



**ETESA**

*Unimos Panamá con energía*

**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL  
2022 – 2036**

**TOMO II  
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN**

Gerencia de Planeamiento

FEBRERO 2023

PANAMÁ



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# TOMO II

## PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

---

**GERENTE GENERAL**

Ing. Carlos Mosquera

**SUB-GERENTE GENERAL**

Ing. Oscar Rendoll

**DIRECTOR DE INGENIERÍA**

Ing. Lucas Halphen

**GERENTE DE PLANEAMIENTO**

Ing. Daniel Pereira

**EQUIPO DE TRABAJO**

Sra. Miriam E. Rivera

Ing. Raquel Bishop

Ing. Mario Saavedra

Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Carlos Trejos

## CONTENIDO

TOMO I.....	16
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>20</b>
INTRODUCCIÓN.....	20
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>25</b>
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS .....	25
PRONÓSTICO DE DEMANDA.....	25
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES .....	29
CRITERIOS Y PARÁMETROS .....	33
Criterio de Mínimo Costo .....	33
Criterio de Confiabilidad.....	34
Costo de Racionamiento de Energía .....	34
Parámetros Técnicos y Económicos.....	34
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>38</b>
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	38
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA .....	43
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA .....	45
GENERACIÓN RENOVABLE .....	49
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ.....	51
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>55</b>
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA.....	55
POTENCIAL ENERGÉTICO.....	55
Potencial Eólico .....	55
Potencial Solar .....	57
Potencial Hidroeléctrico .....	59
Potencial Termoeléctrico.....	60
Combustibles Fósiles .....	60
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA.....	61
Proyectos Eólicos.....	61
Proyectos Fotovoltaicos.....	62
Otros Proyectos de Generación .....	65
Proyectos Hidroeléctricos .....	65

Proyectos Termoeléctricos.....	67
Proyectos de Almacenamiento.....	67
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>72</b>
PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL .....	72
COSTA RICA .....	72
NICARAGUA .....	74
HONDURAS .....	76
EL SALVADOR.....	78
GUATEMALA.....	80
<b>CAPÍTULO 6.....</b>	<b>86</b>
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO .....	86
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN .....	87
BLOQUES DE DEMANDA .....	89
SIMULACIONES.....	90
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>96</b>
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN .....	96
ESCENARIO TENDENCIAL.....	97
Sensibilidades del Escenario Tendencial .....	105
Sensibilidad 1 .....	105
Sensibilidad 2.....	107
Sensibilidad 3.....	109
Sensibilidad 4.....	111
Sensibilidad 5.....	113
Sensibilidad 6.....	115
ESCENARIO DE ALTERNATIVO I.....	118
Sensibilidades del Escenario de Alternativo I.....	126
Sensibilidad 1 .....	126
Sensibilidad 2.....	128
Sensibilidad 3.....	130
Sensibilidad 4.....	132
Sensibilidad 5.....	134
Sensibilidad 6.....	136
ESCENARIO ALTERNATIVO II.....	139

Sensibilidades del Escenario de Demanda Baja.....	147
Sensibilidad 1.....	147
Sensibilidad 2.....	149
Sensibilidad 3.....	151
Sensibilidad 4.....	153
Sensibilidad 5.....	155
Sensibilidad 6.....	157
Análisis de Robustez.....	160
Análisis de probabilidad de impacto.....	160
Análisis de Mínimo Riesgo.....	161
Resumen.....	162
VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN.....	166
Nuevos Proyectos de Generación.....	166
Proyectos de Generación Finalizados y Retirados.....	168
Atrasos de Proyectos de Generación.....	169
Adelantos de Proyectos de Generación.....	169
Proyecciones de Precios de los Combustibles.....	170
Pronósticos de Potencia y Energía.....	171
<b>CAPÍTULO 8.....</b>	<b>175</b>
INTERCONEXIÓN.....	175
ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ (ICP).....	175
Objetivo.....	175
Promotores del Proyecto.....	175
Descripción del Proyecto.....	176
Beneficios del Proyecto.....	177
Ventajas Técnicas del Proyecto.....	178
Ventajas Económicas del Proyecto.....	178
Avances en la Ejecución del Proyecto.....	179
Simulación.....	179
Escenario con Colombia.....	179
<b>CAPÍTULO 9.....</b>	<b>186</b>
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	186
REFERENCIAS.....	188



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Proyección de Precios del Combustible en balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Base .....	31
Gráfico 2.2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Altos.....	32
Gráfico 2.3: Proyección de Precios del Combustible en balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Bajos .....	33
Gráfico 3.1: Composición Porcentual del Sistema de Generación .....	38
Gráfico 3.2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación .....	39
Gráfico 3.3: Capacidad Instalada por Agente a Febrero de 2021. ....	42
Gráfico 3.4: Comportamiento de la Generación 2021 .....	44
Gráfico 6.1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación .....	88
Gráfico 7.1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Tendencial .....	101
Gráfico 7.2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Tendencial .....	102
Gráfico 7.3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Tendencial .....	103
Gráfico 7.4: Generación vs Demanda del Escenario Tendencial .....	103
Gráfico 7.5: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1 .....	106
Gráfico 7.6: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1 .....	107
Gráfico 7.7: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2 .....	108
Gráfico 7.8: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2.....	109
Gráfico 7.9: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3 .....	110
Gráfico 7.10: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3.....	111
Gráfico 7.11: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4 .....	112
Gráfico 7.12: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4.....	113
Gráfico 7.13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5 .....	114
Gráfico 7.14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5.....	115
Gráfico 7.15: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6 .....	116
Gráfico 7.16: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6.....	117
Gráfico 7.17: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Alternativo I..	119
Gráfico 7.18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I.....	123

Gráfico 7.19: Participación de Generación del Escenario Alternativo I.....	124
Gráfico 7.20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I .....	124
Gráfico 7.21: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1 .....	127
Gráfico 7.22: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 19 .....	127
Gráfico 7.23: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2 .....	129
Gráfico 7.24: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2.....	129
Gráfico 7.25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3 .....	131
Gráfico 7.26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3.....	131
Gráfico 7.27: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4 .....	133
Gráfico 7.28: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4.....	134
Gráfico 7.29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5 .....	135
Gráfico 7.30: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5.....	136
Gráfico 7.31: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6 .....	137
Gráfico 7.32: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6.....	138
Gráfico 7.33: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Demanda Baja .....	140
Gráfico 7.34: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II.....	144
Gráfico 7.35: Participación de Generación del Escenario de Demanda Baja .	145
Gráfico 7.36: Generación vs Demanda del Escenario de Demanda Baja .....	145
Gráfico 7.37: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1 .....	148
Gráfico 7.38: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1.....	149
Gráfico 7.39: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2 .....	150
Gráfico 7.40: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2.....	151
Gráfico 7.41: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3 .....	152
Gráfico 7.42: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3.....	153
Gráfico 7.43: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4 .....	154
Gráfico 7.44: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4.....	154
Gráfico 7.45: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5 .....	156
Gráfico 7.46: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5.....	157
Gráfico 7.47: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6 .....	158
Gráfico 7.48: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6.....	159

Gráfico 7.49: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios .....	164
Gráfico 7.50: Comparación de proyecciones de precios de combustibles....	170
Gráfico 7.51: Variación en los Pronósticos de Energía .....	171
Gráfico 7.52: Variación en los Pronósticos de Potencia .....	171

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda .....	26
Tabla 2. 2: Demanda Minera Panamá - Potencia.....	27
Tabla 2. 3: Demanda de Minera Panamá - Energía.....	28
Tabla 2. 4: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Base .....	30
Tabla 2. 5: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Altos .....	30
Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Bajos .....	31
Tabla 2. 7: Poder Calorífico de los Combustibles .....	31
Tabla 3.1: Matriz Energética a Junio 2022.....	38
Tabla 3.2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a Febrero de 2021. ....	40
Tabla 3.3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente .....	45
Tabla 3.4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente .....	47
Tabla 3.5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas .....	48
Tabla 3.6: Sistema de Generación Eólica Existente.....	50
Tabla 3.7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente.....	50
Tabla 3.8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá.....	51
Tabla 4.1: Licencias Definitivas para Generación Eólica.....	56
Tabla 4.2: Licencias Provisionales para Generación Eólica.....	56
Tabla 4.3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas .....	57
Tabla 4.4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas.....	58
Tabla 4.5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción.....	59
Tabla 4.6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite .....	60
Tabla 4.7: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica.....	61
Tabla 4.8: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica .....	61
Tabla 4.9: Proyectos Eólicos Considerados .....	62
Tabla 4.10: Proyectos Solares Considerados.....	63
Tabla 4.11: Proyectos Hidroeléctricos Considerados.....	66
Tabla 4.12: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados .....	68
Tabla 5.1: Proyección de Demanda Costa Rica - Escenario Base de Generación. ....	72
Tabla 5.2: Plan de Expansión de Generación - Costa Rica.....	73
Tabla 5.3: Proyección de Demanda Nicaragua - Escenario Medio. ....	74
Tabla 5.4: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua. ....	75
Tabla 5.5: Proyección de Demanda Honduras. ....	76
Tabla 5.6: Plan de Expansión de Generación - Honduras. ....	77
Tabla 5.7: Proyección de Demanda El Salvador - Escenario Base. ....	78
Tabla 5.8: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua. ....	79

Tabla 5.9: Proyección de Demanda de Guatemala - Escenario medio.....	80
Tabla 5.10: Plan de Expansión de Generación - Guatemala.....	82
Tabla 6.1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis. ....	89
Tabla 6.2: Escenarios PESIN 2022. ....	90
Tabla 6.3: Parámetros de las Corridas SDDP .....	92
Tabla 7. 1: Costos del escenario Tendencial (mill B/.) .....	97
Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial.....	98
Tabla 7. 3: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda.....	104
Tabla 7. 4: Costos de Sensibilidad 1 (mill B/.).....	105
Tabla 7. 5: Costos de Sensibilidad 2 (mill B/.).....	108
Tabla 7. 6: Costos de Sensibilidad 3 (mill B/.).....	110
Tabla 7. 7: Costos de Sensibilidad 4 (mill B/.).....	112
Tabla 7. 8: Costos de Sensibilidad 5 (mill B/.).....	114
Tabla 7. 9: Costos de Sensibilidad 6 (mill B/.).....	116
Tabla 7. 10: Costos del Escenario de Alternativo I (mill B/.).....	118
Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I.....	120
Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda.....	125
Tabla 7. 13: Costos de Sensibilidad 1 (mill B/.).....	126
Tabla 7. 14: Costos de Sensibilidad 2 (mill B/.).....	128
Tabla 7. 15: Costos de Sensibilidad 3 (mill B/.).....	130
Tabla 7. 16: Costos de Sensibilidad 4 (mill B/.).....	132
Tabla 7. 17: Costos de Sensibilidad 5 (mill B/.).....	134
Tabla 7. 18: Costos de Sensibilidad 6 (mill B/.).....	137
Tabla 7. 19: Costos del Escenario de Demanda Baja (mill B/.).....	139
Tabla 7. 20: Plan de Expansión del Escenario de Demanda Baja .....	141
Tabla 7. 21: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda.....	146
Tabla 7. 22: Costos de Sensibilidad 1 (mill B/.).....	147
Tabla 7. 23: Costos de Sensibilidad 2 (mill B/.).....	149
Tabla 7. 24: Costos de Sensibilidad 3 (mill B/.).....	151
Tabla 7. 25: Costos de Sensibilidad 4 (mill B/.).....	153
Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad 5 (mill B/.).....	155
Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad 6 (mill B/.).....	158
Tabla 7. 28: Matriz de Probabilidad de Impacto .....	160
Tabla 7. 29: Matriz de Costos Totales .....	162
Tabla 7. 30: Matriz de Arrepentimientos .....	162
Tabla 7. 31: Comparación de Costos por Escenario (mill B/.) .....	164
Tabla 7. 32: Nuevos Proyectos de Generación considerados .....	166
Tabla 7. 33: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2020-2034 en Operación y Retirados.....	168
Tabla 7. 34: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación .....	169

Tabla 7. 35: Proyectos de Generación con Adelantos en sus fechas de operación ..... 170  
.....  
.....

## ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo II - Anexo 1 Salidas del Escenario Tendencial

Tomo II - Anexo 2 Salidas del Escenario Alternativo I

Tomo II - Anexo 3 Salidas del Escenario Alternativo II

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

Tomo II - Anexo 5 Descripción de Tecnologías de Generación y Almacenamiento

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 I

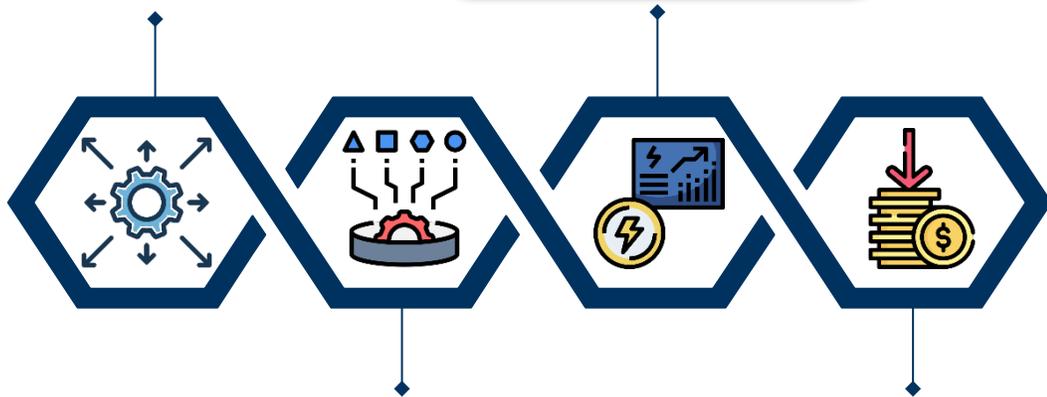
## PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

### DETERMINAR PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Información sobre la evolución del sector generación, la situación actual y proyecciones de desarrollo

### VERIFICAR NECESIDADES DE SUMINISTRO DEL PAÍS

Plantear alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica



Consumo de energía, demanda de potencia, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos.

### CONSIDERAR VARIABLES IMPORTANTES

Cumpliendo con los criterios de calidad, operativos y ambientales establecidos en la normativa vigente.

### PROCURAR UN MÍNIMO COSTO DE EXPANSIÓN



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# CAPÍTULO 1

---

INTRODUCCIÓN





*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es responsable de 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 vigor de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo.”

Este documento presenta los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual tiene como propósito principal, plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo y mediano plazo que sirva de Referencia para los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país. Además, este busca dar luces y orientar 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 presentados.

Esta versión se desarrolló durante los primeros meses del año, en el cual podremos encontrar los

resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan indicativo de generación para el período 2022 - 2036, con énfasis en las Políticas y Criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. Además, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

La información solicitada a los agentes en marzo del año 2022, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.

Los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema considerando la recuperación económica post-COVID-19.

Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica a mayo de 2022.

Se consideró el proyecto de interconexión SIEPAC.

La demanda de energía eléctrica, resultante de los análisis y resultados del Tomo I Estudios Básicos 2022 - 2036.

Con respecto a la generación, se utilizaron los datos de proyectos de generación con algún tipo de avance, además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial, considerando el costo de estas.

Dicho esto, se estudian diferentes hipótesis que simulan las distintas afectaciones que se pudiesen

presentar en los años futuros en Panamá. Para aumentar el rango de posibilidades o situaciones, se realizaron 6 escenarios de sensibilidad para cada plan de expansión, con las cuales 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 2022. Por consiguiente, ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

PESIN

2022

## CAPÍTULO 2

---

INFORMACIÓN BÁSICA,  
CRITERIOS Y  
PARÁMETROS



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 2

# INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

### PRONÓSTICO DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2022 - 2036, utilizó la proyección de la demanda proyectada en el Tomo I: Estudios Básicos 2022.

Esta demanda se calculó proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado. A partir de las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 3.07% a 5.15% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer

entre 2.60% a 4.65%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

Cada uno de los escenarios proyectados en el Tomo I representa una alternativa de desarrollo o comportamiento de la economía.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis para los tres escenarios alternativos, son un poco menores en el corto plazo con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior, debido a la desaceleración de la economía nacional y por los ajustes que se realizan en el comercio y la economía mundial, además se tomó en consideración el efecto de la recuperación económica post-COVID. A continuación, en la Tabla 2. 1, se presenta el pronóstico de demanda.

**Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda**

PRONOSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL 2022 - 2036												
AÑO	Pesimista - Bajo				Moderado - Medio				Optimista - Alto			
	GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
<b>2022</b>	9,758.8		1,687.4		10,264.9		1,770.7		10,681.1		1,835.3	
<b>2023</b>	10,353.7	6.10%	1,766.3	4.68%	10,973.9	6.91%	1,873.7	5.82%	11,440.0	7.10%	1,936.0	5.49%
<b>2024</b>	11,214.7	8.32%	1,896.6	7.38%	12,107.3	10.33%	2,036.5	8.69%	12,645.9	10.54%	2,128.3	9.94%
<b>2025</b>	11,328.2	1.01%	1,909.4	0.67%	12,478.2	3.06%	2,091.8	2.72%	13,057.4	3.25%	2,187.4	2.78%
<b>2026</b>	11,731.6	3.56%	1,957.5	2.52%	13,168.6	5.53%	2,190.5	4.72%	13,816.8	5.82%	2,298.2	5.07%
<b>2027</b>	12,313.1	4.96%	2,029.3	3.67%	14,000.4	6.32%	2,299.9	4.99%	14,834.5	7.37%	2,436.0	5.99%
<b>2028</b>	12,871.9	4.54%	2,076.0	2.30%	14,805.6	5.75%	2,390.8	3.95%	15,834.4	6.74%	2,562.1	5.18%
<b>2029</b>	13,046.5	1.36%	2,105.6	1.43%	15,217.6	2.78%	2,438.2	1.98%	16,438.8	3.82%	2,623.4	2.39%
<b>2030</b>	13,542.3	3.80%	2,168.6	2.99%	16,011.7	5.22%	2,555.9	4.83%	17,472.5	6.29%	2,787.9	6.27%
<b>2031</b>	14,072.5	3.91%	2,240.5	3.32%	16,869.6	5.36%	2,669.3	4.44%	18,579.3	6.33%	2,931.0	5.13%
<b>2032</b>	14,207.2	0.96%	2,276.1	1.59%	17,302.8	2.57%	2,744.2	2.80%	19,260.6	3.67%	3,053.4	4.18%
<b>2033</b>	14,813.4	4.27%	2,348.5	3.18%	18,291.8	5.72%	2,883.8	5.09%	20,551.9	6.70%	3,231.6	5.84%
<b>2034</b>	15,207.7	2.66%	2,405.5	2.43%	19,069.0	4.25%	2,999.0	4.00%	21,639.9	5.29%	3,394.5	5.04%
<b>2035</b>	15,486.2	1.83%	2,446.8	1.72%	19,735.9	3.50%	3,093.2	3.14%	22,623.6	4.55%	3,537.9	4.22%
<b>2036</b>	15,818.2	2.14%	2,507.0	2.46%	20,487.1	3.81%	3,213.0	3.87%	23,712.5	4.81%	3,699.0	4.56%

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En la demanda mostrada en la Tabla 2. 1, no se toma en cuenta la demanda del Proyecto Minera Panamá, el cual cumple el rol de autogenerador.

Debido a que el Modelo de Demanda THUAR, utilizado por ETESA, proyecta la demanda de potencia y energía de consumo, se hace necesario añadir a la proyección

2022-2036, la demanda de Minera Panamá. Esto se realiza de esta forma, ya que, típicamente la demanda de un proceso minero acarrea un factor de carga del 90% o mayor, ya que son cargas relativamente constantes. A continuación, las podremos apreciar en la Tabla 2. 2 y Tabla 2. 3.

**Tabla 2. 2: Demanda Minera Panamá - Potencia.**

MWh	Minera												Total MW
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<b>2022</b>	277.66	277.23	277.66	277.80	277.80	277.80	277.66	277.80	277.80	285.16	271.63	285.30	285.30
<b>2023</b>	315.16	315.16	315.30	315.30	315.16	315.16	315.30	315.30	315.16	315.16	315.30	315.30	315.30
<b>2024</b>	317.16	317.30	317.30	317.16	317.16	317.30	317.30	317.16	317.16	317.30	317.30	317.16	317.30
<b>2025</b>	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.30	325.30
<b>2026</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2027</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2028</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2029</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2030</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2031</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2032</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2033</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2034</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2035</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.16	325.16	325.16	324.87	325.30
<b>2036</b>	325.30	325.16	325.16	325.30	325.30	325.16	325.16	325.30	325.16	325.16	325.16	324.87	325.30

Referencia: (ETESA, 2022)

**Tabla 2. 3: Demanda de Minera Panamá - Energía.**

MWh	Minera												Total MWh	Total GWh
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
<b>2022</b>	173,960.00	164,599.20	185,720.00	226,707.60	178,359.60	166,517.20	217,792.00	183,560.80	222,519.60	181,556.40	177,922.60	236,551.20	2,315,766.20	2,315.77
<b>2023</b>	198,526.20	201,764.40	249,930.40	206,688.60	201,422.40	252,478.60	200,188.60	197,860.20	247,957.40	203,607.00	208,264.80	243,332.20	2,612,020.80	2,612.02
<b>2024</b>	200,700.20	210,254.80	251,700.40	200,454.20	256,470.80	198,834.20	201,812.60	247,325.20	207,263.20	198,924.20	255,632.80	200,796.20	2,630,168.80	2,630.17
<b>2025</b>	260,925.60	211,793.20	205,830.20	208,564.40	258,836.60	215,720.80	198,541.20	260,854.20	204,300.20	262,784.80	205,880.40	215,574.80	2,709,606.40	2,709.61
<b>2026</b>	258,276.40	205,830.20	208,564.40	205,471.40	269,106.20	205,830.20	250,555.60	204,464.40	211,234.00	257,267.00	215,142.80	204,300.20	2,696,042.80	2,696.04
<b>2027</b>	258,276.40	205,830.20	208,564.40	258,836.60	215,741.00	205,830.20	250,555.60	204,464.40	211,234.00	257,267.00	215,142.80	256,656.00	2,748,398.60	2,748.40
<b>2028</b>	204,300.20	208,134.40	260,236.40	205,471.40	214,479.80	260,456.60	198,321.80	204,210.20	263,722.00	205,608.20	212,223.20	258,878.60	2,696,042.80	2,696.04
<b>2029</b>	204,300.20	208,134.40	260,236.40	205,471.40	214,479.80	260,456.60	198,321.80	256,698.20	211,234.00	205,608.20	266,801.60	204,300.20	2,696,042.80	2,696.04
<b>2030</b>	204,300.20	208,134.40	260,236.40	205,471.40	269,106.20	205,830.20	198,321.80	256,698.20	211,234.00	205,608.20	266,801.60	204,300.20	2,696,042.80	2,696.04
<b>2031</b>	258,276.40	205,830.20	208,564.40	205,471.40	269,106.20	205,830.20	198,321.80	256,698.20	211,234.00	257,267.00	215,142.80	204,300.20	2,696,042.80	2,696.04
<b>2032</b>	258,276.40	205,830.20	208,564.40	258,836.60	215,741.00	205,830.20	250,555.60	204,464.40	211,234.00	257,267.00	215,142.80	257,582.60	2,749,325.20	2,749.33
<b>2033</b>	211,793.20	205,830.20	208,564.40	258,836.60	215,741.00	205,830.20	250,555.60	204,464.40	262,784.80	205,716.20	215,142.80	257,582.60	2,702,842.00	2,702.84
<b>2034</b>	211,793.20	205,830.20	263,190.80	204,210.20	215,741.00	245,645.00	210,740.80	204,464.40	262,784.80	205,716.20	215,142.80	257,582.60	2,702,842.00	2,702.84
<b>2035</b>	211,793.20	205,830.20	263,190.80	204,210.20	215,741.00	245,645.00	210,740.80	259,114.80	208,134.40	205,716.20	264,292.40	208,433.00	2,702,842.00	2,702.84
<b>2036</b>	211,793.20	260,456.60	208,564.40	204,210.20	263,722.00	197,664.00	210,740.80	259,114.80	208,134.40	259,780.40	210,228.20	208,433.00	2,702,842.00	2,702.84

**Referencia:** (ETESA, 2022)

## PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La Secretaría Nacional de Energía indica, en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022, que para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios, altos y bajos, aplicándole respectivamente las tendencias de Referencia, ("Reference"), Alta ("High Price") y Baja ("Low Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA (Energy Information Administration)/DOE (Department of Energy).

Los precios del petróleo crudo Brent promediaron \$ 113.34 por barril (b) en mayo de 2022, \$ 8.76 / b desde el promedio de abril de 2022 y \$ 44.81 / b desde mayo de 2021. El aumento de los precios del Brent en mayo continuó reflejando las expectativas de aumento de la demanda de petróleo producto de los conflictos en Europa Oriental.

Las tasas y la actividad económica mundial han aumentado lentamente, junto con las continuas limitaciones del suministro de petróleo por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y los países socios (OPEP +). Además, las interrupciones en el suministro

de petróleo por el clima invernal extremo en los Estados Unidos (especialmente en Texas) presionaron al alza los precios del petróleo crudo durante los primeros meses de 2022.

Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2021 y principios del 2022, tomando en consideración nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, y las intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para proyectar los precios de los combustibles utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados, semana 18 de 2022, del Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaron las tendencias del Short-Term Energy Outlook (STEO) de abril de 2022 para los primeros dos años y para el resto del periodo se aplicaron las tendencias del escenario de Referencia ("Reference"), alta ("High Price") y baja ("Low Price"), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del "Annual Energy Outlook 2022" de la EIA/DOE. A continuación, se presentan estas proyecciones.

**Tabla 2. 4: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Base**

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO MEDIO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BUNKER C	Distillate Fuel Oil DIESEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2022	13.18	19.24	12.27	2.67
2023	11.59	14.78	10.18	2.56
2024	12.52	14.87	9.71	2.59
2025	12.69	14.39	9.42	2.58
2026	12.97	14.00	9.55	2.53
2027	13.23	13.92	9.98	2.51
2028	13.34	14.05	10.43	2.50
2029	13.43	14.10	10.77	2.50
2030	13.60	14.18	11.05	2.50
2031	13.77	14.29	11.23	2.50
2032	13.87	14.35	11.39	2.49
2033	13.94	14.41	11.48	2.49
2034	13.97	14.49	11.47	2.48
2035	13.98	14.59	11.48	2.46
2036	13.99	14.74	11.53	2.44

**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

**Tabla 2. 5: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Altos**

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO ALTO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BUNKER C	Distillate Fuel Oil DIESEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2022	17.40	23.49	12.27	2.66
2023	20.06	22.90	10.27	2.55
2024	21.20	23.23	9.92	2.61
2025	21.68	23.11	9.71	2.60
2026	22.20	22.94	9.86	2.56
2027	22.54	22.92	10.28	2.54
2028	22.84	23.11	10.77	2.54
2029	23.01	23.18	11.11	2.55
2030	22.92	22.97	11.34	2.54
2031	22.91	22.85	11.61	2.55
2032	22.99	22.91	11.84	2.55
2033	23.14	23.08	11.89	2.54
2034	23.42	23.36	11.86	2.54
2035	23.74	23.70	11.86	2.53
2036	24.03	24.05	11.81	2.52

**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

**Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible - Escenario de Precios Bajos**

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO BAJO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BUNKER C	Distillate Fuel Oil DIESEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2022	8.94	16.10	12.26	2.66
2023	4.93	10.87	10.12	2.54
2024	5.75	10.40	9.56	2.58
2025	5.75	9.95	9.23	2.57
2026	5.11	9.35	9.24	2.53
2027	4.98	9.14	9.62	2.51
2028	5.16	9.25	10.15	2.49
2029	5.44	9.30	10.54	2.50
2030	5.76	9.31	10.79	2.50
2031	6.27	9.32	10.95	2.49
2032	6.73	9.39	11.18	2.48
2033	6.77	9.45	11.33	2.47
2034	7.42	9.57	11.21	2.47
2035	8.01	9.68	11.04	2.45
2036	8.02	9.70	10.99	2.42

**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

**Tabla 2. 7: Poder Calorífico de los Combustibles**

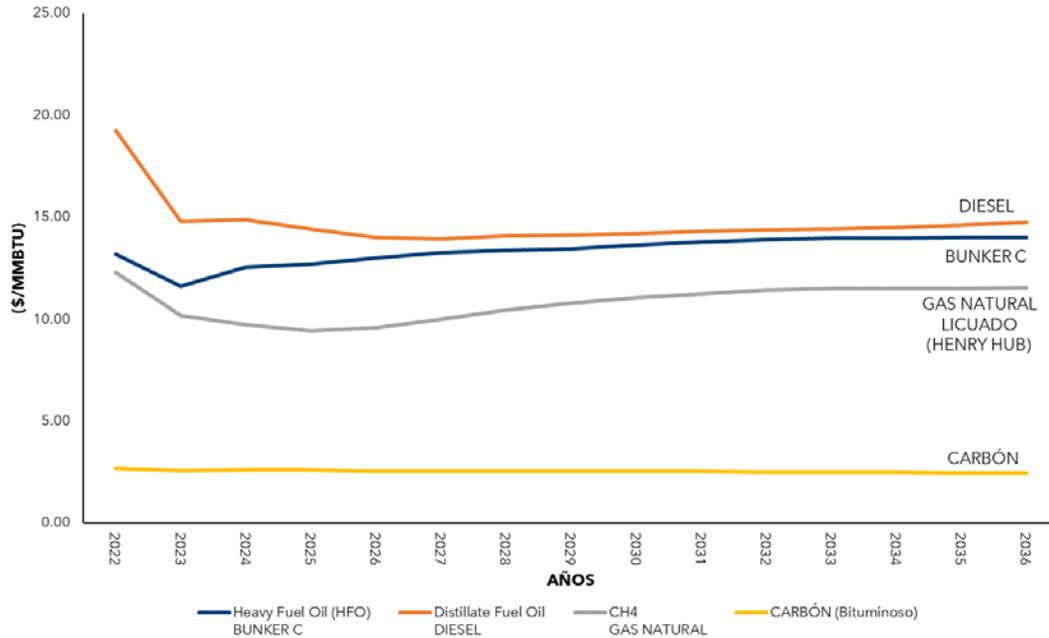
COMBUSTIBLE	UNIDAD	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	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 <sup>3</sup>	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH <sub>4</sub>	ft <sup>3</sup>	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

**Referencia:** (U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration)

En el Gráfico 2.1, Gráfico 2.2 y Gráfico 2.3 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 - Escenario de Precios Base**

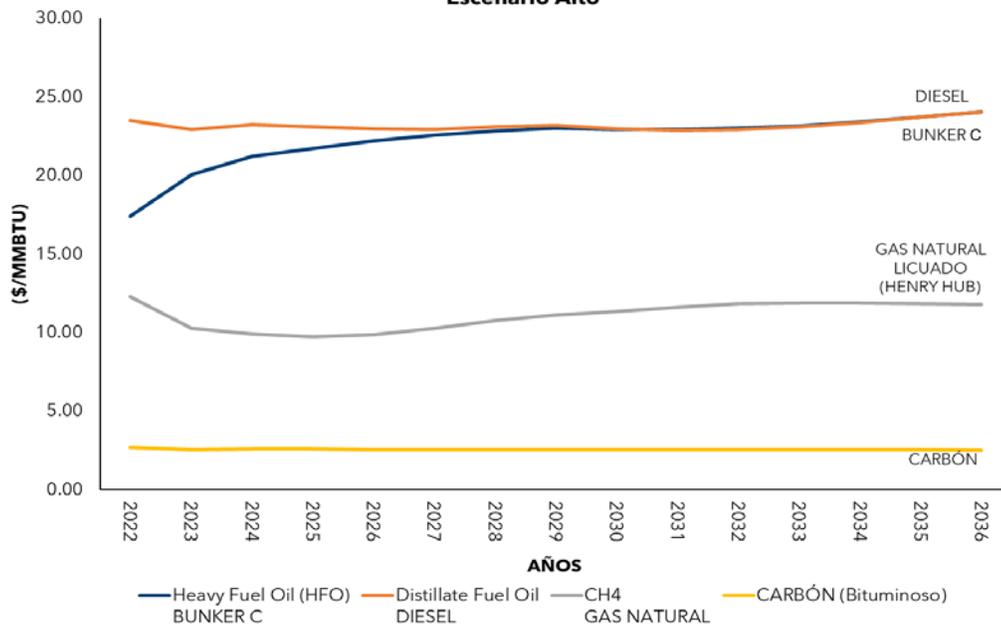
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2022-2036  
**Escenario de Referencia**



**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

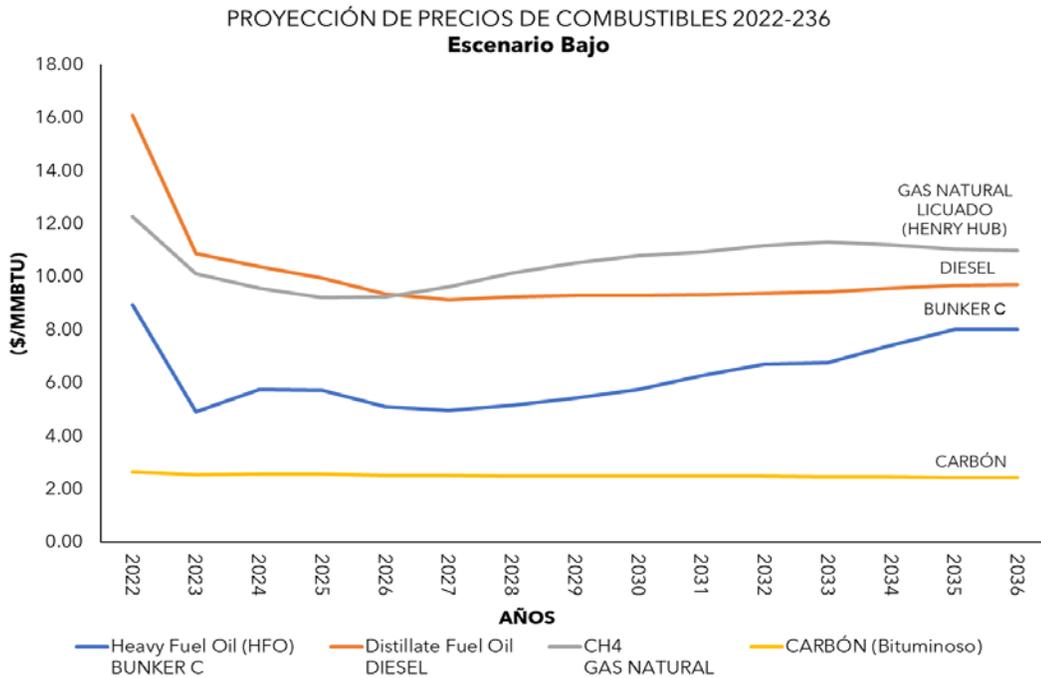
**Gráfico 2.2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Altos**

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2022-2036  
**Escenario Alto**



**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

**Gráfico 2.3: Proyección de Precios del Combustible en balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Bajos**



**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2022)

## CRITERIOS Y PARÁMETROS

El Plan Indicativo de Generación tiene como base 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, de tal forma, que estos cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; conduciendo a que la demanda pueda ser suplida, atendiendo, a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. Ver anexo 5 del Tomo I Estudios Básicos 2022-2036.

### 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 <sup>[1]</sup>, conforme al artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. 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.

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 con las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2022-2036 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 6.45%. <sup>[2]</sup>

## Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 4,130\$/MWh <sup>[3]</sup>, que corresponde al CENS (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

## 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%.

---

<sup>1</sup> De acuerdo con el Artículo 7 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

<sup>2</sup> Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión aprobado mediante Resolución AN No. 15703-Elec del 3 de octubre de 2019 y mantenido mediante Resolución AN No. 17218-Elec del 27 de octubre de 2021.

<sup>3</sup> Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04 de septiembre de 2014.



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

PESIN

2022

## CAPÍTULO 3

---

SISTEMA DE  
GENERACIÓN EXISTENTE



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 3

# SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

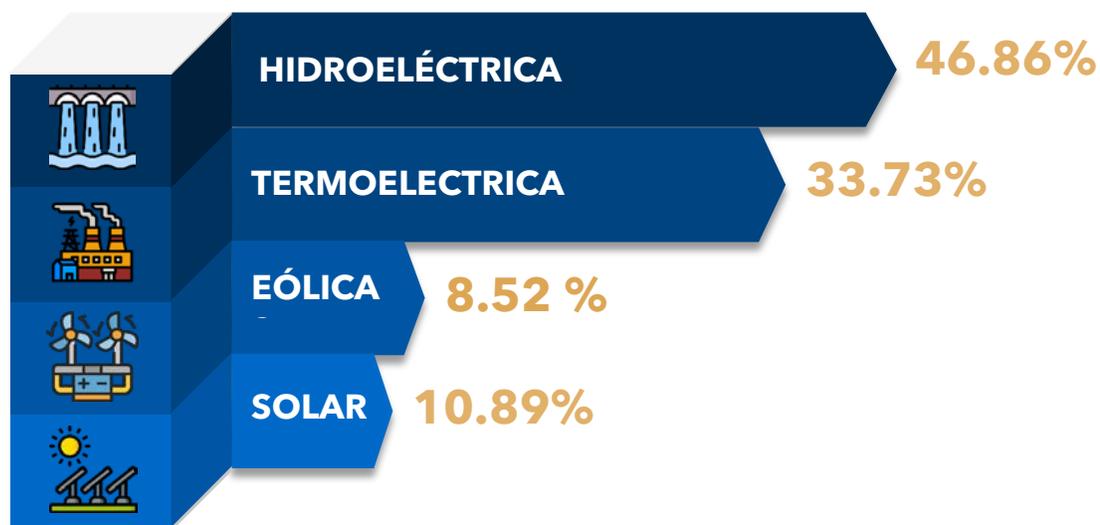
La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de febrero de 2021 es de 3,941.77 MW, de los cuales, 1,847.07 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,329.56 MW a centrales termoeléctricas y 336.00 MW a parques eólicos y 429.13 MW a solares fotovoltaicas, ver Tabla 3.1.

**Tabla 3.1: Matriz Energética a Junio 2022**

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1287.07	694.33
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	450.33
Termoeléctricas	Ciclo Combinado	531.00	490.75
	Motor de Media Velocidad	300.45	264.24
	Motor de Baja Velocidad	81.61	45.20
	Turbina de Gas	86.50	70.28
	Turbina de Vapor	330.00	266.50
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	336.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	429.13	0.00
<b>Total</b>		<b>3,941.77</b>	<b>2,281.63</b>

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

La distribución porcentual del plantel de generación se muestra en el Gráfico 3.1. Las cifras mencionadas, no consideran el excedente no firme de las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), Minera Panamá, pequeñas centrales y los sistemas aislados,

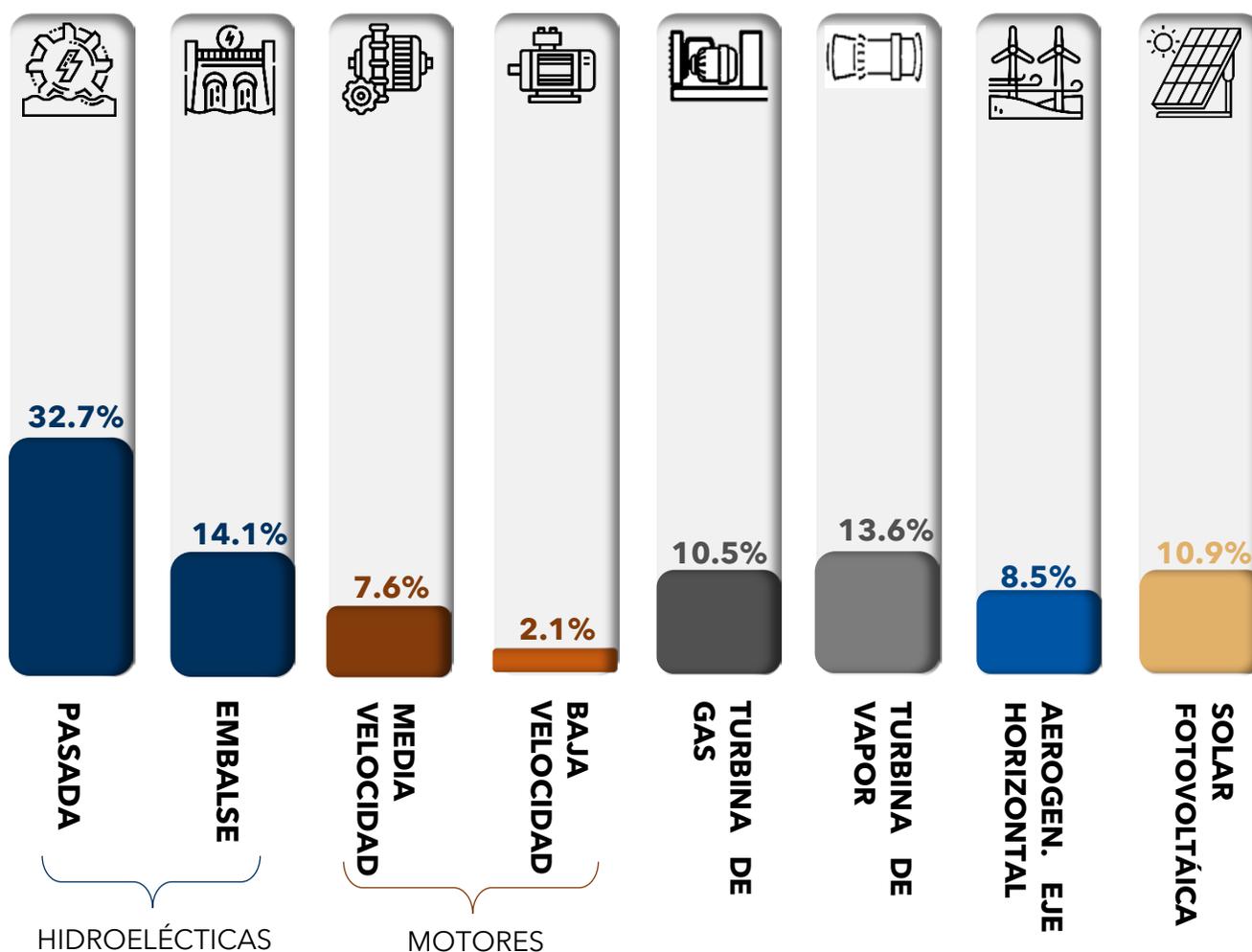


**Gráfico 3.1: Composición Porcentual del Sistema de Generación**

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

En el Gráfico 3.2, se puede observar composición porcentual por tecnología, en donde el 10.9 % representa plantas fotovoltaicas, el 8.5% plantas eólicas, 14.2% hidroeléctricas de embalse, 32.7% hidroeléctricas de pasada y 33.7 por ciento a plantas térmicas, los cuales los componen turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de media velocidad y motores de baja velocidad.

