



ETESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

**Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional 2016 – 2030**

**Tomo II
Plan Indicativo de Generación**

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-395-2016

8 de agosto de 2016

PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Contenido

CAPÍTULO 1.....	1
<i>Introducción.....</i>	1
CAPÍTULO 2.....	3
<i>Información Básica, Criterios y Parámetros.....</i>	3
Pronósticos de Demanda.....	3
Pronósticos de Precios de los Combustibles.....	5
Criterios y Parámetros	10
Criterio de Mínimo Costo.....	10
Criterio de Confiabilidad.....	10
Costo de Racionamiento de Energía.....	10
Parámetros Técnicos y Económicos.....	11
Criterios Económicos	11
CAPÍTULO 3.....	12
<i>Sistema de Generación Existente.....</i>	12
Generación Hidroeléctrica.....	15
Generación Termoeléctrica.....	18
Generación Renovable	21
Pequeñas Centrales y Auto Generadores.....	22
Autoridad del Canal de Panamá	22
CAPÍTULO 4.....	24
<i>Potencial Energético y Generación Futura</i>	24
Potencial Energético	24
Potencial Eólico.....	24
Potencial Solar	26
Potencial Hidroeléctrico.....	29
Potencial Térmico.....	31
Turba	31
Combustibles Fósiles.....	32
Biogas.....	33
Sistema de Generación Futura	34
Proyectos Eólicos.....	34
Proyectos Fotovoltaicos	34
Turba.....	36
Proyectos Hidroeléctricos.....	36
Proyectos Termoeléctricos	38
CAPÍTULO 5.....	40
<i>Metodología Del Estudio</i>	40
Herramientas de Simulación	41
Plantas Eólicas y Solares.....	41
Período de Estudio	41
Hidrología	41
Demanda	41
Bloques de Demanda.....	42
Sistema de Generación Existente.....	42
Proyectos de Generación Futuros.....	42

Simulaciones	42
CAPÍTULO 6.....	49
<i>Escenarios de Expansión</i>	49
Escenario Referencia.....	51
Escenario Renovable	56
Escenario Alternativo	61
Análisis de las Sensibilidades	65
Sensibilidad A	65
Sensibilidad B	69
Sensibilidad C	73
Sensibilidad D	76
Sensibilidad E	80
Resumen	83
CAPÍTULO 7.....	88
<i>Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP)</i>	88
Objetivo	88
Promotores	89
Descripción	89
Estado Actual y Estudios por Ejecutar	91
Cronograma Esperado.....	91
Simulación	91
Escenario con Colombia	92
CAPÍTULO 8.....	95
<i>Conclusiones</i>	95

Índice de Gráficos

Gráfico 2. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU.....	9
Gráfico 3. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación	13
Gráfico 3. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación	13
Gráfico 3. 3: Capacidad Instalada por Agente a diciembre de 2015	15
Gráfico 3. 4: Comportamiento de la Generación Año 2015.....	16
Gráfico 5. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación	40
Gráfico 6. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia	53
Gráfico 6. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia. ...	54
Gráfico 6. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia	55
Gráfico 6. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia	55
Gráfico 6. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable	58
Gráfico 6. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable. ...	59
Gráfico 6. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable	60
Gráfico 6. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable.....	60
Gráfico 6. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo.....	62
Gráfico 6. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo...63	
Gráfico 6. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo	64
Gráfico 6. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo.....	64
Gráfico 6. 13: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A	66
Gráfico 6. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A.....	67
Gráfico 6. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A	68
Gráfico 6. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A.....	68
Gráfico 6. 17: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B.....	70
Gráfico 6. 18: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B	71
Gráfico 6. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B	72
Gráfico 6. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B.....	72
Gráfico 6. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C.....	73
Gráfico 6. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C.	74
Gráfico 6. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C	75
Gráfico 6. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C.....	75
Gráfico 6. 25: Costo Marginal de Panamá de la sensibilidad D	77
Gráfico 6. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D.	78
Gráfico 6. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D	79
Gráfico 6. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D.....	79
Gráfico 6. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E.....	80
Gráfico 6. 30: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E	81
Gráfico 6. 31: Participación de Generación de la Sensibilidad E	82
Gráfico 6. 32: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E.....	82
Gráfico 6. 33: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios.....	86
Gráfico 6. 34: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades	87
Gráfico 7. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.	92
Gráfico 7. 2: Intercambios del Escenario con Colombia.....	93
Gráfico 7. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.	94

Índice de Cuadros

Tabla 2. 1: Pronóstico de Demanda	5
Tabla 2. 2: Proyección de Precios del Combustible	8
Tabla 2. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU	8
Tabla 2. 4: Poder Calorífico de los Combustibles	9
Tabla 3. 1: Matriz Energetica a diciembre de 2015	12
Tabla 3. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2015	14
Tabla 3. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente	17
Tabla 3. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente	19
Tabla 3. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas	20
Tabla 3. 6: Sistema de Generación Renovable Existente	21
Tabla 3. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores	22
Tabla 3. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá	23
Tabla 4. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólicas	25
Tabla 4. 2: Licencias en trámite para Generación Eólicas	25
Tabla 4. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas	27
Tabla 4. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas	28
Tabla 4. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción	30
Tabla 4. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite	30
Tabla 4. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba	32
Tabla 4. 8: Licencias Definitivas para Generación Térmica	33
Tabla 4. 9: Licencias Provisionales para Generación Térmica	33
Tabla 4. 10: Proyectos Eólicos Considerados	34
Tabla 4. 11: Proyectos Solares Considerados	35
Tabla 4. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados	37
Tabla 4. 13: Proyectos Térmicos Candidatos Identificados	39
Tabla 4. 14: Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos	39
Tabla 5. 1: Parámetros de las Corridas SDDP	43
Tabla 5. 2: Plan de Expansión de Costa Rica	44
Tabla 5. 3: Plan de Expansión de El Salvador	45
Tabla 5. 4: Plan de Expansión de Guatemala	46
Tabla 5. 5: Plan de Expansión de Honduras	47
Tabla 5. 6: Plan de Expansión de Nicaragua	48
Tabla 6. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo	50
Tabla 6. 2: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia	51
Tabla 6. 3: Costos del escenario Referencia	52
Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable	57
Tabla 6. 5: Costos del Escenario Renovable	58
Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario Alternativo	61
Tabla 6. 7: Costos del escenario Alternativo	62
Tabla 6. 8: Sensibilidades Analizadas	65
Tabla 6. 9: Costos de Sensibilidad A	66
Tabla 6. 10: Costos de Sensibilidad B.	69
Tabla 6. 11: Costos de Sensibilidad C	73

Tabla 6. 12: Costos de Sensibilidad D	76
Tabla 6. 13: Costos de Sensibilidad E	80
Tabla 6. 14: Comparación de Planes de Demanda Media	84
Tabla 6. 15: Comparación de Planes de Demanda Media (Continuación)	85
Tabla 6. 16: Comparación de Costos por Escenario	86
Tabla 6. 17: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades.....	87

Índice de Figuras

Figura 7. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso	90
---	----



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Índice de Anexos

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Referencia

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Renovable

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo

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 2016

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

Tomo II - Anexo 7 Topologías de los Proyectos



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Tomo II: Plan Indicativo de Generación

El objetivo del presente estudio es determinar un plan 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.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 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 2016, en el cual se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el período 2016 – 2030, 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 marzo del año 2016, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.
- Definición de políticas y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía de Panamá.
- Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica.

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 del Tomo I Estudios Básicos 2016 – 2030. 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 y posible interconexión con la República de Colombia.

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 identificar y realizar los correctivos necesarios para subsanar dichas carencias en el Sistema Interconectado Nacional.

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 2016. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.

Capítulo 2

Información Básica, Criterios y Parámetros Pronósticos de Demanda

El Plan Indicativo de Generación 2016 – 2030, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en el Tomo I: Estudios Básicos 2016, primera parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.8, 6.9, y 7.0 % a corto plazo (2016-2019), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2020-2030) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.6 y 5.8 % de crecimiento anual sostenido.

Para todo el período de análisis, 2016-2030 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 5.9, 6.0 y 6.1%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 1 y 2 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco general de factores positivos, que permanecen insertos en los escenarios económicos analizados. Los cuales presentan alternativas de

desarrollo de la economía, realista y viable, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez puedan desarrollar demandas eléctricas muy dispares entre sí.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo, se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente, aquellas relacionadas con las expectativas favorables; resultantes de las operaciones ampliadas del Canal de Panamá, convergentes con nuevas operaciones aeroportuarias, que se traducen en el perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio comercial global, regional y local. Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de electricidad.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 6.8 y 7.0% a corto plazo (2016-2019) y entre 5.58, 5.64 y 5.66 % a largo plazo (2020-2030) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista.

Para todo el periodo de análisis (2016-2030), los resultados esperados, se encuentran respectivamente en 5.9 y 6.0%.

Es conveniente destacar que para el Corto Plazo, estos parámetros de generación y potencia de los tres escenarios alternativos, se mantienen en magnitud con una leve declinación con respecto a los estimados presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2015-2029. Esta leve disminución, 1 a 2 décimas de por ciento, refleja elementos de índole interna y aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes expectativas económicas más realistas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles. Por lo cual, los plazos de culminación de algunos proyectos anteriormente planteados se alargan en el tiempo, o son postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros vuelven a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los

parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes sean acorde a un proceso ordenado de una economía en desarrollo, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejen en los pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica a un nivel de 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento global y de la región latinoamericana, que se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y Europa Occidental y por consiguiente su demanda internacional de bienes. . A la presente debilidad de las economías emergentes como Brasil, Rusia y al renfoque hacia su mercado doméstico de economías como India y China ante la fuerte declinación del comercio mundial de bienes manufacturados. Esta declinación y caída de la demanda de materias primas y/o en la práctica, la paralización del comercio mundial, con sus efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña.

En la Tabla 2. 1 se muestra el resumen de los escenarios medio o moderado, alto u optimistas y Bajo o Pesimista de la proyecciones previstas para el periodo 2016 - 2030.

Tabla 2. 1: Pronóstico de Demanda

AÑO	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2011	7722.50	5.93	1254.46	5.38	7722.50	5.93	1254.46	5.38	7722.50	5.93	1254.46	5.38
2012	8359.80	8.25	1354.27	7.96	8359.80	8.25	1354.27	7.96	8359.80	8.25	1354.27	7.96
2013	8722.10	4.33	1412.94	4.33	8722.10	4.33	1412.94	4.33	8722.10	4.33	1412.94	4.33
2014	9150.50	4.91	1471.46	4.14	9150.50	4.91	1471.46	4.14	9150.50	4.91	1471.46	4.14
2015	9905.91	8.26	1581.00	7.44	9905.91	8.26	1581.00	7.44	9905.91	8.26	1581.00	7.44
2016	10599.23	7.00	1704.43	7.81	10606.44	7.07	1705.58	7.88	10611.11	7.12	1706.33	7.93
2017	11276.79	6.39	1799.79	5.60	11300.62	6.54	1803.60	5.75	11314.00	6.62	1805.73	5.83
2018	12071.36	7.05	1926.47	7.04	12134.80	7.38	1935.88	7.33	12165.16	7.52	1938.94	7.38
2019	12900.02	6.86	2058.58	6.86	12950.42	6.72	2065.09	6.67	12977.14	6.67	2065.54	6.53
2020	13669.63	5.97	2181.24	5.96	13739.57	6.09	2189.96	6.05	13778.27	6.17	2190.08	6.03
2021	14421.28	5.50	2301.02	5.49	14470.41	5.32	2305.43	5.27	14555.97	5.64	2310.55	5.50
2022	15294.32	6.05	2440.15	6.05	15333.53	5.96	2441.86	5.92	15452.93	6.16	2449.59	6.02
2023	16144.69	5.56	2575.64	5.55	16186.12	5.56	2576.50	5.51	16360.42	5.87	2589.92	5.73
2024	17021.63	5.43	2715.35	5.42	17126.39	5.81	2724.97	5.76	17315.97	5.84	2737.46	5.70
2025	17975.42	5.60	2867.31	5.60	18126.26	5.84	2882.79	5.79	18316.73	5.78	2891.73	5.64
2026	18939.03	5.36	3020.80	5.35	19128.97	5.53	3040.92	5.49	19386.88	5.84	3056.52	5.70
2027	19984.04	5.52	3187.26	5.51	20213.22	5.67	3211.86	5.62	20556.03	6.03	3236.44	5.89
2028	21087.92	5.52	3363.09	5.52	21391.71	5.83	3397.62	5.78	21661.98	5.38	3405.93	5.24
2029	22240.73	5.47	3546.69	5.46	22564.84	5.48	3582.37	5.44	22868.05	5.57	3590.67	5.42
2030	23449.39	5.43	3739.17	5.43	23794.33	5.45	3775.90	5.40	24132.43	5.53	3784.04	5.39

Nota: El Modelo, no incluye Autoconsumo de ACP

Referencia: ETESA, Tomo I: Estudios Básicos, Plan de Expansión 2016

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 2016, 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 de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

Recientes expectativas del EIA-DOE, se fundamentan en el fortalecimiento de los inventarios de los países de la OECD, consecuente con los bajos precios del crudo, menores a \$ 40 /b. en sus pronósticos de corto plazo, años 2016 y 2017, la cual refleja excedentes de producción ante un ambiente de bajo precio y unas

expectativas de crecimiento de la demanda reducida. La existencia de altos inventarios de crudo, durante todo el período de pronóstico, retrasa el reequilibrio esperado del mercado del petróleo, lo cual contribuye a bajar los precios.

Se supone que las nuevas condiciones del mercado, continuarán, por lo que el caso de Referencia, alcanzará en el Largo Plazo, 2030 un precios de \$ 141/b, una tasa de crecimiento sostenida de 3.8%. Para los escenarios Alto y Bajo precio de los hidrocarburos, se alcanzan precio de \$ 252.05 y 75.52 dólares por barril, con tasas anuales para el periodo de pronósticos de 6.2 y 1.21 %, respectivamente.

Las últimas previsiones de precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de \$ 34 por barril (b) en 2016 y \$ 40

/b en 2017, \$ 3 /b y \$ 10 /b inferior, respectivamente, a los precios proyectados en AEO215 del 15 abril del 2015. El EIA-DOE espera que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en 2016 y 2017, basado en la suposición de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos durante el período de pronóstico, con diferenciales de transporte similares de sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.¹

EIA presenta las últimas expectativas sobre el precio de los hidrocarburos para los años 2016 -2017. Se consideran que los bajos precios de crudos se mantienen al igual que la acumulación de inventarios durante el primer semestre del 2015, en el segundo semestre un reimpulso de la demanda debe llevar los precios a un promedio de 67 dólares el barril para el fin del año 2015, lo que resulta en un re-estimado anual del precio promedio de 58 \$/barril.² Para el año 2017 se considera una mejor dinámica de la economía, disminución de inventarios resultarían en leves incrementos del crudo Brent, alcanzando un precio promedio de 76 \$/barril.

La declinación de precios del crudo, en asocio con otros factores pertinentes contribuye a una mayor incertidumbre en los pronósticos, lo

que causa una desviación significativa de las proyecciones publicadas por el EIA.

Entre estos factores tenemos que volúmenes de los nuevos crudos que contribuyen a la oferta, utilizan tecnología que dependen para su rentabilidad de precios del crudo más altos, aunado ante la reducida capacidad de repuesta de la oferta ante precios bajos, ya que lo usual es reducir la oferta para obtener mejores precios, a pesar de las indecisiones de los integrantes de la OPEP, de mantener la actual producción del Ente de 30 millones barriles diarios.³

La mayor parte de los países productores pertenecientes a la OPEP y productores fuera del cartel dependen en gran medida en los ingresos del petróleo para financiar sus economías, por lo cual si los precios del crudo siguen cayendo o se mantienen en un nivel inferior, estos países deberán tomar decisiones políticas difíciles, algunas de las cuales podrían llevar a programas de austeridad y recortes a subsidios para combustibles que podrían provocar disturbios sociales, dejando algunos países vulnerables, donde se afectaría la propia infraestructura petrolera. Con lo que nuevas interrupciones de suministro son una posibilidad real, presentando una mayor incertidumbre en la

¹ Modificado en Short Term Energy Outlook (STEO), del 8 de marzo del 2016. Aplicable a la nueva versión de AEO2015 DE 15 DE Abril del 2016.

² STEO: Short Term Energy Outlook,

Análisis de corto plazo de los elementos energéticos del EIA.

³ Reuniones del mes de febrero, de OPEP con representantes de productores de No-OPEP.

previsión de suministro de petróleo mundial.

ETESA considera que dada la incertidumbre actual del mercado de crudo, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo le enviarán señales al mercado para la búsqueda del equilibrio hacia “la alta”. La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, aun refleja una noción futura aceptable de los precios de los combustibles. Solo se introducen a las proyecciones del AEO 2014, los parámetros del STEO para los años 2016 y 2017, de 34 y 40 \$ por barril, sin alterar totalmente sus anteriores pronósticos publicados.

Por lo cual, especula que la variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil), se considere para el escenario medio o moderado de energía eléctrica. Para el escenario optimista, se considera utilizar la variación anual del pronóstico de Bajos Precios del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el escenario de Alto Precio del crudo, High Price

De acuerdo a lo indicado por la Secretaría Nacional de Energía de Panamá los precios de los combustibles son proyectados para el periodo 2016-2030 aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el “Annual Energy Outlook 2015 de la EIA/DOE” última versión disponible a mayo de 2016.

Las Tabla 2. 2 y Tabla 2. 3 presentan la proyección anual promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía.

Tabla 2. 2: Proyección de Precios del Combustible

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / ton	Gas Natural CH ₄ B/. / m ³
2016	1.05	1.50	56.66	0.24
2017	1.13	1.71	58.07	0.27
2018	1.22	1.88	59.29	0.29
2019	1.26	1.93	61.18	0.30
2020	1.30	1.99	62.99	0.32
2021	1.34	2.06	64.80	0.33
2022	1.40	2.14	66.50	0.34
2023	1.45	2.22	68.33	0.35
2024	1.51	2.29	70.34	0.36
2025	1.56	2.38	72.54	0.37
2026	1.63	2.46	74.84	0.39
2027	1.69	2.55	77.24	0.40
2028	1.76	2.65	79.86	0.41
2029	1.83	2.75	82.46	0.42
2030	1.90	2.85	85.15	0.43

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá / “Energy Information Administration’s – US Department of Energy” (Tasa de Crecimiento Abril. 2015)

Tabla 2. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU

Año	Heavy Fuel Oil (HFO) Fuel Oil #6 Búnker C B/. / MMBTU	Distillate Fuel Oil Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / MMBTU	Coal (bituminous) Carbón (bituminoso) B/. / MMBTU	Gas Natural CH ₄ B/. / MMBTU
2016	7.56	9.80	2.36	8.89
2017	8.16	11.18	2.42	9.90
2018	8.80	12.29	2.47	10.58
2019	9.06	12.63	2.55	11.14
2020	9.36	13.02	2.62	11.63
2021	9.70	13.46	2.70	12.11
2022	10.08	13.97	2.77	12.47
2023	10.46	14.49	2.85	12.85
2024	10.87	15.00	2.93	13.28
2025	11.29	15.53	3.02	13.68
2026	11.74	16.10	3.12	14.17
2027	12.19	16.68	3.22	14.56
2028	12.69	17.31	3.33	14.93
2029	13.20	17.94	3.44	15.30
2030	13.74	18.61	3.55	15.68

Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá / “Energy Information Administration’s – US Department of Energy” (Tasa de Crecimiento Abril. 2015)

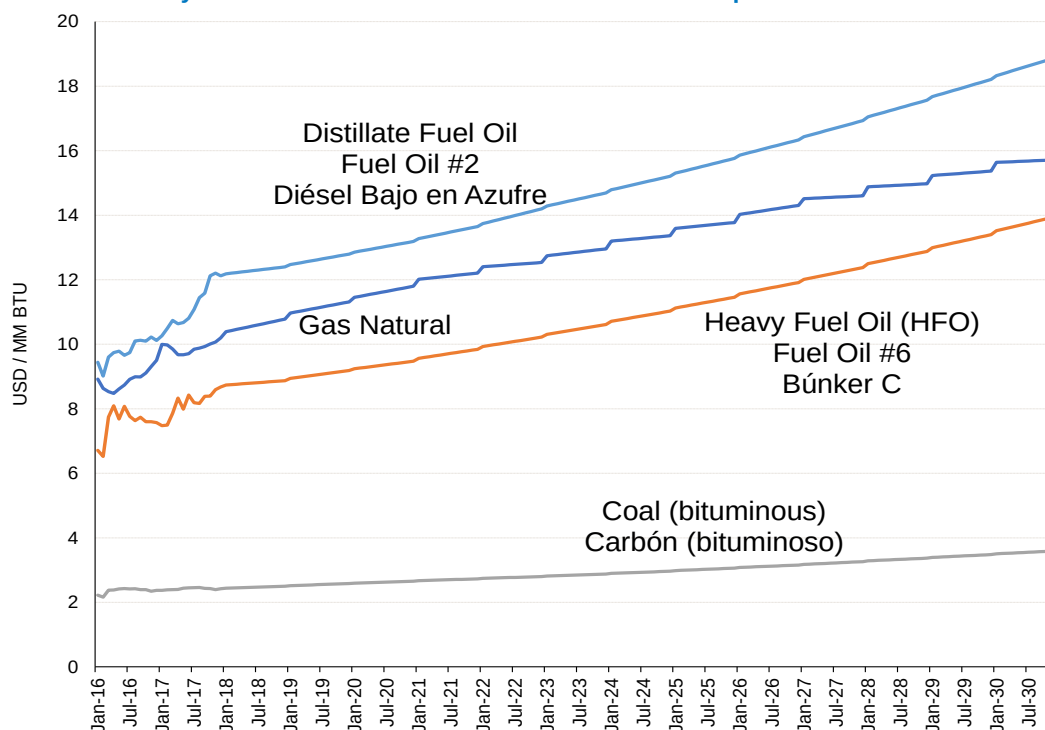
La Tabla 2. 4 muestra el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

Tabla 2. 4: Poder Calorífico de los Combustibles

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminoso)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m ³	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH ₄	ft ³	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: “Energy Information Administration’s – US Department of Energy”

En el Gráfico 2. 1 se muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

Gráfico 2. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU


Referencia: Secretaría Nacional de Energía de Panamá / “Energy Information Administration’s – US Department of Energy” (Tasa de Crecimiento Abril. 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, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo.⁴ 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.

Criterio de Confiabilidad.

Energía:

- Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y
- 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; y para

Potencia:

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2016-2030 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 14.69%.⁵

Costo de Racionamiento de Energía

⁴ De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

⁵ Informe de Confiabilidad 2016 - septiembre 2015 - Centro Nacional de Despacho de Panamá, aprobado mediante la Resolución AN No. 9203-Elec del 26 de octubre de 2015.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al 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 5 \$/kW-año y 220 \$/kW-año dependiendo de la capacidad de la misma.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3

Sistema de Generación Existente

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de diciembre de 2015, es de 3085.714 MW, presentando en comparación la demanda máxima de 1581 MW (no incluye autoconsumo de ACP) para la misma fecha. Se puede observar en la Tabla 3. 1.

