP versión 7.0.6 Beta, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 12.0.7. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica

dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

PERÍODO DE ESTUDIO

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2015-2029, con un año de extensión. El período 2015-2018 es fijo y no está sujeto a optimización.

HIDROLOGÍA

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.

DEMANDA

Se utilizaron dos escenarios de demanda. (1) El escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.48 % en energía 5.45 % en potencia; y (2) el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.65% y 5.86%. (Ver Capítulo 2).

Bloques de demanda

Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 2.97%
- Demanda Alta: 19.05%
- Demanda Media: 25.6%
- Demanda Baja: 20.24%
- Demanda Mínima: 32.14%.

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.

(Ver Capítulo 3).

PROYECTOS DE GENERACIÓN FUTUROS.

(Ver Capítulo 4)

SIMULACIONES

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En el Cuadro 5.1 se presentan los

parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).

Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los

límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del

inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

CUADRO 5. 1 PARÁMETROS DE LAS CORRIDAS SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá Costa Rica Nicaragua Honduras El Salvador Guatemala
Objetivo del Estudio	Politica Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sinteticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuracion	Dinamica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2015
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	50
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.

CUADRO 5. 2 PLAN DE EXPANSIÓN DE COSTA RICA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Torito	Hidroeléctrica	50.00
2015	Orosí	Eólico	50.00
2015	Cachí	Hidroeléctrica	(105.00)
2015	Cachí 2	Hidroeléctrica	158.20
2015	TilaWind	Eólico	20.00
2015	Bijagua (CoopG)	Hidroeléctrica	18.00
2015	Chucás	Hidroeléctrica	50.00
2015	Río Macho	Hidroeléctrica	(120.00)
2015	Río Macho 2	Hidroeléctrica	140.00
2016	Campos Azules	Eólico	20.00
2016	Reventazón Minicentral	Hidroeléctrica	13.50
2016	Reventazón	Hidroeléctrica	292.00
2016	La Joya 2	Hidroeléctrica	64.00
2016	La Joya	Hidroeléctrica	(50.00)
2016	Altamira	Eólico	20.00
2016	Vientos de Miramar	Eólico	20.00
2016	Vientos de la Perla	Eólico	20.00
2017	Consuelo	Hidroeléctrica	14.00
2017	Eólico Cap1 Conc 2	Eólico	20.00
2017	La Esperanza Atirro	Hidroeléctrica	3.00
2017	Hidro Cap1 Conc 2	Hidroeléctrica	50.00
2017	Monte Verde 2	Hidroeléctrica	5.00
2017	Capulín	Hidroeléctrica	48.70
2017	Moín 1	Bunker	(19.50)
2019	Pailas 2	Geotérmica	55.00
2021	Turbina Proy 1	Diésel	80.00
2022	Turbina Proy 2	Diésel	80.00
2024	Borinquen 1	Geotérmica	55.00
2025	Diquís	Hidroeléctrica	623.00
2025	Diquís Minicentral	Hidroeléctrica	27.00

Fuente: GTPiR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 3 PLAN DE EXPANSIÓN DE EL SALVADOR

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Amp Ing. El Ángel	Biomasa	21.00
2015	Amp Ing. Chaparrastique	Biomasa	55.00
2015	H-Xacbal	Hidroeléctrica	30.00
2015	Fotovoltaico 15 de Septiembre	Solar	14.20
2016	Optimización Ahuachapán	Geotérmica	6.00
2016	C H 5 de Noviembre Ampliación	Hidroeléctrica	80.00
2016	Ingenio El Ángel	Biomasa	35.00
2017	FV Zona Oriental	Solar	60.00
2017	Berlín V-1	Geotérmica	6.00
2017	CH El Chaparral	Hidroeléctrica	65.70
2017	Eólico Matapán	Eólico	42.00
2017	Fotovoltaico Cerrón Grande	Solar	8.00
2018	Motores a GN	Gas Natural	380.00
2018	Ingenio Central Izalco	Biomasa	15.00
2019	Berlín V-2	Geotérmica	30.00
2019	Chinameca	Geotérmica	30.00
2023	CH El Cimarrón	Hidroeléctrica	261.00

Fuente: GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2014

CUADRO 5. 4 PLAN DE EXPANSIÓN DE GUATEMALA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN									
NOMBRE	Fuente	Potencia (MW)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7
GEO I	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
GEO II	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
GEO III	Geotérmica	100.00				2017	2017	2018	2017
HIDRO-ALTV II	Hidroeléctrica	19.00	2020					2028	
HIDRO-ALTV III	Hidroeléctrica	63.00	2019				2018	2027	
HIDRO-ALTV IV	Hidroeléctrica	56.00		2015	2015	2015	2015	2026	2015
HIDRO-ALTV V	Hidroeléctrica	60.00				2028	2026		
HIDRO-ALTV VI	Hidroeléctrica	26.00			2014				2023
HIDRO-ALTV VII	Hidroeléctrica	21.00			2025	2025		2014	
HIDRO-ALTV VIII	Hidroeléctrica	111.00	2022			2025			
HIDRO-ALTV IX	Hidroeléctrica	163.00	2027	2023	2021		2028		2025
HIDRO-ALTV X	Hidroeléctrica	25.00		2014		2028			
HIDRO-ALTV XI	Hidroeléctrica	67.00							2023
HIDRO-ALTV XII	Hidroeléctrica	181.00							2027
HIDRO-BAJV I	Hidroeléctrica	32.00						2018	2021
HIDRO-BAJV II	Hidroeléctrica	78.00					2025		
HIDRO-CHIQ I	Hidroeléctrica	59.00	2023	2024	2023	2025	2023		
HIDRO-CHIQ II	Hidroeléctrica	57.00							
HIDRO-CHIQ III	Hidroeléctrica	27.00	2025		2021			2021	2020
HIDRO-CHIQ IV	Hidroeléctrica	120.00	2028	2021	2025				
HIDRO-PROG I	Hidroeléctrica	93.00							2027
HIDRO-QUIC I	Hidroeléctrica	41.00	2028					2019	
HIDRO-QUIC II	Hidroeléctrica	90.00			2016		2016		2019
HIDRO-QUIC III	Hidroeléctrica	43.00	2018	2018				2020	2021
HIDRO-QUIC IV	Hidroeléctrica	57.00			2014				2014
HIDRO-QUIC V	Hidroeléctrica	36.00	2020		2021		2021		
HIDRO-QUIC VI	Hidroeléctrica	140.00			2027				2025
HIDRO-QUIC VII	Hidroeléctrica	90.00		2022	2023				2015
HIDRO-ESCU I	Hidroeléctrica	28.00	2017	2022		2024			2018
HIDRO-GUAT I	Hidroeléctrica	50.00		2016	2016	2023	2017	2016	
HIDRO-HUEH I	Hidroeléctrica	198.00	2023			2022	2021		
HIDRO-HUEH II	Hidroeléctrica	114.00	2026	2020	2018		2023		
HIDRO-HUEH III	Hidroeléctrica	23.00		2014			2014		
HIDRO-HUEH IV	Hidroeléctrica	152.00				2025			
HIDRO-HUEH V	Hidroeléctrica	74.00				2024		2026	
HIDRO-IZAB I	Hidroeléctrica	11.00				2021		2021	2022
HIDRO-QUET I	Hidroeléctrica	35.00	2026	2027			2019		
HIDRO-QUET II	Hidroeléctrica	35.00						2019	2027
HIDRO-RETA I	Hidroeléctrica	25.00	2024			2024			
HIDRO-SNMA I	Hidroeléctrica	17.00	2018			2017			
HIDRO-SNMA II	Hidroeléctrica	31.00	2018	2018					2018
HIDRO-SNMA III	Hidroeléctrica	98.00	2024	2026	2023				
HIDRO-SNMA IV	Hidroeléctrica	75.00	2020	2020	2020			2020	2022
HIDRO-SNMA V	Hidroeléctrica	46.00						2027	2027
HIDRO-SNMA VI	Hidroeléctrica	150.00				2022	2024		2024
HIDRO-SNMA VII	Hidroeléctrica	40.00	2018	2018		2018	2018		
HIDRO-SNRO I	Hidroeléctrica	84.00	2022	2022	2022		2022	2028	2022
HIDRO-ZACP I	Hidroeléctrica	32.00		2016				2015	2026
GAS NATURAL I	Gas Natural	150.00		2015	2015				2015
HIBRIDO I	Bagazo - Carbón	100.00	2015						2021
HIBRIDO II	Bagazo - Carbón	100.00	2028		2018				2027
HIBRIDO III	Bagazo - Carbón	100.00	2018		2026				2028
Escenario 1	Biomasa - Carbón								
Escenario 2	Gas Natural								
Escenario 3	No Geotérmicas								
Escenario 4	Todos los Recursos								
Escenario 5	Exportaciones								
Escenario 6	Eficiencia Energética								
Escenario 7	Tendencias y Demanda Alta								

Fuente: GTPIR - Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Abril 2014

En el sistema de Guatemala se consideró el escenario de expansión 2.

CUADRO 5. 5 PLAN DE EXPANSIÓN DE HONDURAS

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Ampliación de Mesoamérica	Eólico	24.00
2015	Vientos de San Marcos	Eólico	49.50
2015	Quilio (privado)	Hidroeléctrica	0.69
2015	Puringla Sazagua	Hidroeléctrica	7.32
2015	Ojo de Agua	Hidroeléctrica	22.50
2015	San Alejo	Hidroeléctrica	2.10
2015	Zinguizapa	Hidroeléctrica	2.75
2015	Pencaligue	Hidroeléctrica	23.20
2015	Ojo de Agua Fase II (La Olancha)	Hidroeléctrica	3.00
2015	Río Betulia	Hidroeléctrica	5.55
2015	Río Patate	Hidroeléctrica	1.00
2015	Los Planes Fase 1	Hidroeléctrica	4.00
2015	Los Planes Fase 2	Hidroeléctrica	2.00
2015	Green Energy	Biomasa	35.00
2015	Bioenergía R4E Puerto Cortés	Biomasa	1.56
2015	Caracol Knits	Biomasa	18.00
2015	Biomasa Merendón	Biomasa	18.00
2015	Ampliación de Tres Valles	Biomasa	7.50
2015	Proyectos solares	Solar	300.00
2016	Ampliación Vientos de San Marcos	Eólico	12.00
2016	VETASA Búnker (Alstom y Sulzer)	Búnker	35.00
2016	BECOSA	Carbón/Coque	90.00
2016	Chinchayote (Grupo Terra)	Eólico	45.00
2016	Los Tablones / San Juan Ojojona	Eólico	40.00
2016	Churune	Hidroeléctrica	3.25
2016	Río Verde	Hidroeléctrica	8.20
2016	Río Betulia	Hidroeléctrica	3.62
2016	Río Frío (Sesecapa)	Hidroeléctrica	3.40
2016	Platanares	Geotérmica	12.00
2016	Hidro Xacbal	Hidroeléctrica	45.00
2016	Jícaro I	Hidroeléctrica	7.50
2016	El Zapote	Hidroeléctrica	6.30
2016	Bioenergía R4E Choloma	Biomasa	1.56
2016	Jaremar	Biomasa	0.48
2016	Nacional de Ingenieros*	Diesel	(20.00)
2016	Elcosa*	Búnker	(80.00)
2016	Ampliación Lufussa 1*	Búnker	(33.50)

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 6 PLAN DE EXPANSIÓN DE HONDURAS. (CONTINUACIÓN)