**Gráfico 3.2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación**



**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

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 Febrero de 2021.**

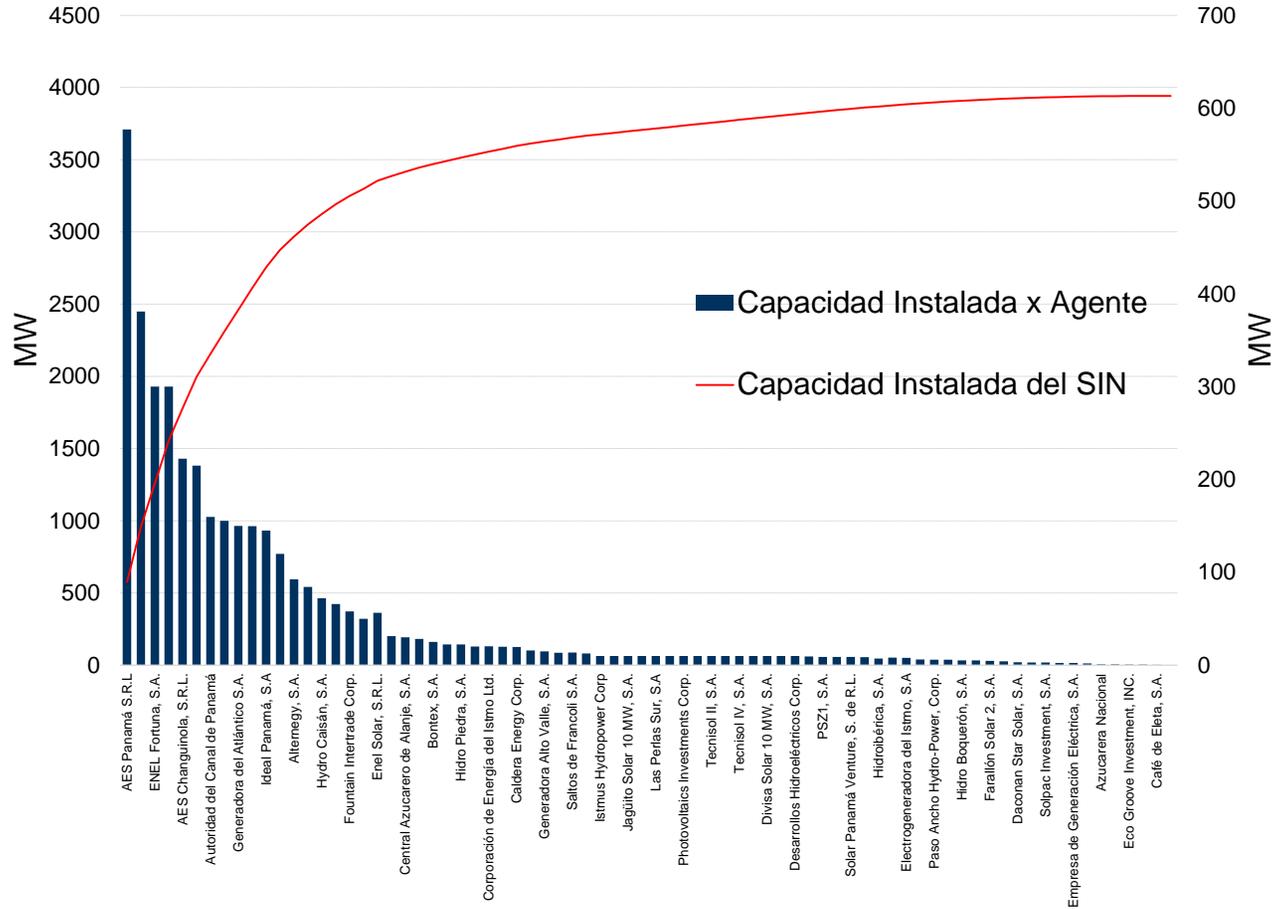
	Capacidad Instalada x Agente	Capacidad Instalada del SIN
AES Panamá S.R.L.	576.91	576.91
Gas Natural Atlantico S de R.L.	381.00	957.91
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	1257.91
Minera Panamá, S.A.	300.00	1557.91
AES Changuinola, S.R.L.	222.46	1780.37
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	1995.37
Autoridad del Canal de Panamá	159.61	2154.98
Celsia Centroamérica, S.A.	155.50	2310.48
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	2460.48
Pan Am Generating Limited, S.A.	149.70	2610.17
Ideal Panamá, S.A	145.00	2755.17
Avanzalia Panamá S.A.	120.00	2875.17
Alternegy, S.A.	92.63	2967.80
Electron Investment	84.25	3052.05
Hydro Caisán, S.A.	72.20	3124.25
Parque Eólico Toabré, S.A.	66.00	3190.25
Fountain Intertrade Corp.	57.90	3248.15
Sparkle Power, S.A.	50.10	3298.25
Enel Solar, S.R.L.	56.59	3354.85
Hidroecológica del Teribe, S.A	31.30	3386.15
Central Azucarero de Alanje, S.A.	30.00	3416.15
Generadora del Istmo S.A.	28.48	3444.63
Bontex, S.A.	25.20	3469.83
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	22.48	3492.30
Hidro Piedra, S.A.	22.40	3514.70
Generadora Pedregalito, S.A.	20.22	3534.92
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	20.44	3555.36
Progreso Solar 20 MW, S.A.	20.00	3575.36
Caldera Energy Corp.	19.75	3595.11
Panamasolar2, S.A.	16.00	3611.11
Generadora Alto Valle, S.A.	14.93	3626.04
Empresa Nacional de Energía, S.A	13.38	3639.42
Saltos de Francoli S.A.	13.63	3653.05
Generadora Río Chico S.A.	12.57	3665.62
Istmus Hydropower Corp	10.00	3675.62
Celsolar, S.A.	10.00	3685.62
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	10.00	3695.62

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

**(Continuación)**

Las Perlas Norte, S.A	10.00	3705.62
Las Perlas Sur, S.A	10.00	3715.62
Photovoltaics Developments	10.00	3725.62
Photovoltaics Investments Corp.	10.00	3735.62
Tecnisol I, S.A.	10.00	3745.62
Tecnisol II, S.A.	10.00	3755.62
Tecnisol III, S.A.	10.00	3765.62
Tecnisol IV, S.A.	10.00	3775.62
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	9.99	3785.61
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.90	3795.51
Panasolar Generation, S.A.	9.90	3805.41
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	10.00	3815.41
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	9.52	3824.94
PSZ1, S.A.	9.00	3833.94
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	8.99	3842.93
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	8.99	3851.92
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	3860.62
Hidroibérica, S.A.	7.14	3867.76
Urbalia Panamá, S.A.	8.15	3875.91
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.00	3883.91
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.33	3890.24
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.00	3896.24
Solar Development Panamá, S.A.	6.00	3902.24
Hidro Boquerón, S.A.	5.25	3907.49
Tropitermica, S.A.	5.10	3912.59
Farallón Solar 2, S.A.	4.80	3917.39
Hidro Panamá, S.A	4.30	3921.69
Daconan Star Solar, S.A.	3.24	3924.93
Electricidad Solar S.A.	3.00	3927.93
Solpac Investment, S.A.	3.00	3930.93
Empresas Melo, S.A.	2.47	3933.40
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	3935.80
Solar Boqueron, S.A.	2.00	3937.80
Azucarera Nacional	0.96	3938.76
Concepto Solar, S.A.	0.96	3939.72
Eco Groove Investment, INC.	0.74	3940.46
Arkopal, S.A.	0.68	3941.14
Café de Eleta, S.A.	0.53	3941.67
Generación Solar, S.A.	0.10	3941.77
		<b>3941.77</b>

**Gráfico 3.3: Capacidad Instalada por Agente a Febrero de 2021.**



**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

## GENERACIÓN HIDRO ELÉCTRICA

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 62 centrales hidroeléctricas repartidas en 31 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 536.96 MW equivalentes al 15.30% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW).

Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1247.66 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 253.48 MW, Veraguas con 27.67 MW y Coclé con 6.71 MW.

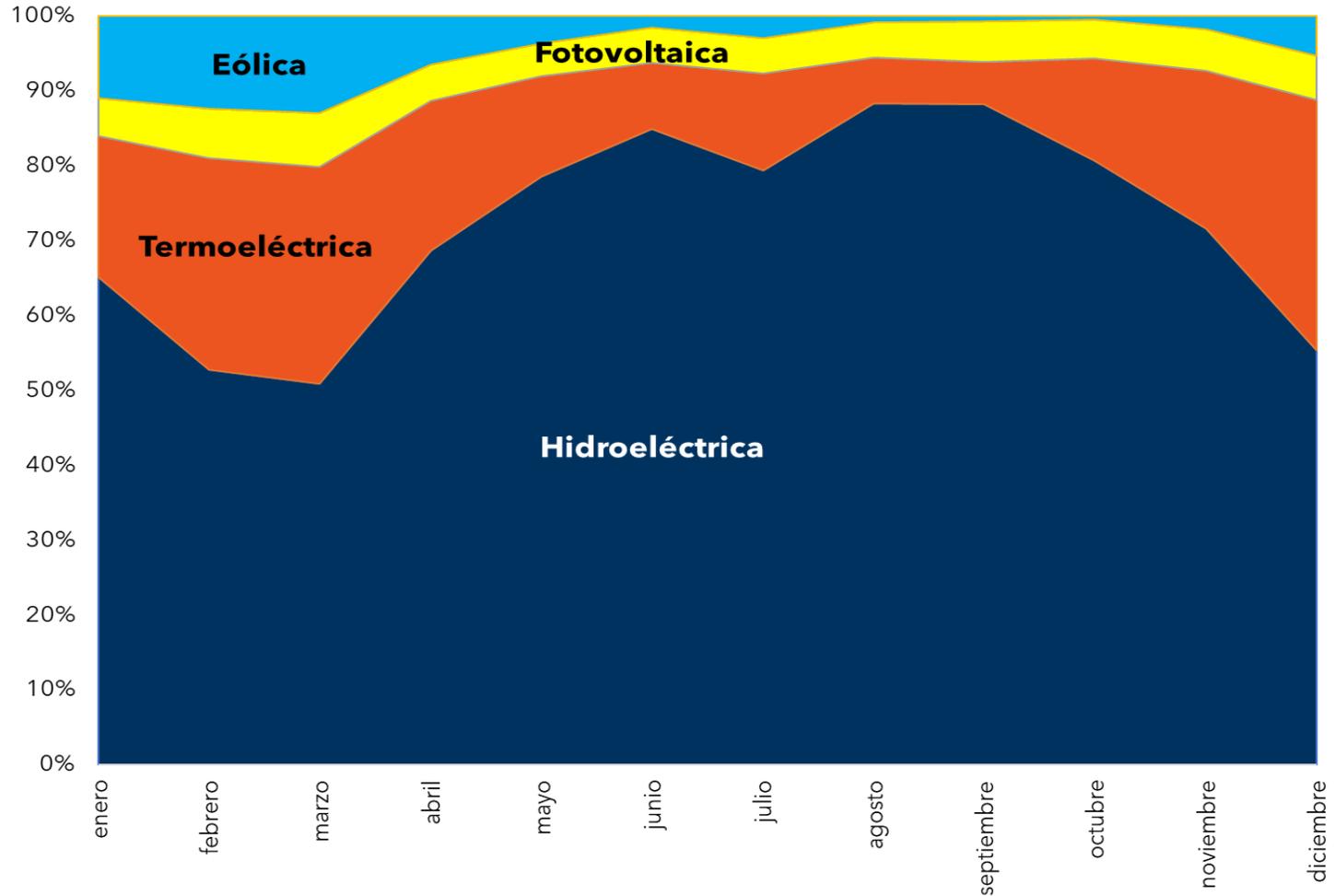
La central hidroeléctrica de mayor capacidad de la República de Panamá es Proyecto Hidroeléctrico Fortuna capacidad instalada de 315 MW, Fortuna, está localizada en la

región alta de la Provincia de Chiriquí a 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de David. Esta central de alta caída utiliza la energía del curso superior del río Chiriquí en donde las condiciones hidrológicas casi uniforme permiten regular un flujo de 25 metros cúbicos por segundo.

La Central Hidroeléctrica Bayano, le sigue con una capacidad instalada de 260 MW, 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 generación promedio de 577 GWh anuales. Para el año 2021, la generación alcanzó los 626.05 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2021 en promedio, cubrió el 72.38% de la demanda. El aporte total fue de 7,987.36 GWh.

**Gráfico 3.4: Comportamiento de la Generación 2021**



**Referencia:** (Centro Nacional de Despacho, 2022).

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.

**Tabla 3.3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
AES Changunola, S.R.L.	Changunola 1 (Chan-75 El Gavilan)	Hidroeléctrica de Pasada	212.80	212.80	165.67	971.00	
AES Changunola, S.R.L.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	9.66	9.66	9.66	75.60	
AES Panamá S.R.L.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	47.20	47.20	16.13	249.00	
AES Panamá S.R.L.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	54.80	54.80	17.63	304.00	
AES Panamá S.R.L.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	260.00	260.00	160.12	577.00	
AES Panamá S.R.L.	Esti	Hidroeléctrica de Pasada	120.00	120.00	112.67	620.00	
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	33.94	33.78	30.62	168.62	
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	58.69	58.69	50.09	273.15	
Bortex, S.A.	Guilaca	Hidroeléctrica de Pasada	25.20	25.20	23.04	126.55	
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	19.75	19.75	3.92	101.00	
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	19.47	18.83	3.17	47.00	
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces Und 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.97	0.97	nd	8.78	
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.54	34.06	
Eco Groove Investment, INC.	Eco-Tizangal	Hidroeléctrica de Pasada	0.74	0.74	0.00	0.00	
Electrogeneradora del Istmo, S.A.	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	8.00	8.00	1.56	38.62	
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	32.60	32.60	25.13	170.80	
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	51.65	51.65	32.38	273.30	
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 1	Hidroeléctrica de Pasada	5.12	5.12	0.51	20.01	
Empresa Nacional de Energía, S.A.	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	5.86	5.86	1.36	28.96	
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	300.00	300.00	290.21	1600.00	
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarobos	Hidroeléctrica de Pasada	9.86	9.74	2.41	48.25	
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3.12	3.12	1.10	16.10	
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	7.00	7.00	3.00	32.14	
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macizo Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2.50	2.50	0.80	11.10	
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
Fountain Intertrade Corp.	Salsapuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	2.10	2.10	2.03	18.40	
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	14.93	14.93	3.06	60.70	
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	26.59	26.59	10.82	116.08	
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.89	1.89	0.75	15.00	
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	20.00	20.00	2.04	94.40	
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.22	0.22	0.15	nd	
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	12.57	12.57	0.38	55.15	
Hidro Boquerón, S.A.	Macazo	Hidroeléctrica de Pasada	5.25	5.25	0.90	20.20	
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	14.00	14.00	3.37	64.00	
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	8.40	8.20	1.31	40.30	
Hidroecológica del Teribe, S.A.	Boryic	Hidroeléctrica de Pasada	31.30	31.30	22.22	156.00	
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	6.33	6.30	2.04	33.10	
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	8.70	8.70	1.33	40.48	
Hidroeléctrica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	6.66	6.66	1.50	32.00	
Hydro Casión, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	72.20	72.20	22.14	291.16	
Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	56.80	56.80	20.07	263.90	
Ideal Panamá, S.A.	Baitun	Hidroeléctrica de Pasada	85.90	85.90	30.36	406.40	
Ideal Panamá, S.A.	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	0.60	0.60	0.59	nd	
Ideal Panamá, S.A.	Baitun G3	Hidroeléctrica de Pasada	1.70	1.70	0.73	nd	
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.49	65.00	
Las Perlas Norte, S.A.	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
Las Perlas Sur, S.A.	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	6.00	3.06	37.00	
Salto de Francolí S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	4.75	4.75	1.10	24.65	
Salto de Francolí S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.88	8.88	3.35	45.00	
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	0.53	0.53	0.13	nd	
Hidro Panamá, S.A.	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	1.43	1.43	0.24	nd	
Hidro Panamá, S.A.	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	1.43	1.43	0.24	nd	
Hidro Panamá, S.A.	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	1.43	1.43	0.26	nd	
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	0.68	0.68	0.00	nd	Autoabastecimiento - Excedente No Firme
Empresas Mielo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	0.73	0.73	0.00	nd	Autoabastecimiento
Empresas Mielo, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica de Pasada	0.34	0.34	0.00	nd	Autoabastecimiento
Autoridad del Canal de Panamá	Gatun	Hidroeléctrica de Pasada	24.00	24.00	12.80	nd	Autoabastecimiento - Excedente No Firme
Autoridad del Canal de Panamá	Madden	Hidroeléctrica de Pasada	36.00	36.00	19.20	nd	Autoabastecimiento - Excedente No Firme
			1847.07	1845.92	1144.66	8060.32	

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022).

## GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta mayo del 2022 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 34% de la generación de energía eléctrica en el año 2021.

El 78% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica está

ubicada en la provincia de Colón y el 22% faltante se ubica en las provincias de Panamá.

En abril de 2018 se incorporó al Sistema de Generación Panameño el Proyecto Costa Norte, con una capacidad instalada de 381MW, añadiendo la participación del componente de generación con gas

natural en lugar de otros combustibles fósiles. Además, en el año 2019 se incorporaron al sistema interconectado las plantas térmicas Urbalia Panamá, S.A. y Tropitérmica.

En la Tabla 3.4 se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, incluyendo las pequeñas centrales termoeléctricas.

De acuerdo con la empresa Bahía Las Minas Corp. contempla para el 31 de diciembre de 2022 el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G5 y G6, turbinas de gas que operaban con Diésel. En la Tabla 3.5 se observa el programa del retiro del sistema plantas termoeléctricas de manera más detallada.

**Tabla 3.4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Observación
Celsia Centroamérica, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad (Bunker)	87.00	83.42	78.25	78.25	
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	39.95	22.10	22.10	
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas (Diesel)	18.00	17.55	13.24	13.24	
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	38.95	23.11	23.10	
Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	Turbina de Gas (Diesel)	33.70	32.02	26.73	26.73	
Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	Turbina de Gas (Diesel)	34.80	33.06	30.31	30.31	
Central Azucarero de Alanje, S.A.	CADASA	Turbina de Vapor (Bagazo)	30.00	30.00	30.00	0.00	
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado (Gas Natural)	381.00	381.00	350.44	350.44	
Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón Ciclo	Ciclo Combinado (Diesel)	150.00	145.50	140.13	140.31	
Pan Am Generating Limited, S.A.	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	49.90	48.73	43.12	43.12	
Pan Am Generating Limited, S.A.	Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	99.80	97.45	82.59	82.59	
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase I	Motor de Media Velocidad (Bunker)	15.30	15.05	15.05	15.05	
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase II	Motor de Media Velocidad (Bunker)	34.80	34.15	34.15	34.15	
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad (Diesel)	5.10	5.00	4.66	3.42	
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad (Metano)	8.15	8.15	7.66	7.66	
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	133.25	
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	133.25	
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad (Diesel)	0.40	0.40	0.40	0.00	Autoabastecimiento
			<b>1329.56</b>	<b>1310.37</b>	<b>1201.94</b>	<b>1136.97</b>	

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)

**Tabla 3.5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas**

No.	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP3 (Miraflores G6)	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil )	17.80	01-ago-20
2	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP4 (Miraflores G8)	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil )	17.80	01-ago-20
3	AES Panamá S.R.L	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil )	72.00	01-ago-20
4	Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil )	92.40	01-ene-21
5	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP2 (Miraflores G7)	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil )	17.80	07-ene-21
6	Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil )	57.83	01-mar-21
7	Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	15-sep-21
8	Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	15-sep-21
9	Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	15-sep-21
10	Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	15-sep-21
11	Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil )	55.20	15-nov-21
12	Bahía Las Minas Corp.	9 de enero JB TG5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	01-abr-22
13	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero TG8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	01-ene-27
14	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero JB TG6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	01-ene-27
				<b>Totales</b>		<b>596.99</b>	

**Nota:** La central 9 de enero TG6 y TG8 se plantea el retiro en el año 2027, ya que posterior a esa fecha no se despacha en ninguna serie de ninguno de los escenarios analizados.

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)

## GENERACIÓN RENOVABLE

De manera tradicional, en Panamá la mayor parte de la de energía eléctrica se genera a partir de las centrales hidroeléctricas y de las centrales termoeléctricas. Esto debido a la necesidad de mantener un sistema estable y brindar confiabilidad en el suministro eléctrico.

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la implementación de tecnologías renovables no convencionales como lo es la energía solar y la energía eólica gracias a la disminución notable de los precios de estas tecnologías.

Esto es parte de las políticas asumidas como país en respuesta del crecimiento de la demanda, la descarbonización y el cambio climático que puede observarse en los aumentos de temperatura y en sequías más extensas.

Como primer paso, 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 86 aerogeneradores. En la Tabla 3.6 se muestran los parques eólicos existentes.

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, con Plantas Fotovoltaicas como Pocrí de 16MW, y las plantas propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. (Estrella Solar, Milton Solar, Sol de David). En la Tabla 3.7 se muestran las plantas solares existentes en el plantel de generación.

**Tabla 3.6: Sistema de Generación Eólica Existente**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Panamá S.R.L.	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	55.00	55.00	135.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	66.00	66.00	277.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	52.50	52.50	147.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	17.50	17.50	47.25
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	32.50	32.50	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	62.50	62.50	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	50.00	50.00	135.00
			<b>336.00</b>	<b>336.00</b>	<b>998.50</b>

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)

**Tabla 3.7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
AES Panamá S.R.L.	Cedro Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	24.95	
AES Panamá S.R.L.	Caoba Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	24.95	
AES Panamá S.R.L.	Pesé Solar	Solar Fotovoltaica	9.97	9.97	21.15	
AES Panamá S.R.L.	Mayorca Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	21.92	
Avanzalia Panamá S.A.	Penonomé	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	120.00	
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.63	
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.09	
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.66	
Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	Solar Fotovoltaica	3.24	3.24	4.68	
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.30	
Electricidad Solar S.A.	Mendoza Solar	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	3.00	
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2.40	2.40	4.35	
Empresa Nacional de Energía, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	2.40	2.40	3.41	
Enel Solar, S.R.L.	Chiriquí	Solar Fotovoltaica	9.87	9.87	19.17	
Enel Solar, S.R.L.	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	4.91	4.91	7.81	
Enel Solar, S.R.L.	Sol de David	Solar Fotovoltaica	7.63	7.63	12.20	
Enel Solar, S.R.L.	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	8.22	8.22	13.29	
Enel Solar, S.R.L.	Sol Real	Solar Fotovoltaica	10.78	10.78	17.43	
Enel Solar, S.R.L.	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	4.93	4.93	7.74	
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	4.80	4.80	1.63	
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	0.10	0.10	0.17	
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	0.48	0.48	0.83	
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.30	
Enel Solar, S.R.L.	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	10.26	10.26	16.62	
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	3.26	
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	16.00	16.00	32.96	
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.33	
Photovoltaics Developments	Ecosolar 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	32.10	
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	9.00	9.00	15.02	
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Angeles	Solar Fotovoltaica	9.52	9.52	17.82	
Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	Solar Fotovoltaica	2.00	2.00	3.33	
Solar Cocle Venture, S. de R.L.	Miraflores Cocle	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	20.15	
Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Solar Fotovoltaica	6.00	6.00	9.66	
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	18.67	
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	5.63	
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
Empresas Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1.00	1.00	nd	Autoabastecimiento
			<b>429.13</b>	<b>429.13</b>	<b>647.04</b>	

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)

## AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) es uno de los autogeneradores más grandes del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con una capacidad instalada de 169.61 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 35.37% de aporte y 109.61 MW a centrales termoeléctricas con un 64.63% del

100% de la capacidad instalada. 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. Se observa de manera más detallada en la [Tabla 3.8](#).

**Tabla 3.8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá**

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Observación
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18	17.73	Excedente Firme
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil )	39.336	39.34	Excedente Firme
Miraflores	11	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 9	1.47		Excedente Firme
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil )	39.336		Excedente Firme
Miraflores	12	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 10	1.47	39.34	Excedente Firme
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autoabastecimiento & Excedente No Firme
<b>Total</b>				<b>169.61</b>		
<b>Totales</b>				<b>%</b>		
<b>Hidroeléctrica</b>		<b>60.00</b>	<b>35.37</b>			
<b>Termoeléctrica</b>		<b>109.61</b>	<b>64.63</b>			

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

## CAPÍTULO 4

---

POTENCIAL  
ENERGÉTICO Y  
GENERACIÓN FUTURA



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 4

# POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa.

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 en los precios 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

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediante 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 varios proyectos eólicos en desarrollo, los cuales totalizan más 1104 MW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 61% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 24%; el restante 15% corresponde al potencial ubicado en la provincia de Chiriquí. En la actualidad se cuenta con 12 proyectos de los cuales se

han otorgado 6 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4.1).

**Tabla 4.1: Licencias Definitivas para Generación Eólica**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Observación
1	Toabre*	Parque Eólico Toabré, S.A.	Coclé	44.00	Construcción Fase 2 & 3	Se modela con 42.90 MW & 138.60 MW
2	Antón	Parque Eólico Toabré, S.A.	Coclé	105.00	Diseño Final	
3	Viento Sur**	Helium Energy Panamá, S.A.	Veraguas	150.00	Diseño Final	Se modela con 115.2 MW
4	Escudero**	Helium Energy Panamá, S.A.	Veraguas	116.00	Diseño Final	Se modela con 111.60 MW
5	Portobelo Etapa 2	UEP Penonomé III, S.A.	Coclé	17.25	Diseño Final	
6	Nuevo Chagres Fase 2 ( Etapa 2)	UEP Penonomé III, S.A.	Coclé	51.75	Diseño Final	
				<b>Total</b>	<b>484.00</b>	

\* El desarrollador presento a ETESA las siguientes capacidades para las fases 2 y 3 del PE Toabré, 42.90 MW y 138.60 MW.

\*\* El desarrollador presento a ETESA las siguientes capacidades para los proyectos Viento Sur y Escudero, 115.20 MW y 111.60 MW.

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

Se tiene un total de 6 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4.2)

**Tabla 4.2: Licencias Provisionales para Generación Eólica**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Observación
1	Caimitillo	Hidroibérica S.A.	Coclé	1.87	
2	Tramontana	Inversiones M & J, S.A.	Chiriquí	160.00	
3	La Patrona *	Eolónica, S.A.	Coclé	80.00	Se modela con 120 MW
4	Cocle Win Power Plant	H & H Green Energy Corp.	Coclé	190.40	
5	Santa Cruz	Santa Cruz Wind, S.A.	Coclé	68.40	
6	La Colorada**	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	Coclé	119.60	Se modela con 138 MW
				<b>Total</b>	<b>620.27</b>

\* El desarrollador presento a ETESA la capacidad de 120.00 MW para el proyecto La Patrona

\*\* El desarrollador presento a ETESA la capacidad de 138.00 MW para el proyecto La Colorada

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

A finales del año 2021, los aportes de energía eólica proporcionados por el Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW fueron de 96.01 GWh.

De igual forma, la empresa UEP Penonomé II, S.A. con su parque de generación Penonomé (Laudato Si) genero un aporte total a diciembre de 2021 de 434.24 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

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 1393.49 MW, de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 41% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 48 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 12 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4.3)

**Tabla 4.3: Licencias Definitivas Fotovoltáicas**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Observación
1	La Mata	Green Electric S.A.	Veraguas	10.00	Diseño	No se Considera
2	Farallón Solar 2	Farrallón Solar 2, S.A.	Coclé	9.00	Construcción	5.1 MW ultima etapa
3	Bajo Frío	Bajo Frio PV, S.A.	Panamá	5.07	Solicitud de Prórroga	No se Considera
4	La Victoria	Genradora de Energía Renovable, S.A.	Herrera	9.97	Solicitud de Prórroga	
5	Los Santos Solar	AES Panamá S.R.L	Los Santos	7.56	Diseño Final	
6	Madre Vieja	Generadora Solar Austral, S.A.	Chiriquí	25.90	Diseño Final	
7	Macanosolar	Solar Boqueron, S.A.	Chiriquí	2.75	Construcción	
8	Panasolar II	Panasolar Green Energy Corp.	Coclé	5.00	Diseño Final	
9	Panasolar III	Panasolar Green Power S.A.	Coclé	5.00	Diseño Final	
10	Sunrise MASPV 1	Mas PV Panama Inc	Panamá Oeste	0.50	Construida	
11	Andreas Power	Andreas Power Energy, Corp.	Chiriquí	0.99	Construcción	
12	Baco Solar	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Chiriquí	25.90	Diseño Final	
<b>Total</b>				<b>107.64</b>		

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

De igual manera se tienen 55 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. (Ver Tabla 4.4)

**Tabla 4.4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Observación
1	Camaronés	Fotovoltaica Sajalices S.A.	Panamá Oeste	100.00	
2	Agua Fría	Luz Energy International Corp.	Coclé	10.00	
3	Las Lajas	Energy Green Corporation, S.A	Coclé	30.00	
4	Estí Solar	AES Panamá S.R.L	Chiriquí	9.90	
5	El Coco	Solar Green, S.A.	Coclé	10.00	
6	Cerro Viejo Solar	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá Oeste	20.00	
7	Llano Sánchez	GED Gersol Uno, S.A.	Coclé	9.99	
8	Chumical 1	Keira Development, Inc.	Veraguas	40.00	
9	Salamanca	GED Gersol Dos, S.A.	Veraguas	14.00	
10	RPM Solar Caizán - 01	Solar Power Industry Corporation	Chiriquí	9.95	
11	RPM Solar Caizán - 02	Generadora Solar de Energía S.A.	Chiriquí	9.95	
12	RPM Solar Caizán - 03	Las Praderas Solar Power Corporation	Chiriquí	9.95	
13	RPM Solar Caizán - 04	Kaizan Solar Energy Corporation	Chiriquí	9.95	
14	Los Santos II	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96	
15	Los Santos III	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96	
16	Estí solar 2	AES Panamá, S.R.L.	Chiriquí	6.62	
17	Soná Solar	Argentum Solar, S.A.	Veraguas	9.99	
18	Río de Jesús	Argentum Solar, S.A.	Veraguas	9.99	
19	La Albina	Panaergy I S.A.	Los Santos	9.99	
20	Hidropiedra Solar	HP Solar, S.A.	Chiriquí	20.00	
21	La Inmaculada Solar *	La Inmaculada Solar S. de R.L	Chiriquí	59.40	Se modela con 5 MW
22	Parque Fotovoltaico Ecoener San Juan	Ecoener Fotovoltaica Panama, S.A.	Chiriquí	5.00	
23	Pedasi Solar	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96	
24	Corotú	AES Panamá S.R.L	Chiriquí	9.96	
25	Chupampa Solar	Argentum Solar, S.A.	Herrera	9.90	
26	La Villa Solar	Sunergy, I S.A.	Los Santos	9.99	
27	Parque Solar Alanje 1	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	Chiriquí	9.99	
28	Parque Solar Alanje 3	Granja Solar Alanje tres, S.A.	Chiriquí	9.99	
29	Parque Solar Alanje 2	Granja Solar Alanje dos, S.A.	Chiriquí	9.99	
30	San Carlos Solar	Mercurio Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.99	
31	Chame Solar	Tinto Solar, S.A.	Panamá Oeste	20.00	
32	La Cantera	Argentum Solar, S.A.	Panamá Oeste	4.95	
33	Mendre Solar	Caldera Energy Corp.	Chiriquí	5.50	
34	Panamá Cotoba Solar 250 MW	Panamá Solar Integral S.A.	Coclé	250.00	
35	Oro Solar	Oro Solar, S.A.	Herrera	9.90	
36	Real Solar	Energía Solar Verde, Inc	Coclé	19.95	No se Considera
37	Rodeo Solar	Solar Energy Park Enterprises, Inc.	Panamá Oeste	9.90	
38	Prudencia etapa 2	Celsolar S.A.	Chiriquí	3.54	
39	Capira Solar	Argentum Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.99	
40	SolarPro	Progreso Energy S.A.	Chiriquí	10.00	
41	Mega Solar Power Generation	Mega Solar Power Generation S.A.	Coclé	10.00	
42	Proyecto San Bartolo 1	SB-1 Project S.A.	Veraguas	9.90	
43	Proyecto San Bartolo 2	SB-2 Project S.A.	Veraguas	9.90	
44	Helios Apolo Solar	Helios Apolo Solar, S.A.	Chiriquí	60.00	
45	Río Parita	Inversiones Solares, S.A.	Herrera	0.96	No se Considera
46	La Hueca Solar	Solar Design, S.A.	Veraguas	70.00	
47	Santa Cruz Solar	Generadora Solar Santa Cruz S.A.	Coclé	200.00	
48	Anton Solar 1	Sociedad Super Servicios, S.A.	Coclé	9.99	No se Considera
49	Anton Solar 2	Electro Outsourcing Services, S.A.	Coclé	8.00	No se Considera
50	San Bartolo 4	SB-4 Project Inc	Veraguas	10.00	
51	San Bartolo 3	SB-3 Project Inc	Veraguas	10.00	
52	UP1	UP1, S.A.	Chiriquí	9.75	
53	UP2	UP2, S.A.	Chiriquí	9.75	
54	UP3	UP3,S.A.	Chiriquí	9.75	
55	UP4	UP4, S.A.	Chiriquí	9.75	
<b>Total</b>				<b>1,285.85</b>	

\* El desarrollador presento a ETESA la capacidad de 5.00 MW para el proyecto La Inmaculada Solar

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

La totalidad de los proyectos con licencias provisionales suman 1,285.85 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor

potencial de energía solar, con 13 proyectos identificados sumando 576.93 MW.

## Potencial Hidroeléctrico

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 13 concesiones otorgadas (Ver Tabla 4.5) y 14 en trámite (Ver Tabla 4.6), de los cuales suman 379.91 MW y 102.99 MW, respectivamente. Además, se tienen 1802.80 MW instalados.

**Tabla 4.5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción**

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
2	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
3	Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
4	Navitas International, S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
5	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	5.14	Diseño Final
6	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	Construcción Suspendida
7	Darrin Bussiness, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	Construcción Suspendida
8	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	Construcción Suspendida
9	Aht, S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.80	Diseño Final
10	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Diseño
11	Corporación de Energía del Istmo Ltda. S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
12	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.60	Diseño Final
13	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
<b>Total</b>					<b>379.91</b>	

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

**Tabla 4.6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite**

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Aguas Puras de Mantial S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
2	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
3	Mifita 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
4	Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4.00
5	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
6	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
7	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
8	Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
9	Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.60
10	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
11	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
12	Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
13	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
14	Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
<b>Total</b>					<b>102.99</b>

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

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 reevaluación 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 un potencial hídrico disponible inventariado aproximadamente de 2000 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

## Potencial Termoeléctrico

### 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 termoeléctricas 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 Termoeléctrica y 2 licencia provisionales para Generación Termoeléctrica.

**Tabla 4.7: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible
1	Gas to Power Panamá (GTPP)	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co.	Colón	441.00	Gas Natural, Diesel
2	Proyecto Gatún	Generadora de Gatun, S.A.	Colón	670.00	Gas Natural
<b>Total</b>				<b>1,111.00</b>	

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

**Tabla 4.8: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica**

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible
1	Costa Norte II	AES Colón Development, S.de R.L.	Colón	381.00	Gas Natural y Diésel
2	Progreso Energy	Progreso Energy , S.A.	Chiriquí	1.00	Diesel
<b>Total</b>				<b>382.00</b>	

**Referencia:** (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2022).

## 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 con Aerogeneradores de eje Central, alcanzando una capacidad adicional de generación de 2040.17 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo con la metodología para la obtención de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación, en la Tabla 4.9 se muestran las principales características de estos proyectos.

**Tabla 4.9: Proyectos Eólicos Considerados**

Agente	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Eolónica, S.A.	La Patrona	120.00	120.00	nd	16.88	1,247.35	25.00
H & H Green Energy Corp.	Cocle Win Power Plant	190.40	190.40	nd	81.81	1,260.00	25.00
Helium Energy Panamá	Escudero.	111.60	111.60	368.63	92.93	850.00	25.00
Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20	115.20	235.20	92.09	850.00	25.00
Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87	1.87	nd	1670.33	1,800.00	25.00
InnoVent Central America, S.A.	Santa Cruz	74.00	74.00	207.44	106.59	1,004.00	25.00
Inversiones M & J, S.A.	Tramontana	160.00	160.00	nd	84.80	1,400.00	25.00
Ocean Blue Energy, S.A.	Ocean Blue	200.00	200.00	nd	160.00	1,200.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	42.90	42.90	76.74	135.98	1,575.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	105.00	105.00	294.34	94.62	1,071.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	138.60	138.60	76.74	87.70	1,071.00	25.00
Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40	60.00	238.00	116.05	1,575.00	25.00
UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25	17.25	203.30	130.43	1,594.20	25.00
UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 ( Etapa 2)	51.75	51.75	203.30	130.43	1,594.20	25.00
UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00	138.00	nd	87.79	1,260.00	25.00
	Eólico Correg. de Pacora	32.00	32.00	89.70	159.80	1,004.00	25.00
	Eólico Correg. de Libano	136.00	136.00	381.24	88.11	650.00	25.00
	Eólico Correg. de El Cuay	104.40	104.40	257.19	94.79	650.00	25.00
	Eólico Correg. de Hornito	19.80	19.80	63.77	217.57	800.00	25.00
	Eólico Correg. de El Salado	80.00	80.00	309.00	103.55	700.00	25.00
	Eólico Correg. de Paja de Sombrero	25.00	25.00	48.73	186.05	800.00	25.00
	Eólico Correg. de Santa Fe	108.00	108.00	387.89	93.83	650.00	25.00
<b>Totales</b>		<b>2040.17</b>	<b>2031.77</b>				

**Nota:** Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.

**Referencia:** (ETESA, 2022).

## 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 2,494.32 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la [Tabla 4.10](#) se presenta un listado de estos proyectos considerados.