Tabla 3. 1: Matriz Energetica a diciembre de 2015

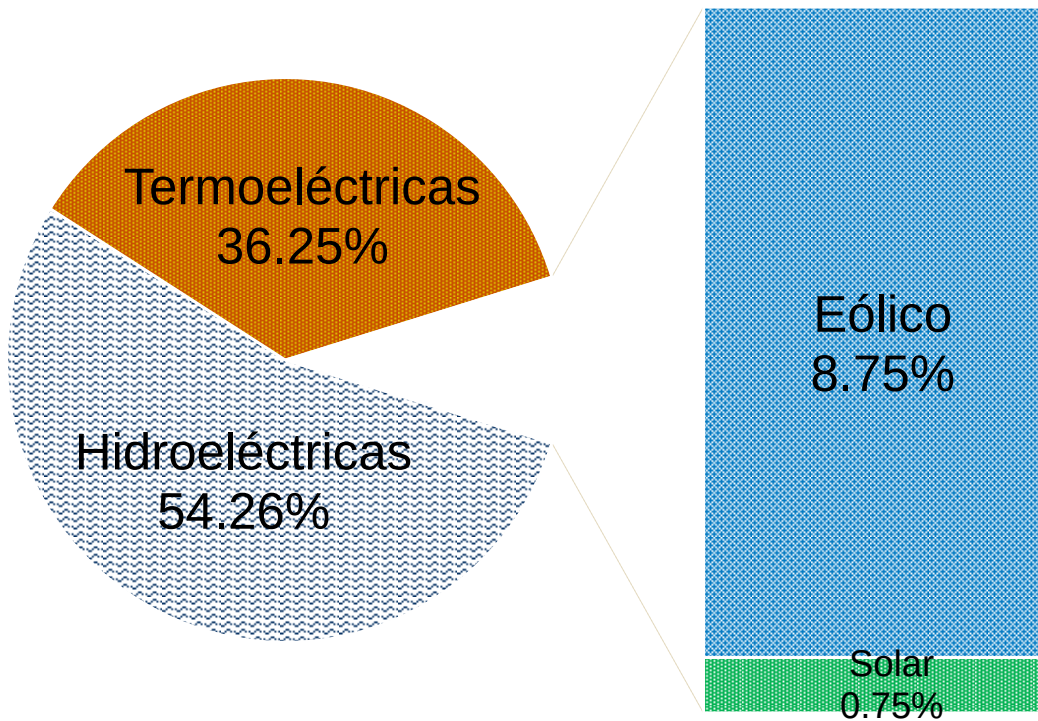
Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	450.33
	Hidroeléctrica de Pasada	1114.27	629.52
Termoeléctricas	Motor de Baja Velocidad	78.76	46.60
	Motor de Media Velocidad	578.18	497.83
	Turbina de Gas	233.50	204.40
	Turbina de Vapor	228.00	152.96
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	23.00	0.00
Total		3085.714	1981.64

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

El sistema presenta una instalación de 1,674.27 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1118.44 MW a centrales termoeléctricas y 270 MW a parques eólicos y 23 MW solares fotovoltaicas. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 54.26 % de capacidad

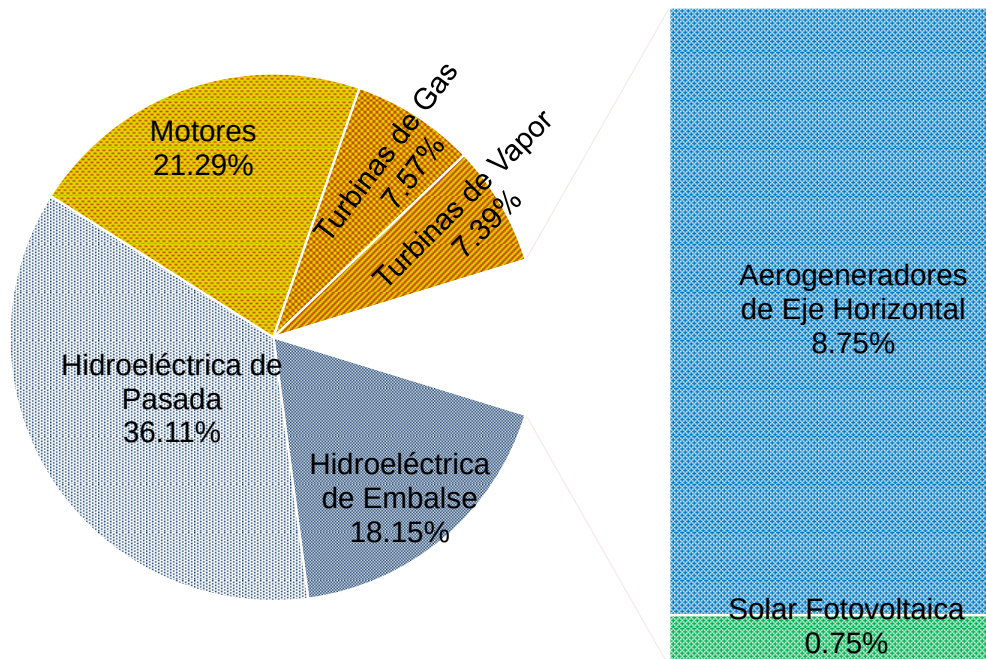
instalada de origen hidroeléctrico, 36.25 % termoeléctrico, 8.75 % eólico y 0.75% solar (Gráfico 3. 1). Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

Gráfico 3. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Gráfico 3. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

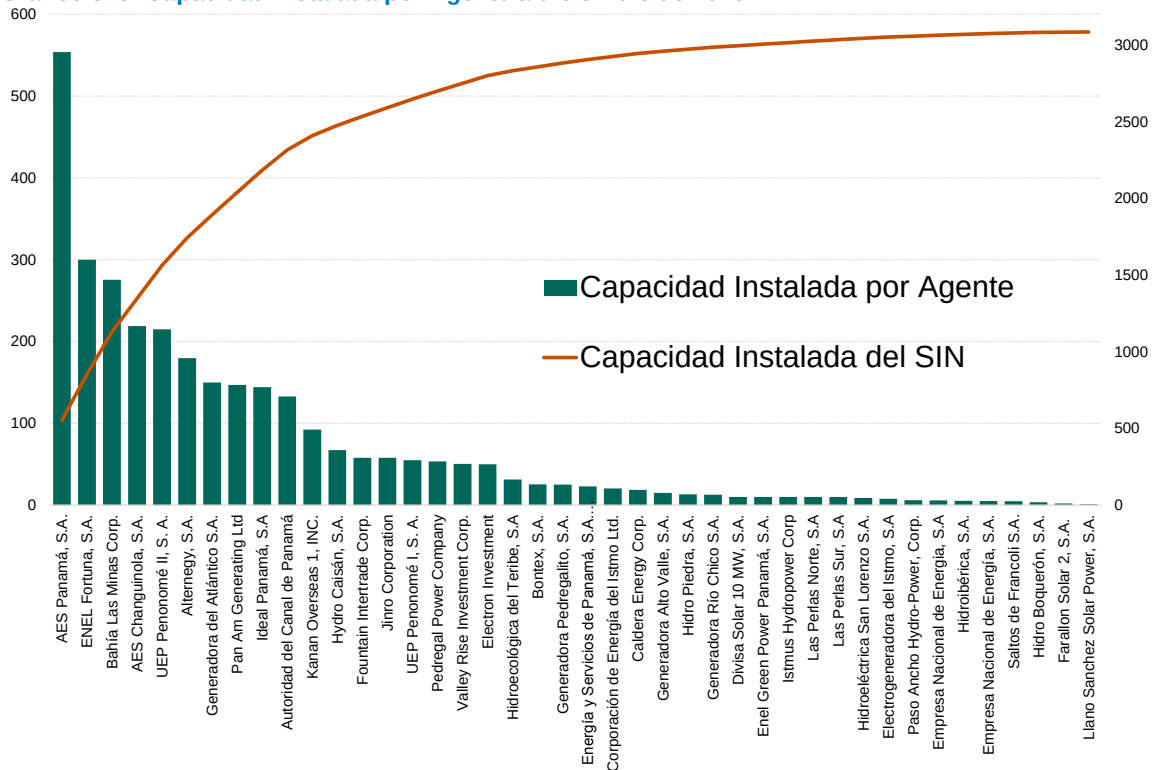
En la Tabla 3. 2 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Tabla 3. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2015

Agente Generador	Capacidad Instalada (MW)	Participación %
AES Changuinola, S.A.	218.82	7.09
AES Panamá, S.A.	553.96	17.95
Alternegy, S.A.	179.66	5.82
Autoridad del Canal de Panamá	132.76	4.30
Bahía Las Minas Corp.	275.50	8.93
Bontex, S.A.	25.39	0.82
Caldera Energy Corp.	18.75	0.61
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	20.43	0.66
Divisa Solar 10 MW, S.A.	10.00	0.32
Electrogeneradora del Istmo, S.A	7.70	0.25
Electron Investment	49.95	1.62
Empresa Nacional de Energía, S.A	5.86	0.19
Empresa Nacional de Energía, S.A.	5.12	0.17
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	9.72
Enel Green Power Panamá, S.A.	10.00	0.32
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	22.82	0.74
Farallon Solar 2, S.A.	2.00	0.06
Fountain Intertrade Corp.	57.90	1.88
Generadora Alto Valle, S.A.	15.00	0.49
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	4.86
Generadora Pedregalito, S.A.	25.00	0.81
Generadora Río Chico S.A.	12.82	0.42
Hidro Boquerón, S.A.	3.57	0.12
Hidro Piedra, S.A.	13.14	0.43
Hidroecológica del Teribe, S.A	31.20	1.01
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.82	0.29
Hidroibérica, S.A.	5.34	0.17
Hydro Caisán, S.A.	67.29	2.18
Ideal Panamá, S.A	144.20	4.67
Isthmus Hydropower Corp	10.00	0.32
Jinro Corporation	57.80	1.87
Kanan Overseas 1, INC.	92.30	2.99
Las Perlas Norte, S.A	10.00	0.32
Las Perlas Sur, S.A	10.00	0.32
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	1.00	0.03
Pan Am Generating Ltd	147.00	4.76
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	5.95	0.19
Pedregal Power Company	53.52	1.73
Salto de Francoli S.A.	4.76	0.15
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	1.78
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	6.97
Valley Rise Investment Corp.	50.40	1.63
Total general	3085.714	100.00

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Gráfico 3. 3: Capacidad Instalada por Agente a diciembre de 2015



Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Generación Hidroeléctrica

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 37 centrales hidroeléctricas repartidas en 27 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES PANAMÁ que cuenta con 482 MW equivalentes al 15.62 % de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (218.8 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 1,136.8 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW y Bocas del Toro con 250 y Veraguas con 27.4 MW.

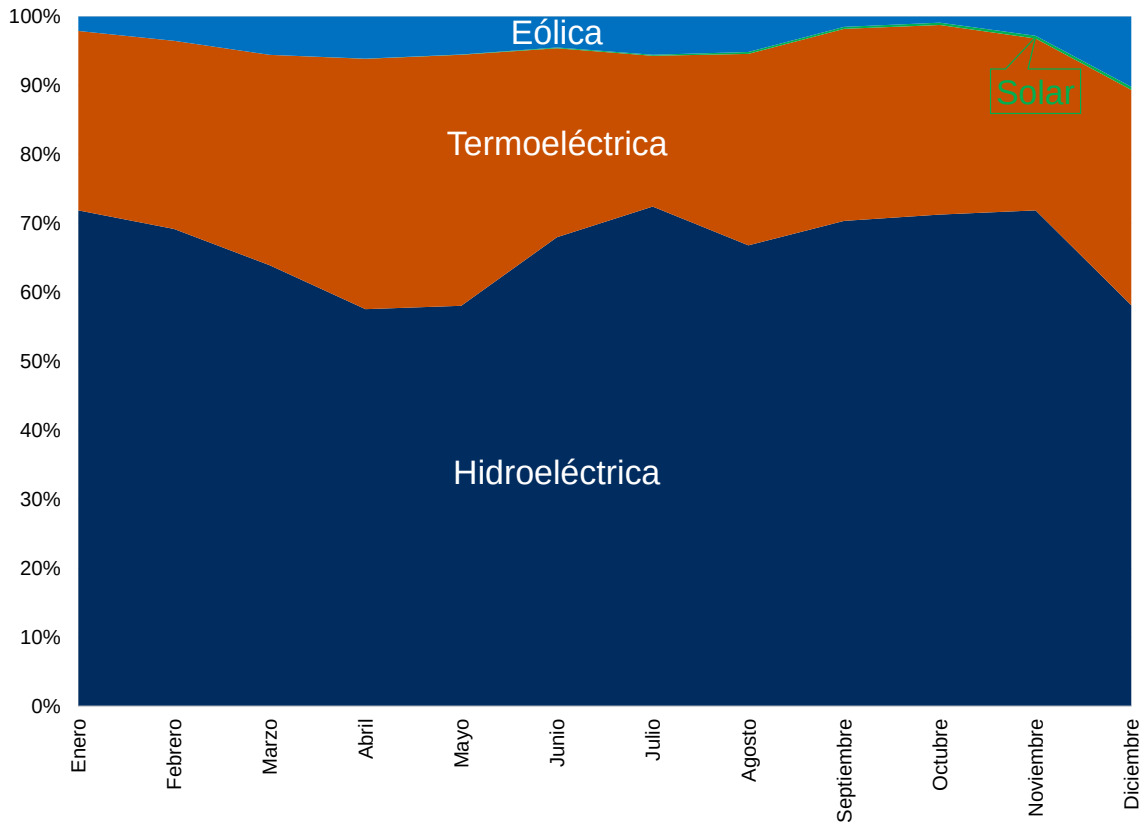
La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados. La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha 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 2015 en promedio, cubrió el 66.6% de la demanda, teniendo en el mes de julio el máximo aporte del año con 77 % y abril con el mínimo con un 51.6 % (Gráfico 3. 4). El aporte total fue de 6129.78 GWh.

Gráfico 3. 4: Comportamiento de la Generación Año 2015



Referencia: Generación de Energía -Mwh-2015 / Centro Nacional de Despacho.

La Tabla 3. 3 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 y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 3. 7.

Tabla 3. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	209.70	182.29	971.00
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.12	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	112.67	620.00
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.80	17.63	304.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	33.80	30.28	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	58.66	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.39	22.80	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	18.75	3.92	101.00
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	7.70	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	49.95	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.12	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	290.21	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.20	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.12	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7.00	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.50	0.80	11.10
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.00	3.06	60.70
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.00	2.04	94.40
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	12.82	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	2	3.57	0.90	20.20
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	13.14	1.79	64.00
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.82	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	2	5.34	0.50	32.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	67.29	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	88.20	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.00	20.07	263.90
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	5.95	4.30	37.00
Salto de Francoli S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.76	1.10	24.65
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.20	22.22	156.00
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.10	2.10	18.40
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	8.66	127.48
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.86	1.36	28.96
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.44	3.17	47.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.99		8.78
				1674.27	1080	7606

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta finales del año 2015, era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, aproximadamente con un 70% del Plantel Termoeléctrico. En el año 2015 y principios del año 2016 se incorporaron las Barcazas Estrella de Mar I con 72 MW, Santa Inés con 55 MW y la Estrella del Norte con 37 MW y la Central Jinro con 58 MW. En total la provincia de Colón cuenta con el 25% de la capacidad instalada del país.

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. En la Tabla 3. 4, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 3. 7.

Durante el 2015 se retiraron del Sistema Interconectado Nacional, las plantas termoeléctricas de Capira, Chitré, 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 la Tabla 3. 5 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas térmicas.

Tabla 3. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.20	65.78	62.68 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	30.62	12.90 MMBTU/MWh
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	28.90	
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (Bituminoso)	40.00	24.97	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	58.00	24.00	
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.50	32.92	89.48 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	29.52	94.59 gal/MWh
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	20.68	104.06 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	47.11	100.16 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	41.71	102.04 gal/MWh
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón G3	Turbina de Vapor	3	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	44.47	67.04 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	96.00	92.39	57.32 gal/MWh
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	53.52	53.17	58.85 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.48	12.57	63.36 gal/MWh
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.92	23.00	63.28 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	8.90	140.08 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00	9.15	142.75 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	14.41	121.80 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G6	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00	17.04	61.84 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	8.13	53.32 gal/MWh
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.38	38.47	53.32 gal/MWh
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	71.96	65.01	63.00 gal/MWh
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.80	52.53	63.55 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.00	40.03	64.08 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.80	7.95	62.39 gal/MWh
Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.50	20.49	65.03 gal/MWh
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	51.00	47.87	56.41 gal/MWh
					1118.44	901.79	

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Tabla 3. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.50	31 de diciembre de 2016
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	31 de diciembre de 2016
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	32.00	31 de diciembre de 2016
					97.50	

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Generación Renovable

La diversificación de la matriz energética es uno de los objetivos principales que se tienen en las proyecciones que se tienen como país, ya que no se puede depender tanto de las hidroeléctricas, como en años anteriores, debido a la situación de sequía que cada año se hace más extensa.

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.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque

Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 88 aerogeneradores.

De igual forma el desarrollo de la generación proveniente de energía Solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, destacando la entrada en operación de la planta Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. y la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A..

En la Tabla 3. 6, se muestran las plantas renovables existentes.

Tabla 3. 6: Sistema de Generación Renovable Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de Los Vientos Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21	52.50	141.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7	17.50	47.25
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22	55.00	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello de Bastillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres 2 Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de Los Vientos Etapa 2	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20	50.00	135.00
Enel Green Power Panamá, S.A.	Solar Chiriquí (San Juan)	Solar Fotovoltaica	1	10.00	19.17
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	1	10.00	16.30
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Felix	Solar Fotovoltaica	1	1.00	16.30
Farallon Solar 2, S.A.	Farallon Solar	Solar Fotovoltaica	1	2.00	17.54
				293	785

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 3. 7.

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 de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 3. 7.

Tabla 3. 7: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.68
Café de Eleta	Hidro Candela	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.54
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2	0.73
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1	0.40
Hidro Panamá, S.A.	Antón I	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40
Hidro Panamá, S.A.	Antón II	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.40
Hidro Panamá, S.A.	Antón III	Hidroeléctrica de Pasada	6	1.50
Ideal Panamá, S.A.	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.58
Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73
Empresa de Generación Eléctrica S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	*	2.40
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	*	0.10
Azucarera Nacional, S.A.	Coclé Solar 1	Solar Fotovoltaica	*	0.96
Grupo Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	*	1.00
				13.76

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

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 226.76 MW, de la cual un 26.46% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 73.54 % 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.

La Tabla 3. 8 detalla las plantas del ACP.

Tabla 3. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	1	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.00
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	18.00
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	38.38
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5.00
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12.00
Σ				226.76
		Σ	%	
Hidroeléctrica		60.00	26.46	
Termoeléctrica		166.76	73.54	

Referencia: Autoridad del Canal de Panamá.

Capítulo 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 en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza de los combustibles fósiles). 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 estas 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 de 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 han evolucionado drásticamente y sus costos se han hecho competitivos con las tecnologías convencionales.

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, 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 destinadas 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 38% del potencial eólico identificado.

En la actualidad se cuenta con 25 proyectos identificados de los cuales

se han otorgado 9 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4. 1)

Tabla 4. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A	Toabre	Coclé	225	Diseño Final
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Antón	Coclé	105	Diseño Final
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres Fase I	Coclé	55	En Prueba
UEP PENONOMÉ II, S.A.	Marañón	Coclé	17.5	En Prueba
UEP PENONOMÉ II, S.A.	Portobelo	Coclé	47.5	En Construcción
UEP PENONOMÉ II, S.A.	La Rosa de los Vientos	Coclé	102.5	En Prueba
Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150	En Construcción
Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116	Diseño Final
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres	Coclé	115	En Construcción
933.50				

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 16 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4. 2)

Tabla 4. 2: Licencias en trámite para Generación Eólicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Sociedad Eólica de Panamá, S.A.	Boquete	Chiriquí	100
Luz Eólica de Panamá, S.A.	Quijada del Diablo	Chiriquí	150
Energía Eólica Roanna	Roanna	Chiriquí	24
Energía Verde, S.A.	Parque Eólico Chimenea	Chiriquí	19.8
Energy & Environmental Engineering Corp (3E)	La Colorada	Coclé	80
Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	Coclé	74
WDP Panamá. S.A.	La Candelaria	Los Santos	10
Unión Eólica Panameña, S.A.	La Miel	Los Santos	25.5
Naura Energy Corporation	Las Margaritas	Panamá	50
Unión Eólica Panameña, S.A.	Cerro Azul	Panamá	40.8
Innovent Central America, S.A.	Cerro Jefe	Panamá	52
Innovent Central America, S.A.	Los Manglares	Panamá	136
EU Coprporation S.A.	El Aguila	Panamá	200
Eolica Energy, S.A.	La Vikinga	Veraguas	81
Centroamericana de Renovables, S.A.	Los Veraguas I	Veraguas	91
Helium Energy Panama, S.A.	Tesoro	Veraguas	105
1239.10			

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

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.

De igual forma en febrero de 2015 la empresa UEP Penonomé II, S.A. da sus primeros aportes, de su parque

de generación Penonomé (Laudato Si) con un aporte total a diciembre de 2015 de 260 GWh.

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 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 1.2 GW, y de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 44.7 % con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 80 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 26 licencias para la construcción y explotación de este recurso.

Tabla 4. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Coclé	9.99	Construcción
Llano Sanchez Solar power Tres S.A.	Sol Real	Coclé	9.99	Diseño Final
Llano Sanchez Solar Power One S.A.	Milton Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
Llano Sanchez Solar Power Cuatro S.A.	Vista Alegre	Coclé	9.99	Diseño Final
Sol Real Istmo S.A.	Sol de David	Chiriquí	9.99	Diseño Final
Tecnisol I S.A.	Ikako	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol II S.A.	IkaKo I	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol III S.A.	Ikako II	Chiriquí	10	Diseño Final
Tecnisol IV S.A.	Ikako III	Chiriquí	10	Diseño Final
Agua Dulce Solar, Inc	Agua Dulce Solar	Coclé	16.6	Diseño Final
Bosques Solares de Penonomé, Inc	Bosques Solares de Penonomé	Coclé	8.3	Diseño Final
Bosques Solares de Coclé, Inc.	Bosques Solares de Coclé	Coclé	8.3	Diseño Final
Solar Coclé Venture, S.A.	Coclé	Coclé	8.99	Construcción
Solar Panamá Ventura, S.A.	Paris	Herrera	8.99	Construcción
SDR Energy Panamá, S.A.	Progreso	Chiriquí	49.5	Construcción
Green Electric S.A.	La Mata	Veraguas	10	Diseño Final
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
SDR Energy Panamá, S.A.	Los Llanos	Coclé	59.4	Construcción
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.9	Diseño Final
Panama Solar Energy Providers Inc.	Campo Solar Tocumen	Panamá	45	Diseño Final
Solar Azuero Venture, S.A.	Los Angeles	Los Santos	9.52	Construcción
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba	Chiriquí	2.56	Construcción
Solar XXI, S.A.	Solar XXI	Chiriquí	40	Diseño Final
Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120	Diseño Final
Sol Real Uno S.A.	Estrella Solar	Coclé	5	Diseño Final
Sol Real Uno S.A.	Generadora Solar Caldera	Chiriquí	5.5	Diseño Final
			507.46	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

De igual manera se tienen 54 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 13 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4. 4)

Tabla 4. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

Empresa	Proyecto	Provincia	MW
Inversiones Solares, S.A.	Río Parita	Herrera	0.96
I Power Corp.	San Enrique	Panamá	10
Zpe1, S.A.	Río Grande	Coclé	7
Río Chico Solar Power	Pedregalito Solar I	Chiriquí	5
Ener Solar I, S.A.	Ener Solar I	Chiriquí	19.89
Ener Solar II, S.A.	Ener Solar II	Chiriquí	19.89
Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	5
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 1	Coclé	7.9
Solar Development Panama, S.A.	Anton Gen 2	Coclé	1.9
GFZP1, S.A.	Barú	Chiriquí	10
Solar Development Panama, S.A.	EL Espino Gen	Veraguas	6.7
Solar Development Panama, S.A.	Ocu Gen	Herrera	3
Tea Solar I, S.A.	Tea Solar I	Chiriquí	19.89
Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	Panamá	20
SOLPACORA, S.A.	Pacora I	Panamá	10
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	Pacora II	Panamá	10
Empresa de Producción de Energía Limpia, S.A. (EPEL)	Santiago	Veraguas	70
Hiperion Solar, S.A.	Hiperion Solar	Chiriquí	19.89
Genradora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Coclé	10
Prisma Solar Panama, S.A.	Soná	Veraguas	10
Empresa Productora de Energía Renovable, S.A.	Las Palmas	Veraguas	10
EL Higo Investment, S.A.	EL Higo I	Chiriquí	10
GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	Coclé	9.99
GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Herrera	8
Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	Coclé	10
Neoen Panamá S.A.	Neoen - Chiriquí	Chiriquí	30
Bajo Frio PV, S.A.	Pacora	Panamá	19.95
Photovoltaics Investment, Corp.	Ecosolar	Chiriquí	10
San Carlos Solar, S.A.	EL Higo II	Coclé	10
Panamá Solar 2, S. A.	Pocrí	Coclé	16
Gallegos Solar, S.A.	Los Gallegos	Coclé	0.9
Keira Development, Inc.	Chumical 1	Veraguas	40
SDR Energy Panamá, S.A.	Boquerón	Chiriquí	19.8
Solar Energy World Corporation S.A.	Anton	Coclé	5
Panamá Generation Solar	El Estero	Coclé	13.6
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20MW	Chiriquí	19.99
Clean Energy Solution Corp.	JH (Juan Hombrón)	Coclé	10
Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99
Panameña de Energía Solar V Inc.	Panameña de Energía Solar V	Coclé	9.9
Panameña de Energía Solar III Inc.	Panameña de Energía Solar III	Coclé	9.9
Panameña de Energía Solar IV Inc.	Panameña de Energía Solar IV	Coclé	9.9
Luz Energy International Corp.	Agua Fría	Coclé	10
Panameña de Energía Solar II Inc.	Panameña de Energía Solar II	Coclé	9.9
PSZ1 S.A.	El Espinal	Los Santos	8.5
Solar Green, S.A.	El Coco	Coclé	10
Compañía Solar de Panamá	Scott Solar	Coclé	77
FRV Solar Panamá, S de RL	FRV Progreso	Chiriquí	36
Panama Solar 1, S.A.	El Roble	Coclé	18
Solar Sur, S.A.	Solar Sur I	Panamá	10
Solar West, S.A.	Solar West I	Chiriquí	10
Town Center Eventos, INC	Playa Blanca Solar	Coclé	2
GED Gersol Tres, S.A.	El Macano	Herrera	4
Generación Natural de Panamá, S.A.	Cerro Cama Solar	Panamá Oeste	0.5
Farrallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9
			754.84

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

La totalidad de los proyectos identificados suman 1262 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 36 proyectos identificados.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que

aportó al Sistema Interconectado 9 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

Potencial Hidroeléctrico

La turbina hidráulica es una tecnología madura, y se ve evidenciado en que ésta es la 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 potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 35 concesiones otorgadas (Ver Tabla 4. 5) y 32 en trámite (Ver Tabla 4. 6), de los cuales suman 672 MW y 250 MW, respectivamente. Además se tienen 1674 MW instalados.

