



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2025 - 2026

Actualización Primer Semestre 2025

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema

San Salvador, 7 de febrero de 2025.



Contenido

Introducción.....	1
1. Premisas y criterios.....	2
1.1. Base de Datos.....	2
1.2. Proyección de demanda.....	2
1.3. Discretización de los bloques horarios.....	6
1.4. Representación de demandas elásticas.....	8
1.5. Precios de los combustibles.....	9
1.6. Parámetros económicos.....	12
1.6.1. Tasa de Descuento.....	12
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	12
2. Parámetros y premisas de simulación.....	13
2.1. Parámetros del modelo.....	13
2.2. Premisas del caso de estudio.....	14
2.2.1. Horizonte de análisis.....	14
2.2.2. Año inicial de hidrología.....	14
2.2.3. Capacidad de intercambio regional.....	17
3. Estado del sistema.....	19
3.1. Oferta existente.....	19
3.2. Expansiones y modificaciones recientes.....	20
3.2.1. Expansiones en el sistema de generación.....	20
3.2.2. Retiros en el sistema de generación.....	21
3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión.....	22
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2025 a diciembre 2026	23
3.3.1. Expansiones de generación.....	23



3.3.2.	Retiros de generación	26
3.3.2.1.	Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión	26
4.	Resultados	31
4.1.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala	31
4.1.1.	Despacho de energía	31
4.1.2.	Intercambios en el MER	33
4.1.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	36
4.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	38
4.2.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador	40
4.2.1.	Despacho de energía	40
4.2.2.	Intercambios en el MER	42
4.2.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	45
4.2.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	47
4.3.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras	49
4.3.1.	Despacho de energía	49
4.3.2.	Intercambios en el MER	51
4.3.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	54
4.3.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	56
4.4.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua	58
4.4.1.	Despacho de energía	58
4.4.2.	Intercambios en el MER	60
4.4.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	63
4.4.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	66
4.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica	67
4.5.1.	Despacho de energía	67
4.5.2.	Intercambios en el MER	69
4.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	72
4.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	74
4.6.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá	76



4.6.1.	Despacho de energía	76
4.6.2.	Intercambios en el MER	78
4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	81
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	83
4.7.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	85
4.7.1.	Despacho de energía	85
4.7.2.	Intercambios en el MER	87
4.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	90
4.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	92
5.	Conclusiones.....	94

Introducción

El Planeamiento Operativo, está definido en el RMER como la planeación energética de la operación de los recursos de generación y transmisión regionales, con un horizonte de uno (1) a dos (2) años con etapas de resolución mensual, siendo su objeto proveer información indicativa para el MER.

En este proceso se estimará la producción de energía eléctrica de los países de América Central y los intercambios regionales, con base en el criterio de maximización del beneficio social, teniendo en consideración la disponibilidad de los recursos primarios de generación, así como las condiciones previstas en la red eléctrica del SER.

El informe de resultados del Planeamiento Operativo abarca entre otros aspectos importantes, los siguientes temas:

- a) Evolución esperada del uso de los recursos de generación de la región;
- b) Evolución de los indicadores de confiabilidad energética del SER;
- c) Intercambios esperados de energía en los nodos frontera; y
- d) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de los volúmenes esperados de transacciones.

El alcance y las premisas del Planeamiento Operativo están establecidas en el Capítulo 4 del Libro II del RMER.

1. Premisas y criterios

El *Planeamiento Operativo* es desarrollado con el Sistema de Planeamiento de la Generación y Transmisión Regional (SPGTR), mediante el módulo de simulación del MER, que está conformado por el modelo de optimización SDDP de la firma brasileña PSR-Inc., haciendo uso de la Base de Datos Regional descrita en el Capítulo 5 del Libro III del RMER.

1.1. Base de Datos

Las premisas y criterios para conformar la Base de Datos Regional se encuentran establecidos en la *"Guía para Conformación y Actualización de la Base de Datos para los Procesos de la Planificación de la Transmisión y de la Generación Regional"*, en la que se abordan diferentes aspectos, entre estos la representación de los diferentes elementos del sistema eléctrico de potencia:

- i. Representación de centrales hidroeléctricas;
- ii. Representación de centrales termoeléctricas;
- iii. Representación de centrales renovables;
- iv. Representación de la red de transmisión;
- v. Representación de la demanda.

La base de datos regional utilizada contempla actualizaciones informadas por los OS/OM durante el segundo semestre de 2024, incluyendo la información de los planes de expansión nacionales de vigentes.

1.2. Proyección de demanda

La proyección de la demanda de electricidad en la región para el período de estudio se basa en las estimaciones proporcionadas por los OS/OM nacionales como parte del proceso de actualización de la Base de Datos Regional. Según estas proyecciones, se espera que la demanda alcance los **65,729 GWh** en 2025, lo que representa un aumento del 3.3 % respecto al consumo de 2024. Para 2026, se estima un consumo de **68,201 GWh**, con un crecimiento del 3.76 % en comparación con 2025.

En la **Tabla 1** se presenta el detalle mensual de la proyección de demanda de energía eléctrica por país para el período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

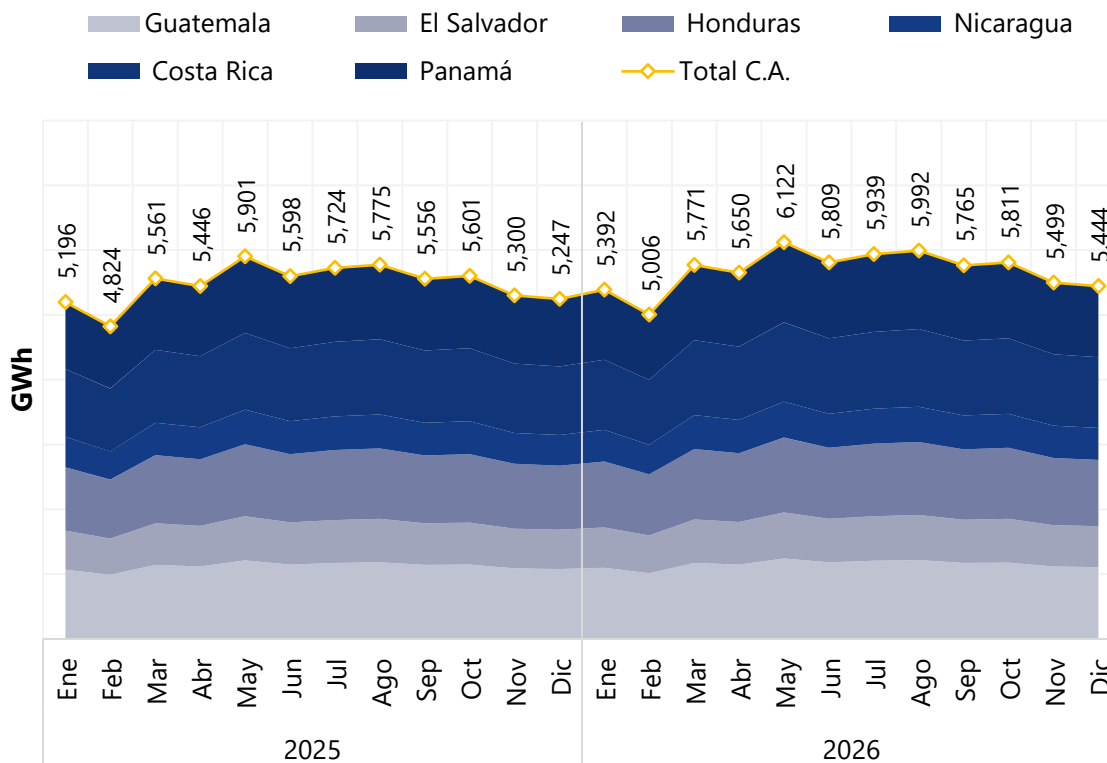


Tabla 1. Proyección de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2025	Ene	1,068	601	980	469	1,048	1,029	5,196
2025	Feb	991	558	910	435	972	958	4,824
2025	Mar	1,143	643	1,049	502	1,122	1,102	5,561
2025	Abr	1,117	630	1,028	491	1,096	1,085	5,446
2025	May	1,210	682	1,113	532	1,187	1,176	5,901
2025	Jun	1,150	647	1,056	505	1,129	1,111	5,598
2025	Jul	1,175	662	1,080	516	1,152	1,140	5,724
2025	Ago	1,185	668	1,090	520	1,162	1,151	5,775
2025	Sep	1,142	642	1,048	501	1,120	1,102	5,556
2025	Oct	1,150	647	1,057	505	1,128	1,114	5,601
2025	Nov	1,089	613	1,000	478	1,068	1,052	5,300
2025	Dic	1,078	607	990	473	1,058	1,042	5,247
2025	Total	13,498	7,599	12,402	5,927	13,241	13,063	65,729
2026	Ene	1,096	626	1,015	490	1,080	1,084	5,392
2026	Feb	1,017	581	942	454	1,002	1,009	5,006
2026	Mar	1,173	670	1,087	524	1,156	1,161	5,771
2026	Abr	1,147	656	1,064	513	1,129	1,142	5,650
2026	May	1,242	711	1,153	555	1,223	1,238	6,122
2026	Jun	1,180	675	1,094	527	1,163	1,170	5,809
2026	Jul	1,205	690	1,118	539	1,187	1,200	5,939
2026	Ago	1,216	696	1,128	544	1,197	1,211	5,992
2026	Sep	1,172	670	1,085	523	1,154	1,161	5,765
2026	Oct	1,180	675	1,094	527	1,162	1,173	5,811
2026	Nov	1,117	639	1,035	499	1,101	1,108	5,499
2026	Dic	1,106	632	1,025	494	1,090	1,097	5,444
2026	Total	13,852	7,922	12,841	6,189	13,642	13,755	68,201

La **Figura 1** ilustra gráficamente la evolución mensual proyectada de la demanda de energía acumulada de los seis países.

Figura 1. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).



Respecto a la demanda de potencia, se proyecta que en 2025 la máxima demanda regional alcance los **10,065 MW**, lo que supone un incremento del 6.68 % en comparación con 2024. Para 2026, se estima una demanda de **10,401 MW**, lo que representa un crecimiento del 3.76 % respecto al año anterior.

En la **Tabla 2** se presenta la proyección de demanda en potencia eléctrica de cada país con detalle mensual para el período de enero 2024 a diciembre 2025.

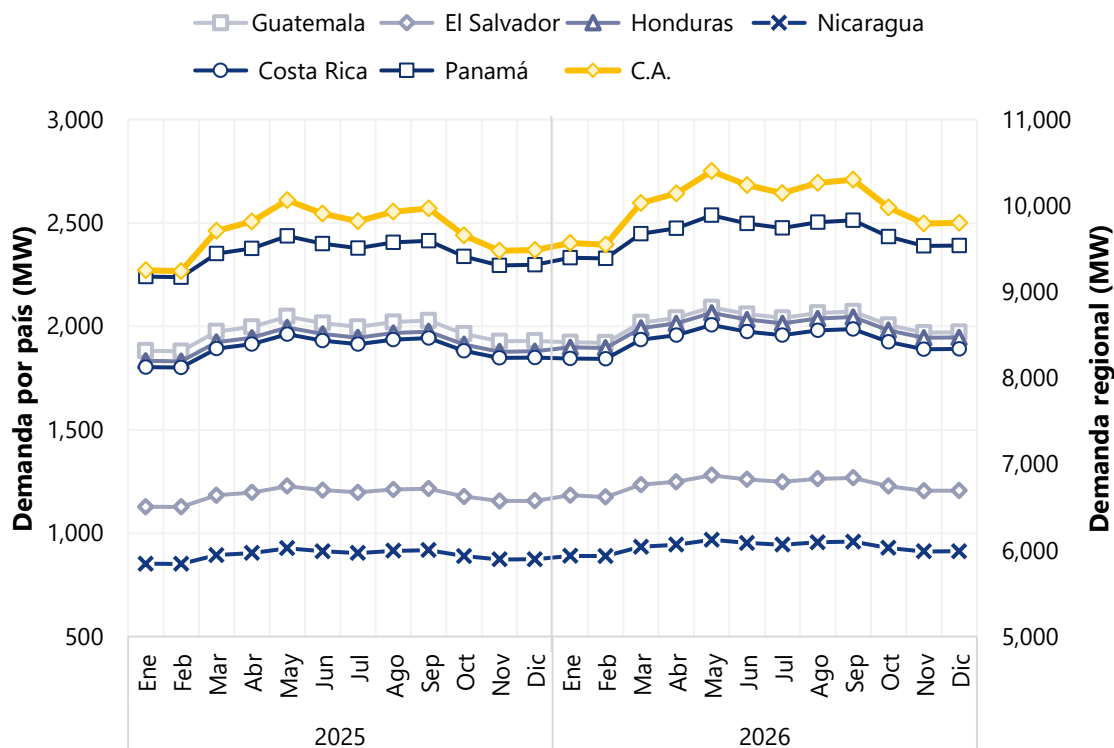


Tabla 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2025	Ene	1,882	1,128	1,833	852	1,803	2,241	9,252
2025	Feb	1,880	1,126	1,831	851	1,801	2,238	9,241
2025	Mar	1,975	1,184	1,924	894	1,892	2,351	9,709
2025	Abr	1,997	1,197	1,945	904	1,913	2,377	9,817
2025	May	2,048	1,227	1,994	927	1,962	2,438	10,065
2025	Jun	2,015	1,208	1,963	912	1,931	2,399	9,907
2025	Jul	1,998	1,197	1,945	904	1,914	2,378	9,819
2025	Ago	2,021	1,211	1,968	915	1,936	2,406	9,933
2025	Sep	2,028	1,215	1,975	918	1,943	2,414	9,969
2025	Oct	1,964	1,177	1,913	889	1,882	2,338	9,656
2025	Nov	1,928	1,155	1,878	873	1,847	2,295	9,477
2025	Dic	1,930	1,156	1,879	874	1,849	2,297	9,486
2025	Máxima	2,048	1,227	1,994	927	1,962	2,438	10,065
2026	Ene	1,923	1,183	1,898	890	1,844	2,332	9,567
2026	Feb	1,921	1,175	1,896	889	1,842	2,329	9,549
2026	Mar	2,018	1,234	1,992	934	1,936	2,447	10,033
2026	Abr	2,040	1,248	2,014	944	1,957	2,474	10,144
2026	May	2,092	1,280	2,065	968	2,007	2,537	10,401
2026	Jun	2,059	1,260	2,033	953	1,975	2,497	10,238
2026	Jul	2,041	1,248	2,014	944	1,958	2,475	10,147
2026	Ago	2,064	1,263	2,038	955	1,980	2,504	10,264
2026	Sep	2,072	1,267	2,045	959	1,987	2,513	10,301
2026	Oct	2,007	1,228	1,981	929	1,925	2,434	9,978
2026	Nov	1,970	1,205	1,944	912	1,889	2,389	9,793
2026	Dic	1,971	1,206	1,946	912	1,891	2,391	9,802
2026	Máxima	2,092	1,280	2,065	968	2,007	2,537	10,401

La **Figura 2** muestra de manera gráfica el comportamiento mensual de la demanda de potencia tanto a nivel regional como por país.

Figura 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).



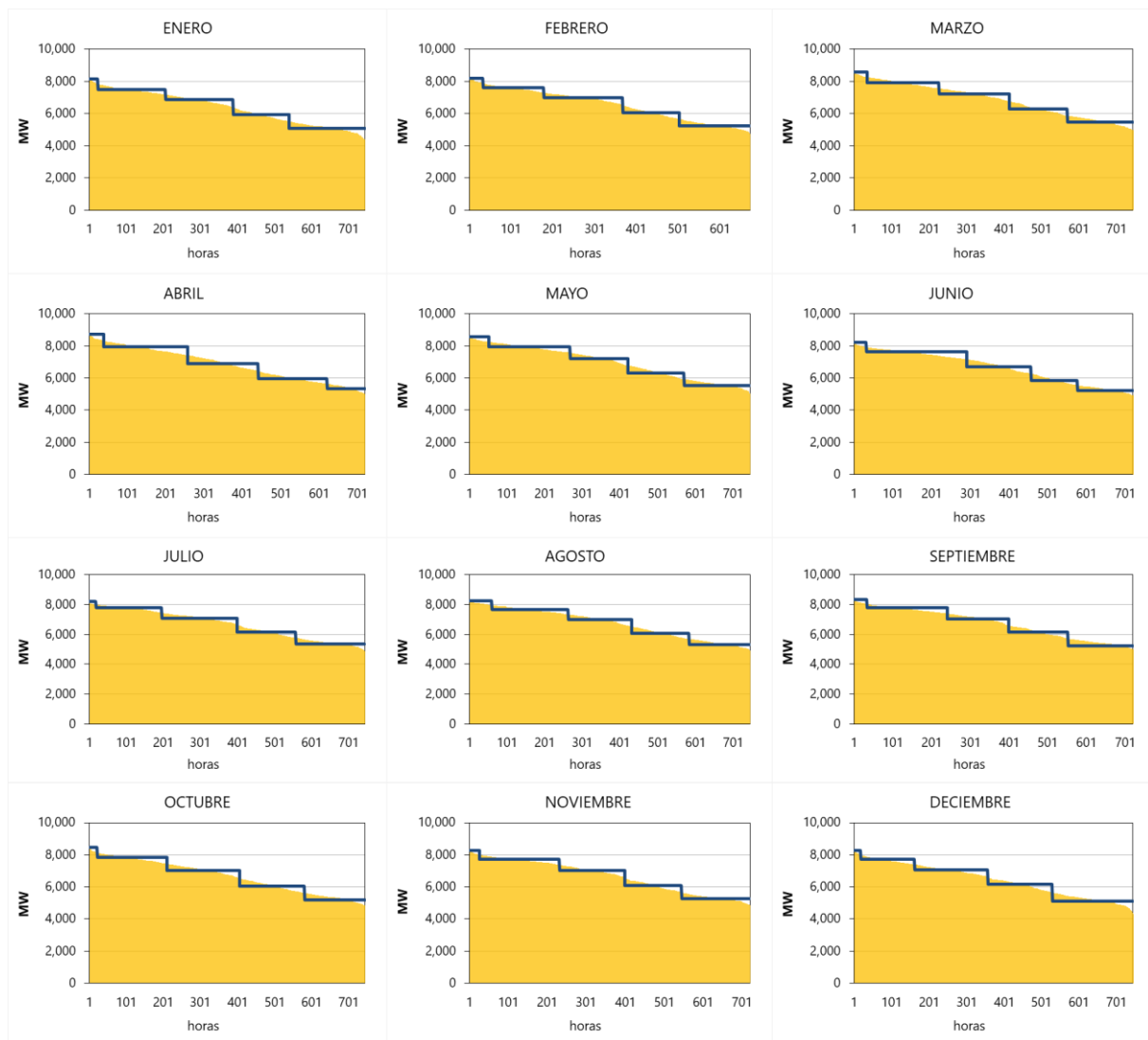
Cabe destacar que la máxima demanda de potencia en los países de la región no ocurre de manera simultánea, es decir, los picos de demanda de cada país no coinciden en el tiempo. Por ello, la demanda total de América Central no corresponde a la suma de las demandas individuales de cada país, sino que refleja el valor máximo para el Sistema Eléctrico Regional en un momento específico.

1.3. Discretización de los bloques horarios

El estudio abarca la planificación de los seis sistemas de América Central, para lo cual se homologan cronológicamente las curvas de carga de los seis países, con el objeto de representar de manera adecuada la demanda de energía mensual y de punta de cada sistema en los modelos de planificación. La representación de la curva de carga del sistema se ha realizado por medio de cinco bloques horarios, los cuales fueron conformados con base en los registros de demanda horaria del año 2023 por medio del algoritmo de clústeres.

La curva de carga discretizada en cinco bloques horarios se muestra en la **Figura 3**.

Figura 3. Curvas de duración de carga y de bloques horarios de los países de América Central.



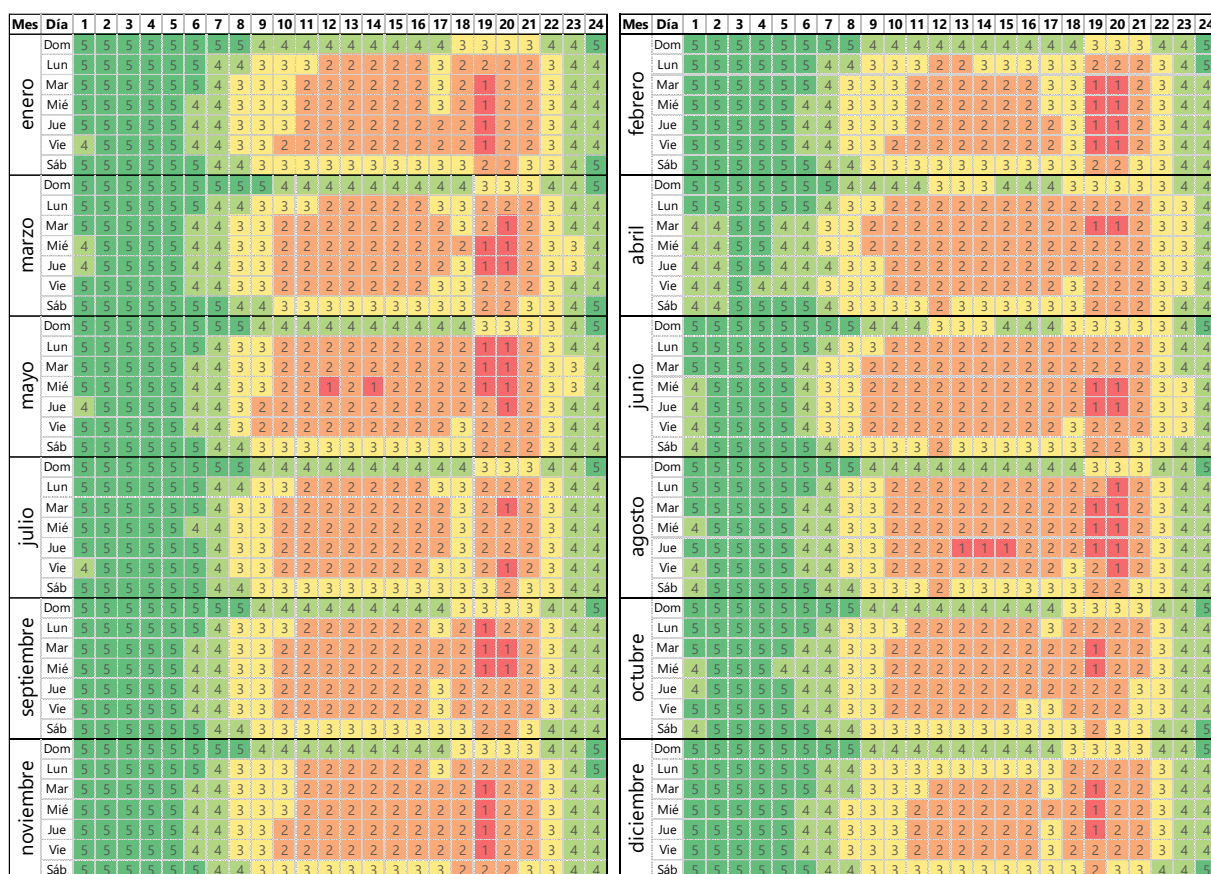
Como podemos observar en cada gráfico, el área en color amarillo representa la curva de duración de carga horaria, mientras que la línea azul representa los cinco escalones de la curva de carga, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que en el que se agrupan las horas con los valores más altos de demanda, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa las horas con los valores de mínima demanda del sistema.