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2017	Alao primera etapa	Hidroeléctrica	8.60
2017	Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.10
2017	La Entrada Fase 1	Hidroeléctrica	14.80
2017	Zompopero	Hidroeléctrica	14.98
2017	Jícaro II	Hidroeléctrica	14.90
2017	Naranjito	Hidroeléctrica	48.30
2017	Loma Larga	Hidroeléctrica	25.28
2017	HGPC	Biomasa	35.00
2018	Platanares	Geotérmica	23.00
2018	Santa Maria de Quipua	Hidroeléctrica	38.65
2018	Guano-I	Hidroeléctrica	14.80
2018	Jilamito	Hidroeléctrica	14.85
2018	Azacualpita	Hidroeléctrica	18.96
2018	Jaremar Biomasa de Palma Afric	Biomasa	25.00
2018	Geotérmica Azacualpa	Geotérmica	20.00
2018	Geotérmica Pavana	Geotérmica	20.00
2018	Piedras Amarillas	Hidroeléctrica	100.00
2018	Motores de media velocidad	Búnker	700.00
2018	Ceiba	Búnker	(26.60)
2018	Santa Fe	Diesel	(5.00)
2018	La Puerta Hitachi	Diesel	(18.00)
2018	La Puerta General	Diesel	(15.00)
2018	Lufussa 3**	Búnker	(210.00)
2018	Enersa**	Búnker	(200.00)
2018	Ampliación ENERSA**	Búnker	(30.00)
2019	Petacón	Hidroeléctrica	11.89
2019	Las Ventanas	Hidroeléctrica	8.52
2019	El Tornillito	Hidroeléctrica	160.20
2019	Emce 2**	Búnker	(60.00)
2019	Lufussa 2**	Búnker	(80.00)
2020	Turbinas de gas	Diesel	150.00
2020	VETASA	Búnker	(55.00)
2021	Llanitos	Hidroeléctrica	98.00
2021	Tablón	Hidroeléctrica	20.00
2021	Carbón	Carbón	250.00
2022	Jicatuyo	Hidroeléctrica	173.00
2024	La Tarrosa	Hidroeléctrica	150.00
2024	Valencia	Hidroeléctrica	270.00

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CUADRO 5. 7 PLAN DE EXPANSIÓN DE NICARAGUA

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN			
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Larreynaga	Hidroeléctrica	17.20
2015	El Diamante	Hidroeléctrica	5.00
2016	Alba Rivas II	Eólico	63.00
2016	Alba Motor (140 MW)	Bunker	140.00
2016	Nicaragua 1	Bunker	(50.00)
2016	Nicaragua 2	Bunker	(50.00)
2017	Montelimar	Biomasa	30.00
2018	Salto Y-Y	Hidroeléctrica	26.00
2018	Casitas	Geotérmica	35.00
2018	CASUR (Ingenio)	Biomasa	24.00
2020	Tumarín	Hidroeléctrica	253.00
2020	El Barro	Hidroeléctrica	32.00
2020	Tipitapa PPA	Bunker	(50.90)
2020	Corinto PPA	Bunker	(68.50)
2020	Censa PPA	Bunker	(57.00)
2021	Boboké	Hidroeléctrica	70.00
2021	Romanicsa	Fotovoltaico	30.00
2021	Telica	Geotérmica	55.00
2023	Casitas	Geotérmica	35.00
2023	Cangiles	Hidroeléctrica	27.20
2024	Copalar Bajo	Hidroeléctrica	150.00
2024	Corriente Lira	Hidroeléctrica	40.00
2026	Hoyo	Geotérmica	50.00
2027	Casitas	Geotérmica	35.00

Fuente: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2014

CAPITULO 6

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2015 – 2025, y se desarrolla a partir de un escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía. Se analizan tres escenarios, cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radica en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos

hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y una pequeña planta fotovoltaica. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

En los cuadros 6.1 y 6.2 se presentan el cronograma de expansión de corto plazo de los escenarios analizados.

CUADRO 6. 1 CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
	1	P.F. Zona Franca Albrook			0.10				
	1	Capira Und. 6				-1.00			
	1	Capira Und. 8 y 9				-4.50			
	2	Bonyic	31.80						
	3	Estrella del Mar (Barcaza)				72.00			
	3	Rosa de los Vientos (Etapa 1)		25.00					
	3	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)		50.00					
	4	Marañón		17.50					
	4	Portobello Ballestillas (Etapa 1)		15.00					
	4	P.S.F. Coclé Solar 1			0.96				
	4	Chitré Und. 3 y 7				-4.50			
	5	Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)		12.50					
	5	Rosa de los Vientos (Etapa 1)		27.50					
2015	5	La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10				572.13	3190	1577
	5	La Potra (Bajo Frio)	27.90						
	5	Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90						
	6	Chiriquí			9.87				
	6	Rosa de los Vientos (Etapa 2)		37.50					
	7	Rosa de los Vientos (Etapa 2)		12.50					
	7	Las Cruces	14.40						
	9	Jinro Power				57.80			
	9	Atlantic Gateway Project				92.00			
	10	Portobello Ballestillas (Etapa 1)		17.50					
	12	Proyecto Solar			20.00				
	12	San Andres	10.30						
	1	Amp. Panamá				49.50			
	1	IEP PANAMÁ UNO				102.60			
	1	Bajo de Mina G3	0.58						
	1	Baitun G3	1.73						
	1	Los Planetas 2	8.88						
	2	Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)		52.50					
	2	Portobello Ballestillas (Etapa 2)		15.00					
	3	Cerro Patacón				8.20			
2016	3	Proyecto Solar			9.90		390.06	3580	1724
	4	La Huaca	11.62						
	4	Bugaba 2	5.86						
	5	Pando	32.90						
	6	Bajo de Totumas	5.00						
	7	Barro Blanco	28.49						
	12	Proyecto Solar			20.00				
	12	Proyecto Solar			20.00				
	12	El Sindigo	17.30						

CUADRO 6. 2 CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO. (CONTINUACIÓN)

	1	San Bartolo	15.25						
	2	Cuesta de Piedra	4.78						
	3	TG1 Subestación Panamá				-21.40			
	3	Cotito	5.00						
	3	La Herradura	5.20						
	3	TG2 Subestación Panamá				-21.40			
2017	5	Punta Rincón (Excedente)				*74	268.73	3849	1790
	6	Los Trancos	0.80						
	6	Tizingal	4.50						
	8	Chuspa	8.80						
	9	Asturias	4.10						
	10	Río Piedra	9.00						
	10	San Andrés II	9.90						
	11	Caldera	6.10						
	12	Proyecto Eólico		105.00					
	12	Proyecto Solar			20.00				
	12	Proyecto Solar			50.00				
	12	Burica	63.10						
	1	Panamá 2				-103.32			
	1	Aggreko Cerro Azul				-125.72			
	1	Ojo de Agua	6.45						
	3	Térmica				400.00			
2018	3	Colorado	6.74				417.50	4266	1879
	10	Santa Maria 82	28.35						
	12	Proyecto Eólico		105.00					
	12	Proyecto Solar			100.00				
Σ			405	493	251	500	1648		
Capacidad Instalada Actual = 2617.92 MW									

● Retiro de Unidades.

* La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectara al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

ESCENARIO DE REFERENCIA

De la metodología descrita en el capítulo 5 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan

a base de Gas Natural Licuado y Carbón a partir del 2019, cuyo cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en el Cuadro 6.3.

CUADRO 6. 3 CRONOGRAMA DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	Temo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
	1	Guayabito	0.90						
	1	Potrerillos	4.17						
	2	Lalín III	20.00						
2019	6	Caña Blanca	7.80				176.16	4442	1984
	6	Los Estrechos	9.50						
	12	La Laguna	13.79						
	12	Proyecto Eólico		120.00					
2020	2	Planta Térmica				400.00	623.88	5066	2086
	7	Chan II	223.88						
2021	1	Lalín II	40.00				40.00	5106	2188
2022	1	Lalín I	20.00				20.00	5126	2299
2023	1	Bariles	1.00				11.00	5137	2422
	1	El Recodo	10.00						
2024	1	Proyecto Solar			100.00		100.00	5237	2546
2026	1	CC GNL				250.00	250.00	5487	2808
2028	1	CC GNL				250.00	250.00	5737	3097
Σ			351	120	100	900	1471		
Capacidad Instalada 2018 4266.33 MW									

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En este escenario se instalan 3309 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 22.84% corresponden a plantas hidroeléctricas (756 MW), el 50.59% a plantas térmicas (1,674 MW) y 26.57% lo componen plantas renovables no convencionales, plantas eólicas (520 MW), plantas solares (351 MW) y BioGás. Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente y los

retiros programados, el resultado sería un total de 5,737 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

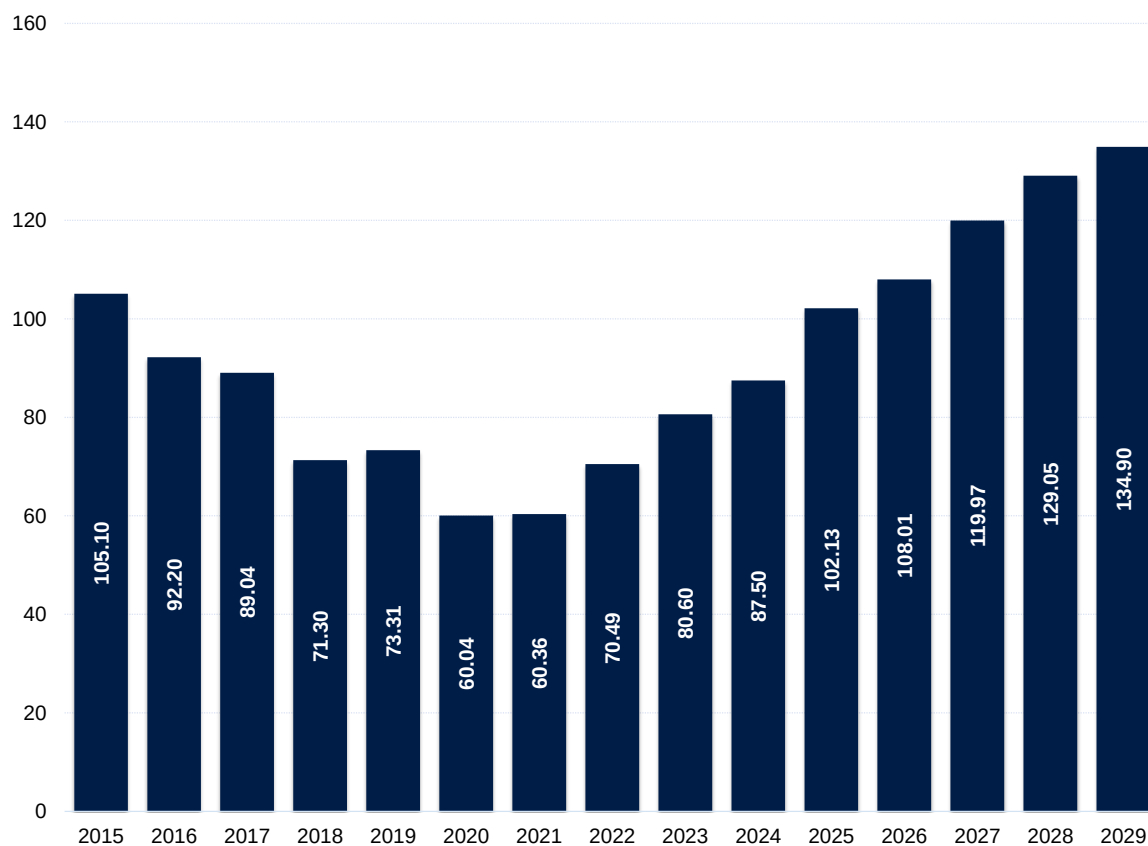
CUADRO 6. 4 COSTOS DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

Costo	Escenario Referencia
Inversión	4552.19
Déficit	2.93
Operativo	3197.60
Ambiental	683.76
Total	8436.48

El gráfico 6.1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso de Referencia. Mostrando una disminución en promedio anual para el periodo de 2015 - 2021, debido a la gran entrada de proyectos hidroeléctricos y renovables que desplazarían generación a base de combustibles como Diésel y Bunker.

A partir del 2021 el costo marginal del sistema aumenta en promedio un 11% anual, comportamiento que se da debido la disminución de la brecha entre la demanda y la oferta, además del incremento hipotético del precio de los combustibles para esa fecha debido a un crecimiento de la demanda de los mismos.