**Tabla 4.10: Proyectos Solares Considerados**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B././kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B././kW)	Vida Útil (Años)
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	0.65	1100.00	900.00	25.00
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	Solar Fotovoltaica	26.00	26.00	41.80	43.85	985.67	25.00
Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	Solar Fotovoltaica	2.00	2.00	3.33	85.35	818.73	25.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	4.80	4.80	1.63	84.50	1,247.35	25.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	15.50	84.92	1,000.20	25.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	25.90	41.80	44.02	985.67	25.00
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	110.00	818.73	25.00
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	110.00	818.73	25.00
AES Panamá S.R.L.	Los Santos Solar	Solar Fotovoltaica	7.56	7.56	16.12	111.77	818.73	25.00
Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	Solar Fotovoltaica	0.99	0.99	1.70	555.56	818.73	25.00
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	12.78	110.00	900.00	25.00
ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.08	85.35	818.73	25.00
Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	Solar Fotovoltaica	3.54	3.54	5.89	155.37	777.79	25.00
GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.21	84.58	817.65	25.00
HP Solar, S.A.	HPSolar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	33.29	57.00	985.67	25.00
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.04	85.35	818.73	25.00
MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	25.68	84.58	665.00	25.00
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	34.18	57.00	985.67	25.00
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	Solar Fotovoltaica	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25.00
Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	31.30	57.00	936.39	25.00
Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar Fotovoltaica	60.00	60.00	133.85	23.92	981.00	25.00
Ra Solar, S.A.	Ra Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	44.62	57.00	981.00	25.00
AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	Solar Fotovoltaica	6.62	6.62	11.02	83.08	777.79	25.00
Solar Green, S.A.	El Coco	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	818.73	25.00
Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	777.79	25.00
Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	66.63	38.00	936.39	25.00
Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
AES Panamá S.R.L.	Corotú Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
Panasolar Clean Energy, S.A.	PV Panasolar IV	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	Solar Fotovoltaica	154.00	120.00	240.00	15.34	700.00	25.00
LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	8.00	110.00	777.79	25.00
Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	49.93	38.00	936.39	25.00
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	Solar Fotovoltaica	5.50	5.50	9.15	100.00	777.79	25.00
AES Panamá S.R.L.	Los Santos Solar II	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00

**Referencia: (ETESA, 2022).**

### (Continuación)

ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
UP1, S.A.	UP1	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP2, S.A.	UP2	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP3, S.A.	UP3	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP4, S.A.	UP4	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.09	84.50	2,134.91	25.00
AES Panamá S.R.L	Pedasi Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	85.35	818.73	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	936.39	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	Solar Fotovoltaica	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	35.00	17.30	1,247.35	25.00
DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	Solar Fotovoltaica	55.00	55.00	79.50	26.09	936.39	25.00
Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV SONA SOLAR	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.58	777.79	25.00
NRG PLUS, S.A	PV Boqueron NRG PLUS	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	FV Las Cabras 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	FV 2 Las Cabras 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	PV Pedasi NRG PLUS	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	33.29	57.00	936.39	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	Solar Fotovoltaica	4.95	4.95	8.24	111.11	777.79	25.00
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	Solar Fotovoltaica	250.00	250.00	416.10	14.08	1,247.35	25.00
Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	Solar Fotovoltaica	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25.00
AES Panamá S.R.L	Estí Solar I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	22.15	85.35	777.79	25.00
Eolónica, S.A.	Rio Hato	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.95	84.50	777.79	25.00
SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	Solar Fotovoltaica	23.45	23.45	39.03	48.61	936.39	25.00
SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	Solar Fotovoltaica	80.00	80.00	133.15	17.94	936.39	25.00
GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Solar Fotovoltaica	14.00	8.00	22.70	105.63	818.73	25.00
Solar Development Panamá, S.A.	El Chemical I	Solar Fotovoltaica	40.00	40.00	67.02	35.88	889.57	25.00
	Solar 01 Correg. de Antón	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.20	84.50	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Progreso	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	52.36	38.00	889.57	25.00
	Solar 02 Correg. de Progreso	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.67	84.50	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Gualaca	Solar Fotovoltaica	19.89	19.89	41.86	57.32	889.57	25.00
	Solar 02 Correg. de Gualaca	Solar Fotovoltaica	19.89	19.89	41.86	57.32	701.96	25.00
	Solar 03 Correg. de Gualaca	Solar Fotovoltaica	19.89	19.89	41.86	57.32	666.86	25.00
	Solar 04 Correg. de Gualaca	Solar Fotovoltaica	19.89	19.89	38.86	57.32	601.84	25.00
	Solar 03 Correg. de Progreso	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.00	84.50	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Pacora	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.60	84.50	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Aguadulce	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	18.51	85.35	738.90	25.00
	Solar 01 Correg. de Las Lomas	Solar Fotovoltaica	19.80	19.80	37.02	85.35	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Boquerón	Solar Fotovoltaica	19.80	19.80	40.91	57.58	889.57	25.00
	Solar 05 Correg. de Progreso	Solar Fotovoltaica	49.70	49.70	110.97	28.87	802.83	25.00
	Solar 01 Correg. de El Roble	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	22.95	84.50	738.90	25.00
	Solar 02 Correg. de El Roble	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	22.95	84.50	701.96	25.00
	Solar 03 Correg. de El Roble	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	45.90	57.00	845.09	25.00
	Solar 01 Correg. de Nata	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	21.90	84.97	738.90	25.00
	Solar 02 Correg. de Nata	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	21.90	84.97	701.96	25.00
	Solar 03 Correg. de Nata	Solar Fotovoltaica	9.96	9.96	15.17	84.84	666.86	25.00
	Solar 04 Correg. de Nata	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	21.90	84.97	633.52	25.00
	Solar 05 Correg. de Nata	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	21.90	84.97	633.52	25.00
	Solar 01 Correg. de Juan Díaz (Antón)	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	8.19	110.00	738.90	25.00
	Solar 05 Correg. de Gualaca	Solar Fotovoltaica	17.30	17.30	30.30	65.90	802.83	25.00
	Solar 04 Correg. de Progreso	Solar Fotovoltaica	71.00	71.00	114.95	20.21	802.83	25.00
<b>TOTALES</b>			<b>2494.32</b>	<b>2453.42</b>				

## Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

## 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, prefactibilidad, factibilidad, contratación y construcción de estos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían

la conducencia de aguas del Ministerio de Ambiente (MIAMBIENTE) o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 4.11 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2022.

**Tabla 4.11: Proyectos Hidroeléctricos Considerados**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	Hidroeléctrica de Pasada	0.91	0.91	0.63	nd	1103.75	3,476.61	50.00
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.66	0.66	0.46	nd	1508.30	3,473.77	50.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Hidroeléctrica de Pasada	8.04	6.66	1.50	nd	225.23	3,544.02	50.00
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Hidroeléctrica de Pasada	4.15	4.15	1.25	nd	289.16	3,514.62	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1.10	nd	9.70	909.09	3,478.89	50.00
Electron Investment	Pando Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.51	0.51	0.36	2.40	1960.78	3,471.97	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	44.44	4,204.05	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	170.45	3,569.09	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.32	68.00	87.45	3,693.74	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.32	8.00	1000.00	3,477.72	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Terra 4- Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	258.45	3,520.39	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.36	28.35	8.51	91.97	70.55	3,798.12	50.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hidroeléctrica de Pasada	214.76	210.94	170.43	1008.00	16.59	5,937.16	50.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	10.46	112.00	131.27	3,617.71	50.00
<b>Totales</b>			<b>371.44</b>	<b>363.11</b>					

**Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.**

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)

## Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, 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. La [Tabla 4.12](#) presenta las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

## Proyectos de Almacenamiento

Proyectos de almacenamiento de energía eléctrica no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.

Para que se considere una nueva tecnología se debe procurar que resulte adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica. Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de coste y seguridad de suministro) la energía que demandan los consumidores en cada momento.

No obstante, estas tecnologías por encontrarse en las primeras etapas de desarrollo presentan costos elevados de inversión que los hacen poco competitivos en el mercado eléctrico panameño.

**Tabla 4.12: Proyectos Termoeléctricos Candidatos Identificados**

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Específico de Combustible	Costo Fijo O&M (B././kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B././kW)	Vida Útil (Años)
Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	Ciclo Combinado (Gas Natural)	670.00	640.00	6.61 MMBTU/MWh	62.90	1,325.37	30.00
Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1.05	1.00	75.63 gal/MWh	8.00	1,810.00	10.00
Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado (Gas Natural)	458.10	424.70	6.86 MMBTU/MWh	17.00	1,154.76	30.00
AES Colón Development, S. de R.L.	Costa Norte II	Ciclo Combinado (Gas Natural)	396.15	381.00	7.27 MMBTU/MWh	13.92	1,338.58	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23 MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	150.00	150.00	11.57 MMBTU/MWh	12.06	796.94	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	150.00	150.00	11.57 MMBTU/MWh	12.06	796.94	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	100.00	100.00	11.69 MMBTU/MWh	14.70	911.59	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	100.00	100.00	11.69 MMBTU/MWh	14.70	911.59	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	50.00	50.00	14.22 MMBTU/MWh	17.35	1,026.25	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel)	50.00	50.00	60.60 gal/MWh	17.35	1,026.25	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel)	50.00	50.00	60.60 gal/MWh	17.35	1,026.25	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	50.00	50.00	14.22 MMBTU/MWh	17.35	1,026.25	30.00
	CC CNL A	Ciclo Combinado (Gas Natural)	400.00	400.00	7.08 MMBTU/MWh	17.05	1,254.10	30.00
	CC CNL B	Ciclo Combinado (Gas Natural)	310.00	300.00	7.08 MMBTU/MWh	17.05	1,254.10	30.00
	CC CNL C	Ciclo Combinado (Gas Natural)	254.00	250.00	7.08 MMBTU/MWh	17.05	1,254.10	30.00
<b>Totales</b>			<b>4689.30</b>	<b>4596.70</b>				

**Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá.**

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá, 2022)



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

PESIN

2022

## CAPÍTULO 5

PLANES DE EXPANSIÓN  
DE AMÉRICA CENTRAL



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 5

# PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda y los planes de expansión de generación de los países que conforman América Central. Esta información tiene el objetivo de dotar de mayor robustez los resultados obtenidos para la expansión de la generación en Panamá.

### COSTA RICA

El Plan de Expansión de la Generación 2020 -2035 (PEG2020) de Costa Rica fue elaborado por el Proceso de Expansión del Sistema de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Dirección Corporativa de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Para el presente estudio (PESIN2022), se utiliza la proyección de la demanda PEG2020, ver Tabla 5.1, en donde se aprecia la demanda del Plan Recomendado, el cual es formulado a partir del escenario base de demanda.

**Tabla 5.1: Proyección de Demanda Costa Rica - Escenario Base de Generación.**

PROYECCIÓN DE DEMANDA COSTA RICA		
AÑO	Energía (GWh)	Potencia (MW)
<b>2020</b>	10,920	1,640
<b>2021</b>	11,249	1,686
<b>2022</b>	11,578	1,727
<b>2023</b>	11,907	1,767
<b>2024</b>	12,051	1,775
<b>2025</b>	12,197	1,792
<b>2026</b>	12,337	1,807
<b>2027</b>	12,472	1,822
<b>2028</b>	12,601	1,830
<b>2029</b>	12,730	1,848
<b>2030</b>	12,859	1,861
<b>2031</b>	12,994	1,877
<b>2032</b>	13,126	1,887
<b>2033</b>	13,258	1,906
<b>2034</b>	13,395	1,923
<b>2035</b>	13,513	1,936

**Referencia:** (ICE, abril 2021)

El Plan de Expansión de la Generación utilizado, también hace Referencia al Plan Recomendado, el cual muestra que el país tiene garantizada la atención a la

demanda para los próximos años, a partir de una matriz de generación renovables y sumamente confiables, (ver Tabla 5.2).

**Tabla 5.2: Plan de Expansión de Generación - Costa Rica.**

AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA
2020	3	Valle Escondido	Solar	5
	9	Poas 1 y 2	Hidro	-1.94
	11	Volcan-H	Hidro	-17
	11	Dpedro-H	Hidro	-14
2021	1	Retiro	Eólico	-20
	1	Huacas	Solar	5
	5	R-SegII	Hidro	-1.03
2022	11	El Angel	Hidro	-3.85
	1	Tejona	Eólico	-7
2023	11	Embalse	Hidro	-1.89
	7	Matamor	Hidro	-22.31
2024	1	Tejona	Eólico	-10
	4	R-Lajas	Hidro	-10
2025	1	Ventanas-Garita	Hidro	-100
	12	CGran 3	Hidro	-3.28
	3	MOVASA	Eólico	-20
2026	1	ProyS11	Solar	25
	1	BioPR2	Biomasa	20
	1	ProyE2	Eólico	40
	1	Ventanas Garita -Modern	Hidro	100
	2	AeroEn	Eólico	-6.4
	12	Cgrand	Hidro	-2.57
	1	El Viejo	Biomasa	-17.5
2027	9	Taboga	Biomasa	-19.8
	1	Borinquen 1	Geotérmico	55
2028	1	ProyE3	Eólico	40
	4	Tilawnd	Eólico	-20
	1	Miravalles1	Geotérmico	-42.38
2029	1	Miravalles5	Geotérmico	-6
	1	Miravalles1-Modern	Geotérmico	35
2030	1	ProyS3	Solar	50
	1	Miravalles2	Geotérmico	-42.32
	1	ProyE4	Eólico	20
2031	1	ProyS5	Solar	50
	1	Miravalles2-Modern	Geotérmico	35
	1	Veste	Eólico	-9
2032	7	Surekat	Hidro	-2.7
	1	ProyS2	Solar	70
	1	Retiro eólico	Eólico	-20
2033	1	Retiro hidro	Hidro	-2.4998
				0
2034	1	ProyE5 y ProyE6	Eólico	40
	1	ProyS6	Solar	20
	1	Retiro eólico	Eólico	-80
2035	1	ProyS1	Solar	20
	1	Retiro hidro	Hidro	-4.98

**Referencia:** (ICE, abril 2021).

## NICARAGUA

El Ministerio de Energía y Minas es el organismo responsable de la Planificación Indicativa del Sector Eléctrico (MEM) de Nicaragua, que tiene como objetivo conducir al óptimo aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos, tomando en cuenta el medio ambiente, cumpliendo con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas por el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) en el Plan Nacional de Desarrollo Humano.

La proyección de la demanda de Nicaragua se realiza en base a un modelo econométrico, el cual utiliza variables macroeconómicas e indicadores principales del sector eléctrico. Para el PESIN 2022, utilizamos las proyecciones de demanda presentes en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021 - 2035, realizado por el MEM, está la podremos observar a continuación, en la Tabla 5.3.

**Tabla 5.3: Proyección de Demanda Nicaragua - Escenario Medio.**

PROYECCIÓN DE DEMANDA NICARAGUA		
AÑO	Energía (GWh)	Potencia (MW)
<b>2020</b>	4,347	689
<b>2021</b>	4,459	727
<b>2022</b>	4,524	735
<b>2023</b>	4,604	742
<b>2024</b>	4,713	758
<b>2025</b>	4,850	779
<b>2026</b>	5,009	803
<b>2027</b>	5,187	831
<b>2028</b>	5,378	860
<b>2029</b>	5,583	892
<b>2030</b>	5,802	925
<b>2031</b>	6,036	961
<b>2032</b>	6,286	999
<b>2033</b>	6,551	1,040
<b>2034</b>	6,835	1,083
<b>2035</b>	7,136	1,130

**Referencia:** (MEM, febrero 2022).

El Plan de Expansión de Generación utilizado, es el del escenario de Referencia, en donde, se obtuvo la adición de 661.8 MW en el periodo de estudio. De esta potencia

adicional, 100 MW corresponden a Solar Fotovoltaicos, 207 MW a Eólicos, 25 MW Geotérmicos, y 329.8 MW a proyectos hidroeléctricos. (ver Tabla 5.4).

**Tabla 5.4: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.**

<b>AÑO</b>	<b>PROYECTO</b>	<b>FUENTE</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>
<b>2023</b>	Solar 1	Solar	25
<b>2024</b>	Solar 2	Solar	25
<b>2025</b>	Solar 3	Solar	25
<b>2026</b>	Solar 4	Solar	25
<b>2027</b>	Hidro 1	Hidro	103.8
<b>2028</b>			
<b>2029</b>	Hidro 2	Hidro	91
<b>2030</b>	Geo	Geotérmica	25
<b>2031</b>			
<b>2032</b>	Eólico 1	Eólico	64
	Hidro 3	Hidro	94
<b>2033</b>	Eólico 2	Eólico	63
	Hidro 4	Hidro	26
<b>2034</b>	Hidro 5	Hidro	15
<b>2035</b>	Eólico 3	Eólico	40
	Eólico 4	Eólico	40

**Referencia:** (MEM, febrero 2022).

## HONDURAS

En Honduras, el encargado de la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Generación es la organización, Operador del Sistema (ODS). Estos realizan el Plan Indicativo según lo estipulado en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, con el objetivo de proponer adiciones de generación para abastecer la demanda al mínimo costo.

La proyección de la demanda de Honduras es calculada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE), la cual es calculada considerando el consumo de electricidad por sectores de todo el país. Estos utilizaron técnicas de tendencia, análisis econométrico y juicio de expertos para el cálculo de la demanda que se puede apreciar en la Tabla 5.5.

**Tabla 5.5: Proyección de Demanda Honduras.**

<b>PROYECCIÓN DE DEMANDA HONDURAS</b>		
<b>AÑO</b>	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Potencia (MW)</b>
<b>2019</b>	10,664	1,639
<b>2021</b>	11,150	1,758
<b>2022</b>	11,486	1,811
<b>2023</b>	11,876	1,873
<b>2024</b>	12,287	1,938
<b>2025</b>	12,729	2,008
<b>2026</b>	13,180	2,079
<b>2027</b>	13,671	2,157
<b>2028</b>	14,198	2,240
<b>2029</b>	14,734	2,325
<b>2030</b>	15,312	2,416
<b>2031</b>	15,928	2,514

**Referencia:** (ODS, febrero 2022).

El Plan de Expansión de Generación seleccionado, es el escenario 5, que indica la adición de centrales de generación basadas en recurso renovable variable, motores

combustión interna y centrales de ciclo combinado. A continuación, se muestra el cronograma del plan de expansión. (ver Tabla 5.6).

**Tabla 5.6: Plan de Expansión de Generación - Honduras.**

<b>AÑO</b>	<b>PROYECTO</b>	<b>FUENTE</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>
<b>2024</b>	Tornillito	Hidro	198.68
	Arenales	Hidro	60
	PgenE1	Eólico	40
	BUNKER1-MT	Térmica	480
	PROY1-TG	Térmica	74
	Solar FV+SAEB	Solar	40
<b>2025</b>	Cololac	Eólico	80
	Río Molo	Hidro	4
<b>2026</b>	Solar FV+SAEB	Solar	40
	Cololac Amp	Eólico	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
<b>2027</b>	GEOPOW	Geotérmica	15
<b>2028</b>	Solar FV+SAEB	Solar	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
<b>2029</b>	Solar FV+SAEB	Solar	80
	BUNKER2-MT	Térmica	40
<b>2030</b>	Solar FV+SAEB	Solar	40
<b>2031</b>	BUNKER3-MT	Térmica	160

**Referencia:** (ODS, febrero 2022).

## EL SALVADOR

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en manera de política energética en El Salvador. En base a lo antes mencionado, el CNE presenta las actualizaciones al Plan Indicativo de Expansión de la Generación, en donde su última versión es la 2021-2031. Este plan, en cumplimiento de las Políticas Energéticas del país, busca diversificar la matriz energética y el

fomento de nuevas fuentes renovables

La proyección de la demanda de El Salvador considera el crecimiento del producto interno bruto y variables como la temperatura que está asociada al cambio climático. A continuación, podremos observar, en la Tabla 5.7, la proyección de demanda del escenario base.

**Tabla 5.7: Proyección de Demanda El Salvador - Escenario Base.**

PROYECCION DE LA DEMANDA EL SALVADOR		
AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
<b>2020</b>	6,025	1,010
<b>2021</b>	6,688	1,087
<b>2022</b>	6,793	1,104
<b>2023</b>	6,900	1,121
<b>2024</b>	7,009	1,139
<b>2025</b>	7,119	1,157
<b>2026</b>	7,231	1,175
<b>2027</b>	7,345	1,193
<b>2028</b>	7,461	1,212
<b>2029</b>	7,579	1,231
<b>2030</b>	7,698	1,251
<b>2031</b>	7,819	1,270

**Referencia:** (CNE, 2021).

El Plan de Expansión de Generación de El Salvador, elaborado por el CNE, cuenta con un mayor número de proyectos de generación en base a fuentes renovables, estas

adiciones permiten disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El plan seleccionado es en Referencia al escenario base. (ver Tabla 5.8).

**Tabla 5.8: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.**

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>PROYECTO</b>	<b>FUENTE</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>
<b>2024</b>	6	Chinameca	Geotérmico	25
	6	San Vicente	Geotérmico	10
	1	ProSFV4	Solar	50
	1	ProSFV5	Solar	50
<b>2026</b>	6	Ampliación Chinameca	Geotérmico	25
	6	Ampliación San Vicente	Geotérmico	20
<b>2029</b>	1	ProySFV1	Solar	50
	1	ProySFV2	Solar	50
	1	ProySFV3	Solar	100

**Referencia:** (CNE, 2021).

## GUATEMALA

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, es el encargado de elaborar el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM). Estos tienen el objetivo de priorizar las energías renovables, diversificar su matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero y dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos.

Para la elaboración de la proyección de la demanda, la UPEM, realizó un desglose mensual donde se relacionan variables econométricas para la proyección de tres escenarios de crecimiento (Bajo, Medio, Alto) de la demanda y la potencia eléctrica.

A continuación, podremos observar, en la Tabla 5.9, la proyección de demanda del escenario medio.

**Tabla 5.9: Proyección de Demanda de Guatemala - Escenario medio.**

PROYECCION DE LA DEMANDA GUATEMALA		
AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
2020	10,774	1,874
2021	11,752	1,830
2022	12,087	1,923
2023	12,431	1,968
2024	12,786	2,014
2025	13,150	2,061
2026	13,525	2,109
2027	13,910	2,159
2028	14,307	2,209
2029	14,715	2,261
2030	15,134	2,314
2031	15,565	2,368
2032	16,009	2,423
2033	16,465	2,480
2034	16,934	2,538
2035	17,417	2,598
2036	17,913	2,658

**Referencia:** (UPEM, 2022).

El Plan de Expansión de Generación de Guatemala tiene el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente. Estos elaboraron 54 escenarios de expansión, los cuales se dividen en dos grupos dependiendo de su base.

Para la elaboración del presente estudio, se utilizó un escenario del grupo base de Políticas Públicas, el cual utiliza la demanda y combustibles medios, denominado EMMS2. A continuación podremos observar el cronograma de expansión, ver Tabla 5.10.

**Tabla 5.10: Plan de Expansión de Generación - Guatemala.**

<b>AÑO</b>	<b>PROYECTO</b>	<b>FUENTE</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>
<b>2022</b>	Huehuetenango H1	Hidro	30
	Huehuetenango H2	Hidro	50
	Geo TEC	Geotérmica	40
	Geo MOY	Geotérmica	20
	Geo Cerro Blanco	Geotérmica	7.5
	Geo Atitlán	Geotérmica	20
	Geo Palencia	Geotérmica	20
	Geo Ayarza	Geotérmica	20
	Geo Los Achiotés	Geotérmica	15
	Geo Retana	Geotérmica	15
	Geo SMR	Geotérmica	24
	Geo TOT	Geotérmica	25
	Geo AMA	Geotérmica	50
	Geo El Ceibillo	Geotérmica	20
<b>2026</b>	Pojóm	Hidro	20
	San Andrés	Hidro	10.8
<b>2035</b>	GN Petén	Gas Natural	50
<b>2036</b>	Santa Rosa S2	Solar	50
	Escuintla S1	Solar	100
	Eólica JUT 3	Eólica	50
<b>2037</b>	Santa Rosa S1	Solar	20
	Escuintla S2	Solar	30
	Eólica JUT 1	Eólica	50
	Eólica JUT 2	Eólica	25
	Eólica JUT 4	Eólica	60
	Eólica JUT 5	Eólica	60
	Eólica GUA	Eólica	25
Eólica ESC	Eólica	20	
<b>2038</b>	Jutiapa S1	Solar	30
	Jutiapa S2	Solar	20
	Jutiapa S3	Solar	30
	Sol Zacapa	Solar	20
	El Progreso Solar	Solar	10
<b>2039</b>	Eólica HUE	Eólica	40
<b>2046</b>	GNL Pto. Barrios	Gas Natural	200
	CPO-GNL	Gas Natural	200
	Alta Verapaz H1	Hidro	30
	Alta Verapaz H3	Hidro	80
	PSJ-GNL	Gas Natural	200
<b>2047</b>	Alta Verapaz H2	Hidro	45
	Huehuetenango H3	Hidro	100

**Referencia:** (UPEM, 2022).



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# CAPÍTULO 6

---

## METODOLOGÍA DEL ESTUDIO



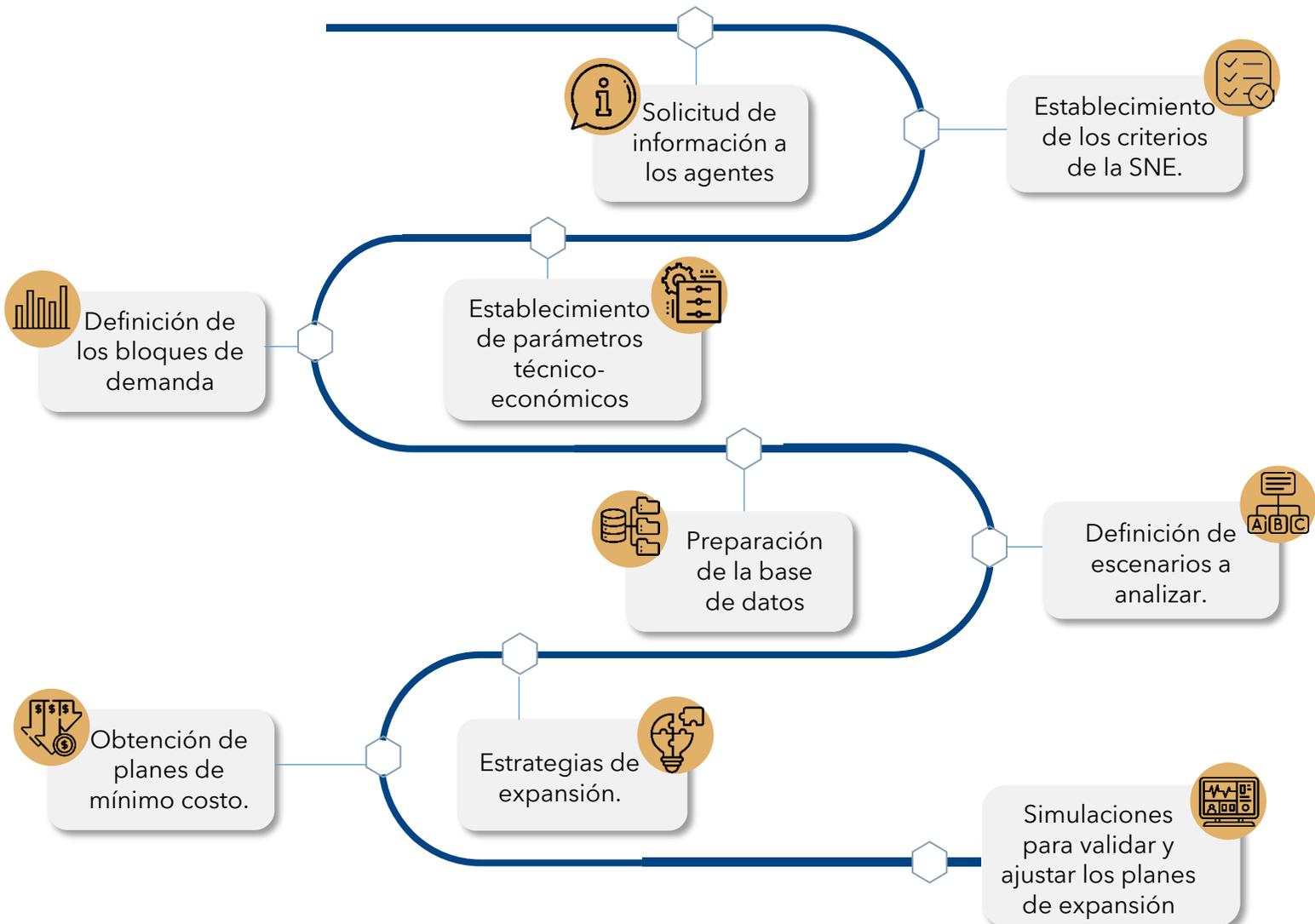
*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

# CAPÍTULO 6

## 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 ampliar el parque de 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 6.1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

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



## HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

Las herramientas utilizadas para las simulaciones realizadas en el Plan Indicativo de Generación son el OPTGEN-SDDP versión 7.4.20 y el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 16.0.5,

ambas son herramientas computacionales de la empresa brasileña PSR. A continuación, se presenta la función de cada programa.



**SDDP**

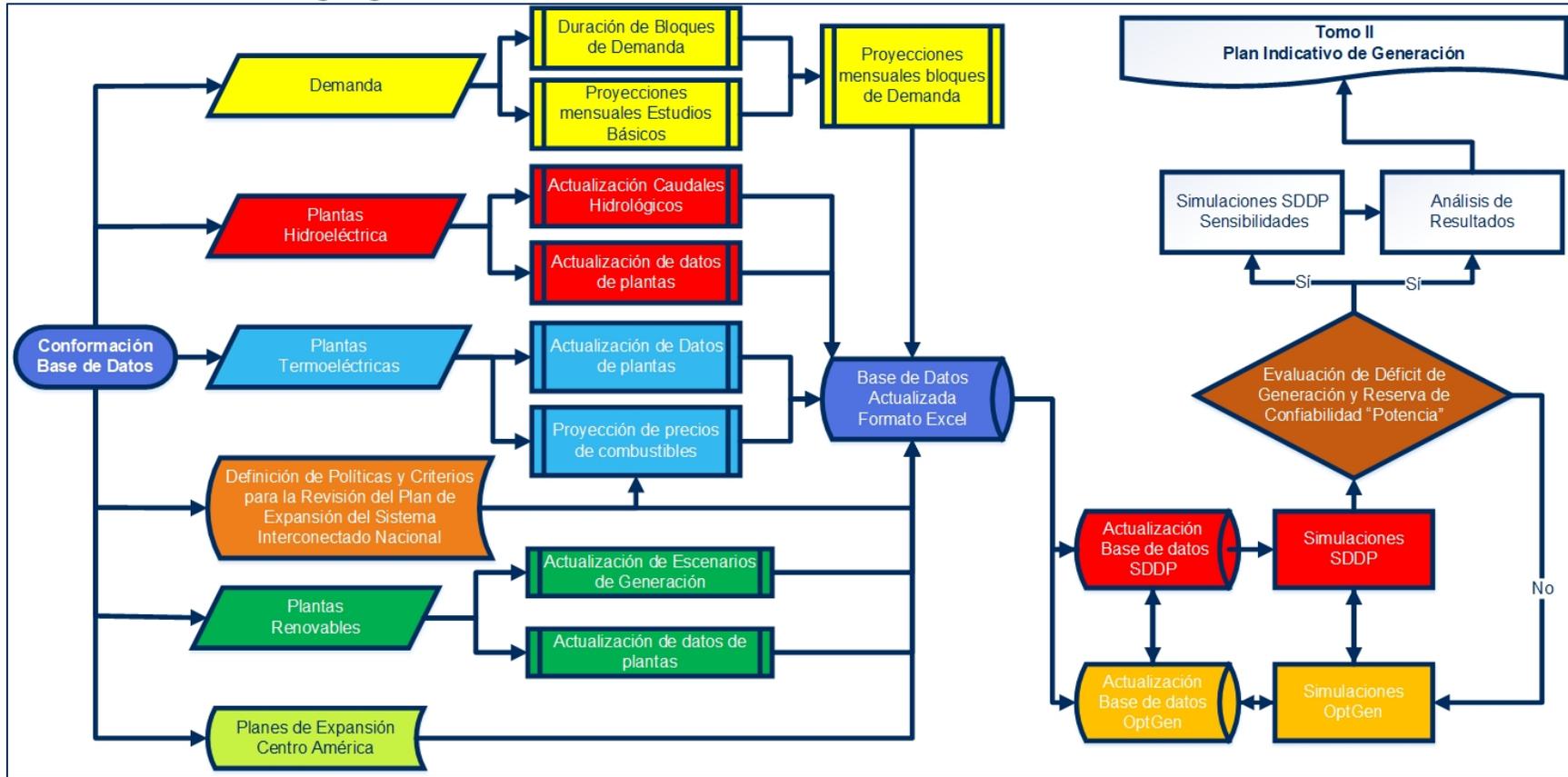
Utiliza la programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado

Herramienta utilizada para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación.

**SDDP - OPTGEN**



**Gráfico 6.1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación**



Referencia: (ETESA, 2022)



**Tabla 6.1: Porcentajes de crecimiento de la demanda por escenario, en distintos años de análisis.**

ANÁLISIS	TASA DE CRECIMIENTO					
	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO ALTO	
	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$	$\Delta\%GWh$	$\Delta\%MW$
Plazo completo (2022-2036)	3.07%	2.60%	4.42%	3.93%	5.15%	4.65%
Corto Plazo (2022-2025)	5.09%	4.23%	6.41%	5.51%	6.58%	5.79%
Largo Plazo (2026-2036)	2.51%	2.17%	3.84%	3.45%	4.77%	4.34%

**Referencia:** (ETESA, 2022)

## BLOQUES DE DEMANDA

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de carga del año 2019, los cuales se presentan en un ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 3.71%
- Demanda Alta: 17.57%
- Demanda Media: 32.13%
- Demanda Baja: 31.44%
- Demanda Mínima: 15.15%.

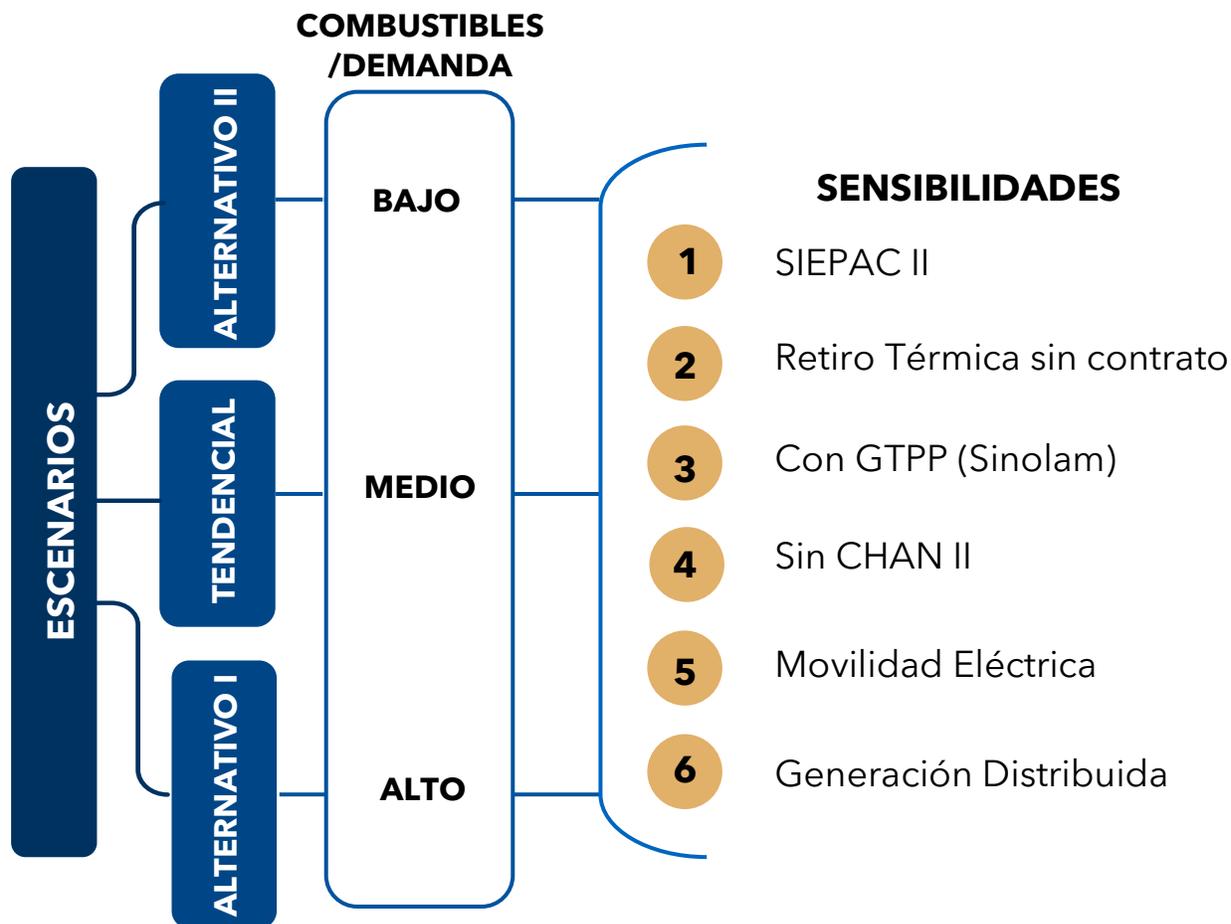
## SIMULACIONES

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, nos permite obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho. A continuación, en la Tabla 6.2, se podrá observar los escenarios y sensibilidades utilizados en el PESIN2022.

**Tabla 6.2: Escenarios PESIN 2022.**



Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6.3 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Se debe resaltar, que cuando se realizan los 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). En el Capítulo 5, se encuentran los planes de expansión de los países de América Central.

Debido a la estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los

diferentes países del proyecto SIEPAC. Se debe hacer la aclaración que las capacidades de intercambio modeladas en las bases de datos se dan de forma escalonada de modo que es considerado en el primer año de estudio las máximas capacidades de transferencia de potencia entre países, de acuerdo con lo indicado por el Ente Operador Regional. Después de se proyectan estas capacidades hasta que se alcance 100% de la capacidad de transferencia, que para este estudio esta capacidad de 300 MW se alcanza hasta el segundo semestre de 2025.

Para el caso del SIEPAC II (300 MW) si es considerado que desde un principio alcanza su 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo completo del Mercado Eléctrico Regional.

**Tabla 6.3: Parámetros de las Corridas SDDP**

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
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 Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2020
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	4130

**Referencia:** (ETESA, 2022)



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# CAPÍTULO 7

---

ESCENARIOS DE  
EXPANSIÓN



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 7

# ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2022 - 2036, tomando tres escenarios considerados como Tendencial, Alternativo I y Alternativo II, los cuales se basan en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía, el escenario tendencial cuyo objetivo sería dar continuidad a las tendencias de la demanda y políticas públicas de los últimos años, que funciona como base para los escenarios alternativos propuestos. Se analizan los distintos escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio, alto y bajo, costos altos, medios y bajos de los combustibles y una mayor penetración de energías renovables.

Un escenario de Tendencial parece altamente probable que, como respuesta al comportamiento de la demanda y de las políticas energéticas de los últimos años, se espera que el comportamiento de los inversionistas siga en auge durante los próximos años, brindando así un refuerzo a la economía del país.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radican 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.

Se debe mencionar que en esta revisión del Plan Indicativo de Generación se consideró la salida de las plantas térmicas convencionales a partir del año en que bajo ningún escenario resultaba despachada en el horizonte de estudio. Esto se realizó, a pesar de no contar con una notificación formal de retiro, ya que una vez entren en operación los proyectos de Gas Natural Licuado, por los bajos costos variables de las plantas de gas, las plantas convencionales de diésel y bunker no tendrán una participación mínima en el despacho, estas plantas convencionales al no ser requeridas para el abastecimiento de demanda pueden seguir en el mercado ofreciendo otro tipo de servicios auxiliares, si el sistema lo requiriese.

## ESCENARIO TENDENCIAL

Este escenario Tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente.

De la metodología descrita en el capítulo 6 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- Comportamiento de crecimiento moderado de la demanda.
- Comportamiento de precios moderados de combustibles.
- Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite con proyectos termoeléctricos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C o "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diésel], Gas Licuado de Petróleo (Propano) y Gas

Natural (incluyendo las facilidades de regasificación) con licencia definitiva o en trámite siempre bajo criterio de mínimo costo.

- Considerar fuentes eólicas, gas natural y carbón (incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique) adicionales a partir del año 2024.
- Considerar fuentes solares adicionales a partir del año 2022.

El cronograma de Expansión se presenta en la [Tabla 7.2](#)

En este escenario se instalan 3,459.30 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 8.94% corresponden a plantas hidroeléctricas (309.20 MW), el 44.26% a plantas termoeléctricas (1531.05 MW) y 46.80% lo componen plantas renovables no convencionales con 1619.05 MW, plantas eólicas (502.77 MW), plantas solares (1116.28 MW). Se debe resaltar que se tiene un retiro de 68.50 MW en plantas térmicas.