Tabla 4. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
Bocas del Toro Energía, S.A.	Central Hidroeléctrica Bocas del Toro	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
Eco-Hidro Paraíso, S.A.	Asturias	Piedra	Chiriquí	4.1	Diseño Final
Fountain Intertrade, Corp.	Bajo Frío	Río Chiriquí Viejo	Chiriquí	58	En Prueba
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajos del Totuma	Colorado	Chiriquí	6.3	En Construcción
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Barro Blanco	Tabasará	Chiriquí	28.84	En Prueba
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 2	Escárrea	Chiriquí	4	En Construcción
Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	50	En Construcción
Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.6	Diseño Final
Navitas International, S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	3.7	Diseño Final
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2	Diseño Final
Generadora del Istmo, S.A.	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	Chiriquí	6.78	Diseño Final
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sándigo	Los Valles	Chiriquí	10	En Construcción
Hidroecológica Gualaquita, S.A.	Gualaquita	Gualaca	Chiriquí	6.7	Diseño Final
Darrin Bussiness, S.A.	India Vieja	Los Valles	Chiriquí	1	En Construcción
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Macho Monte	Chiriquí	7.62	En Construcción
Haras Cerro Punta, S.A.	La Garita	Las Nubes	Chiriquí	0.7	Diseño Final
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	David	Chiriquí	8.886	En Construcción
Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.6	En Construcción
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Caña Blanca y Qda La Paja	Chiriquí	10	En Construcción
Josué Levy Levy	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.9	Diseño Final
Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	Tabasará II	Río Tabasará	Chiriquí	36.8	En Construcción
Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.5	Diseño Final
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Grande	Coclé	6.5	En Construcción
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9	En Construcción
Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
9 Power, S.A.	La Palma	San Juan, Afluente del Río Santa María	Veraguas	3	Diseño Final
Panamá Energy Finance, Inc.	Lalín II	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	38.6	Diseño Final
Hidroeléctrica Los Estrechos, S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.5	Diseño Final
Aht, S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa	Veraguas	0.8	Diseño Final
Corporación de Energía del Istmo Ltda. S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.084	Diseño Final
Mifta Power, Inc.	Santa María	Santa María	Veraguas	26	Diseño Final
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.6	Diseño Final
				672.9	

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 4. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.6
Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1
Eco Power Panamá, S.A.	La Unión 1	Río Caisán	Chiriquí	7.2
Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.5
GC Power, S.A.	Boquerón 1	Chirigagua	Chiriquí	0.92
GC Power, S.A.	Boquerón 2	Chirigagua	Chiriquí	0.92
GC Power, S.A.	Boquerón 3	Chirigagua	Chiriquí	0.92
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
Palmira Group, Inc.	Palmira	Colgá, Quisigá y Qdas Eliot, El Emporio	Chiriquí	6.03
Josué Levy Levy	Alto Caldera	Caldera	Chiriquí	7.8
Andree Power Co. S.A.	Acla I	Agua Blanca y Qda Caña Blanca y El Bebedero	Chiriquí	4
Porto Power Inc., S.A.	Acla II	Agua Blanca y Qda Caña Blanca, El Bebedero y La Vaca	Chiriquí	5
Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4
Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
Soluciones Integrales de Energía Alternativa	El Cope	Zapillo	Coclé	3.2
Hidroeléctrica Río Chico, S.A.	Analida	Río Chico	Coclé	4
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
Reforestadora Cañazas, S.A.	La Laguna	San Pablo	Veraguas	13.79
Panamá Energy Business, Inc.	Lalín III (Gatú 46)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	25.4
Panamá Power Energy, Inc.	Lalín I (Gatú 16.6)	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	19.5
Hidro Occidente, S.A.	El Remance	Gatú, Afluente del Río Santa María	Veraguas	10.03
Central Hidroeléctrica San Francisco, S.A.	La Cordillera	Santa María	Veraguas	8.91
Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.1
AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.9
Rio Power, S.A.	Cerro Viejo	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	4.28
Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	6.12
Aguas Puras de Mantial S.A.	Central Hidroeléctrica Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
HSH Hidroeléctrica, S.A.	Santa María 151	Santa María	Veraguas	19
				250.01

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

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

La turba es el carbón más reciente. Tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas.

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 la Tabla 4. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Tabla 4. 7: 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.)
	2270 °F Tin condiciones reductoras
Temperatura de fusión	2310 °F Tin condiciones de oxidación
de la ceniza	2640 °F fluido condiciones reductoras
	2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: Estudios Turba – IRHE 1985

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.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 2 licencias definitivas para Generación Térmica y 28 licencias provisionales para Generación Térmica.

Tabla 4. 8: Licencias Definitivas para Generación Térmica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Gas Natural Atlánticos de R.L.	Costa Norte	Colón	400	Gas Natural, Diesel
Cerro Azul Power Generation CO. S.A.,	Planta Cerro Azul	Panamá	45	Diesel - Gas

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Tabla 4. 9: Licencias Provisionales para Generación Térmica

Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Combustible
Pentacles Energy, S.A.	Boca Power 50	Bocas del Toro	50	Gas Natural
Electrotérmica de Panamá, S.A.	Bocatérmica	Bocas del Toro	330	Carbón
Termo Canal S de R.L	Central Térmica Termo Canal I	Bocas del Toro	55	Gas Natural
Energys Rental Solution Corp.	Energyst El Sánchez	Coclé	99.62	Diesel Liviano, Gas Natural
OBS PANAMÁ, S.A.	OBS PANAMÁ, S.A.	Coclé	15.165	Bunker No. C
Intra Mega Corp.	Blue power	Colón	51	Bunker C
CCA Civil Panama, S.A.	CCACP01	Colón	405	Carbón Mineral
Coal Power S.A.	Coal Power	Colón	200	Carbón
Gas Natural Atlántico II S.	Costa Norte II	Colón	400	Gas Natural / Diesel
Empresa de Generación Eléctrica Telfers	Ege Telfers	Colón	130	Gas Licuado de Petróleo propano HD5
Gastor Partners Latam, S.A.	Energía Corotú	Colón	402	Etano y Bunker
Martano Inc.	Gas to Power Panamá (GTPP)	Colón	400	Gas Natural y Diesel No. 2
Generadores Centroamericanos, S.A.	Generadores de Generación Termoeléctrica GECESA	Colón	70	Carbón
Kanan Overseas I, Inc.	IC Power Motores Atlántico	Colón	125	HFO # 6
Laesa Limited (Panamá) INC.	Planta Térmica LAESA LTD Panamá	Colón	60	Heavy fuel Oil
Empresa de Generación Eléctrica Chilca Panamá, S.A.	PSB-1	Colón	395	Gas Propano
Rivera del Río Power, S.A.	Rivera del Río Power	Colón	170	HFO No.6 3% de Azufre
Axia Power I SA	Termocristobal 1	Colón	50.8	Bunker y alternativo Gas Natural
Aggreko International Projects Limited	Aggreko Cerro Azul 3	Panamá	110	Diesel, Bunker C y Gas natural
Soenergy Panama S. de R.L	Central Térmica Naranjal SoEnergy	Panamá	75	HFO-Bunker C, Diesel
BP Power S. de R. L.	Central Térmica Limasol	Panamá	150	Diesel HFO – Bunker C Gas Natural
Termo Panama S. de R.L.	Central Térmica Manzanillo	Panamá	150	Diesel HFO – Bunker C
IEH Térmica I, S.A.	Central Térmica Termo Gold	Panamá	137.82	Fuel Oil No.6 (Bunker C)
Alia Energy Panama, S.A.	Alia La Valdeza Power Plant	Panamá Oeste	20	Bunker C
Enersa Panamá, S.A.	Enersa Panamá	Panamá Oeste	200	Bunker y Diesel
Kanan Overseas III, INC	IC Power Motores Pacífico	Panamá Oeste	125	HFO #6
kanan Overseas II INC.	IC Power Turbinas Pacífico	Panamá Oeste	383	Propano (GLP)
International Panamá Power Corp. (IPPCO)	IPPCO Termo América	Panamá Oeste	72	HFO No.6
				4831.41

Referencia: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Biogas

El biogas 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 biogas que son generados por los residuos sólidos que provienen de los distritos 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.

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de

proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 887.50 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación en la Tabla 4. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 4. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Eólico 1	52.50	141.75	15.50	2000.00	25.00
Eólico 2	15.00	40.50	15.50	2000.00	25.00
Eólico 3	102.00	318.20	15.50	2000.00	25.00
Eólico 4	75.00	197.10	15.50	1500.00	20.00
Eólico 5	50.00	131.40	15.50	1600.00	20.00
Eólico 6	100.00	262.80	15.50	1500.00	20.00
Eólico 9	123.00	318.20	15.50	2000.00	25.00
Eólico 7	100.00	257.19	15.50	2000.00	25.00
Eólico 8	20.00	68.00	15.50	2000.00	25.00
Eólic 10	120.00	368.63	15.50	2000.00	25.00
Eólic 11	130.00	235.20	15.50	2000.00	25.00
887.50		2338.97			

Referencia: ETESA

Proyectos Fotovoltaicos

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 Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 819 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 4. 11 se presenta un listado de estos proyectos considerados.

Tabla 4. 11: Proyectos Solares Considerados

Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (Bt./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (Bt./kW)	Vida Útil (Años)
Solar Fotovoltaica 01	10.00	18.67	15.00	882.00	25.00
Solar Fotovoltaica 02	10.00	20.15	15.00	941.00	25.00
Solar Fotovoltaica 03	10.00	17.82	15.00	941.00	25.00
Solar Fotovoltaica 04	10.00	18.51	30.00	2000.00	20.00
Solar Fotovoltaica 07	10.00	16.00	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 08	10.00	19.33	20.00	1300.00	25.00
Solar Fotovoltaica 09	20.00	32.10	60.00	1820.00	30.00
Solar Fotovoltaica 10	6.00	8.84	17.00	1860.00	30.00
Solar Fotovoltaica 11	20.00	45.90	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 12	3.00	3.41	3.00	1800.00	20.00
Solar Fotovoltaica 13	10.00	16.60	16.25	1280.00	25.00
Solar Fotovoltaica 14	10.00	22.95	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 15	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 16	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 17	10.00	15.17	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 18	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 19	10.00	21.90	18.00	1520.00	25.00
Solar Fotovoltaica 20	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 21	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 22	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 23	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Solar Fotovoltaica 24	10.00	22.95	25.00	1090.00	25.00
Solar Fotovoltaica 25	10.00	16.67	15.00	2200.00	30.00
Solar Fotovoltaica 26	10.00	16.30	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 27	10.00	16.30	30.00	1840.00	30.00
Solar Fotovoltaica 28	5.00	8.19	16.00	980.00	30.00
Solar Fotovoltaica 29	10.00	15.50	5.11	1048.00	40.00
Solar Fotovoltaica 30	20.00	35.00	20.00	1500.00	25.00
Solar Fotovoltaica 34	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 36	10.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Fotovoltaica 37	20.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
Solar Fotovoltaica 39	20.00	17.00	60.00	1150.00	30.00
Solar Fotovoltaica 31	5.00	8.19	25.00	1400.00	25.00
Solar Fotovoltaica 40	10.00	17.67	25.00	1300.00	25.00
Solar Fotovoltaica 38	20.00	66.63	42.10	1535.00	40.00
Solar Fotovoltaica 32	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 33	20.00	41.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 35	20.00	38.86	49.00	1030.00	40.00
Solar Fotovoltaica 41	20.00	37.02	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 42	10.00	22.19	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 43	100.00	246.66	80.00	3000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 44	50.00	62.23	18.00	1960.00	25.00
Solar Fotovoltaica 45	40.00	65.00	21.90	1008.00	20.00
Solar Fotovoltaica 46	20.00	32.96	49.00	960.00	40.00
Solar Fotovoltaica 47	20.00	40.91	30.00	2000.00	20.00
Solar Fotovoltaica 48	20.00	37.02	30.00	2000.00	40.00
Solar Fotovoltaica 49	10.00	13.38	11.20	1300.00	30.00
Solar Fotovoltaica 50	10.00	17.00	16.25	1270.00	25.00
Solar Fotovoltaica 51	10.00	17.20	16.25	1250.00	25.00
Solar Fotovoltaica 52	10.00	16.60	16.25	1350.00	25.00
Solar Fotovoltaica 53	30.00	52.36	9.10	1100.00	25.00
Solar Fotovoltaica 54	10.00	16.21	11.20	1300.00	30.00
Σ	819.00	1522.77			

Referencia: ETESA

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 2016, 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.

La Tabla 4. 12 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2016.

Tabla 4. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	2.42	33.10	80.00	3288.89	50.00
Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.62	3.35	45.00	219.87	3716.22	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	2.54	40.20	40.00	4466.02	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	33.30	25.13	170.80	60.00	3039.04	50.00
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	26.59	11.57	116.08	5.00	4565.63	50.00
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.89		15.00	5.00	4552.67	50.00
HidroPiedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	8.20	1.31	40.30	31.25	3902.44	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	22.31	279.70	25.00	3169.57	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	2.30	46.23	75.00	3068.18	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	1.28	57.94	31.25	2022.65	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.50	2.55	33.30	80.00	3500.00	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	0.17	44.40	6.50	3614.46	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.82	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	3.00	49.30	120.00	3800.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	214.76	180.89	1008.00	12.50	4595.99	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	112.00	12.50	4595.99	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	5.64	68.00	58.71	3426.44	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.99		8.00	58.71	3424.24	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	2.70	20.00	55.00	3288.89	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	1.94	33.34	75.00	3288.89	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	2.24	43.30	122.64	4383.71	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.20	1.03	20.70	160.00	3532.79	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	8.51	91.97	25.00	3700.00	50.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.80	0.78	24.80	125.00	3839.50	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.66	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.21	50.00
Σ			529.86	300.66	2457.08			

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

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. La Tabla 4. 13 y Tabla 4. 14 presentan las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

Tabla 4. 13: Proyectos Térmicos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Fijo O&M (B/. / kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/. / kW)	Vida Útil (Años)
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	28	39.21	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
CERRO AZUL POWER GENERATION CO. S.A.	Cerro Azul MT PM1360	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	16	5.44	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
Consorcio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	63.43 gal/MWh	206.00	790.00	30.00
Minera Panamá, S.A.	Punta Rincón	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	297.50	8.9635 MMBTU/MWh	0.00	0.00	40.00
Gas Natural Atlantico de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	6.864 MMBTU/MWh	30.80	1340.00	40.00
Bahía Las Minas Corp.	Bahía las Minas (New CC GNL)	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	168.00	7.002 MMBTU/MWh	14.00	700.00	20.00
Martano Inc.	LP0215 (Gas de Martano)	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	413.00	6.314 MMBTU/MWh	10.50	825.00	40.00
					1348.48				

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

Tabla 4. 14: Proyectos Térmicos Candidatos Genéricos

Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Variable O&M (B/. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B/. / kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/. / kW)	Vida Útil (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	8.9635 MMBTU/MWh	40	52.67	4242.00	40.00
Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	6.314 MMBTU/MWh	1.55	30.80	942.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	7.315 MMBTU/MWh	1.7	15.44	922.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	7 MMBTU/MWh	1.65	7.19	684.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	8.864 MMBTU/MWh	2	18.59	930.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	6.45 MMBTU/MWh	1.55	6.68	633.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada	Turbina de Gas Aeroderivada	Diésel	1	50.00	68.11 MMBTU/MWh	2.5	17.63	865.00	30.00
					1350.00				

Referencia: Información de Agentes Panamá - marzo 2016.

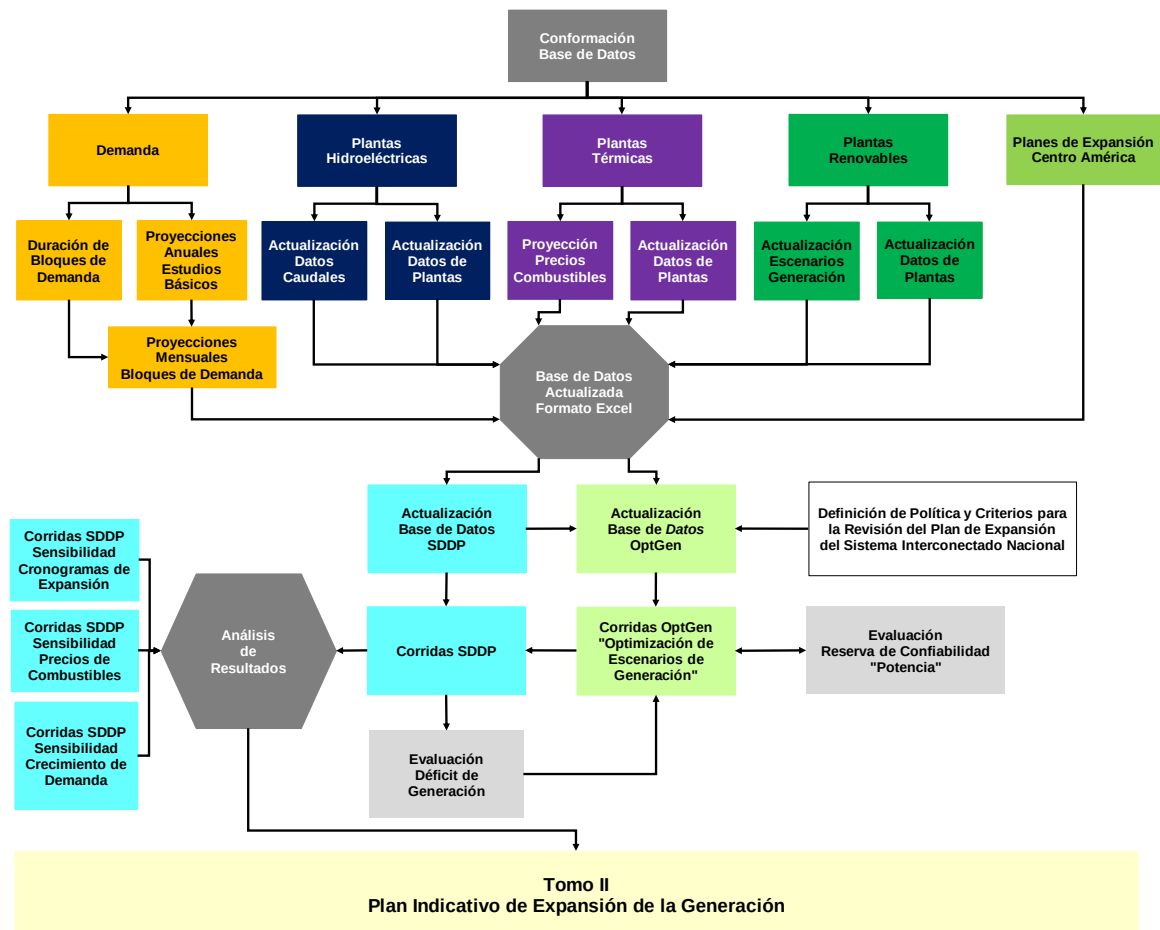
Capítulo 5

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.

El Gráfico 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.

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

- *Solicitud de información a los agentes en marzo de 2016.*
- *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 7.2.6 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 14.0.7. 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, 2016-2030, con un año de extensión. El período 2016-2019 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 6.02 % en energía 5.98 % en

potencia; y (2) el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.12% y 5.99%. (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 considerara 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 la Tabla 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.

Tabla 5. 1: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2016
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Número de Bloques de Demanda	5
Número de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850.00

Referencia: ETESA.

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.

Tabla 5. 2: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Ampliación El Ángel	Hidro	5.00
2016	Reventazón	Hidro	73.00
2016	Bijagua (CoopG)	Hidro	18.00
2016	Mogote	Eólico	20.00
2016	Reventazón	Hidro	73.00
2016	Reventazón Minicentral	Hidro	13.50
2016	Reventazón	Hidro	146.00
2016	Chucás	Hidro	50.00
2016	Altamira	Eólico	20.00
2016	Campos Azules	Eólico	20.00
2016	Vientos de Miramar	Eólico	20.00
2016	Vientos de la Perla	Eólico	20.00
2017	Moín 1	Térmo	(20.00)
2018	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28.00
2019	Pailas 2	Geot	55.00
2023	Borinquen 1	Geot	55.00
2023	Turbina Proy 1	Térm	80.00
2024	Turbina Proy 2	Térm	80.00
2025	Diquís	Hidro	623.00
2025	Diquís Minicentral	Hidro	27.00
2028	Hidro Proy D5	Hidro	50.00
2029	Hidro Proy D4	Hidro	50.00
2030	Borinquen 2	Geot	55.00
2030	Geotérm Proy 1	Geot	55.00
2030	Hidro Proy G6	Hidro	50.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015

Tabla 5. 3: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2015	Amp Ing. El Ángel	Biomasa	50.00
2015	Amp Ing. Chaparrastique	Biomasa	55.00
2016	Amp. 5 Noviembre	Hidro	80.00
2016	Opt. de Ahuachapán	Geot	6.00
2016	PV 15 SEP	Solar	14.20
2016	PV Pedregal	Solar	60.00
2016	PV Acaj 115 KV	Solar	20.00
2016	PV Acaj 46 KV	Solar	8.00
2016	PV Acaj 34.5KV	Solar	6.00
2017	Chaparral	Hidro	65.70
2017	Berlín V-1	Geot	6.00
2017	San Vicente	Geot	25.00
2017	Chinameca	Geot	25.00
2018	Motores a GN	Térmico	380.00
2018	Amp Cassa (Izalco)	Biomasa	60.00
2019	Amp San Vicente	Geot	25.00
2019	Amp Chinameca	Geot	25.00
2019	Solar Fotovoltaico 1	Solar	40.00
2019	Solar Fotovoltaico 2	Solar	40.00
2019	Solar Fotovoltaico 3	Solar	20.00
2020	Berlín V-2	Geot	28.00
2020	PRIVATE WIND	Eólico	50.00
2022	Amp 2 Ing. Chaparrastique	Biomasa	5.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015

Tabla 5. 4: Plan de Expansión de Guatemala

NOMBRE	Fuente	Potencia (MW)	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7
GEO I	Geot	100				2017	2017	2018	2017
GEO II	Geot	100				2017	2017	2018	2017
GEO III	Geot	100				2017	2017	2018	2017
HIDRO-ALTV II	Hidro	19	2020					2028	
HIDRO-ALTV III	Hidro	63	2019				2018	2027	
HIDRO-ALTV IV	Hidro	56		2015	2015	2015	2015	2026	2015
HIDRO-ALTV V	Hidro	60				2028	2026		
HIDRO-ALTV VI	Hidro	26			2014				2023
HIDRO-ALTV VII	Hidro	21			2025	2025		2014	
HIDRO-ALTV VIII	Hidro	111	2022			2025			
HIDRO-ALTV IX	Hidro	163	2027	2023	2021		2028		2025
HIDRO-ALTV X	Hidro	25		2014		2028			
HIDRO-ALTV XI	Hidro	67							2023
HIDRO-ALTV XII	Hidro	181							2027
HIDRO-BAJV I	Hidro	32						2018	2021
HIDRO-BAJV II	Hidro	78					2025		
HIDRO-CHIQ I	Hidro	59	2023	2024	2023	2025	2023		
HIDRO-CHIQ II	Hidro	57							
HIDRO-CHIQ III	Hidro	27	2025		2021			2021	2020
HIDRO-CHIQ IV	Hidro	120	2028	2021	2025				
HIDRO-PROG I	Hidro	93							2027
HIDRO-QUIC I	Hidro	41	2028					2019	
HIDRO-QUIC II	Hidro	90			2016		2016		2019
HIDRO-QUIC III	Hidro	43	2018	2018				2020	2021
HIDRO-QUIC IV	Hidro	57			2014				2014
HIDRO-QUIC V	Hidro	36	2020		2021		2021		
HIDRO-QUIC VI	Hidro	140			2027				2025
HIDRO-QUIC VII	Hidro	90		2022	2023				2015
HIDRO-ESCU I	Hidro	28	2017	2022		2024			2018
HIDRO-GUAT I	Hidro	50		2016	2016	2023	2017	2016	
HIDRO-HUEH I	Hidro	198	2023			2022	2021		
HIDRO-HUEH II	Hidro	114	2026	2020	2018		2023		
HIDRO-HUEH III	Hidro	23		2014			2014		
HIDRO-HUEH IV	Hidro	152				2025			
HIDRO-HUEH V	Hidro	74				2024		2026	
HIDRO-IZAB I	Hidro	11				2021		2021	2022
HIDRO-QUET I	Hidro	35	2026	2027			2019		
HIDRO-QUET II	Hidro	35						2019	2027
HIDRO-RETA I	Hidro	25	2024			2024			
HIDRO-SNMA I	Hidro	17	2018			2017			
HIDRO-SNMA II	Hidro	31	2018	2018					2018
HIDRO-SNMA III	Hidro	98	2024	2026	2023				
HIDRO-SNMA IV	Hidro	75	2020	2020	2020			2020	2022
HIDRO-SNMA V	Hidro	46						2027	2027
HIDRO-SNMA VI	Hidro	150				2022	2024		2024
HIDRO-SNMA VII	Hidro	40	2018	2018		2018	2018		
HIDRO-SNRO I	Hidro	84	2022	2022	2022		2022	2028	2022
HIDRO-ZACP I	Hidro	32		2016				2015	2026
GAS NATURAL I	Térmico	150		2015	2015				2015
HIBRIDO I (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	2015						2021
HIBRIDO II (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	2028		2018				2027
HIBRIDO III (Bagazo - Carbón)	Térmico	100	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								

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015 / En el sistema de Guatemala se consideró el escenario de expansión 2.