GRÁFICO 6. 1 COSTO MARGINAL DE DEMANDA DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE REFERENCIA



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

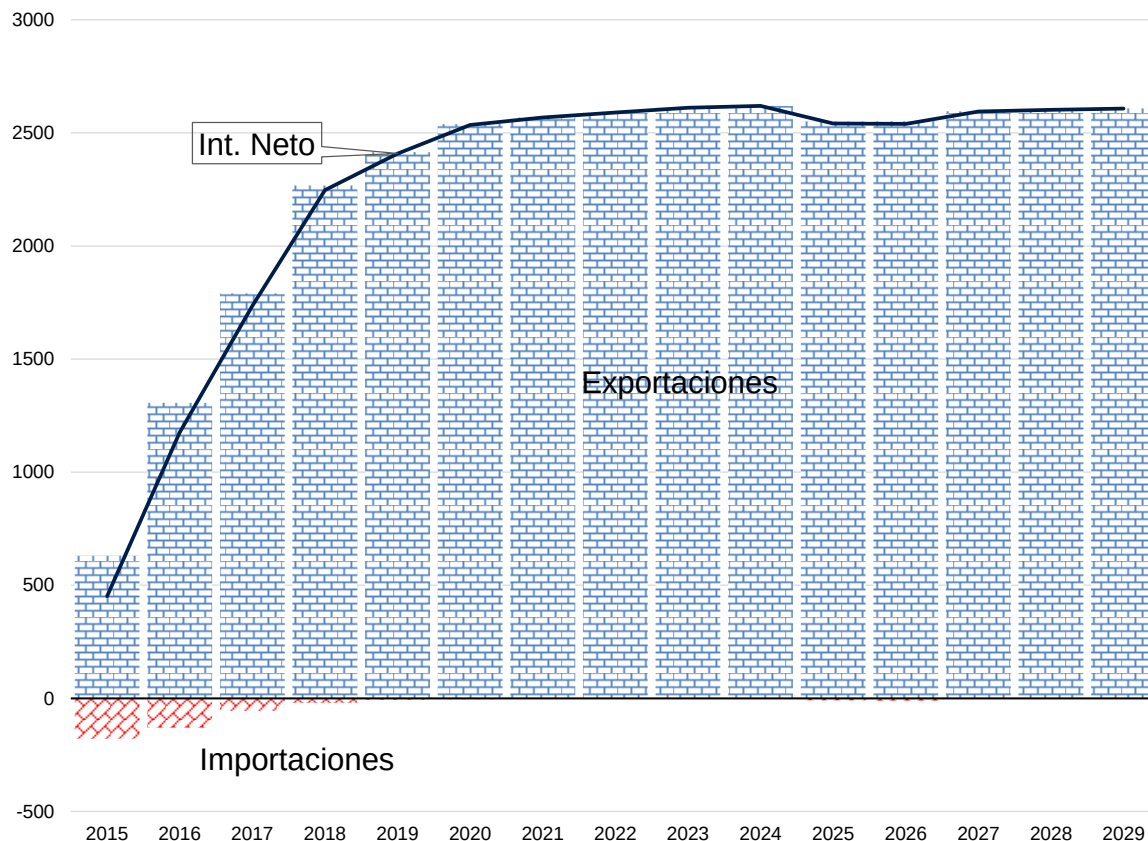
La entrada de la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a

precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de

300MW y se presentan intercambios promedios de 2000 GWh anuales en el periodo comprendido del 2018 al

2029, como se observa en el gráfico 6.2.

GRÁFICO 6. 2 INTERCAMBIOS DE ENERGÍA CON CENTROAMÉRICA DEL ESCENARIO DE REFERENCIA.

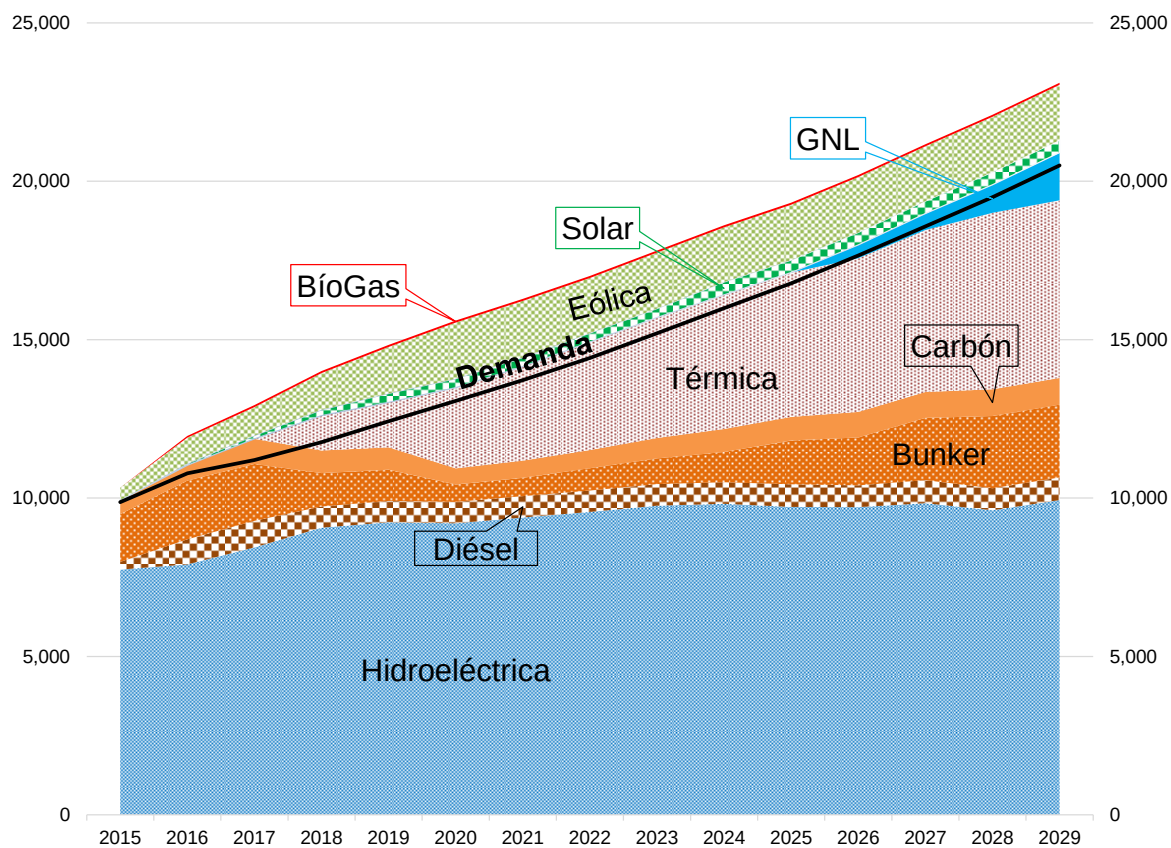


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

En el gráfico 6.3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico. Además, se muestra que para el año 2018 la generación térmica vuelve a

ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía luego de la entrada en operación de las plantas térmicas del 2018 al 2020 principalmente.

GRÁFICO 6. 3 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

ESCENARIO DE CARBÓN

En este escenario, al igual que en el anterior, se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen proyectos que utilizan carbón. Este

Plan de Expansión de Generación de largo plazo se presenta en el cuadro 6.5.

CUADRO 6. 5 PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO DE CARBÓN

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	Teno	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
2019	1	Guayabito	0.90						
	1	Potrerrillos	4.17						
	2	Lalín III	20.00						
	6	Caña Blanca	7.80				176.16	4442	1984
	6	Los Estrechos	9.50						
	12	La Laguna	13.79						
	12	Proyecto Eólico		120.00					
2020	2	Planta Térmica				400.00	450.00	4892	2086
	12	Proyecto Eólico		50.00					
2021	1	Lalín II	40.00				40.00	4932	2188
2022	1	Lalín I	20.00				20.00	4952	2299
2023	1	Barriles	1.00				11.00	4963	2422
	1	El Recodo	10.00						
2024	1	Chan II	223.88				323.88	5287	2546
	1	Proyecto Solar			100.00				
2025	1	CB 350				350.00	350.00	5637	2670
	1	CB 250				250.00	361.60	5999	2952
2027	1	Proyecto Eólico		111.60					
Σ			351	282	100	1000	1733		
Capacidad Instalada 2018 = 4266.33 MW									

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3570 MW de capacidad al sistema actual, donde el 21.17% corresponde a proyectos hidroeléctricos (756 MW),

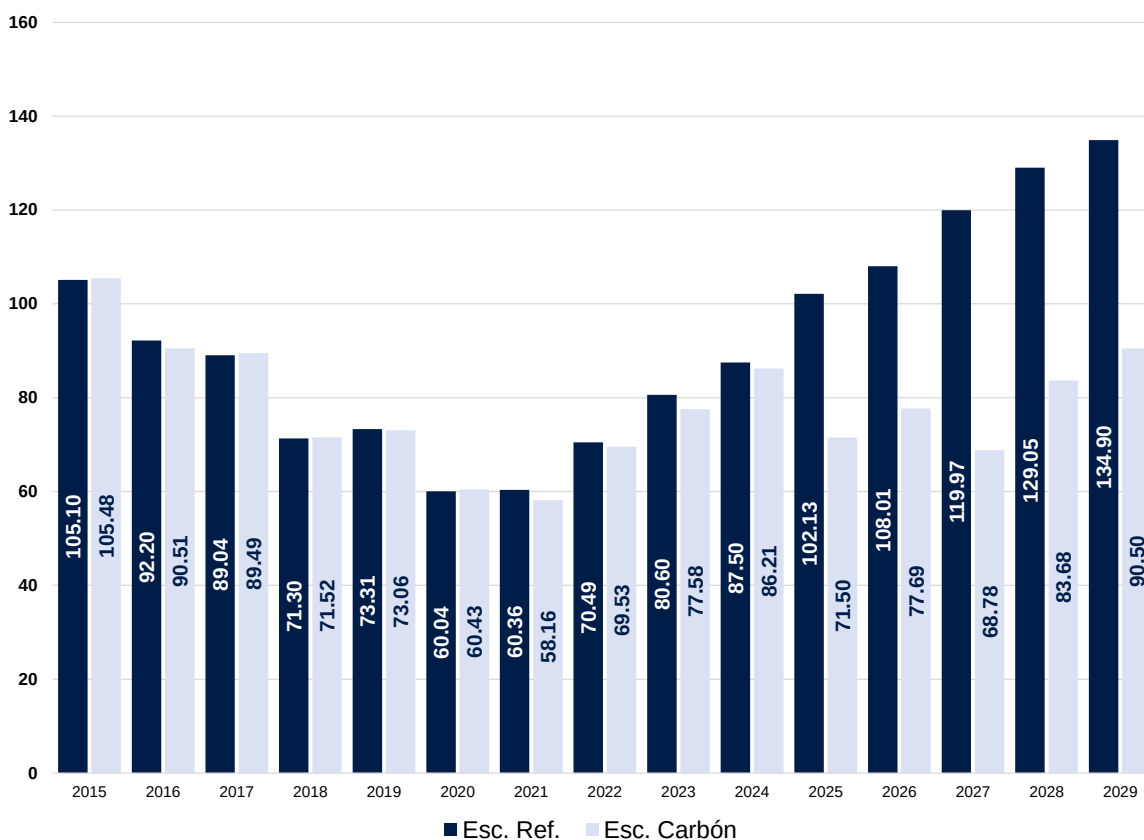
un 29.15 % a proyectos renovables (Eólicos – 682 MW, Solar – 351 MW y BíoGas – 8 MW) y el 49.68 % restante corresponde a plantas térmicas (1774 MW).

CUADRO 6. 6 COSTOS DEL ESCENARIO DE CARBÓN

Costo	Escenario Referencia	Escenario Carbón
Inversión	4552.19	4485.06
Déficit	2.93	4.20
Operativo	3197.60	2844.91
Ambiental	683.76	697.47
Total	8436.48	8031.64
Diferencia:		-4.80%

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que los mayores cambios se dan a partir del año 2021 ya que los costos operativos del carbón es considerablemente inferior

al resto de los combustibles. Los posibles costos marginales del sistema resultado del escenario Carbón pueden apreciarse en el gráfico 6.4.