La discretización de la curva de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año, y con base en esta clasificación por bloques se realizará la proyección de

Planeamiento Operativo de América Central 2025-2026
Actualización Primer Semestre 2025

demanda de los años del estudio. El detalle de bloques horarios mensuales para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente figura.

Figura 4. Mapeo de bloques horarios regionales, promedios mensuales.



1.4. Representación de demandas elásticas

Según lo establece el numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar en la planificación es el "Excedente del Consumidor", cuya metodología de cálculo está establecida en el Anexo M del mismo Libro, la cual considera que la demanda se compone de una porción inelástica y una porción elástica. La porción inelástica corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida, y su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física del sistema en atenderla. La porción elástica es modelada por medio de tres pares de demanda-precio, cuyos valores se detallan en la siguiente tabla.



Tabla 3. Curvas demanda-precio por país.

Nivel	Precio US\$/MWh	Coeficientes K					
		CR	ES	GU	HO	NI	PA
Nivel 4	40	1.002	1.026	1.009	1.065	1.068	1.000
Nivel 3	120	0.968	0.995	0.977	1.005	0.990	1.000
Nivel 2	180	0.948	0.976	0.960	0.972	0.952	1.000
Nivel 1	INEL.	0.816	0.853	0.853	0.779	0.785	1.000

Como puede observarse en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no tiene definida elasticidad (niveles demanda-precio 2, 3 y 4 iguales a cero), y por tanto su demanda será representada por un único escalón inelástico.

1.5. Precios de los combustibles

Los precios de la energía eléctrica en los países del MER están estrechamente vinculados a los precios de los combustibles, ya que una parte significativa de la matriz de generación depende de centrales que operan con combustibles fósiles. Por ello, los costos de operación de estas centrales están sujetos a las fluctuaciones de los precios internacionales de los combustibles.

Las proyecciones de los precios de combustibles y los correspondientes costos variables de las centrales del parque de generación térmico de la región se basan en las estimaciones de corto y largo plazo publicadas por la *Administración de Información de Energía de EE. UU.* (EIA). Para este Planeamiento Operativo, se utilizaron las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) correspondientes a enero de 2025.

Con relación a los precios del petróleo crudo, la EIA observa un repunte inicial en los precios a principios de 2025, sin embargo, se estima que los precios experimenten una tendencia a la baja entre mediados de 2025 y finales de 2026, previendo un crecimiento de la producción mundial que superará el crecimiento de la demanda.

Para el gas natural, se prevé que el precio del Henry Hub incremente respecto de sus mínimos históricos de 2024 durante el periodo de pronóstico, con la posibilidad de que el aumento sea menor al esperado, en especial si el crecimiento de la nueva producción de GNL es más lento de lo proyectado. Asimismo, las condiciones climáticas continúan siendo un factor de riesgo importante para el pronóstico de precios del Henry Hub, particularmente en los meses de invierno.

En la **Tabla 4** se muestran los precios de los combustibles que han sido considerados en este Planeamiento Operativo.



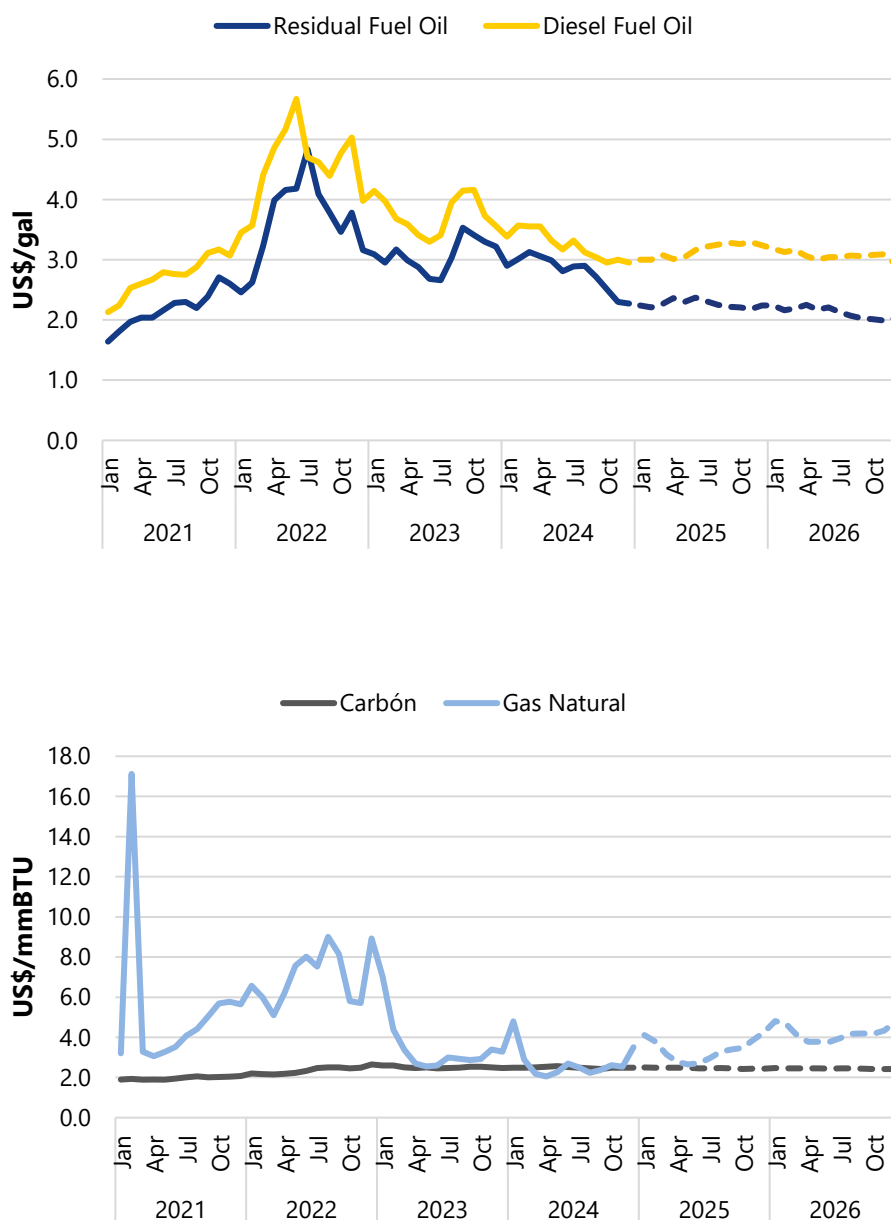
Tabla 4. Proyección de precios de los combustibles para la generación eléctrica en Centroamérica.

Año	Mes	Residual Fuel Oil \$/gal	Diesel Fuel Oil \$/gal	Carbón \$/mmBTU	Gas Natural \$/mmBTU
2025	Ene	2.24	3	2.5	4.11
2025	Feb	2.21	3	2.49	3.8
2025	Mar	2.26	3.08	2.48	3.15
2025	Abr	2.36	3.01	2.48	2.77
2025	May	2.3	3.04	2.48	2.65
2025	Jun	2.37	3.16	2.46	2.71
2025	Jul	2.31	3.22	2.46	2.97
2025	Ago	2.25	3.25	2.47	3.28
2025	Sep	2.22	3.28	2.46	3.39
2025	Oct	2.21	3.26	2.43	3.47
2025	Nov	2.18	3.29	2.44	3.87
2025	Dic	2.24	3.24	2.44	4.26
2026	Ene	2.24	3.18	2.47	4.81
2026	Feb	2.16	3.13	2.46	4.67
2026	Mar	2.19	3.16	2.46	4.09
2026	Abr	2.25	3.06	2.46	3.78
2026	May	2.17	3	2.46	3.78
2026	Jun	2.21	3.04	2.44	3.77
2026	Jul	2.13	3.04	2.45	3.97
2026	Ago	2.07	3.07	2.46	4.18
2026	Sep	2.03	3.06	2.44	4.19
2026	Oct	2.01	3.08	2.42	4.18
2026	Nov	1.99	3.09	2.42	4.34
2026	Dic	2.03	2.93	2.42	4.76

Nota. Estimación propia realizada con costos de combustible para la generación de energía del STEO correspondiente a enero de 2025.

La **Figura 5** presenta la evolución histórica de los precios de los combustibles mencionados desde 2021, así como sus proyecciones para los años 2025 y 2026.

Figura 5. Evolución histórica y proyecciones de corto plazo de los precios de los combustibles de referencia para la generación eléctrica en los países de América Central.





1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos utilizados en los estudios de planificación comprenden la tasa de descuento y el costo de energía no suministrada, cuyas metodologías de cálculo y valores son determinados por CRIE de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER.

1.6.1. Tasa de Descuento

La tasa de descuento permite determinar el valor presente neto de las anualidades de los costos de inversión y operación del sistema, la cual, según lo establecido en el inciso e) del numeral 10.3.4.1 del Libro III del RMER, se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J del mismo Libro.

La tasa de descuento vigente para los estudios de planificación regional fue definida en la Resolución CRIE-01-2024, con un valor de **11.95%**.

1.6.2. Costo de energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS), corresponde al costo en el que incurren los consumidores finales debido a la interrupción intempestiva y sin previo aviso, de su suministro de energía eléctrica. El CENS afecta en diferente medida a los consumidores conectados a las redes eléctricas, según la duración de la falla y el sector de consumo (industrial, comercial, residencial, u otro), por lo que en los modelos de planificación se hace necesario establecer diferentes escalones de falla que permitan representar estos efectos en la operación del sistema.

Los escalones y valores de ENS vigente para los estudios de planificación regional se encuentran definidos en la Resolución CRIE-44-2023, siendo estos los siguientes:

Tabla 5. CENS por escalón de profundidad para los estudios de Planificación. Resolución CRIE-44-2023.

Bloque	Profundidad	CENS US\$/MWh
Bloque 1	Desde 0% - hasta 5%	508
Bloque 2	Mayor a 5% - hasta 10%	1,110
Bloque 3	Mayor a 10% - hasta 30%	1,570
Bloque 4	Mayor a 30%	2,445

2. Parámetros y premisas de simulación

2.1. Parámetros del modelo

El Planeamiento Operativo es ejecutado con el módulo de simulación del MER (modelo SDDP, de la firma brasileña PSR-Inc.), el cual forma parte del Sistema de Planificación de la Generación y de la Transmisión Regional (SPGTR). En este estudio será utilizada la versión 17.3.8 del modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

Tabla 6. Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Modelo de caudales	Modelo para generar las secuencias de caudales estocásticos utilizados por la simulación forward y los escenarios de caudales condicionados utilizados en la fase backward.	Modelo ARP
Tipo de estudio	Indica si serán utilizados diferentes secuencias de caudales para el algoritmo SDDP (estudio estocástico), o si será utilizada una única secuencia de caudales (estudio determinístico).	Estocástico
Número de escenarios forward	Número de secuencias hidrológicas usadas en la fase forward del algoritmo SDDP o en la actividad de la simulación.	150
Número de escenarios backward	Número de escenarios de caudales condicionados usados en la fase Backward del algoritmo SDDP, o en la simulación.	50
Número mínimo de iteraciones	Límite mínimo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	1
Número máximo de iteraciones	Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	20

Continuación **Tabla 6.** Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Número de años adicionales	Este dato es utilizado en el cálculo de la política operativa para amortiguar el efecto de amortiguamiento de las condiciones finales de los embalses.	2 años, sin incluir en la simulación final
Configuración de restricciones cronológicas	Se indica al modelo si considera las modificaciones en los datos a lo largo del período de planificación.	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Se indica al modelo la metodología para seleccionar los escenarios de generación de las fuentes renovables.	Sorteo de escenarios
Modo operativo	Define la política de intercambio de potencia entre subsistemas.	Coordinado
Resolución	Tipo de etapas que serán utilizadas en las simulaciones. Dos opciones están disponibles en el modelo, etapas semanales o mensuales.	Etapas mensuales
Evaluación de la red eléctrica	Opciones para representación de la red eléctrica por medio de diferentes modelos y modos de ejecución.	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos interregionales.

2.2. Premisas del caso de estudio

2.2.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de enero 2025 a diciembre 2026. En las simulaciones se incluirán dos años adicionales al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses, sin embargo, esas etapas no son consideradas en los resultados.

2.2.2. Año inicial de hidrología

El año inicial de hidrología fue determinado con base en los años que fueron seleccionados por medio de la metodología de años análogos del Foro del Clima de América Central (FCAC), del

Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente al período de diciembre 2024 a marzo 2025.

Dentro de las conclusiones del LXXVI Foro, refieren que se mantiene la vigilancia sobre la posible consolidación del fenómeno La Niña, aunque los pronósticos muestran incertidumbre respecto a su inicio. En caso de manifestarse, podría ocurrir dentro del período cubierto por esta perspectiva. Además, la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO) continúa en fase negativa desde 2020, lo que históricamente ha favorecido eventos más intensos de La Niña y debilitado los de El Niño.

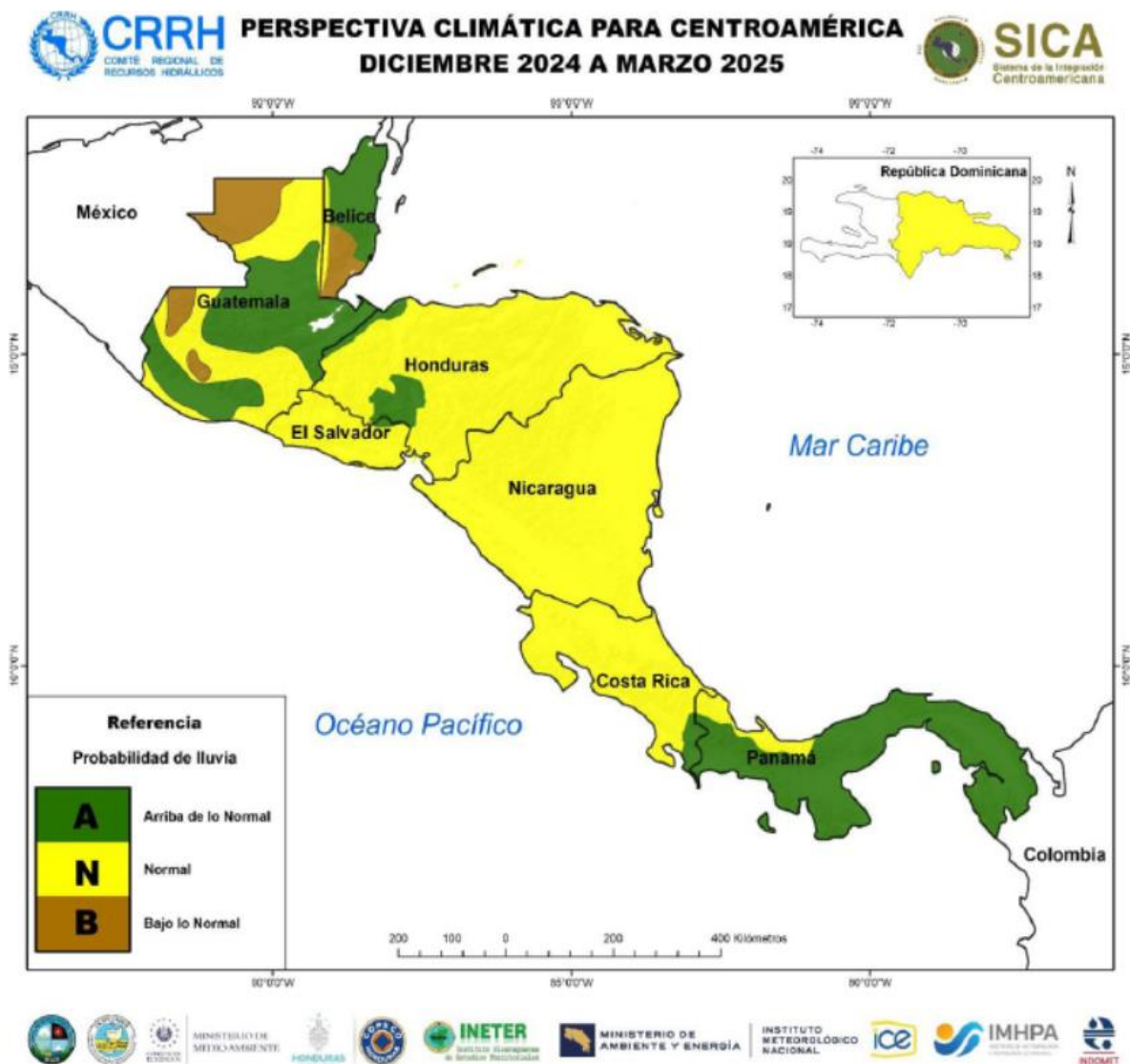
Para el período de diciembre 2024 a marzo 2025, el Foro estima que la lluvia acumulada presentará un comportamiento **Arriba de lo Normal** en diversas regiones. En Guatemala, esto se observará en la Franja Transversal del Norte, el Caribe, Bocacosta y el sur de Petén; en El Salvador, en los departamentos de Morazán y La Unión; en Honduras, en El Merendón y el suroccidente; y en Panamá, en las provincias de Coclé, Colón, Chiriquí, Darién, Herrera, Los Santos, Panamá y Veraguas (Centro y Sur), así como en la Comarca Guna Yala y Panamá Oeste.

Por otro lado, las precipitaciones dentro del rango **Normal** se prevén en el noreste de Petén, el occidente, los Valles de Oriente, el Altiplano Central y el Pacífico de Guatemala; en la mayor parte de El Salvador, excepto Morazán y La Unión; en la mayor parte del territorio hondureño; en todo Nicaragua; y en Costa Rica, en el Valle Central, el Pacífico Norte, Central y Sur, la Zona Norte Oriental y Occidental, así como el Caribe Norte y Sur. En Panamá, este comportamiento se espera en Bocas del Toro, la Comarca Ngäbe Buglé y el norte de Veraguas.

Finalmente, las únicas áreas con precipitaciones en el rango **Bajo lo Normal** se ubican en el noroeste de Petén y el norte de Occidente en Guatemala.

A continuación se presenta el mapa que ilustra la probabilidad de lluvias en los países de la región para los meses de diciembre 2024 a marzo 2025.

Figura 6. Mapa de probabilidad de lluvias para los países de la región.



Nota. LXXVI Perspectiva Climática para Centroamérica, período: diciembre 2024 a marzo 2025, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

En la perspectiva climática, la metodología de años análogos identificó 2006 y 2017 como los más frecuentes para los países de América Central. Para la simulación operativa de este planeamiento, se seleccionó el año 2017 por ser el de ocurrencia más reciente. Este año fue considerado análogo en Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

Es importante destacar que, en el caso de Costa Rica, el Foro señaló que la metodología aplicada no identificó años análogos.

A continuación se presenta una tabla que resume los años análogos identificados en la perspectiva climática para los países de América Central.

Tabla 7. Años análogos para las condiciones de lluvia de diciembre 2024 a marzo 2025.

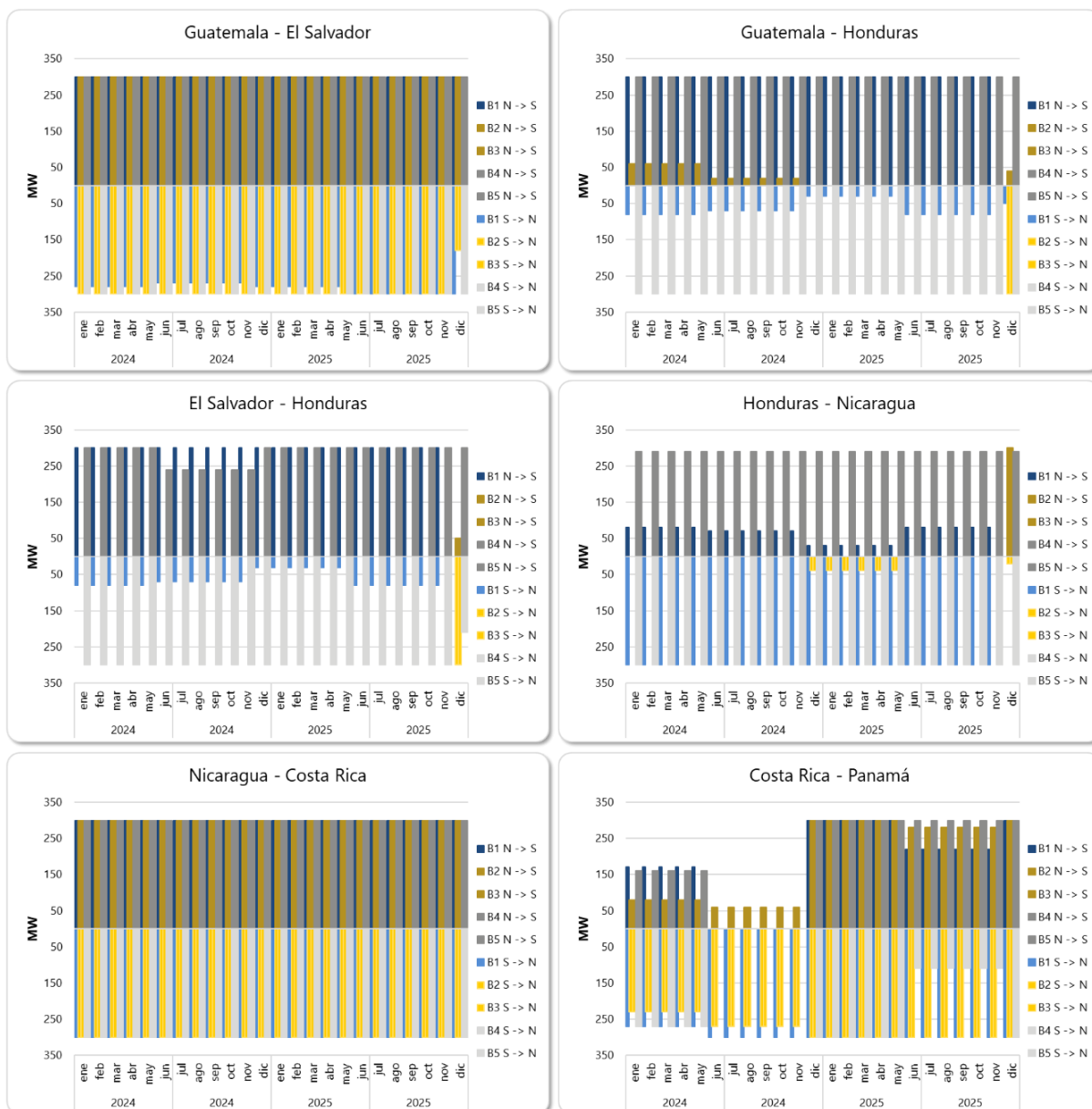
País	1	2	3	4	5
Guatemala	2006	2013	2017	2021	
El Salvador	1993	1999	2002	2017	2020
Honduras	1963	1968	1976	2006	2009
Nicaragua	1981	1993	2006	2017	
Costa Rica	No fue posible determinarlo				
Panamá	1998	2005	2010	2016	2020

Nota. Elaboración propia con base en la información del LXXVI Foro del Clima de América Central, período: diciembre 2024 a marzo 2025, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

2.2.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional ha sido modelada por medio de la restricción eléctrica de “*Suma de Flujo en Circuitos*” disponibles en el módulo de simulación, cuyos valores fueron definidos con base en las Capacidades Operativas de Transmisión (COT) estimadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR correspondiente a los años 2024-2026. La **Figura 7** ilustra los valores COT entre pares de países adyacentes por bloque horario y sentido de los flujos de potencia regional (Norte a Sur y Sur a Norte).

Figura 7. Capacidades Operativas de Transmisión entre pares de países.