**Tabla 7. 1: Costos del escenario Tendencial (mill B/.)**

Costo	Escenario Tendencial
Inversión	2,414.17
Déficit	0.05
Operación	2,045.57
Ambiental	139.00
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial**

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa
10	2022	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	26.00		26.00						
12	2022	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	0.50		0.50						
12	2022	Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	2.75		2.75						
1	2023	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05			
1	2023	Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	3.54		3.54						
1	2023	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56						
3	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	5.00		5.00						
4	2023	Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	0.99		0.99						
6	2023	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95						
7	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90						
7	2023	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00						
9	2023	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	5.10		5.10						
12	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	4.90		4.90						
12	2023	Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	0.91	0.91							
12	2023	Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	0.66	0.66							
12	2023	PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	5.00		5.00						
12	2023	PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	5.00		5.00						
1	2024	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99						
1	2024	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90		9.90						
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	9.90		9.90						
2	2024	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00						
7	2024	HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00		20.00						
7	2024	SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99		9.99						
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	670.00							670.00	
10	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90						
1	2025	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	8.04	8.04							
1	2025	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15							
1	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90						
1	2025	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99						
1	2025	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00						

**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial (Continuación)**

1	2025	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00							
1	2025	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00							
1	2025	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00							
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
6	2025	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00							
6	2025	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00							
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.90		9.90							
6	2025	Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
7	2025	Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	10.00		10.00							
7	2025	Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	10.00		10.00							
7	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.90		9.90							
7	2025	Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
7	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
7	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Estí Solar 2	6.62		6.62							
10	2025	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00							
10	2025	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	20.00		20.00							
10	2025	Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00							
10	2025	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00							
12	2025	Inversiones M & J , S.A.	Tramontana	60.00			60.00						
12	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
12	2025	Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	10.00		10.00							
12	2025	Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	10.00		10.00							
1	2026	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17								
1	2026	Electron Investment	Pando Minicentral	0.51	0.51								
1	2026	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98							
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90		9.90							
1	2026	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00							
1	2026	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50							
6	2026	Panasolar Clean Energy, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2026	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
7	2026	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87						
10	2026	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00							
12	2026	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	154.00		154.00							
1	2027	Hydro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30								
1	2027	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar II	9.98		9.98							
1	2027	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	10.00		10.00							
1	2027	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75							

**Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial (Continuación)**

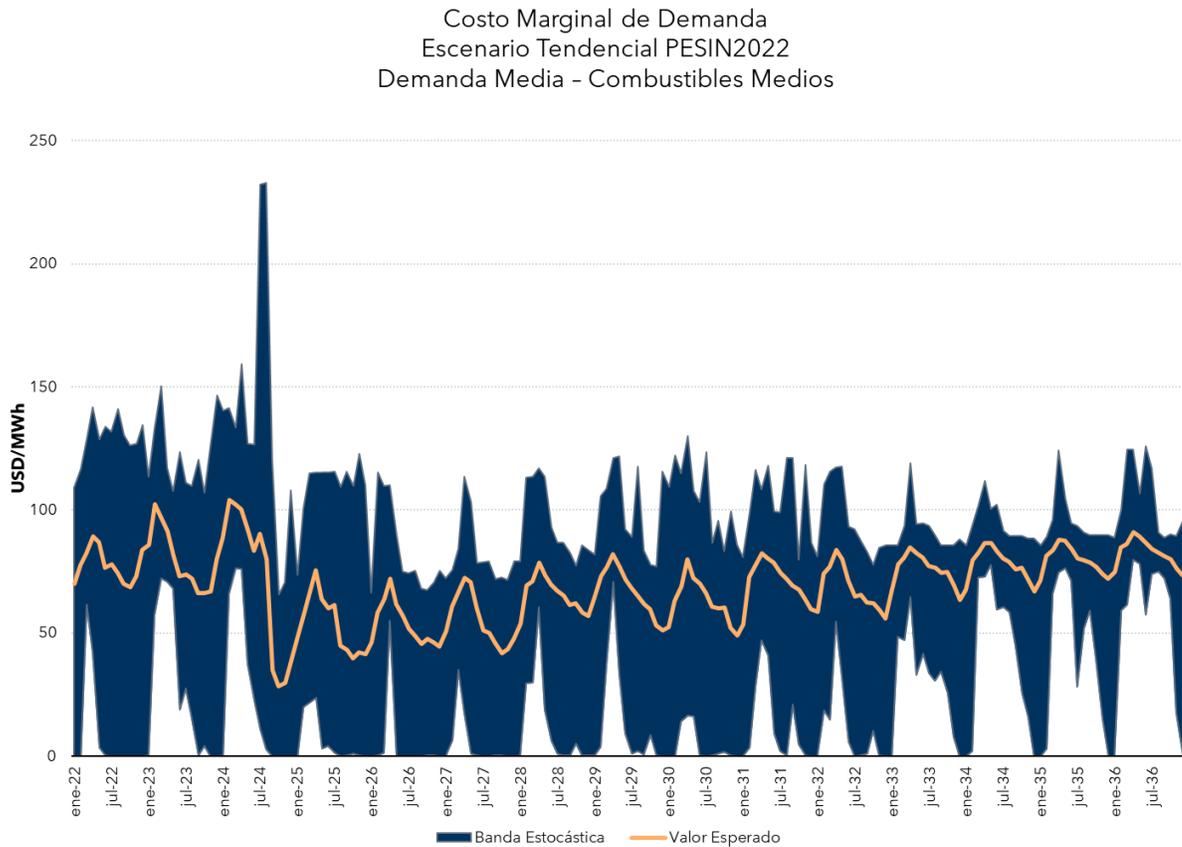
1	2027	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75					
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	(33.70)					(33.70)		
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	(34.80)					(34.80)		
6	2027	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	10.00		10.00					
6	2027	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	10.00		10.00					
6	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	9.90		9.90					
6	2027	UP3,S.A.	UP3	9.75		9.75					
6	2027	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75					
7	2027	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25				
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00						250.00	
1	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	42.90			42.90				
1	2028	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	9.98		9.98					
6	2029	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00					
6	2029	AES Panamá S.R.L	Pedasí Solar	9.98		9.98					
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	10.00		10.00					
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	10.00		10.00					
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	10.00		10.00					
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	10.00		10.00					
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	10.00		10.00					
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	10.00		10.00					
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	10.00		10.00					
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76		214.76					
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral	13.70		13.70					
1	2030	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 ( Etapa 2)	51.75			51.75				
1	2032		CC CNL B	310.00						310.00	
6	2032	Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	100.00		100.00					
6	2033	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	138.60			138.60				
1	2034		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00						250.00	
6	2034	H & H Green Energy Corp.	Cocle Win Power Plant	190.40			190.40				
1	2035		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	50.00						50.00	
				<b>2022-2036</b>		<b>2022-2025</b>		<b>2026-2030</b>		<b>2031-2036</b>	
				<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>
<b>Hidro</b>				309.20		1.57		79.17		228.46	
<b>Solar</b>				1116.28		186.87		829.41		100.00	
<b>Eólico</b>				502.77				122.02		380.75	
<b>Bunker</b>											
<b>Diesel</b>				1.05	-68.50	1.05			-68.50		
<b>Carbón</b>											
<b>GNL</b>				1530.00		670.00		250.00		610.00	
<b>Biomasa</b>											
<b>Total</b>				<b>3459.30</b>	<b>-68.50</b>	<b>859.49</b>		<b>1280.60</b>	<b>-68.50</b>	<b>1319.21</b>	

Referencia: (ETESA, 2022)

El Gráfico 7.1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Tendencial. Se observa que, con el ingreso de centrales de gas natural a partir del año 2024, se aprecia una tendencia considerable a la baja del CMS y una baja

significativa en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 69.59 USD/MWh.

### Gráfico 7.1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Tendencial

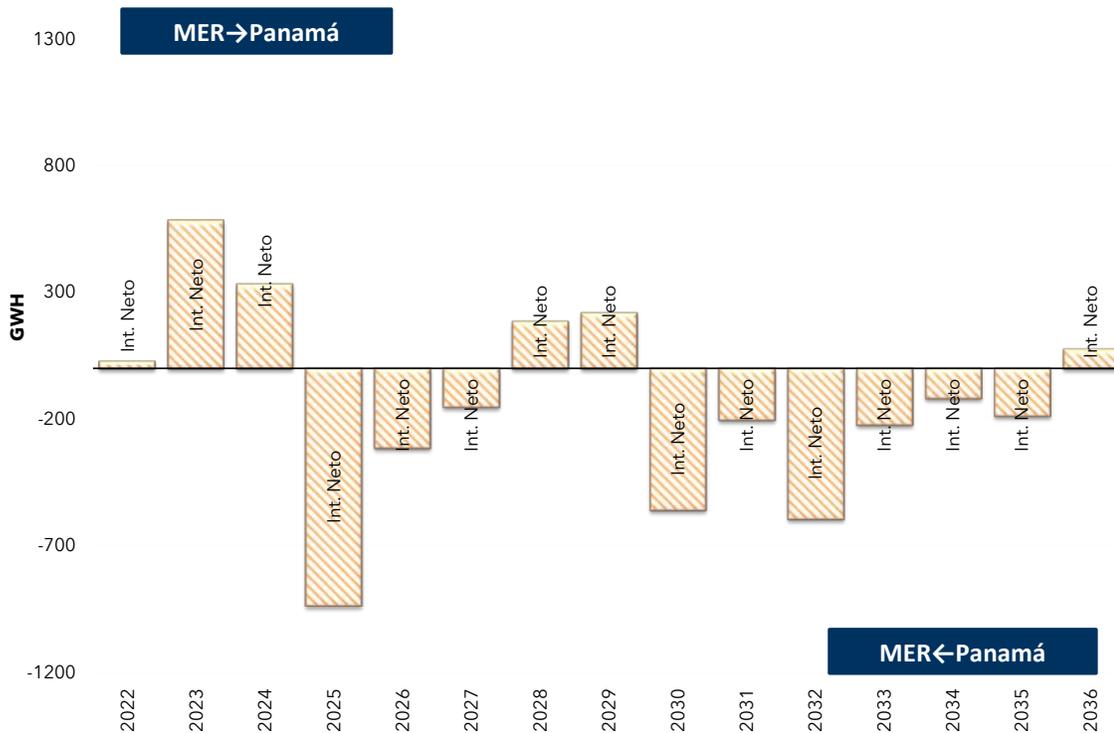


**Referencia:** (ETESA, 2022)

La entrada de los proyectos de GNL 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 el

proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Se presentan Intercambio promedios norte sur y sur norte de 559.53 GWh, alcanzando un valor máximo de 932.41 GWh-año, como se observa en el Gráfico 7.2.

**Gráfico 7.2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Tendencial**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

En el Gráfico 7.3 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.

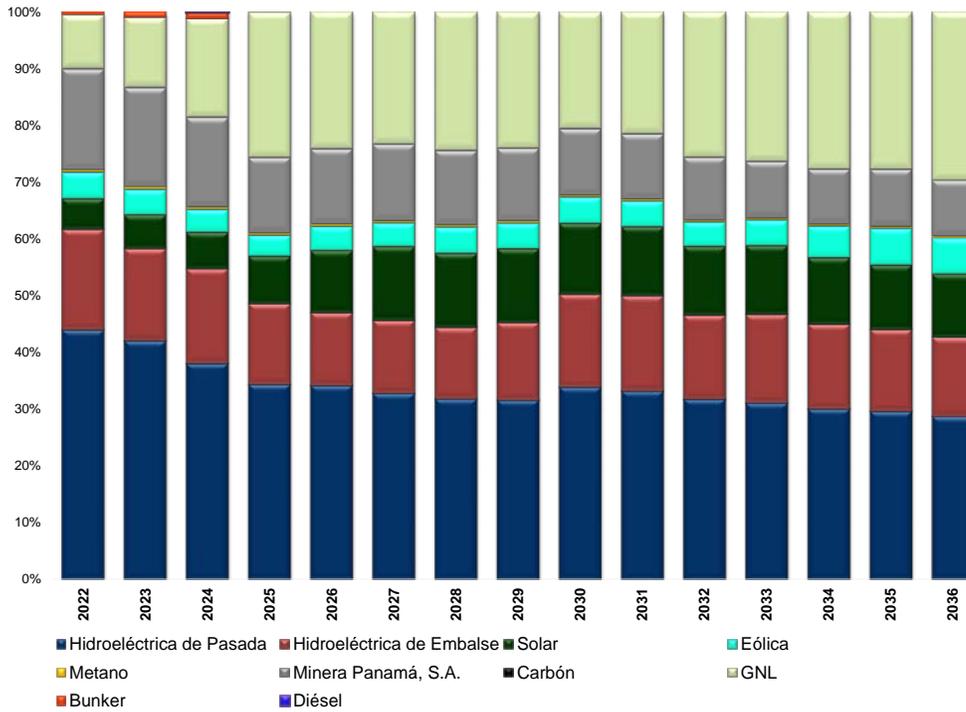
Además, se muestra que para el año 2024 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas

termoeléctricas del 2024 al 2025 principalmente.

De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C prácticamente desaparece a partir del año 2023 y Diésel no se observa generación en los años de estudio.

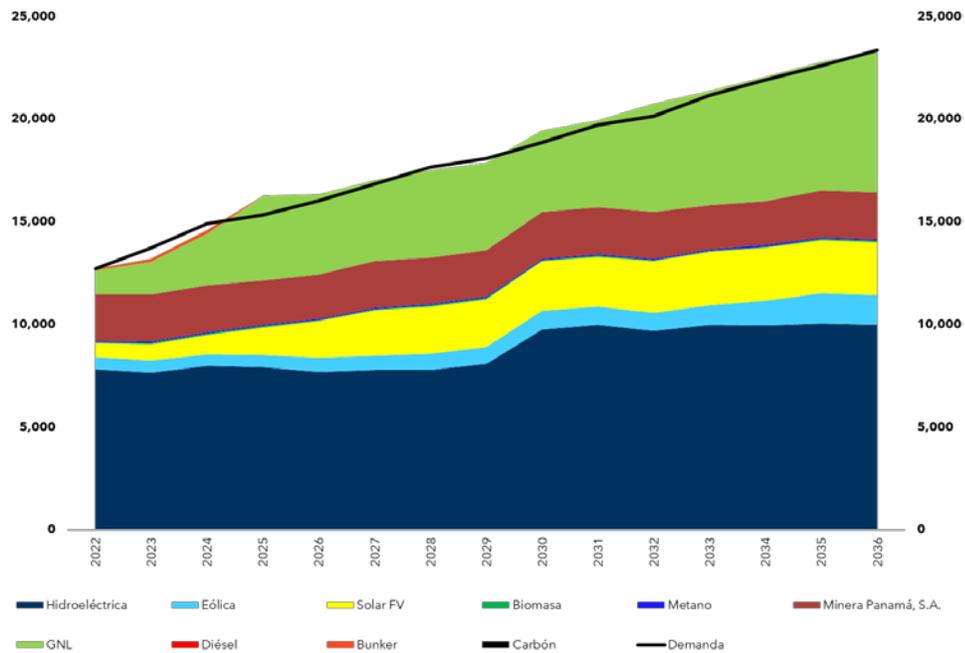
Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

**Gráfico 7.3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Tendencial**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Gráfico 7.4: Generación vs Demanda del Escenario Tendencial**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 3: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda**

AÑO	GENERACIÓN GWh				PORCENTAJE DE PENETRACIÓN			
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
<b>2022</b>	7,827.77	1,366.67	3,492.26	12,686.70	12,704.29	61.70%	10.77%	27.53%
<b>2023</b>	7,654.36	1,498.29	4,021.41	13,174.06	13,735.20	58.10%	11.37%	30.53%
<b>2024</b>	7,960.32	1,644.88	4,970.20	14,575.40	14,886.30	54.61%	11.29%	34.10%
<b>2025</b>	7,899.02	2,075.34	6,285.35	16,259.72	15,327.20	48.58%	12.76%	38.66%
<b>2026</b>	7,680.49	2,602.81	6,058.39	16,341.69	16,017.40	47.00%	15.93%	37.07%
<b>2027</b>	7,767.58	3,033.86	6,212.84	17,014.28	16,849.20	45.65%	17.83%	36.52%
<b>2028</b>	7,776.70	3,200.84	6,511.20	17,488.74	17,654.40	44.47%	18.30%	37.23%
<b>2029</b>	8,090.28	3,247.75	6,530.04	17,868.06	18,066.20	45.28%	18.18%	36.55%
<b>2030</b>	9,757.07	3,437.04	6,232.06	19,426.18	18,860.30	50.23%	17.69%	32.08%
<b>2031</b>	9,966.13	3,436.57	6,529.95	19,932.66	19,718.20	50.00%	17.24%	32.76%
<b>2032</b>	9,674.01	3,520.39	7,556.87	20,751.27	20,151.50	46.62%	16.96%	36.42%
<b>2033</b>	9,987.28	3,666.81	7,719.28	21,373.37	21,140.40	46.73%	17.16%	36.12%
<b>2034</b>	9,928.73	3,928.42	8,190.55	22,047.70	21,917.70	45.03%	17.82%	37.15%
<b>2035</b>	10,047.96	4,178.52	8,556.29	22,782.76	22,584.50	44.10%	18.34%	37.56%
<b>2036</b>	9,959.46	4,178.02	9,140.31	23,277.79	23,335.80	42.79%	17.95%	39.27%

**Referencia:** (ETESA, 2022)

## Sensibilidades del Escenario Tendencial

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Tendencial, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará 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 garanticen el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos.

### Sensibilidad 1

Esta sensibilidad analiza un escenario que considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW, a partir de enero de 2026.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial presenta una

variación en el costo total, debido a al aumento de las exportaciones a partir de la entrada del segundo circuito. Este aumento en las exportaciones provoca que el costo total varíe en un 0.32%, ver [Tabla 7.4](#).

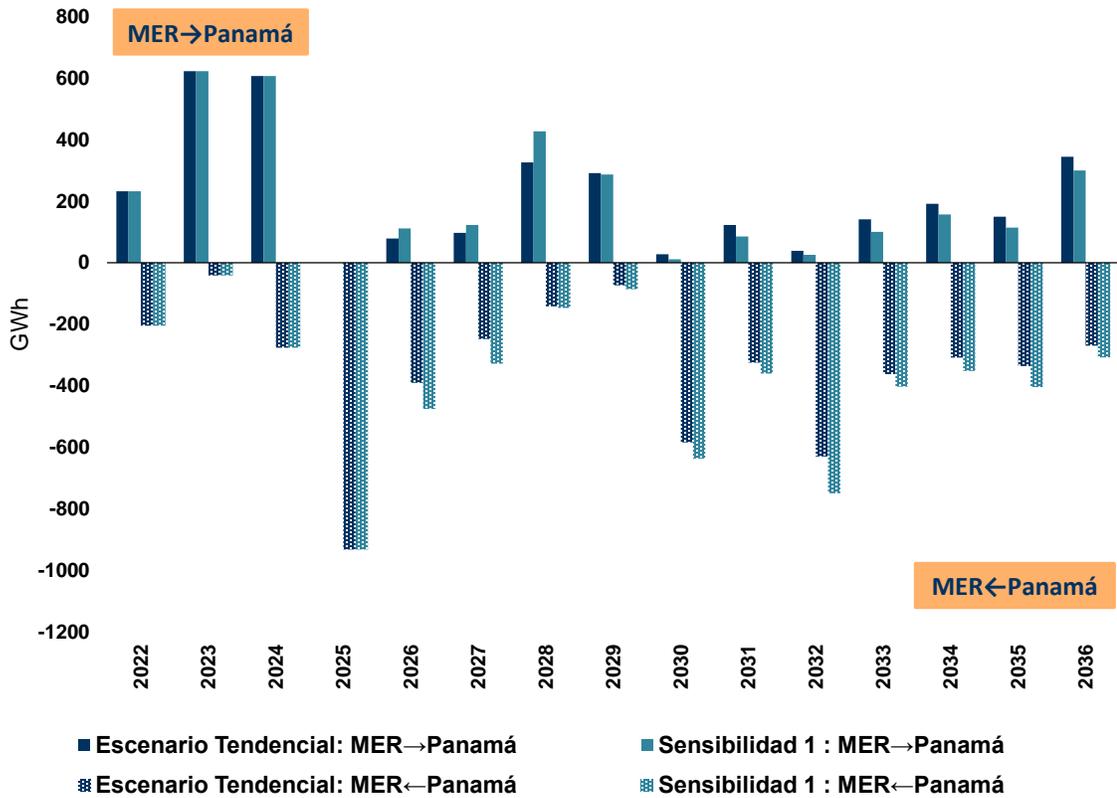
**Tabla 7.4: Costos de Sensibilidad 1 (mill B/.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 1
Inversión	2,414.17	2,414.17
Déficit	0.05	0.05
Operación	2,045.57	2,059.41
Ambiental	139.00	139.80
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>4613.43</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>0.32%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el [Gráfico 7.5](#), se presentan exportaciones de energía mayores al escenario Tendencial.

**Gráfico 7.5: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1**

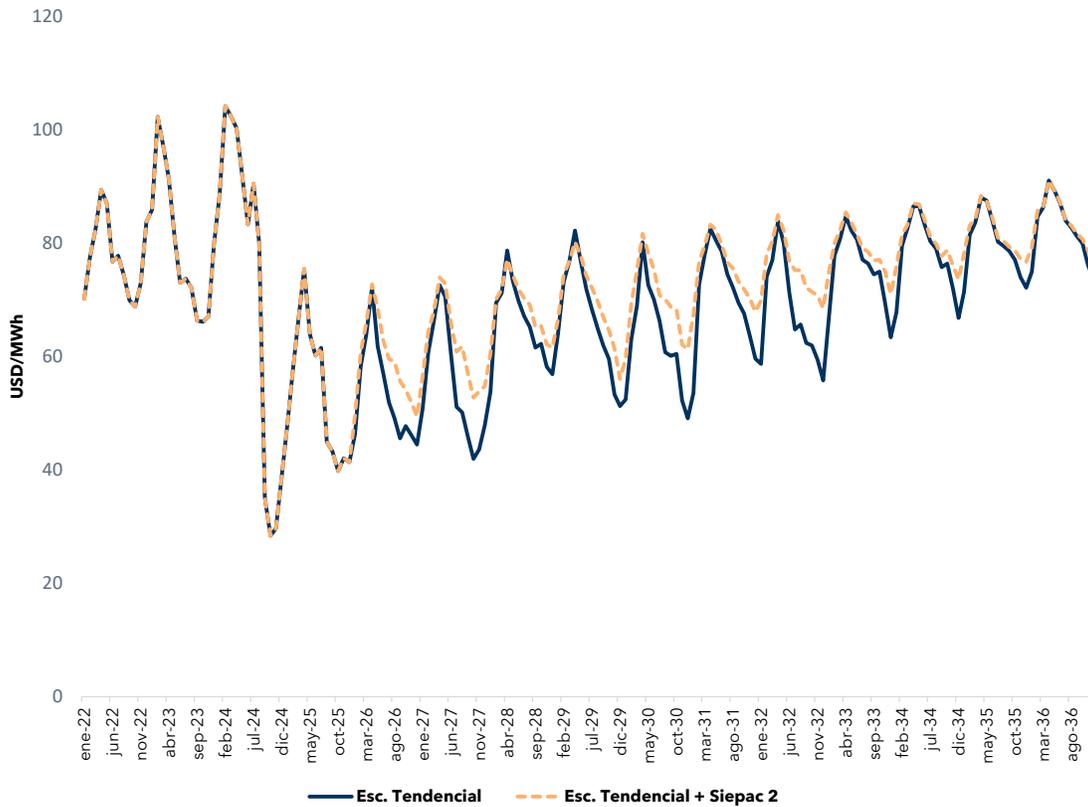


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.6, los costos marginales resultan superiores a los del escenario tendencial. Lo cual nos

indica que un aumento en las exportaciones aumentaría el costo marginal.

**Gráfico 7.6: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 2

Esta sensibilidad igual al escenario tendencial analiza un escenario con combustibles de precios medios y con demanda media.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial se considera el retiro las plantas térmicas sin contratos a partir del 2024, en esta sensibilidad se presenta una variación en el costo total, debido a

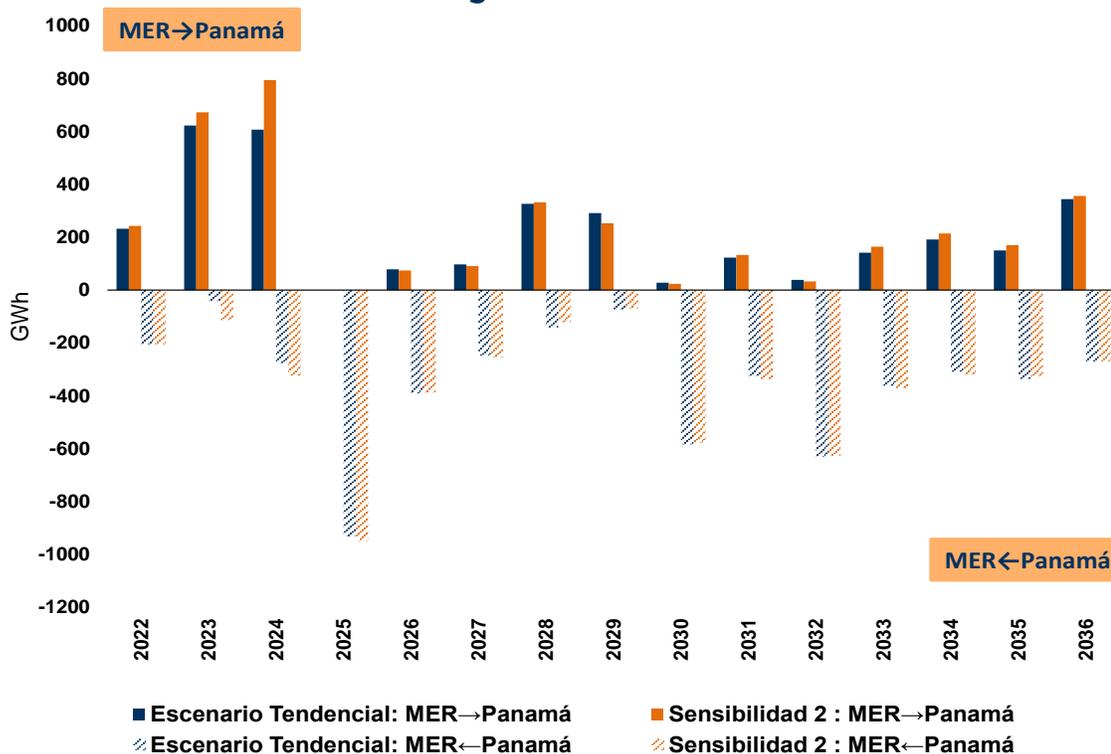
los costos operativos y de déficit este escenario. Debemos recordar que en el 2024 entra en operación la planta termoeléctrica Gatún. Está al tener un mínimo técnico mucho mayor se despacha en mayor proporción que en el escenario Tendencial lo que contribuye a que el costo total aumente en un 0.78 %, ver [Tabla 7. 5](#).

**Tabla 7. 5: Costos de Sensibilidad 2 (mill B/.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 2
Inversión	2,414.17	2,414.17
Déficit	0.05	27.28
Operación	2,045.57	2,053.84
Ambiental	139.00	139.15
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>4634.45</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>0.78%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.7, se presentan exportaciones de energía menores al escenario Tendencial.

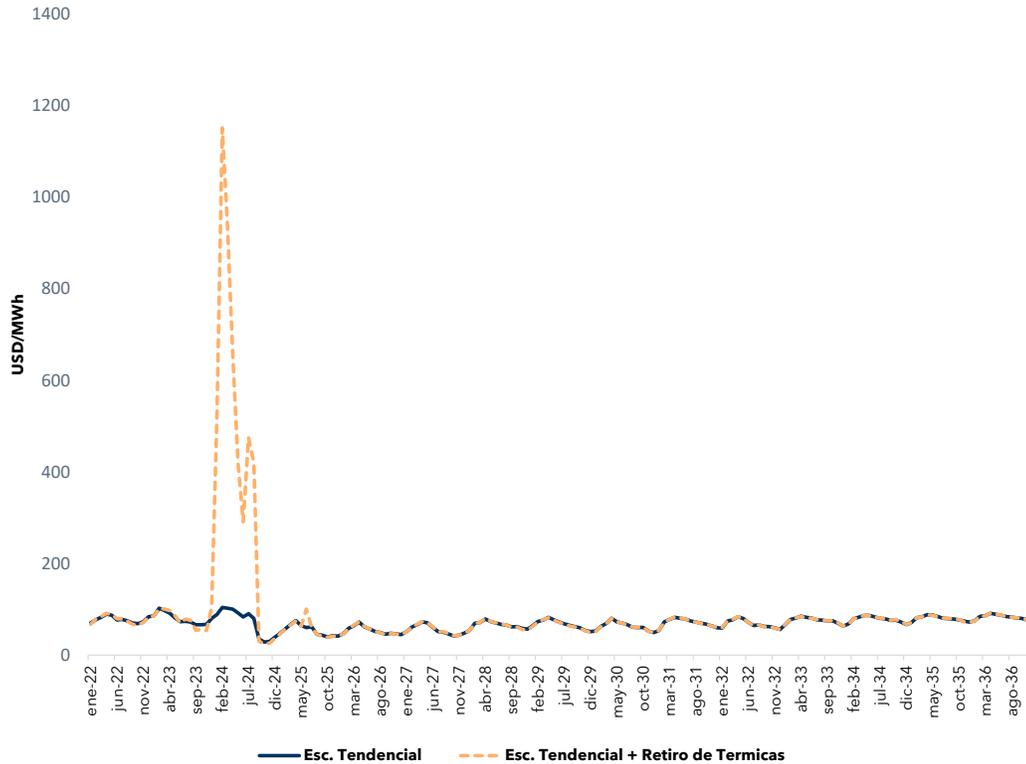
**Gráfico 7.7: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.8, los costos marginales resultan superiores a los del escenario Tendencial. Lo cual nos indica que la ausencia de energía

firme en el periodo de corto plazo provoca un aumento del costo marginal, hasta la entrada de la planta termoeléctrica Gatún.

**Gráfico 7.8: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 3

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles medios y con demanda media.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial se considera la entrada en operación de la planta GTPP a partir del 2026, en esta sensibilidad se presenta aumento en el costo total, debido a los costos de esta planta.

Debemos recordar que en el 2024 entran en operación la planta termoeléctrica Gatún y con la entrada de la planta GTPP, se cuenta con una oferta térmica de menor costo, por ende, se despacha provocando que el porcentaje de generación termoeléctrica aumente. Esta variación de demanda contribuye a que el costo total aumente en un 10.07 %, ver Tabla 7.6

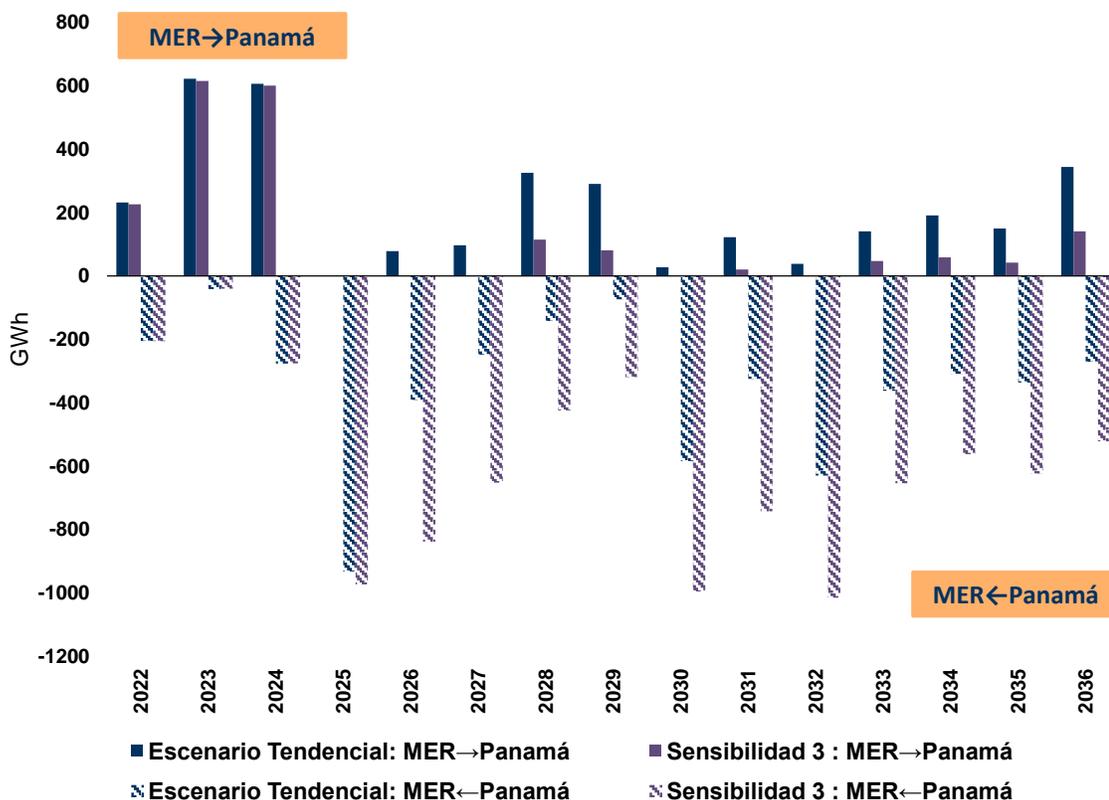
**Tabla 7. 6: Costos de Sensibilidad 3 (mill B/.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 3
Inversión	2,414.17	2,705.94
Déficit	0.05	0.05
Operación	2,045.57	2,208.43
Ambiental	139.00	147.40
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>5061.82</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>10.07%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.9, se

presentan exportaciones de energía mucho más altas que el escenario Tendencial.

**Gráfico 7.9: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

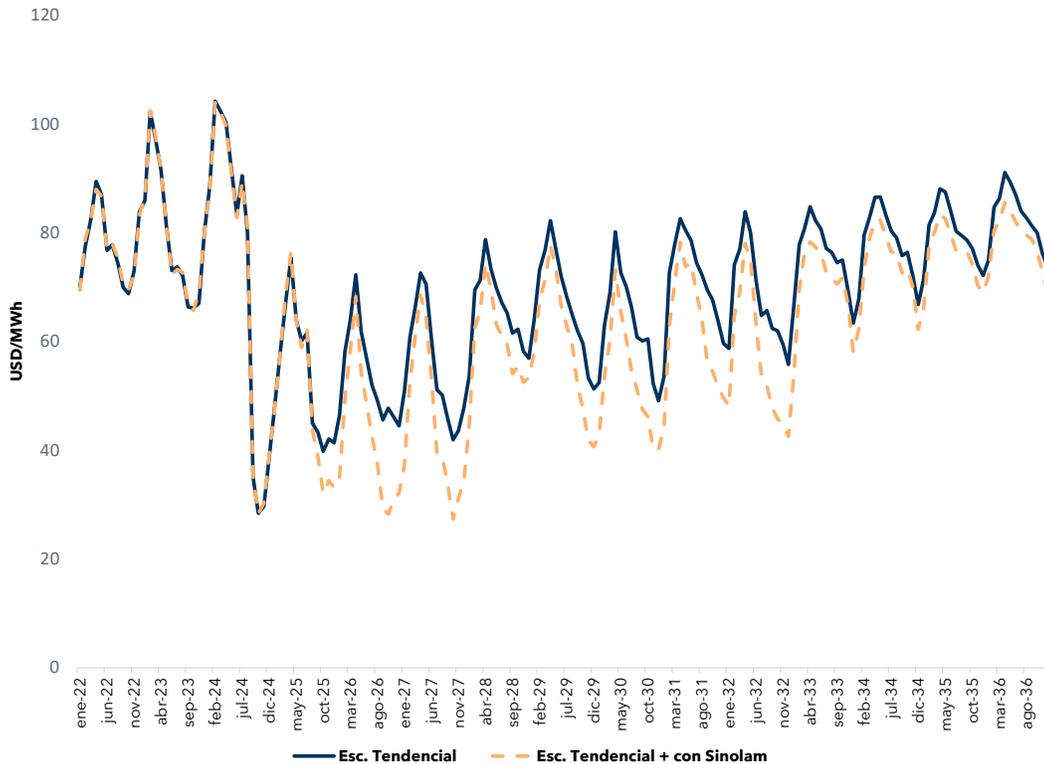
Como se puede apreciar en el Gráfico 7.10, los costos marginales

resultan inferiores a los del escenario Tendencial. Lo cual nos

indica que la entrada en operación de la planta GTPP a partir del 2026, causa un exceso de generación, lo

que resulta en una disminución del costo marginal.

**Gráfico 7.10: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 4

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles medios y con demanda media. A diferencia de las otras sensibilidades, esta contempla un escenario sin la entrada en operación de la planta Chan II.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial presenta una variación en el costo total, debido que no entro en operación la planta Chan II. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total disminuya en un 5.76 %, ver [Tabla 7. 7](#)

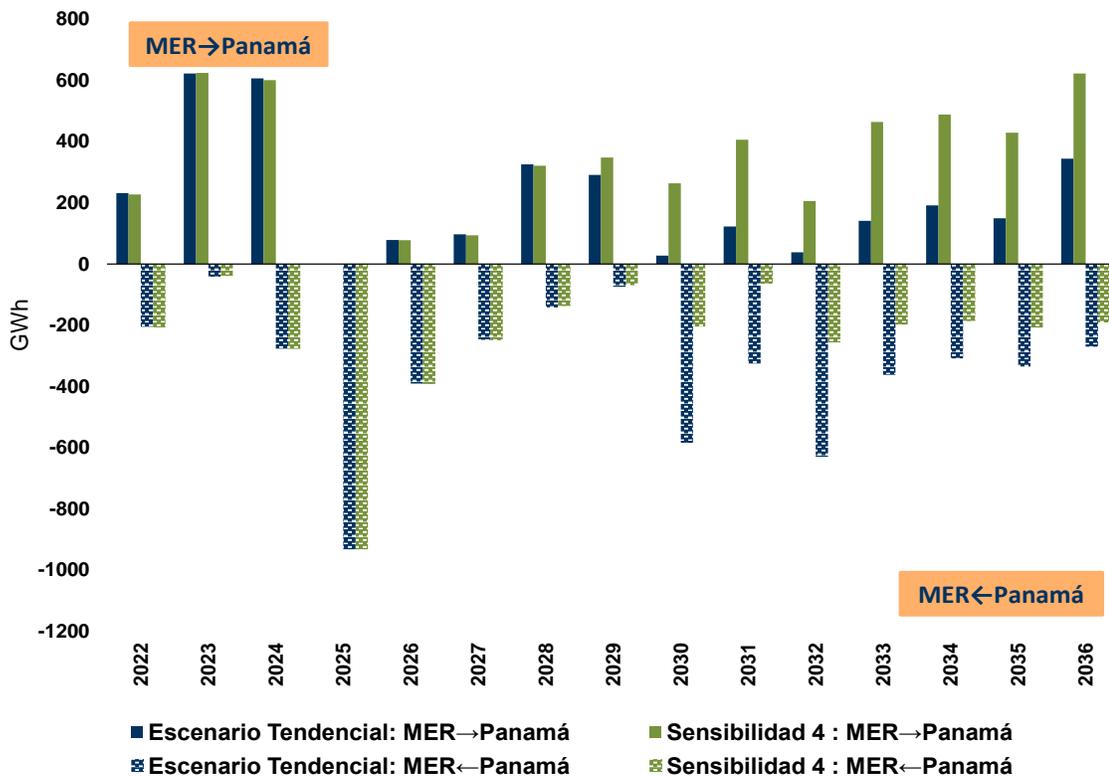
**Tabla 7. 7: Costos de Sensibilidad 4 (mill B./.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 4
Inversión	2,414.17	2,049.47
Déficit	0.05	0.04
Operación	2,045.57	2,140.83
Ambiental	139.00	143.48
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>4333.82</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-5.76%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.11, se presentan exportaciones de energía mucho más bajas que las del

escenario Tendencial, contrario a las importaciones que aumentan en comparación al escenario Tendencial.

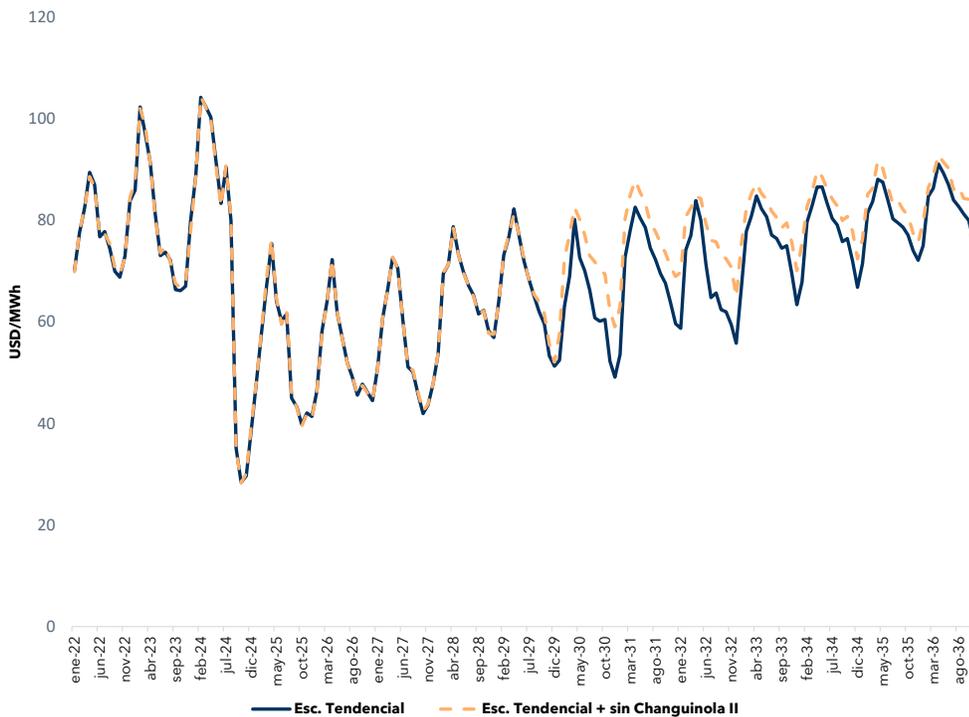
**Gráfico 7.11: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.12, los costos marginales resultan superiores a los del escenario Tendencial. Lo cual nos indica que la ausencia de energía

proveniente de la planta Chan II resulta en un aumento del costo marginal.