Tabla 5. 5: Plan de Expansión de Honduras

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Solar Helios (GENERSA)	Solar	25.00
2016	Energías Solares (ENERSOLSA)	Solar	6.73
2016	Foto Sol (Foto Sol)	Solar	5.39
2016	Los Prados (Fotovoltaica Los Prados)	Solar	10.77
2016	Fotovoltaica Sureña (FOTOSUR)	Solar	12.12
2016	Generaciones Energéticas (GENERSA)	Solar	12.12
2016	Fotovoltaico Fray Lázaro (ENSSUR)	Solar	48.00
2016	Las Lajas (Energys Honduras)	Solar	11.90
2016	La Manzanilla (Energys Honduras)	Solar	21.90
2016	BECOSA Carbón/Coque	Térmico	90.00
2016	Nacional de Ingenieros Búnker	Búnker	25.00
2016	Elcosa Búnker	Térmico	(80.00)
2016	Ampliación Lufussa 1 Búnker	Térmico	(33.50)
2016	Green Valley Búnker	Térmico	(14.44)
2016	Elcatex Búnker	Térmico	(21.00)
2016	ENVASA Carbón	Térmico	(21.00)
2016	Comercial Laeisz Diesel	Térmico	(20.00)
2017	San Alejo	Hidro	2.10
2017	Pencaligue	Hidro	23.20
2017	Río Frío (Sesecapa)	Hidro	4.20
2017	Río Verde	Hidro	8.20
2017	Los Planes (HIDROCEP)	Hidro	2.00
2017	Chinchayote (Grupo Terra)	Eólico	45.00
2017	Ampliación Vientos de San Marcos	Eólico	12.00
2017	Ampliación de Tres Valles Biomasa	Biomasa	7.50
2017	UDEHSA (Licitación Litoral) Búnker	Térmico	20.00
2017	La Nieve	Hidro	(0.50)
2017	La Grecia	Biomasa	(12.00)
2018	Platanares	Geot	21.00
2018	Jilamito	Hidro	14.85
2018	Motores diesel (del Optgen, no programada) Búnker	Térmico	800.00
2018	Lufussa 3 Búnker	Térmico	(210.00)
2018	Enersa Búnker	Térmico	(200.00)
2018	Ampliación ENERSA Búnker	Térmico	(30.00)
2018	Nacional de Ingenieros diesel	Térmico	(20.00)
2019	Platanares	Geot	14.00
2019	Patuca 3	Hidro	100.00
2019	Santa María de Quipua	Hidro	38.65
2019	Alao primera etapa	Hidro	0.00
2019	Petacón	Hidro	0.00
2019	Las Ventanas	Hidro	0.00
2019	Green Energy	Biomasa	35.00
2019	Emce 2 Búnker	Térmico	(55.00)
2019	Lufussa 2 Búnker	Térmico	(80.00)
2019	Celsur Carbón	Térmico	(18.75)
2019	Río Blanco	Hidro	(3.70)
2019	Tres Valles	Biomasa	(7.80)
2019	Eecopalsa	Biomasa	(4.66)
2020	El Tornillito	Hidro	160.20
2020	Geotérmica Azacualpa	Geot	20.00
2020	Geotérmica Pavana	Geot	20.00
2020	Zacapa	Hidro	(0.50)
2020	Cececapa I	Hidro	(2.67)
2021	Carbón (del Optgen, no programada)	Térmico	350.00
2021	La Gloria	Hidro	(5.83)
2021	La Esperanza	Hidro	(12.76)
2021	Cuyamapa	Hidro	(12.30)
2021	Mangungo	Hidro	(1.20)
2021	Inversiones Hondureñas	Biomasa	(4.00)
2021	CAHSA	Biomasa	(25.80)
2022	Llanitos	Hidro	98.00
2022	Tablón	Hidro	20.00
2022	Cuyamel	Hidro	(7.80)
2022	Cisne	Hidro	(0.70)
2023	Jicatuyo	Hidro	173.00
2024	UDEHSA (Licitación Litoral) Búnker	Térmico	(20.00)
2024	Babilonia	Hidro	(4.40)
2024	Celsur Bagazo	Biomasa	(16.65)
2025	Patuca 2A	Hidro	150.00
2025	Patuca 2	Hidro	270.00
2025	Yojoa	Hidro	(0.63)
2026	BECOSA Carbón/Coque	Térmico	(90.00)
2028	Nacional de Ingenieros Búnker	Búnker	(25.00)
2028	Peña Blanca	Hidro	(1.00)
2029	Matarrás I	Hidro	(4.00)

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015

Tabla 5. 6: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW
2016	Alba Motor (140 MW)	Térmico	140.00
2016	CASUR (Ingenio)	Biomasa	2.00
2016	Montelimar	Biomasa	30.00
2017	Biomasa 4	Biomasa	10.00
2017	El Velero	Solar	12.00
2018	CASUR (Ingenio)	Biomasa	13.00
2018	Biomasa 3	Biomasa	20.00
2018	Solar 2	Solar	12.00
2018	Alba Rivas II	Eólico	40.00
2019	Solar 3	Solar	12.00
2019	Alba Rivas II	Eólico	23.00
2020	Solar 4	Solar	12.00
2021	Hidro 1	Hidro	70.00
2021	Hidro 2	Hidro	100.00
2021	Tumarín	Hidro	253.00
2022	CASUR (Ingenio)	Biomasa	6.00
2022	Biomasa 4	Biomasa	25.50
2023	CASUR (Ingenio)	Biomasa	3.00
2023	Geotérmico 1	Geot	35.00
2023	Hidro 4	Hidro	21.00
2024	Hidro 6	Hidro	22.00
2025	Biomasa 5	Biomasa	28.50
2025	Geotérmico 2	Geot	25.00
2026	Solar 5	Solar	26.00
2026	Eólico 2	Eólico	40.00
2027	Geotérmico 6	Geot	25.00
2027	Hidro 3	Hidro	150.00
2028	Eólico 3	Eólico	40.00
2029	Biomasa 6	Biomasa	30.00
2029	Geotérmico 2	Geot	25.00
2030	Geotérmico 6	Geot	25.00

Referencia: GTPIR-Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica – Diciembre 2015



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6

Escenarios de Expansión

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2016 – 2030, 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, los 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 plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

En la Tabla 6. 1 se presenta el cronograma de expansión de corto plazo de los escenarios analizados.

Tabla 6. 1: Cronograma de Expansión de Corto Plazo

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
6	2016	Bajo de Totumas	5.00				80.62	3166.33	1705.58
6	2016	Los Planetas 2	8.62						
6	2016	Don Felix			9.00				
6	2016	Solar Fotovoltaica 01			10.00				
7	2016	Cerro Patacón				10.00			
8	2016	Solar Fotovoltaica 02			10.00				
9	2016	San Andres	10.00						
9	2016	Solar Fotovoltaica 03			10.00				
12	2016	Farallon Solar			8.00				
12	2016	BLM 8				(33.50)			
12	2016	J. Brown G5				(32.00)			
12	2016	J. Brown G6				(32.00)			
1	2017	Cerro Azul MT XQC1600				39.21	282.46	3351.29	1803.60
1	2017	Cerro Azul MT PM1360				5.44			
1	2017	Energyst El Sánchez				44.33			
2	2017	Solar Fotovoltaica 04			10.00				
3	2017	Eólico 1		52.50					
3	2017	Eólico 2		15.00					
6	2017	Solar Fotovoltaica 07			10.00				
7	2017	Pando	33.30						
7	2017	Barro Blanco	26.59						
7	2017	Barro Blanco Minicentral	1.89						
7	2017	Solar Fotovoltaica 08			10.00				
7	2017	Solar Fotovoltaica 09			20.00				
8	2017	Solar Fotovoltaica 10			6.00				
9	2017	Punta Rincón				**297.5			
10	2017	La Cuchilla	8.20						
1	2018	Chuspa	8.80				532.80	3884.09	1935.88
1	2018	Solar Fotovoltaica 11			20.00				
1	2018	Solar Fotovoltaica 12			3.00				
1	2018	Solar Fotovoltaica 13			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 14			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 15			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 16			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 17			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 18			10.00				
2	2018	Solar Fotovoltaica 19			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 20			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 21			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 22			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 23			10.00				
3	2018	Solar Fotovoltaica 24			10.00				
5	2018	Costa Norte I				381.00			
1	2019	Bahía las Minas (New CC GNL)				168.00	349.50	4233.59	2065.09
1	2019	Solar Fotovoltaica 25			10.00				
1	2019	Solar Fotovoltaica 26			10.00				
1	2019	Solar Fotovoltaica 27			10.00				
2	2019	Solar Fotovoltaica 28			5.00				
3	2019	Solar Fotovoltaica 29			10.00				
3	2019	Eólico 3		102.00					
6	2019	Solar Fotovoltaica 30			20.00				
12	2019	El Sindigo	10.00						
12	2019	Tizingal	4.50						
Σ			116.90	169.50	311.00	550.48	1245.38		
Capacidad Instalada Actual: 3085.71 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 2016

Escenario Referencia

De la metodología descrita en el capítulo 5 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.
- Proyectos térmicos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” y Diesel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite.
- Considerar fuentes eólicas, solares, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2020.

El cronograma de Expansión de Largo Plazo se presenta en la Tabla 6. 2.

Tabla 6. 2: Cronograma de Expansión de Largo Plazo del Escenario Referencia

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica	65.30				735.12	4968.71	2189.96
1	2020	La Huaca	11.62						
1	2020	Colorado	6.74						
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)				413.00			
6	2020	El Recodo	10.00						
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76				49.43	5018.14	2305.43
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
1	2021	San Bartolo	19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral	0.99						
1	2021	Río Piedra	9.00						
1	2021	Solar Fotovoltaica 34			20.00		75.00	5093.14	2441.86
1	2022	Eólico 4		75.00					
2	2023	Ojo de Agua	6.45						
1	2024	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)				350.00			
1	2026	CC GNL				400.00			
1	2026	Solar Fotovoltaica 36			10.00		600.00	6049.59	3040.92
1	2026	Solar Fotovoltaica 37			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 39			20.00				
1	2026	Eólico 5		50.00					
1	2026	Eólico 6		100.00					
1	2027	San Andrés II	7.61				145.61	6195.20	3211.86
1	2027	Solar Fotovoltaica 31			5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40			10.00				
1	2027	Eólico 9		123.00					
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A				100.00			
1	2028	Solar Fotovoltaica 38			20.00		120.00	6315.20	3397.62
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B				100.00			
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A				150.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B				150.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A				50.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B				50.00	250.00	6815.20	3775.90
Σ			365.61	348.00	105.00	1763.00	2581.61		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW									

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En este escenario se instalan 3827 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 12.6% corresponden a plantas hidroeléctricas (482.5 MW), el 63% a plantas térmicas (2,411 MW) y 24.4% lo componen plantas renovables no convencionales, plantas eólicas (517.5 MW), plantas solares (416 MW) y BioGas. Tomando en cuenta

la potencia instalada actualmente y los retiros programados. El resultado sería un total de 6,815 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 6. 3: Costos del escenario Referencia

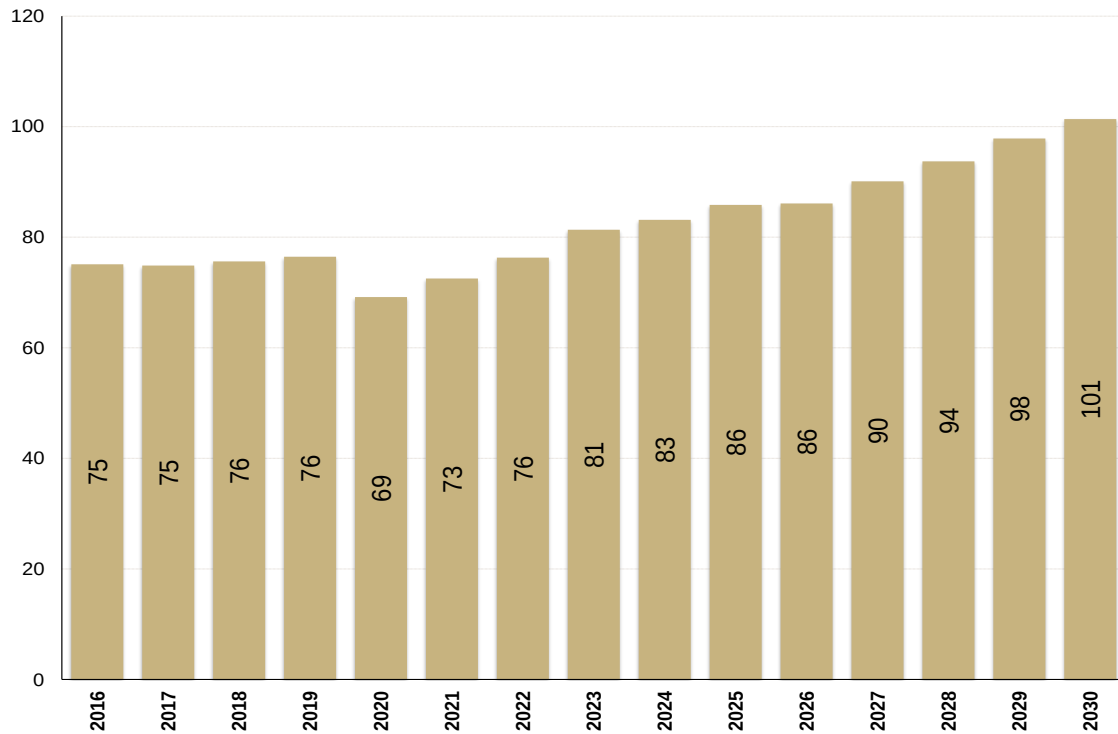
Costo	Escenario Referencia
Inversión	3016.04
Déficit	0.00
Operación	3454.37
Ambiental	713.50
Total	7183.92

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Mostrando un comportamiento promedio anual, relativamente estable, para el periodo de 2016 - 2022, debido a la gran entrada de proyectos hidroeléctricos y renovables que desplazarían generación a base de combustibles como Diésel y Bunker, aunado a la entrada de proyectos de gas natural, cuyo costo variable se proyecta estable en los primeros años.

A partir del 2022 el costo marginal del sistema aumenta en promedio un 4% anual, comportamiento que se da debido a 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 Referencia

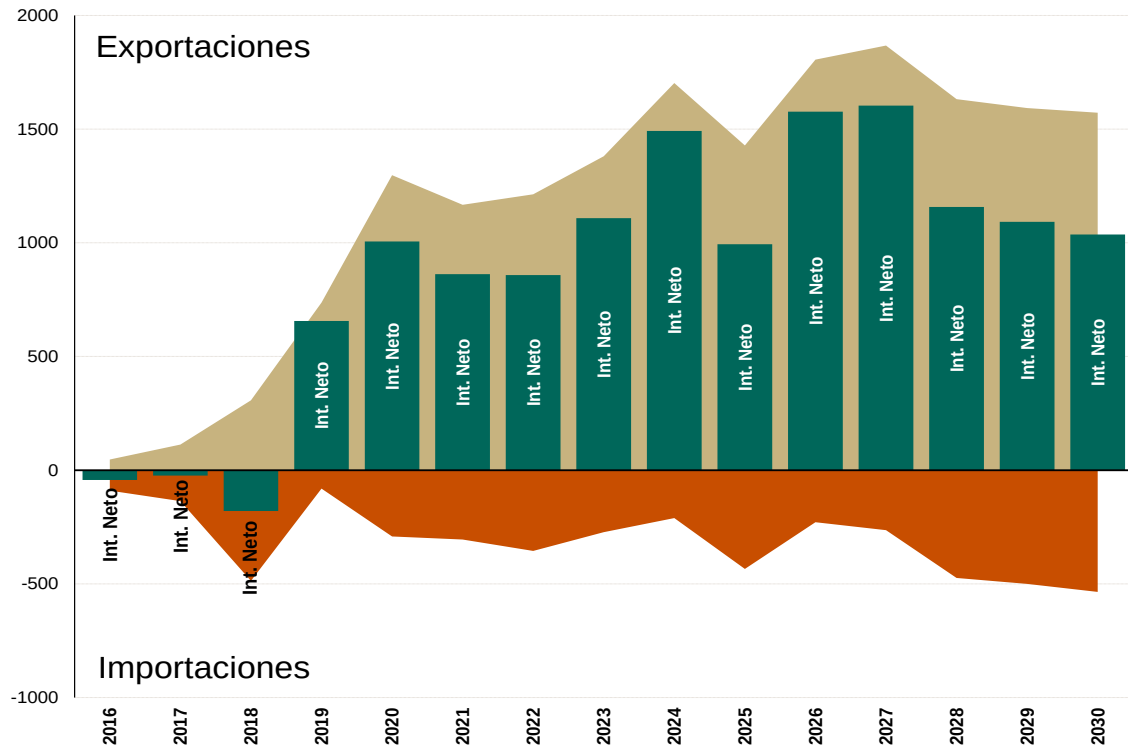


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

La entrada de la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y renovables no convencionales y grandes proyectos de gas natural, 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 1450 GWh anuales en el periodo comprendido del 2019 al 2030, como se observa en el Gráfico 6. 2.

Gráfico 6. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia.

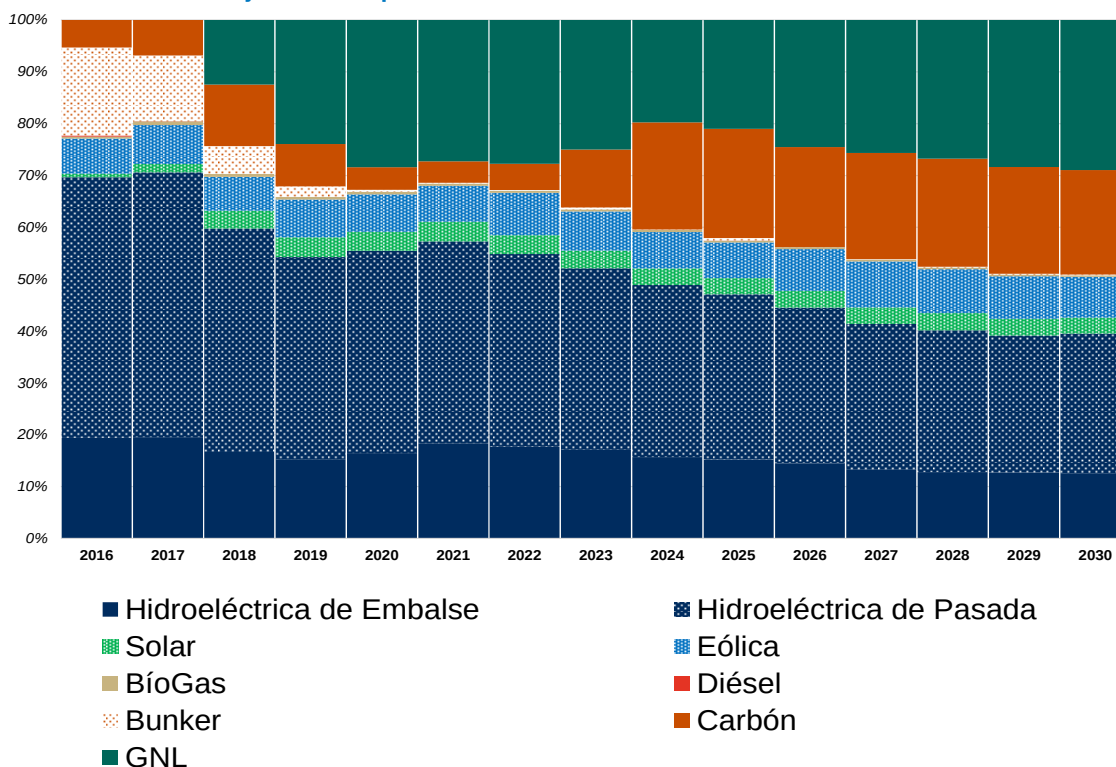


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

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 en los primeros años de análisis. Además, se muestra que para el año 2018 la generación térmica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de

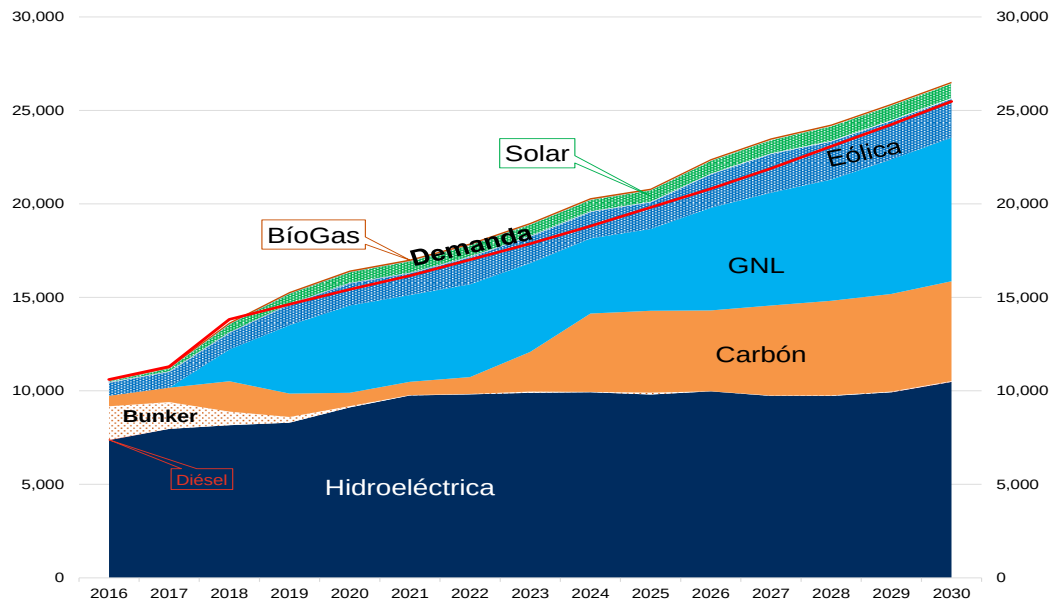
energía, luego de la entrada en operación de las plantas térmicas del 2018 al 2020 principalmente. De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C y Diésel, prácticamente desaparece a partir del año 2020.

Gráfico 6. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

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 2020, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de largo plazo de este escenario se presenta en la Tabla 6. 4.

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 4555 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.6% corresponde a proyectos hidroeléctricos (530 MW), el 50.5% corresponde a plantas térmicas (2300 MW) el 37.9% en proyectos renovables (Eólicos – 887.5 MW, Solar - 836 MW y BíoGas). En la Tabla 6. 5 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.

Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Largo Plazo del escenario Renovable

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica	65.30						
1	2020	La Huaca	11.62						
1	2020	Colorado	6.74						
1	2020	La Herradura	5.20						
1	2020	Barriles	1.00						
1	2020	Solar Fotovoltaica 43			100.00		841.32	5074.91	2189.96
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)				413.00			
6	2020	El Recodo	10.00						
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
1	2021	San Bartolo	19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral	0.99				117.23	5192.14	2305.43
1	2021	Río Piedra	9.00						
1	2021	Caña Blanca	7.80						
1	2021	Solar Fotovoltaica 34			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 32			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 33			20.00				
1	2021	Solar Fotovoltaica 35			20.00				
1	2022	Cotito	5.00						
1	2022	Solar Fotovoltaica 41			20.00		210.00	5402.14	2441.86
1	2022	Solar Fotovoltaica 42			10.00				
1	2022	Eólico 4		75.00					
1	2022	Eólico 7		100.00					
1	2023	Estrella del Mar (Barcaza)				(71.96)			
1	2023	Jinro Power				(57.80)			
1	2023	Santa Ines				(55.00)			
1	2023	Estrella del Norte I				(9.80)			
1	2023	Estrella del Norte II				(27.50)	406.45	5497.55	2576.50
1	2023	Cerro Azul MT XQC1600				(39.21)			
1	2023	Cerro Azul MT PM1360				(5.44)			
1	2023	Energyst El Sánchez				(44.33)			
1	2023	CC GNL				400.00			
2	2023	Ojo de Agua	6.45						
1	2024	Santa María 82	28.35				148.35	5645.90	2724.97
1	2024	Eólic 10		120.00					
1	2025	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A				250.00	250.00	5895.90	2882.79
1	2026	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B				250.00			
1	2026	Solar Fotovoltaica 36			10.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 37			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 39			20.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 44			50.00		670.00	6565.90	3040.92
1	2026	Solar Fotovoltaica 45			40.00				
1	2026	Eólico 5		50.00					
1	2026	Eólico 6		100.00					
1	2026	Eólic 11		130.00					
1	2027	San Andrés II	7.61						
1	2027	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A				150.00			
1	2027	Solar Fotovoltaica 31			5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40			10.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 46			20.00		365.61	6931.51	3211.86
1	2027	Solar Fotovoltaica 47			20.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 48			20.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 49			10.00				
1	2027	Eólico 9		123.00					
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A				100.00			
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B				150.00			
1	2028	Solar Fotovoltaica 38			20.00		320.00	7251.51	3397.62
1	2028	Solar Fotovoltaica 50			10.00				
1	2028	Solar Fotovoltaica 51			10.00				
1	2028	Solar Fotovoltaica 52			10.00				
1	2028	Eólico 8		20.00					
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B				100.00			
1	2029	Solar Fotovoltaica 53			30.00		140.00	7391.51	3582.37
1	2029	Solar Fotovoltaica 54			10.00				
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C				250.00	250.00	7641.51	3775.90
Σ			412.96	718.00	525.00	1751.96	3718.96		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW									

● Retiro de Unidades.

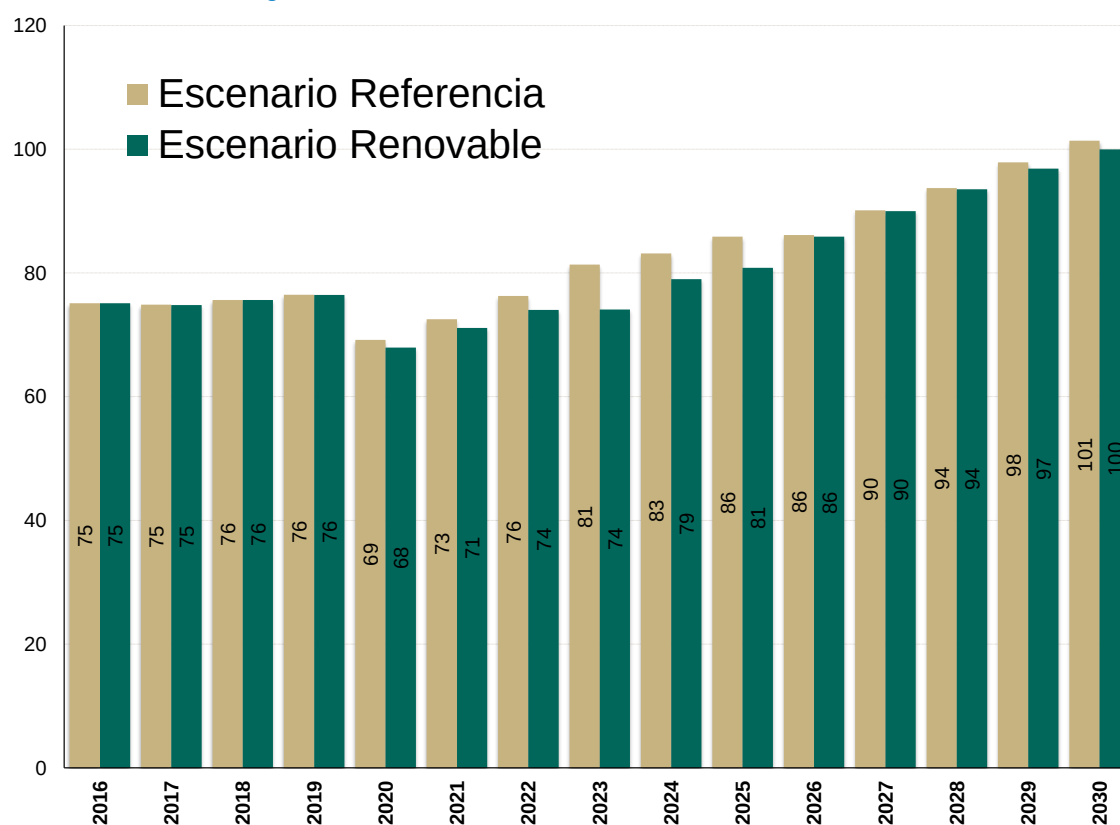
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Tabla 6. 5: Costos del Escenario Renovable

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable
Inversión	3016.04	3295.84
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3214.87
Ambiental	713.50	616.01
Total	7183.92	7126.72
Diferencia:		0.80%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

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.