3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

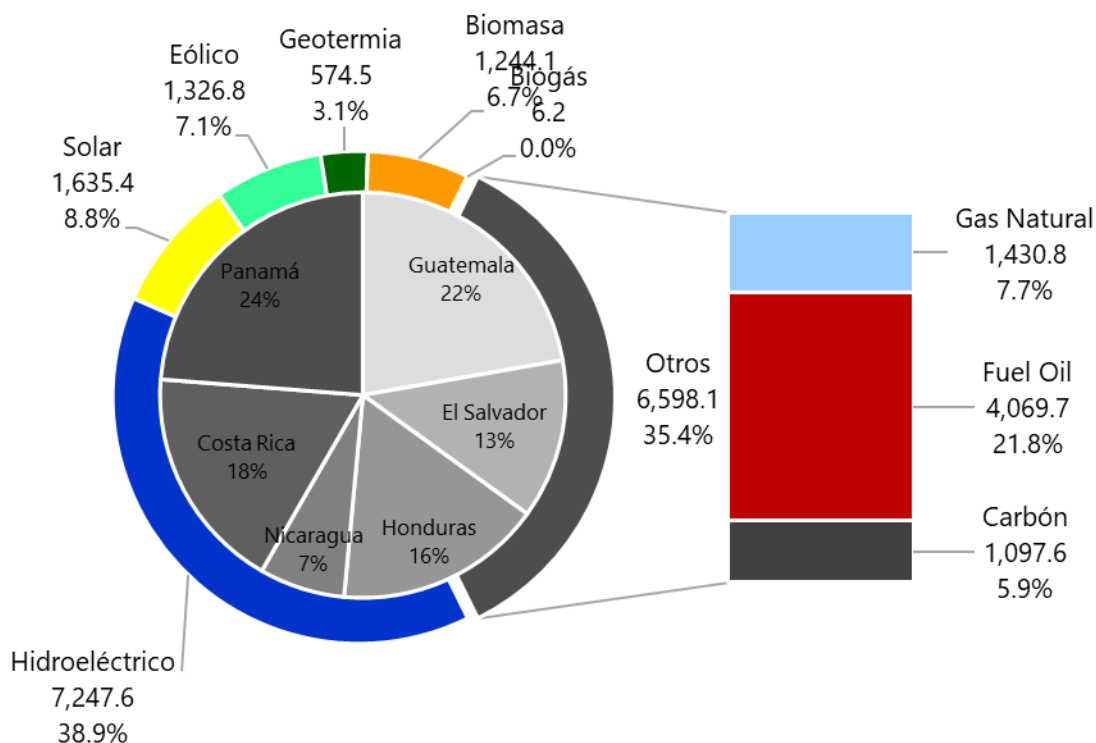
Según la información proporcionada por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, la capacidad de generación disponible en los países del MER al cierre de diciembre de 2024 asciende a **18,632.7 MW**. De este total, el 64.6 % proviene de centrales que utilizan recursos renovables, mientras que el 35.4 % corresponde a centrales que operan con combustibles fósiles. A continuación, se presenta el desglose de la capacidad por país y tipo de recurso.

Tabla 8. Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Hidroeléctrico	1,513.0	623.2	922.1	225.2	2,187.5	1,776.6	7,247.6
Solar	112.7	240.3	504.7	54.0	21.4	702.4	1,635.4
Eólico	109.8	54.0	238.1	186.6	402.3	336.0	1,326.8
Geotermia	39.2	174.5	35.0	120.0	205.7		574.5
Biomasa	578.9	208.0	233.9	146.0	37.3	40.1	1,244.1
Biogás	6.2						6.2
Gas Natural	15.1	378.5				1,037.2	1,430.8
Fuel Oil	682.3	708.7	1,058.8	548.9	507.6	563.3	4,069.7
Carbón	992.6		105.0				1,097.6
Total	4,049.9	2,387.2	3,097.6	1,280.7	3,361.7	4,455.6	18,632.7

En la siguiente figura se presenta la distribución de la capacidad instalada en la región a diciembre de 2024 por país y por tipo de recurso.

Figura 8. Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.



Como se observa, dentro de los recursos renovables, la generación hidroeléctrica es la más predominante, representando el 38.9 % de la capacidad instalada. Por otro lado, entre los recursos no renovables, la generación termoeléctrica a base de derivados del petróleo es la más significativa, con un 21.8 % de la capacidad instalada. Además, en términos de capacidad instalada por país, Panamá y Guatemala lideran la región, con participaciones del 24 % y 22 %, respectivamente.

3.2. Expansiones y modificaciones recientes

3.2.1. Expansiones en el sistema de generación

Según la información proporcionada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, durante el segundo semestre de 2024 se añadieron **684.9 MW** de nueva capacidad. De este total, 656.2 MW corresponden a la central térmica Gatún en Panamá, mientras que 28.8 MW provienen de cuatro parques solares. De los proyectos solares, dos están ubicados en Guatemala, con una capacidad combinada de 9.8 MW; uno en El Salvador, con 5 MW; y otro en Nicaragua, con 14 MW.

A continuación, se presenta la tabla con los datos detallados de los proyectos incorporados en el segundo semestre 2024.

Tabla 9. Unidades y/o centrales generadoras previstas a incorporarse durante el segundo semestre 2024.

País	Entra en servicio	Recurso	Nombre	MW
Guatemala	22/7/2024	Solar	Parque Solar El Obispo (GDR)	4.9
Guatemala	22/7/2024	Solar	Parque Solar San Antonio (GDR)	4.9
El Salvador	1/8/2024	Solar	Cabaña Solar	5.0
Nicaragua	1/12/2024	Solar	Planta San Isidro	14.0
Panamá	1/9/2024	Gas Natural	Central Térmica Gatún	656.2
Total				684.9

3.2.2. Retiros en el sistema de generación

Para este Planeamiento se contempla la salida de servicio de doce centrales o unidades generadoras en el período de enero 2025 a diciembre 2026, las cuales totalizan **419.8 MW**, y cuyo detalle se presenta en la tabla que sigue a continuación.

Tabla 10. Unidades y/o centrales generadoras previstas a ser retiradas del sistema.

País	Sale de servicio	Recurso	Nombre	MW
Honduras	1/6/2026	Fuel Oil	Brassavola Diesel T1	40.0
Honduras	1/6/2026	Fuel Oil	Brassavola Diesel T2	30.0
Costa Rica	1/1/2025	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 1	35.0
Costa Rica	1/12/2025	Eólico	P.E. PESA	19.8
Costa Rica	1/1/2026	Hidroeléctrico	Hidro RC1	20.0
Costa Rica	1/1/2026	Eólico	P.E. MOVASA (Tierras Morenas)	20.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Garabito 1	35.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 2	35.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 3	35.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Bahia Las Minas - J.Brown G6	33.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Bahia Las Minas 8	34.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Cativa	83.0
Total				419.8

Con relación a las unidades Brassavola de Honduras, estas se encuentran operando actualmente con combustible diésel y en la fecha indicada pasaran a formar parte del ciclo de gas natural con el mismo nombre.

Adicionalmente fue informado que la central carboeléctrica Cobre Panamá se encuentra actualmente fuera de servicio desde inicios de 2024.

3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión

De acuerdo con la información de la base de datos, se identifican veinticinco intervenciones en el sistema de transmisión durante el segundo semestre del año 2024, de las cuales dos pertenecen a El Salvador por la puesta en servicio de la subestación Tamanique, en Costa Rica figuran tres repotenciaciones de líneas de transmisión entre las subestaciones El Coco, Garita y La Caja, mientras que en Panamá se identifican veinte intervenciones, ligadas principalmente a la entrada de las subestaciones Chepo, Progreso II y Santa Rita.

A continuación se presenta una tabla con el detalle de las ampliaciones y modificaciones realizadas en los sistemas de transmisión de los países de la región durante el segundo semestre de 2023.

Tabla 11. Ampliaciones y modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de Centro América.

País	Mes	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
El Salvador	jul	Línea	Talnique - Tamanique 115-1	115	130	Nueva LT por incorporación SE Tamanique
El Salvador	jul	Transf.	Tamanique 115/23-1	115/46	50	Nuevo Transformador SE Tamanique
Costa Rica	dic	Línea	Garita - El Coco 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
Costa Rica	dic	Línea	Garita - La Caja 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
Costa Rica	dic	Línea	La Caja - El Coco 138	138	190	Repotenciación de 110 a 190 MVA
Panamá	ago	Línea	Progreso - Progreso II 230A	230	505	Nueva línea por entrada de SE Progreso II
Panamá	ago	Línea	Progreso - Progreso II 230B	230	505	Nueva línea por entrada de SE Progreso II
Panamá	ago	Línea	Frontera Costa Rica - Progreso II	230	505	Seccionamiento por entrada SE Progreso II
Panamá	ago	Línea	Frontera Costa Rica - Progreso II	230	505	Nueva línea por entrada de SE Progreso II
Panamá	nov	Línea	Sabanitas - Santa Rita 230A	230	505	Nueva línea por entrada de SE Santa Rita
Panamá	nov	Línea	Sabanitas - Santa Rita 230B	230	505	Nueva línea por entrada de SE Santa Rita
Panamá	nov	Transf.	Santa Rita 230/115 T1	230/115	250	Nuevo Transformador SE Santa Rita
Panamá	nov	Transf.	Santa Rita 230/115 T2	230/115	250	Nuevo Transformador SE Santa Rita

Continuación **Tabla 11.** Ampliaciones y modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de Centro América.

País	Mes	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
Panamá	dic	Línea	Bayano - Chepo 230A (230-1A)	230	505	Nueva línea por entrada de SE Chepo
Panamá	dic	Línea	Bella Vista - Panamá 3 230A	230	247	Nueva línea
Panamá	dic	Línea	Bella Vista - Panamá 3 230B	230	247	Nueva línea
Panamá	dic	Línea	Chepo - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	505	Nueva línea por entrada de SE Chepo
Panamá	dic	Línea	Pacora - Chepo 230 (230-1A)	230	505	Nueva línea por entrada de SE Chepo
Panamá	dic	Línea	Panamá II - 24 de Diciembre 230 (230-2B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
Panamá	dic	Línea	Panamá II - Pacora 230 (230-1B)	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
Panamá	dic	Línea	Bayano - Pacora 230 (230-1A)	230	505	Seccionamiento por entrada SE Chepo
Panamá	dic	Línea	Bayano - 24 de Diciembre 230 (230-2A)	230	202	Seccionamiento por entrada SE Chepo
Panamá	dic	Línea	Bayano - Chepo 230A (230-2A)	230	505	Nueva línea por entrada de SE Chepo
Panamá	dic	Transf.	Bella Vista 230/115 T2	230/115	175	Nuevo Transformador SE Bella Vista
Panamá	dic	Transf.	Bella Vista 230/11-T1	230/115	175	Nuevo Transformador SE Bella Vista

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2025 a diciembre 2026

3.3.1. Expansiones de generación

Las modificaciones previstas en el sistema de generación para el período de enero 2025 a diciembre 2026 son aquellas que se encuentran en desarrollo de acuerdo con los planes nacionales de expansión o desarrollos privados de Agentes, cuya información ha sido proporcionada a través de los OS/OM.

Durante este período, se espera la incorporación de 47 proyectos de generación eléctrica, que en conjunto sumarán **2,308.3 MW** de nueva capacidad en la región. Destaca el desarrollo de 31 proyectos fotovoltaicos, que aportarán un total de 918 MW. Asimismo, se prevé la entrada en operación de tres proyectos de gas natural, dos de ellos en Honduras que suman 510 MW y el tercero en Nicaragua con 308 MW de capacidad.

Entre otros proyectos relevantes, se encuentra la central hidroeléctrica El Tornillito en Honduras, con una capacidad de 198.7 MW; el proyecto fotovoltaico Penonomé 2 de 154 MW en Panamá, un proyecto fotovoltaico de 100 MW en Nicaragua; dos proyectos termoeléctricos en Costa Rica, que añadirán 205 MW; y cuatro proyectos geotérmicos en El Salvador, que sumarán 42 MW.

A continuación, se presenta una tabla con el cronograma de expansión de este planeamiento, desglosado por tipo de recurso y país.

Tabla 12. Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2025 y diciembre 2026 (MW).

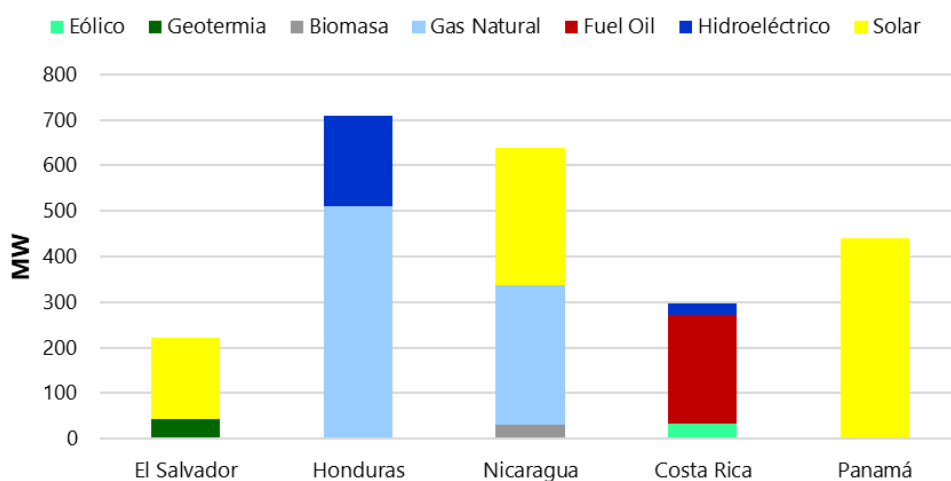
País	Entra en servicio	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
El Salvador	2/2025	Geotermia	Berlín U5 (Berlín Ciclo Binario)	7.0
El Salvador	6/2025	Solar	15 de Septiembre Solar	19.2
El Salvador	7/2025	Geotermia	Boca Poza Chinameca	5.0
El Salvador	1/2026	Solar	Proyecto Solar Fotovoltáico 1	50.0
El Salvador	1/2026	Geotermia	Chinameca	20.0
El Salvador	4/2026	Solar	Proyecto Solar Fotovoltáico 4	56.0
El Salvador	4/2026	Solar	Proyecto Solar Fotovoltáico 5	55.0
El Salvador	7/2026	Geotermia	San Vicente	10.0
Honduras	5/2025	Gas Natural	Brassavola Ciclo Combinado	240.0
Honduras	1/2026	Hidroeléctrico	Tornillito	198.7
Honduras	12/2026	Gas Natural	Térmica Puerto Cortez	270.0
Nicaragua	1/2025	Biomasa	Planta Monte Rosa - U4	30.0
Nicaragua	2/2025	Solar	Solar I	14.0
Nicaragua	3/2025	Gas Natural	Central Gas Puerto Sandino	308.0
Nicaragua	11/2025	Solar	Solar II	15.0
Nicaragua	11/2025	Solar	Solar III	63.0
Nicaragua	11/2025	Solar	Solar IV	60.0
Nicaragua	2/2026	Solar	Solar VI	20.0
Nicaragua	6/2026	Solar	Solar VII	100.0
Nicaragua	11/2026	Solar	Solar V	30.0
Costa Rica	1/2025	Hidroeléctrico	Hidro RC2	25.0
Costa Rica	1/2025	Fuel Oil	Turbina Alquiler II	35.0
Costa Rica	12/2025	Eólico	Quijote	33.0
Costa Rica	1/2026	Fuel Oil	Turbina Alquiler III	100.0
Costa Rica	7/2026	Fuel Oil	Turbina Alquiler IV	105.0
Panamá	1/2025	Solar	Cerro Viejo Solar	20.0
Panamá	1/2025	Solar	HP Solar	20.0
Panamá	1/2025	Solar	Llano Sánchez	10.0
Panamá	1/2025	Solar	PV Estí Solar 2	6.6
Panamá	1/2025	Solar	PV Gualaca Solar (Helios)	60.0

Continuación **Tabla 12.** Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2025 y diciembre 2026 (MW).

País	Entra en servicio	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
Panamá	1/2025	Solar	PV Solar Alanje 1	10.0
Panamá	1/2025	Solar	PV Solar Alanje 2	10.0
Panamá	1/2025	Solar	PV Solar Alanje 3	10.0
Panamá	1/2025	Solar	PV Agua Viva	9.9
Panamá	3/2025	Solar	PV Megasolar	10.0
Panamá	6/2025	Solar	PV San Bartolo (Ecoener)	9.9
Panamá	12/2025	Solar	PV La Mesa (Ecoener)	9.9
Panamá	12/2025	Solar	PV Santiago (Ecoener)	9.9
Panamá	1/2026	Hidroeléctrico	El Alto G4	1.1
Panamá	1/2026	Solar	Corotú Solar	10.0
Panamá	1/2026	Solar	PV La Inmaculada Solar	6.3
Panamá	1/2026	Solar	Ra Solar	20.0
Panamá	1/2026	Solar	PV Panasolar V	10.0
Panamá	1/2026	Solar	Panaso4	10.0
Panamá	1/2026	Eólico	Caimitillo	1.9
Panamá	1/2026	Solar	San José Solar 30MW	30.0
Panamá	1/2026	Solar	PV Penonomé 2	154.0
Total				2,308.3

A continuación se muestra gráficamente la distribución de la capacidad prevista a incorporarse en el período, por país y tipo de recurso.

Figura 9. Expansión de generación prevista por país y tipo de recurso para el período de enero 2025 a diciembre 2026.



3.3.2. Retiros de generación

Según la información de la base de datos, se tiene programada la salida de servicio de **419.8 MW** de capacidad. De este total, 70 MW corresponden a dos unidades diésel en Honduras, que pasarán a formar parte del ciclo de gas natural Brassavola. En Costa Rica, se retirarán 199 MW, de los cuales 140 MW corresponden a plantas térmicas en régimen de arrendamiento y 59.8 MW a una central hidroeléctrica y dos parques eólicos cuyos contratos de suministro finalizarán. Por su parte, en Panamá dejarán de operar tres centrales térmicas, que en conjunto suman 150 MW.

Tabla 13. Unidades y/o centrales generadoras previstas a salir de servicio en el período de enero 2025 a diciembre 2026.

País	Sale de servicio	Recurso	Nombre	Capacidad (MW)
Honduras	1/6/2026	Fuel Oil	Brassavola Diesel T1	40.0
Honduras	1/6/2026	Fuel Oil	Brassavola Diesel T2	30.0
Costa Rica	1/1/2025	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 1	35.0
Costa Rica	1/12/2025	Eólico	P.E. PESA	19.8
Costa Rica	1/1/2026	Eólico	P.E. MOVASA (Tierras Morenas)	20.0
Costa Rica	1/1/2026	Hidroeléctrico	Hidro RC1	20.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Garabito 1	35.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 2	35.0
Costa Rica	1/7/2026	Fuel Oil	Planta Alquiler Moin 3	35.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Bahia Las Minas - J.Brown G6	33.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Bahia Las Minas 8	34.0
Panamá	1/1/2025	Fuel Oil	Cativa	83.0
Total				419.8

3.3.2.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión

Las ampliaciones y modificaciones previstas para la red de transmisión para el período de enero 2025 a diciembre 2026 son aquellas que se encuentran en desarrollo de acuerdo con los planes nacionales de expansión o desarrollos privados de Agentes, cuya información ha sido proporcionada a través de los OS/OM.

Según la información de la base de datos, se prevén 171 modificaciones en la red de transmisión, como seccionamientos de líneas, incorporaciones, repotenciaciones y retiros. En las tablas que siguen a continuación se muestra el cronograma de modificaciones detallado por país.

Tabla 14. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Guatemala.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2025	Transf.	Modesto Méndez 230/69A	230/69	105	Nuevo transformador
1/6/2026	Transf.	Guate Sur 230/69D	230/69	195	Incorporación segundo transformador

Tabla 15. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de El Salvador.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2026	Línea	15 Septiembre - San Miguel 115-1	115	130	Seccionamiento por incorporación de SE Chinameca
1/1/2026	Línea	San Miguel - Chinameca 115-1	115	130	Nueva LT por incorporación SE Chinameca
1/1/2026	Línea	15 de Septiembre - Chinameca 115-1	115	130	Nueva LT por incorporación SE Chinameca
1/7/2026	Línea	San Rafael - Chinchontepec 115-1	115	130	Seccionamiento por incorporación SE San Vicente
1/7/2026	Línea	San Rafael - San Vicente 115-1	115	130	Nueva LT por incorporación SE San Vicente
1/7/2026	Línea	San Vicente - Chinchontepec 115-1	115	130	Nueva LT por incorporación SE San Vicente

Tabla 16. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Honduras.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2026	Línea	Bermejo - Circunvalación 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
1/1/2026	Línea	Bermejo - La Victoria 138B	138	273.9	Incorporación 2o circuito
1/1/2026	Línea	Bermejo - La Victoria 138C	138	273.9	Incorporación 3er circuito
1/1/2026	Línea	Bermejo - Bella Vista 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
1/1/2026	Línea	Cañaveral - Rio Lindo 138B	138	151.8	Incorporación 2o circuito
1/1/2026	Línea	Cerro Grande - Amarateca 230A	230	405.1	Nueva LT
1/1/2026	Línea	Choloma - La Victoria 138A	138	273.9	Repotenciación de 151.8 a 273.9 MVA
1/1/2026	Línea	Santa Rosa Dos - Santa Rosa 69A (L4XX)	69	68.3	Nueva LT por incorporación SE Santa Rosa Dos
1/1/2026	Línea	Santa Rosa Dos - Santa Rosa 69B (L4XX)	69	68.3	Nueva LT por incorporación SE Santa Rosa Dos
1/1/2026	Línea	Sitio - Cerro Grande 230A	230	405.1	Incorporación LT por cambio topología SE El Sitio de 138 a 230 kV
1/1/2026	Línea	Tornillito - San Buenaventura 230A (L647)	230	456.5	Nueva LT para conectar hidroeléctrica El Tornillito
1/1/2026	Línea	Villa Nueva - Tornillito 138A	138	270	Nueva LT para conectar hidroeléctrica El Tornillito
1/1/2026	Línea	Villa Nueva - Tornillito 138B	138	270	Nueva LT para conectar hidroeléctrica El Tornillito

Continuación **Tabla 16.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Honduras.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2026	Línea	Villanueva - San Pedro Sula Sur 138A	138	300	Repotenciación de 151.8 a 300 MVA
1/1/2026	Transf.	Cerro Grande 230/13A	230/13.8	50	Nuevo transformador
1/1/2026	Transf.	Cerro Grande 230/34A	230/34.5	50	Nuevo transformador
1/1/2026	Transf.	Chichicaste 230/69A	230/69	75	Nuevo transformador
1/1/2026	Transf.	El Tornillito 230/138A	230/138	100	Nuevo transformador TRN T01
1/1/2026	Transf.	El Tornillito 230/138B	230/138	100	Nuevo transformador TRN T02
1/1/2026	Transf.	La Victoria T01 Dev. 230 kV	230/138	150	Nuevo transformador LVI-T01
1/1/2026	Transf.	La Victoria T02 Dev. 230 kV	230/138	150	Nuevo transformador LVI-T01
1/1/2026	Transf.	La Victoria T03 Dev. 230 kV	230/138	150	Nuevo transformador LVI-T01
1/1/2026	Transf.	Santa Rosa Dos (T6XX)	230/69	75	Nuevo transformador
31/12/2026	Línea	Bermejo - Elcatex 69A	69	57.4	Retiro relacionado con proyecto Puerto Cortez
31/12/2026	Línea	Elcatex - Alston 69A	69	57.4	Retiro relacionado con proyecto Puerto Cortez
31/12/2026	Línea	Puerto Cortez - La Victoria 230A	230	455	Nueva LT circuito 1 proyecto Puerto Cortez
31/12/2026	Línea	Puerto Cortez - La Victoria 230B	230	455	Nueva LT circuito 2 proyecto Puerto Cortez
31/12/2026	Línea	Puerto Cortez - Térmica Sulzer 230A	230	455	Nueva LT proyecto Puerto Cortez
31/12/2026	Transf.	ETX_69/13A	13.8/69	25	Retiro por modificación de topología de 69 a 138 kV
31/12/2026	Transf.	Térmica Sulzer 230/138	230/138	150	Nuevo transformador proyecto Puerto Cortez