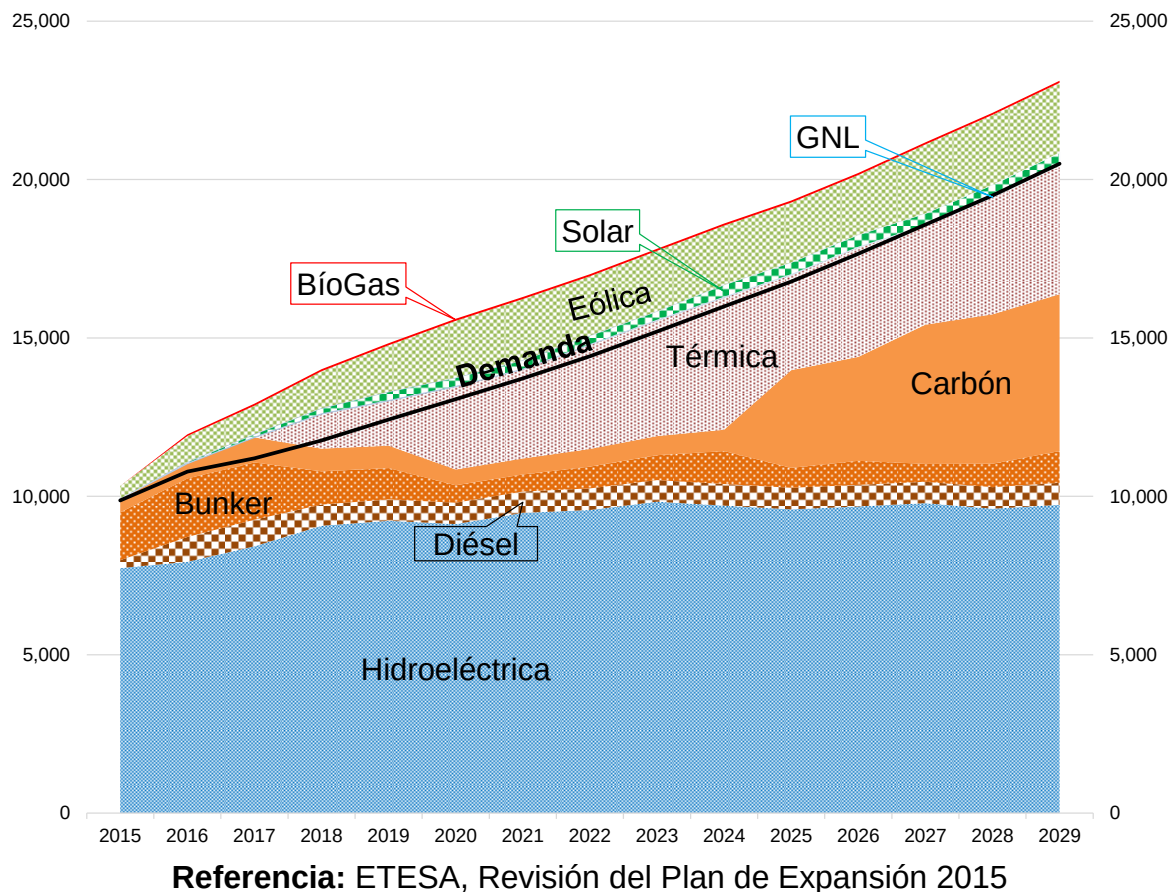
GRÁFICO 6. 4 COSTOS MARGINALES DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE CARBÓN


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el gráfico 6.5 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación térmica a

base de Carbón. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por generación a base de Gas Natural a partir del año 2024.

GRÁFICO 6. 5 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE CARBÓN



ESCENARIO RENOVABLE

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario, incluyen proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como proyectos de gas natural licuado a

partir del 2019, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario se presenta en el cuadro 6.7

CUADRO 6. 7 PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL ESCENARIO RENOVABLE

Año	Mes	Nombre	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada MW	Demanda MW
2019	1	Guayabito	0.90						
	1	Potreriños	4.17						
	1	Proyecto Solar			12.39				
	2	Lalin III	20.00				208.54	4475	1984
	6	Caña Blanca	7.80						
	6	Los Estrechos	9.50						
	6	Proyecto Solar			9.99				
	12	La Laguna	13.79						
	12	Proyecto Solar			10.00				
	12	Proyecto Eólico		120.00					
2020	1	Lalin II	40.00						
	1	Lalin I	20.00						
	1	Barriles	1.00				505.30	4980	2086
	1	Proyecto Solar			10.00				
	2	Planta Térmica				400.00			
	12	Proyecto Solar			34.30				
2021	1	Proyecto Solar			10.00		10.00	4990	2188
2022	1	El Recodo	10.00				29.00	5019	2299
	1	Proyecto Solar			19.00				
2023	1	Proyecto Solar			20.79		20.79	5040	2422
2024	1	Proyecto Solar			34.60		149.80	5190	2546
	1	Proyecto Eólico		115.20					
2025	1	Proyecto Solar			15.40		119.80	5310	2670
	1	Proyecto Eólico		104.40					
2026	1	Chan II	223.88						
	1	CC GNL				250.00	585.48	5895	2808
	1	Proyecto Eólico		111.60					
2027	1	Tabasará II	34.50						
	1	Cerro Viejo	4.00				188.50	6084	2952
	1	Proyecto Solar			100.00				
	1	Proyecto Eólico		50.00					
2028	1	Cerro La Mina	6.10						
	1	El Romance	8.00						
	1	La Palma	3.00				273.04	6356.587	3097
	1	Cañazas	5.94						
	1	CC GNL				250.00			
Σ			413	501	276	900	2090		

Capacidad Instalada 2018 = 4266.33 MW

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La expansión del parque de generación hidro-térmico de este escenario contempla de igual forma a los escenarios anteriores, tales como: ciclos combinados en base a gas natural. Igualmente, se consideran proyectos renovables no convencionales tales como: parques eólicos y solares con la finalidad de

analizar el comportamiento que tendría el sistema de darse la explotación masiva del potencial renovable con que cuenta el país.

Para este escenario se agregan 3,878 MW de capacidad al sistema actual, donde el 21.08% corresponde a proyectos hidroeléctricos (817 MW), el

43.16% corresponde a plantas térmicas (1674 MW) el 35.76% en proyectos renovables (Eólicos – 851

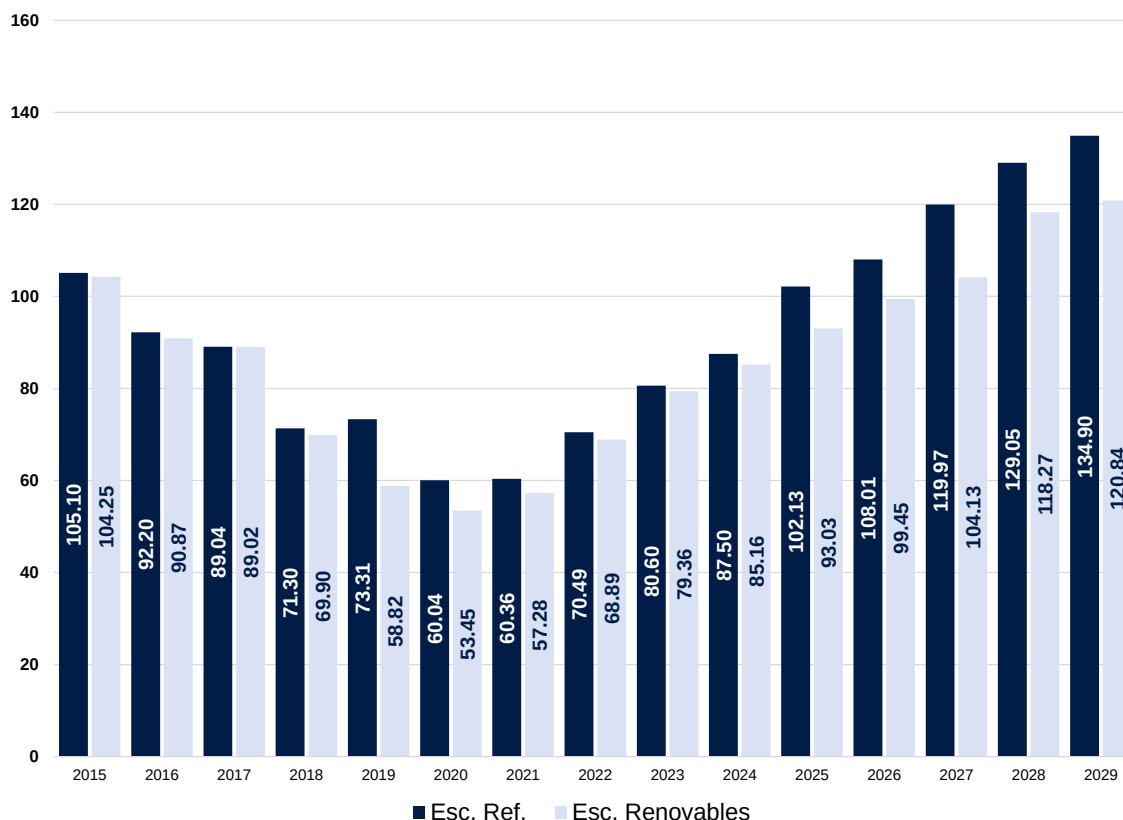
MW, Solar - 527 MW y BíoGas 8 MW). A continuación el resumen de los costos de dicho escenario.

CUADRO 6. 8 COSTOS DEL ESCENARIO DE RENOVABLES

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovables
Inversión	4552.19	4443.90
Déficit	2.93	3.24
Operativo	3197.60	2972.01
Ambiental	683.76	654.68
Total	8436.48	8073.84
	Diferencia:	-4.30%

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de

contar con plantas de respaldo. Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.

GRÁFICO 6. 6 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DEL ESCENARIO DE RENOVABLES


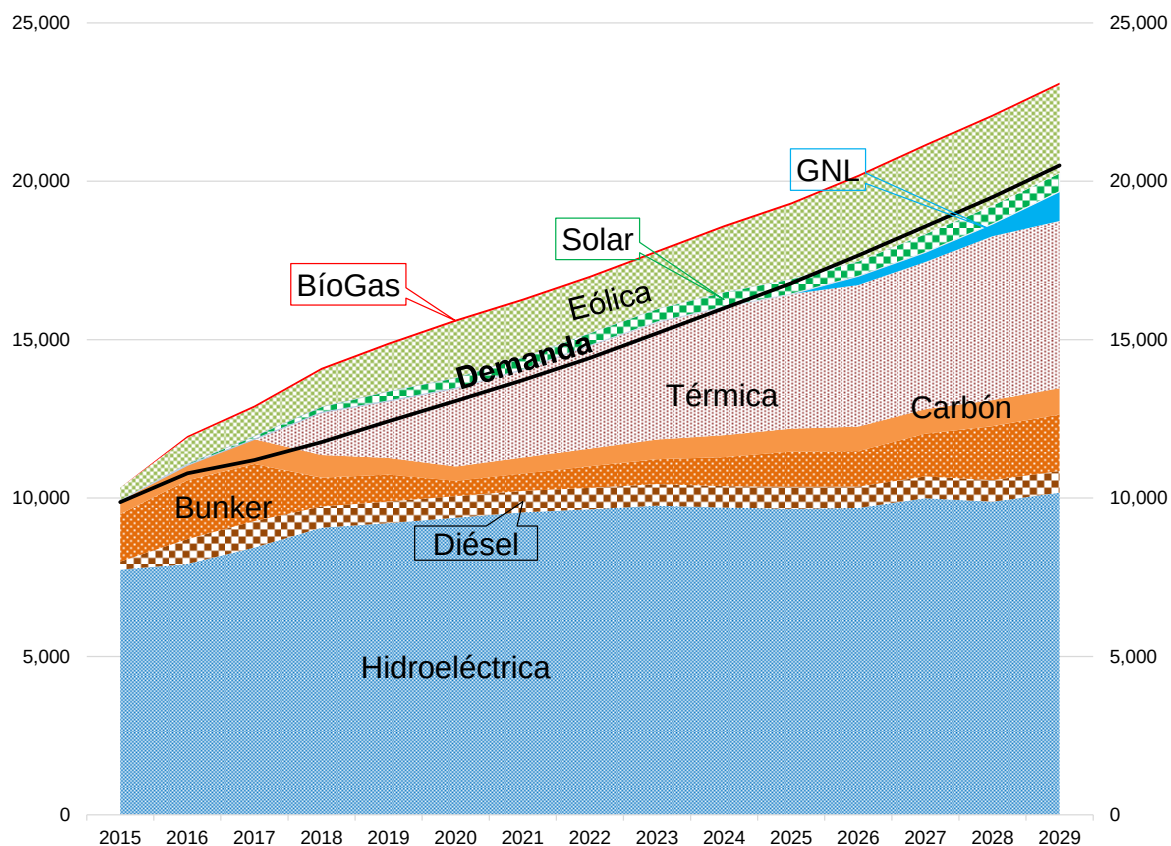
Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015.