**Gráfico 7.12: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 5

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles medios y con demanda media, a diferencia de las otras sensibilidades esta contempla un escenario con movilidad eléctrica.

Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total aumente en un 1.51 %, además, se debe apreciar que existe un ligero aumento en el costo de déficit, ver Tabla 7. 8

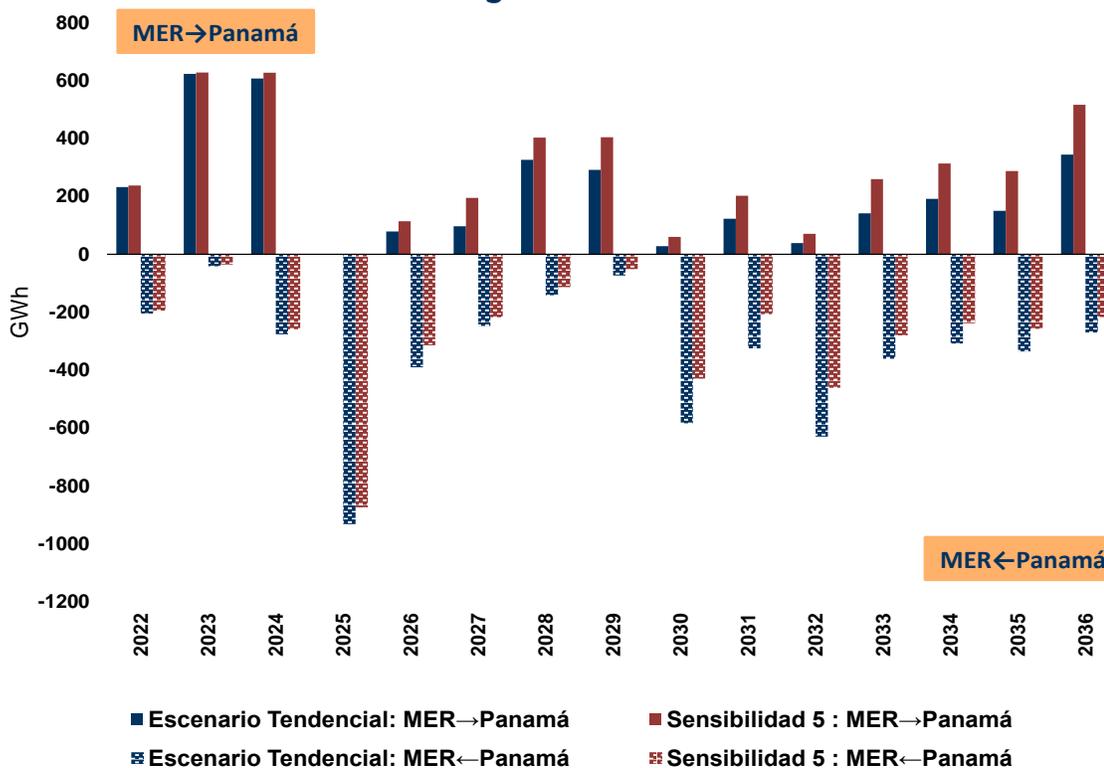
**Tabla 7. 8: Costos de Sensibilidad 5 (mill B./.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 5
Inversión	2,414.17	2,414.17
Déficit	0.05	0.07
Operación	2,045.57	2,111.43
Ambiental	139.00	142.49
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>4668.17</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>1.51%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.13, se

presentan exportaciones de energía mucho más bajas que las del escenario Tendencial.

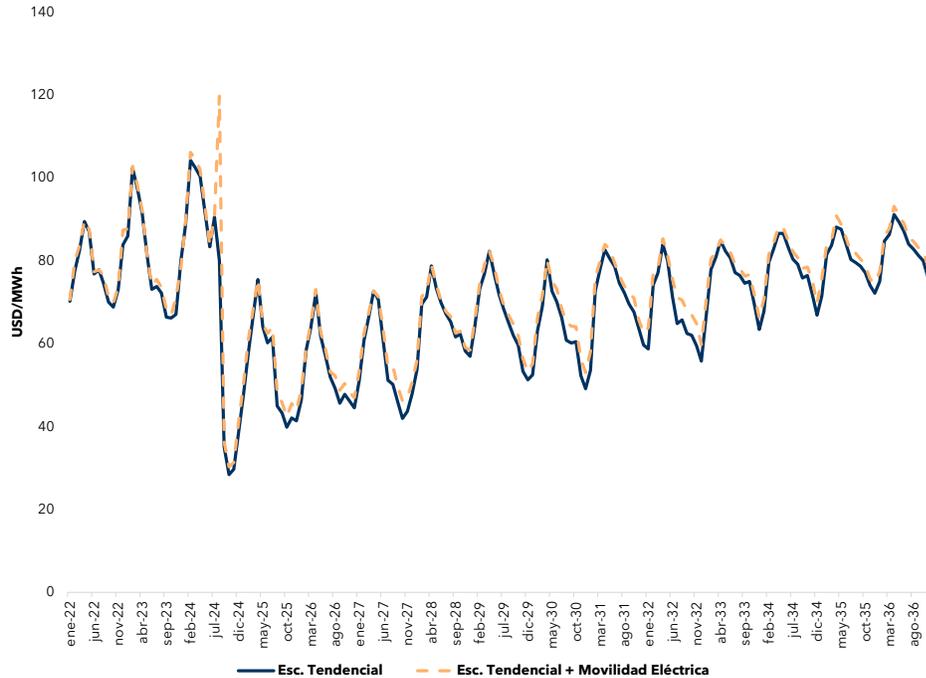
**Gráfico 7.13: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.14, los costos marginales resultan superiores a los del escenario Tendencial. Lo cual nos

indica que un aumento en la demanda aumenta los costos marginales.

**Gráfico 7.14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 6

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles medios y con demanda media, a diferencia de las otras sensibilidades esta considera una disminución de la demanda para los bloques de generación solar de 2.5 MW mensuales y adicionalmente un incremento del 1.25% mensual del valor correspondiente al mes anterior con un factor de carga de 18%, para incluir el efecto del

aumento de la generación distribuida en la demanda.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial presenta una variación en el costo total, debido que se reduce la demanda. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total disminuya en un 3.07 %, además, se debe apreciar que no existe déficit, ver [Tabla 7. 10](#).

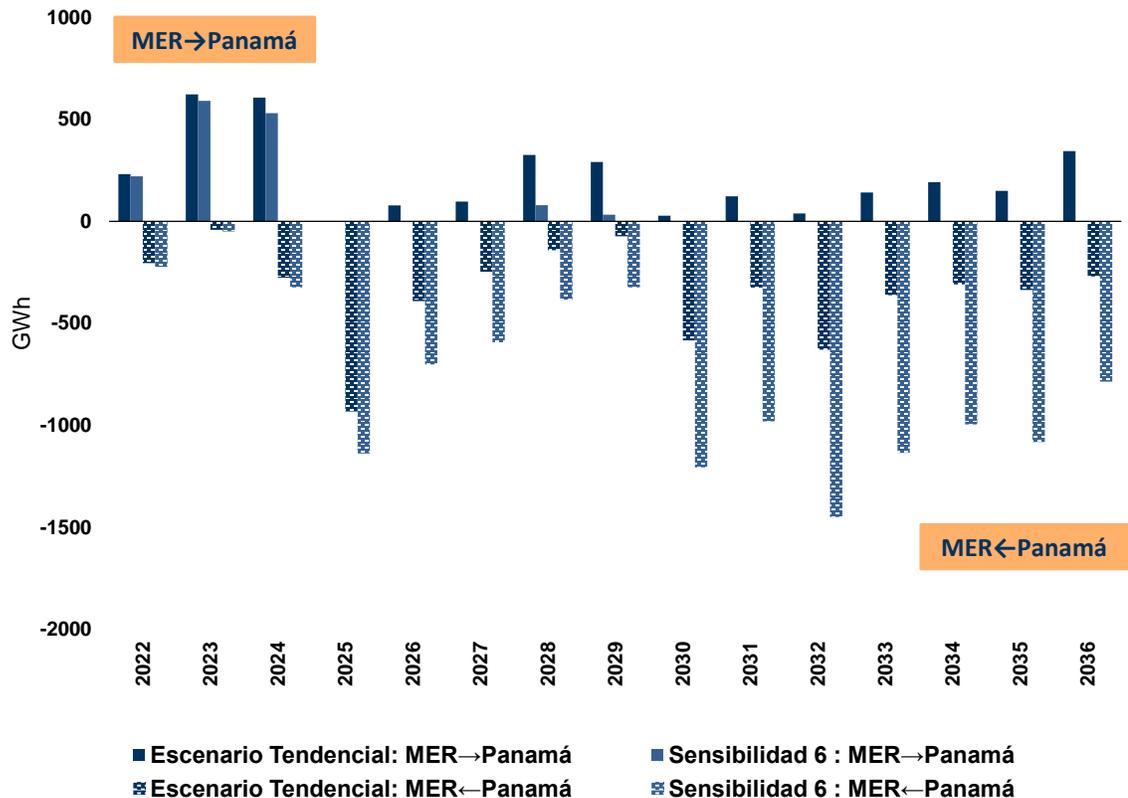
**Tabla 7. 9: Costos de Sensibilidad 6 (mill B/.)**

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 6
Inversión	2,414.17	2,476.17
Déficit	0.05	0.00
Operación	2,045.57	1,853.61
Ambiental	139.00	127.98
<b>Total</b>	<b>4598.79</b>	<b>4457.76</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-3.07%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.15, se

presentan exportaciones de energía más altas que las del escenario Tendencial.

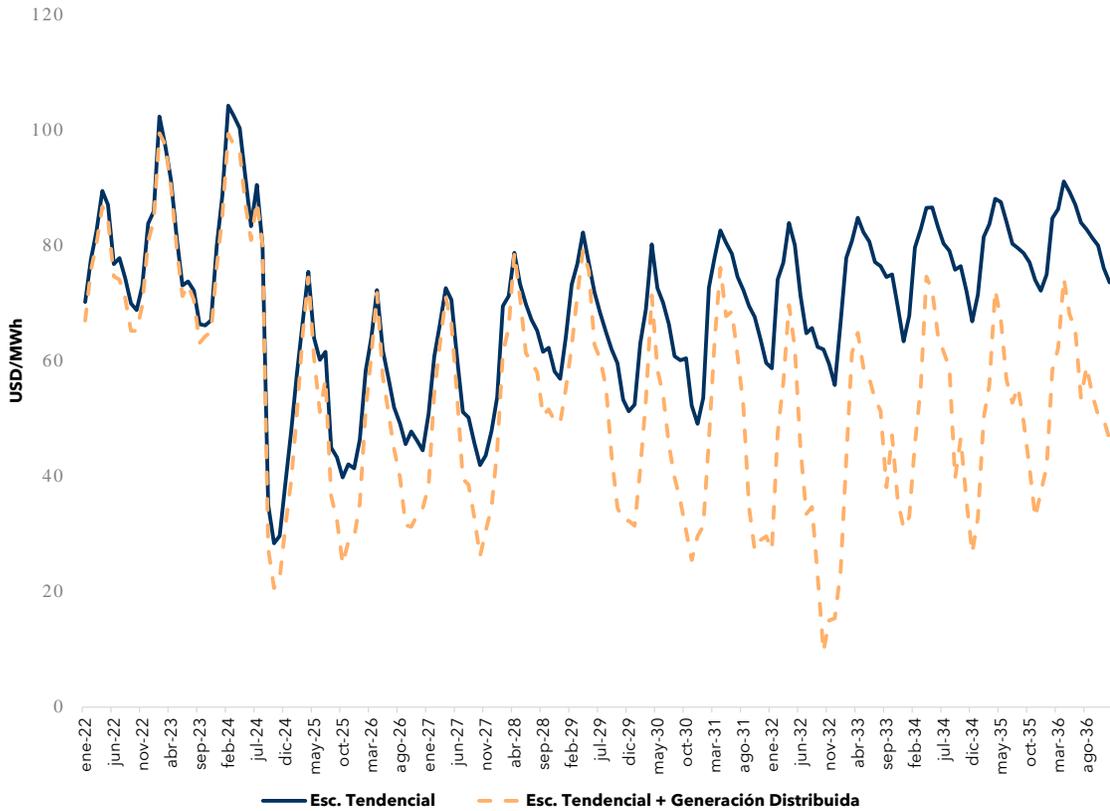
**Gráfico 7.15: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.16, los costos marginales resultan inferiores a los del escenario Tendencial. Lo cual nos

indica que reducir la demanda reduce los costos marginales.

**Gráfico 7.16: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

## ESCENARIO DE ALTERNATIVO I

En este escenario, al igual que el escenario Tendencial, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad. Este escenario contempla un pronóstico de demanda y combustibles altos, con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en la Tabla 7.11.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 4,584.58 MW de capacidad al sistema actual, donde el 8.10% corresponde a proyectos hidroeléctricos (371.44 MW), un 44.54% a proyectos renovables (Eólicos - 657.42 MW, Solar - 1384.67 MW) y el 47.36% restante corresponde a plantas termoeléctricas (2171.05 MW).

**Tabla 7. 10: Costos del Escenario de Alternativo I (mill B/.)**

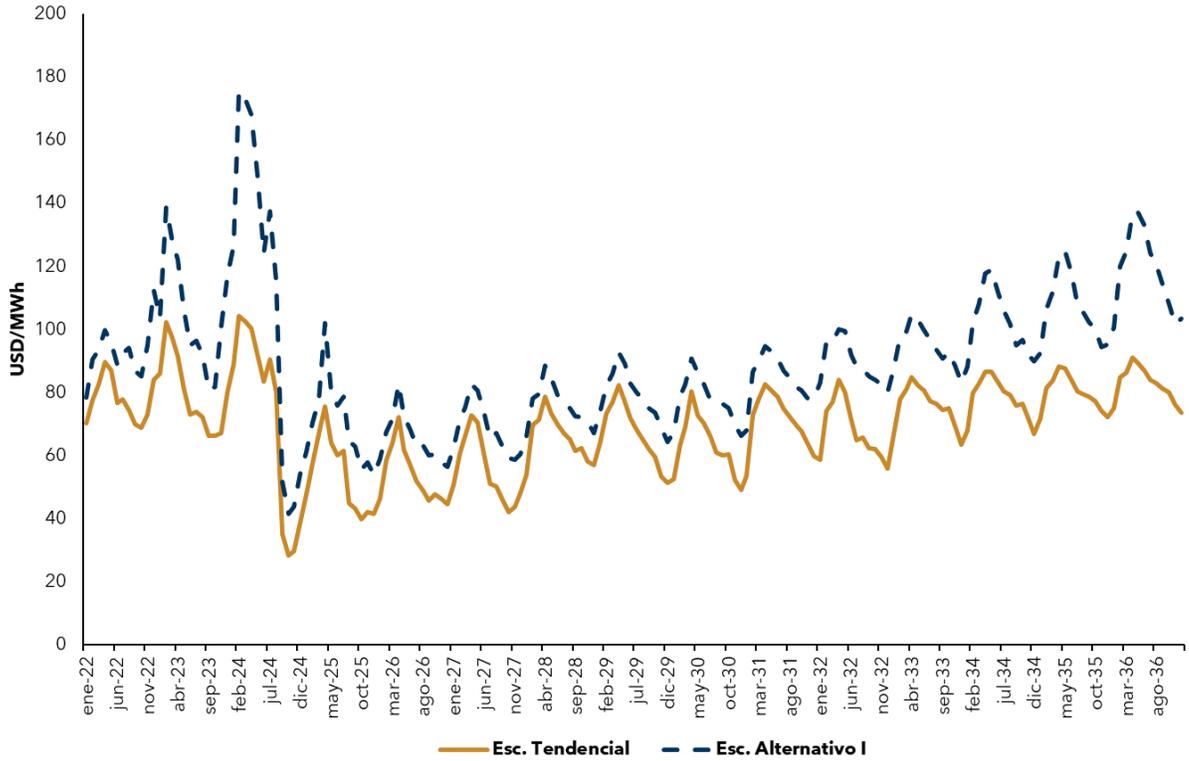
Costo	Escenario Alternativo I
Inversión	2,635.13
Déficit	0.05
Operación	2,635.21
Ambiental	166.28
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

Realizando una comparación del CMS del caso de Tendencial vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal va en un aumento notable a partir del 2022 y en todos los años de estudio debido al incremento en la demanda provoca un aumento en los costos de operación de las centrales termoeléctricas.; en el año 2024

(fecha en que ingresa la central termoeléctrica Gatún) el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de Tendencial, aunque ligeramente superior. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo I pueden apreciarse en el Gráfico 7.17.

**Gráfico 7.17: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Alternativo I**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I**

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa
10	2022	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	26.00		26.00						
12	2022	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	0.50		0.50						
12	2022	Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	2.75		2.75						
1	2023	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05			
1	2023	Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	3.54		3.54						
1	2023	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56						
3	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	5.00		5.00						
4	2023	Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	0.99		0.99						
6	2023	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95						
7	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90						
7	2023	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00						
9	2023	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	5.10		5.10						
12	2023	Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	0.91	0.91							
12	2023	Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	0.66	0.66							
12	2023	PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	5.00		5.00						
12	2023	PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	5.00		5.00						
12	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	4.90		4.90						
1	2024	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99						
1	2024	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90		9.90						
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	9.90		9.90						
2	2024	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00						
7	2024	HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00		20.00						
7	2024	SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99		9.99						
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	670.00							670.00	
10	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90						
1	2025	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	8.04	8.04							
1	2025	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15							
1	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90						
1	2025	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99						
1	2025	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00						
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00						
6	2025	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00						
6	2025	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00						
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.90		9.90						
6	2025	Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99						
7	2025	Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	10.00		10.00						
7	2025	Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	10.00		10.00						

**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7.11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (Continuación)**

7	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.90		9.90						
7	2025	Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99						
7	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90						
7	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	6.62		6.62						
10	2025	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00						
10	2025	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	20.00		20.00						
10	2025	Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00						
10	2025	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00						
12	2025	Inversiones M & J , S.A.	Tramontana	60.00			60.00					
12	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
12	2025	Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	10.00		10.00						
12	2025	Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	10.00		10.00						
1	2026	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17							
1	2026	Electron Investment	Pando Minicentral	0.51	0.51							
1	2026	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98						
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90		9.90						
1	2026	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00						
1	2026	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50						
6	2026	Panasolar Clean Energy, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00						
6	2026	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00						
7	2026	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87					
10	2026	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00						
12	2026	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	154.00		154.00						
1	2027	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30							
1	2027	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80							
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44							
1	2027	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00							
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	(33.70)						(33.70)		
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	(34.80)						(34.80)		
1	2027		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00	
1	2027	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar II	9.98		9.98						
1	2027	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	10.00		10.00						
1	2027	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	10.00		10.00						
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV SONA SOLAR	9.99		9.99						
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95		4.95						
1	2027	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75						
1	2027	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75						
6	2027	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	10.00		10.00						
6	2027	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	10.00		10.00						
6	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	9.90		9.90						
6	2027	UP3,S.A.	UP3	9.75		9.75						
6	2027	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75						

**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7.11: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (Continuación)**

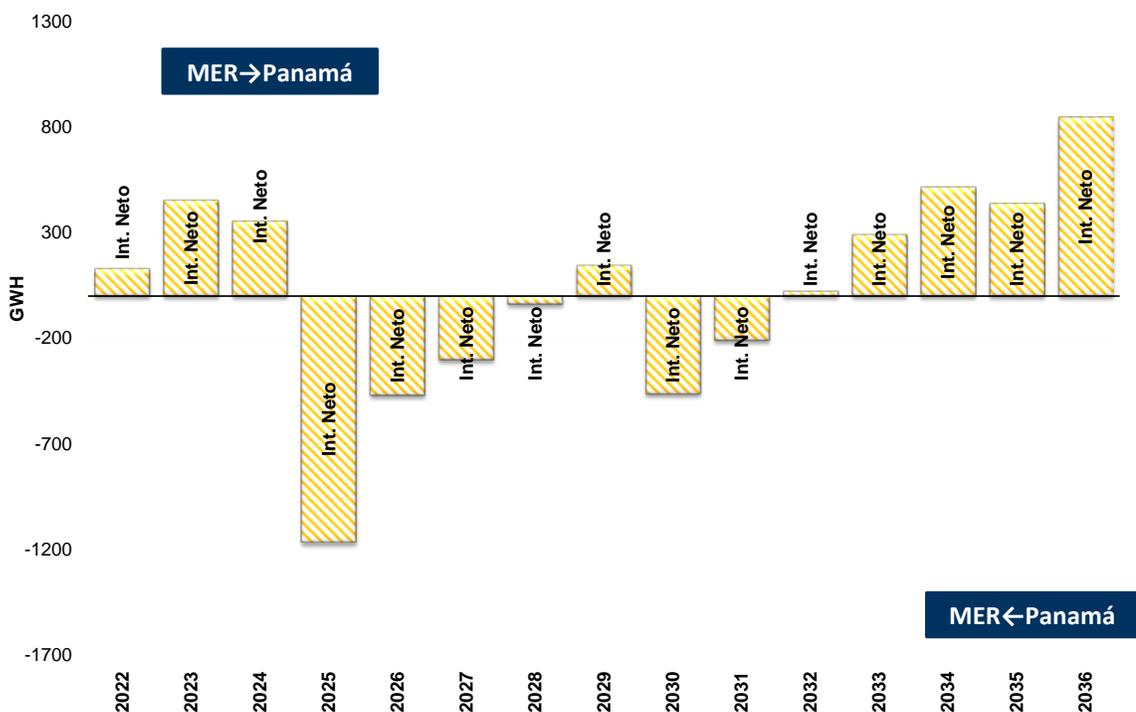
7	2027	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25					
1	2028	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Terra 4- Tizingal	4.64	4.64							
1	2028	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.36	28.36							
1	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	42.90			42.90					
1	2028	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	9.98		9.98						
1	2028	NRG PLUS, S.A	PV Boqueron NRG PLUS	10.00		10.00						
1	2028	NRG PLUS, S.A	FV Las Cabras 1	10.00		10.00						
1	2029		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00	
1	2029	NRG PLUS, S.A	FV 2 Las Cabras 2	10.00		10.00						
1	2029	NRG PLUS, S.A	PV Pedasi NRG PLUS	20.00		20.00						
6	2029	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00						
6	2029	AES Panamá S.R.L	Pedasi Solar	9.98		9.98						
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	10.00		10.00						
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	10.00		10.00						
6	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	10.00		10.00						
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	10.00		10.00						
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	10.00		10.00						
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	10.00		10.00						
12	2029	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	10.00		10.00						
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral )	13.70	13.70							
1	2030	SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	23.45		23.45						
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00							250.00	
1	2031	SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	80.00		80.00						
6	2032	Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	100.00		100.00						
1	2033		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	250.00							250.00	
1	2033	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00		100.00						
6	2033	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	138.60			138.60					
1	2034		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00							250.00	
1	2034	Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40					
6	2034	H & H Green Energy Corp.	Cocle Win Power Plant	190.40			190.40					
1	2035	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00			138.00					
1	2036		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	250.00							250.00	
				<b>2022-2036</b>		<b>2022-2025</b>		<b>2026-2030</b>		<b>2031-2036</b>		
				<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	
<b>Hidro</b>				371.44		1.57		141.41		228.46		
<b>Solar</b>				1384.67		186.87		894.35		303.45		
<b>Eólico</b>				657.42				122.02		535.40		
<b>Bunker</b>												
<b>Diesel</b>				1.05	-68.50	1.05		-68.50				
<b>Carbón</b>												
<b>GNL</b>				2170.00		670.00		500.00		1000.00		
<b>Biomasa</b>												
<b>Total</b>				<b>4584.58</b>	<b>-68.50</b>	<b>859.49</b>		<b>1657.78</b>	<b>-68.50</b>	<b>2067.31</b>		

**Referencia:** (ETESA, 2022)

El aumento de la demanda en Panamá impacta en una disminución de la participación de Panamá en intercambios con Centroamérica, pero se debe resaltar que, debido al

aumento de la demanda, Panamá pasa a ser importador neto al final del periodo, como se observa en el Gráfico 7.18.

**Gráfico 7.18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I**

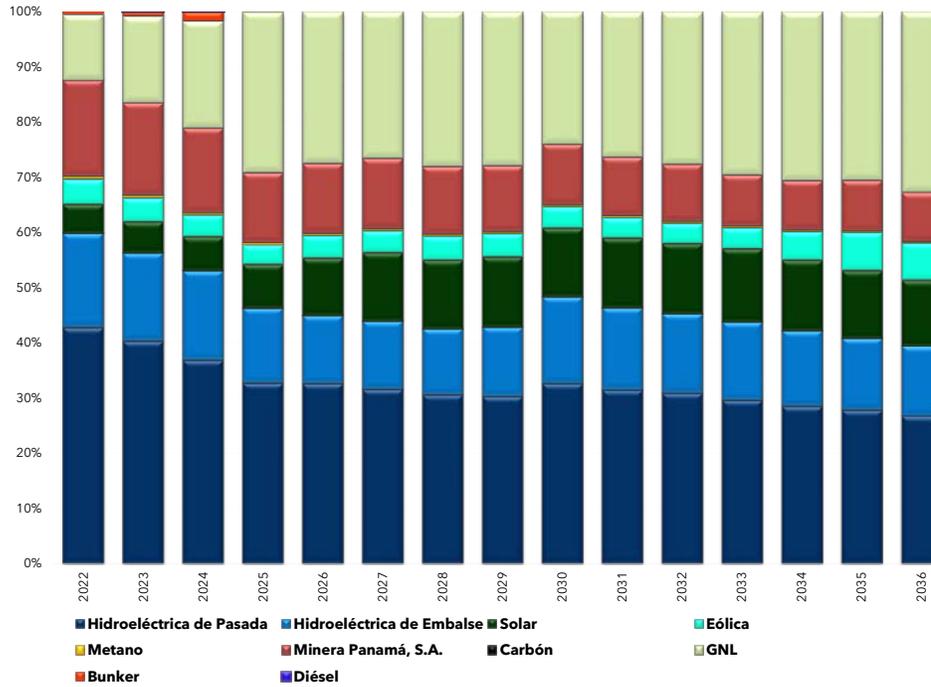


**Referencia:** (ETESA, 2022)

En el Gráfico 7.19 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas Natural producto de la entrada del

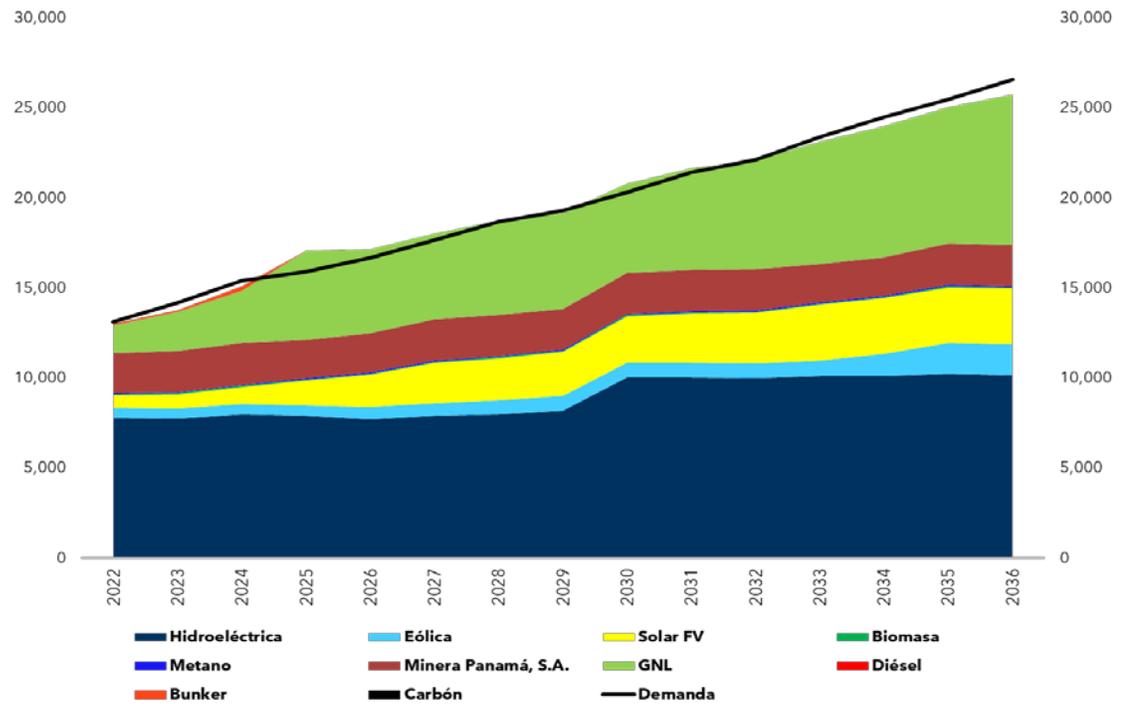
proyecto termoeléctrico Gatún en el año 2024, por el contrario de las centrales que utilizan el combustible bunker, se observa un nulo aporte luego del año 2024.

**Gráfico 7.19: Participación de Generación del Escenario Alternativo I**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Gráfico 7.20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 12: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda**

	Generación GWh					Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
<b>2022</b>	7,784.12	1,373.13	3,843.83	13,001.07	13,120.59	59.87%	10.56%	29.57%
<b>2023</b>	7,724.28	1,499.37	4,542.45	13,766.10	14,201.50	56.11%	10.89%	33.00%
<b>2024</b>	7,985.40	1,654.00	5,450.97	15,090.36	15,425.00	52.92%	10.96%	36.12%
<b>2025</b>	7,893.14	2,086.01	7,091.04	17,070.19	15,906.60	46.24%	12.22%	41.54%
<b>2026</b>	7,702.64	2,612.16	6,829.71	17,144.51	16,665.50	44.93%	15.24%	39.84%
<b>2027</b>	7,903.21	3,068.33	7,025.81	17,997.34	17,683.00	43.91%	17.05%	39.04%
<b>2028</b>	7,972.85	3,265.81	7,497.79	18,736.45	18,683.10	42.55%	17.43%	40.02%
<b>2029</b>	8,210.66	3,369.65	7,577.50	19,157.81	19,287.40	42.86%	17.59%	39.55%
<b>2030</b>	10,041.40	3,521.23	7,230.20	20,792.83	20,321.10	48.29%	16.93%	34.77%
<b>2031</b>	10,034.89	3,667.24	7,947.23	21,649.36	21,427.90	46.35%	16.94%	36.71%
<b>2032</b>	10,005.66	3,749.47	8,346.95	22,102.08	22,109.20	45.27%	16.96%	37.77%
<b>2033</b>	10,130.51	4,070.49	8,929.23	23,130.23	23,400.70	43.80%	17.60%	38.60%
<b>2034</b>	10,131.76	4,437.34	9,430.40	23,999.50	24,488.50	42.22%	18.49%	39.29%
<b>2035</b>	10,241.84	4,925.38	9,889.97	25,057.19	25,472.10	40.87%	19.66%	39.47%
<b>2036</b>	10,169.80	4,925.46	10,652.84	25,748.10	26,561.30	39.50%	19.13%	41.37%

**Referencia:** (ETESA, 2022)

## Sensibilidades del Escenario de Alternativo I

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Alternativo I, se evaluaron las mismas sensibilidades que en el escenario tendencial, mediante las cuales se evaluará 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.

### Sensibilidad 1

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles de precios altos y con demanda Alta. En esta se analiza un escenario que considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW, a partir de enero de 2026.

Esta sensibilidad en comparación al Escenario Alternativo I presenta una variación en el costo total, debido al aumento en las exportaciones. Este aumento en las exportaciones causa que el costo total varíe en un 0.79%, además, se debe apreciar que existe déficit ver, [Tabla 7. 13](#).

**Tabla 7. 13: Costos de Sensibilidad 1 (mill B./.)**

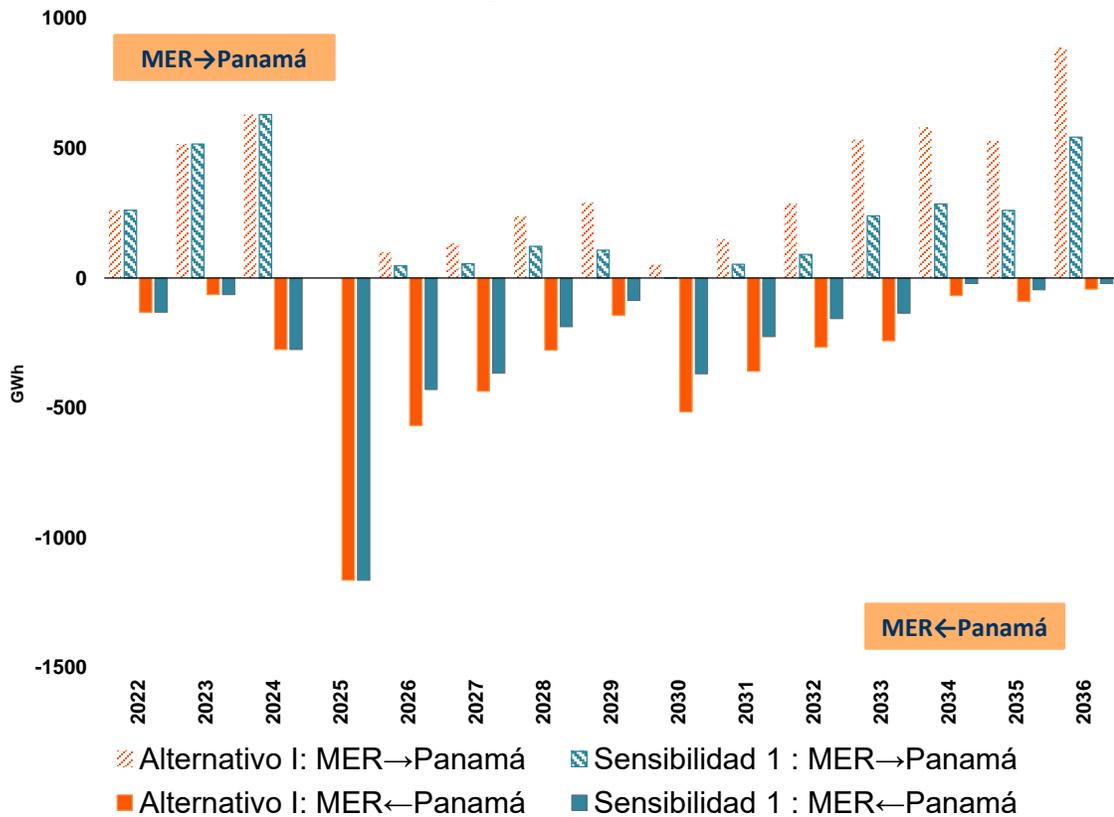
Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 1
Inversión	2,635.13	2,635.13
Déficit	0.05	0.05
Operación	2,635.21	2,675.71
Ambiental	166.28	168.49
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5479.38</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>0.79%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el [Gráfico 7.21](#), se

presentan exportaciones de energía mayores al Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.21: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1**

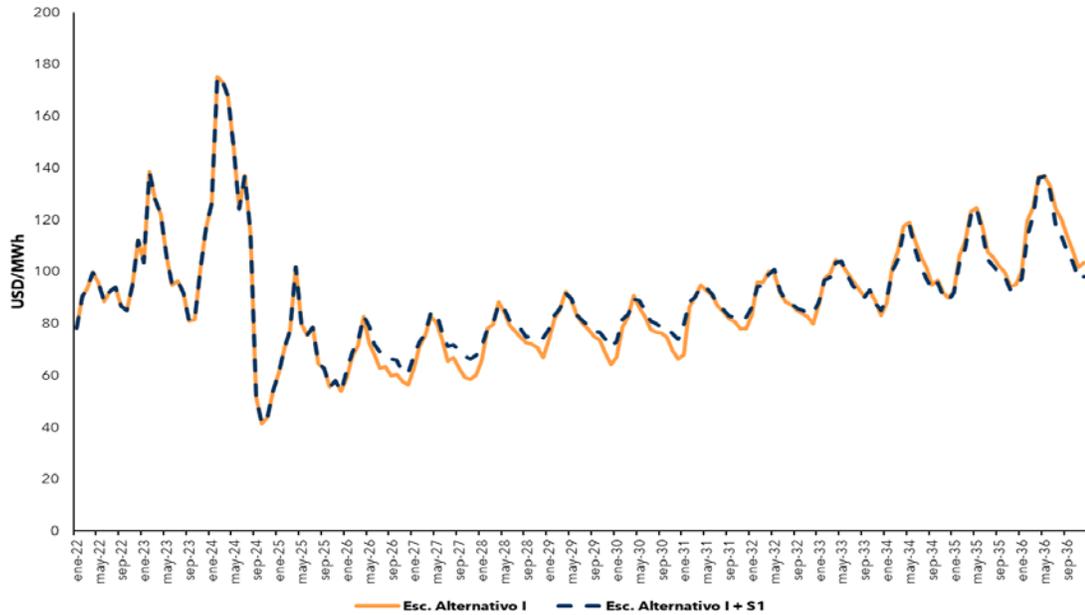


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.22, los costos marginales resultan superiores a los del Escenario Alternativo I. Lo cual nos

indica que un aumento en la demanda producto de las exportaciones aumentaría el costo marginal.

**Gráfico 7.22: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 19**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 2

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles de precios altos con demanda Alta.

Esta sensibilidad, en comparación al escenario Alternativo I, considera el retiro las plantas térmicas sin contratos a partir del 2024. En esta

sensibilidad se presenta una variación en el costo total, debido a los costos operativos y de déficit este escenario. Esta variación en la oferta térmica contribuye a que el costo total aumente en un 1.7 %, además, se debe apreciar que existe déficit, ver Tabla 7. 14.

**Tabla 7. 14: Costos de Sensibilidad 2 (mill B./)**

Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 2
Inversión	2,635.13	2,635.13
Déficit	0.05	112.60
Operación	2,635.21	2,616.24
Ambiental	166.28	165.35
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5529.32</b>

**Diferencia**

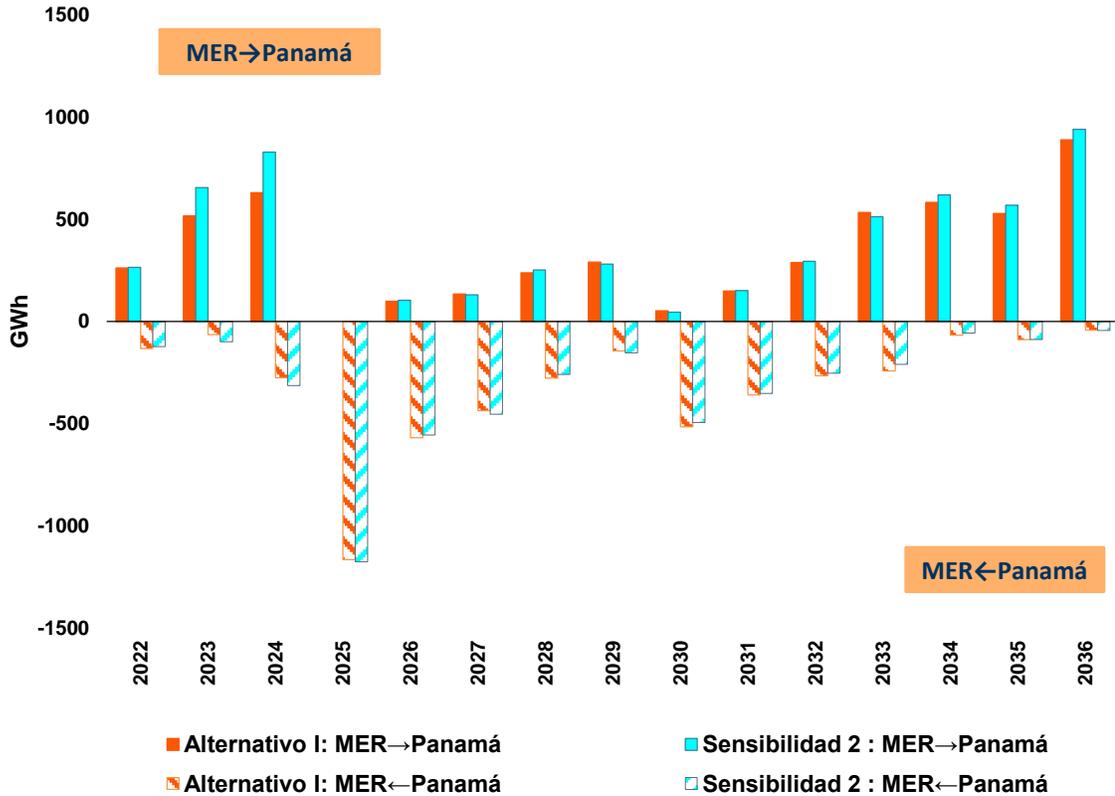
**1.70%**

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.23, se

presentan exportaciones de energía menores a los del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.23: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2**

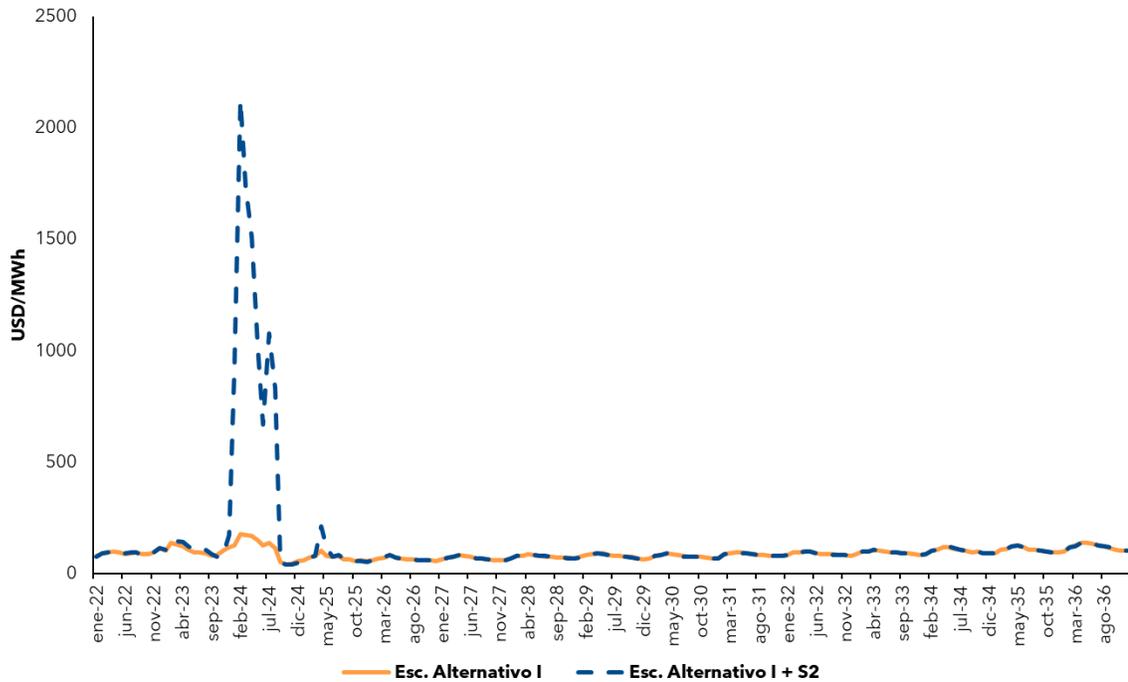


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.24, en los primeros años los costos marginales resultan superiores a los del Escenario Alternativo I. A partir de la entrada

del proyecto Gatún los costos vuelven a ser iguales, lo cual nos indica que existe el riesgo de un posible déficit por la ausencia de este plantel térmico.