Tabla 17. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Nicaragua.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
1/1/2025	Línea	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Repotenciación de 134 a 200 MVA
1/3/2025	Línea	Catarina - Nandaime 138	138	200	Repotenciación de 96 a 200 MVA
1/3/2025	Línea	Masaya - Guanacastillo 138	138	200	Repotenciación de 134 a 200 MVA
1/3/2025	Línea	Nandaime - Rivas 138	138	200	Repotenciación de 96 a 200 MVA
1/3/2025	Línea	Acoyapa - San Miguelito 69	69	6	Retiro por modificación de topología a 138 kV
1/3/2025	Línea	Acoyapa - San Miguelito 138	138	150	Nueva LT por cambio de topología de 69 a 138 kV
1/3/2025	Línea	Punta Huete - Planta Carlos Fonseca 138	138	150	Retiro LT
1/3/2025	Línea	Punta Huete - San Benito 138	138	150	Retiro LT
1/3/2025	Transf.	Gateada AT1D1	230/138	120	Incorporación transformador AT1
1/3/2025	Transf.	Mulukuku AT1D1	230/138	100	Incorporación transformador AT1

Continuación **Tabla 17.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Nicaragua.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/3/2025	Línea	Sandino - Central Puerto Sandino 230A	230	414	LT para conectar generación de Central Puerto Sandino
31/3/2025	Línea	Sandino - Central Puerto Sandino 230B	230	414	LT para conectar generación de Central Puerto Sandino
1/3/2026	Línea	Bluefields - Esperanza II 138	138	150	Incorporación LT
1/3/2026	Línea	Guanacastillo - Tipitapa 138	138	200	Retiro LT
1/3/2026	Línea	La Paz Centro - Derivación León II 69	69	35	Retiro LT
1/3/2026	Línea	La Paz Centro - Nagarote II 69	69	36	Retiro LT
1/3/2026	Línea	León I - Chichigalpa 138	138	134	Retiro LT
1/3/2026	Línea	León I - Derivación León II 69	69	35	Retiro LT
1/3/2026	Línea	León II - Derivación León II 69	69	35	Retiro LT

Tabla 18. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Costa Rica.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/12/2025	Línea	Tejona - Penas Blancas 230-1	230	510	Repotenciación de 400 a 510 MVA
31/12/2026	Línea	Cañas - Colorado 138-1	138	123	Incorporación LT parte del refuerzo Santa Rita - Guayabal
31/12/2026	Línea	Colorado - Santa Rita 138-1	138	123	Incorporación LT parte del refuerzo Santa Rita - Guayabal
31/12/2026	Línea	Guayabal - Santa Rita 138-1	138	180	Incorporación LT parte del refuerzo Santa Rita - Guayabal

Tabla 19. Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/1/2025	Línea	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	Llano Sanchez - El Coco 230B (230-13B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	LSanchez - San Bartolo 230A (230-14A)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	LSanchez - San Bartolo 230B (230-15A)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA

Continuación **Tabla 19.** Ampliaciones y modificaciones previstas para el sistema de transmisión de Panamá.

Fecha	Elemento	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
31/1/2025	Línea	Veladero - San Bartolo 230A (230-14B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/1/2025	Línea	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	230	505	Repotenciación de 275 a 505 MVA
31/7/2025	Línea	Chorrera - El Higo 230A (230-3B)	230	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	Chorrera - El Higo 230B (230-4B)	230	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	Fortuna - Caldera 230A (230-7)	230	249	Nueva LT circuito 1
31/7/2025	Línea	Fortuna - Caldera 230B (230-8)	230	249	Nueva LT circuito 2
31/7/2025	Línea	Llano Sanchez - El Higo 230A (230-3C)	230	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	Llano Sanchez - El Higo 230B (230-4C)	230	611	Repotenciación de 247 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	Llano Sanchez - Veladero 230C (230-5A)	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
31/7/2025	Línea	LSanchez - Bella Vista 230 (230-6An)	230	611	Sale de servicio
31/7/2025	Línea	Mata de Nance - Caldera 230A (230-7)	230	249	Nueva LT circuito 1
31/7/2025	Línea	Mata de Nance - Caldera 230A (230-8)	230	249	Nueva LT circuito 1
31/7/2025	Línea	Meteti - Chepo 230	230	329	Nueva LT
31/7/2025	Línea	Panamá - Chorrera 230A (230-3A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Línea	Panamá - Chorrera 230B (230-4A)	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
31/7/2025	Transf.	Caldera 230/115 T1	230/115	200	Nuevo transformador T1
31/7/2025	Transf.	Caldera 230/115 T2	230/115	200	Nuevo transformador T2
30/9/2025	Línea	Canazas - Chiriqui Grande (230-30A2)	230	307	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Changuinola - Canazas 230 (230-30)	230	307	Sale de servicio
30/9/2025	Línea	Changuinola - Chiriqui Grande (230-30B)	230	307	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Chiriqui Grande - Panamá 3 230A	230	663	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Chiriqui Grande - Panamá 3 230B	230	663	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Esperanza - Chiriqui Grande (230-20A2)	230	307	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Fortuna - Chiriqui Grande 230 (230-20A1)	230	307	Nueva LT
30/9/2025	Línea	Fortuna - Esperanza 230 (230-20A)	230	307	Seccionamiento por incorporación SE Chiriquí Grande
31/12/2025	Línea	Panamá 2 - Gonzalillo 230A (230-54A)	230	505	Nueva LT
31/12/2025	Línea	Sabanitas - Gonzalillo 230A (230-54B)	230	505	Nueva LT
31/12/2025	Transf.	Panamá III T4	230/115	175	Nuevo transformador Panamá 3 T4
31/12/2025	Transf.	Panamá III T5	230/115	175	Nuevo transformador Panamá 3 T5

4. Resultados

4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía para el sistema guatemalteco asciende a **15,483.5 GWh** para el período de enero a diciembre de 2025 y a **15,664.6 GWh** para el mismo período en 2026. Se proyecta que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico, biogás y biomasa) contribuirán con el 75.9 % de la generación total, con las centrales hidroeléctricas representando el 43.8 % de este aporte. Por otro lado, los recursos no renovables (gas natural, derivados del petróleo y carbón) suministrarán el 17.5 % de la energía generada, de los cuales el 16.4 % provendrá de plantas carboeléctricas. El 6.6 % restante será generado por la central gasoeletrica Energía del Caribe, que inyecta desde el estado de Nuevo León, México, a través de la interconexión eléctrica con Guatemala.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de energía en el sistema de Guatemala por tipo de recurso en cada una de las etapas del horizonte de este planeamiento.

Tabla 20. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

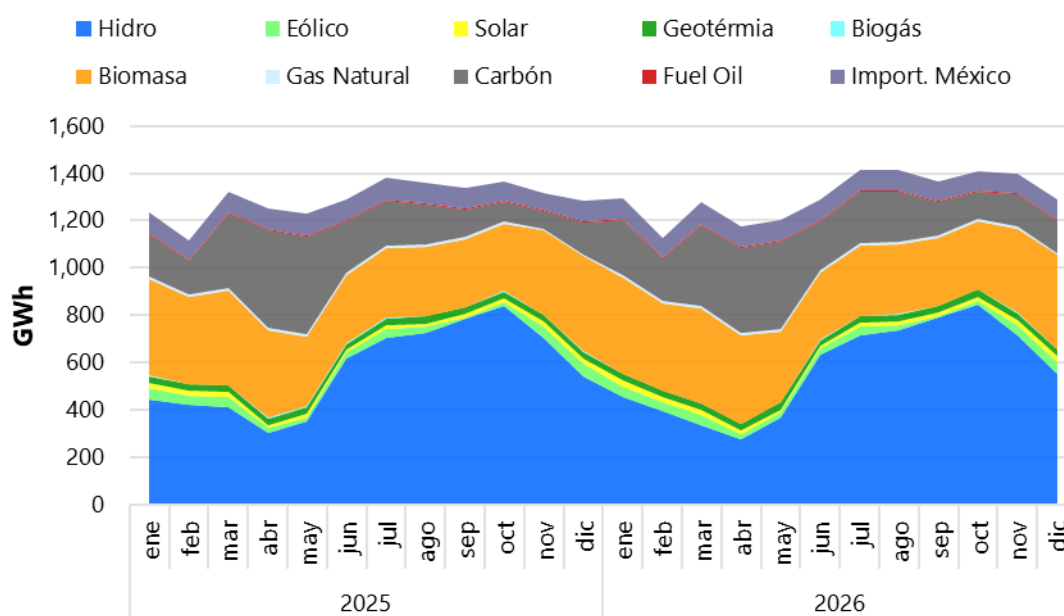
Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biogás	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	ene	444.9	45.5	23.8	28.3	1.8	406.4	10.8	181.9	4.5	88.9	1,236.8
	feb	421.6	36.0	23.8	25.5	1.8	367.1	9.9	145.0	4.1	80.6	1,115.4
	mar	408.4	45.4	20.8	26.7	2.0	399.0	10.9	315.7	4.5	89.3	1,322.6
	abr	302.0	22.2	12.4	27.4	2.2	371.0	10.6	412.4	4.4	86.4	1,250.9
	may	349.5	19.1	16.0	28.3	2.0	296.2	10.9	411.6	4.6	89.3	1,227.4
	jun	616.9	26.6	10.1	25.5	2.2	286.1	10.6	220.9	4.4	86.4	1,289.6
	jul	705.1	37.2	15.0	28.3	2.1	295.3	10.9	191.6	4.5	89.3	1,379.3
	ago	724.5	25.7	15.5	28.3	2.1	294.9	10.9	165.9	4.5	88.2	1,360.5
	sep	783.0	7.5	15.5	25.8	2.1	285.5	10.4	118.2	4.4	83.3	1,335.6
	oct	837.2	17.1	18.0	28.1	2.1	284.9	10.5	78.9	4.5	81.2	1,362.4
	nov	705.5	46.6	20.8	27.4	1.8	355.7	8.6	74.3	4.4	72.1	1,317.0
	dic	543.1	50.0	25.7	26.7	2.0	401.7	6.8	136.4	4.5	89.1	1,286.1
2025	Total	6,841.7	378.9	217.5	326.1	24.4	4,043.7	121.6	2,452.7	53.0	1,023.9	15,483.5

Continuación **Tabla 20.** Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biogás	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2026	ene	454.1	45.5	23.8	28.3	2.0	406.4	10.6	232.7	4.5	89.3	1,297.1
	feb	396.0	36.0	23.8	25.5	1.9	367.1	9.9	181.9	4.1	80.6	1,126.8
	mar	333.8	45.4	20.8	26.7	2.1	399.0	10.9	343.8	4.5	89.3	1,276.1
	abr	277.3	22.2	12.4	27.4	2.2	371.0	10.6	362.2	4.4	86.4	1,176.0
	may	367.5	19.1	16.0	28.3	2.0	296.2	10.9	370.6	4.8	89.3	1,204.7
	jun	631.9	26.6	10.1	25.5	2.3	286.1	10.6	205.9	4.6	86.4	1,289.9
	jul	714.6	37.2	15.0	28.3	2.2	295.6	10.9	217.4	4.9	89.2	1,415.3
	ago	734.0	25.7	15.5	28.3	2.2	295.6	10.9	208.8	5.5	88.3	1,414.8
	sep	789.3	7.5	15.5	25.8	2.2	286.2	10.5	139.6	5.5	84.0	1,365.9
	oct	843.8	17.1	18.0	28.1	2.2	286.4	10.6	117.6	6.0	81.2	1,411.0
	nov	713.1	46.6	20.8	27.4	1.9	356.0	10.3	135.4	4.4	82.0	1,397.8
	dic	550.2	50.0	25.7	26.7	2.1	401.7	6.8	132.4	4.5	89.2	1,289.3
2026	Total	6,805.6	378.9	217.5	326.1	25.3	4,047.1	123.3	2,648.1	57.7	1,035.0	15,664.6

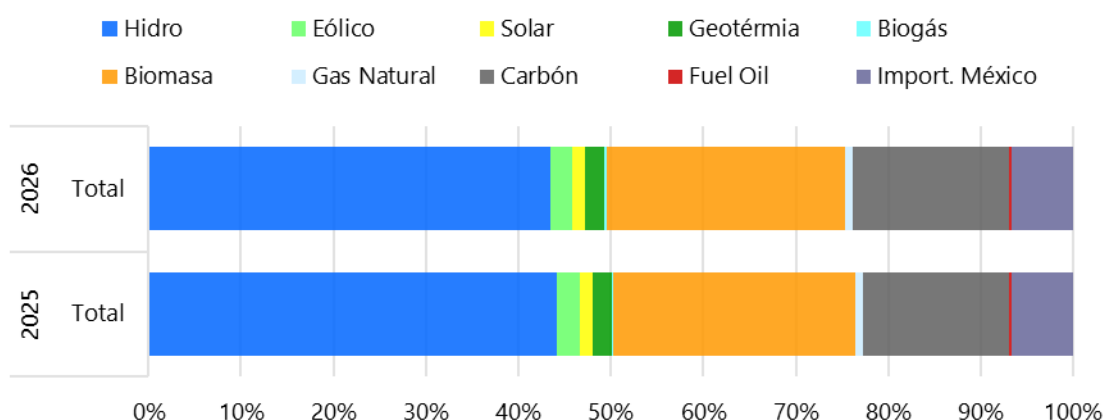
En la **Figura 10** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema de Guatemala para el periodo de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 10. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 11** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema guatemalteco para los períodos de enero a diciembre de 2025 y de enero a diciembre 2026.

Figura 11. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso.



4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER alcanzarán los **2,264.2 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y los **2,124.5 GWh** en el mismo período de 2026, con picos superiores a 200 GWh durante los meses de temporada lluviosa. Por otro lado, las importaciones serán prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

En la tabla **Tabla 21** se presenta el detalle de las exportaciones e importaciones netas estimadas en el MER para el sistema de Guatemala para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 21. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

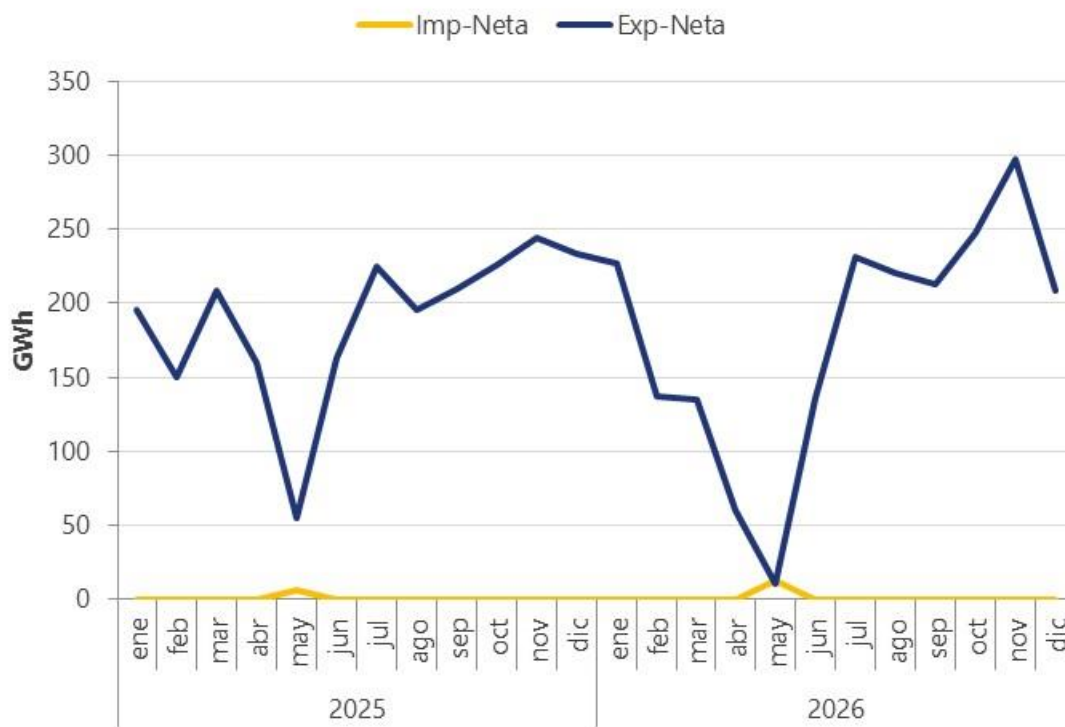
Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2025	ene	0.0	195.2
	feb	0.0	150.0
	mar	0.0	208.2
	abr	0.0	160.3
	may	6.0	55.2
	jun	0.0	163.3
	jul	0.0	224.7
	ago	0.0	195.1
	sep	0.0	209.5
	oct	0.0	225.6
	nov	0.0	244.1
	dic	0.0	233.0
2025	Total	6.0	2,264.2

Continuación **Tabla 21**. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	ene	0.0	227.3
	feb	0.0	137.3
	mar	0.0	134.4
	abr	0.0	60.6
	may	13.0	10.3
	jun	0.0	136.2
	jul	0.0	231.8
	ago	0.0	220.5
	sep	0.0	212.5
	oct	0.0	248.0
	nov	0.0	296.9
	dic	0.0	208.8
2026	Total	13.0	2,124.5

En la **Figura 12** se ilustra gráficamente el comportamiento cronológico de las exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 12. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER.



Como se observa en la **Figura 12**, el sistema guatemalteco mantiene una marcada tendencia exportadora, con inyecciones de energía al MER durante todos los meses del año, mientras que las importaciones son prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

Los intercambios de energía del sistema guatemalteco en el MER se realizan a través de las interconexiones con los sistemas de El Salvador y Honduras. La mayor parte de estos flujos, un 89 %, ocurre a través de la interconexión con El Salvador.

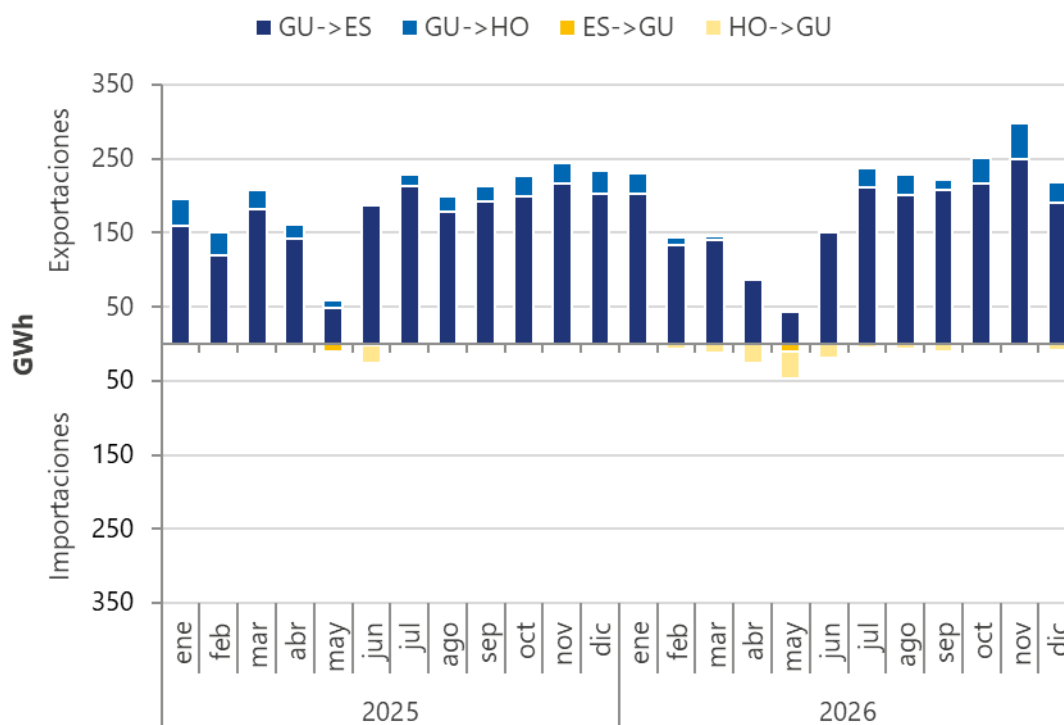
En la siguiente tabla se detallan los intercambios mensuales entre cada par de países.

Tabla 22. Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras
2025	ene	158.6	36.6	0.0	0.0
	feb	120.2	29.9	0.2	0.0
	mar	182.4	25.8	0.0	0.0
	abr	141.9	19.4	1.0	0.0
	may	49.0	10.6	10.0	0.4
	jun	187.2	2.1	1.6	24.5
	jul	212.5	15.8	0.1	3.5
	ago	178.2	20.6	0.5	3.2
	sep	191.9	20.7	0.0	3.0
	oct	199.4	27.9	0.0	1.7
	nov	215.8	29.2	0.0	0.8
	dic	202.6	31.9	0.0	1.5
2025	Total	2,039.6	270.5	13.3	38.5
2026	ene	202.0	28.1	0.0	2.8
	feb	133.9	9.7	0.0	6.3
	mar	140.7	5.4	0.0	11.6
	abr	85.7	0.8	0.1	25.8
	may	42.8	1.5	11.1	36.3
	jun	150.4	4.2	0.6	17.7
	jul	211.3	26.0	0.0	5.5
	ago	200.4	27.7	0.0	7.6
	sep	207.2	15.1	0.0	9.8
	oct	217.0	34.8	0.0	3.8
	nov	249.7	49.1	0.0	1.9
	dic	190.0	27.7	0.0	8.9
2026	Total	2,031.0	230.0	11.8	138.0

La **Figura 13** muestra el comportamiento de los intercambios de energía de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras. Como se observa, las exportaciones ocurren principalmente a través de la interconexión con El Salvador.

Figura 13. Exportaciones e importaciones estimadas de Guatemala con El Salvador y Honduras.



4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Se estima que los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Guatemala tomarán valores entre **54.16** y **100.61 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025, y entre **62.15** y **93.16 US\$/MWh** en el mismo período de 2026.