En el gráfico 6.6 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario Referencia, dando como resultado una disminución a partir de 2020, ya que las fuentes renovables no tienen costos operativos. La energía producida con estas fuentes no presentan estabilidad en el tiempo, por lo tanto se dependería mucho de las interconexiones para garantizar el suministro de energía. Además se tendría que mantener plantas de respaldo para mantener la estabilidad del sistema, sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de la producción de gases de efecto invernadero, ya que la

generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución considerable.

La participación de la generación se muestra en el gráfico 6.7. Se puede percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia, es importante destacar que el sistema tendría la necesidad de mantener plantas de respaldo para garantizar el suministro confiable y constante de la energía demandada. Dichas plantas tendrían que ser térmicas eficientes y que puedan estar en línea en tiempo excesivamente cortos.

GRÁFICO 6. 7 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DEL ESCENARIO DE RENOVABLES



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

ANÁLISIS DE LAS SENSIBILIDADES

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del escenario de Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se corrobora la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que

garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en los cuadros 6.9 y 6.10.

CUADRO 6. 9 SENSIBILIDADES ANALIZADAS

Nombre	Capacidad Instalada MW	Fecha	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D
Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	ene-15	ene-16			
Bonyic	31.80	feb-15	feb-16			
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	mar-15	mar-16			
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00	mar-15	mar-16			
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00	mar-15	mar-16			
Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	abr-15	abr-16			
Marañón	17.50	abr-15	abr-16			
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00	abr-15	abr-16			
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	may-15	may-16			
La Potra (Bajo Frio)	27.90	may-15	may-16			
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	may-15	may-16			
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50	may-15	may-16			
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50	may-15	may-16			
Chiriquí	9.87	jun-15	jun-16			
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50	jun-15	jun-16			
Las Cruces	14.40	jul-15	jul-16			
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50	jul-15	jul-16			
Jinro Power	57.80	sep-15	sep-16			
Atlantic Gateway Project	92.00	sep-15	sep-16			
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50	oct-15	oct-16			
San Andres	10.30	dic-15	dic-16			
Proyecto Solar	20.00	dic-15	dic-16			
Baitún G3	0.58	ene-16	ene-17			
Bajo de Mina G3	1.73	ene-16	ene-17			
Los Planetas 2	8.88	ene-16	ene-17			
Amp. Pan Am	49.50	ene-16	ene-17			
IEP PANAMÁ UNO	102.60	ene-16	ene-17			
Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50	feb-16	feb-17			
Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00	feb-16	feb-17			
Proyecto Solar	9.90	mar-16	mar-17			
Cerro Patacón	8.20	mar-16	mar-17			
La Huaca	11.62	abr-16	abr-17			
Bugaba 2	5.86	abr-16	abr-17			
Pando	32.90	may-16	may-17			
Bajo de Totumas	5.00	jun-16	jun-17			
Barro Blanco	28.49	jul-16	jul-17			
El Sindigo	17.30	dic-16	dic-17			
Proyecto Solar	20.00	dic-16	dic-17			
Proyecto Solar	20.00	dic-16	dic-17			

Combustibles Altos

Demanda Alta

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CUADRO 6. 10 SENSIBILIDADES ANALIZADAS. (CONTINUACIÓN)

San Bartolo	15.25	ene-17	ene-18		
Cuesta de Piedra	4.78	feb-17	feb-18		
Cotito	5.00	mar-17	mar-18		
La Herradura	5.20	mar-17	mar-18		
TG1 Subestación Panamá	21.40	mar-17			
TG2 Subestación Panamá	21.40	mar-17			
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)*	274*	may-17	may-18		
Los Trancos	0.80	jun-17	jun-18		
Tizingal	4.50	jun-17	jun-18		
Chuspa	8.80	ago-17	ago-18		
Asturias	4.10	sep-17	sep-18		
Río Piedra	9.00	oct-17	oct-18		
San Andrés II	9.90	oct-17	oct-18		
Caldera	6.10	nov-17	nov-18		
Burica	63.10	dic-17	dic-18		
Proyecto Solar	20.00	dic-17	dic-18		
Proyecto Solar	50.00	dic-17	dic-18		
Proyecto Eólico	105.00	dic-17	dic-18		
Panamá 2	103.32	ene-18			
Aggreko Cerro Azul	125.72	ene-18			
Ojo de Agua	6.45	ene-18	ene-19		
Colorado	6.74	mar-18	mar-19		
Planta Térmica	400.00	mar-18	mar-19		
Santa María 82	28.35	oct-18	oct-19		
Proyecto Solar	100.00	dic-18	dic-19		
Proyecto Eólico	105.00	dic-18	dic-19		
Guayabito	0.90	ene-19			
Potrillo	4.17	ene-19			
Lalín III	20.00	feb-19			
Caña Blanca	7.80	jun-19			
Los Estrechos	9.50	jun-19			
La Laguna	13.79	dic-19			
Proyecto Eólico	120.00	dic-19			
Planta Térmica	400.00	feb-20			
Chan II	223.88	jul-20		No se considera	
Lalín II	40.00	ene-21			
Lalín I	20.00	ene-22			
Bariles	1.00	ene-23			
El Recodo	10.00	ene-23			
Proyecto Solar	100.00	ene-24			
CC GNL	250.00	ene-26			
CC GNL	250.00	ene-28			
CC GNL	200.00			ene-27	

Combustibles Altos

Demanda Alta

* Excedente de Minera Panamá
 ■ Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

SENSIBILIDAD A

Este escenario analiza el atraso de un año, la entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto

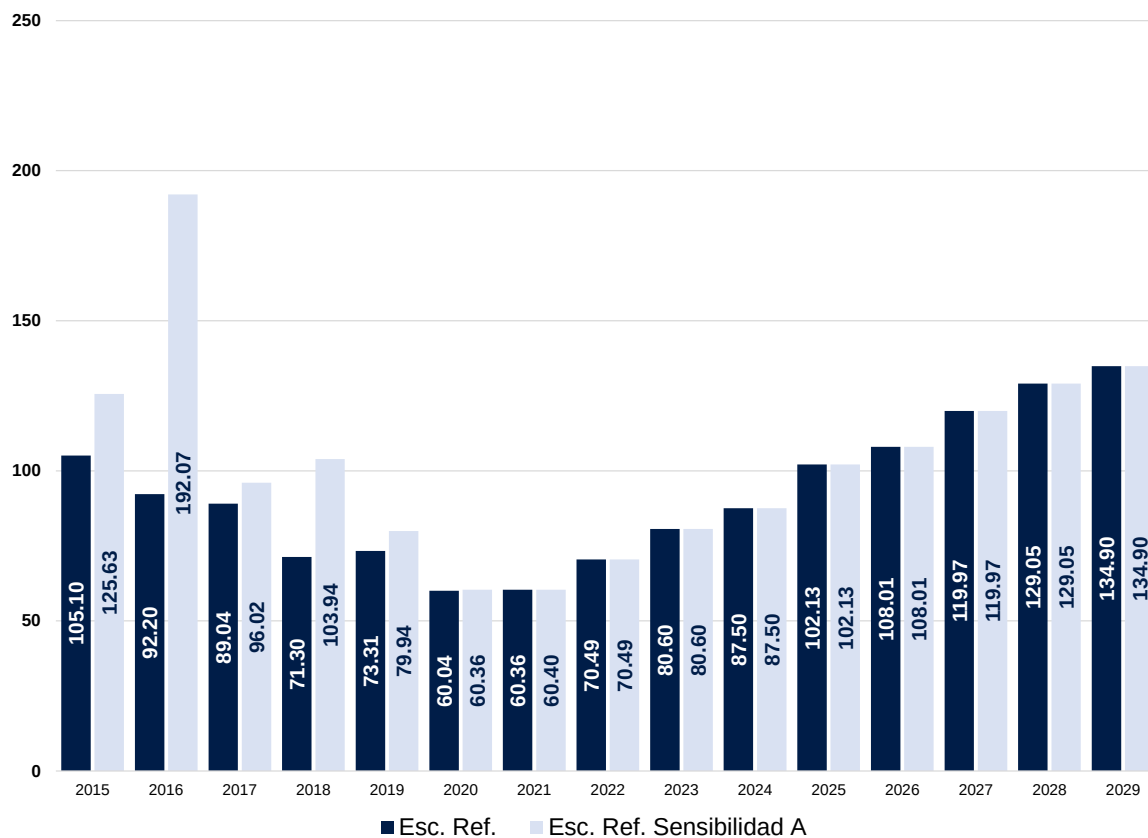
a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

CUADRO 6. 11 COSTOS DE SENSIBILIDAD A.

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad A
Inversión	4552.19	4084.39
Déficit	2.93	30.60
Operativo	3197.60	3263.16
Ambiental	683.76	688.46
Total	8436.48	8066.60
	Diferencia:	-4.38%

Como se puede apreciar en el gráfico 6.8 el CMS se ve claramente afectado en los 5 primeros años de estudio, debido a la alta dependencia que se tiene de los nuevos proyectos de

generación, considerados con la entrada de proyectos térmicos en el año 2020, el sistema mostraría la robustez necesaria para estabilizar el sistema.

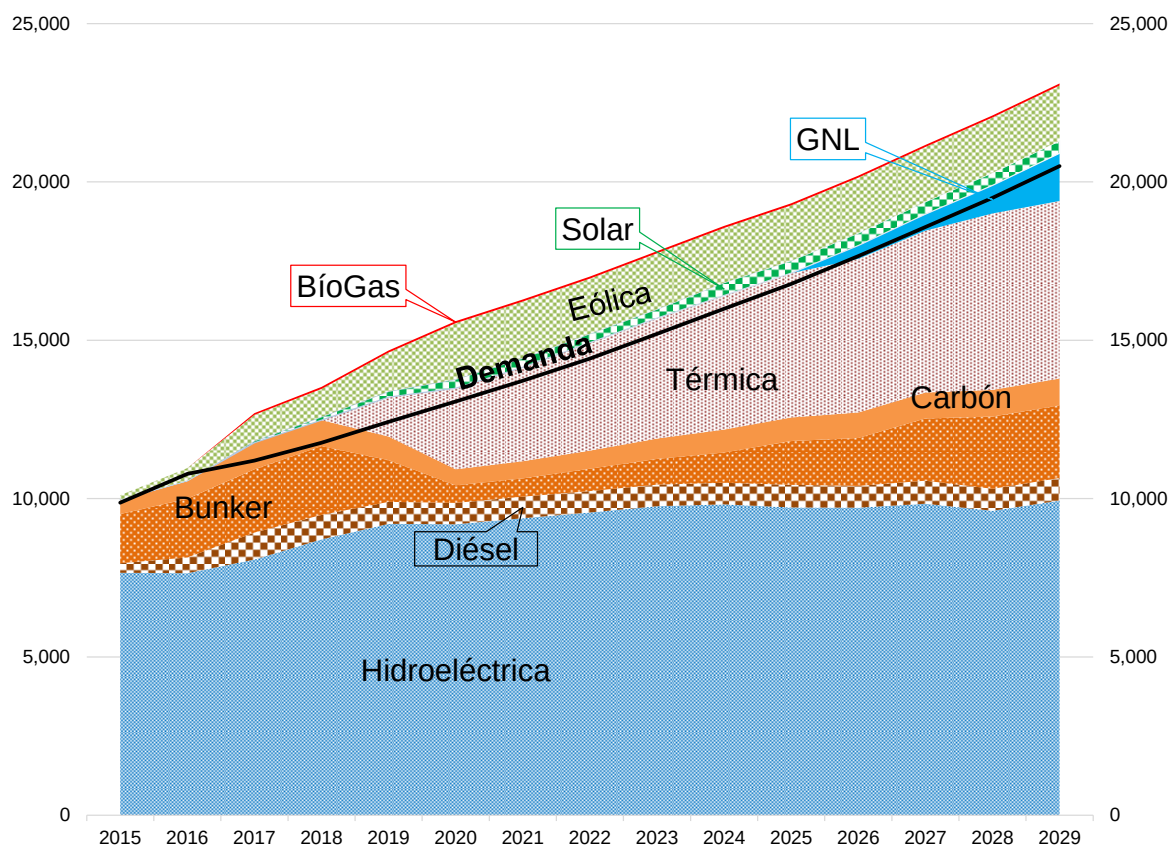
GRÁFICO 6. 8 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD A


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el gráfico 6.9 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. La generación con bunker tendría un papel importante en

caso de presentarse los atrasos considerados para este escenario.