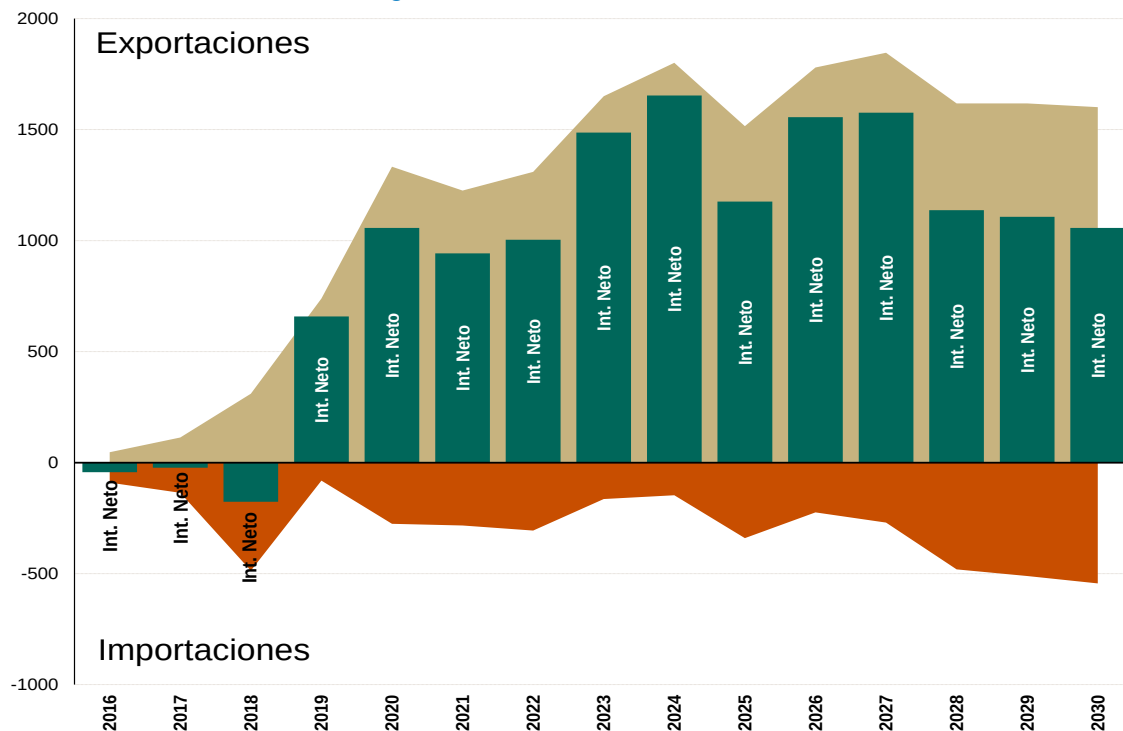
Gráfico 6. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Renovable


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 5 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 presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto se dependería mucho de las interconexiones y plantel térmico de

rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. 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 producto de esta energía renovable.

Gráfico 6. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Renovable.



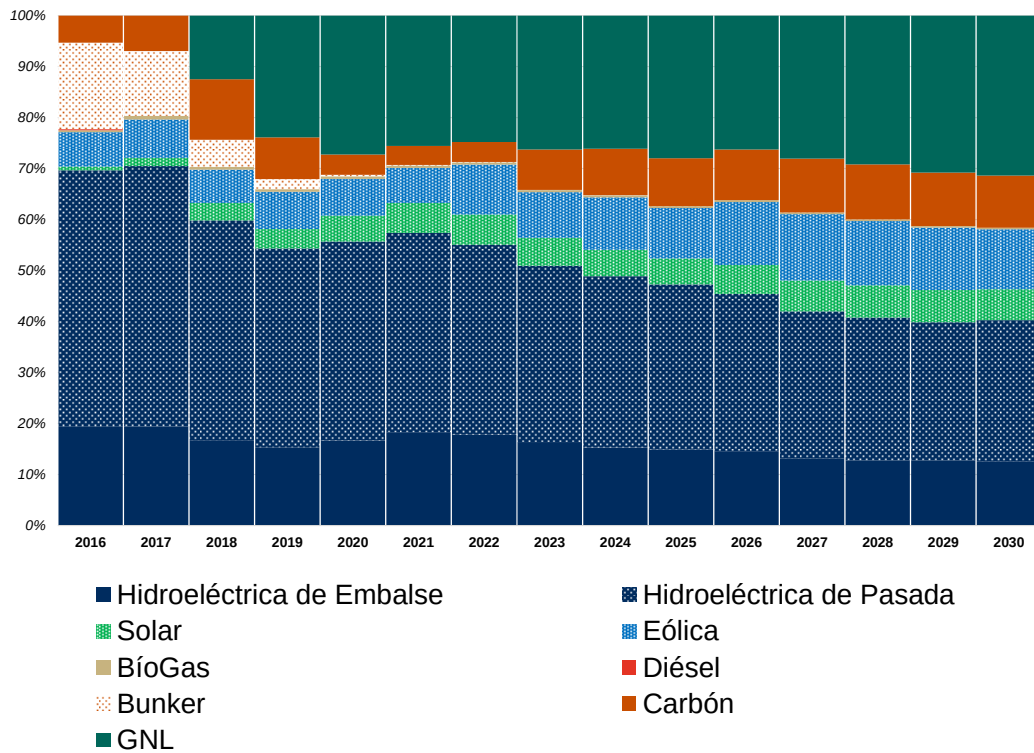
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos, lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica.

La participación de la generación se muestra en el Gráfico 6. 7. Se puede

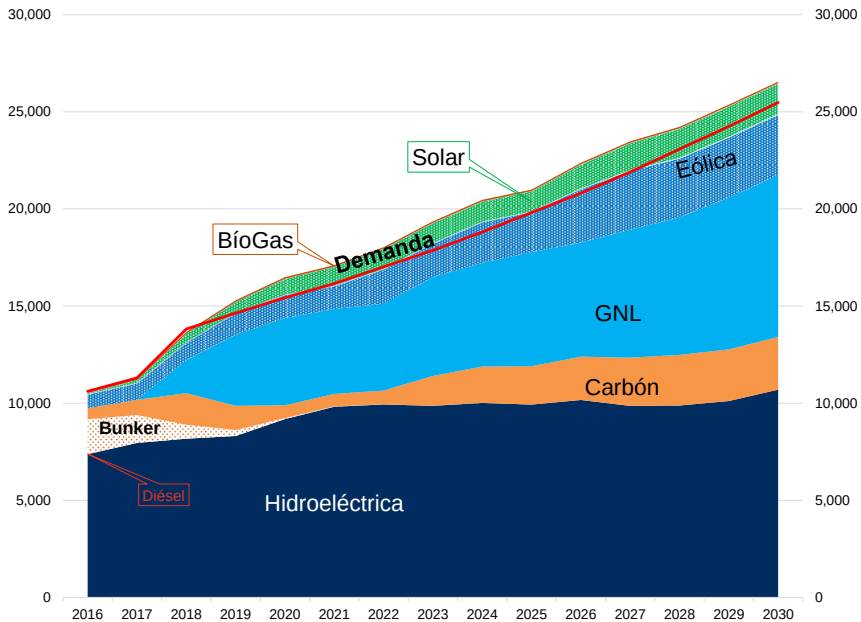
percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución considerable respecto al Escenario Referencia.

Gráfico 6. 7: Participación de Generación del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 8: Generación vs Demanda del Escenario Renovable



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Escenario Alternativo

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos similares a los que se contemplan en la actualidad, y solo se incluyen diversos aspectos (como técnicos, económicos y sociales), buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima. Este Plan de Expansión de Generación de largo plazo se presenta en la Tabla 6. 6.

Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Largo Plazo del Escenario Alternativo

Mes	Año	Proyecto	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacidad Instalada (MW)	Demanda (MW)
1	2020	Burica	65.30						
1	2020	La Huaca	11.62						
1	2020	Colorado	6.74						
1	2020	La Herradura	5.20						
1	2020	Eólico 5		50.00			913.32	5146.91	2189.96
1	2020	Eólico 9		123.00					
2	2020	LP0215 (Gas de Martano)				413.00			
6	2020	El Recodo	10.00						
7	2020	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						
7	2020	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
1	2021	San Bartolo	19.44						
1	2021	San Bartolo Minicentral	0.99						
1	2021	Río Piedra	9.00				49.43	5196.34	2305.43
1	2021	Solar Fotovoltaica 34			20.00				
1	2022	Caña Blanca	7.80				7.80	5204.14	2441.86
1	2023	Estrella del Mar (Barcaza)				(71.96)			
1	2023	Jinro Power				(57.80)			
1	2023	Santa Ines				(55.00)			
1	2023	Estrella del Norte I				(9.80)			
1	2023	Estrella del Norte II				(27.50)			
1	2023	Cerro Azul MT XQC1600				(39.21)	596.45	5489.55	2576.50
1	2023	Cerro Azul MT PM1360				(5.44)			
1	2023	Energyst El Sánchez				(44.33)			
1	2023	CC GNL				400.00			
1	2023	Solar Fotovoltaica 44			50.00				
1	2023	Solar Fotovoltaica 45			40.00				
1	2023	Eólico 7		100.00					
2	2023	Ojo de Agua	6.45						
1	2024	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)				350.00	425.00	5914.55	2724.97
1	2024	Eólico 4		75.00					
1	2025	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A				250.00			
1	2025	Solar Fotovoltaica 32			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 33			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 35			20.00		460.00	6374.55	2882.79
1	2025	Solar Fotovoltaica 41			20.00				
1	2025	Solar Fotovoltaica 42			10.00				
1	2025	Eólic 10		120.00					
1	2026	Solar Fotovoltaica 36			10.00				
1	2026	Solar Fotovoltaica 37			20.00		150.00	6524.55	3040.92
1	2026	Solar Fotovoltaica 39			20.00				
1	2026	Eólico 6		100.00					
1	2027	San Andrés II	7.61						
1	2027	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B				250.00	272.61	6797.16	3211.86
1	2027	Solar Fotovoltaica 31			5.00				
1	2027	Solar Fotovoltaica 40			10.00				
1	2028	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A				100.00	120.00	6917.16	3397.62
1	2028	Solar Fotovoltaica 38			20.00				
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B				100.00	250.00	7167.16	3582.37
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A				150.00			
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B				150.00	200.00	7367.16	3775.90
1	2030	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A				50.00			
			Σ 378.61	568.00	285.00	1901.96	3444.61		
Capacidad Instalada al 2019: 4233.59 MW									

● Retiro de Unidades.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 4281 MW de capacidad al sistema actual, donde el 11.57% corresponde a proyectos hidroeléctricos (495.5 MW), un 31.15% a proyectos renovables (Eólicos – 737.5 MW, Solar – 596 MW y BíoGas) y el 57.28% restante corresponde a plantas térmicas (2452 MW).

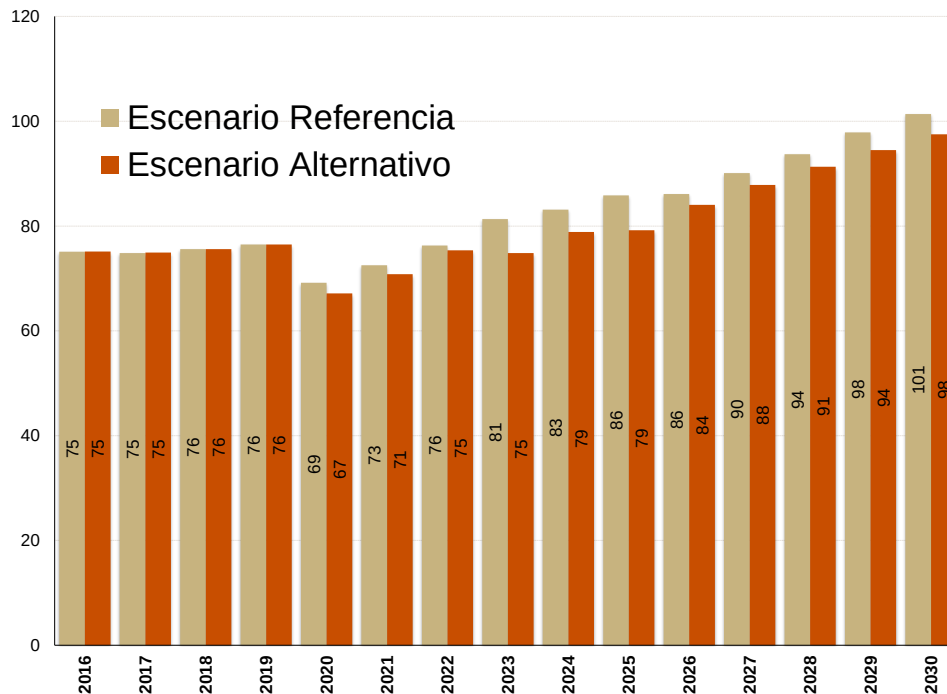
Tabla 6. 7: Costos del Escenario Alternativo

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo
Inversión	3016.04	3463.65
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3263.25
Ambiental	713.50	665.09
Total	7183.92	7392.00
Diferencia:		-2.90%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

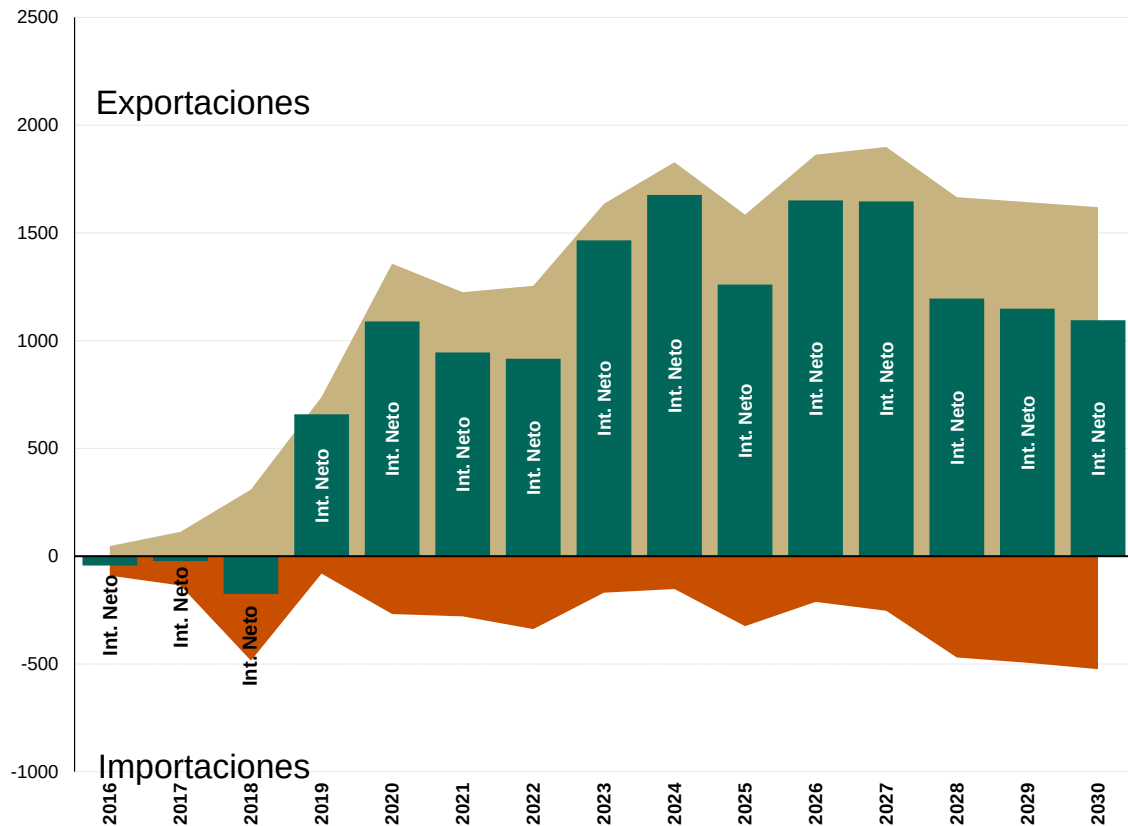
Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que los cambios se dan a partir del año 2020, ya que la expansión considerada incluye plantas con costos operativos considerablemente inferiores a los de los combustibles fósiles. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo pueden apreciarse en el Gráfico 6. 9.

Gráfico 6. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo.

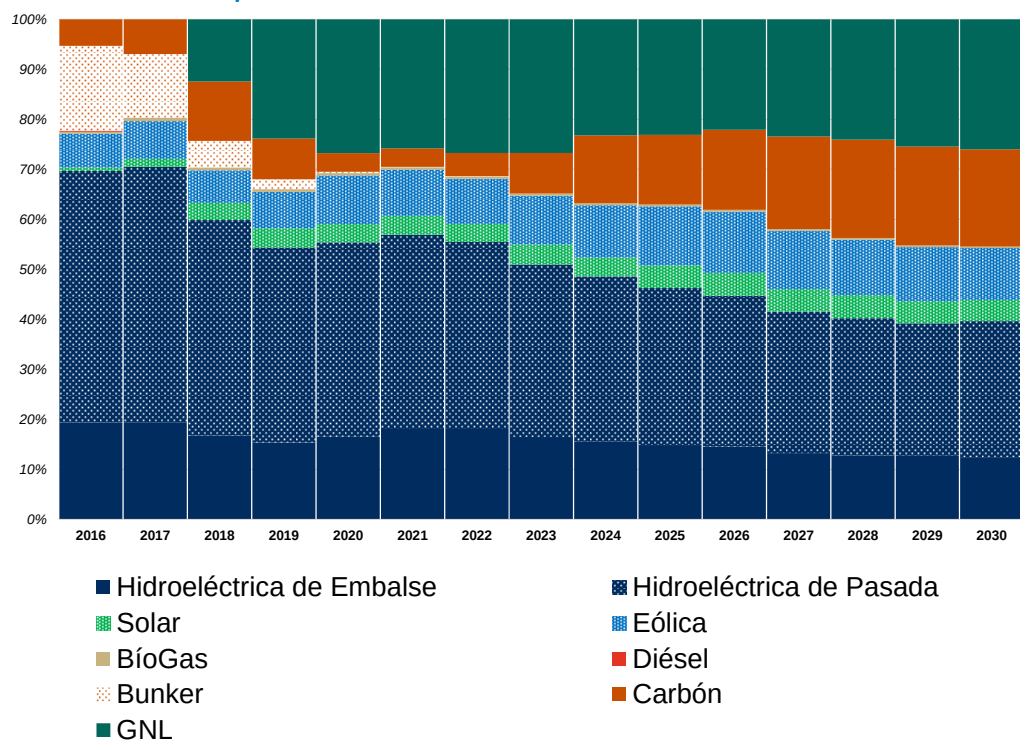


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen 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, como se observa en el Gráfico 6. 10.

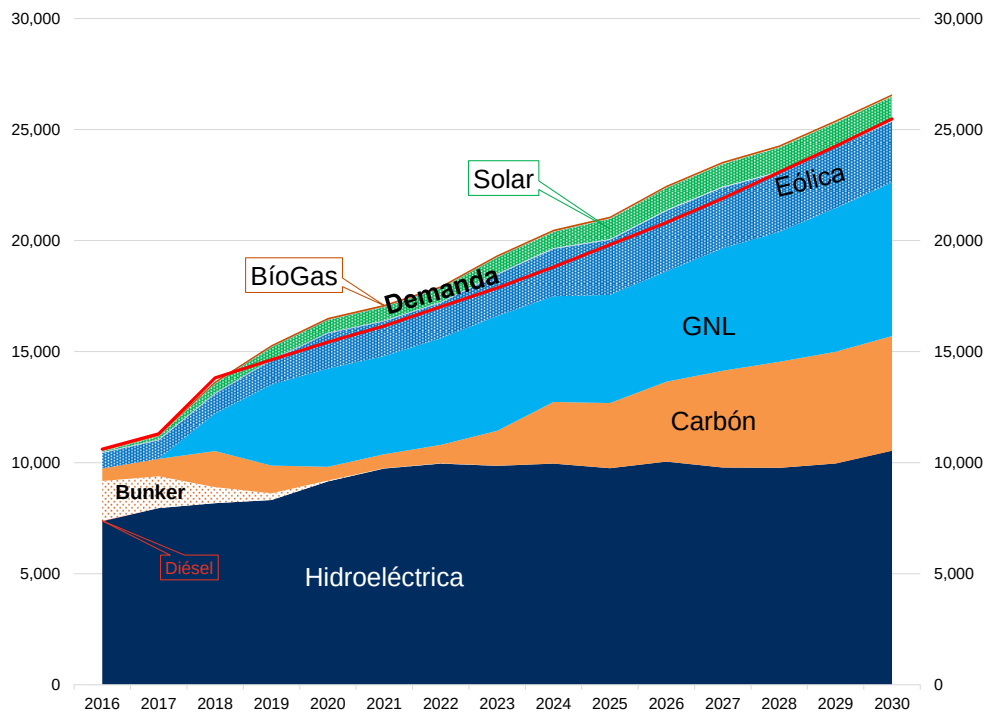
En el Gráfico 6. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación térmica a base de carbón. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por generación a base de Gas Natural y Bunker a partir del año 2024.

Gráfico 6. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluara 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 la Tabla 6. 8.

Tabla 6. 8: Sensibilidades Analizadas

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Fecha Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E
Cerro Azul MT XQC1600	39.21	Jan.-2017	Demanda Alta	Jan.-2018	Combustibles Altos	Altos Intercambios	
Cerro Azul MT PM1360	5.44	Jan.-2017		Jan.-2018			
Energyst El Sánchez	44.33	Jan.-2017		Jan.-2018			
Eólico 1	52.50	Mar.-2017		Mar.-2018			
Pando	33.30	Jul.-2017		Jul.-2018			
Barro Blanco	26.59	Jul.-2017		Jul.-2018			
Barro Blanco Minicentral	1.89	Jul.-2017		Jul.-2018			
Solar Fotovoltaica 09	20.00	Jul.-2017		Jul.-2018			
Solar Fotovoltaica 11	20.00	Jan.-2018		Jan.-2019			
Costa Norte I	381.00	May.-2018		May.-2019			May.-2020
Bahía las Minas (New CC GNL)	168.00	Jan.-2019		Jan.-2020			Jan.-2021
Eólico 3	102.00	Mar.-2019		Mar.-2020			
Solar Fotovoltaica 30	20.00	Jun.-2019		Jun.-2020			
LP0215 (Gas de Martano)	413.00	Feb.-2020					Feb.-2022
Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	Jul.-2020					Jul.-2022
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	Jul.-2020					Jul.-2022

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Sensibilidad A

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

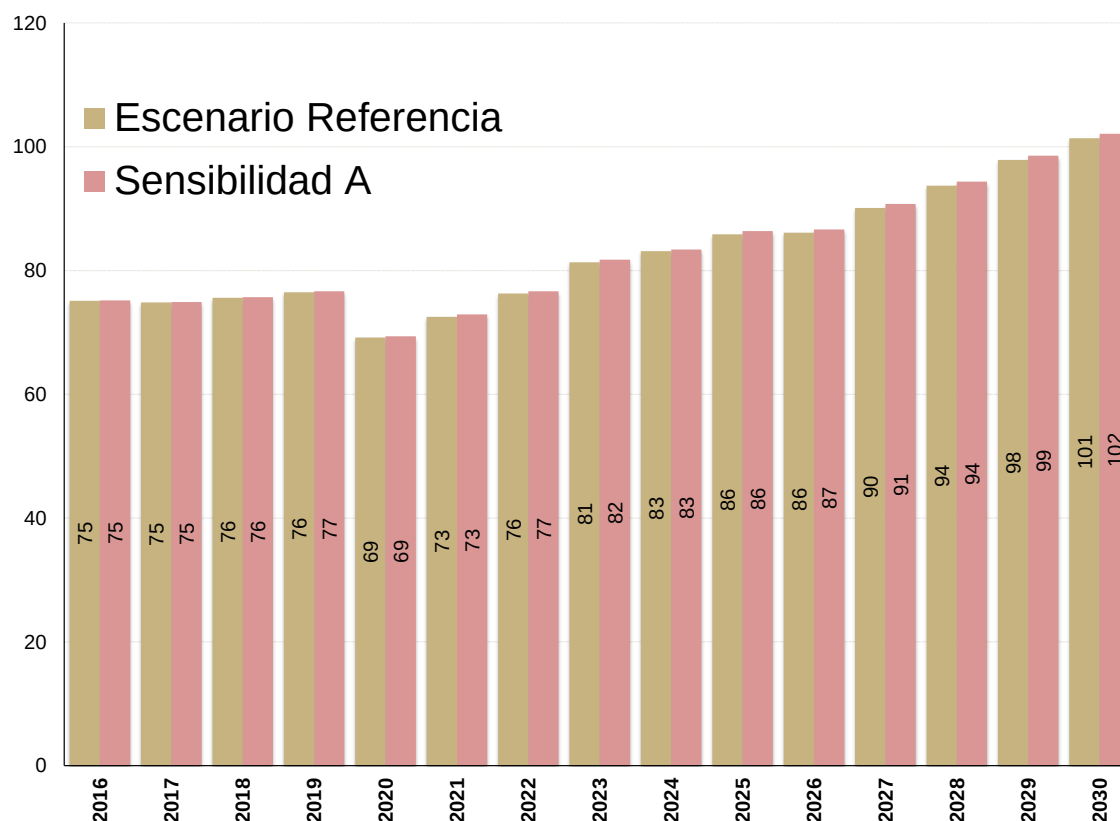
confiable un incremento inesperado de la demanda, debido a algún alza en el desarrollo económico u otro factor que le lleve a mayores requerimientos de la demanda, se procedió a realizar esta sensibilidad.