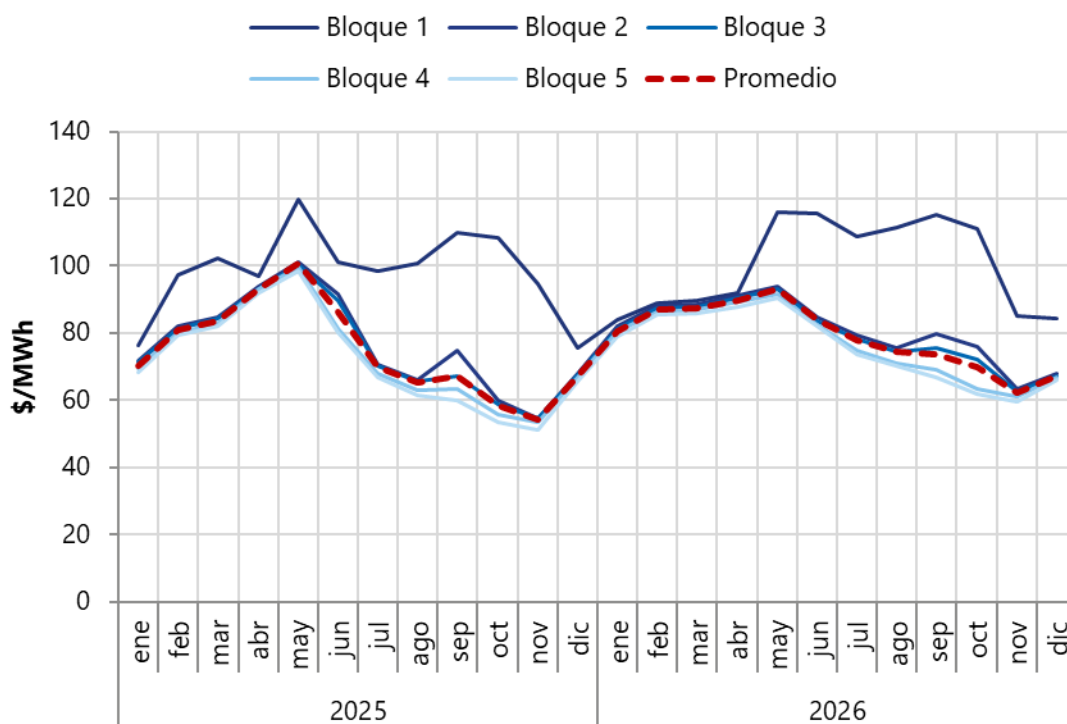
En la **Tabla 23** se presentan los costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala en el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 23. Costos marginales por bloque estimado para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	76.29	71.83	71.24	69.35	68.39	70.06
	feb	97.28	81.87	81.39	80.10	79.37	81.08
	mar	102.43	84.74	84.31	82.74	81.91	83.58
	abr	96.76	93.96	93.08	93.24	92.13	93.09
	may	119.72	101.09	100.30	99.43	98.42	100.61
	jun	100.99	91.76	89.53	81.32	80.08	86.24
	jul	98.59	70.61	70.04	67.95	66.73	69.85
	ago	100.57	65.95	65.69	62.89	61.57	65.40
	sep	109.74	74.74	67.05	63.43	59.81	67.13
	oct	108.45	60.08	58.89	55.77	53.41	58.58
	nov	94.72	54.75	54.56	53.32	51.14	54.16
	dic	75.60	68.09	67.53	66.81	65.49	67.03
2025	Promedio	98.43	76.62	75.30	73.03	71.54	74.74
2026	ene	83.81	82.12	81.36	80.60	79.03	80.63
	feb	89.03	88.01	87.31	86.39	85.40	86.88
	mar	89.70	88.60	87.78	86.96	85.80	87.25
	abr	92.03	91.36	90.43	89.22	87.78	89.50
	may	115.88	93.78	93.11	91.57	90.38	93.16
	jun	115.67	84.65	83.57	82.60	81.87	83.77
	jul	108.57	79.51	78.25	74.95	73.70	77.69
	ago	111.57	75.72	74.55	70.83	70.14	74.31
	sep	115.22	79.63	75.70	69.03	66.94	73.61
	oct	111.01	76.03	72.03	63.30	61.73	69.69
	nov	85.17	63.47	62.60	61.21	59.72	62.15
	dic	84.37	67.80	67.28	66.92	66.01	67.24
2026	Promedio	100.17	80.89	79.50	76.97	75.71	78.82

En la **Figura 14** se ilustra el comportamiento de los costos marginales mensuales estimados para el sistema de Guatemala en los cinco bloques de demanda.

Figura 14. Costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala.



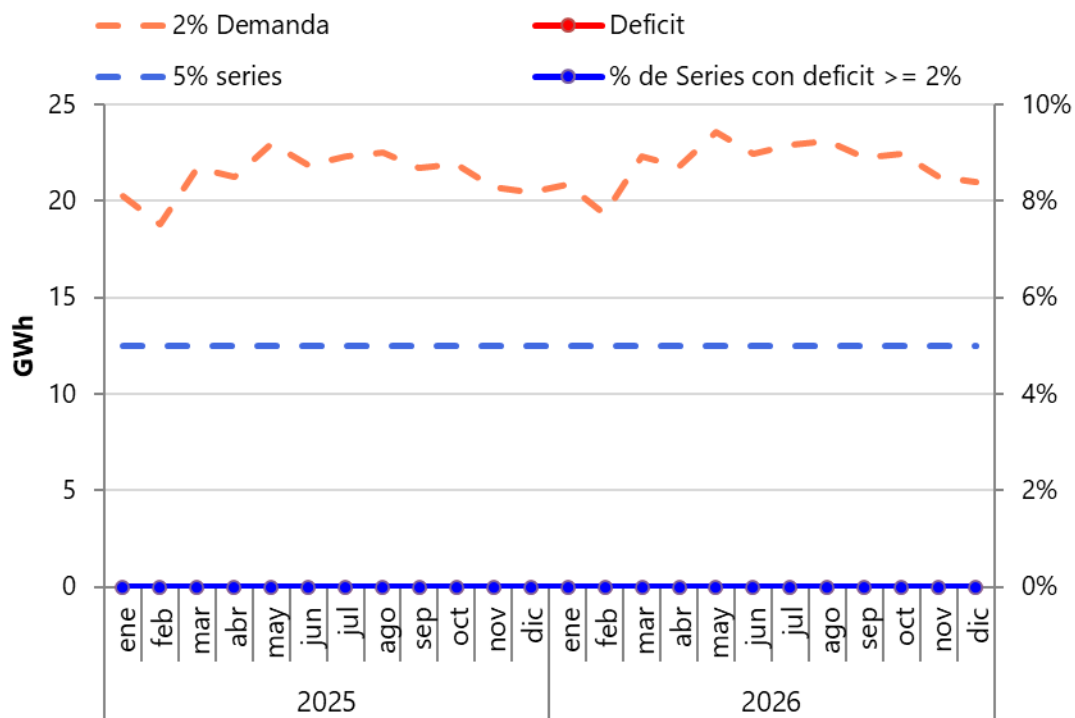
Como se observa, los costos marginales en el sistema eléctrico guatemalteco exhiben un patrón estacional claro en ambos años, con valores más altos durante la época de verano y menores en la temporada de lluvias. Además, es notable que el bloque de demanda máxima (bloque 1) presenta los costos marginales más elevados, ya que se atiende principalmente con generación térmica basada en combustibles derivados del petróleo a lo largo del período.

4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio, se supera el 2% de la demanda en más del 5% de las series hidrológicas analizadas. En el presente Planeamiento, el sistema eléctrico de Guatemala no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de todas las series analizadas presenta déficit.

En la **Figura 15** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Guatemala para el periodo de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 15. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Guatemala.



4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

4.2.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema eléctrico de El Salvador alcanzará los **5,411.6 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y los **5,932.2 GWh** para el mismo período de 2026. Se prevé que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico y biomasa) suministren el 91 % de la generación total. Dentro de esta participación, las centrales hidroeléctricas aportarán el 40.1 %, mientras que la generación geotérmica representará el 25.7 %. El 9 % de la generación restante corresponderá a fuentes térmicas, con un 8.95 % proveniente del gas natural y apenas un 0.05 % de derivados del petróleo.

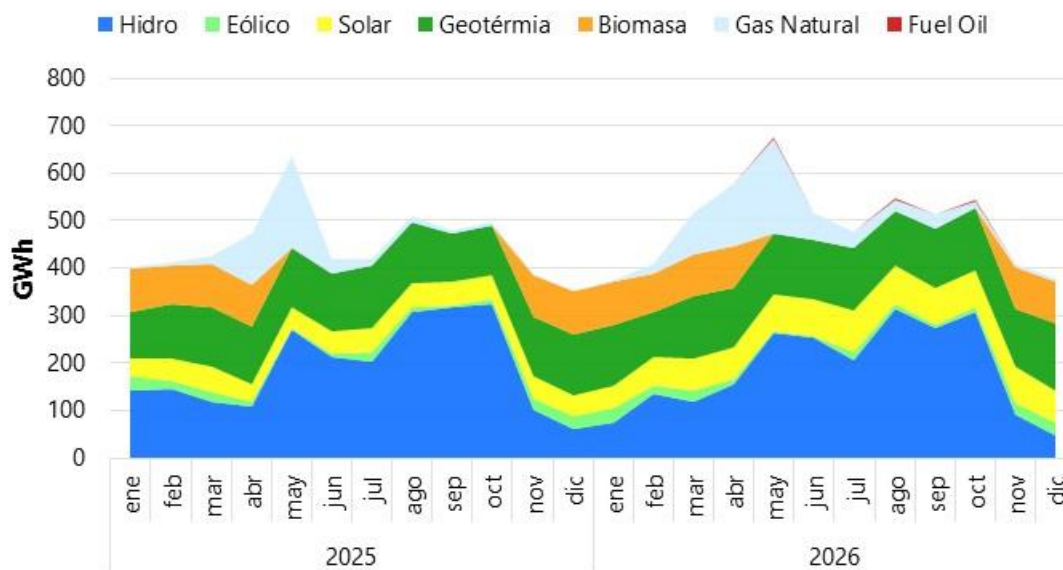
La siguiente tabla presenta el despacho de energía en el sistema salvadoreño, desglosado por tipo de recurso en cada una de las etapas del estudio.

Tabla 24. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	ene	142.6	28.4	37.4	100.4	90.2	1.6	0.0	400.6
	feb	145.4	16.6	47.8	113.4	81.5	8.5	0.0	413.1
	mar	116.6	23.2	52.1	125.5	90.2	16.3	0.0	424.0
	abr	107.3	12.3	37.2	121.5	87.3	105.8	0.0	471.4
	may	269.2	5.7	42.6	125.5	0.0	192.0	0.7	635.7
	jun	214.2	5.1	46.7	121.5	0.0	31.6	0.0	418.9
	jul	204.2	17.6	53.3	129.2	0.0	15.9	0.0	420.1
	ago	307.3	9.3	51.0	129.1	0.0	13.2	0.0	510.0
	sep	317.1	4.5	49.8	100.5	0.0	8.4	0.1	480.4
	oct	324.4	10.4	49.9	104.5	0.0	8.1	0.0	497.4
	nov	102.0	22.7	48.0	125.0	87.3	4.2	0.0	389.2
	dic	61.0	26.7	43.3	129.2	90.2	0.4	0.0	350.9
2025	Total	2,311.2	182.3	559.0	1,425.3	526.9	406.0	0.9	5,411.6
2026	ene	76.0	28.4	47.6	129.2	90.2	2.0	0.0	373.5
	feb	134.7	16.6	60.9	94.8	81.5	20.2	0.0	408.6
	mar	119.9	23.2	67.3	129.2	90.2	85.7	0.0	515.5
	abr	154.9	12.3	66.1	125.0	87.3	132.6	0.0	578.2
	may	262.4	5.7	74.9	129.2	0.0	201.0	1.1	674.4
	jun	252.6	5.1	77.1	125.0	0.0	56.0	0.2	516.1
	jul	206.6	17.6	88.0	129.2	0.0	34.6	0.6	476.5
	ago	314.5	9.3	82.5	115.3	0.0	23.0	1.2	545.8
	sep	274.2	4.5	79.9	125.0	0.0	30.7	0.6	515.0
	oct	305.9	10.4	79.8	129.2	0.0	16.1	0.8	542.2
	nov	92.3	22.7	76.9	123.4	87.3	6.0	0.0	408.7
	dic	46.0	26.7	69.8	140.3	90.2	5.0	0.0	378.1
2026	Total	2,240.1	182.3	870.7	1,494.8	526.9	612.9	4.5	5,932.2

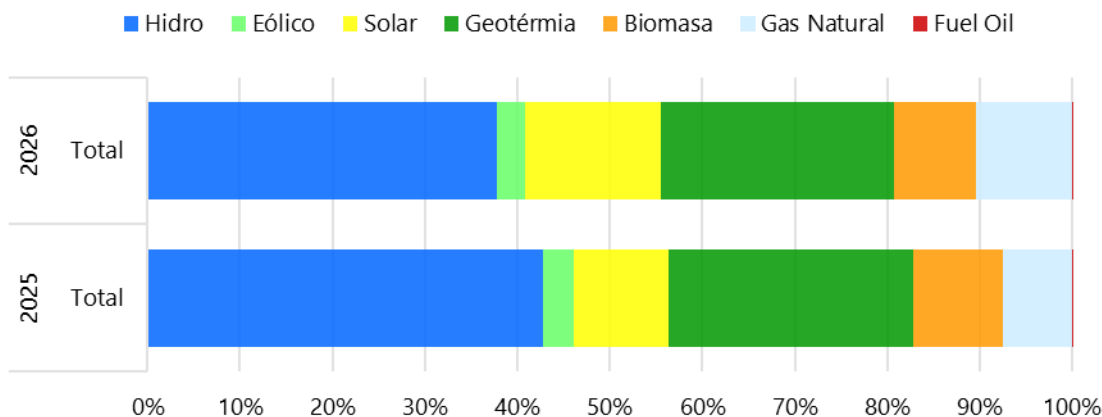
En la **Figura 16** se muestra el comportamiento del despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 16. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 17** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema salvadoreño para el mismo período.

Figura 17. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso.



4.2.2. Intercambios en el MER

Las importaciones netas de El Salvador se estiman en **2,137.9 GWh** para el período de enero a diciembre de 2025 y **1,920.9 GWh** para el mismo período de 2026, mientras que las exportaciones netas son prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

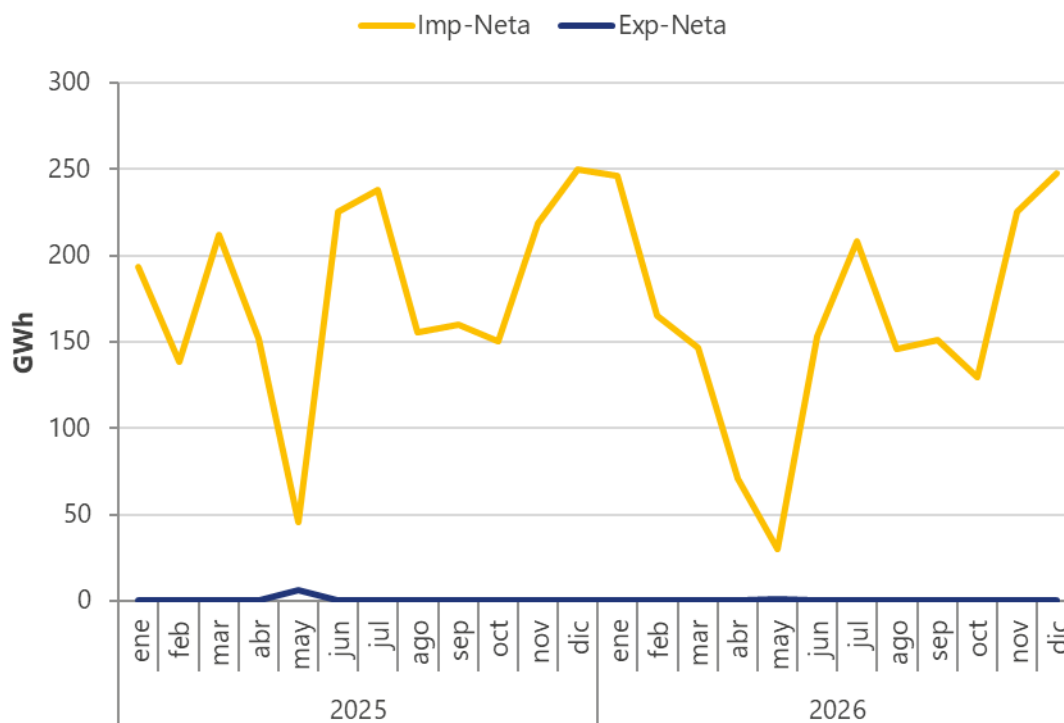
La **Tabla 25** presenta el detalle mensual de los intercambios netos de energía estimados para El Salvador en el MER durante el período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

Tabla 25. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	193.7	0.0
	feb	138.3	0.0
	mar	212.0	0.0
	abr	152.2	0.0
	may	45.3	5.9
	jun	225.3	0.0
	jul	237.6	0.0
	ago	155.6	0.0
	sep	160.1	0.0
	oct	150.1	0.0
	nov	218.3	0.0
	dic	249.6	0.0
2025	Total	2,137.9	5.9
2026	ene	246.5	0.0
	feb	165.2	0.0
	mar	146.8	0.0
	abr	70.7	0.0
	may	30.2	0.8
	jun	153.2	0.0
	jul	208.6	0.0
	ago	145.8	0.0
	sep	151.1	0.0
	oct	129.8	0.0
	nov	225.1	0.0
	dic	247.9	0.0
2026	Total	1,920.9	0.8

En la **Figura 18** se muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones netas estimadas para El Salvador en el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 18. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de El Salvador en el MER.



Como puede observarse en la **Figura 18**, El Salvador muestra una clara tendencia importadora, ya que se estiman retiros de energía en el MER a lo largo de todo el período, mientras que las exportaciones son prácticamente nulas.

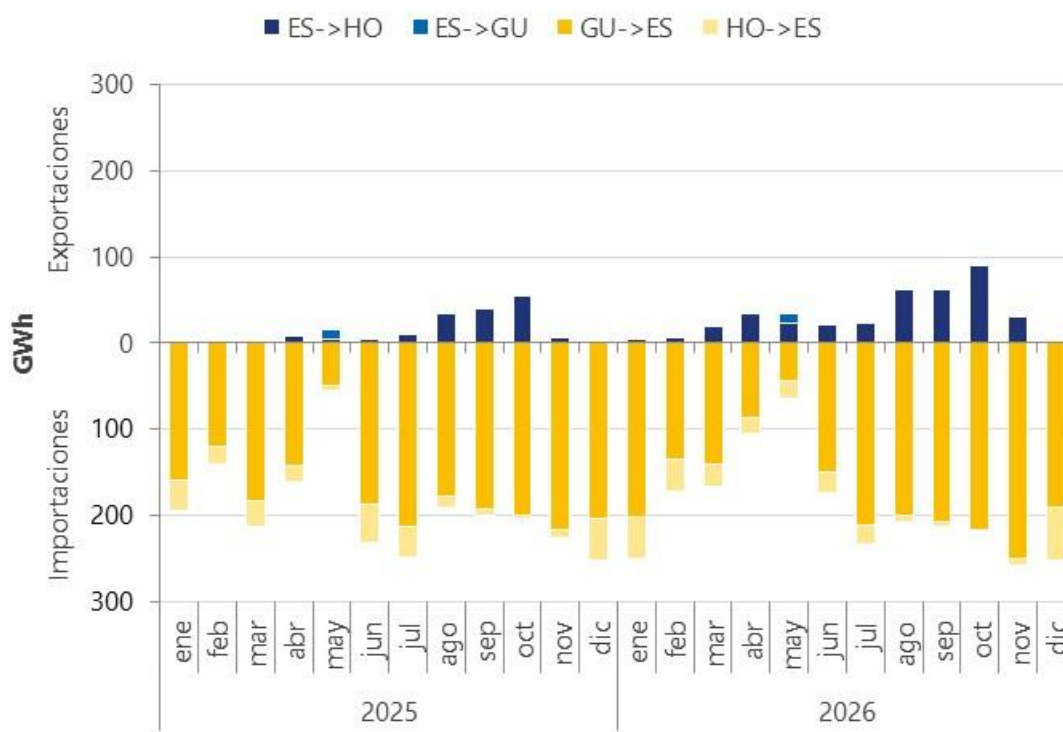
Los intercambios de energía de El Salvador en el MER provienen de los flujos a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala y Honduras. En el caso de los flujos correspondientes a las importaciones, que son las más significativas en este caso, ocurren en una proporción de 88 % a través de las interconexiones con Guatemala, mientras que solo el 12 % se da a través de las interconexiones con Honduras, como se puede ver en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Intercambio de energía estimado de El Salvador con Guatemala y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras
2025	ene	0.0	1.1	158.6	36.2
	feb	0.2	2.5	120.2	20.7
	mar	0.0	0.7	182.4	30.2
	abr	1.0	7.8	141.9	19.0
	may	10.0	5.3	49.0	5.7
	jun	1.6	4.5	187.2	44.1
	jul	0.1	9.4	212.5	34.6
	ago	0.5	33.7	178.2	11.6
	sep	0.0	40.2	191.9	8.4
	oct	0.0	54.2	199.4	4.9
	nov	0.0	6.7	215.8	9.2
	dic	0.0	1.2	202.6	48.2
2025	Total	13.3	167.1	2,039.6	272.8
2026	ene	0.0	4.0	202.0	48.5
	feb	0.0	6.7	133.9	38.0
	mar	0.0	19.7	140.7	25.8
	abr	0.1	34.3	85.7	19.3
	may	11.1	22.8	42.8	20.5
	jun	0.6	20.7	150.4	24.1
	jul	0.0	23.6	211.3	20.9
	ago	0.0	62.1	200.4	7.5
	sep	0.0	61.6	207.2	5.5
	oct	0.0	89.3	217.0	2.1
	nov	0.0	31.3	249.7	6.7
	dic	0.0	3.1	190.0	61.0
2026	Total	11.8	379.0	2,031.0	279.9

La **Figura 19** muestra el comportamiento de los intercambios de energía estimados de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras. Es notable que las importaciones ocurren principalmente a través de la interconexión con el sistema guatemalteco, con una proporción del 88 %. En cambio, las exportaciones se realizan principalmente por medio de la interconexión con Honduras, alcanzando una proporción del 95.6 %.

Figura 19. Exportaciones e importaciones estimadas de El Salvador con Guatemala y Honduras.



4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado estimados para el sistema de El Salvador toman valores entre **62.06** y **103.83 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025, y entre **71.45** y **94.07 US\$/MWh** en el mismo período de 2026.