GRÁFICO 6.9 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD A



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015.

SENSIBILIDAD B

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que causa la no construcción del proyecto hidroeléctrico Changuinola II.

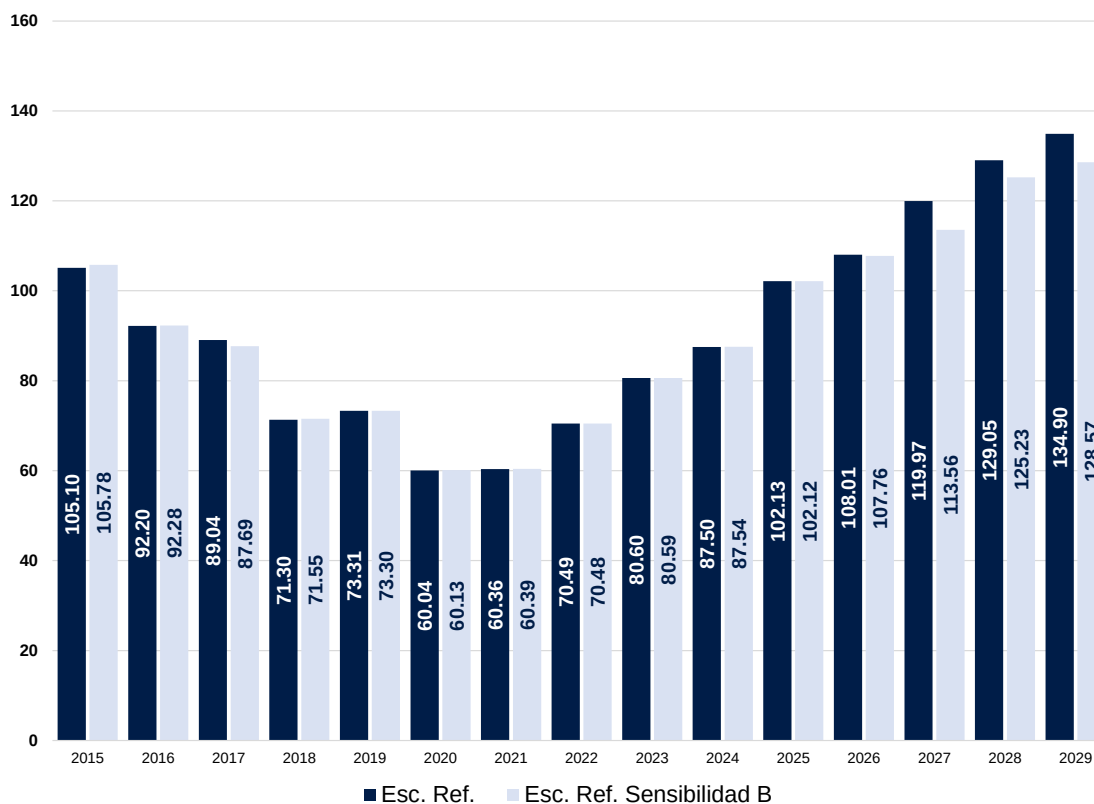
Por tratarse de un proyecto de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría si el mismo no se realizara.

CUADRO 6. 12 COSTOS DE SENSIBILIDAD B

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad B
Inversión	4552.19	4024.81
Déficit	2.93	4.26
Operativo	3197.60	3204.84
Ambiental	683.76	682.02
Total	8436.48	7915.93
Diferencia:		-6.17%

En el gráfico 6.10 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad B, se esperaría que se diera un aumento en la fecha donde entra este proyecto, pero no se ve que tenga efecto. Esto se explica debido a que en el largo plazo el valor del agua tiende a aproximarse al costo

marginal, y al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por gas natural, el cual tiene un costo variable muy competitivo en el largo plazo, lo que provoca el descenso de los costos marginales en los tres últimos años.

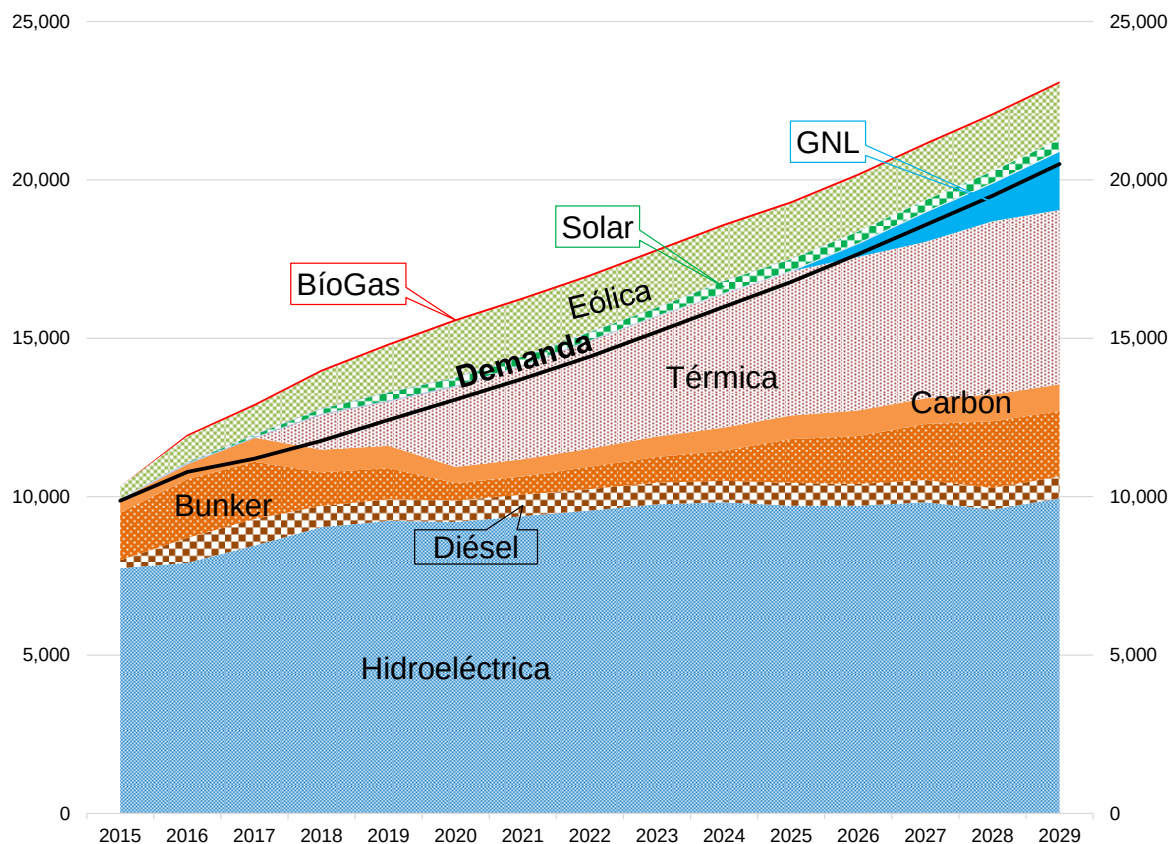
GRÁFICO 6. 10 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD B


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

En el gráfico 6.11 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta

sensibilidad. Cabe destacar que parte de la generación de Chan II sería suplantada por generación térmica.

GRÁFICO 6. 11 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015.

SENSIBILIDAD C

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles altos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados

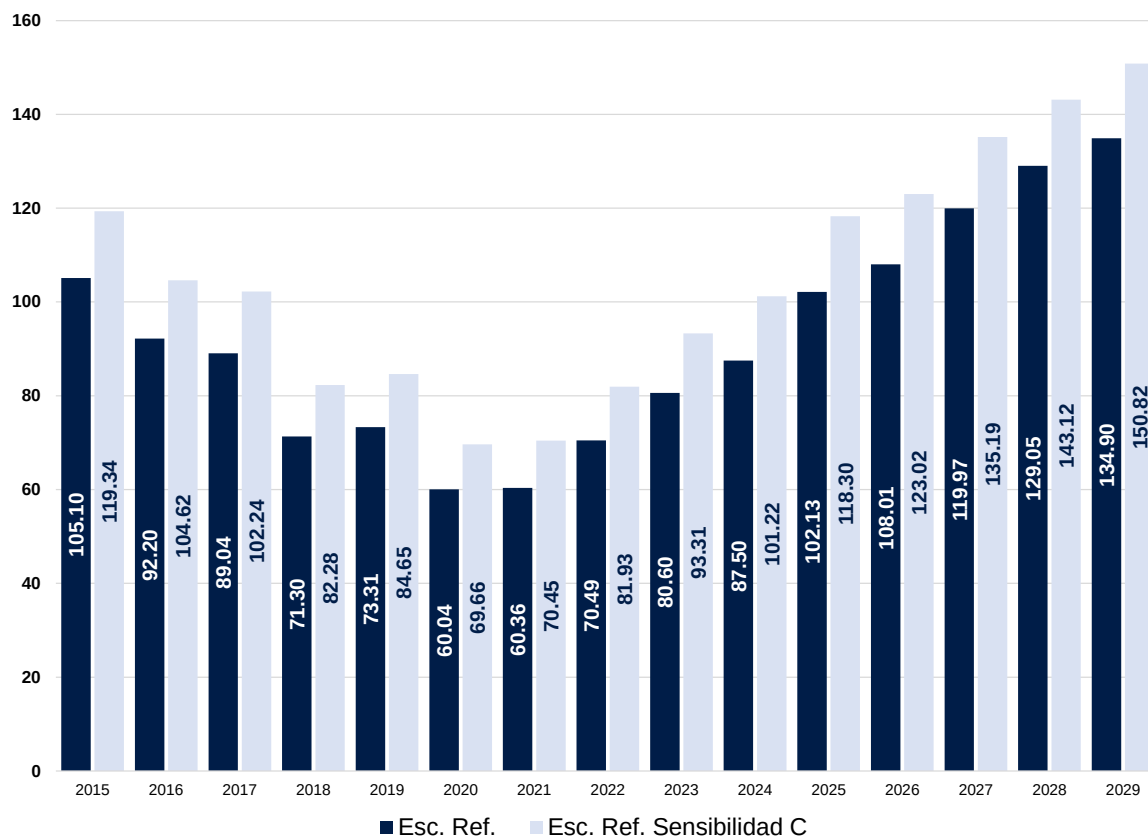
del petróleo a causa de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

CUADRO 6. 13 COSTOS DE SENSIBILIDAD C

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad C
Inversión	4552.19	4552.19
Déficit	2.93	3.52
Operativo	3197.60	3690.62
Ambiental	683.76	681.29
Total	8436.48	8927.62
Diferencia:		5.82%

El gráfico 6.12 refleja un aumento del CMS durante todo el periodo de estudio. La variación en promedio de los costos marginales, de presentarse

un escenario de precios altos de combustibles, es de un 15% con respecto al Escenario de Referencia.