**Gráfico 7.24: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2**



Referencia: (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 3

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles y demanda alta.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Alternativo I, considera la entrada en operación de la planta

GTPP a partir del 2026. En esta sensibilidad se presenta aumento en el costo total, debido a los costos de esta planta.

Esta variación de la oferta contribuye a que el costo total aumente en un 8.9 %, ver Tabla 7. 15.

**Tabla 7. 15: Costos de Sensibilidad 3 (mill B/.)**

Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 3
Inversión	2,635.13	2,926.89
Déficit	0.05	0.05
Operación	2,635.21	2,818.10
Ambiental	166.28	175.46
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5920.50</b>

**Diferencia**

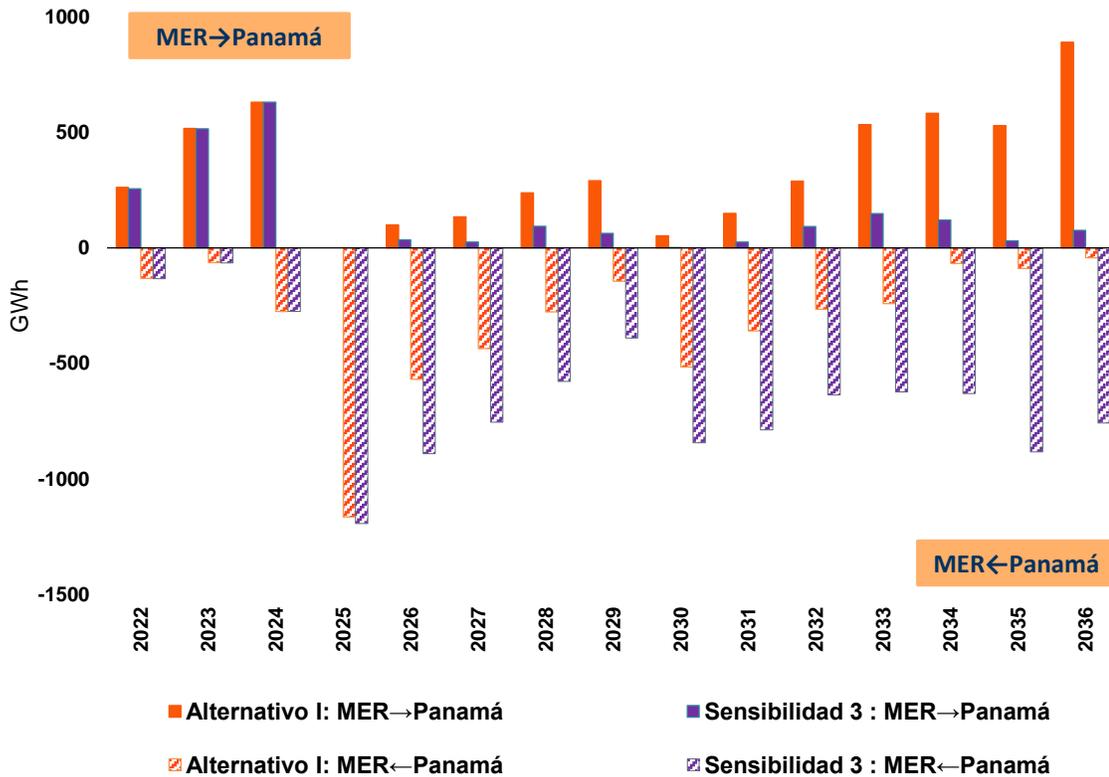
**8.90%**

Referencia: (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.25, se

presentan exportaciones de energía mucho más altas que el Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.25: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3**

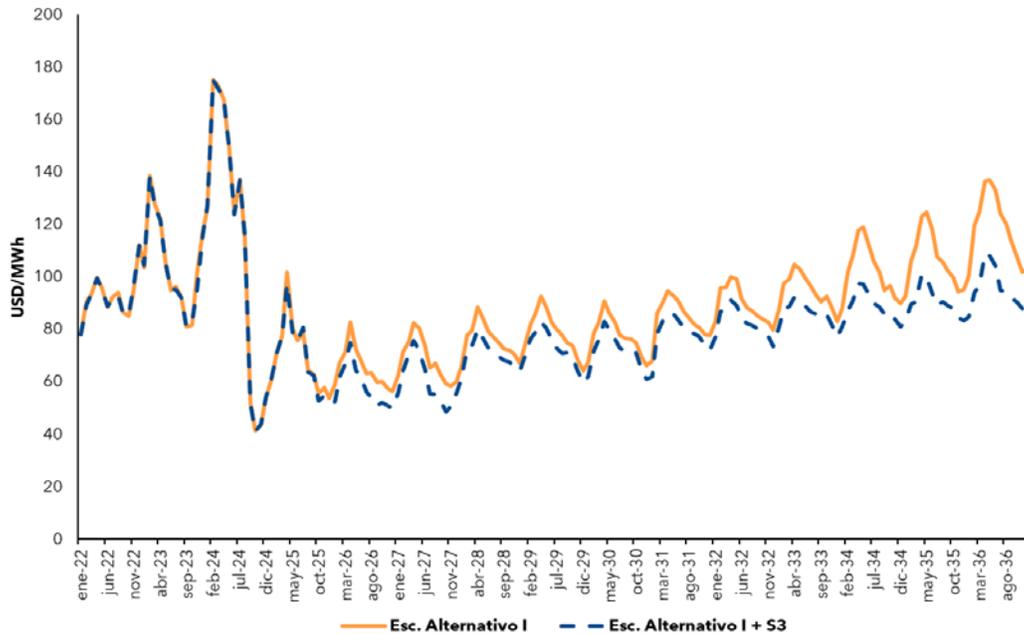


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.26, los costos marginales resultan inferiores a los del Escenario Alternativo I. Lo cual nos

indica que los bajos costos operativos en las plantas de gas, resulta en una disminución del costo marginal.

**Gráfico 7.26: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 4

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles altos y con demanda alta. A diferencia de las otras sensibilidades, esta contempla un escenario sin la entrada en operación de la planta Chan II.

Esta sensibilidad en comparación al Escenario Alternativo I presenta una disminución en el costo total, en un 4.29 %, ver [Tabla 7. 16](#).

**Tabla 7. 16: Costos de Sensibilidad 4 (mill B./)**

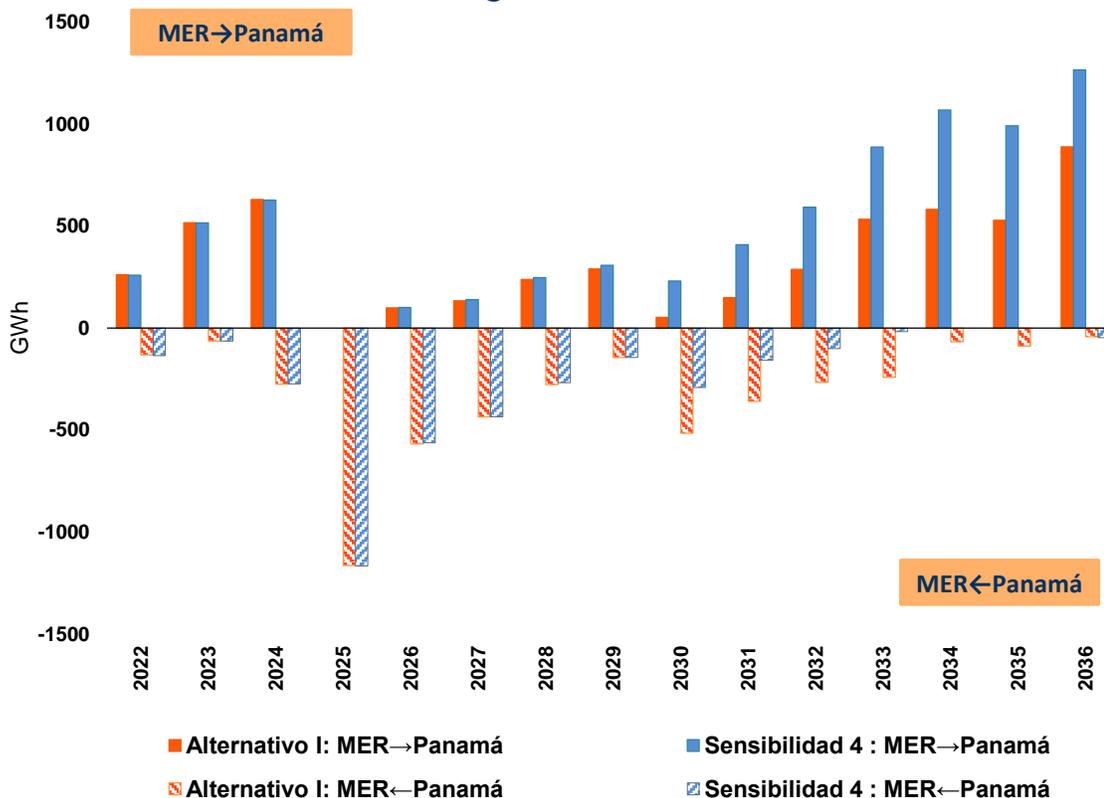
Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 4
Inversión	2,635.13	2,270.43
Déficit	0.05	0.05
Operación	2,635.21	2,760.99
Ambiental	166.28	171.99
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5203.46</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-4.29%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el [Gráfico 7.27](#), se presentan exportaciones de energía

mucho menores que las del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.27: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4**

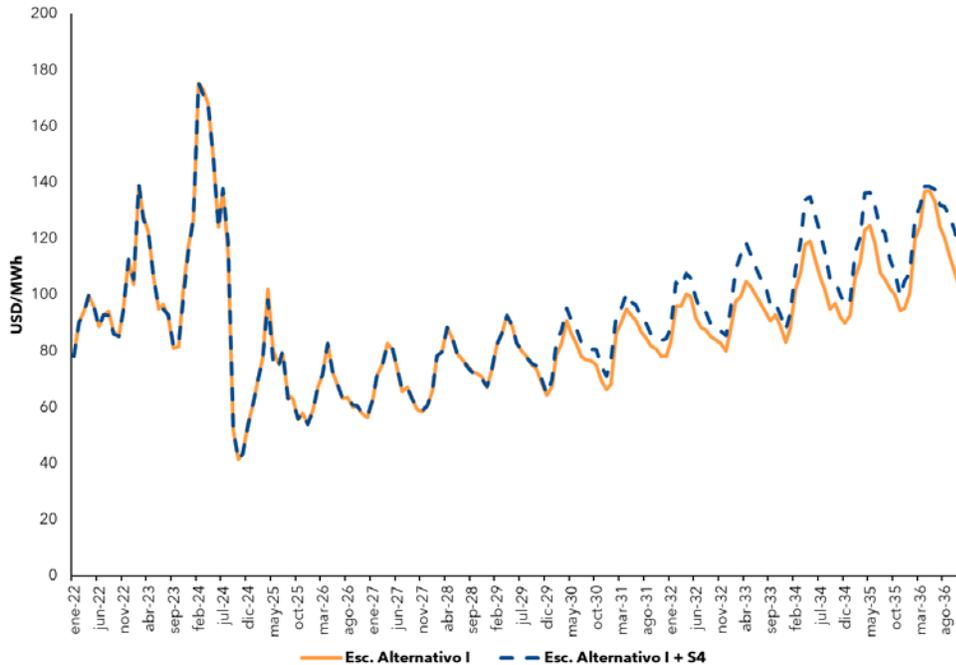


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.28, los costos marginales

resultan superiores a los del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.28: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 5

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles altos y con demanda alta. A diferencia de las otras sensibilidades, esta contempla un escenario con movilidad eléctrica.

Esta sensibilidad en comparación al Escenario Alternativo I presenta una

variación en el costo total, debido al aumento en la demanda, producto de la movilidad eléctrica. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total aumente en un 1.71 %. Además, se debe apreciar que existe un ligero aumento en el déficit, ver Tabla 7. 17.

**Tabla 7. 17: Costos de Sensibilidad 5 (mill B./)**

Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 5
Inversión	2,635.13	2,635.13
Déficit	0.05	0.07
Operación	2,635.21	2,724.01
Ambiental	166.28	170.65
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5529.86</b>

**Diferencia**

**1.71%**

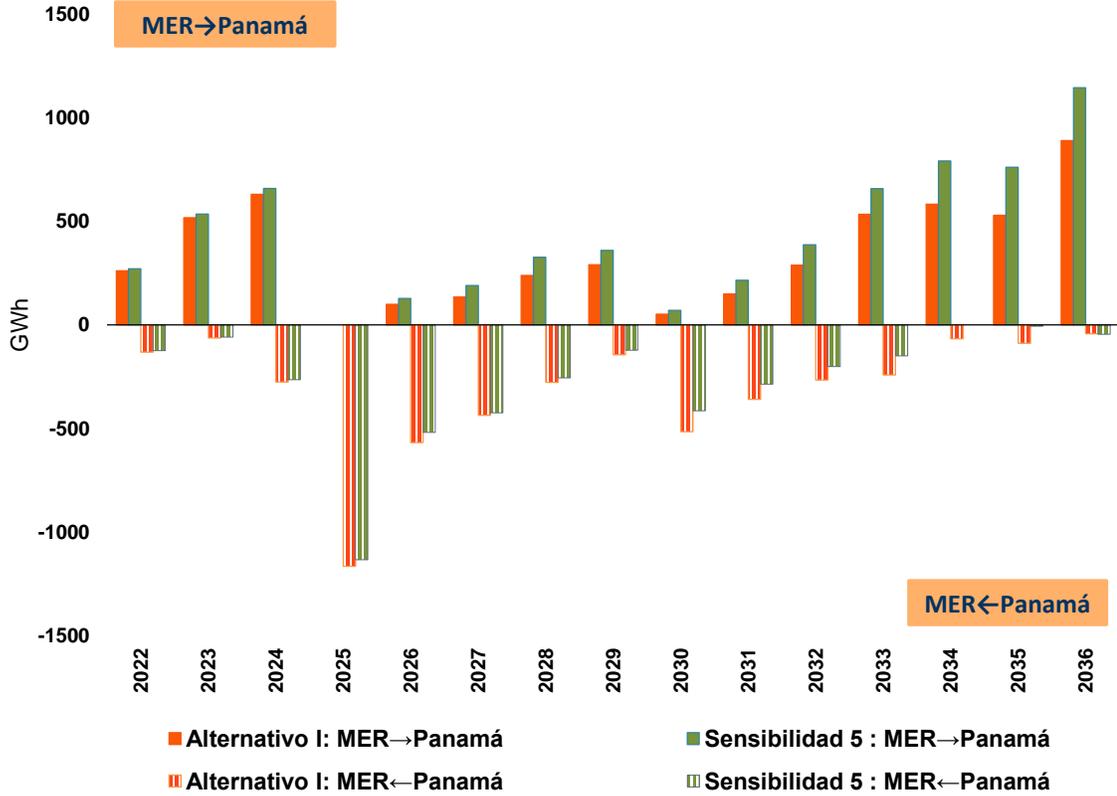
**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica,

como indica el Gráfico 7.29, se presentan exportaciones de energía

mucho más bajas que las del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.29: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5**

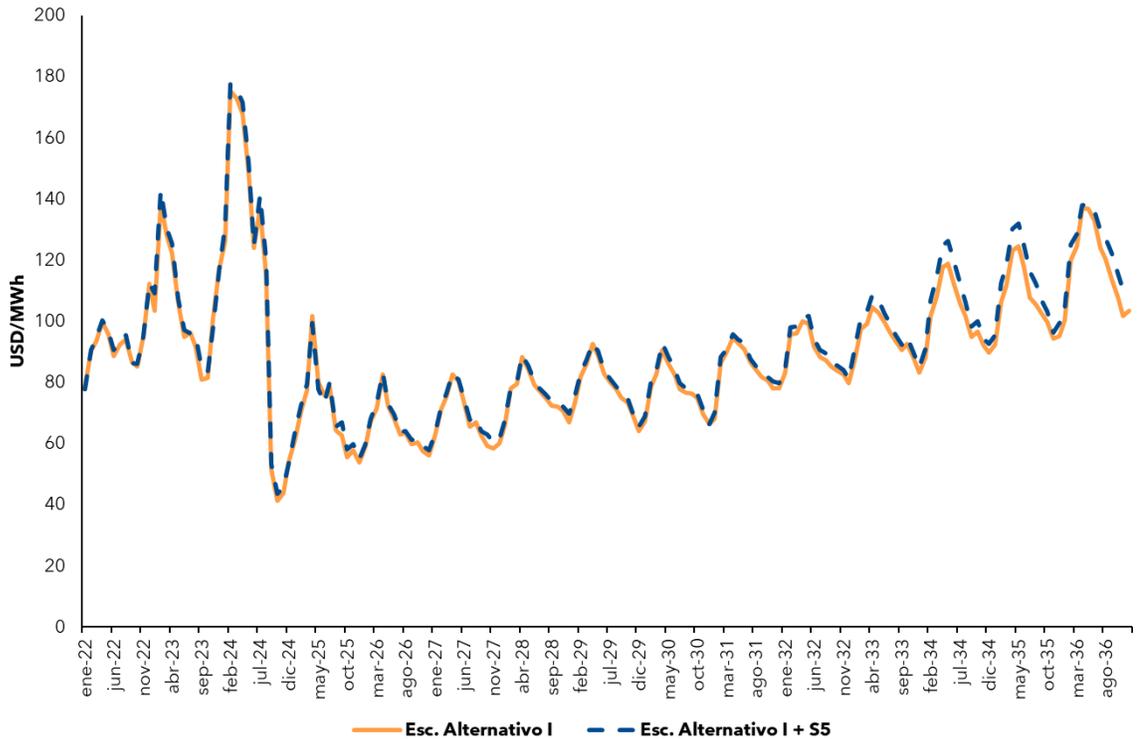


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.30, los costos marginales

resultan superiores a los del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.30: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 6

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles altos y con demanda alta. A diferencia de las otras sensibilidades, esta considera una disminución de la demanda para los bloques de generación solar de 2.5 MW mensuales y adicionalmente un incremento del 1.25% mensual del valor correspondiente al mes anterior con un factor de carga de 18%, para incluir el efecto del

aumento de la generación distribuida en la demanda. Esta sensibilidad en comparación al Escenario Alternativo I presenta una variación en el costo total, debido a la reducción de la demanda. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total disminuya en un 5.32 %, además, se debe apreciar que no existe déficit, ver [Tabla 7. 18](#).

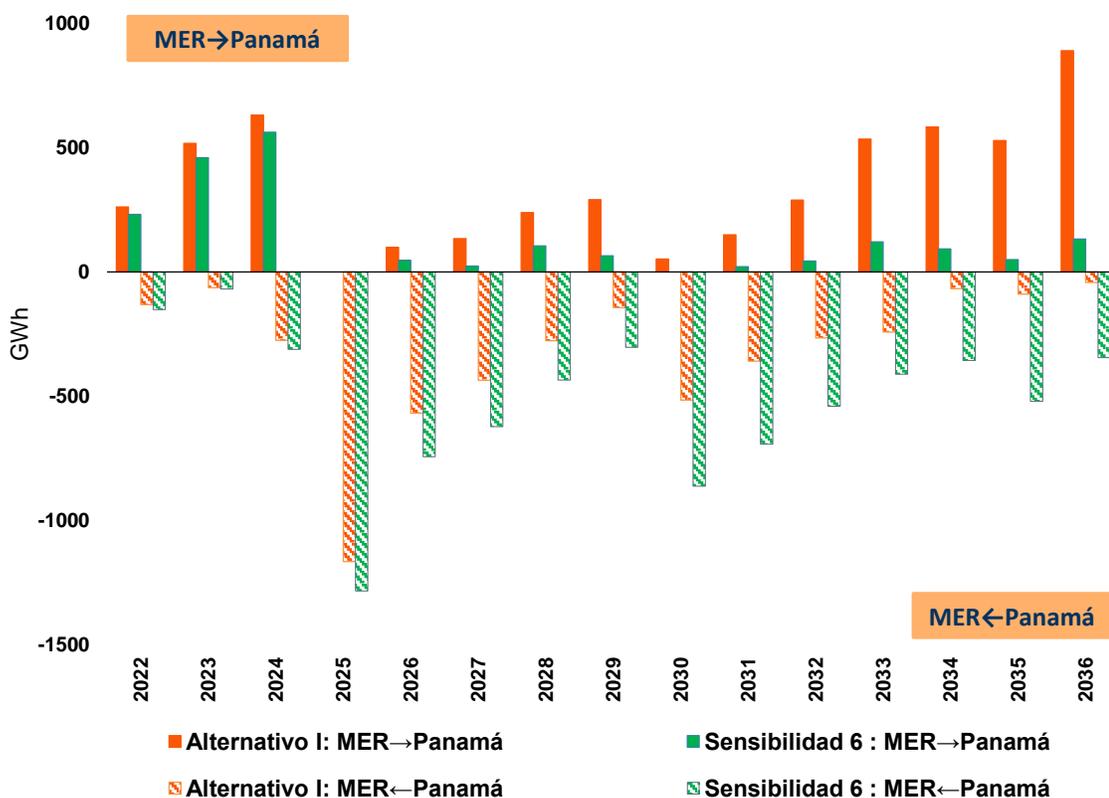
**Tabla 7. 18: Costos de Sensibilidad 6 (mill B./.)**

Costo	Escenario Alternativo I	Sensibilidad 6
Inversión	2,635.13	2,697.12
Déficit	0.05	0.00
Operación	2,635.21	2,300.65
Ambiental	166.28	149.50
<b>Total</b>	<b>5,436.67</b>	<b>5147.27</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-5.32%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.31, se

presentan exportaciones de energía más altas que las del Escenario Alternativo I.

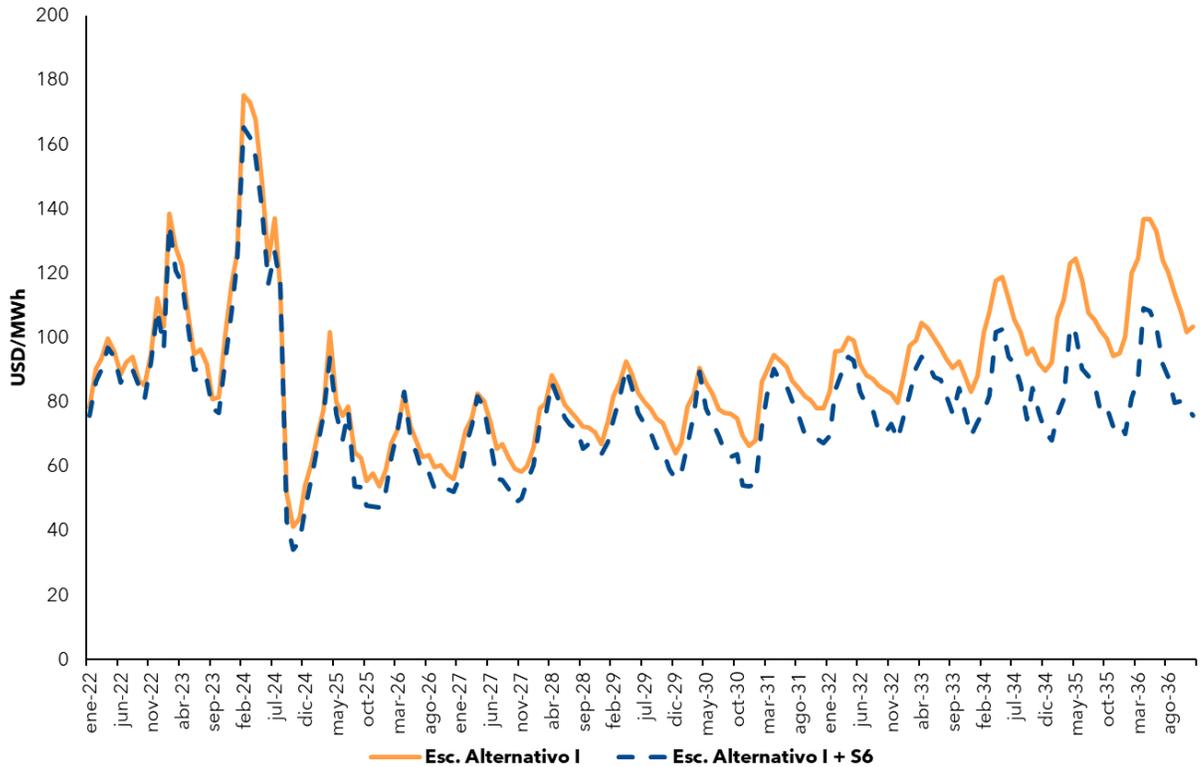
**Gráfico 7.31: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.32, los costos marginales

resultan inferiores a los del Escenario Alternativo I.

**Gráfico 7.32: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6**



Referencia: (ETESA, 2022)

## ESCENARIO ALTERNATIVO II

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad. Este escenario contempla un pronóstico de demanda baja y mayor cantidad de recursos renovables disponibles, con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en la [Tabla 7.20](#).

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2573.28 MW de capacidad al sistema actual, donde el 10% corresponde a proyectos hidroeléctricos (264 MW), un 46 % a proyectos renovables (Eólicos - 584.8 MW, Solar - 603.2 MW) y el 44% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1128.1 MW) y un retiro de 934.67 MW del plantel térmico.

**Tabla 7. 19: Costos del Escenario de Demanda Baja (mill B./.)**

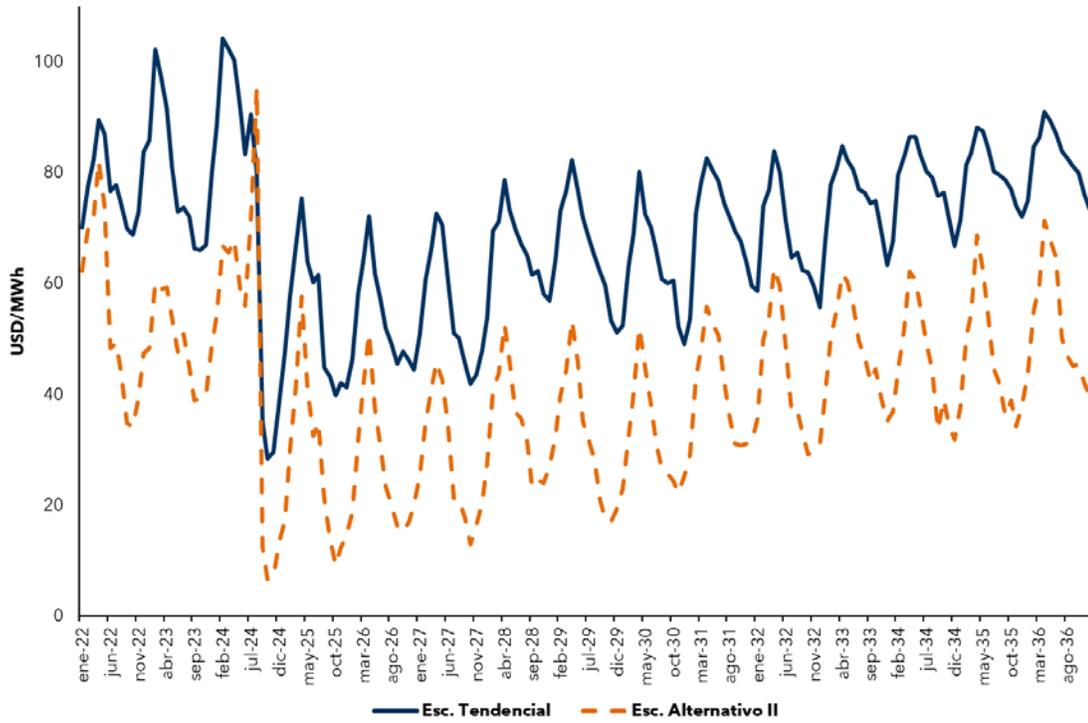
<b>Costo</b>	<b>Escenario Alternativo II</b>
Inversión	1,632.50
Déficit	0.38
Operación	1,425.75
Ambiental	117.28
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

Realizando una comparación del CMS del caso de Tendencial vs el presente escenario se puede apreciar que debido a la disminución de la demanda el CMS

baja considerablemente, durante los años de estudio 2022- 2036. Ver [Gráfico 7.33](#).

**Gráfico 7.33: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Demanda Baja**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 20: Plan de Expansión del Escenario de Demanda Baja**

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa
10	2022	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	26.00		26.00						
12	2022	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	0.50		0.50						
12	2022	Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	2.75		2.75						
1	2023	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05			
1	2023	Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	3.54		3.54						
1	2023	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56						
3	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Río de Jesús	5.00		5.00						
4	2023	Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	0.99		0.99						
6	2023	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95						
7	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90						
7	2023	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00						
9	2023	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	5.10		5.10						
12	2023	Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	0.91	0.91							
12	2023	Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	0.66	0.66							
12	2023	PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	5.00		5.00						
12	2023	PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	5.00		5.00						
12	2023	ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Río de Jesús	4.90		4.90						
1	2024	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99						
1	2024	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90		9.90						
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	9.90		9.90						
2	2024	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00						
7	2024	HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00		20.00						
7	2024	SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99		9.99						
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	670.00							670.00	
10	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90						
1	2025	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	8.04	8.04							
1	2025	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15							
1	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90						
1	2025	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00						
1	2025	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00						
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.90		9.90						
7	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.90		9.90						
7	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90						

**Referencia:** (ETESA, 2022)



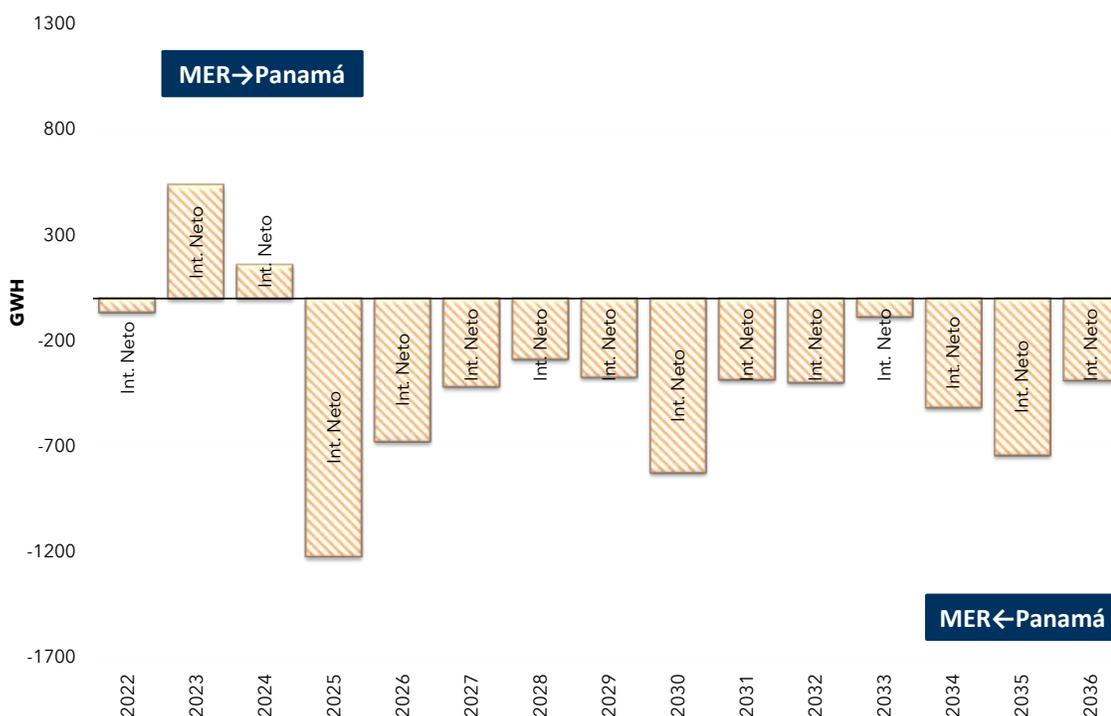
**Tabla 7.20: Plan de Expansión del Escenario de Demanda Baja (continuación)**

1	2032	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	42.90			42.90						
1	2032	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar II	9.98		9.98							
1	2032	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	9.98		9.98							
1	2032	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2032	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	10.00		10.00							
1	2032	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00							
1	2032	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50							
1	2032	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75							
1	2032	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75							
6	2032	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00							
6	2032	AES Panamá S.R.L	Pedasí Solar	9.98		9.98							
6	2032	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	10.00		10.00							
6	2032	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	10.00		10.00							
6	2032	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	9.90		9.90							
6	2032	UP3,S.A.	UP3	9.75		9.75							
6	2032	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75							
10	2032	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00							
6	2033	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	10.00		10.00							
6	2033	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	10.00		10.00							
6	2033	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	10.00		10.00							
7	2033	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25						
12	2033	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	10.00		10.00							
1	2034	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76								
1	2034	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral	13.70	13.70								
12	2034	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	10.00		10.00							
12	2034	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	10.00		10.00							
12	2034	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	10.00		10.00							
				<b>2022-2036</b>		<b>2022-2025</b>		<b>2026-2030</b>		<b>2031-2036</b>			
				<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>	<b>Inst.</b>	<b>Retiro</b>		
<b>Hidro</b>				309.20		1.57		13.87		293.76			
<b>Solar</b>				1016.28		186.87		590.07		239.34			
<b>Eólico</b>				122.02				61.87		60.15			
<b>Bunker</b>													
<b>Diesel</b>				1.05	-68.50	1.05			-68.50				
<b>Carbón</b>													
<b>GNL</b>				670.00		670.00							
<b>Biomasa</b>													
<b>Total</b>				<b>2118.55</b>	<b>-68.50</b>	<b>859.49</b>		<b>665.81</b>	<b>-68.50</b>	<b>593.25</b>			

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos, además, la disminución de la

demanda incentiva los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera el proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7.34.

**Gráfico 7.34: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II**

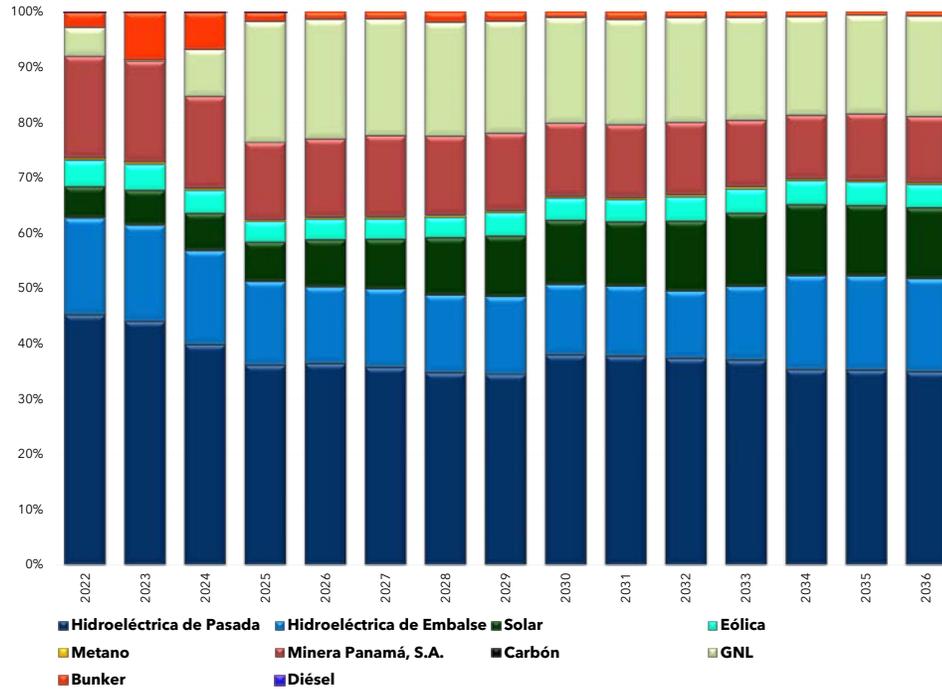


**Referencia:** (ETESA, 2022)

En el Gráfico 7.35 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación

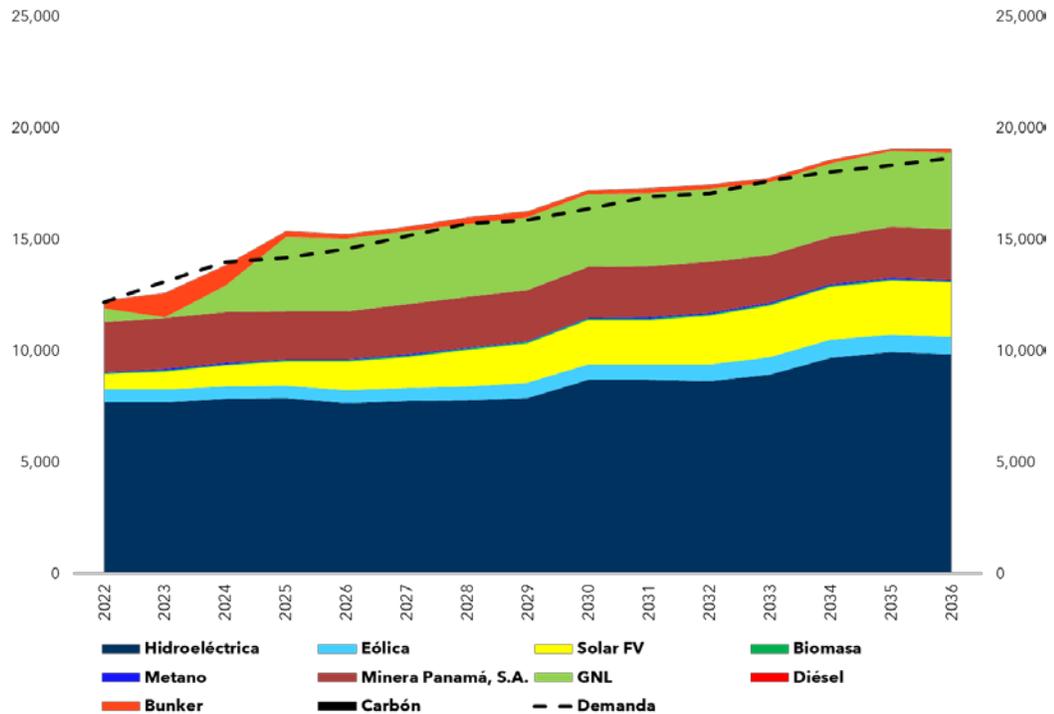
renovable (solares con la de mayor capacidad instalada seguido por las eólicas).