Tabla 6. 9: Costos de Sensibilidad A

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad A
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3512.43
Ambiental	713.50	724.09
Total	7183.92	7252.55
Diferencia:		-0.96%

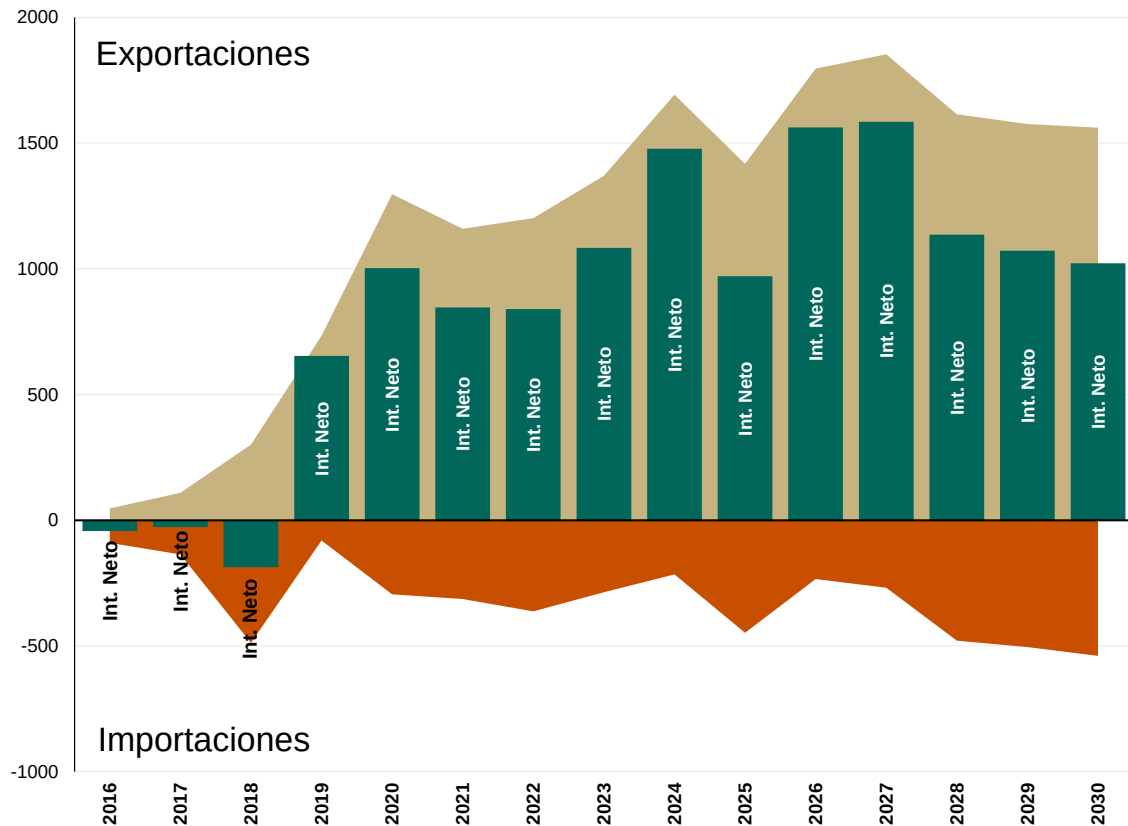
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

En el Gráfico 6. 13 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 de menos del 1 % en todo el periodo en comparación con el Escenario de Referencia.

Gráfico 6. 13: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A.

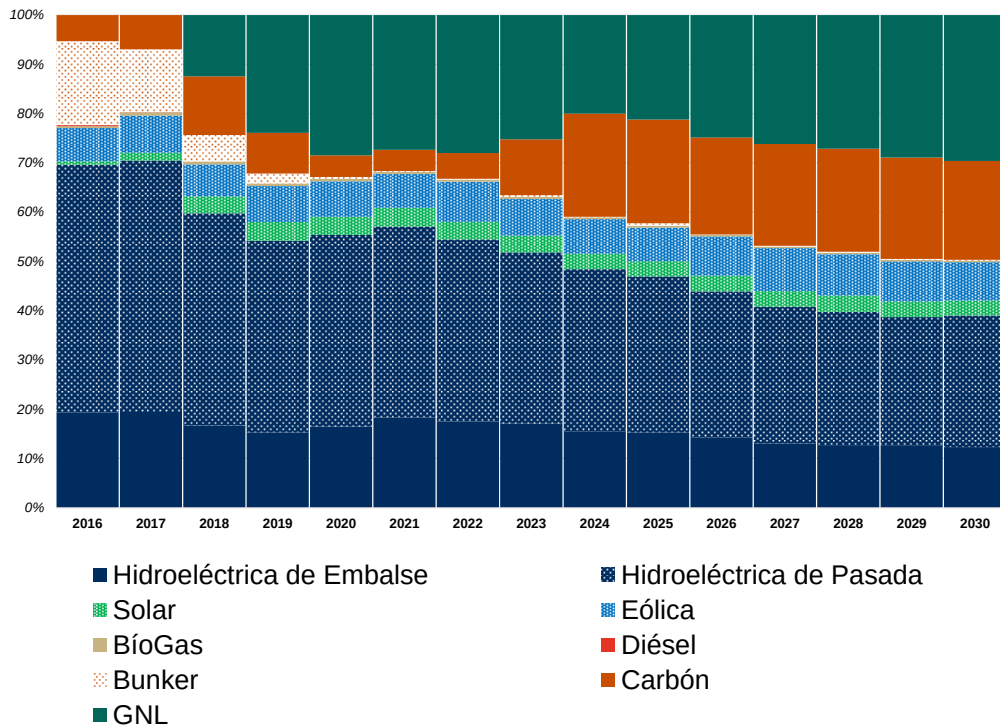


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Por otra parte, los intercambios presentan el comportamiento esperado puesto que al aumentar los requerimientos de demanda, se presenta una pequeña reducción en las exportaciones. El Gráfico 6. 14 muestra el comportamiento de dichos intercambios.

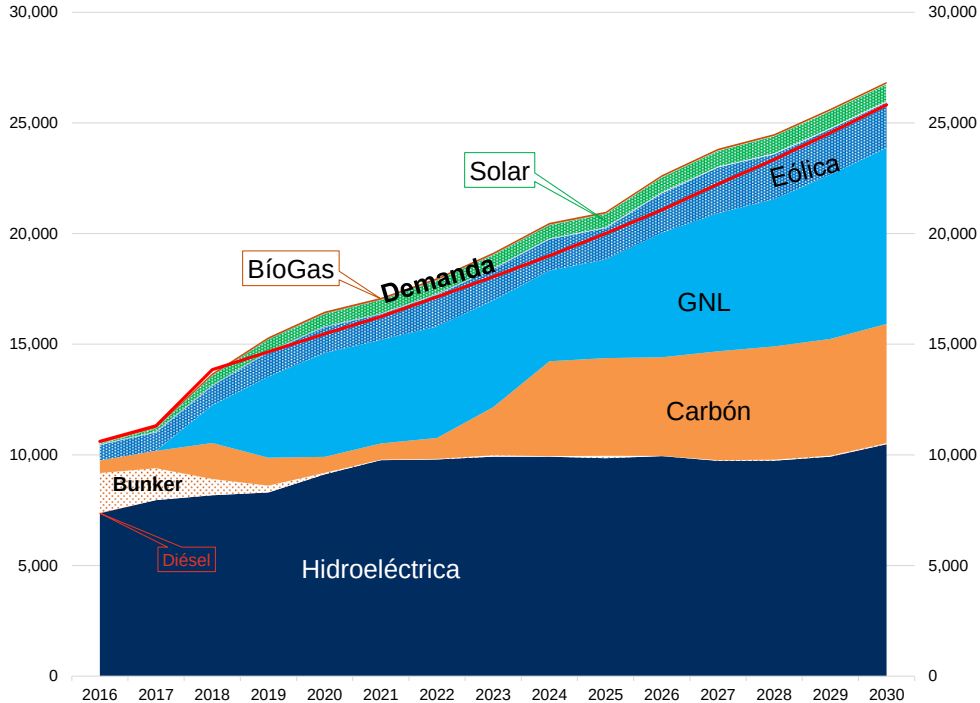
En el Gráfico 6. 15 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Debido al aumento de la demanda el sistema se vería obligado a generar más con plantas térmicas comparando con el Escenario de Referencia, esto es prácticamente imperceptible.

Gráfico 6. 15: Participación de Generación de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 16: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Sensibilidad B

Este escenario analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

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.

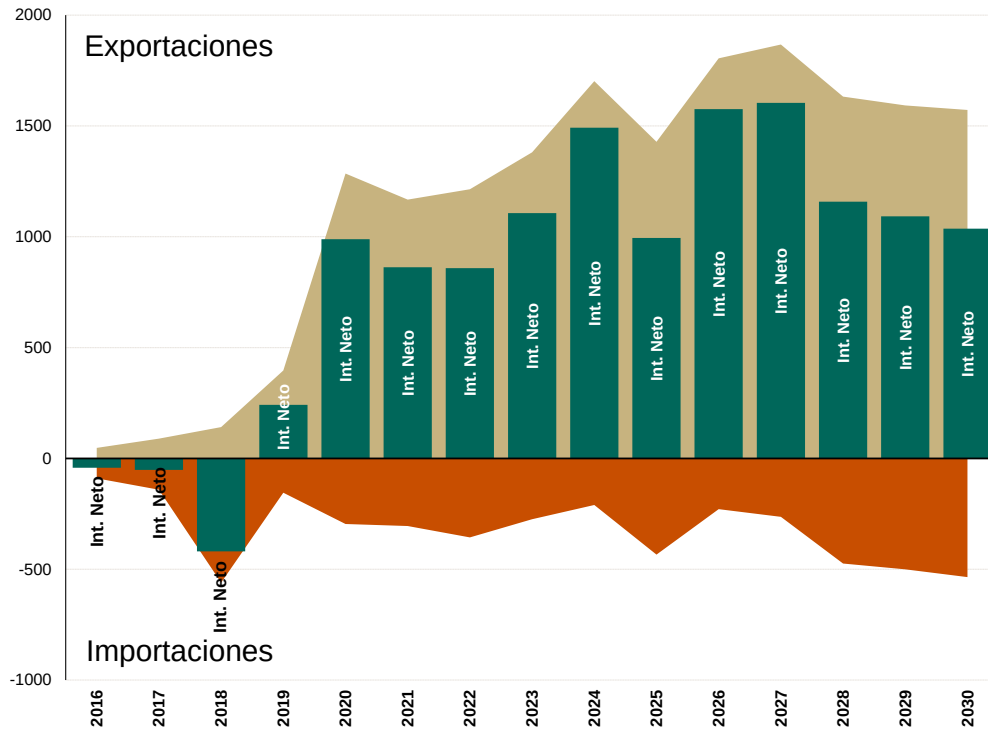
Tabla 6. 10: Costos de Sensibilidad B.

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad B
Inversión	3016.04	2866.07
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3456.69
Ambiental	713.50	738.02
Total	7183.92	7060.79
Diferencia:		1.71%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Debido a que para los primeros años de estudio Panamá presenta status de importador, los intercambios no presentan cambios considerables en comparación con el caso de Referencia. (Ver Gráfico 6. 17).

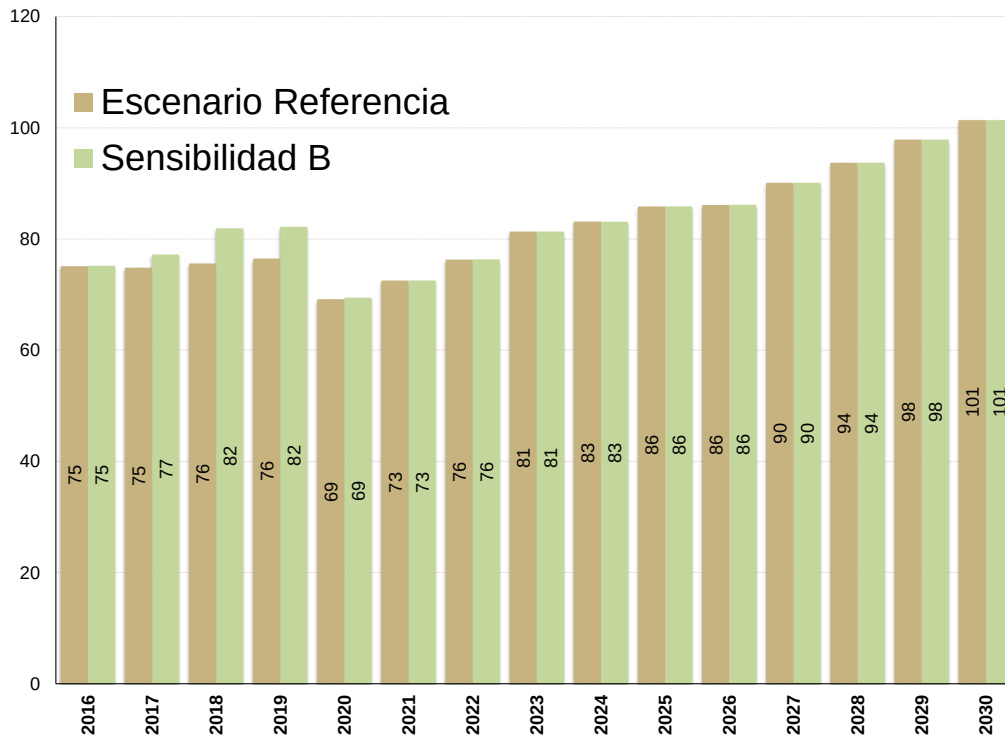
Gráfico 6. 17: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Como se puede apreciar en el Gráfico 6. 18, el CMS se ve claramente afectado del segundo al cuarto año 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.

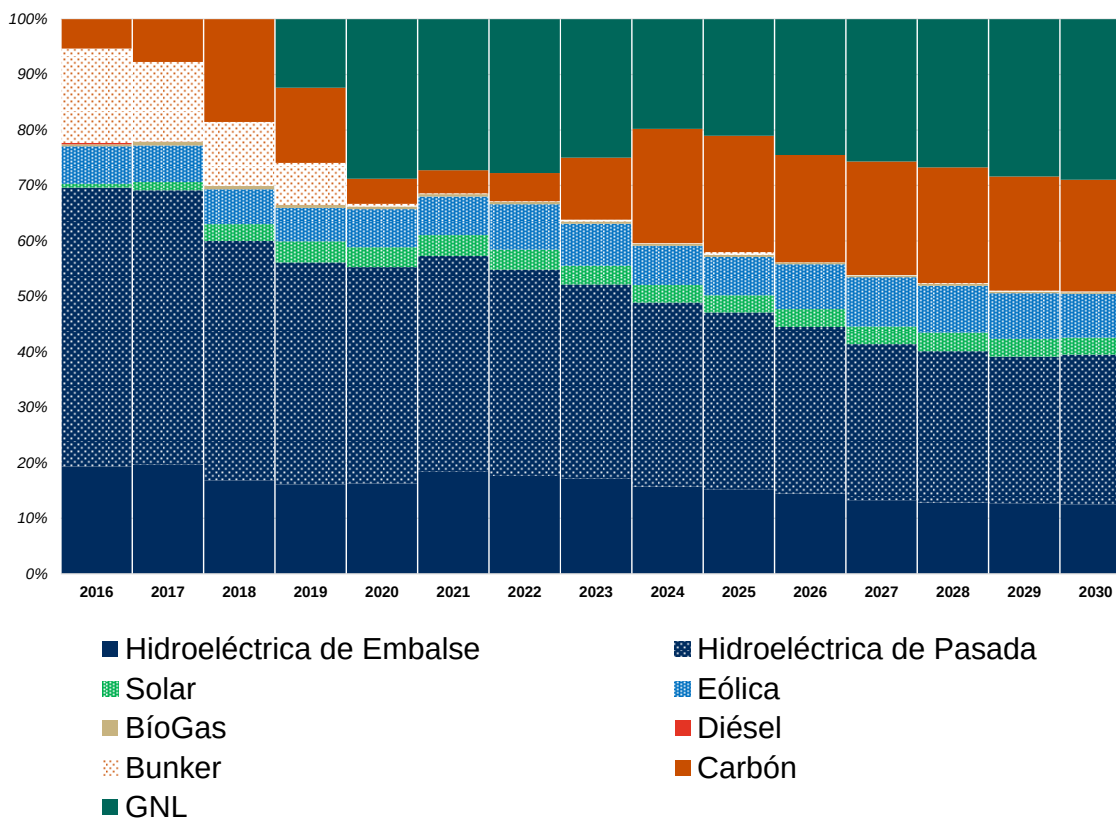
Gráfico 6. 18: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

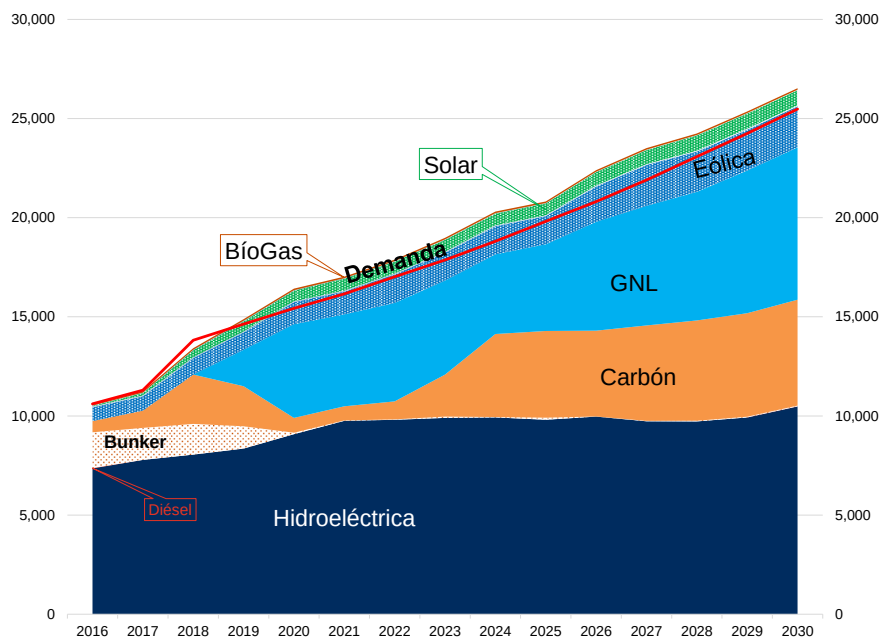
En el Gráfico 6. 19 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. La generación con bunker cubriría la demanda en caso de presentarse los atrasos considerados para este escenario.

Gráfico 6. 19: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 20: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

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.

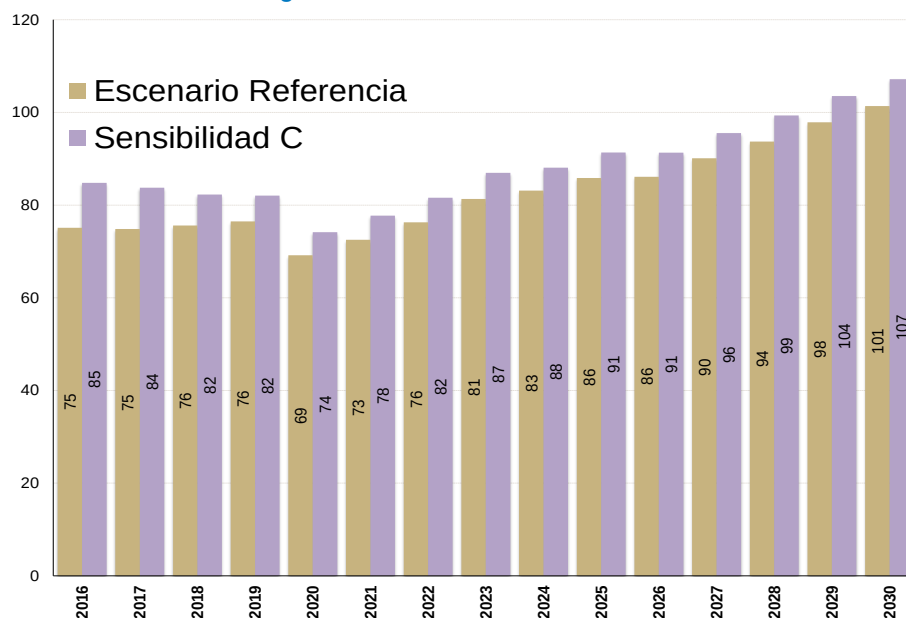
Tabla 6. 11: Costos de Sensibilidad C

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad C
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3762.05
Ambiental	713.50	731.81
Total	7183.92	7509.90
Diferencia:		-4.54%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 21 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 7% con respecto al Escenario de Referencia.

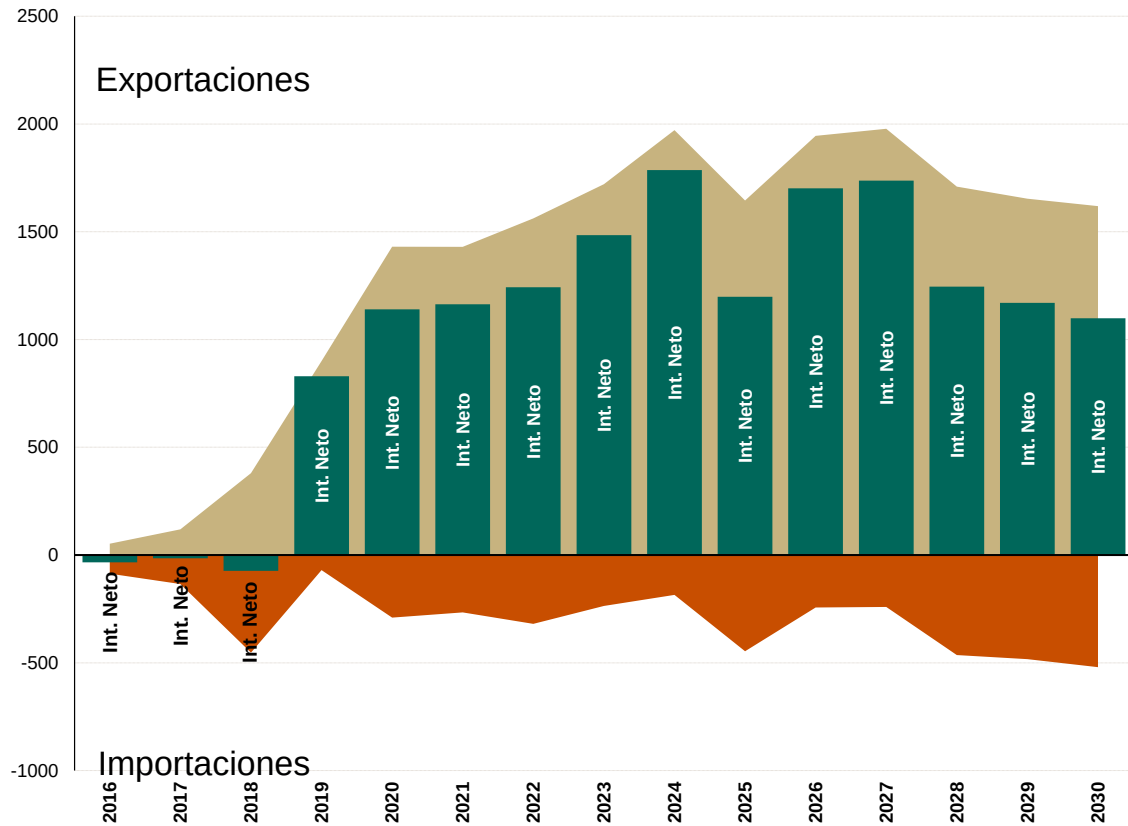
Gráfico 6. 21: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El aumento en el CMS, provoca en la exportación de energía una pequeña disminución, comportamiento esperado al darse un aumento en el precio de los combustibles (ver gráfico 6.22).