En la **Tabla 27** se presenta el costo marginal mensual por bloque del sistema de El Salvador para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

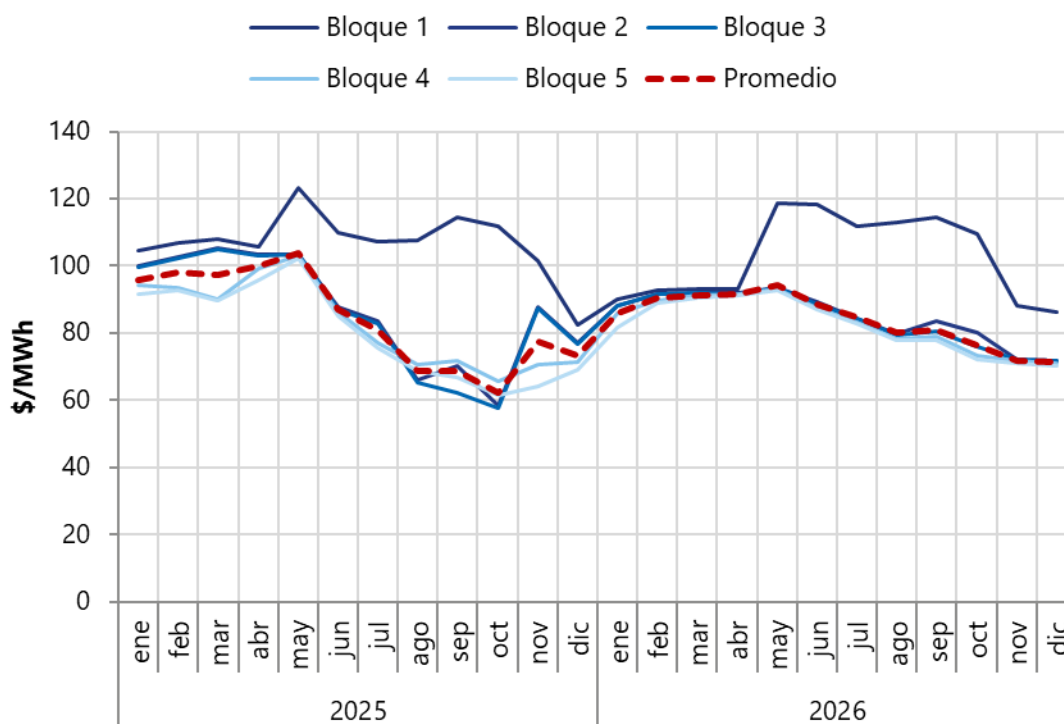
Tabla 27. Costo marginal promedio mensual estimado por bloque del sistema de El Salvador (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	104.66	99.86	99.44	94.40	91.58	95.94
	feb	106.82	102.60	102.26	93.60	92.72	98.20
	mar	108.06	105.25	105.02	90.18	89.67	97.49
	abr	105.72	103.26	103.09	99.16	95.62	99.87
	may	123.08	103.40	103.54	102.87	102.44	103.83
	jun	109.90	87.79	87.00	86.27	84.94	86.96
	jul	107.18	83.47	82.77	77.20	75.67	80.73
	ago	107.44	65.99	65.10	70.44	68.59	68.80
	sep	114.47	70.19	62.05	71.65	66.93	68.58
	oct	111.68	58.26	57.48	65.49	61.42	62.06
	nov	101.33	87.72	87.23	70.76	64.07	77.58
	dic	82.54	77.04	76.62	71.30	69.02	73.39
2025	Promedio	106.91	87.07	85.97	82.78	80.22	84.45
2026	ene	89.88	88.32	88.31	85.89	81.72	85.74
	feb	92.80	91.53	91.46	89.77	88.85	90.51
	mar	93.18	91.84	91.80	91.11	90.49	91.31
	abr	93.28	91.79	91.71	91.58	91.13	91.56
	may	118.69	93.47	93.43	92.93	92.54	94.07
	jun	118.41	89.15	88.59	87.41	87.04	88.60
	jul	111.90	84.38	84.22	83.19	82.82	84.61
	ago	112.85	79.87	79.47	78.30	77.85	80.11
	sep	114.63	83.60	80.56	78.98	77.90	80.87
	oct	109.51	79.97	75.82	73.29	72.16	76.40
	nov	87.96	72.10	72.04	71.60	70.87	71.94
	dic	86.34	71.90	71.78	71.04	70.25	71.45
2026	Promedio	102.45	84.83	84.10	82.92	81.97	83.93

En el 2025, el bloque 1 tiene un promedio de 106.91 US\$/MWh, significativamente más alto que los demás bloques, y la media general es 84.45 US\$/MWh. Se observa una estacionalidad, con precios altos en los meses de época seca. En 2026, el patrón es similar, aunque los valores son ligeramente más bajos.

La **Figura 20** ilustra la evolución de los costos marginales estimados por bloque del sistema de El Salvador para cada uno de los meses del período de estudio.

Figura 20. Costo marginal promedio por bloque estimado del sistema de El Salvador.



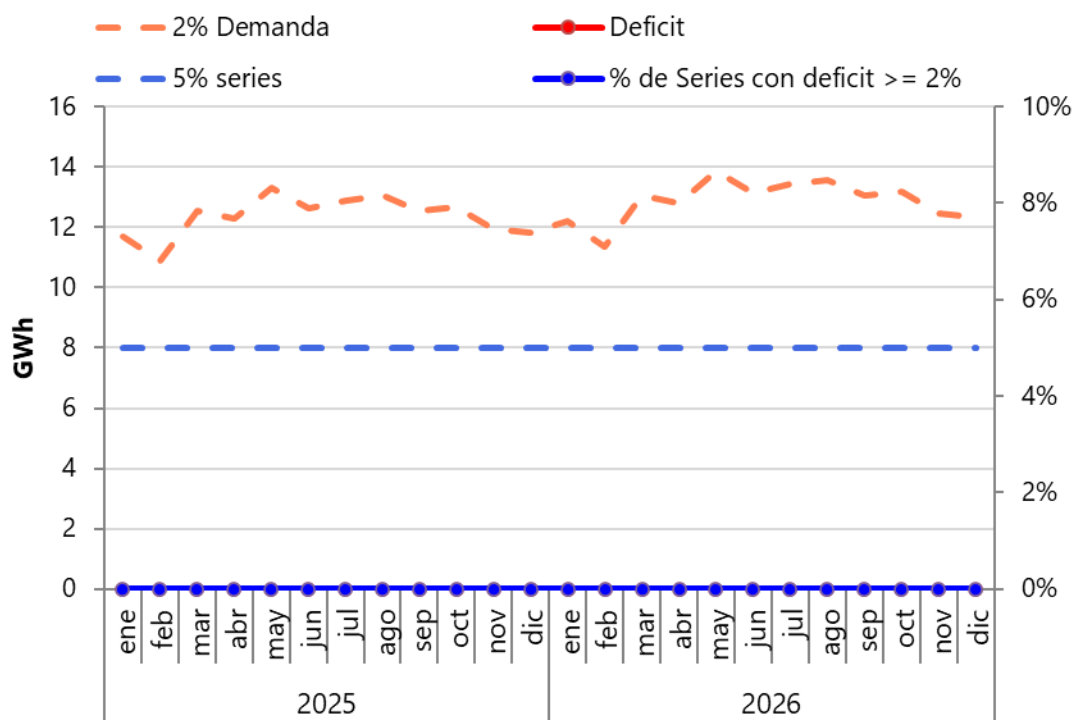
Como puede notarse, los costos marginales estimados para El Salvador muestran un comportamiento ligado a las dos estaciones del año, puesto que en la estación seca los costos marginales son mayores que en la época lluviosa. También es notable que los costos marginales en el bloque de demanda máxima (bloque 1) son los más altos de todos los bloques de demanda, debido que este bloque se atiende con generación térmica principalmente con combustibles derivados del petróleo.

4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de El Salvador no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 150 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

En la **Figura 21** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de El Salvador para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 21. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de El Salvador.



4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

4.3.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema hondureño alcanzará los **11,194.5 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y los **11,821.3 GWh** para el mismo período de 2026. Se proyecta que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico, geotérmico y biomasa) constituyan la mayor parte de la matriz eléctrica, con una participación del 64.4 %. Dentro de esta, la generación hidroeléctrica será la principal fuente, con un aporte del 39.4 %, seguida por la generación fotovoltaica, que representará el 8 %.

Por su parte, la generación termoeléctrica, compuesta por gas natural, derivados del petróleo y carbón, representará el 35.6 % del total. Dentro de esta categoría, los derivados del petróleo aportarán el 19.6 %, seguidos por el gas natural, que alcanzará una participación del 8.8 % tras su incorporación al sistema en el segundo semestre de 2025. Finalmente, la generación a partir de carbón contribuirá con el 7.2 %.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Honduras.

Tabla 28. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso (GWh).

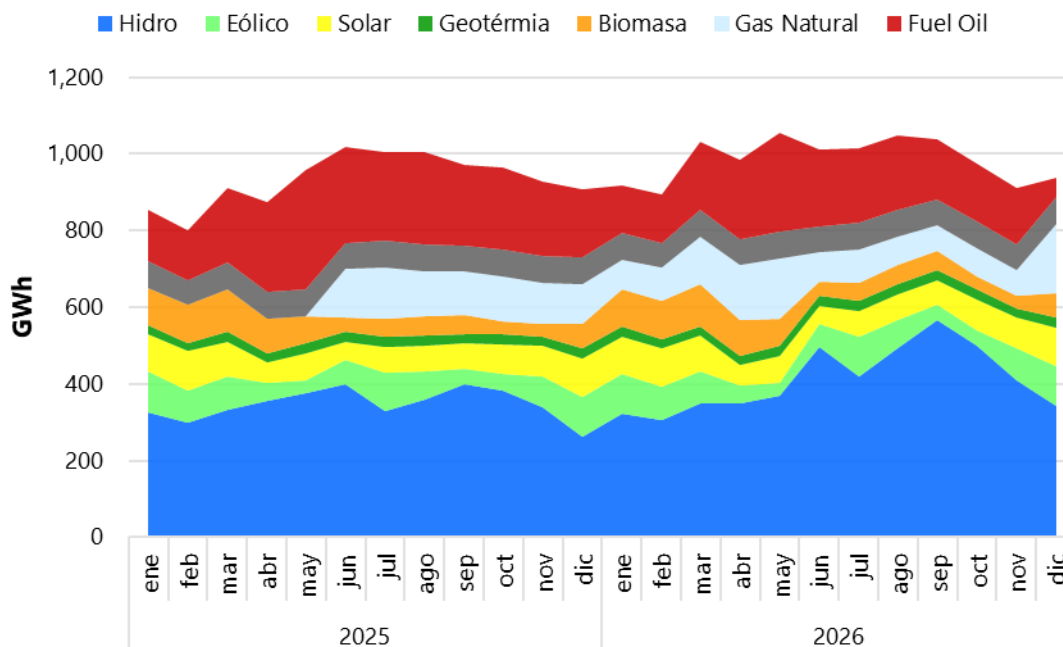
Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Total
2025	ene	326.0	106.2	96.7	25.6	96.6	0.0	70.3	133.1	854.5
	feb	297.3	86.6	100.8	23.1	99.4	0.0	63.5	129.1	799.8
	mar	333.1	85.5	91.6	25.6	111.4	0.0	70.3	192.4	910.0
	abr	354.0	47.6	53.0	24.8	91.1	0.0	68.0	235.5	874.0
	may	375.9	32.0	71.6	25.6	71.2	0.0	70.3	311.6	958.2
	jun	400.7	60.5	49.4	24.8	39.1	124.7	68.0	250.9	1,018.0
	jul	327.6	102.5	67.4	25.6	47.9	131.8	70.3	231.8	1,004.8
	ago	357.8	74.9	68.1	25.6	48.9	119.7	70.3	240.6	1,006.0
	sep	399.3	40.1	65.9	24.8	50.5	111.6	68.0	211.6	971.8
	oct	382.9	41.7	79.5	25.6	33.5	115.8	70.3	214.1	963.3
	nov	337.3	81.8	79.9	24.8	33.0	107.9	68.0	193.3	926.0
	dic	261.0	104.0	101.0	25.6	63.5	105.2	70.3	177.5	908.1
2025	Total	4,152.9	863.4	924.7	301.4	786.0	816.7	827.8	2,521.6	11,194.5

Continuación **Tabla 28.** Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Total
2026	ene	321.2	106.2	96.7	25.6	96.6	78.0	70.3	121.9	916.5
	feb	306.2	86.6	100.8	23.1	99.4	88.9	63.5	126.2	894.7
	mar	347.5	85.5	91.6	25.6	111.4	121.1	70.3	179.2	1,032.3
	abr	348.3	47.6	53.0	24.8	91.1	145.9	68.0	206.2	984.8
	may	368.9	32.0	71.6	25.6	71.2	157.7	70.3	258.7	1,055.9
	jun	494.6	60.5	49.4	24.8	39.1	75.0	68.0	200.1	1,011.4
	jul	420.6	102.5	67.4	25.6	47.9	86.5	70.3	194.4	1,015.1
	ago	491.9	74.9	68.1	25.6	48.9	75.1	70.3	191.9	1,046.8
	sep	565.2	40.1	66.0	24.8	50.6	67.1	68.0	157.8	1,039.6
	oct	499.5	41.7	79.5	25.6	33.6	73.8	70.3	151.7	975.7
	nov	409.5	81.9	82.0	24.8	33.0	65.8	68.0	146.2	911.1
	dic	342.1	104.0	101.0	25.6	63.5	181.3	70.3	49.7	937.5
2026	Total	4,915.4	863.5	926.9	301.4	786.3	1,216.0	827.8	1,984.0	11,821.3

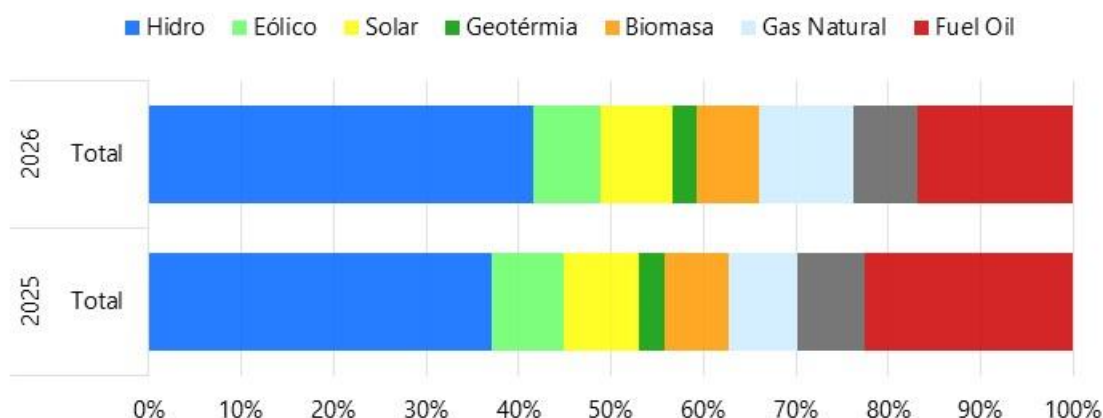
En la **Figura 22** se ilustra el comportamiento del despacho cronológico de energía estimado en Honduras por tipo de recurso para el periodo de julio 2025 a diciembre 2026.

Figura 22. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 23** se muestra la composición porcentual por tipo de recurso del despacho de generación en el sistema de Honduras para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 23. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso.



4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, las importaciones netas de Honduras totalizan **1,109.1 GWh** en el período de enero a diciembre 2025 y **973.3 GWh** en el mismo período de 2026, mientras que las exportaciones netas totalizan solo **2.8 GWh** en el período de enero a diciembre 2025 y **4.8 GWh** en el mismo período de 2026.

Las importaciones y exportaciones netas estimadas para el sistema hondureño en el MER se presentan con detalle mensual en la **Tabla 29**.

Tabla 29. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

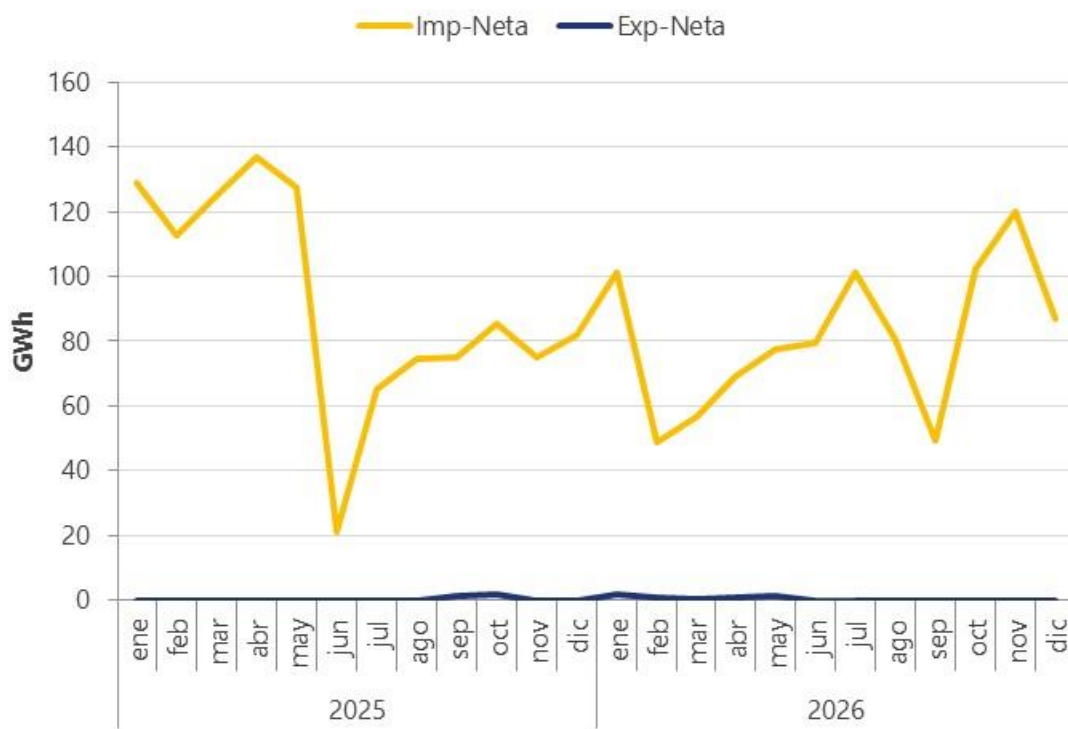
Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	128.9	0.0
	feb	112.4	0.0
	mar	124.8	0.0
	abr	136.8	0.0
	may	127.7	0.0
	jun	21.1	0.0
	jul	65.3	0.0
	ago	74.6	0.0
	sep	75.2	1.1
	oct	85.2	1.7
	nov	74.9	0.0
	dic	82.2	0.0
2025	Total	1,109.1	2.8

Continuación **Tabla 29.** Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2026	ene	101.2	1.9
	feb	49.0	0.5
	mar	56.8	0.1
	abr	69.3	0.9
	may	77.3	1.4
	jun	79.5	0.0
	jul	101.1	0.0
	ago	80.6	0.0
	sep	49.3	0.0
	oct	102.5	0.0
	nov	120.1	0.0
	dic	86.8	0.0
2026	Total	973.3	4.8

En la figura que sigue a continuación se muestra el comportamiento cronológico de las importaciones y exportaciones del sistema de Honduras en el MER.

Figura 24. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER.



En la **Figura 24** se puede observar que el sistema hondureño resulta básicamente un importador neto, debido que durante todo el período se estiman valores importantes de importación, mientras que las exportaciones resultan prácticamente nulas.

Los intercambios de energía de Honduras en el MER provienen de los flujos a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala, El Salvador y Nicaragua. En el caso de los flujos correspondientes a las importaciones, que son las más significativas en este caso, ocurren en una proporción de 64.4 % a través de las interconexiones con Nicaragua, 18.6 % por medio de las interconexiones con El Salvador, y el 17 % restante por medio de la interconexión con Guatemala.

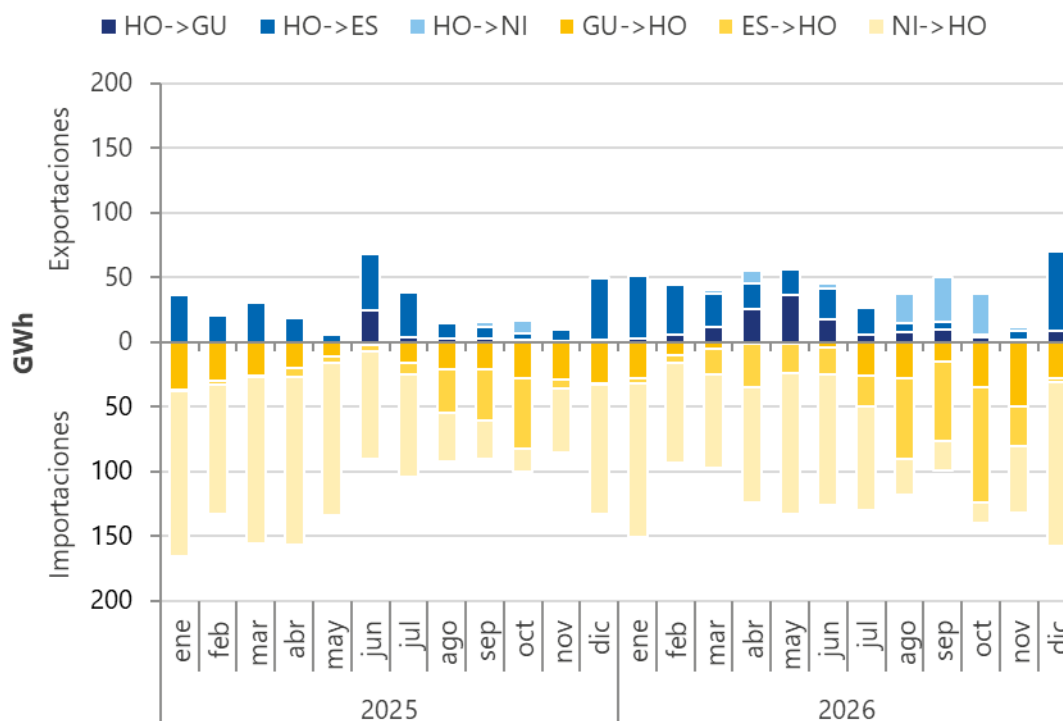
A continuación, en la **Tabla 30**, se presenta el detalle mensual de los intercambios de Honduras con los sistemas de Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

Tabla 30. Intercambio de energía estimado de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua
2025	ene	0.0	36.2	0.0	36.6	1.1	127.4
	feb	0.0	20.7	0.0	29.9	2.5	100.7
	mar	0.0	30.2	0.0	25.8	0.7	128.6
	abr	0.0	19.0	0.4	19.4	7.8	129.1
	may	0.4	5.7	0.3	10.6	5.3	118.1
	jun	24.5	44.1	0.7	2.1	4.5	83.8
	jul	3.5	34.6	0.4	15.8	9.4	78.6
	ago	3.2	11.6	2.5	20.6	33.7	37.6
	sep	3.0	8.4	4.5	20.7	40.2	29.2
	oct	1.7	4.9	9.7	27.9	54.2	17.8
	nov	0.8	9.2	0.6	29.2	6.7	49.6
	dic	1.5	48.2	0.8	31.9	1.2	99.5
2025	Total	38.5	272.8	19.9	270.5	167.1	999.9
2026	ene	2.8	48.5	0.3	28.1	4.0	118.8
	feb	6.3	38.0	0.1	9.7	6.7	76.5
	mar	11.6	25.8	3.4	5.4	19.7	72.5
	abr	25.8	19.3	10.5	0.8	34.3	89.0
	may	36.3	20.5	0.4	1.5	22.8	108.8
	jun	17.7	24.1	4.1	4.2	20.7	100.6
	jul	5.5	20.9	1.9	26.0	23.6	79.8
	ago	7.6	7.5	22.5	27.7	62.1	28.4
	sep	9.8	5.5	34.9	15.1	61.6	22.7
	oct	3.8	2.1	31.6	34.8	89.3	15.9
	nov	1.9	6.7	2.9	49.1	31.3	51.2
	dic	8.9	61.0	0.8	27.7	3.1	126.8
2026	Total	138.0	279.9	113.4	230.0	379.0	890.9

En términos comparativos, la **Figura 25** ilustra el comportamiento de las exportaciones e importaciones estimadas de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 25. Exportaciones e importaciones estimadas de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.



4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Honduras se estima que tomarán valores entre **102.97** y **127.08 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025, y entre **73.94** y **118.95 US\$/MWh** en el mismo período de 2026, lo que denota una disminución moderada de precios en el año 2026.