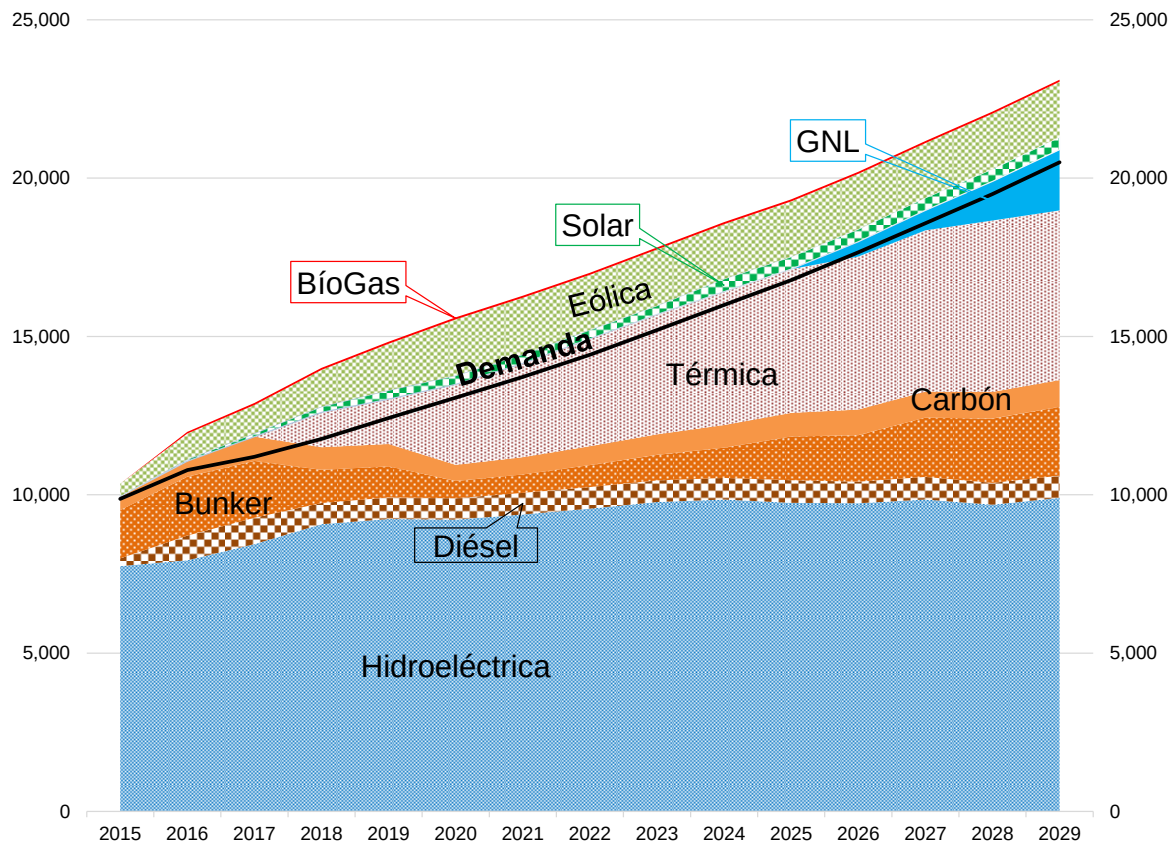
GRÁFICO 6. 12 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD C


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

La participación de la generación de este escenario se aprecia en el gráfico 6.13, al igual que todos los casos la participación de la generación

hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país.

GRÁFICO 6. 13 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD C



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

SENSIBILIDAD D

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone la ocurrencia de un escenario de demanda alta de modo que se evalúe la robustez del Plan de Expansión de Generación.

Con la finalidad de garantizar que el Plan de Expansión de Generación del

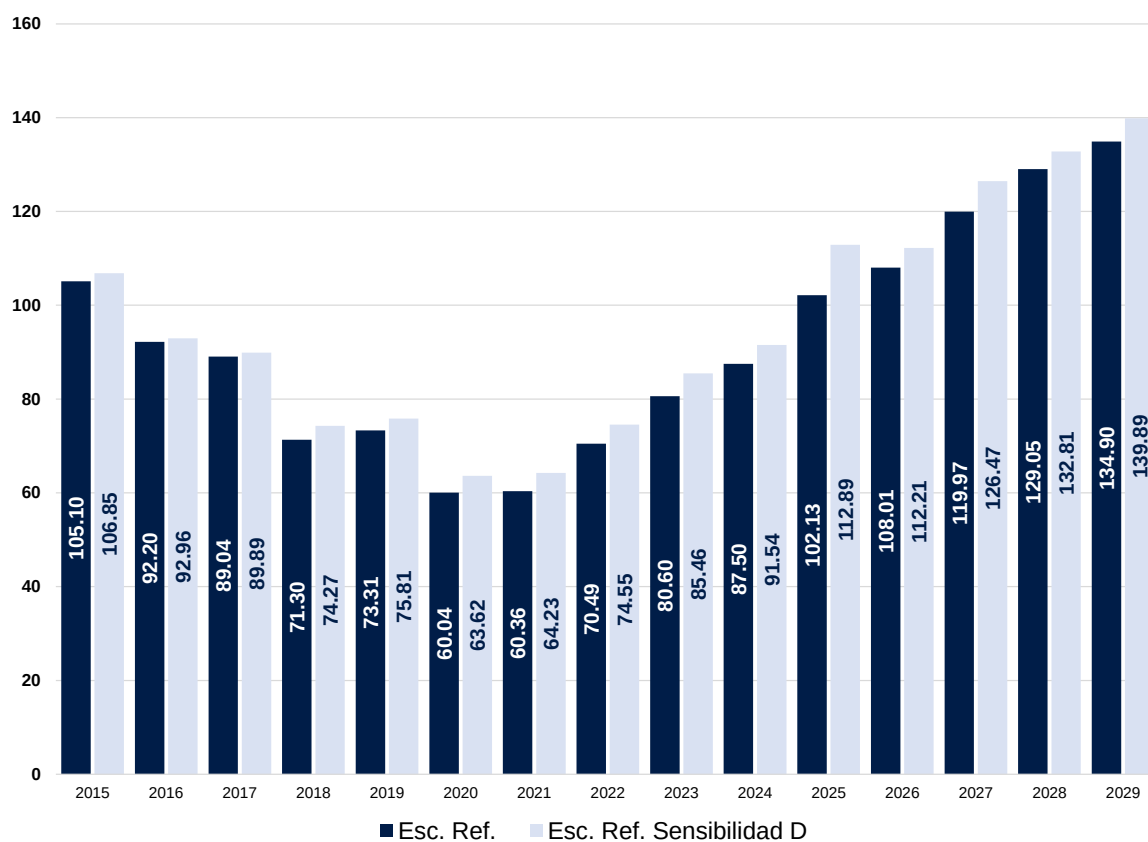
país pueda atender de manera confiable un incremento inesperado de la demanda, debido a algún alza en el desarrollo económico u otro factor que le lleve a mayores requerimientos de la demanda, se procedió a realizar esta sensibilidad.

CUADRO 6. 14 COSTOS DE SENSIBILIDAD D

Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad D
Inversión	4552.19	4552.19
Déficit	2.93	3.98
Operativo	3197.60	3356.26
Ambiental	683.76	712.75
Total	8436.48	8625.18
Diferencia:		2.24%

En el gráfico 6.14 se muestra el comportamiento del CMS de esta sensibilidad, demostrando que en caso de contar con todas las plantas de generación en las fechas previstas no se deben tener inconvenientes ya

que los costos marginales no aumentan considerablemente. En promedio se tiene un aumento del 4 % en todo el periodo en comparación con el Escenario de Referencia.

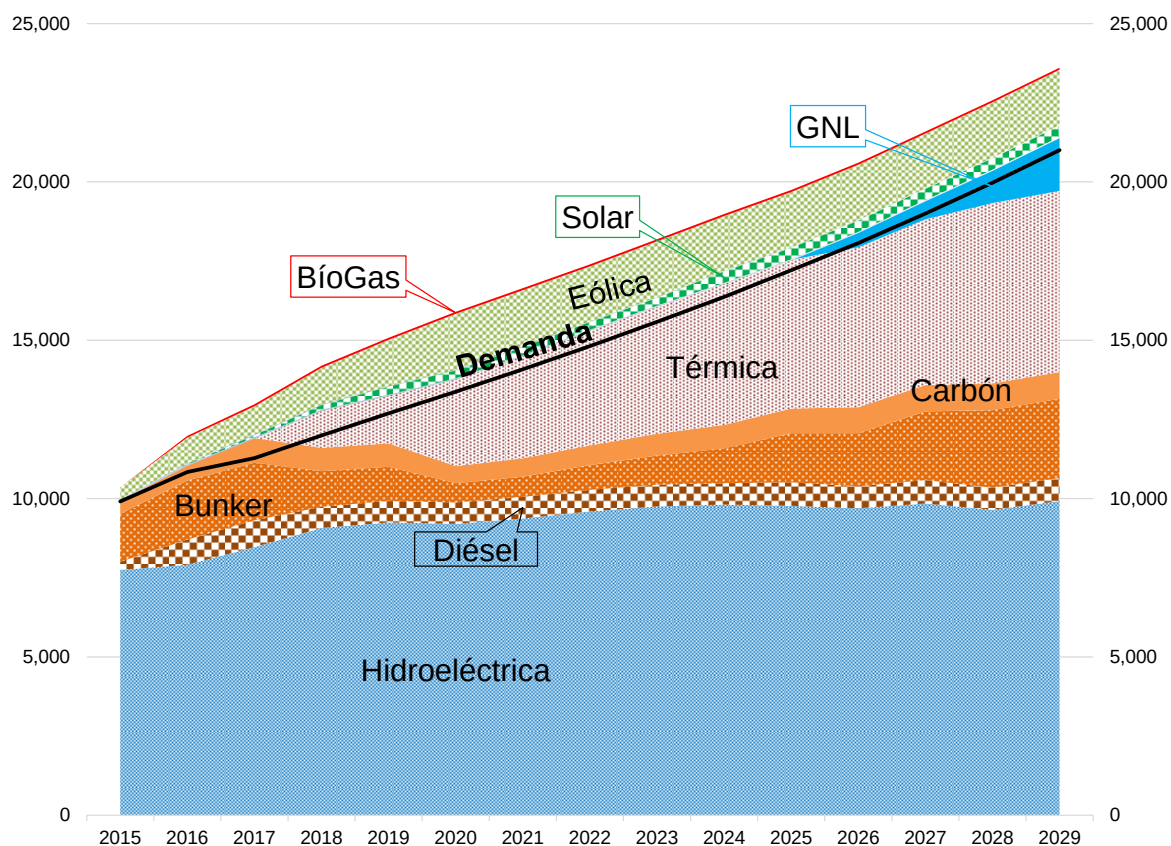
GRÁFICO 6. 14 COSTO MARGINAL DE PANAMÁ DE LA SENSIBILIDAD D


Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2015

En el gráfico 6.20 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad, debido al aumento de la demanda el sistema se vería obligado a generar más con

plantas térmicas comparando con el Escenario de Referencia.

GRÁFICO 6. 15 PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DE LA SENSIBILIDAD D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

RESUMEN

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En el Cuadro 6.6 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En el cuadro 6.17 se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y costo ambiental (Emisiones de CO₂) de los tres escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

Analizando el costo de inversión se observa que el Caso de Referencia mantienen un grado de inversión mayor a los demás casos dado que dicho caso contempla la entrada de todas las tecnologías estudiadas, mientras que por tratarse de un escenario donde se explota gran cantidad del potencial renovable con que cuenta el país, el Caso Renovable presenta los costos operativos y ambientales más bajos, pero dicho caso presenta déficit mayores.