**Gráfico 7.35: Participación de Generación del Escenario de Demanda Baja**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Gráfico 7.36: Generación vs Demanda del Escenario de Demanda Baja**



Referencia: (ETESA, 2022)

**Tabla 7. 21: Porcentajes de Penetración de Energía en la Demanda**

	Generación GWh				Porcentaje de Penetración			
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
<b>2022</b>	7,695.41	1,357.85	3,217.78	12,271.04	12,198.26	62.71%	11.07%	26.22%
<b>2023</b>	7,709.70	1,491.78	3,399.70	12,601.18	13,115.26	61.18%	11.84%	26.98%
<b>2024</b>	7,850.39	1,610.21	4,396.68	13,857.27	13,993.60	56.65%	11.62%	31.73%
<b>2025</b>	7,884.09	1,746.86	5,763.40	15,394.34	14,177.30	51.21%	11.35%	37.44%
<b>2026</b>	7,664.74	1,965.47	5,633.96	15,264.17	14,580.10	50.21%	12.88%	36.91%
<b>2027</b>	7,773.94	2,069.41	5,746.15	15,589.51	15,161.80	49.87%	13.27%	36.86%
<b>2028</b>	7,814.04	2,351.71	5,854.26	16,020.01	15,720.50	48.78%	14.68%	36.54%
<b>2029</b>	7,891.04	2,570.48	5,817.78	16,279.30	15,895.20	48.47%	15.79%	35.74%
<b>2030</b>	8,723.69	2,778.89	5,717.04	17,219.61	16,391.00	50.66%	16.14%	33.20%
<b>2031</b>	8,723.54	2,799.78	5,792.13	17,315.45	16,921.30	50.38%	16.17%	33.45%
<b>2032</b>	8,640.95	3,073.26	5,748.22	17,462.43	17,056.00	49.48%	17.60%	32.92%
<b>2033</b>	8,936.55	3,233.25	5,593.83	17,763.64	17,662.10	50.31%	18.20%	31.49%
<b>2034</b>	9,704.98	3,285.21	5,591.91	18,582.10	18,056.40	52.23%	17.68%	30.09%
<b>2035</b>	9,952.48	3,331.95	5,796.17	19,080.60	18,334.90	52.16%	17.46%	30.38%
<b>2036</b>	9,859.07	3,339.65	5,865.56	19,064.28	18,666.80	51.71%	17.52%	30.77%

**Referencia:** (ETESA, 2022)

## Sensibilidades del Escenario de Demanda Baja

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario de Demanda Baja, se evalúan as mismas sensibilidades que en los escenarios anteriores. 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.

### Sensibilidad 1

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles de precios bajos y con demanda baja.

Esta sensibilidad en comparación al En esta se analiza un escenario que considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300

MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW, a partir de enero de 2026.

Esta sensibilidad muestra una disminución del costo total en un 0.98%, ver [Tabla 7. 22](#).

**Tabla 7. 22: Costos de Sensibilidad 1 (mill B./.)**

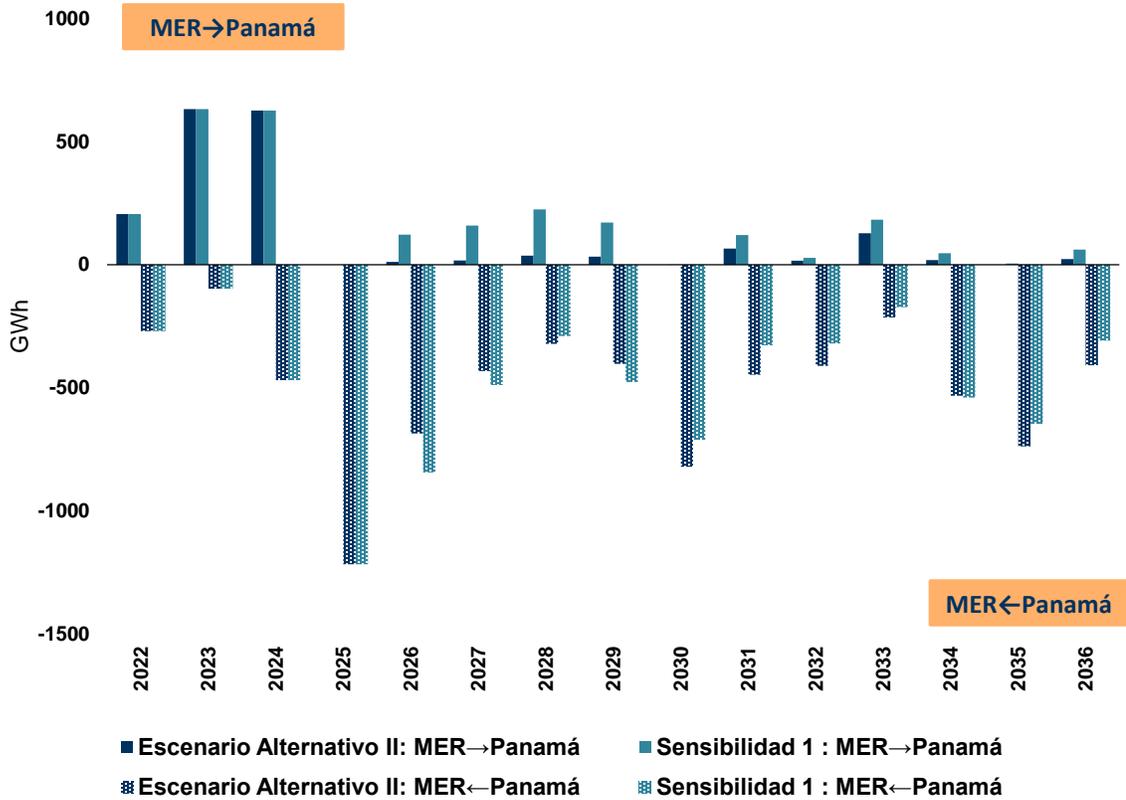
<b>Costo</b>	<b>Escenario Alternativo II</b>	<b>Sensibilidad 1</b>
Inversión	1,632.50	1,632.50
Déficit	0.38	0.38
Operación	1,425.75	1,397.54
Ambiental	117.28	114.31
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3144.73</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-0.98%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el [Gráfico 7.37](#), se

presentan exportaciones de energía similares al escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.37: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 1**

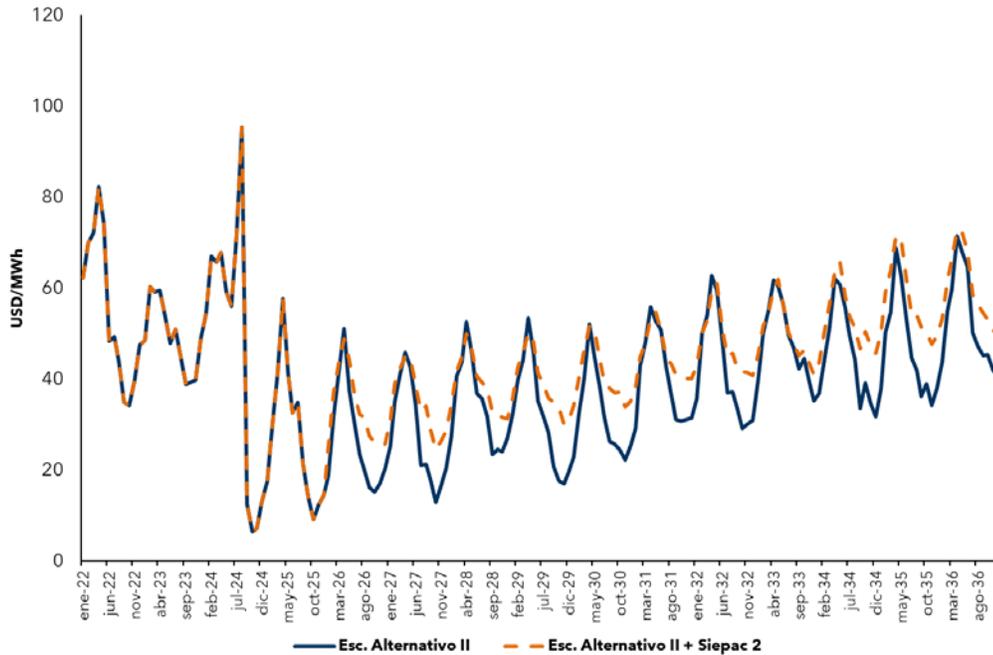


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.38, los costos marginales

resultan levemente superiores a los del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.38: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 2

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles de precios bajos y con demanda baja. Esta, en comparación al escenario Alternativo II, considera el retiro las plantas térmicas sin contratos a partir del 2024.

Esta variación en la oferta térmica contribuye a que el costo total disminuya en un 0.39 %, ver Tabla 7. 23.

**Tabla 7. 23: Costos de Sensibilidad 2 (mill B/.)**

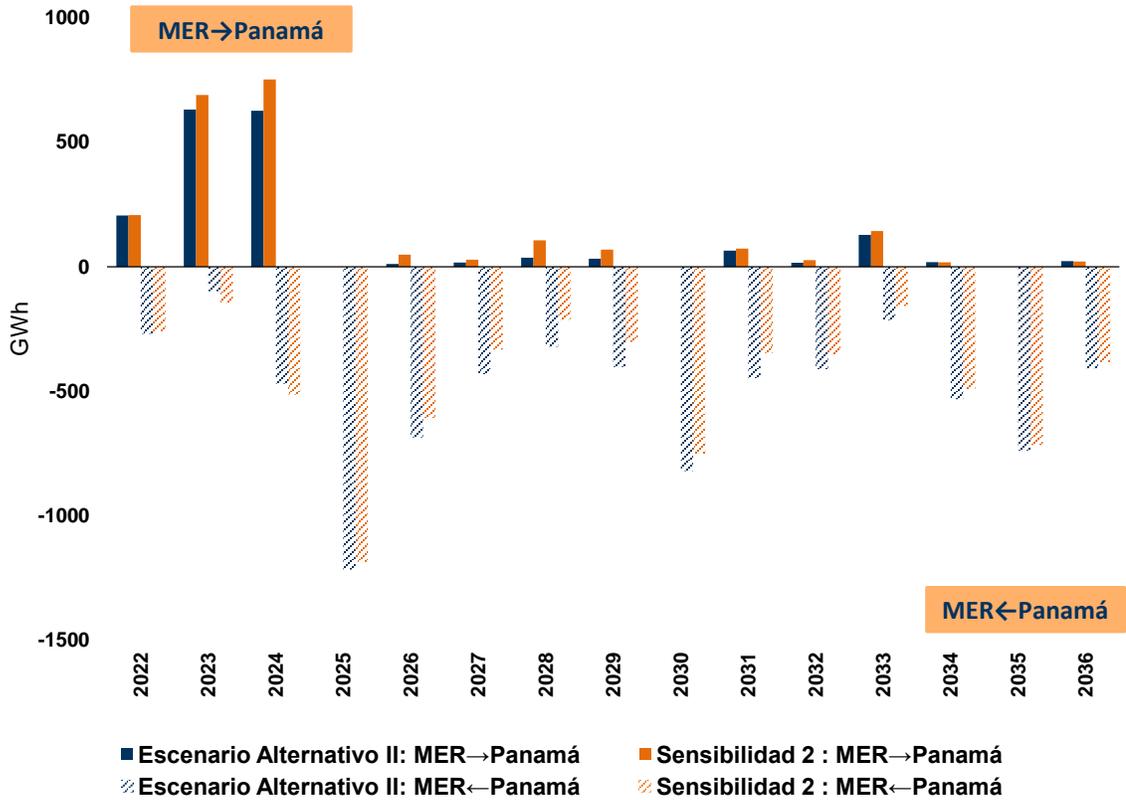
Costo	Escenario Alternativo II	Sensibilidad 2
Inversión	1,632.50	1,632.50
Déficit	0.38	6.70
Operación	1,425.75	1,413.21
Ambiental	117.28	111.18
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3163.58</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-0.39%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.39, se

presentan exportaciones de energía similares a los del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.39: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 2**

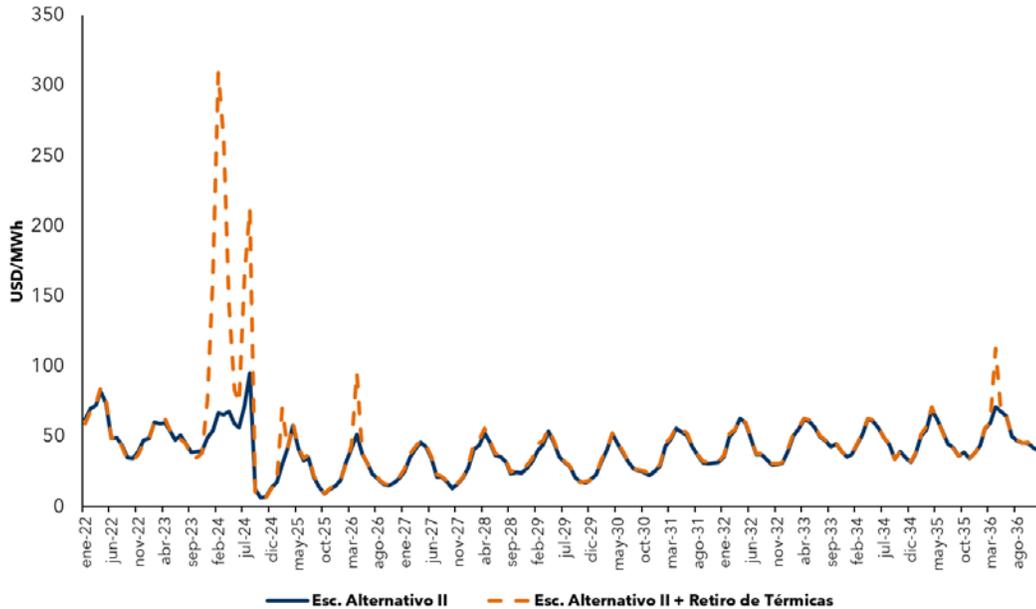


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.40, los costos marginales resultan superiores en pequeños

intervalos del periodo de estudio a los del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.40: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 3

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles bajos y con demanda baja.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Alternativo I, considera la entrada en operación de la planta GTPP a partir del 2026. En esta

sensibilidad se presenta aumento en el costo total, debido a los costos de esta planta.

Esta variación de demanda contribuye a que el costo total aumente en un 15.45%, ver Tabla 7.24.

**Tabla 7. 24: Costos de Sensibilidad 3 (mill B./)**

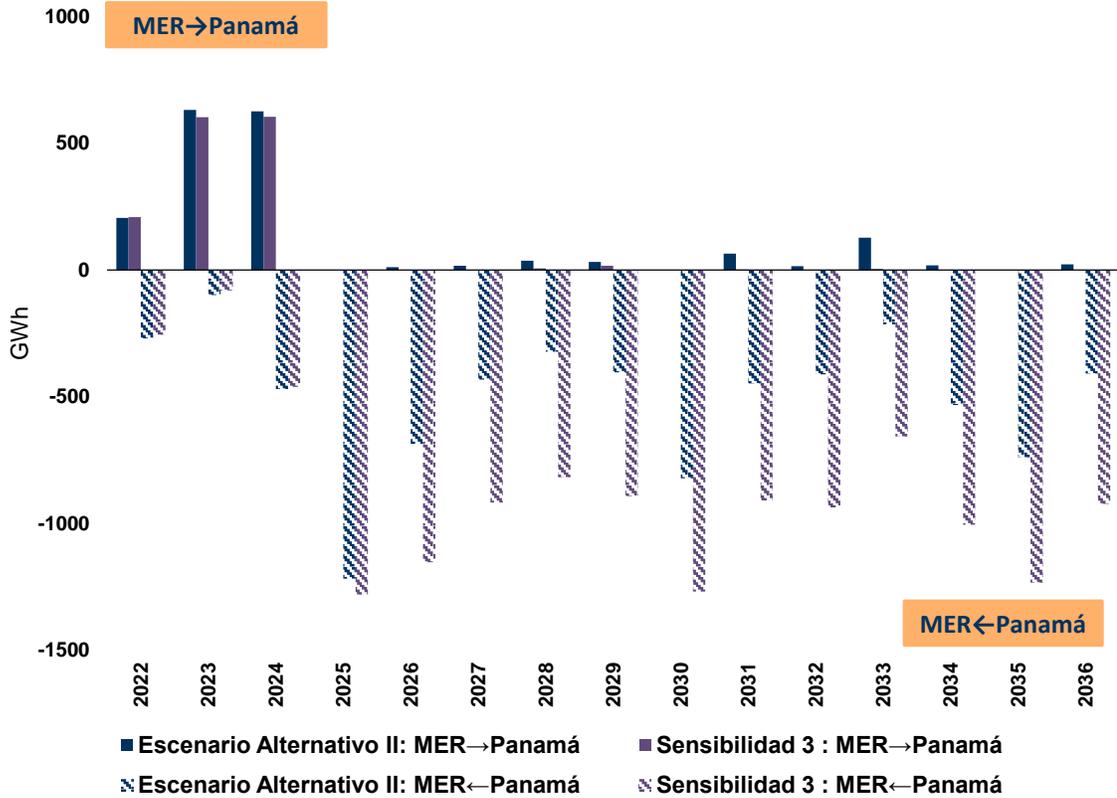
Costo	Escenario Alternativo II	Sensibilidad 3
Inversión	1,632.50	1,924.26
Déficit	0.38	0.34
Operación	1,425.75	1,615.75
Ambiental	117.28	126.15
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3666.50</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>15.45%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.41, se

presentan exportaciones de energía mucho más altas que el escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.41: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 3**

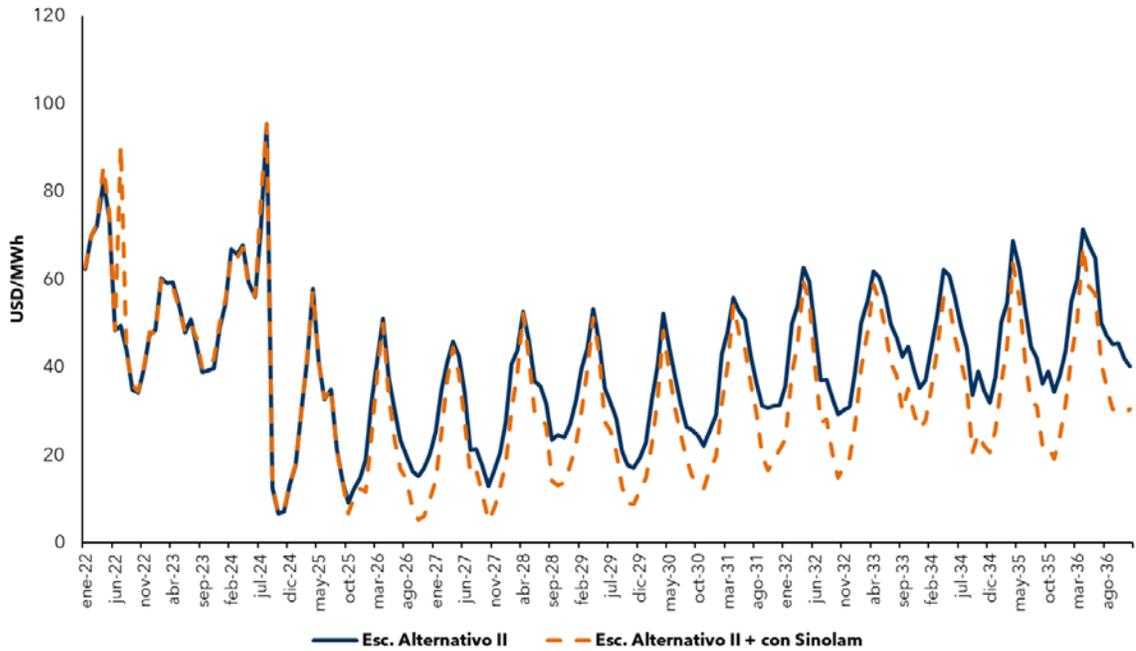


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.42, los costos marginales resultan inferiores a los del escenario de Demanda Baja. Lo cual

nos indica que un aumento en la oferta de plantas de gas resulta en una disminución del costo marginal.

**Gráfico 7.42: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3**



Referencia: (ETESA, 2022)

#### Sensibilidad 4

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles bajos y con demanda baja. A diferencia de las otras sensibilidades, esta contempla un escenario sin la entrada en operación de la planta Chan II.

Esta variación, producto de la ausencia de Chan II, contribuye a que el costo total disminuya en un 3.53 %, ver Tabla 7. 25.

**Tabla 7. 25: Costos de Sensibilidad 4 (mill B./.)**

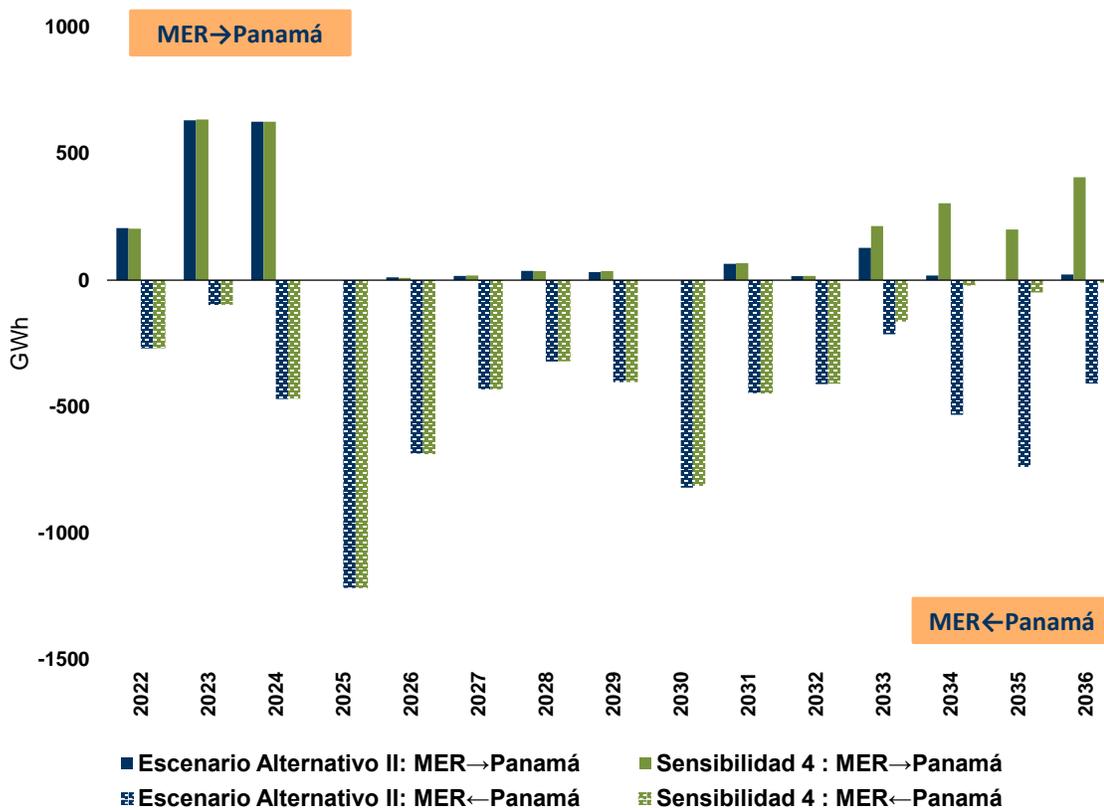
Costo	Escenario Alternativo II	Sensibilidad 4
Inversión	1,632.50	1,510.52
Déficit	0.38	0.42
Operación	1,425.75	1,435.06
Ambiental	117.28	117.90
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3063.90</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>-3.53%</b>

Referencia: (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.43, se

presentan exportaciones de energía mucho más bajas al final del periodo que en el escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.43: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 4**

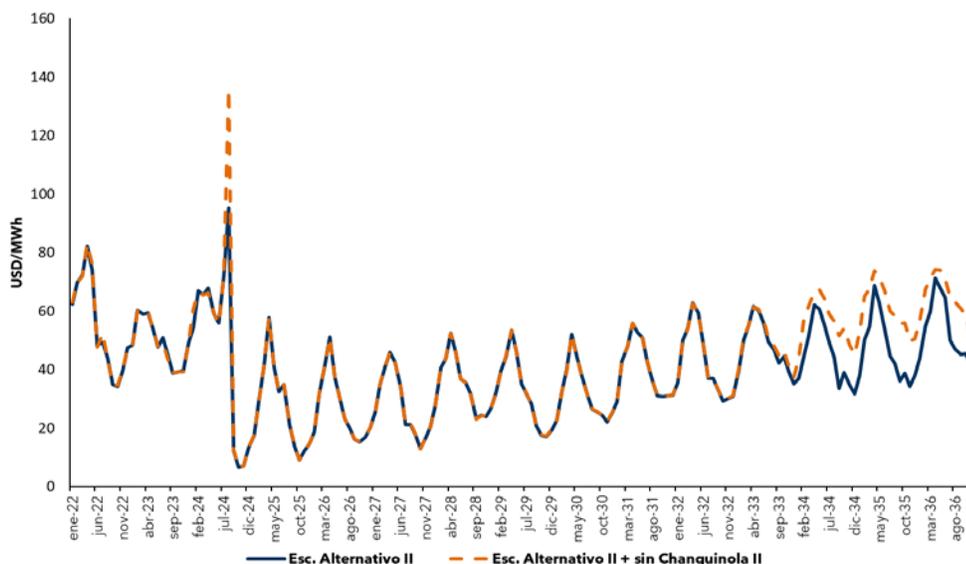


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.44, los costos marginales resultan superiores al final del

periodo que en el escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.44: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 5

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles bajos y con demanda baja. A diferencia de las otras sensibilidades, esta contempla un escenario con movilidad eléctrica.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Alternativo II, presenta una variación en el costo total de 0.67 %, ver Tabla 7. 26.

**Tabla 7. 26: Costos de Sensibilidad 5 (mill B/.)**

Costo	Escenario Alternativo II	Sensibilidad 5
Inversión	1,632.50	1,632.50
Déficit	0.38	0.50
Operación	1,425.75	1,444.86
Ambiental	117.28	119.42
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3197.27</b>

**Diferencia**

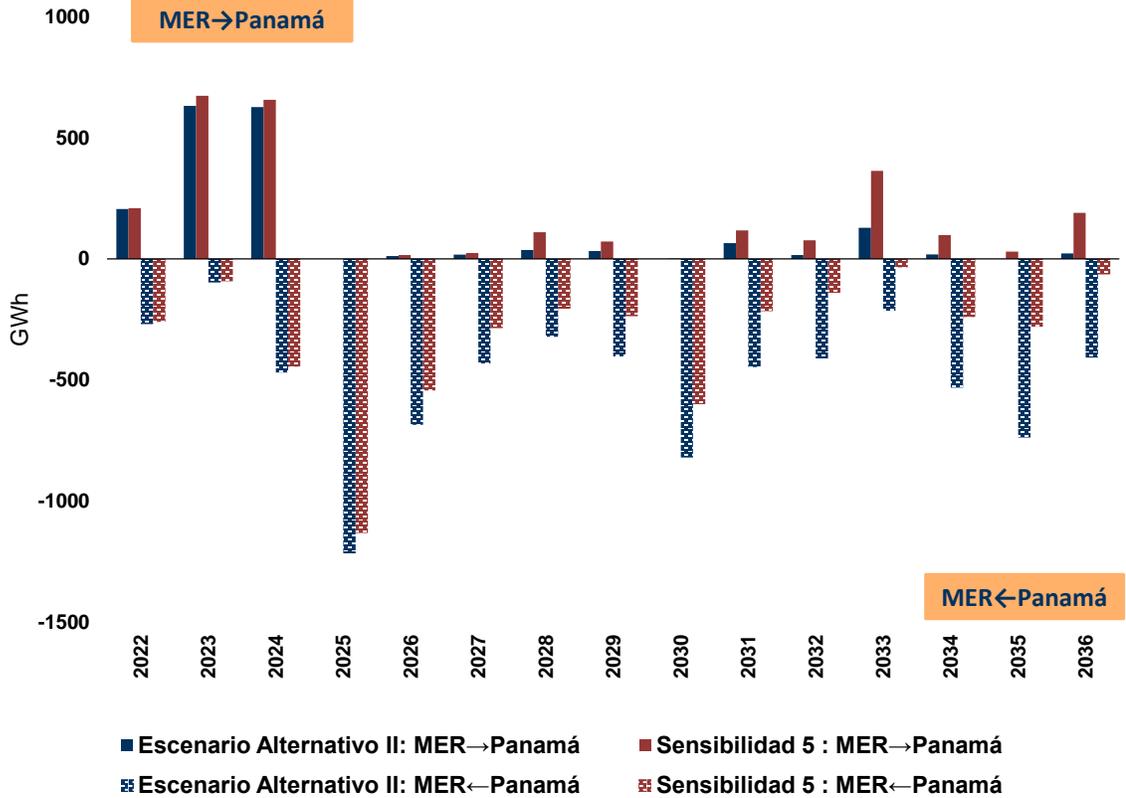
**0.67%**

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.45, se

presentan exportaciones de energía más bajas que las del escenario Alternativo II.

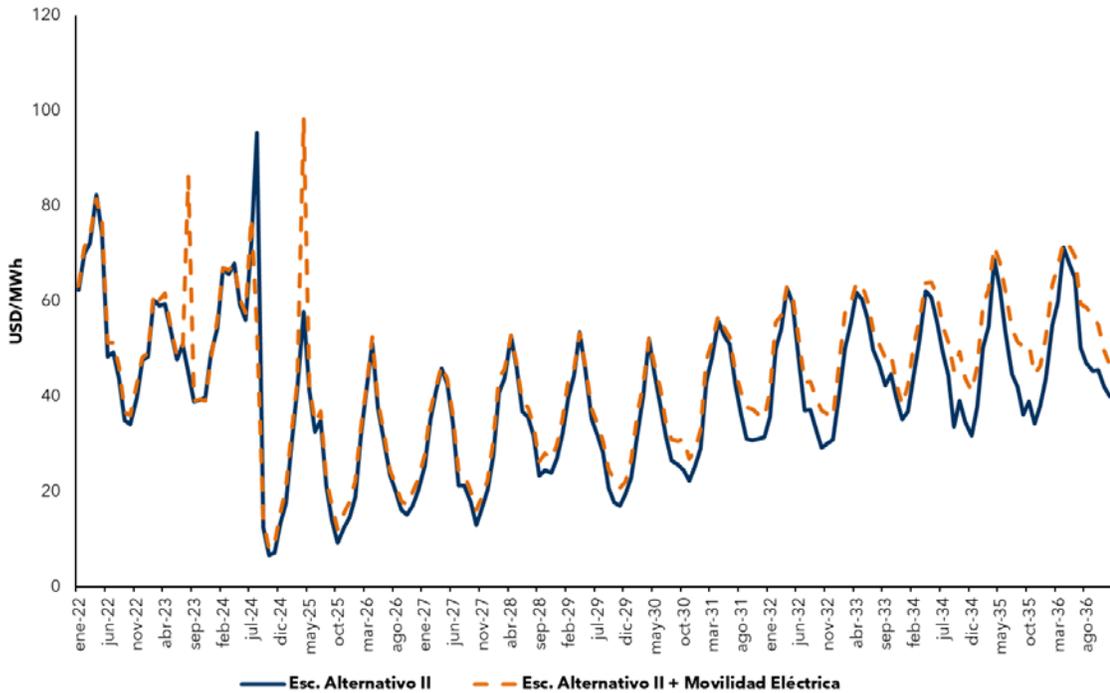
**Gráfico 7.45: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 5**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.46, los costos marginales resultan superiores a los del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.46: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5**



**Referencia:** (ETESA, 2022)

### Sensibilidad 6

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles y demanda bajos. A diferencia de las otras sensibilidades, esta considera una disminución de la demanda para los bloques de generación solar de 2.5 MW mensuales y adicionalmente un incremento del 1.25% mensual del valor

correspondiente al mes anterior con un factor de carga de 18%, para incluir el efecto del aumento de la generación distribuida en la demanda. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total aumente en un 0.24 %, ver Tabla 7. 27.

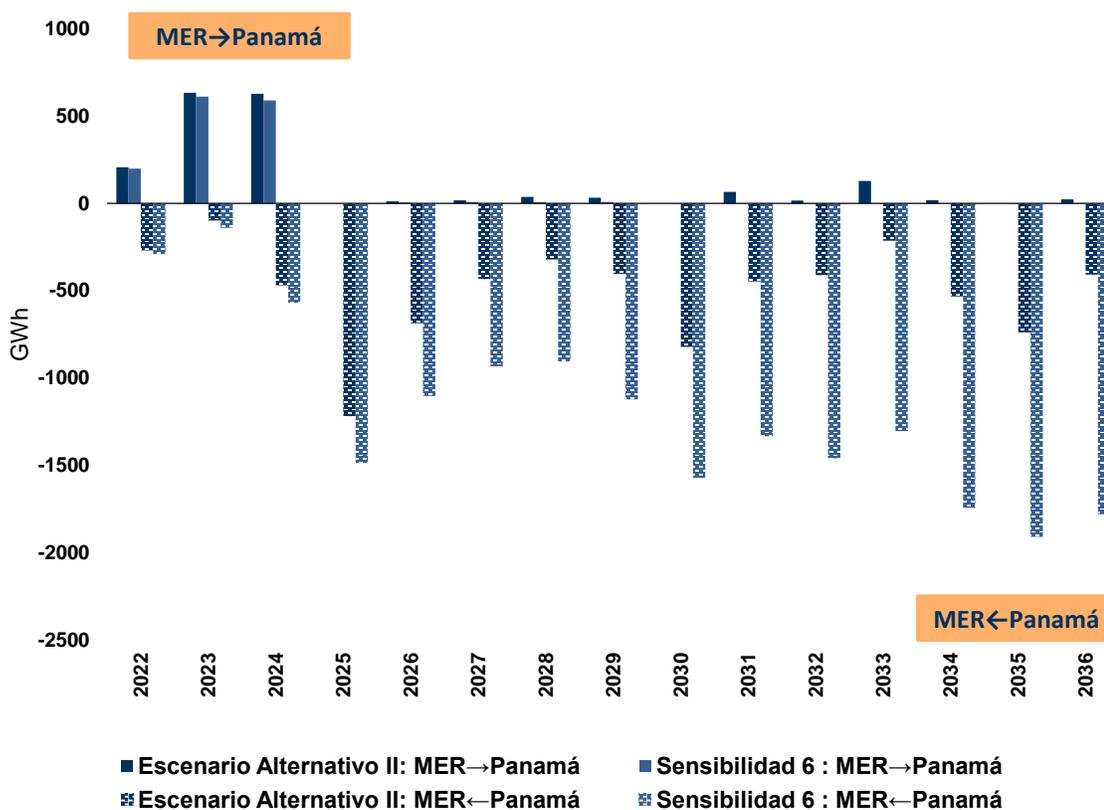
**Tabla 7. 27: Costos de Sensibilidad 6 (mill B./.)**

Costo	Escenario Alternativo II	Sensibilidad 6
Inversión	1,632.50	1,694.50
Déficit	0.38	0.06
Operación	1,425.75	1,378.50
Ambiental	117.28	110.38
<b>Total</b>	<b>3175.90</b>	<b>3183.43</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>0.24%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7.47, se

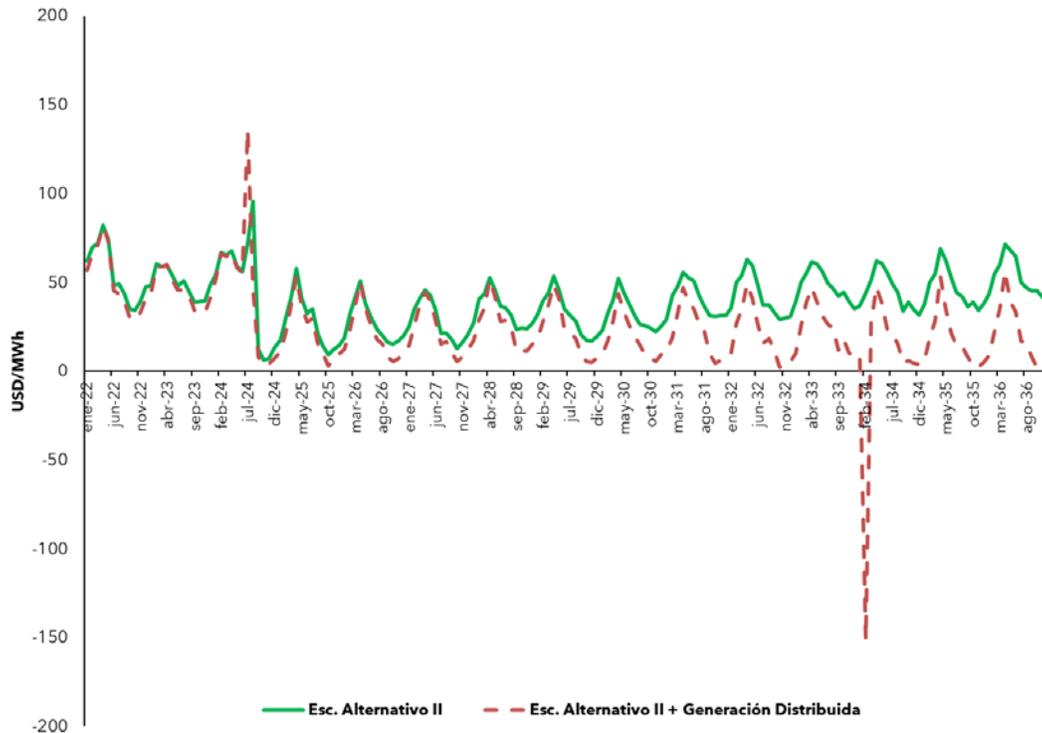
presentan exportaciones de energía más altas que las del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.47: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad 6**


**Referencia:** (ETESA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7.48, los costos marginales resultan inferiores a los del escenario Alternativo II.

**Gráfico 7.48: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 6**



Referencia: (ETESA, 2022)

## Análisis de Robustez

Para la selección del Plan de Expansión recomendado se realizaron dos tipos de análisis, primero una evaluación de probabilidad de impacto y como segundo paso se realizó el análisis de la minimización del máximo arrepentimiento.

### Análisis de probabilidad de impacto

Una forma de conocer la probabilidad de impacto de los planes de expansión y de tal forma conocer su relevancia es realizando una matriz de riesgo o también conocida matriz de probabilidad de impacto la cual tiene como objetivo principal identificar los riesgos a los cuales podremos estar expuestos y de tal forma categorizarlos.

Como primer paso realizamos una categorización de la posibilidad de ocurrencia de cada uno de los

escenarios de expansión en donde el valor 1 simbolizaba lo menos probable y el numero 3 lo más probable, luego procedimos a categorizar el impacto que tuviese el no cumplimiento de cada uno de estos y de igual forma que la antes mencionada el valor 1 simboliza el menor impacto y el 3 el mayor impacto. Una vez terminado de categorizar la probabilidad de ocurrencia y el impacto de no cumplir procedimos a realizar nuestra matriz, Tabla 7. 28.

**Tabla 7. 28: Matriz de Probabilidad de Impacto**

Planes de Expansión	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto de No Cumplir	P x I	Evaluación
Escenario Tendencial	3	2	6	Riesgo Alto
Escenario Alternativo I	2	2	4	Riesgo Moderado
Escenario Alternativo II	1	1	1	Riesgo Bajo

Matriz de Riesgo	Bajo Medio Alto			Riesgo	Bajo Medio Alto
	1	2	3		
Alto	3	6	9		
Medio	2	4	6		
Bajo	1	2	3		

**Referencia:** (ETESA, 2020)

Una vez realizada la matriz se obtuvo que el escenario tendencial cuenta con un nivel de riesgo alto, el escenario alternativo I con un nivel de riesgo moderado y por último el escenario de alternativo II con un nivel de riesgo bajo. Esos antes expuesto nos lleva a la conclusión de

que para realizar el mínimo máximo arrepentimiento debemos considerar los escenarios con un nivel de riesgo alto y moderado, ya que estos serían los que producirían que no cumplamos con los criterios de confiabilidad y calidad.

## Análisis de Mínimo Riesgo

El criterio de mínimo riesgo es un criterio muy utilizado para la toma de decisión, este también conocido como criterio de Savage, expone que luego de saber el resultado, el encargado de tomar la decisión puede sentirse arrepentido de la selección realizada. Por ende, el criterio de Savage ayuda a minimizar ese arrepentimiento. En nuestro caso, este nos ayudara en efectuar un análisis de solidez de los planes de expansión antes mencionados en este capítulo y de tal forma encontrar cual es el que menos arrepentimiento cause.

La metodología consiste en obtener los arrepentimientos para una matriz de costos, en la cual, se tiene los escenarios de expansión de generación, siendo las alternativas y las posibles sensibilidades, siendo los estados, ver [Tabla 7. 35](#). Muy importante resaltar que, según lo presentado en la sección anterior, se debería centrar en los escenarios de un nivel de riesgo alto y moderado, no obstante, este análisis se hará con el Escenario Tendencial, el

Escenario Alternativo I y el Escenario Alternativo II.