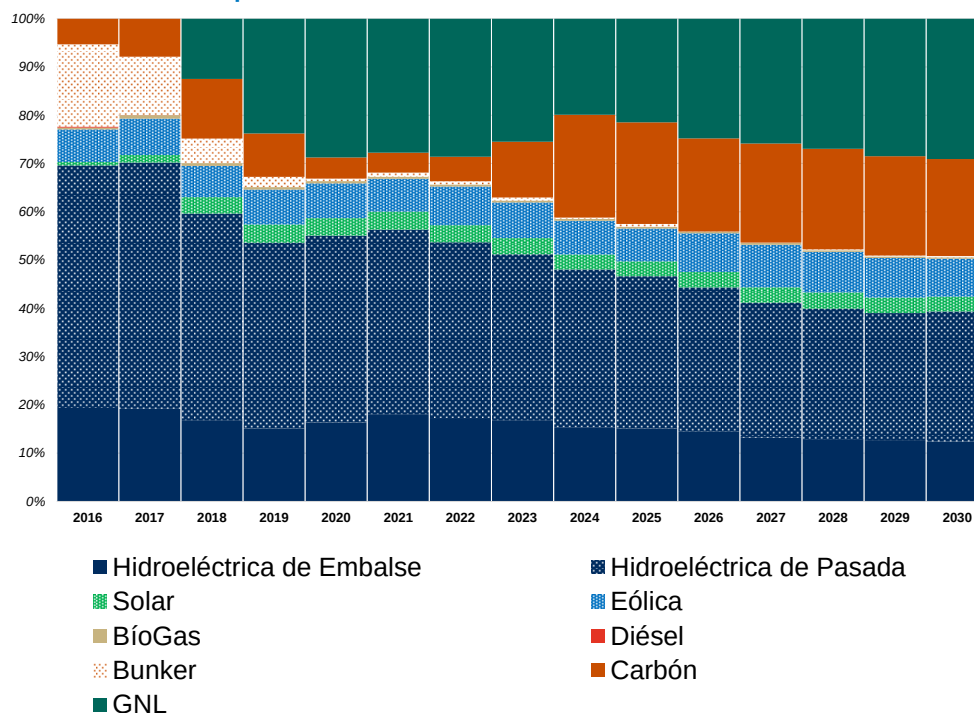
Gráfico 6. 22: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

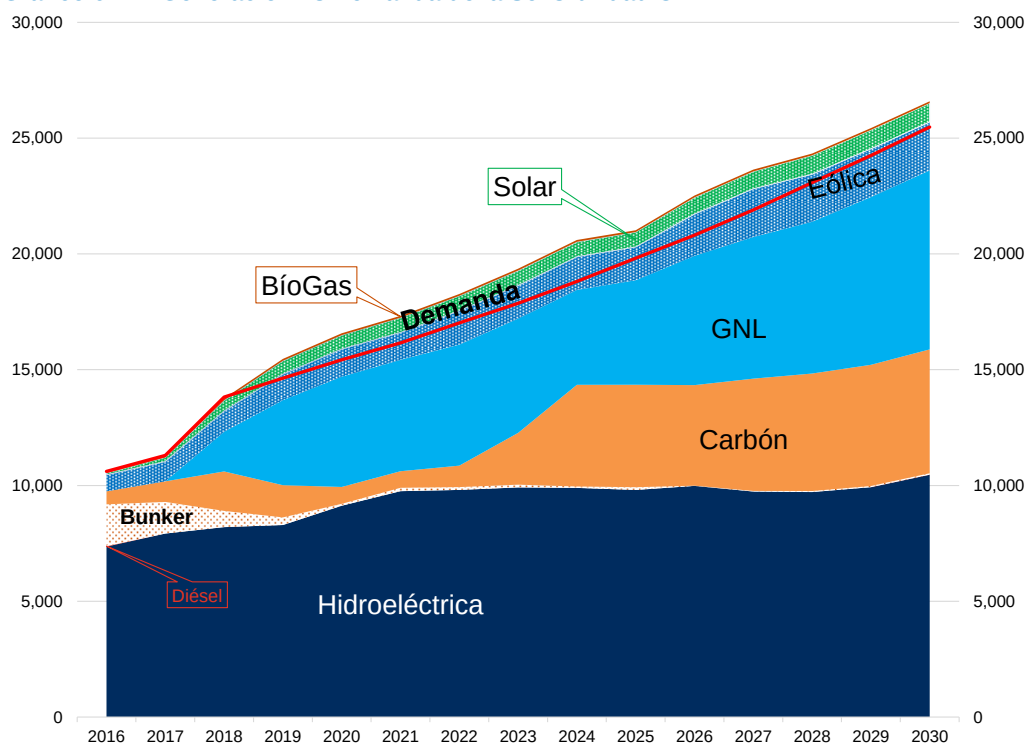
La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 6. 23. Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las usinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

Gráfico 6. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Sensibilidad D

Dada la importancia que tienen los proyectos de interconexión para la región, esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto de la posibilidad de contar con la interconexión SIEPAC con su segunda etapa, y el comportamiento del Sistema de

Panamá con respecto del sistema de generación de Centroamérica en caso de contar con este proyecto de interconexión en el año 2022.

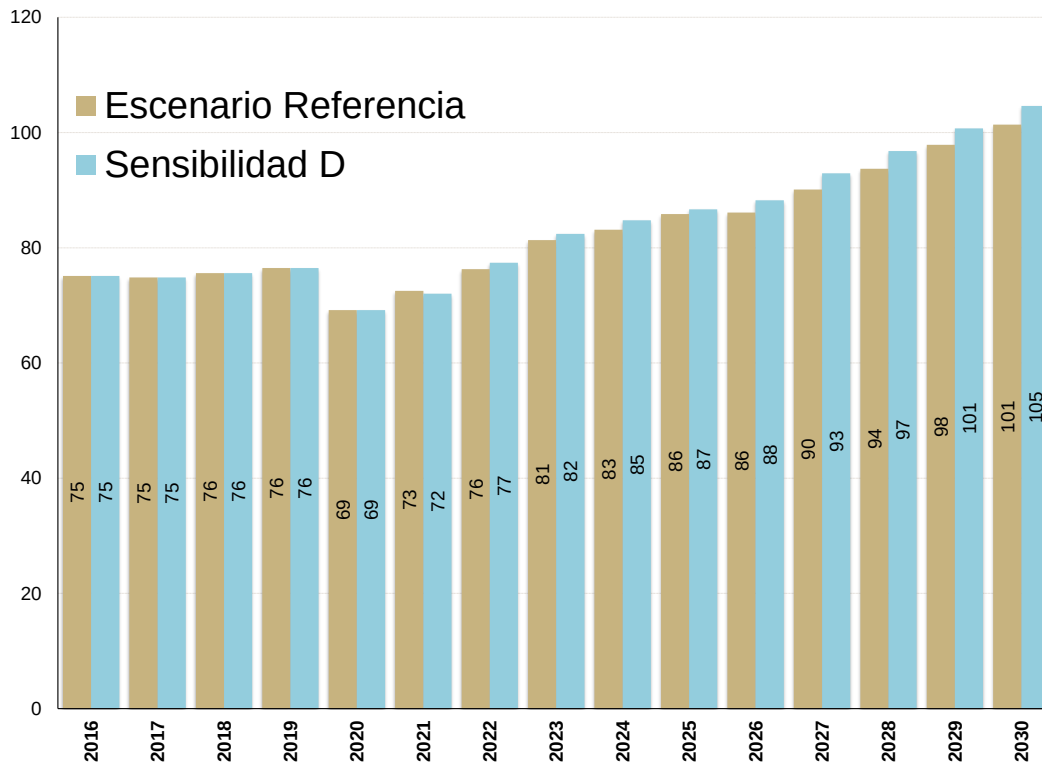
Tabla 6. 12: Costos de Sensibilidad D

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad D
Inversión	3016.04	3016.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3666.07
Ambiental	713.50	743.91
Total	7183.92	7426.02
Diferencia:		-3.37%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

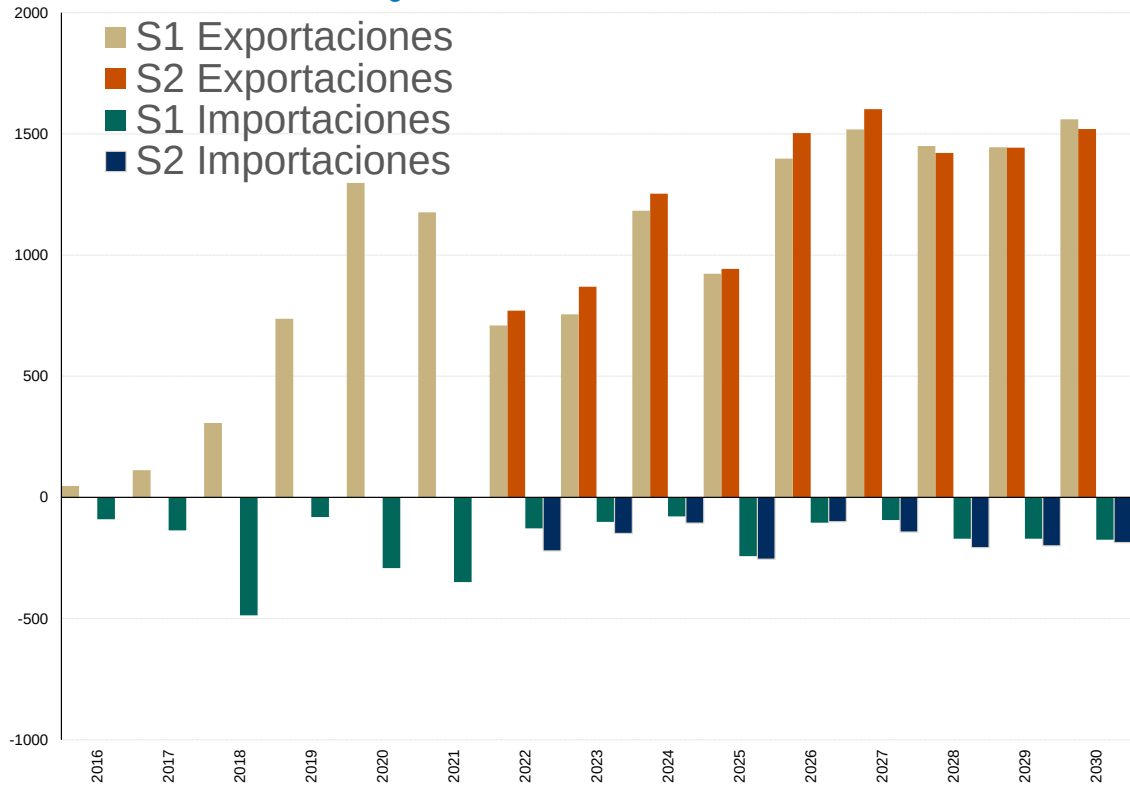
En el Gráfico 6. 25 se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad D, se esperaba que se diera un aumento en la fecha donde entra este proyecto de interconexión. Al aumentar la exportación se observa un pequeño aumento en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan.

Gráfico 6. 25: Costo Marginal de Panamá de la sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D.

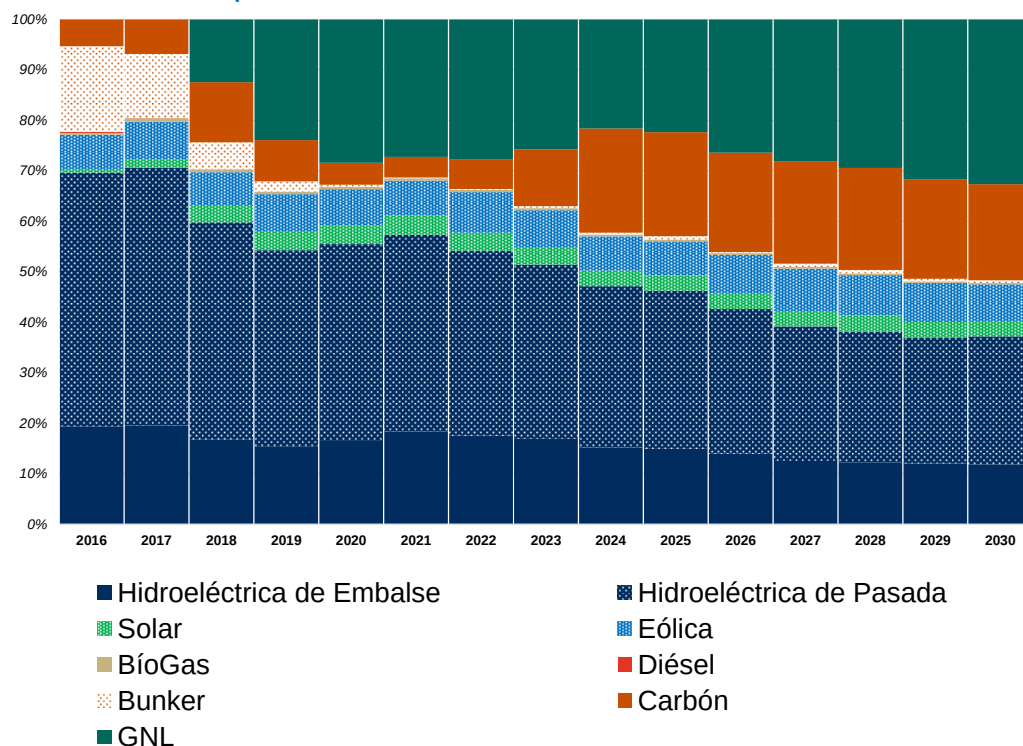


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Los intercambios muestran un aumento en el periodo del 2022 al 2030 de prácticamente el doble de las transacciones. Este comportamiento se muestra en el Gráfico 6. 26.

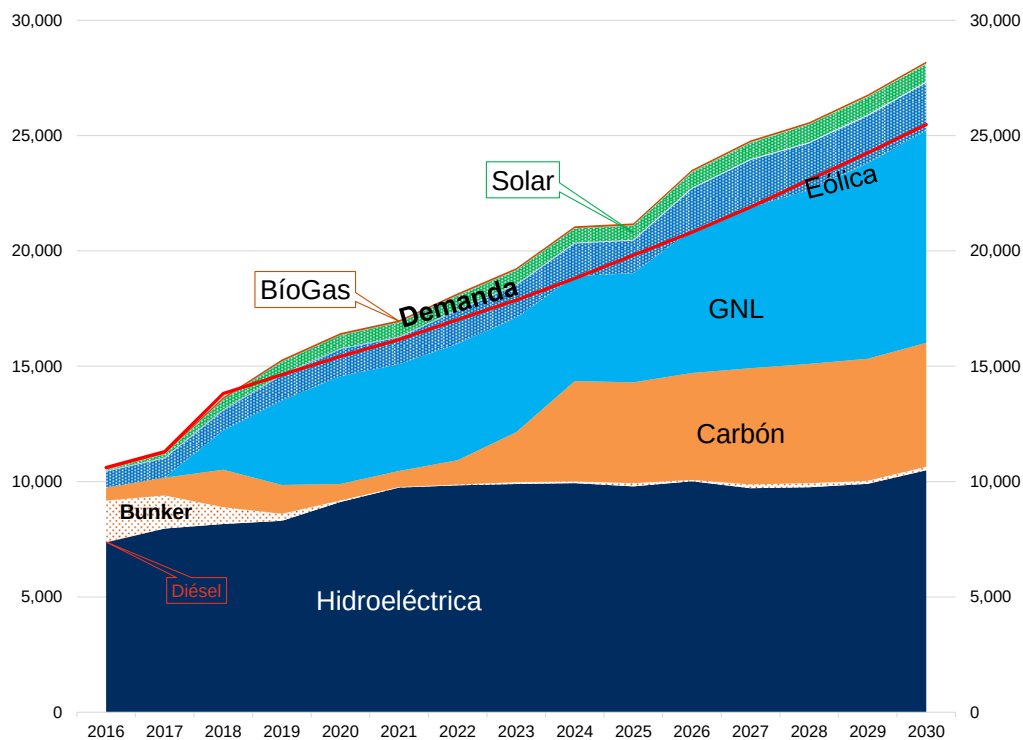
En el Gráfico 6. 27 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 6. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Sensibilidad E

Este escenario analiza el atraso de dos años, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto de los proyectos mayores de 150 MW en el periodo 2018 al 2022.

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 de estos proyectos de grandes dimensiones para el Sistema de Panamá.

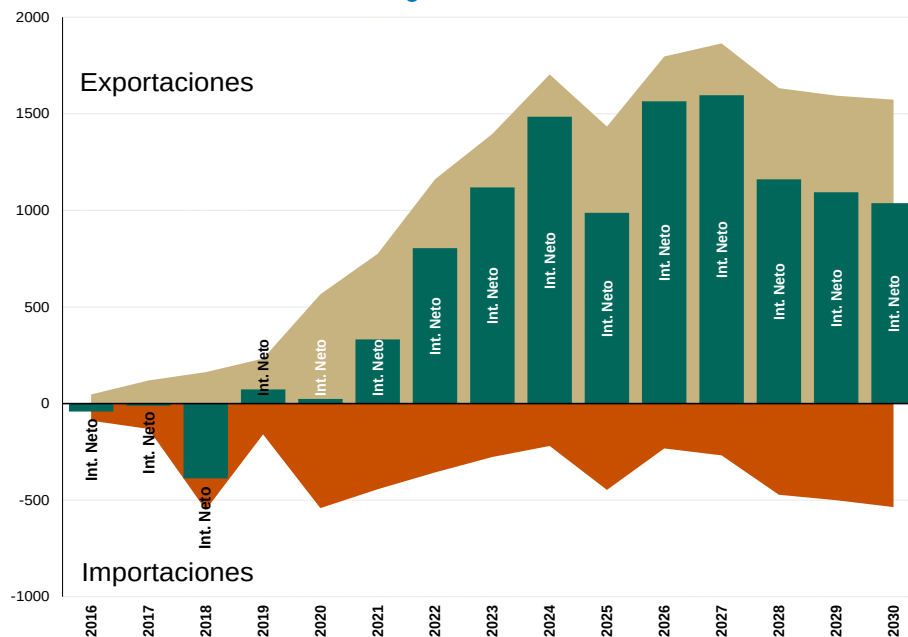
Tabla 6. 13: Costos de Sensibilidad E

Costo	Escenario Referencia	Escenario Sensibilidad E
Inversión	3016.04	2705.78
Déficit	0.00	0.00
Operación	3454.37	3398.12
Ambiental	713.50	763.78
Total	7183.92	6867.67
Diferencia:		4.40%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

La exportaciones se reducen considerablemente entre el año 2018 y 2021, periodo donde entran los proyectos afectados por esta sensibilidad. (Ver Gráfico 6. 29).

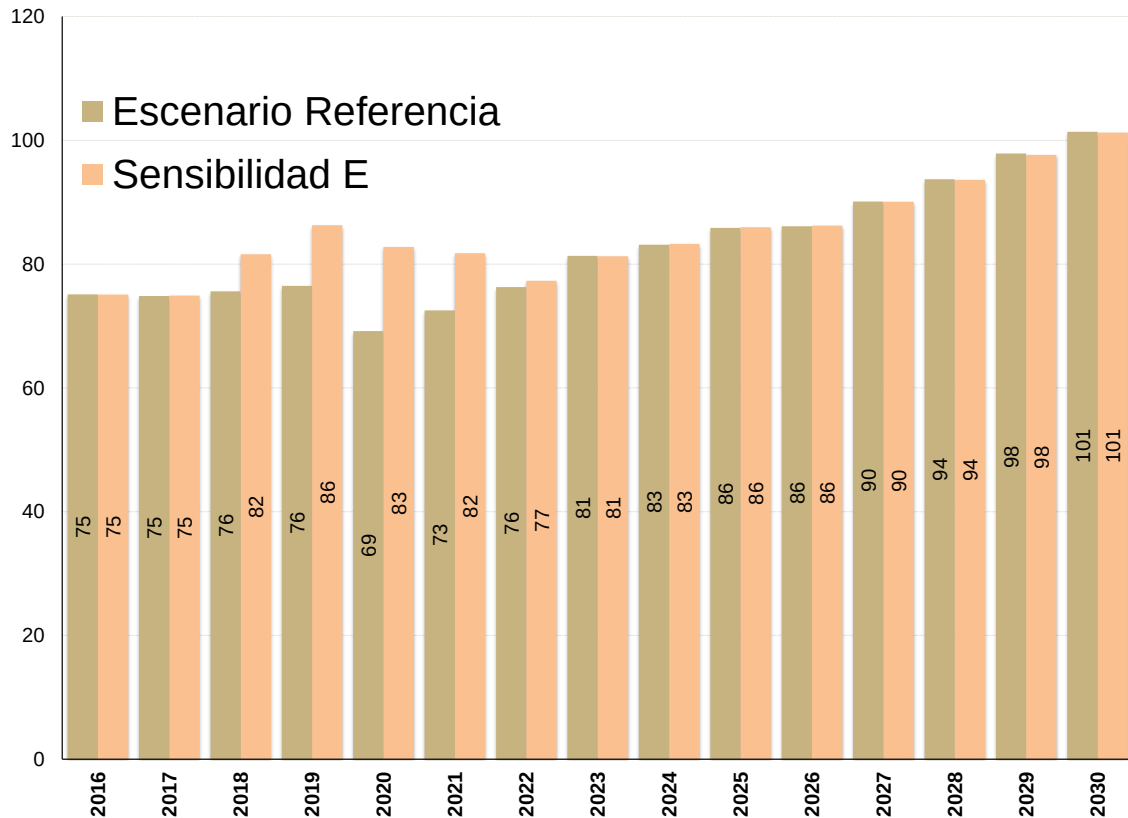
Gráfico 6. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Como se puede apreciar en el Gráfico 6. 30, el CMS se ve claramente afectado del año 2018 al año 2021, debido a la alta dependencia que se tiene de los nuevos proyectos de generación, posterior al año 2022 el sistema mostraría la robustez necesaria para estabilizar el sistema.

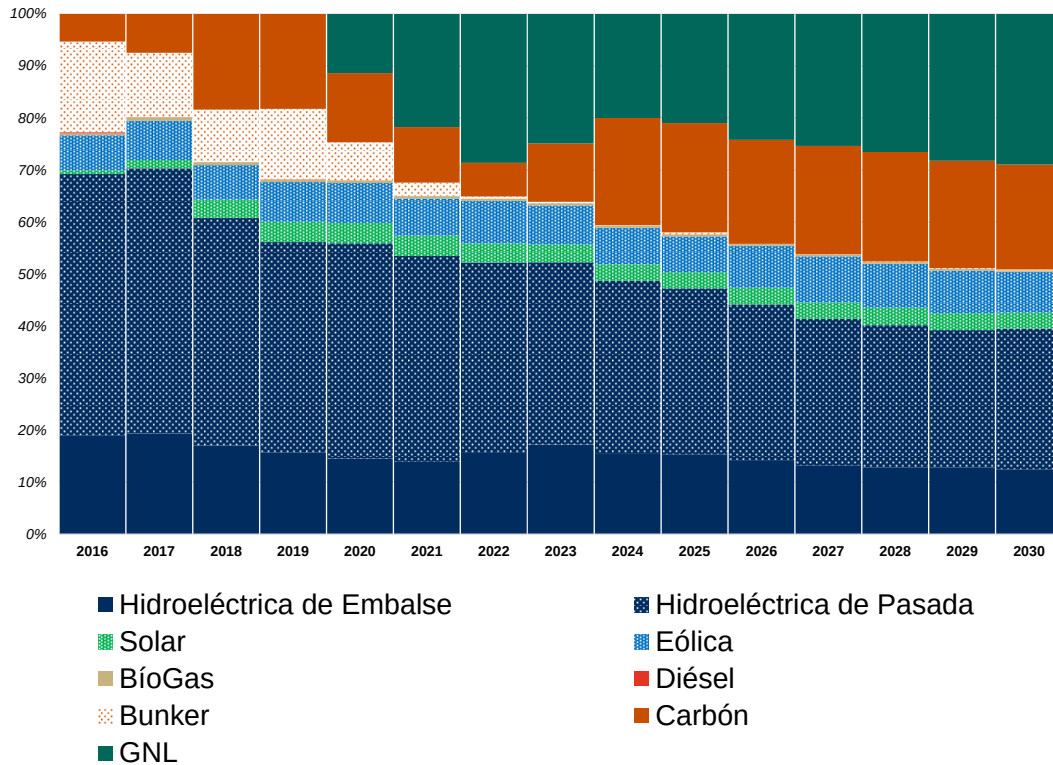
Gráfico 6. 30: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

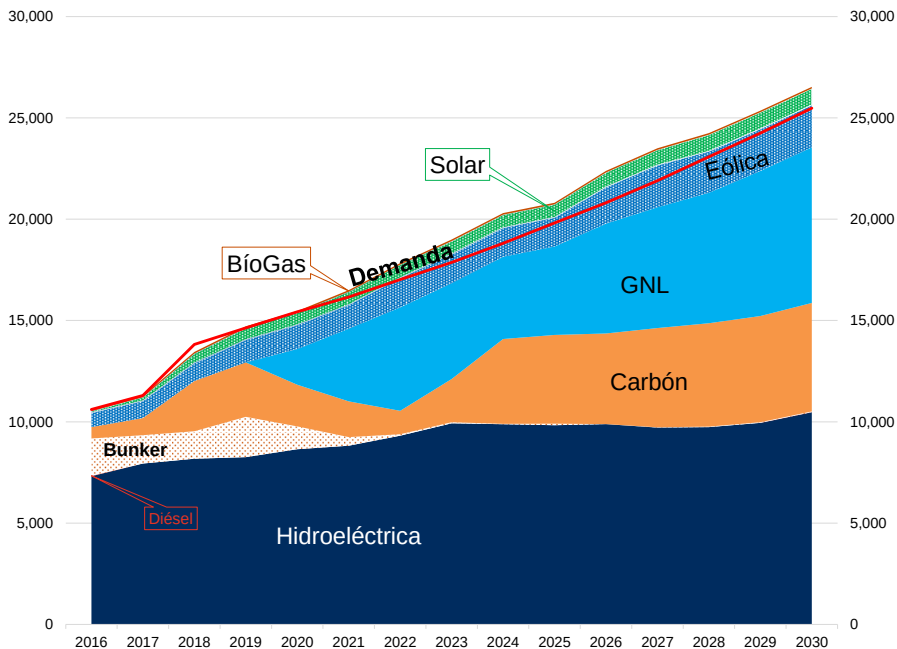
En el Gráfico 6. 31 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad. La generación con bunker cubriría la demanda en caso de presentarse los atrasos considerados para este escenario.

Gráfico 6. 31: Participación de Generación de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 6. 32: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Resumen

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias en el período de corto plazo. En las Tabla 6. 14 y Tabla 6. 15 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En la Tabla 6. 16 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 Escenario Renovable mantienen un grado de inversión mayor al Escenario Referencia 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, de igual forma el Escenario Alternativo presenta los costos más altos respecto a los otros escenarios.

En resumen, podemos mencionar, que con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, presenta en general un panorama halagüeño para la implementación efectiva de la mayoría de los generadores, en especial del

potencial termoeléctrico a base de gas natural, considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde se observan interesantes factores de planta.

La incorporación al sistema de la oferta térmica con base en el carbón importado, con el fin de cubrir la necesidad de potencia, a partir del año 2024, está prácticamente garantizado y viable dentro del plan de generación.

La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos, a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con las recientes acuerdos de la 2015 “United Nations Climate Change Conference”, COP 21.