CUADRO 6. 15 COMPARACIÓN DE PLANES DE DEMANDA MEDIA

Nombre	Capacidad Instalada MW	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	0.10	1	1	1											
Bonyic	31.80	2	2	2											
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	3	3	3											
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	25.00	3	3	3											
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	50.00	3	3	3											
Proyecto Solar Fotovoltaico Coclé Solar 1	0.96	4	4	4											
Marañón	17.50	4	4	4											
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	15.00	4	4	4											
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	5	5	5											
La Potra (Bajo Frio)	27.90	5	5	5											
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	5	5	5											
Nuevo Chagres 2 (Etapa 1)	12.50	5	5	5											
Rosa de los Vientos (Etapa 1)	27.50	5	5	5											
Chiriquí	9.87	6	6	6											
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	37.50	6	6	6											
Las Cruces	14.40	7	7	7											
Rosa de los Vientos (Etapa 2)	12.50	7	7	7											
Jinro Power	57.80	9	9	9											
Atlantic Gateway Project	92.00	9	9	9											
Portobello Ballestillas (Etapa 1)	17.50	10	10	10											
San Andres	10.30	12	12	12											
Proyecto Solar	20.00	12	12	12											
Baitún G3	0.58		1	1	1										
Bajo de Mina G3	1.73		1	1	1										
Los Planetas 2	8.88		1	1	1										
Amp. Pan Am	49.50		1	1	1										
IEP PANAMÁ UNO	102.60		1	1	1										
Nuevo Chagres 2 (Etapa 2)	52.50		2	2	2										
Portobello Ballestillas (Etapa 2)	15.00		2	2	2										
Proyecto Solar	9.90		3	3	3										
Cerro Patacón	8.20		3	3	3										
La Huaca	11.62		4	4	4										
Bugaba 2	5.86		4	4	4										
Pando	32.90		5	5	5										
Bajo de Totumas	5.00		6	6	6										
Barro Blanco	28.49		7	7	7										
El Sindigo	17.30		12	12	12										
Proyecto Solar	20.00		12	12	12										
Proyecto Solar	20.00		12	12	12										
San Bartolo	15.25					1	1	1							
Cuesta de Piedra	4.78					2	2	2							
Cotito	5.00					3	3	3							
La Herradura	5.20					3	3	3							
TG1 Subestación Panamá	21.40					3	3	3							
TG2 Subestación Panamá	21.40					3	3	3							
Punta Rincón (Excedente 74 MW Aprox.)*	274*					5	5	5							
Los Trancos	0.80					6	6	6							
Tizingal	4.50					6	6	6							
Chuspa	8.80					8	8	8							
Asturías	4.10					9	9	9							
Rio Piedra	9.00					10	10	10							
San Andrés II	9.90					10	10	10							
Caldera	6.10					11	11	11							
Burica	63.10					12	12	12							
Proyecto Solar	20.00					12	12	12							
Proyecto Solar	50.00					12	12	12							
Proyecto Eólico	105.00					12	12	12							

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

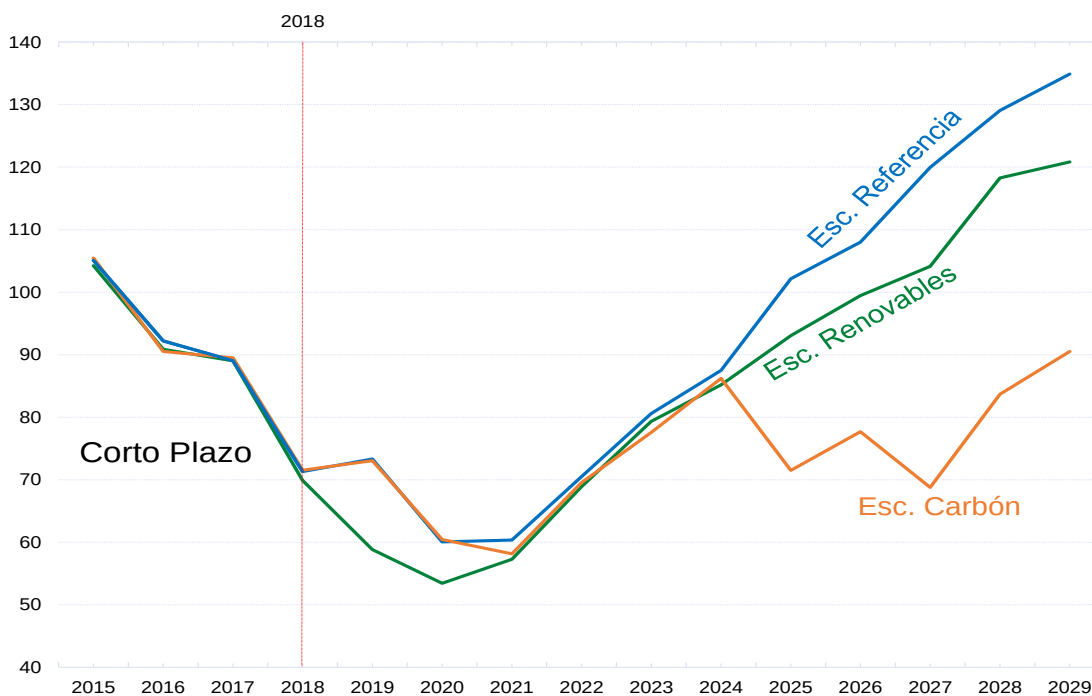
CUADRO 6. 17 COMPARACIÓN DE COSTOS POR ESCENARIO

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovables	Escenario Carbón
Inversión	4552.19	4443.90	4485.06
Déficit	2.93	3.24	4.20
Operativo	3197.60	2972.01	2844.91
Ambiental	683.76	654.68	697.47
Total	8436.48	8073.84	8031.64
	Diferencia:	-4.30%	-4.80%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

A pesar de que analizando los costos se puede apreciar que el Caso Renovable y Carbón presentan una disminución con respecto al Caso de Referencia en el CMS y al igual que en sus costos de inversión, no obstante el escenario de renovables requiere una

cierta cantidad de plantas de reserva por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales. De igual forma, el escenario de Carbón tiene implicaciones ambientales que se escapan de este estudio.

GRÁFICO 6. 16 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES POR ESCENARIOS


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

El Gráfico 6.16 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre uno y otro. El comportamiento del costo marginal del Escenario de Carbón es diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta costos variables térmicos muy bajos en comparación con los otros dos escenarios.

En el Cuadro 6.18 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de mayor costo es la Sensibilidad C, donde se estudia el comportamiento del sistema si se presenta un aumento en los precios del combustible. Esto provocaría que los costos operativos aumenten 491 MM\$, con respecto al Escenario de Referencia.

CUADRO 6. 18 COMPARACIÓN DE COSTOS ESCENARIO REFERENCIA VS SENSIBILIDADES

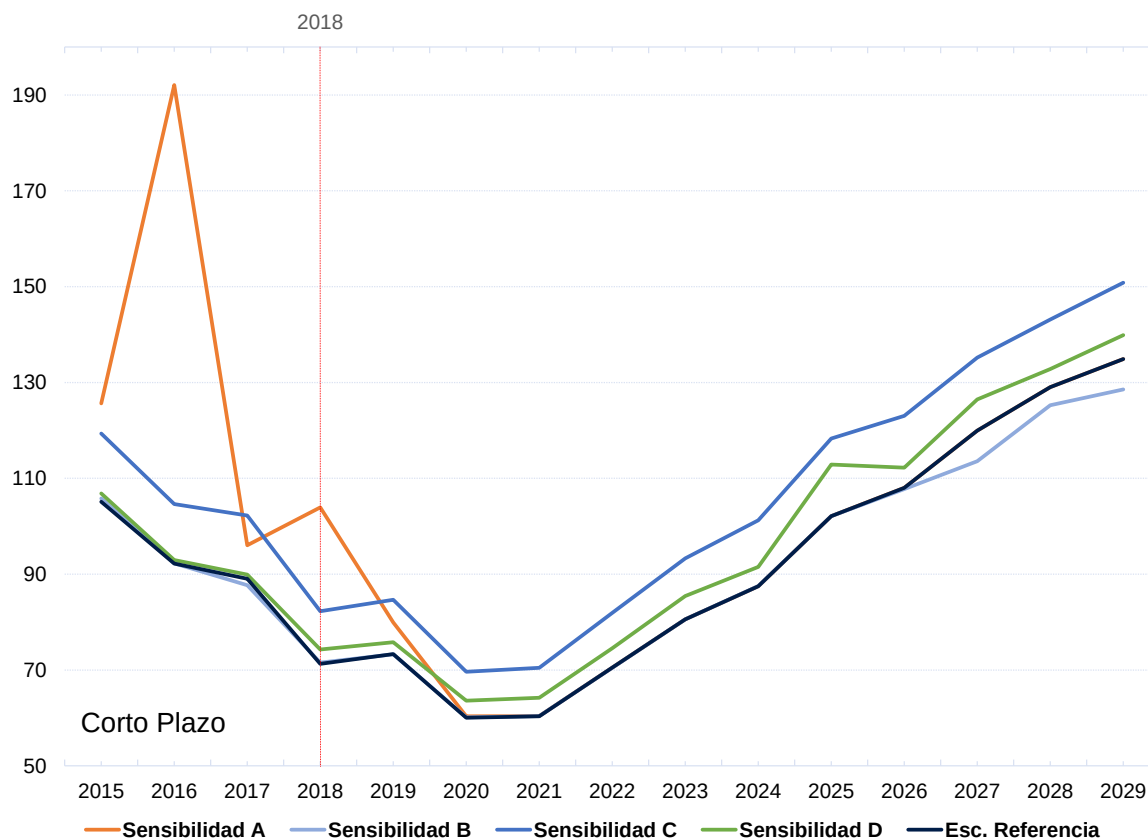
Costo	Escenario Referencia	Escenario Ref. Sensibilidad A	Escenario Ref. Sensibilidad B	Escenario Ref. Sensibilidad C	Escenario Ref. Sensibilidad D
Inversión	4552.19	4084.39	4024.81	4552.19	4552.19
Déficit	2.93	30.60	4.26	3.52	3.98
Operativo	3197.60	3263.16	3204.84	3690.62	3356.26
Ambiental	683.76	688.46	682.02	681.29	712.75
Total	8436.48	8066.60	7915.93	8927.62	8625.18
	Diferencia:	-4.38%	-6.17%	5.82%	2.24%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

Tomando en cuenta solo el análisis de los costos se podría decir que el no construir la planta de Chan II, no tendría repercusiones negativas para el país, pero se tendría una alta dependencia de los intercambios provenientes de Centroamérica lo cual no es garantía debido a que la prioridad de cada nación es satisfacer su demanda, dejando a Panamá en un segundo plano en caso de tener la necesidad de suplir la demanda con los intercambios.

El gráfico 6.17 muestra el resultado de lo CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus en Escenario de Referencia, donde se aprecia que el atraso de los proyectos del corto plazo y el aumento en el precio del combustible (Sensibilidad A y C), presentan el peor escenario en cuanto a CMS, mientras la Sensibilidad B, la no construcción de Chan II, solo tiene repercusiones en el año 2026 al 2029.

GRÁFICO 6. 17 COMPARACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES POR SENSIBILIDADES



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2015

CAPITULO 7

CONCLUSIONES

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento esperado de las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en enero de 2015.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, o sea nuevas fuentes renovables y no convencionales que permitan disminuciones en el CMS.

Basados en los análisis y proyecciones del modelo, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo, impide la optimización del plantel en expansión.

Panamá se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión del componente hidroeléctrico. Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado,

le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de magnitud. Además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes desde el primer año del horizonte del estudio.

La entrada de las plantas renovables no convencionales del tipo fotovoltaicas y eólicas, producen un efecto importante en los costos marginal de operación dentro del Plan. Sin embargo, se debe considerar que por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe ser con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos. Conceptos, no totalmente contemplados en las herramientas informáticas utilizadas, en la simulación de este análisis económico de mínimo costo.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud.

Adicionalmente se estudia un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en

los análisis de rentabilidad; y la sensibilidad ante un imprevisto incremento sistemático de la demanda, durante todo el período de análisis. La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, ante el incremento del nivel de precios de los combustibles, solo mejoraría si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los

particulares convenios de “Cláusula de Combustible”.

Los análisis realizados ante una demanda alta de energía, no muestran diferencias apreciables en el costo marginal permaneciendo la condición del sistema como exportador neto.