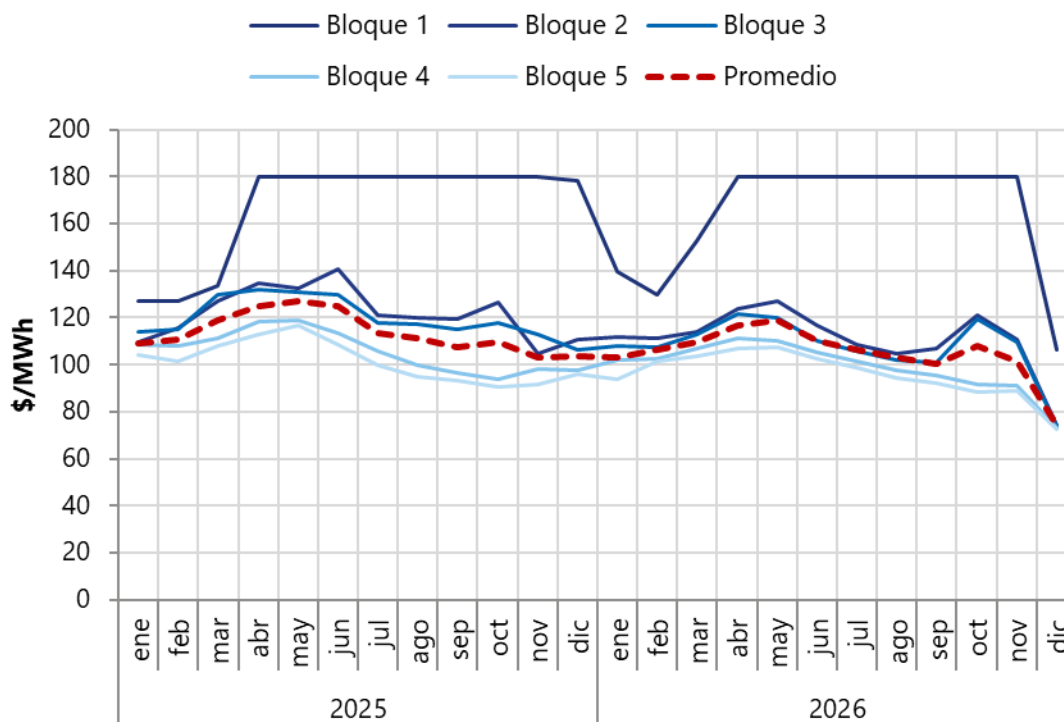
En la **Tabla 31** se presenta el costo marginal promedio mensual por bloque estimado en el sistema de Honduras para el horizonte este planeamiento.

Tabla 31. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	127.15	109.78	113.90	108.45	103.87	108.89
	feb	127.04	115.67	114.98	108.03	101.41	110.70
	mar	133.52	127.10	129.47	111.12	107.97	118.94
	abr	180.00	134.90	131.79	118.18	113.12	124.64
	may	180.00	132.64	130.61	118.71	116.76	127.08
	jun	180.06	140.89	129.96	113.60	108.59	124.91
	jul	180.00	121.03	117.67	105.60	99.83	113.41
	ago	180.00	119.86	117.30	99.61	95.11	111.10
	sep	180.00	119.46	114.81	96.64	93.36	107.41
	oct	180.00	126.66	117.93	93.67	90.39	109.76
	nov	180.00	104.80	112.60	98.34	91.50	102.97
	dic	178.16	110.80	106.17	97.45	95.82	103.38
2025	Promedio	167.16	121.97	119.77	105.78	101.48	113.60
2026	ene	139.66	111.81	107.97	101.97	94.06	103.24
	feb	129.66	110.99	107.40	102.48	101.49	106.27
	mar	152.51	114.02	112.87	106.82	103.77	109.68
	abr	180.00	123.59	121.61	111.19	106.81	116.62
	may	180.00	126.77	120.19	110.33	107.18	118.95
	jun	180.00	116.76	109.97	105.42	102.45	110.09
	jul	180.00	108.37	105.77	101.32	98.68	106.11
	ago	180.00	104.67	102.11	97.76	94.57	102.79
	sep	180.00	106.69	101.09	95.24	92.15	100.21
	oct	180.00	121.13	119.61	91.66	88.31	107.75
	nov	180.00	110.58	109.77	91.30	89.01	101.54
	dic	106.55	74.27	73.50	73.27	72.67	73.94
2026	Promedio	164.03	110.80	107.65	99.06	95.93	104.77

La **Figura 26**, que se presenta a continuación, ilustra la evolución estimada de los costos marginales mensuales por bloque en el sistema eléctrico de Honduras, correspondiente al período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

Figura 26. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras.



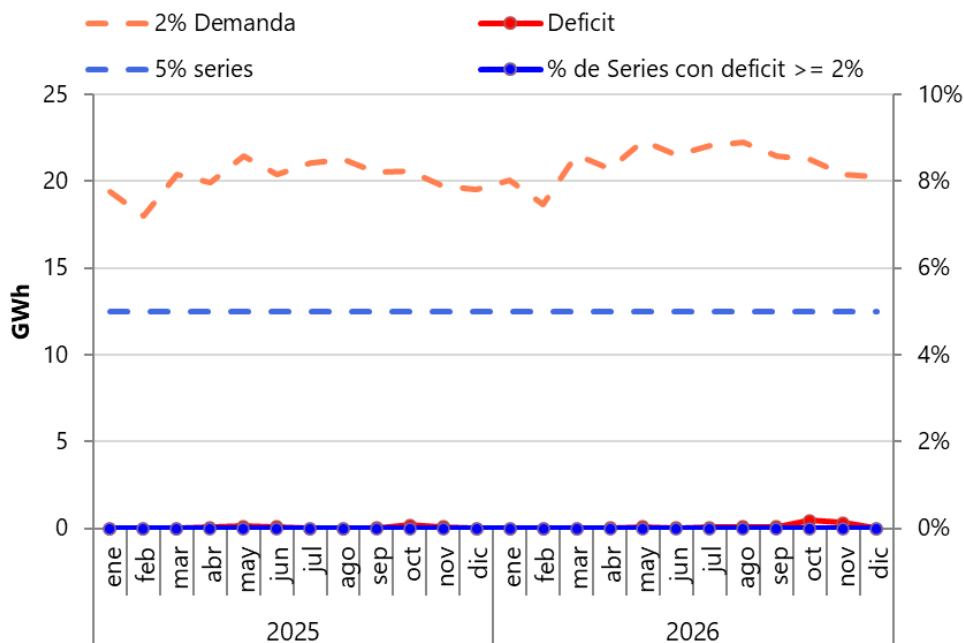
En la figura resalta la curva de costo marginal del bloque 1, con valores altos (de 180 US\$/MWh) entre los meses de abril y diciembre de ambos años, comportamiento que está ligado a restricciones en la red de distribución, como se verá más adelante. Los bloques 2 a 5 muestran una reducción progresiva en sus promedios, pasando de 121.97, 119.77, 105.78 y 101.48 US\$/MWh en 2025 a 110.80, 107.65, 99.06 y 95.93 US\$/MWh en 2026, respectivamente.

4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño se estima déficit de demanda en 17 de las 24 etapas que abarca este Planeamiento, con valores que van de 0.002 a 0.456 GWh, sin embargo, estos valores el déficit son mucho menores al 2 % de la demanda del sistema, por lo cual se considera que este no representa riesgo para suministrar la demanda de energía eléctrica en el período.

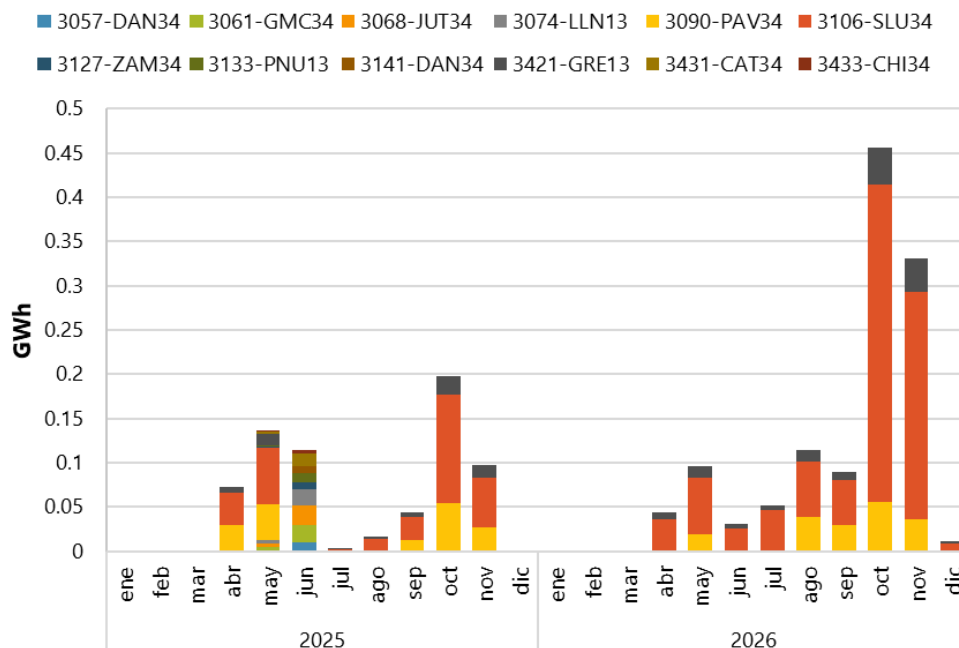
En la **Figura 27** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Honduras para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 27. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Honduras.



El déficit en el sistema hondureño se relaciona con restricciones en la red de distribución, con mayor impacto en las subestaciones Pavana, Santa Lucía y La Grecia, situación que se acentúa en los meses de octubre y noviembre de 2026, tal como se ilustra en la **Figura 28**.

Figura 28. Déficit por barra estimado en el sistema de Honduras.



4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

4.4.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema nicaragüense será de **3,941.8 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y de **4,387.3 GWh** para el mismo período de 2026. Se prevé que los recursos renovables suministren el 82.1 % de la energía generada. Dentro de esta participación, la geotermia aportará el 21.1 %, seguida por la biomasa con un 19.3 %, la energía eólica con 17.6 %, la hidroeléctrica con 15.6 % y la solar con 8.4 %.

Por otro lado, la generación termoeléctrica representará el 17.89 % del total, impulsada principalmente por el gas natural, que contribuirá con un 16.7 % tras su incorporación en marzo de 2025. En contraste, los derivados del petróleo tendrán una participación mínima del 1.2 %.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Nicaragua.

Tabla 32. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso (GWh).

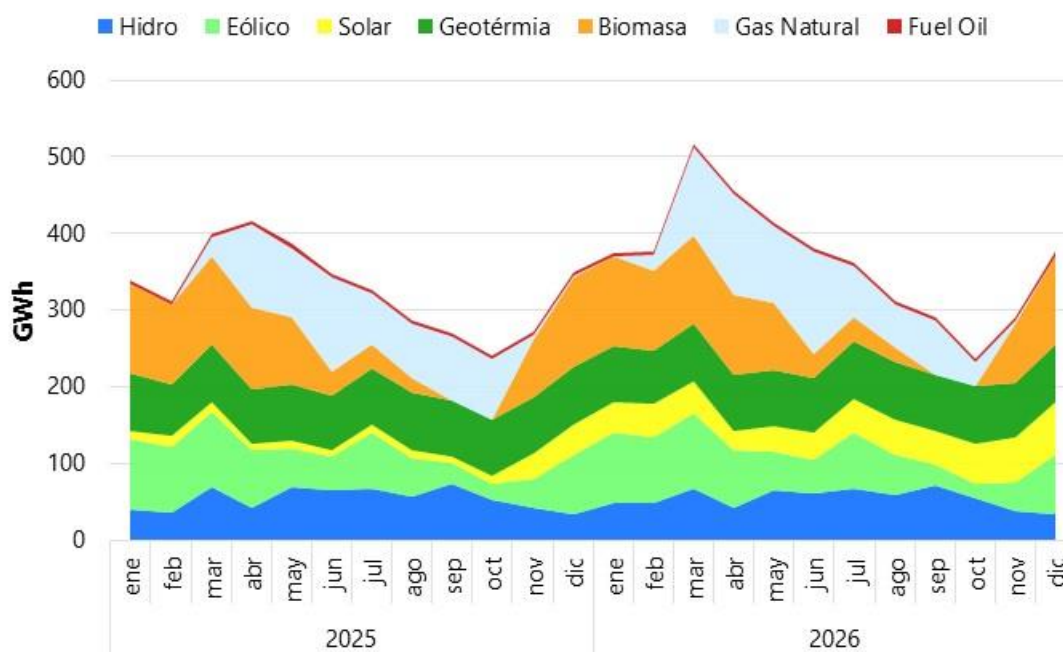
Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	ene	39.5	93.4	10.3	74.8	116.0	0.0	4.4	338.3
	feb	36.3	86.0	13.7	67.5	104.8	0.0	3.9	312.3
	mar	68.5	98.7	12.3	74.8	116.0	24.2	4.4	398.9
	abr	42.1	75.4	7.3	72.4	105.7	108.1	4.2	415.2
	may	69.6	49.5	9.7	74.8	86.9	91.1	4.4	386.0
	jun	65.1	44.4	6.7	72.4	30.5	124.0	4.2	347.3
	jul	68.0	72.6	9.3	74.8	31.5	66.7	4.4	327.2
	ago	56.6	51.0	9.3	74.8	19.7	70.1	4.4	285.8
	sep	72.3	28.1	9.0	72.4	0.0	83.7	4.2	269.6
	oct	53.2	19.2	10.7	74.8	0.0	77.8	4.4	239.9
	nov	41.5	38.2	33.2	72.4	77.2	5.5	4.2	272.1
	dic	33.9	77.7	40.0	74.8	116.0	2.5	4.4	349.2
2025	Total	646.5	734.4	171.5	880.4	804.2	653.7	51.2	3,941.8

Continuación **Tabla 32.** Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2026	ene	47.3	93.4	38.7	74.8	116.0	0.8	4.4	375.2
	feb	47.2	86.0	45.1	67.5	104.8	21.4	3.9	376.0
	mar	67.5	98.7	41.3	74.8	116.0	114.1	4.4	516.7
	abr	41.7	75.4	25.6	72.4	105.7	131.6	4.2	456.6
	may	65.5	49.5	32.8	74.8	86.9	99.7	4.4	413.5
	jun	60.9	44.4	33.9	72.4	30.5	134.9	4.2	381.2
	jul	66.7	72.6	45.7	74.8	31.5	66.9	4.4	362.5
	ago	59.4	51.0	46.0	74.8	19.7	55.9	4.4	311.2
	sep	70.7	28.1	44.4	72.4	0.0	71.6	4.4	291.6
	oct	54.3	19.2	51.7	74.8	0.0	32.0	4.7	236.6
	nov	37.5	38.2	57.4	72.4	77.2	4.0	4.2	290.8
	dic	33.1	77.7	68.9	74.8	116.0	0.7	4.4	375.5
2026	Total	651.8	734.4	531.3	880.4	804.3	733.5	51.8	4,387.3

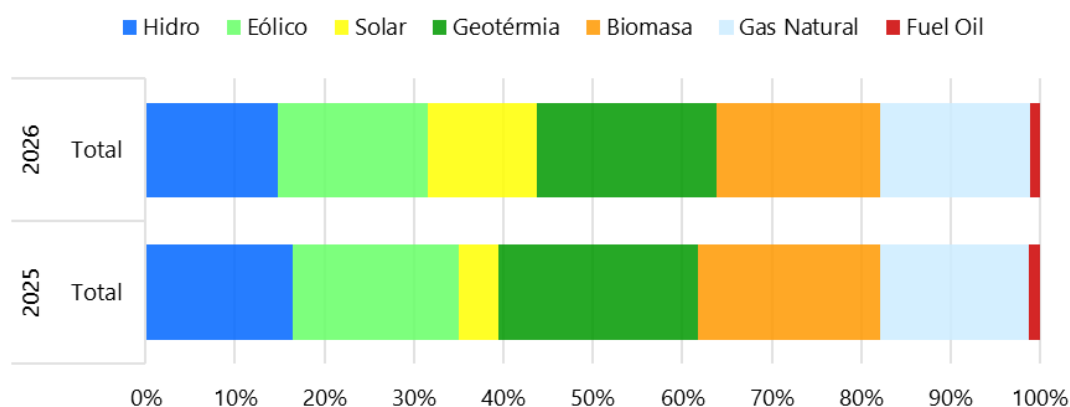
En la **Figura 29** se ilustra el comportamiento estimado del despacho cronológico de energía del sistema de Nicaragua por tipo recurso para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 29. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 30** se muestra la composición porcentual por tipo de recurso del despacho de generación en el sistema de Nicaragua para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 30. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso.



4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran a Nicaragua como un importador neto de energía, con importaciones estimadas en **1,910.9 GWh** entre enero y diciembre de 2025 y **1,727.6 GWh** en el mismo período de 2026. En contraste, las exportaciones estimadas son mínimas, alcanzando apenas **3.6 GWh** en 2025 y **43 GWh** en 2026.

La **Tabla 33** muestra las importaciones y exportaciones netas mensuales estimadas de Nicaragua en el MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 33. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

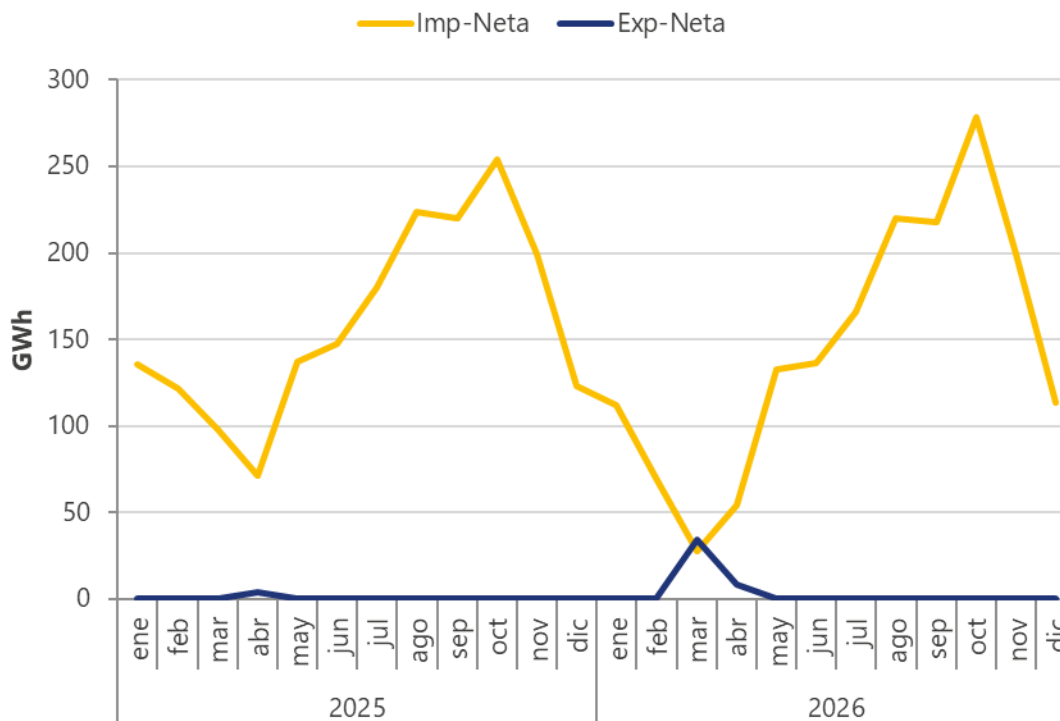
Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	135.9	0.0
	feb	121.7	0.0
	mar	97.9	0.0
	abr	71.5	3.6
	may	137.1	0.0
	jun	147.5	0.0
	jul	180.1	0.0
	ago	223.9	0.0
	sep	219.9	0.0
	oct	253.7	0.0
	nov	199.0	0.0
	dic	122.8	0.0
2025	Total	1,910.9	3.6

Continuación **Tabla 33**. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2026	ene	111.6	0.0
	feb	69.7	0.0
	mar	27.6	34.4
	abr	54.2	8.6
	may	132.8	0.0
	jun	136.1	0.0
	jul	166.2	0.0
	ago	220.1	0.0
	sep	218.1	0.0
	oct	278.7	0.0
	nov	199.2	0.0
	dic	113.2	0.0
2026	Total	1,727.6	43.0

A continuación, la **Figura 31** ilustra la evolución cronológica estimada de los intercambios de energía de Nicaragua en el MER.

Figura 31. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER.



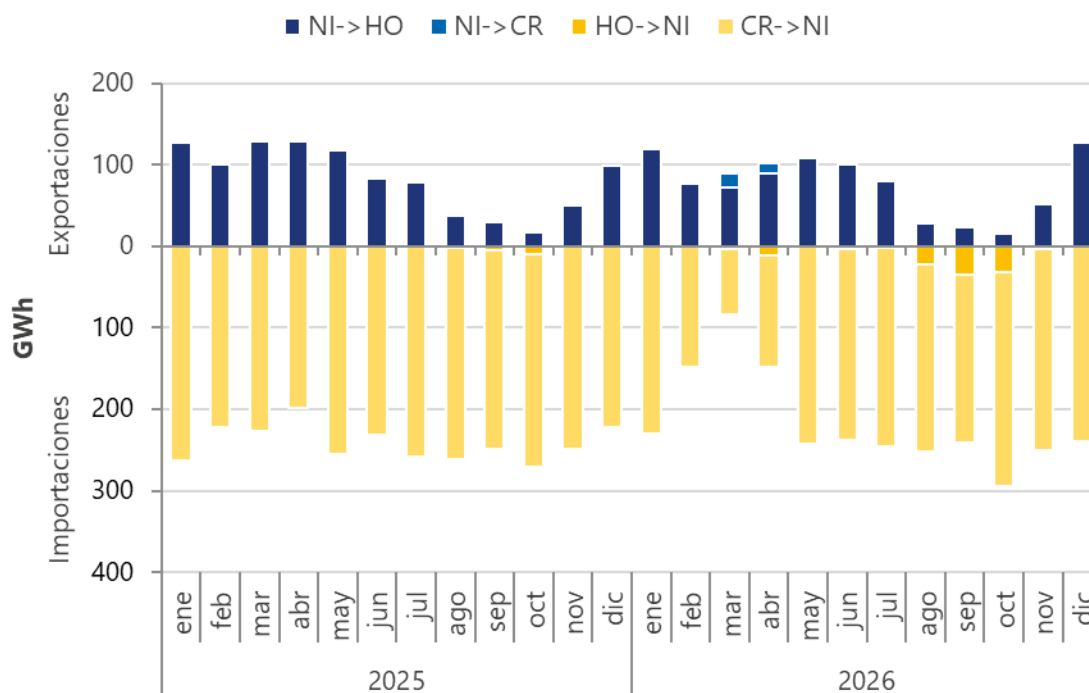
Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica. A continuación, la **Tabla 34** presenta el detalle mensual de los intercambios energéticos estimados para este planeamiento.

Tabla 34. Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2025	ene	127.4	0.0	0.0	263.3
	feb	100.7	0.0	0.0	222.4
	mar	128.6	0.0	0.0	226.5
	abr	129.1	1.0	0.4	197.5
	may	118.1	0.4	0.3	255.3
	jun	83.8	0.2	0.7	230.8
	jul	78.6	0.0	0.4	258.3
	ago	37.6	0.2	2.5	259.3
	sep	29.2	0.0	4.5	244.6
	oct	17.8	0.0	9.7	261.8
	nov	49.6	0.0	0.6	248.0
	dic	99.5	0.0	0.8	221.5
2025	Total	999.9	1.8	19.9	2,889.1
2026	ene	118.8	0.0	0.3	230.1
	feb	76.5	2.5	0.1	148.5
	mar	72.5	17.4	3.4	79.8
	abr	89.0	13.4	10.5	137.4
	may	108.8	0.3	0.4	241.4
	jun	100.6	1.0	4.1	233.6
	jul	79.8	0.2	1.9	244.3
	ago	28.4	3.2	22.5	229.2
	sep	22.7	0.2	34.9	206.2
	oct	15.9	0.0	31.6	263.0
	nov	51.2	0.0	2.9	247.5
	dic	126.8	0.0	0.8	239.2
2026	Total	890.9	38.2	113.4	2,500.2

A continuación, la **Figura 32** representa gráficamente la evolución cronológica estimada de las exportaciones e importaciones de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Figura 32. Exportaciones e importaciones estimadas de Nicaragua con Honduras y Costa Rica.