Tabla 6. 14: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bajo de Totumas	5.00	6	6	6												
Los Planetas 2	8.62	6	6	6												
Don Felix	9.00	6	6	6												
Solar Fotovoltaica 01	10.00	6	6	6												
Cerro Patacón	10.00	7	7	7												
Solar Fotovoltaica 02	10.00	8	8	8												
San Andres	10.00	9	9	9												
Solar Fotovoltaica 03	10.00	9	9	9												
Farallon Solar	8.00	12	12	12												
BLM 8	(33.50)	12	12	12												
J. Brown G5	(32.00)	12	12	12												
J. Brown G6	(32.00)	12	12	12												
Cerro Azul MT XQC1600	39.21		1	1	1											
Cerro Azul MT PM1360	5.44		1	1	1											
Energyst El Sánchez	44.33		1	1	1											
Solar Fotovoltaica 04	10.00		2	2	2											
Edico 1	52.50		3	3	3											
Edico 2	15.00		3	3	3											
Solar Fotovoltaica 07	10.00		6	6	6											
Pando	33.30		7	7	7											
Barro Blanco	26.59		7	7	7											
Barro Blanco Minicentral	1.89		7	7	7											
Solar Fotovoltaica 08	10.00		7	7	7											
Solar Fotovoltaica 09	20.00		7	7	7											
Solar Fotovoltaica 10	6.00		8	8	8											
Punta Rincón	**297.5		9	9	9											
La Cuchilla	8.20		10	10	10											
Chuspa	8.80				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 11	20.00			1	1	1										
Solar Fotovoltaica 12	3.00			1	1	1										
Solar Fotovoltaica 13	10.00			1	1	1										
Solar Fotovoltaica 14	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 15	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 16	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 17	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 18	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 19	10.00			2	2	2										
Solar Fotovoltaica 20	10.00			3	3	3										
Solar Fotovoltaica 21	10.00			3	3	3										
Solar Fotovoltaica 22	10.00			3	3	3										
Solar Fotovoltaica 23	10.00			3	3	3										
Solar Fotovoltaica 24	10.00			3	3	3										
Costa Norte I	381.00			5	5	5										
Bahía las Minas (New CC GNL)	168.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 25	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 26	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 27	10.00				1	1	1									
Solar Fotovoltaica 28	5.00				2	2	2									
Solar Fotovoltaica 29	10.00				3	3	3									
Edico 3	102.00				3	3	3									
Solar Fotovoltaica 30	20.00				6	6	6									
El Sirdillo	10.00				12	12	12									
Tizingal	4.50															
Burica	65.30					1	1	1								
La Huaca	11.62					1	1	1								
Colorado	6.74					1	1	1								
La Herradura	5.20						1	1								
Barriles	1.00						1									
Solar Fotovoltaica 43	100.00						1									
LP0215 (Gas de Martano)	413.00						2	2	2							
El Recodo	10.00						6	6	6							
Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						7	7	7							
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						7	7	7							
San Bartolo	19.44							1	1	1						
San Bartolo Minicentral	0.99							1	1	1						
Rio Piedra	9.00							1	1	1						
Solar Fotovoltaica 34	20.00							1	1	1						
Caña Blanca	7.80								1							
Escenario Referencia	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	735.12	49.43	75	6.45	350	0	600	145.61	120	250	250
Escenario Renovable	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	841.32	117.23	210	406.45	148.35	250	670	365.61	320	140	250
Escenario Alternativo	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	913.32	49.43	7.8	596.45	425	460	150	272.61	120	250	200

** Excedente de Minera Panamá
 Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Tabla 6. 15: Comparación de Planes de Demanda Media (Continuación)

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solar Fotovoltaica 32	20.00						1					1				
Solar Fotovoltaica 33	20.00						1					1				
Solar Fotovoltaica 35	20.00						1					1				
Edico 4	75.00							1								
Cotito	5.00							1								
Solar Fotovoltaica 41	20.00							1								
Solar Fotovoltaica 42	10.00							1								
Edico 7	100.00							1								
CC GNL	400.00											1				
Estrella del Mar (Barcaza)	(71.96)															
Jinro Power	(57.80)															
Santa Ines	(55.00)															
Estrella del Norte I	(9.80)															
Estrella del Norte II	(27.50)															
Cerro Azul MT XQC1600	(39.21)															
Cerro Azul MT PM1360	(5.44)															
Energyst El Sánchez	(44.33)															
Ojo de Agua	6.45															
Santa Maria 82	28.35															
Edico 10	120.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00															
Solar Fotovoltaica 36	10.00															
Solar Fotovoltaica 37	20.00															
Solar Fotovoltaica 39	20.00															
Edico 5	50.00															
Edico 6	100.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00															
Solar Fotovoltaica 44	50.00															
Solar Fotovoltaica 45	40.00															
Edico 11	130.00															
San Andrés II	7.61															
Solar Fotovoltaica 31	5.00															
Solar Fotovoltaica 40	10.00															
Edico 9	123.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00															
Solar Fotovoltaica 46	20.00															
Solar Fotovoltaica 47	20.00															
Solar Fotovoltaica 48	20.00															
Solar Fotovoltaica 49	10.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	100.00															
Solar Fotovoltaica 38	20.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	150.00															
Solar Fotovoltaica 50	10.00															
Solar Fotovoltaica 51	10.00															
Solar Fotovoltaica 52	10.00															
Edico 8	20.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	100.00															
Solar Fotovoltaica 53	30.00															
Solar Fotovoltaica 54	10.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00															
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	350.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00															
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	50.00															
Escenario Referencia	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	735.12	49.43	75	6.45	350	0	600	145.61	120	250	250
Escenario Renovable	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	841.32	117.23	210	406.45	148.35	250	670	365.61	320	140	250
Escenario Alternativo	MW x año	80.62	282.459	532.8	349.5	913.32	49.43	7.8	596.45	425	460	150	272.61	120	250	200

** Excedente de Minera Panamá
Retiro de Unidades

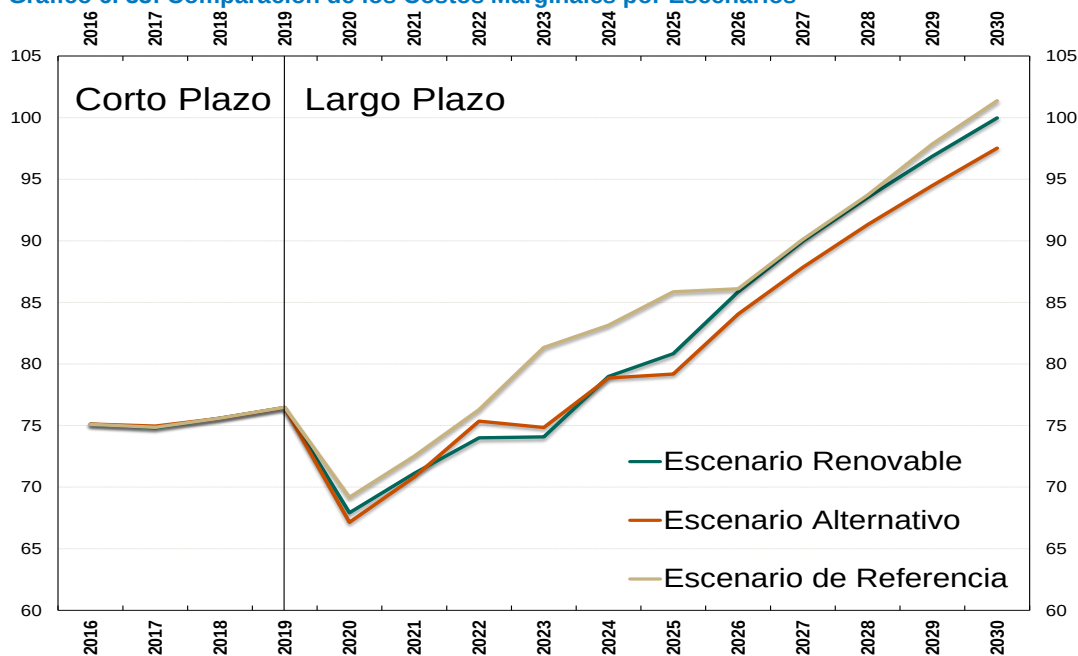
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Tabla 6. 16: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Renovable	Escenario Alternativo
Inversión	3016.04	3295.84	3463.65
Déficit	0.00	0.00	0.00
Operación	3454.37	3214.87	3263.25
Ambiental	713.50	616.01	665.09
Total	7183.92	7126.72	7392.00
	Diferencia:	0.80%	-2.90%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

A pesar de que analizando los costos se puede apreciar que los Escenarios Renovable y Alternativo, presentan una disminución con respecto al Caso de Referencia en el CMS, no obstante el Escenario Renovable 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 Alternativo tiene implicaciones ambientales que se escapan de este estudio.

Gráfico 6. 33: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 33 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 Alternativo es diferente al de los otros dos escenarios, pues presenta costos variables térmicos muy bajos en comparación con los otros dos escenarios.

En la Tabla 6. 17 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 307 MM\$, con respecto al Escenario de Referencia.

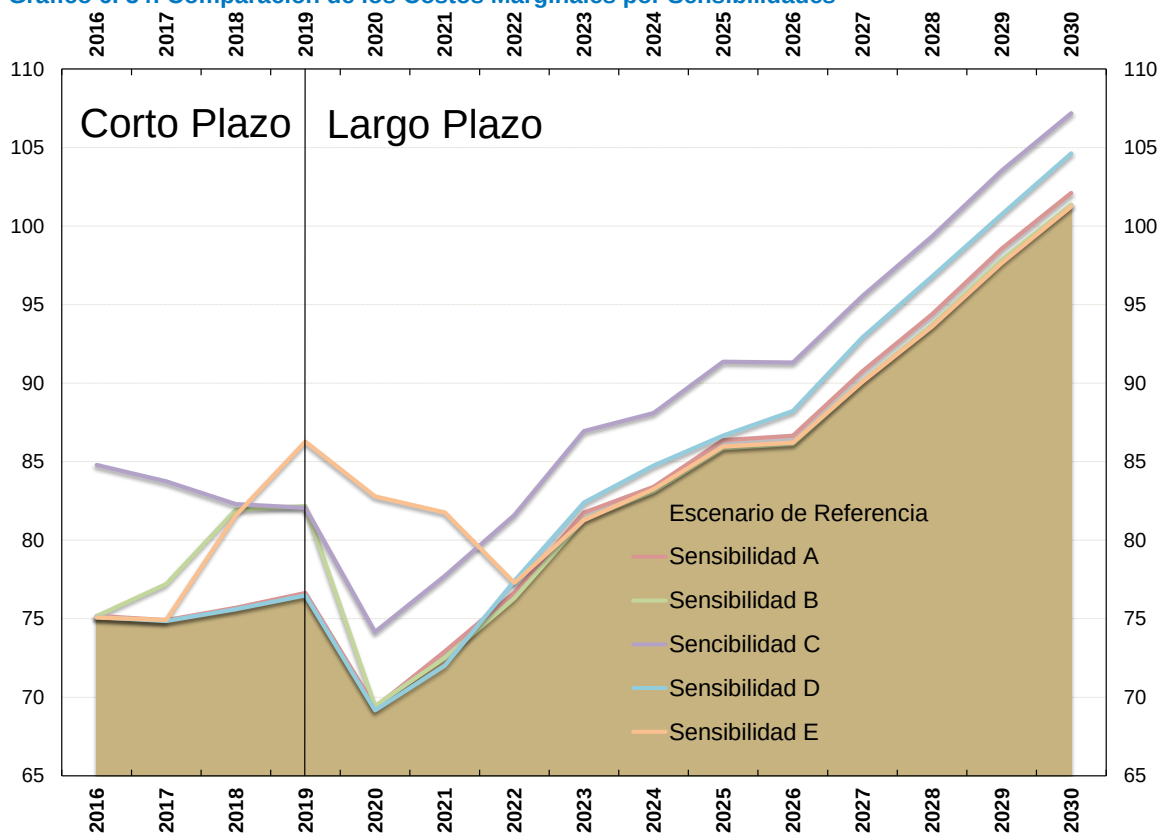
Tabla 6. 17: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E
Inversión	3016.04	3016.04	2866.07	3016.04	3016.04	2705.78
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	3454.37	3512.43	3456.69	3762.05	3666.07	3398.12
Ambiental	713.50	724.09	738.02	731.81	743.91	763.78
Total	7183.92	7252.55	7060.79	7509.90	7426.02	6867.67
Diferencia:		-0.96%	1.71%	-4.54%	-3.37%	4.40%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

El Gráfico 6. 34 muestra el resultado de lo CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus en Escenario de Referencia, donde se aprecia que para todas las sensibilidades analizadas los costos operativos aumentan y la alta dependencia que se presenta de las importaciones.

Gráfico 6. 34: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7

Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP)

En esta sección, se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 400 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2021, con el objeto de observar el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

Objetivo

La estrategia de la Región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países para impulsar la competitividad y eficiencia que permita el crecimiento económico y sustentable de la región. Para ello, se promueven políticas y proyectos que garanticen la seguridad energética del continente, mediante un abastecimiento energético diversificado, seguro, confiable, y amigable al medio ambiente.

En este sentido, tanto los países de Centroamérica como los de la Región Andina vienen realizando importantes avances hacia la integración, fomentando proyectos y esquemas que permitan la libre comercialización, exportación, importación y transporte de

electricidad entre y dentro de los países del área. Como resultados de este interés, se ha venido impulsando el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, el cual representa la integración de Centroamérica con la Región Andina; su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficio para los usuarios, permitirá el uso optimizado de los recursos energéticos y de la generación excedente, con el consecuente beneficio en términos de ahorro de combustible, reducción de emisiones y aumento de la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

Promotores

Desde el 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia, vienen realizando estudios para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios mencionados anteriormente animaron a estas dos compañías a constituir en Panamá la compañía Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP), con una participación de 50% ETESA y 50% ISA. ICP entonces, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo

(BID), durante los últimos años ha venido desarrollando diferentes estudios con el objetivo de confirmar la viabilidad del proyecto, a través de la ejecución de diferentes consultorías sobre temas relevantes como la ingeniería básica, diagnóstico ambiental de alternativas, viabilidad económica y financiera del proyecto, así como la formulación preliminar del plan de negocios para su estructuración y ejecución.

Descripción

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica desde la Subestación Panamá II (provincia de Panamá) hasta la Subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de 400 Megavatios (MW) con un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV).

El proyecto será desarrollado en la tecnología conocida como transmisión de energía en corriente directa (HVDC) (ya madura en el mundo pero nueva en la región), la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Figura 7. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: ICP

En la Figura 7. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión. El primer tramo (Tramo 1) corresponde a una línea de transmisión convencional (terrestre) de 220 kilómetros, el cual se inicia en la Subestación Panamá II (Pedregal) y termina en la comunidad de Mulatupu en la comarca Guna Yala; en este punto se hace la transición para continuar a través de un cable

submarino (Tramo 2) de 130 kilómetros de longitud, hasta la población de Necoclí en Colombia, en donde se hace una transición a una línea de transmisión convencional (Tramo 3), con un recorrido de 150 kilómetros hasta la Subestación Cerromatoso en la localidad de Montelíbano en Colombia.

Estado Actual y Estudios por Ejecutar

- *Estudios previos de ingeniería, diseño, y Estudio de Impacto Ambiental y Social*

La prioridad actual del proyecto es definir un corredor ambiental, el cual deberá ser aprobado por las autoridades ambientales de Panamá y Colombia, lo cual requiere la ejecución de estudios básicos técnicos y ambientales que deben ser autorizados y avalados por las comunidades ubicadas a lo largo del corredor.

Cronograma Esperado

Se espera tener un corredor completamente aprobado en julio de 2015. Lo anterior permitirá adelantar el EIAS, la inspección marina, y el diseño de campo. Una vez finalizado el EIAS, este es presentado a las autoridades ambientales de los países para su estudio y aprobación (licencia ambiental), la cual se espera tener a finales de 2017. Con la licencia ambiental se puede proceder a construir, esperando tener la interconexión en operación en el segundo semestre de 2020.

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a nivel mensual durante el período de estudio.

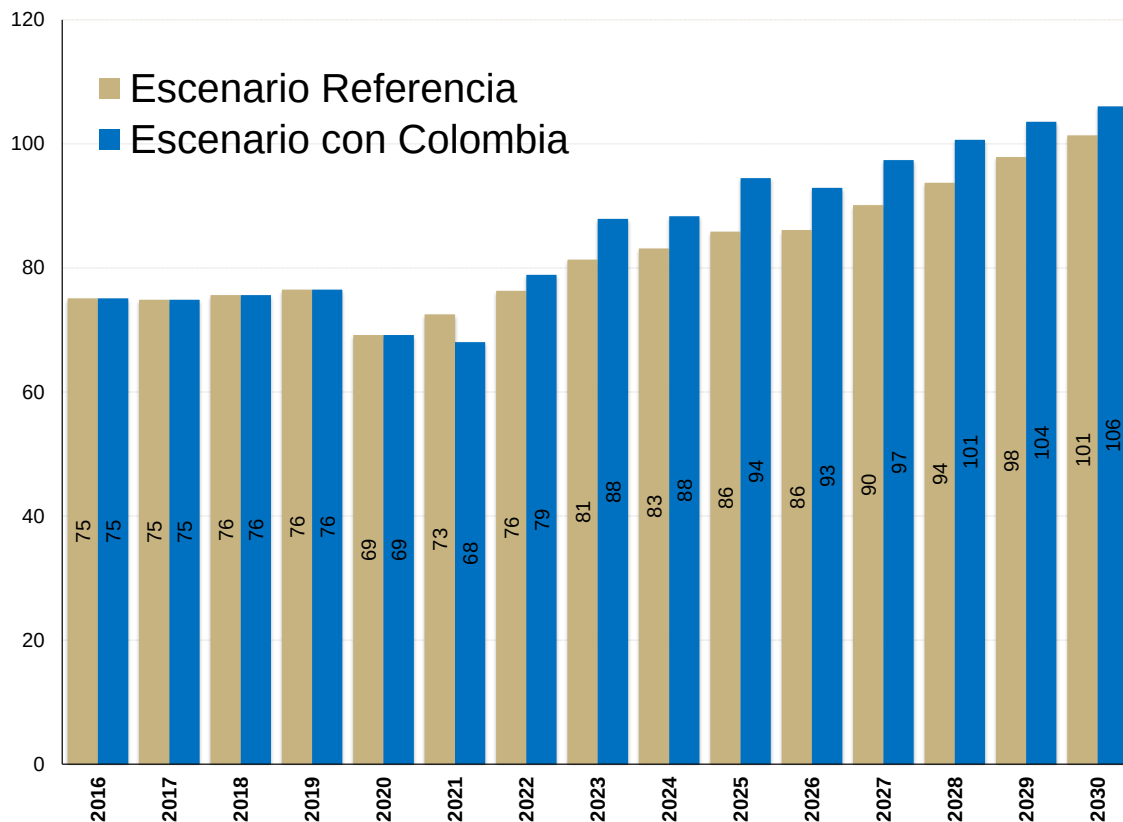
Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2021 como su fecha de entrada en operación.

Como se muestra en el Gráfico 7. 1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce un aumento en el CMS a lo largo del periodo de estudio, producto de la expansión agresiva

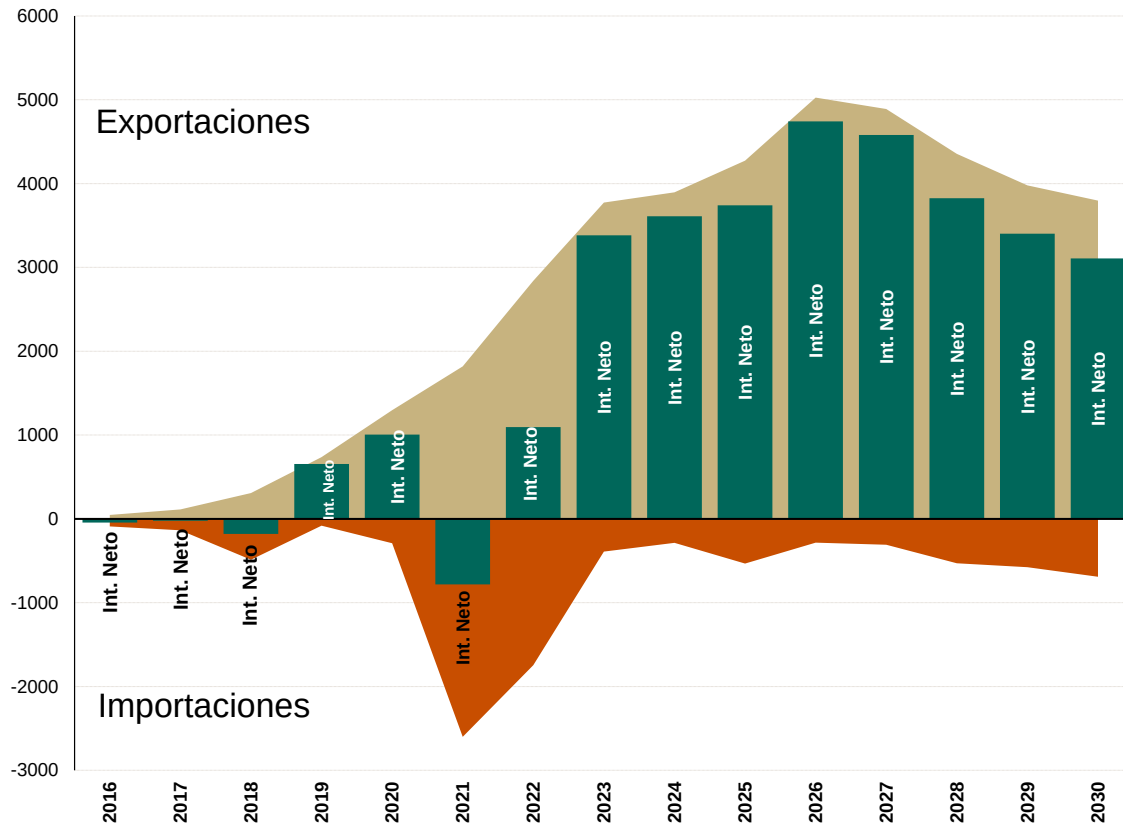
que se plantea en el sistema de Panamá, ofreciendo costos competitivos a los del Sistema Centroamericano y Andino.

Gráfico 7. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Gráfico 7. 2: Intercambios del Escenario con Colombia



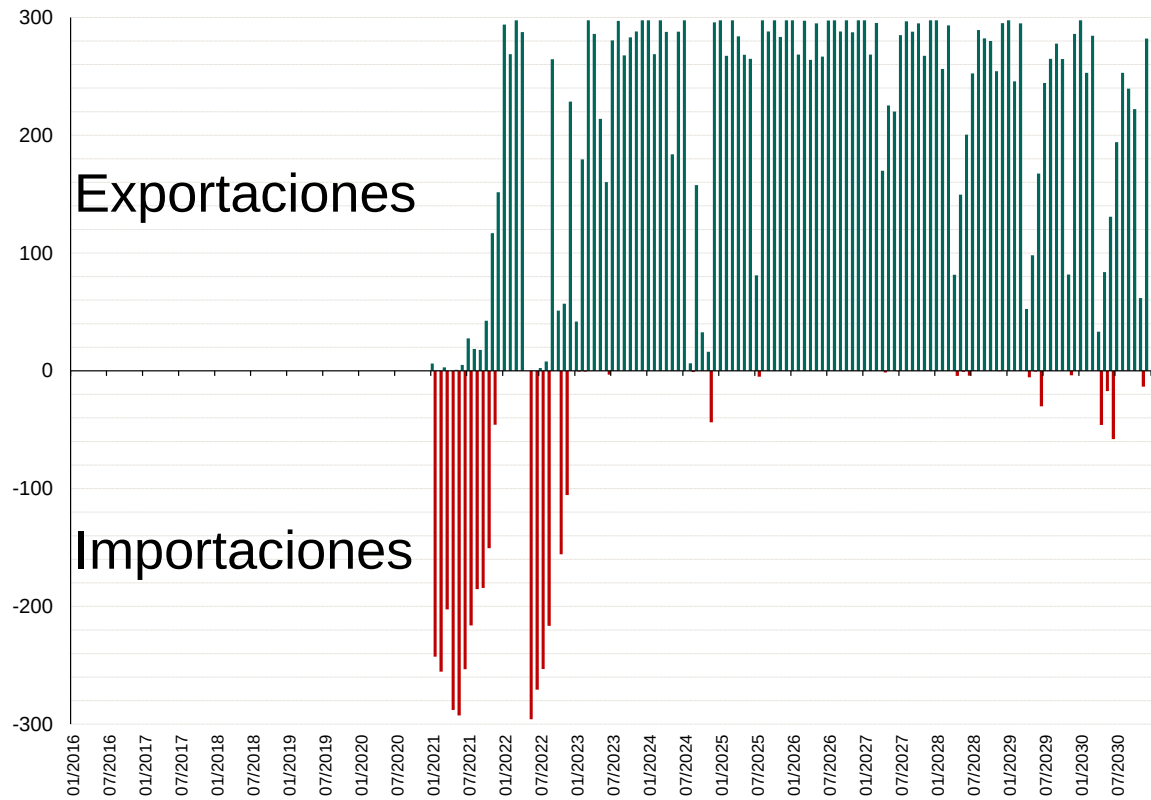
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

Panamá tendría un estatus de exportador de energía como se muestra en el Gráfico 7. 2. La entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables, además de disminuir el CMS tiende a aumentar los intercambios, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países de Centroamérica y Colombia, lo cual consolida a Panamá como un país exportador de energía.

El Gráfico 7. 3 ilustra la estacionalidad de estas

transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos, tal como se puede observar en los primeros años en los que entra la interconexión.

Gráfico 7. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8

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 marzo de 2016.

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 en dicho periodo.

Panamá se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión de fuentes renovables y de termoeléctricas de bajos costos operativos. 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. Además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes en el horizonte del estudio.

La entrada de las plantas renovables no convencionales de tipo fotovoltaico 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 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”.

Se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2018. Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2022, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio. Los análisis indican que con la entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables, además de disminuir el CMS, se alcanzarían niveles importantes de transacciones regionales, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países de Centroamérica.

Los análisis realizados ante una demanda alta de energía, no

muestran diferencias apreciables en el costo marginal.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2021. Esto se observa que en el futuro contribuye a la diversificación de la matriz energética, aumentando la confiabilidad del sistema, y brinda una fuente de apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación. Reafirmando el resultado de los escenarios anteriores donde Panamá, se perfila como un exportador neto, con la entrada de proyectos de Gas Natural y el alto desarrollo previsto de las fuentes renovables.