La matriz de costos totales, ver [Tabla 7. 35](#), toman en cuenta los costos de inversión de generación, costo de déficit, costo operativo y costo ambiental. Las valorizaciones de estos costos fueron obtenidas por medio de simulaciones de cada plan de generación analizado y fueron presentados en la sección anterior de resultados.

En la [Tabla 7. 29](#) se presenta el análisis de la minimización del máximo arrepentimiento. Los arrepentimientos se obtienen por diferencia entre los costos de cada escenario analizado y el costo mínimo de cada sensibilidad (líneas verticales), luego se obtienen los arrepentimientos máximos para cada escenario de expansión y por último se busca entre esos valores el mínimo.

Se observa, [Tabla 7. 30](#), que para todas las sensibilidades analizadas el mayor arrepentimiento se da en el Escenario de Alternativo I. De

acuerdo con el análisis la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al Escenario Alternativo II, cuyo arrepentimiento máximo es de 0 millones de US\$; que corresponde al mínimo de los máximos arrepentimientos (Criterios de Savage). Por ende, este es el

escenario recomendado. Sin embargo, este escenario este escenario tiene consideraciones con muy pocas o escasa probabilidad de ocurrencia por lo que recomienda el escenario tendencial.

**Tabla 7. 29: Matriz de Costos Totales**

<b>COSTOS TOTALES - (MILLONES DE DÓLARES)</b>			
<b>PLAN DE EXPANSIÓN</b>	<b>Demanda y Combustible</b>		
	Alto	Medio	Bajo
Alternativo I	5,559.65	4,774.48	4,178.92
Tendencial	5,439.35	4,668.58	4,089.95
Alternativo II	5,337.26	4,211.01	3,241.99
<b>MÍNIMOS</b>	5,337.26	4,211.01	3,241.99

**Referencia:** (ETESA, 2020)

**Tabla 7. 30: Matriz de Arrepentimientos**

<b>MATRIZ DE ARREPENTIMIENTO</b>				
<b>PLAN DE EXPANSIÓN</b>	<b>Demanda y Combustible</b>			
	Alto	Medio	Bajo	Máximo
Alternativo I	222.40	563.47	936.93	936.93
Tendencial	102.09	457.58	847.96	847.96
Alternativo II	0.00	0.00	0.00	0.00

**Referencia:** (ETESA, 2020)

## Resumen

En la Tabla 7.32 Se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y Costo Ambiental (Emisiones de CO<sub>2</sub>) de los 3 escenarios analizados en el presente Plan Indicativo, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Tendencial.

El Escenario Alternativo II es el que presenta menor costos en general,

ya que en este por efecto de la demanda no requirió altos costos de inversión de generación, no presento déficit, mantuvo costos operativos bajos y a su vez costos ambientales bajos, esto último debido al menos uso de las plantas térmicas. Lo cual tiene muy poca probabilidad de ocurrencia.

El costo de inversión del Escenario Alternativo I es el más elevado

debido a que contamos con una demanda más elevada.

En resumen, podemos mencionar, que, con base en los análisis realizados, el Escenario Tendencial, al ser un escenario Business As Usual (BAU), el comportamiento del sistema presenta en general un panorama tendencial para la implementación de nuevas plantas de generación, donde puede observarse que las plantas termoeléctricas a base de gas natural, consideradas para la expansión en este plan, tienen altos factores de uso.

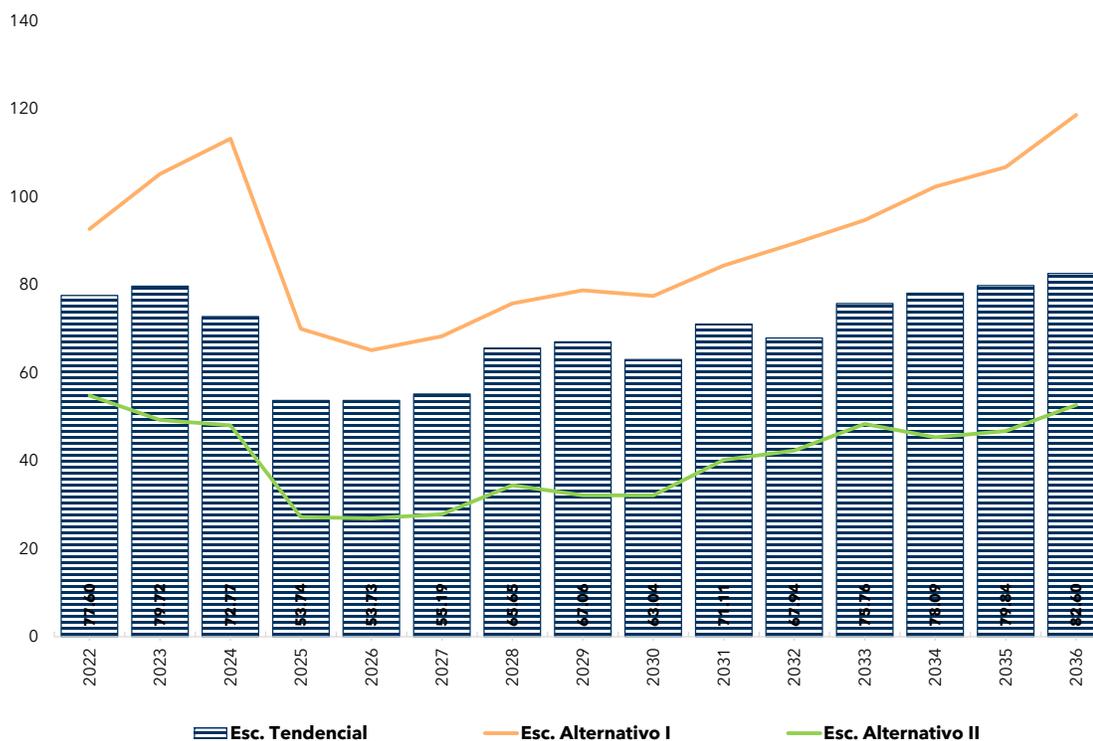
La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y

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 los recientes acuerdos de la 2015 "United Nations Climate Change Conference", COP 2.

**Tabla 7. 31: Comparación de Costos por Escenario (mill B./.)**

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I	Escenario de Alternativo II
Inversión	2,414.17	2,635.13	1,632.50
Déficit	0.05	0.05	0.38
Operación	2,045.57	2,635.21	1,425.75
Ambiental	139.00	166.28	117.28
<b>Total</b>	<b>4,598.79</b>	<b>5,436.67</b>	<b>3,175.90</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>18.2%</b>	<b>-30.9%</b>

**Referencia:** (ETESA, 2022)

**Gráfico 7.49: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios**

**Referencia:** (ETESA, 2022)

El Gráfico 7.49 muestra la comparación en los CMS de los tres escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre unos y otros. El comportamiento del costo marginal en los escenarios de Tendencial y

Alternativo II es parecido; a pesar de la diferencia de magnitud entre ambos. Además, la diferencia entre estos escenarios es en donde se aprecia el impacto que pudiese tener una reducción en la demanda.

## VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

En la presente versión del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación se hizo una actualización del cronograma de entrada en operación de los proyectos de Generación en los primeros cuatro años del horizonte del estudio (Corto Plazo). La información base utilizada fue el “Plan indicativo de Generación 2020-2034”, los “Estudios Básicos 2022-2036”, la “Definición de

Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022” de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores en marzo de 2022. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

### Nuevos Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión 2022-2036, se han incorporado los siguientes proyectos de generación dentro de las opciones de expansión:

**Tabla 7. 32: Nuevos Proyectos de Generación considerados**

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	8.04	6.66	nd	225.23	3,544.02	50.00
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15	nd	289.16	3,514.62	50.00
Electron Investment	Pando Minicentral	0.51	0.51	2.40	1960.78	3,471.97	50.00
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	0.91	0.91	nd	1103.75	3,476.61	50.00
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	0.66	0.66	nd	1508.30	3,473.77	50.00
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase I	15.30	15.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase II	34.80	34.15	0.00	0.00	0.00	0.00
Progreso Energy, S.A.	Progreso Energy	1.05	1.00	0.00	8.00	1,810.00	10.00
	CC CNL B	310.00	300.00	0.00	17.05	1,254.10	30.00
	CC CNL C	254.00	250.00	0.00	17.05	1,254.10	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	250.00	250.00	0.00	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00	250.00	0.00	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	250.00	250.00	0.00	6.77	567.63	30.00
Inversiones M & J, S.A.	Tramontana	160.00	160.00	nd	84.80	1,400.00	25.00
Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40	60.00	238.00	116.05	1,575.00	25.00
UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00	138.00	nd	87.79	1,260.00	25.00
H & H Green Energy Corp.	Cocle Win Power Plant	190.40	190.40	nd	81.81	1,260.00	25.00
Ocean Blue Energy, S.A.	Ocean Blue	200.00	200.00	nd	160.00	1,200.00	25.00

(Continuación)

Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87	1.87	nd	1670.33	1,800.00	25.00
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	0.50	0.50	0.65	1100.00	900.00	25.00
HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00	20.00	33.29	57.00	985.67	25.00
Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	2.00	2.00	3.33	85.35	818.73	25.00
Solar Boqueron, S.A.	Macanosolar	2.00	2.00	3.33	85.35	818.73	25.00
Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	0.99	0.99	1.70	555.56	818.73	25.00
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00	5.00	12.78	110.00	900.00	25.00
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	9.90	9.90	19.04	85.35	818.73	25.00
ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	9.90	9.90	19.08	85.35	818.73	25.00
ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99	9.99	25.68	84.58	665.00	25.00
SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	20.00	20.00	34.18	57.00	985.67	25.00
Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00	60.00	133.85	23.92	981.00	25.00
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25.00
Panasolar Clean Energy, S.A.	PV Panasolar IV	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00	20.00	44.62	57.00	981.00	25.00
DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00	55.00	79.50	26.09	936.39	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	10.00	9.90	16.48	84.50	936.39	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	10.00	9.90	16.48	84.50	738.90	25.00
Eolónica, S.A.	Rio Hato	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00
Eolónica, S.A.	La Patrona	120.00	120.00	nd	16.88	1,247.35	25.00
AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	154.00	120.00	240.00	15.34	700.00	25.00
Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25.00
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	250.00	250.00	416.10	14.08	1,247.35	25.00
LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	5.00	5.00	8.00	110.00	777.79	25.00
AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	6.62	6.62	11.02	83.08	777.79	25.00

(Continuación)

ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV SONA SOLAR	9.99	9.99	16.63	84.58	777.79	25.00
NRG PLUS, S.A.	PV Boqueron NRG PLUS	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A.	FV Las Cabras 1	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A.	FV 2 Las Cabras 2	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A.	PV Pedasi NRG PLUS	20.00	20.00	33.29	57.00	936.39	25.00
SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	23.45	23.45	39.03	48.61	936.39	25.00
Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00	30.00	49.93	38.00	936.39	25.00
SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	80.00	80.00	133.15	17.94	936.39	25.00
Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	3.54	3.54	5.89	155.37	777.79	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95	4.95	8.24	111.11	777.79	25.00
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50	5.50	9.15	100.00	777.79	25.00
UP1, S.A.	UP1	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP2, S.A.	UP2	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP3, S.A.	UP3	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP4, S.A.	UP4	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00

**Referencia:** (ETESA).

## Proyectos de Generación Finalizados y Retirados

Desde enero de 2021 hasta diciembre de 2021 entraron en operación y se retiraron los siguientes proyectos:

**Tabla 7. 33: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2020-2034 en Operación y Retirados**

Estatus	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Biomasa
En Operación	Central Azucarero de Alanje, S.A.	CADASA	30.00					30.00
En Operación	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00		66.00			
En Operación	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	10.00	10.00				
En Operación	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	3.00				
En Operación	Avanzalia Panamá S.A.	Penonomé	120.00	120.00				
En Operación	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	20.00	20.00				
En Operación	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.00	10.00				
En Operación	AES Panamá S.R.L	Cedro Solar	9.98	9.98				
En Operación	AES Panamá S.R.L	Caoba Solar	9.98	9.98				
En Operación	Electricidad Solar S.A.	Mendoza Solar	3.00	3.00				
En Operación	AES Panamá S.R.L	Pesé Solar	9.97	9.97				
En Operación	AES Panamá S.R.L	Mayorca Solar	9.98	9.98				
En Operación	Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	3.24	3.24				
Retirada	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)				(33.00)	
Retirada	Autoridad del Canal de Panamá	Oferta ACP2 (Miraflorés G7)	(17.80)			(17.80)		
Retirada	Jinro Corporation	Jinro Power	(57.83)			(57.83)		
Retirada	Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	(92.40)			(92.40)		

**Referencia:** (ETESA).

## Atrasos de Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión 2022-2036 se tienen atrasos en algunos proyectos de generación considerados en el corto plazo. Cabe señalar que estas fechas son producto de la retroalimentación

con los agentes generadores, además de información compartida por la Autoridad de los Servicios Públicos en cuanto al avance real de los proyectos.

**Tabla 7. 34: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación**

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Meses
1	2026	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	56
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	6
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral )	13.70	6
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	33.70	49
1	2027	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	34.80	49
1	2030	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 ( Etapa 2)	51.75	49
1	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	42.90	35
6	2033	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	138.60	53
7	2027	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25	18
9	2023	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	4.80	26
1	2024	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99	24
6	2032	Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	100.00	68
12	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00	36
12	2023	PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	0.00	18
12	2023	PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	0.00	18
6	2029	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	0.00	85
7	2025	Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	0.00	43
7	2025	Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	0.00	38
12	2025	Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	0.00	36
12	2025	Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	0.00	30

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá 2022).

## Adelantos de Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión 2022-2036 se tienen adelantos en algunos proyectos de generación considerados en el corto plazo. Cabe señalar que estas fechas son producto de la retroalimentación

con los agentes generadores, además de información compartida por la Autoridad de los Servicios Públicos en cuanto al avance real de los proyectos.

**Tabla 7. 35: Proyectos de Generación con Adelantos en sus fechas de operación**

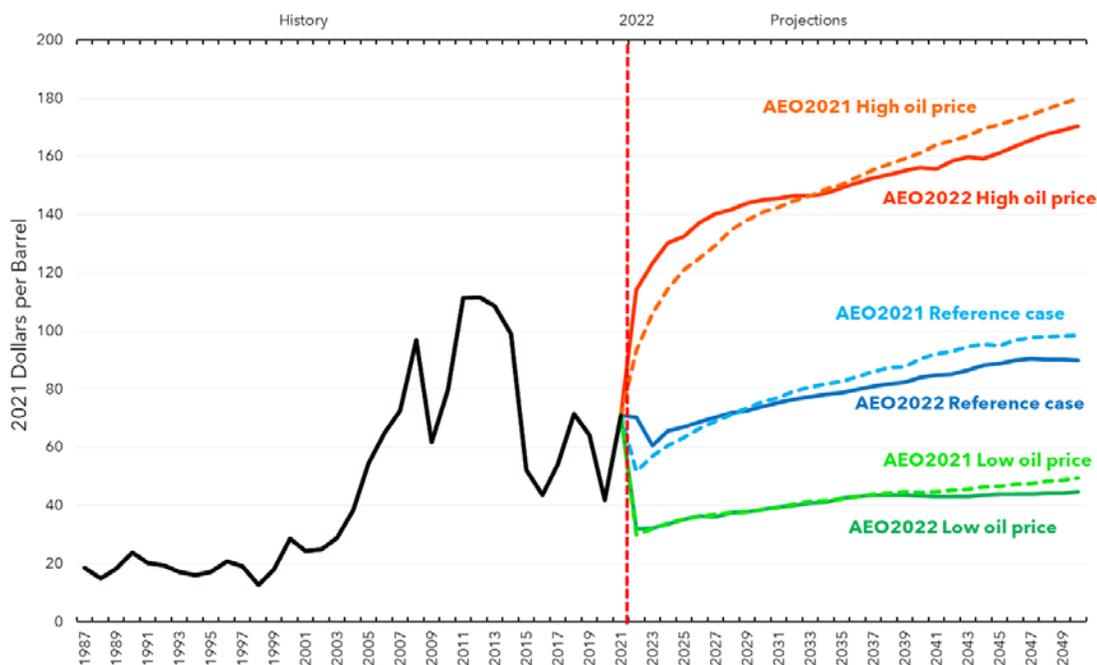
Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Meses
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	670.00	4
7	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	12
10	2022	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	26.00	21

**Referencia:** (Información de Agentes Panamá 2022).

## Proyecciones de Precios de los Combustibles

Con respecto al Plan Indicativo de Generación 2022-2034, el presente plan presenta variaciones considerables en las proyecciones de los precios de combustibles, las cuales responden a las variaciones

de las tendencias del “Annual Energy Outlook 2022” con respecto del “Annual Energy Outlook 2021”. El presente plan considera las tres tendencias del “Annual Energy Outlook 2022”.

**Gráfico 7.50: Comparación de proyecciones de precios de combustibles**


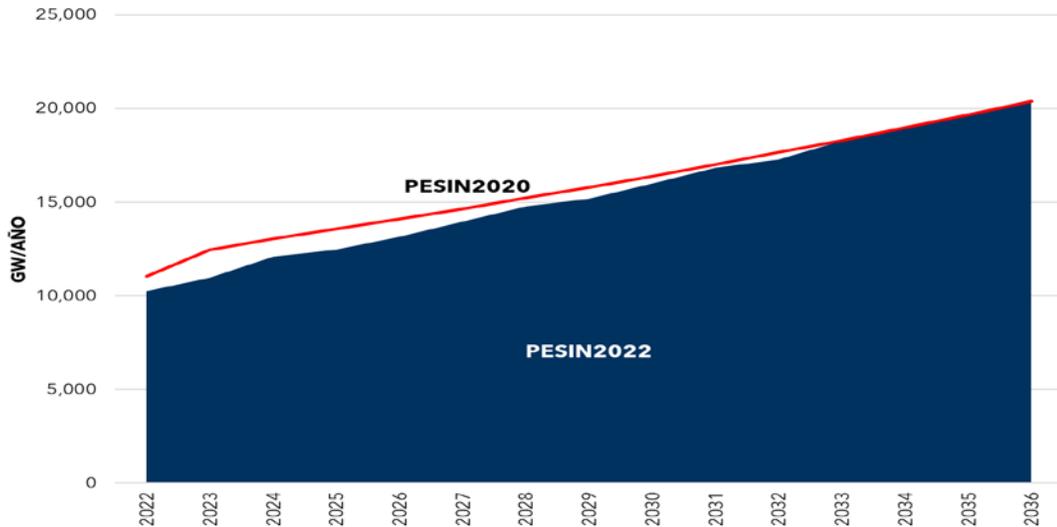
**Referencia:** (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration).

## Pronósticos de Potencia y Energía

Al comparar el pronóstico de Energía y Potencia con el plan anterior, el presente plan utiliza una

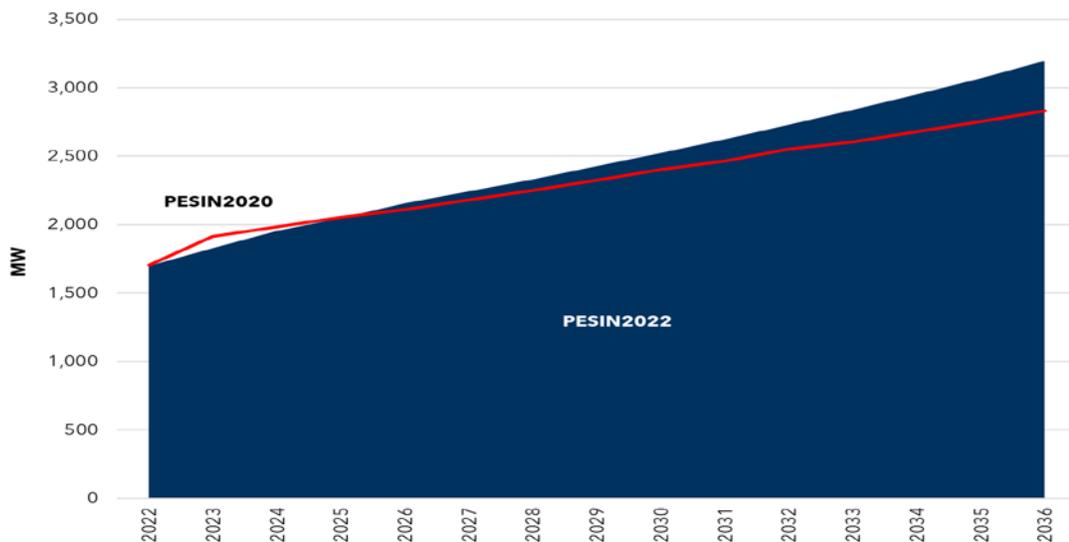
proyección que se desvió un 3.84% en energía y 4.56% en potencia.

**Gráfico 7.51: Variación en los Pronósticos de Energía**  
**Pronóstico de Energía**



**Referencia:** (ETESA).

**Gráfico 7.52: Variación en los Pronósticos de Potencia**  
**Pronóstico de Demanda Máxima**



**Referencia:** (ETESA).



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# CAPÍTULO 8

---

INTERCONEXIÓN  
ELÉCTRICA COLOMBIA -  
PANAMÁ (ICP)





*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 8

# INTERCONEXIÓN

## ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ (ICP)

### Objetivo

La estrategia de la región para el sector eléctrico está centrada en fomentar la integración energética de los países, con el propósito de impulsar la competitividad y eficiencia, y por esta vía contribuir a su crecimiento económico y sustentable; 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 de la Comunidad 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 resultado 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 Comunidad 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 del Proyecto

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 viabilizar un proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. El resultado de los estudios de

prefactibilidad motivó en 2007 la creación en Panamá de la compañía Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá, S.A. (ICP), la cual tiene como accionistas principales a ETESA e ISA (50% cada uno). Desde entonces, y con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID),

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

ETESA es una sociedad anónima de capital estatal, responsable del

transporte de energía eléctrica en alta tensión en Panamá, la operación del sistema y la administración del mercado mayorista de electricidad. Por su parte, ISA es una sociedad de economía mixta de sistemas de infraestructura lineal que desarrolla los negocios de transporte de energía eléctrica, concesiones viales, transporte de telecomunicaciones, y gestión inteligente de sistemas de tiempo real, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina y Centroamérica.

## Descripción del Proyecto

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, la cual representa grandes beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

**Figura 8. 1 Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso**



**Referencia:** (ICP, 2021)

En la Figura 8. 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 Necolí 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..

## Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda), constituye una fuente de apoyo para

los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por exportación de energía.

A través de la ejecución de este tipo de proyectos es posible además fortalecer las relaciones con las autoridades de gobierno y por esa vía asegurar el apoyo a los

programas de desarrollo de las comunidades, buscando su crecimiento y sostenibilidad. En este caso particular, el impulso a la carretera Mortí-Mulatupu es un

propósito común, que se enmarca en estos objetivos, y que hace parte de la propuesta del gobierno para la viabilización de la interconexión eléctrica.

## Ventajas Técnicas del Proyecto

El desarrollo de la interconexión eléctrica supone un reto técnico importante dadas las especiales características de la región, la distancia entre los puntos de conexión y las condiciones de los sistemas.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa - HVDC no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos

existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Tratándose de una nueva tecnología para la región (ampliamente usada en el resto del mundo), se han realizado todos los estudios eléctricos de detalle, y se cuenta con los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto y los equipos.

## Ventajas Económicas del Proyecto

La integración de las regiones conduce a la optimización de recursos y la asignación eficiente de costos, lo cual incide de forma positiva en el desarrollo social y económico de los países. De manera particular, la interconexión ofrece a Colombia y Panamá una alternativa de exportación de energía que permite aprovechar su oferta disponible y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva. A través de la interconexión, cada país tendrá acceso a fuentes de generación

económicas (disponibles al otro lado de la frontera), lo cual contribuirá a la reducción de los costos de energía en el mediano plazo y al ahorro de combustible. El proyecto permitirá además mejorar la calidad en la prestación del servicio, fortalecer la confiabilidad de los sistemas y asegurar una asistencia recíproca en caso de emergencia.

## Avances en la Ejecución del Proyecto

En lo referente a la armonización regulatoria, el 21 de julio de 2021, se firmó el Acuerdo entre la Secretaría Nacional de Energía de Panamá y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para definir los requisitos, bases, principios y lineamientos generales en que debe basarse el esquema de armonización para el

desarrollo y operación de la interconexión.

Se avanza en la ejecución de los estudios de diseño de campo y el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS) en los tramos 1 y 3, así como en la inspección marina en tramo 2. Se espera que estas actividades finalicen en el año 2022.

## 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.

Para la representación del mercado eléctrico de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

## 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

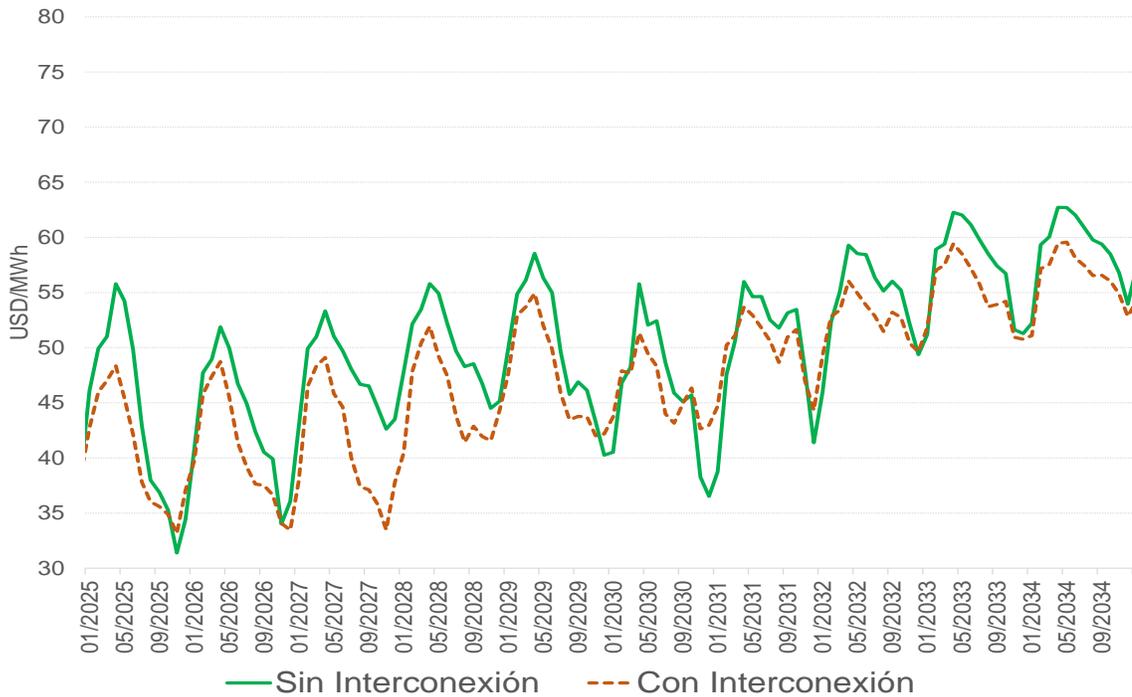
análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de

2025 como su fecha de entrada en operación coordinado con la unidad de planificación energética de la UPME Colombia a finales del año 2021<sup>4</sup>.

Como se muestra en el Gráfico 8. 1, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá

con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una variación en el CMS, producto del intercambio con la entrada de esta interconexión, el cual permitiría unir el Sistema Andino y Centroamericano. Se puede observar claramente la reducción del costo marginal.

**Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario sin Colombia Vs Escenario con Colombia.**

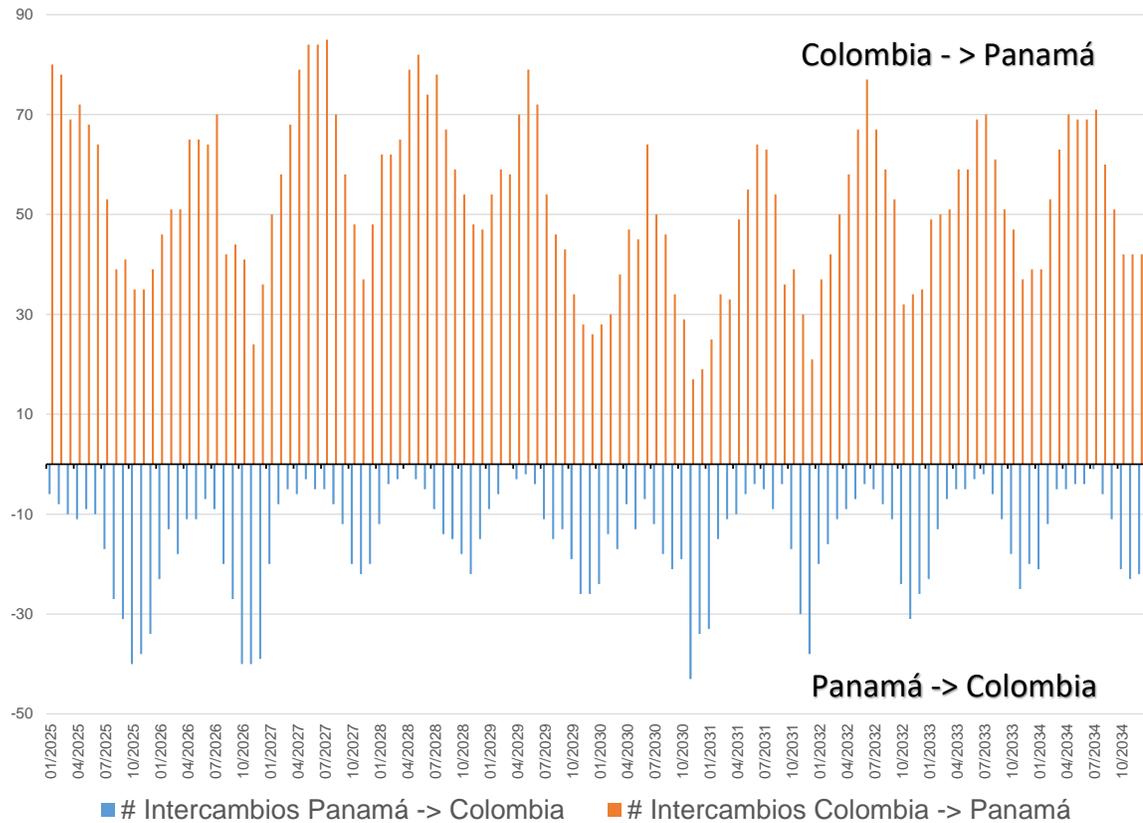


**Referencia:** (ETESA, 2021)

<sup>4</sup> Se aclara que el escenario considerado en esta simulación corresponde al Plan de Expansión 2020, la coordinación con la UPME para la revisión de los estudios del de

la interconexión Colombia - Panamá, se tienen programados para finales del año 2022.

**Gráfico 8. 2: Cantidad de Intercambios del Escenario Ref. con Colombia**

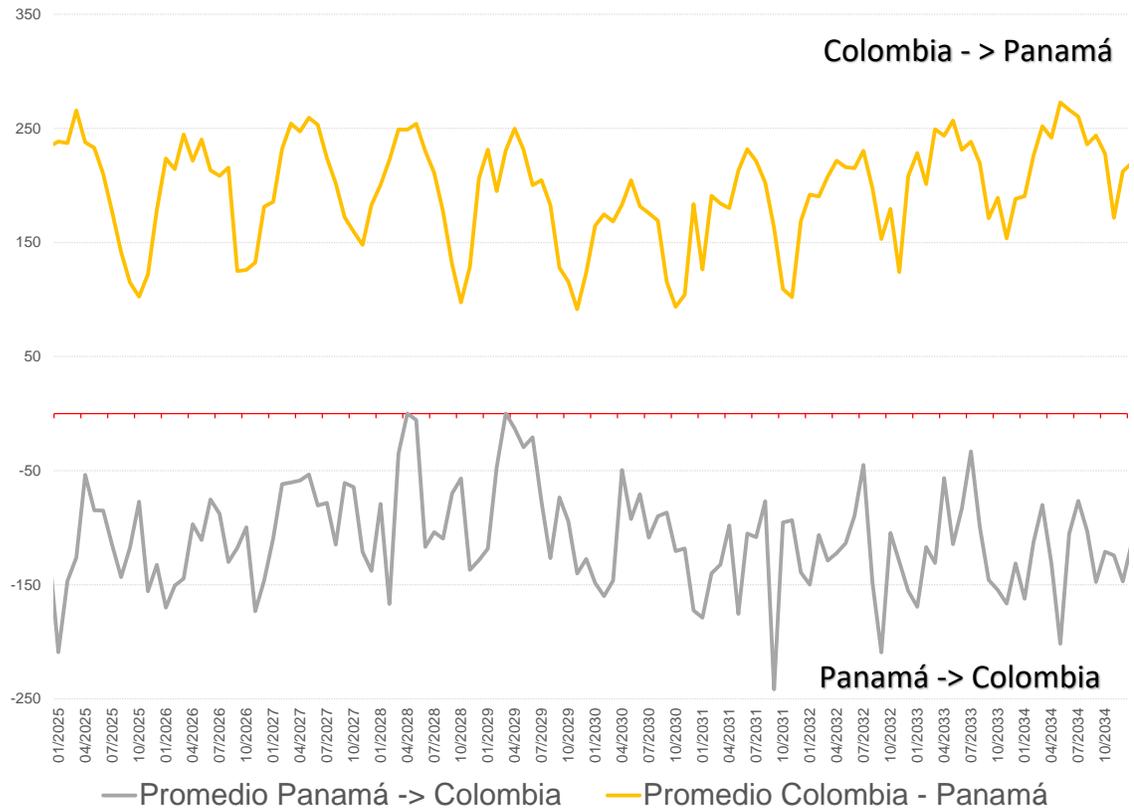


**Referencia:** (ETESA, 2021)

El Gráfico 8. 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.

**Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.**



**Referencia:** (ETESA, 2021)



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*



PESIN

2022

# CAPÍTULO 9

---

CONCLUSIONES Y  
RECOMENDACIONES





*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

## CAPÍTULO 9

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las políticas o criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía nos indica que debemos garantizar el suministro energético, cumpliendo con los límites de déficit para la energía y también, manteniendo una reserva rodante mínima, correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculado por el CND. Además, las políticas energéticas a nivel mundial indican que se debe garantizar el suministro de energía, aun, con los recientes e inmediatos cambios climáticos.

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento de acuerdo, a 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 2022.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS.

Las sensibilidades planteadas en este informe 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 y variaciones en los precios de los combustibles.

En base al análisis de las proyecciones del modelo, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

De presentarse una demanda de energía elevada, Escenario Alternativo I, se apreciarán costos de inversión de generación y costos operativos mucho más elevados debido a la generación térmica, necesitada para abastecer la demanda.

Por último, se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2026. Se debe hacer la aclaración que las

capacidades de intercambio modeladas en las bases de datos se dan de forma escalonada de modo que es considerado en el primer año de estudio las máximas capacidades de transferencia de potencia entre países, de acuerdo con lo indicado por el Ente Operador Regional. Después de se proyectan estas capacidades hasta que se alcance 100% de la capacidad de transferencia, que para este estudio esta capacidad de 300 MW se alcanza hasta el segundo semestre de 2025.

Para el caso del SIEPAC II (300 MW) si es considerado que desde un principio alcanza su 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo

completo del Mercado Eléctrico Regional.

Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud.

Se debe incentivar un programa de descarbonización de la matriz energética, con el objetivo de cumplir con los acuerdos de la 2015 "United Nations Climate Change Conference", COP 2.

## REFERENCIAS

- Isothermal Compressed Air Energy Storage. (Octubre de 2012). Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf>
- Análisis de la Demanda PESIN . (2018).
- Ars Technica. (31 de Enero de 2017). A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks. Obtenido de <https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/>
- AUTOMOTIVE BLOG. (26 de Febrero de 2019). AUTOMOTIVE BLOG. Obtenido de <https://www.bosch-automotive.es/baterias-de-litio-para-placas-solares/>
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (Mayo de 2022). Listado de Licencias. Obtenido de [https://www.asep.gob.pa/?page\\_id=12866](https://www.asep.gob.pa/?page_id=12866)
- Carrera por Energía Solar Espacial. (24 de Febrero de 2017). Obtenido de Proyectos FSE: <http://www.proyectorfse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/>
- Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2022). Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020.
- Centro Nacional de Despacho. (Mayo de 2022). Informe de Generación Mensual - 2019. Obtenido de <https://www.cnd.com.pa/index.php/informes-disponibles>
- Chemical Glossary. (29 de Agosto de 2017). Lead-acid battery. Obtenido de <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>
- CNE, C. N. (2021). PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2021-2031. El Salvador.
- Deutsche Welle. (15 de Junio de 2016). Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy. Obtenido de <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- E&I Consulting. (s.f.). Obtenido de <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>
- Ecovive. (Enero de 2018). Obtenido de <https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (Febrero de 2018). Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018). Honduras.
- Energy Sources and Energy Use. (2018). Obtenido de <https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/>

- Energy Storage News. (8 de Febrero de 2019). Energy Storage News. Obtenido de <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (Septiembre de 2017). Obtenido de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1>
- Energy Storage Toolbox. (2018). Energy Storage Toolbox. Obtenido de <https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction>
- ENGIMIA. (2019). Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos. Obtenido de <https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos>
- ETESA. (2022).
- ETESA. (2022). Tomo I - Estudios Básicos 2022-2036.
- ETESA. (2022). Tomo I - Proyeccion de la Demanda 2022-2036.
- ETESA. (s.f.). Plan de Expansión 2020, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2022, Tomo I: Estudios Básicos. Panamá.
- ETESA. (s.f.). Plan de Expansión 2020, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2020-2034 / Plan de Expansión 2022, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2022-2036. Panamá.
- EV Lithium. (s.f.).
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (s.f.). Power to Gas. Obtenido de <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>
- g. (s.f.).
- Grid Scale Energy Storage Systems. (s.f.). Obtenido de [https://www.mpoweruk.com/grid\\_storage.htm](https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm)
- Grid Scale Energy Storage Systems. (https://www.mpoweruk.com/grid\_storage.htm).
- IBM. (20 de Abril de 2012). IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery. Obtenido de <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- ICE, I. C. (abril 2021). PLAN DE EXPASION DE LA GENERACION ELECTRICA 2020-2035. San José, Costa Rica. Obtenido de Grupo ICE: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mleNZKV>
- Información de Agentes Panamá. (Abril de 2022).
- Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2022).
- Información de Agentes Panamá 2022. (s.f.).

- International Electrotechnical Commission. (2011). Electrical Energy Storage. Obtenido de <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
- International Fleet World. (Septiembre de 2018). Obtenido de <https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/>
- Irena Electricity Storage Cost. (2017). Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
- IRHE. (1985). Estudios de Turba.
- Kawasaki. (2018). Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions. Obtenido de [http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery\\_energy/questions/index.html](http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html)
- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (9 de Junio de 2015). A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries. Obtenido de <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract>
- Laboratory National Renewable Energy. (2019). Obtenido de <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>
- Leadbetter, J., & Swan, L. G. (15 de Octubre de 2012). Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>
- MEM, M. d. (febrero 2022). PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA DE 2021-2035. Nicaragua.
- Millennium Energy Systems. (2016). Colector Solar Fresnel. Obtenido de <http://www.millenniumenergies.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf>
- Murata. (s.f.). The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor. Obtenido de <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). Life Cycle Assessment Harmonization. Obtenido de <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2013). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>
- Neoen - Hornsdale Power Reserve. (24 de Enero de 2018). Hornsdale Power Reserve. Obtenido de <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- New Energy and Fuel. (15 de Junio de 2010). Wind to Fertilizer Construction Begins. Obtenido de <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>

- Nomura, S. (2015). Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance. Obtenido de <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). BWR - Boiling Water Reactor. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). Nuclear Power Plant. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- ODS, O. D. (febrero 2022). Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional 2022-2031. Honduras.
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- Paludea, Central Hidroeléctrica. (29 de Enero de 2015). Zeco. Obtenido de <https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es>
- Plataforma Solar de Almería. (7 de Marzo de 2014). Obtenido de <https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/>
- Powerthru. (2016). Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications. Obtenido de [http://www.powerthru.com/carbon\\_fiber\\_flywheel\\_technology.html](http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html)
- Reactor Heavy Water. (2016). Obtenido de <https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/>
- Saur Energy. (6 de Febrero de 2019). Obtenido de <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery>
- Sistemas de Almacenamiento de Energía. (Julio de 2016). uvadoc. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Storage Battery Solutions, LLC. (2018). Stationary / Standby Power. Obtenido de <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>
- The Agency for Science, Technology and Research. (14 de Enero de 2017). A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries. Obtenido de <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>
- U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (s.f.). Annual Energy Outlook 2021 / Annual Energy Outlook 2022.
- U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (s.f.).
- Universidad de Valladolid. (2016). Sistemas de Almacenamiento de Energía. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2015). ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%8>

1LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPO  
S%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIB  
LES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PR  
OYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI

University of Southern California. (10 de Noviembre de 2010). Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles. Obtenido de <http://illuminate.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/>

UPEM, U. d. (2022). PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACION 2022-2052. Guatemala.

UTNBA. (s.f.). Aprovechamiento de la Energía Undimotriz. Obtenido de <https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html>