Según las estimaciones, el 98 % de las importaciones de Nicaragua provienen por medio de sus interconexiones con Costa Rica, concentrándose principalmente durante la temporada lluviosa. Por otro lado, el 98 % de las exportaciones se realizan a través de las interconexiones con Honduras, alcanzando su mayor volumen en la época seca.

4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el sistema de Nicaragua se estima que tomarán valores entre **58.19** y **79.03 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025, y entre **67.40** y **86.36 US\$/MWh** en el mismo período de 2026.

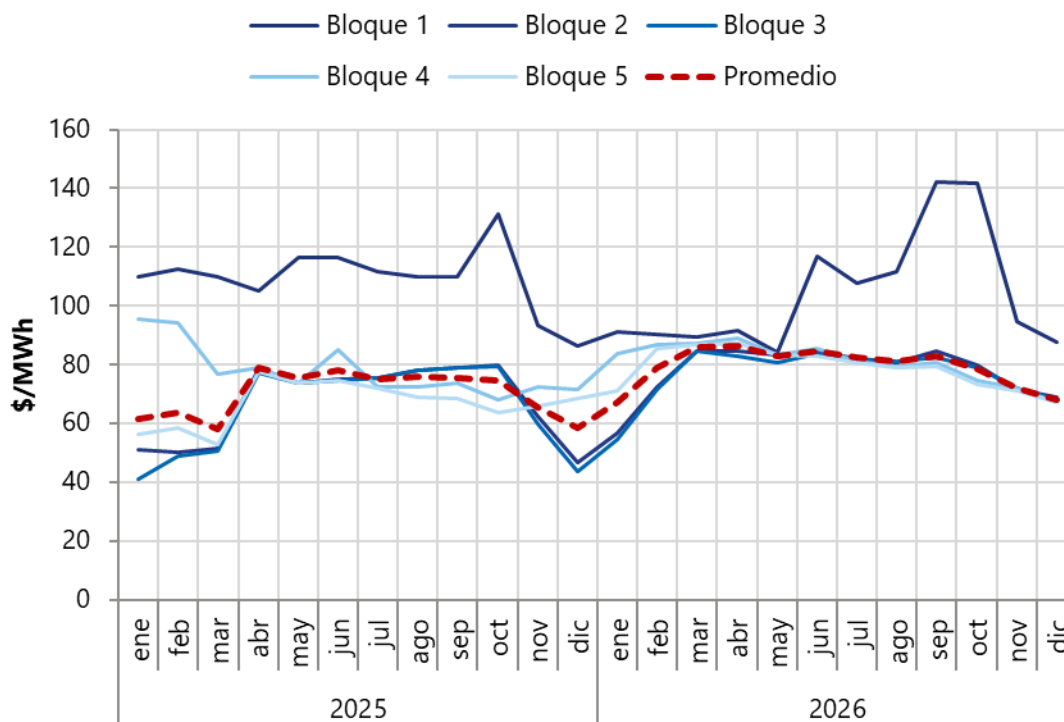
En la **Tabla 35** se presenta el costo marginal mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 35. Costo marginal promedio mensual por bloque del sistema de Nicaragua (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	109.77	51.02	41.17	95.44	56.49	61.61
	feb	112.45	50.30	48.77	94.38	58.31	63.81
	mar	110.06	51.40	50.44	76.67	52.86	58.19
	abr	105.14	78.61	77.42	78.89	77.81	79.03
	may	116.24	73.67	73.63	73.73	73.62	75.26
	jun	116.22	75.00	74.74	85.25	74.58	78.03
	jul	111.75	75.35	75.30	72.63	72.09	75.13
	ago	109.84	78.07	78.05	72.55	68.91	75.81
	sep	109.76	79.16	79.04	73.66	68.33	75.65
	oct	131.23	79.64	79.51	67.96	63.50	74.53
	nov	93.23	62.47	59.65	72.46	65.94	65.53
	dic	86.40	46.61	43.62	71.55	68.54	58.60
2025	Promedio	109.34	66.78	65.11	77.93	66.75	70.10
2026	ene	91.02	56.66	54.34	83.89	70.93	67.40
	feb	90.39	72.30	71.70	86.72	85.55	79.00
	mar	89.59	84.69	84.57	87.20	86.67	85.83
	abr	91.63	84.47	83.01	89.01	87.22	86.36
	may	84.25	83.27	80.91	83.48	83.31	82.83
	jun	117.08	84.41	83.89	85.35	83.04	84.75
	jul	107.51	82.02	81.84	81.00	80.68	82.27
	ago	111.59	80.81	80.94	79.52	78.93	81.19
	sep	142.13	84.45	82.49	80.72	79.35	82.74
	oct	141.56	79.62	78.94	74.62	73.22	78.53
	nov	94.63	71.60	71.80	71.79	71.20	72.02
	dic	87.72	68.89	68.24	67.32	67.28	68.22
2026	Promedio	104.09	77.77	76.89	80.88	78.95	79.26

A continuación, en la **Figura 33** se ilustra la evolución de los costos marginales estimados por bloque del sistema de Nicaragua para el período entre enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 33. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua.



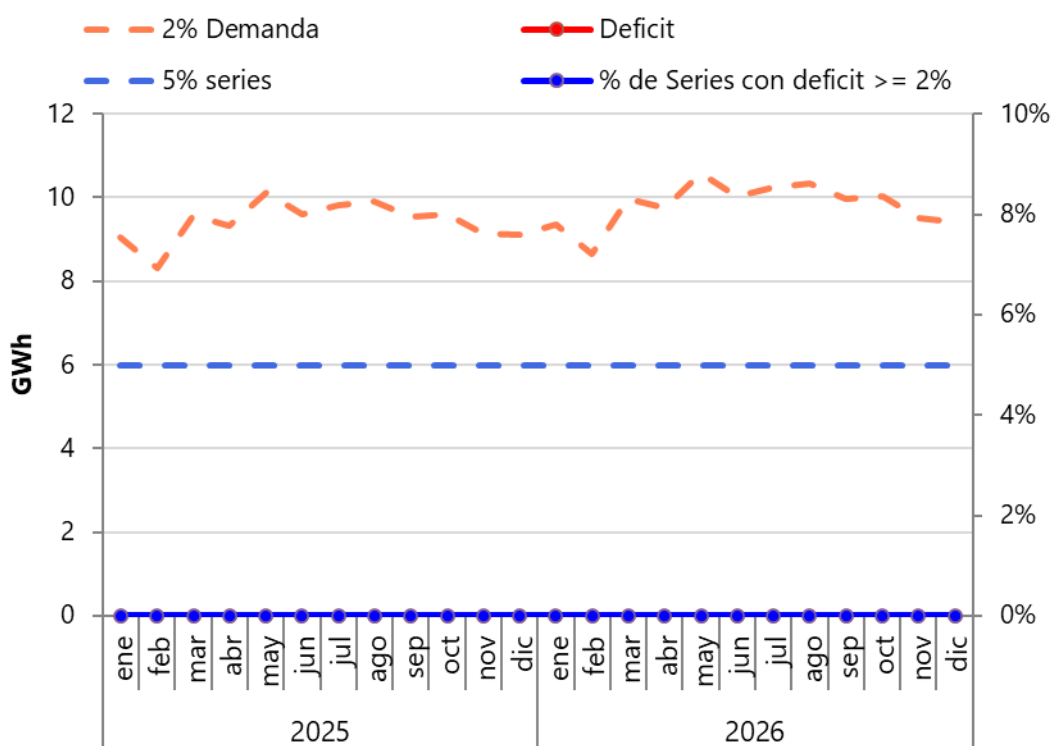
Como se puede observar, los valores del Bloque 1 son consistentemente superiores a los de los otros cuatro bloques, ya que este representa los períodos de máxima demanda atendidos con los recursos más onerosos. No obstante, también presenta fluctuaciones mensuales significativas. En 2025, los precios se mantienen en torno a 110 US\$/MWh entre enero y septiembre, alcanzan un pico de 131 US\$/MWh en octubre y se reducen a cerca de 90 US\$/MWh en noviembre y diciembre. En contraste, en 2026 los precios inician bajos, situándose cerca de 90 US\$/MWh entre enero y mayo, aumentan a alrededor de 110 US\$/MWh entre junio y agosto, y alcanzan picos de hasta 142 US\$/MWh en septiembre y octubre.

Los demás bloques muestran valores relativamente estables, con precios bajos al inicio y al final del año y mayores durante los meses intermedios.

4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 150 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 34**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados en el sistema de Nicaragua para el periodo de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 34. Confiabilidad energética estimada del sistema eléctrico de Nicaragua.



4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica

4.5.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema costarricense será de **15,152.1 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y de **14,342 GWh** en el mismo período de 2026. Costa Rica genera casi la totalidad de su energía a partir de recursos renovables, con el recurso hídrico como principal fuente, representando el 76.5 % del total. La generación geotérmica aporta un 11.4 %, seguida por la eólica con un 11.3 % y la solar fotovoltaica con un 0.3 %.

Por su parte, la generación termoeléctrica, proveniente de derivados del petróleo, tiene una participación mínima del 0.01 % en todo el período.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho mensual de energía por recurso para el sistema de Costa Rica.

Tabla 36. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso (GWh).

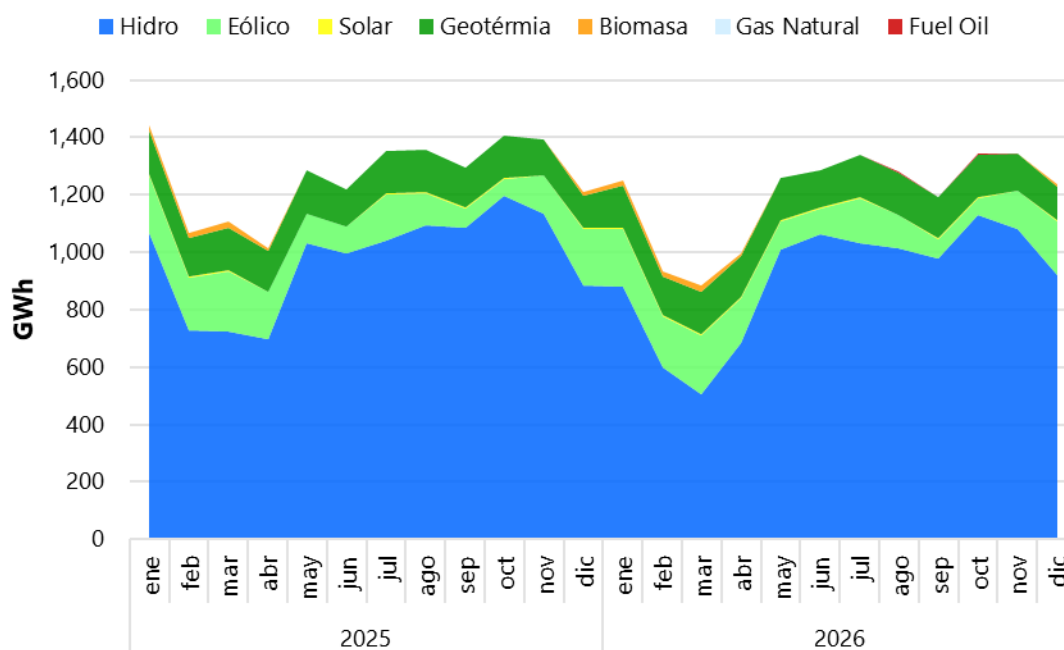
Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Fuel Oil	Total
2025	ene	1,065.8	203.8	4.7	148.2	18.7	0.0	1,441.1
	feb	728.6	181.4	4.7	134.4	17.8	0.0	1,066.9
	mar	722.2	211.0	4.1	148.8	19.2	0.0	1,105.3
	abr	699.4	161.4	2.3	144.0	8.5	0.0	1,015.6
	may	1,031.7	101.6	2.7	148.8	0.6	0.0	1,285.3
	jun	998.1	90.8	1.9	130.4	0.0	0.0	1,221.3
	jul	1,042.3	160.9	2.5	146.0	0.0	0.0	1,351.6
	ago	1,093.9	113.9	2.7	148.8	0.0	0.0	1,359.3
	sep	1,084.2	67.8	2.6	140.8	0.0	0.0	1,295.4
	oct	1,195.7	60.6	2.9	145.5	0.0	1.0	1,405.8
	nov	1,133.1	133.2	3.4	124.8	0.2	0.0	1,394.7
	dic	884.2	197.8	4.5	112.1	11.1	0.0	1,209.7
2025	Total	11,679.1	1,684.2	39.0	1,672.6	76.1	1.1	15,152.1

Continuación **Tabla 36.** Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2026	ene	877.9	201.3	4.7	148.2	18.7	0.0	0.0	1,250.7
	feb	596.9	178.5	4.7	134.4	17.8	0.0	0.0	932.3
	mar	504.0	207.0	4.1	148.8	19.2	0.0	0.0	883.2
	abr	682.4	157.5	2.3	144.0	8.5	0.0	0.0	994.7
	may	1,008.9	99.3	2.7	148.8	0.6	0.0	0.0	1,260.3
	jun	1,062.9	90.5	1.9	130.4	0.0	0.0	0.1	1,285.8
	jul	1,029.9	160.1	2.5	145.9	0.0	0.0	0.1	1,338.6
	ago	1,013.4	114.4	2.7	148.8	0.0	0.0	0.1	1,279.4
	sep	979.2	67.5	2.6	144.0	0.0	0.0	0.0	1,193.3
	oct	1,127.7	61.3	2.9	148.8	0.0	0.0	1.0	1,341.8
	nov	1,079.7	133.3	3.4	128.0	0.2	0.0	0.0	1,344.6
	dic	920.2	189.5	4.5	112.1	11.1	0.0	0.0	1,237.4
2026	Total	10,883.0	1,660.3	39.0	1,682.2	76.1	0.0	1.3	14,342.0

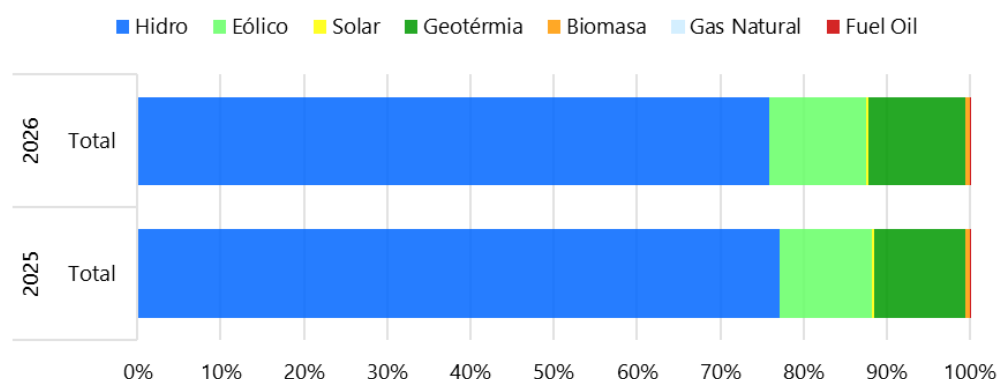
En la **Figura 35** se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado por tipo de recurso en el sistema de Costa Rica para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 35. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por etapa y tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 36** se muestra la distribución relativa del despacho de generación estimado de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos de enero a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 36. Distribución del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso.



4.5.2. Intercambios en el MER

Las estimaciones muestran a Costa Rica como un exportador neto de energía, debido que sus exportaciones netas son ocho veces superiores a las importaciones a lo largo del período. Se prevé que las exportaciones alcancen **2,155.3 GWh** entre enero y diciembre de 2025 y **1,470.9 GWh** en el mismo período de 2026. En contraste, las importaciones netas se estiman en **65.9 GWh** en 2025 y **378.6 GWh** en 2026.

La **Tabla 37** muestra el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 37. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER (GWh).

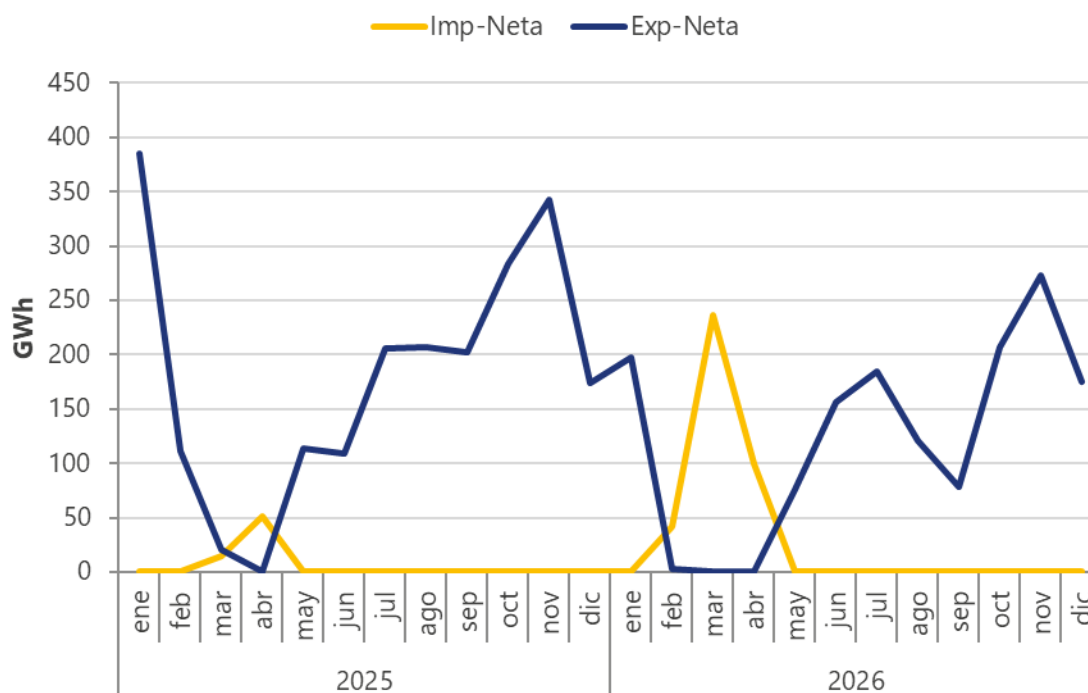
Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	0.0	385.2
	feb	0.0	110.9
	mar	15.1	20.5
	abr	50.9	0.3
	may	0.0	114.0
	jun	0.0	108.5
	jul	0.0	206.3
	ago	0.0	207.4
	sep	0.0	202.3
	oct	0.0	283.8
	nov	0.0	342.5
	dic	0.0	173.7
2025	Total	65.9	2,155.3

Continuación **Tabla 37.** Exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2026	ene	0.0	197.3
	feb	41.9	2.8
	mar	236.7	0.0
	abr	99.8	0.0
	may	0.0	75.5
	jun	0.0	156.5
	jul	0.0	184.1
	ago	0.0	121.2
	sep	0.3	78.2
	oct	0.0	206.7
	nov	0.0	273.5
	dic	0.0	175.2
2026	Total	378.6	1,470.9

La **Figura 37** que sigue a continuación, ilustra el comportamiento cronológico de los intercambios de energía de Costa Rica en el MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 37. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER.



Las transacciones de Costa Rica en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Nicaragua y Panamá. A continuación se presenta la **Tabla 38**, que detalla los intercambios energéticos mensuales entre estos países.

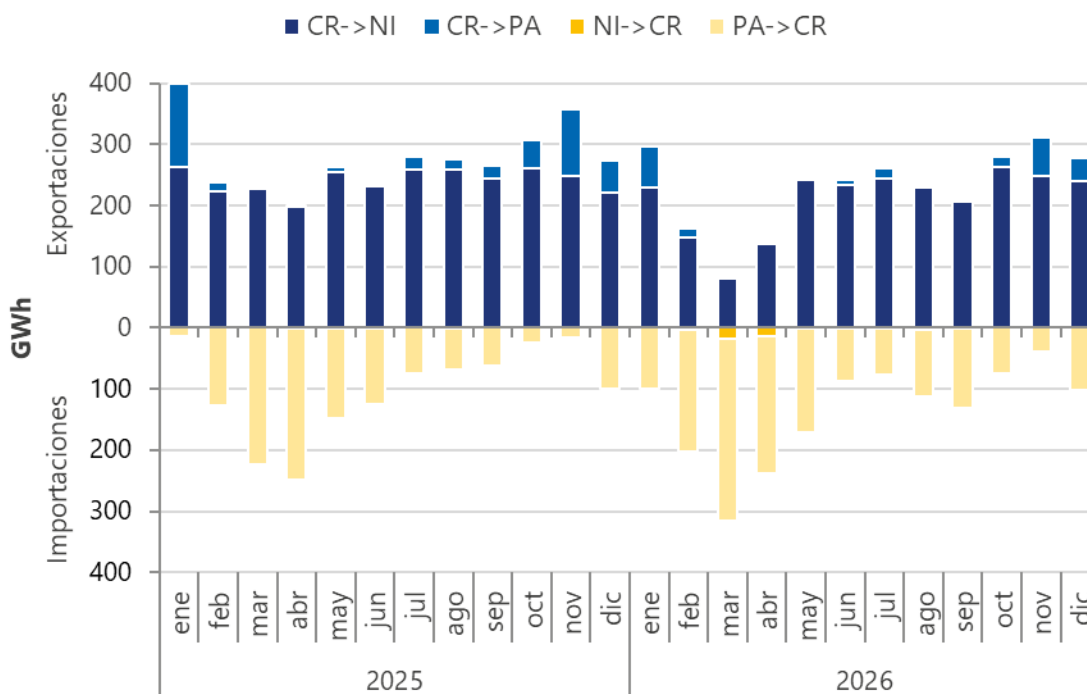
Tabla 38. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2025	ene	263.3	135.6	0.0	13.6
	feb	222.4	16.2	0.0	127.6
	mar	226.5	2.0	0.0	223.0
	abr	197.5	0.5	1.0	247.7
	may	255.3	7.0	0.4	147.8
	jun	230.8	3.4	0.2	125.6
	jul	258.3	21.6	0.0	73.6
	ago	259.3	16.1	0.2	67.7
	sep	244.6	20.7	0.0	63.0
	oct	261.8	45.3	0.0	23.3
	nov	248.0	110.3	0.0	15.8
	dic	221.5	51.1	0.0	98.9
2025	Total	2,889.1	429.6	1.8	1,227.6
2026	ene	230.1	67.5	0.0	100.3
	feb	148.5	13.8	2.5	199.0
	mar	79.8	0.0	17.4	299.0
	abr	137.4	0.5	13.4	224.3
	may	241.4	5.3	0.3	170.9
	jun	233.6	9.3	1.0	85.4
	jul	244.3	16.0	0.2	76.1
	ago	229.2	3.9	3.2	108.7
	sep	206.2	2.3	0.2	130.3
	oct	263.0	17.2	0.0	73.5
	nov	247.5	64.3	0.0	38.3
	dic	239.2	38.3	0.0	102.3
2026	Total	2,500.2	238.3	38.2	1,608.1

Como se observa, el 90 % del volumen estimado de exportaciones de Costa Rica se realiza a través de las interconexiones con Nicaragua, mientras que el 99 % de sus importaciones proviene de las interconexiones con Panamá. Esta tendencia queda reflejada en la **Figura 38**, que ilustra la evolución cronológica de las exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica mediante

sus interconexiones con Nicaragua y Panamá durante el período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

Figura 38. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá.



4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderado para el Costa Rica se estima que tomarán valores entre **21.06 y 63.96 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre 2025, y entre **44.15 y 84.20 US\$/MWh** en el mismo período del año 2026.

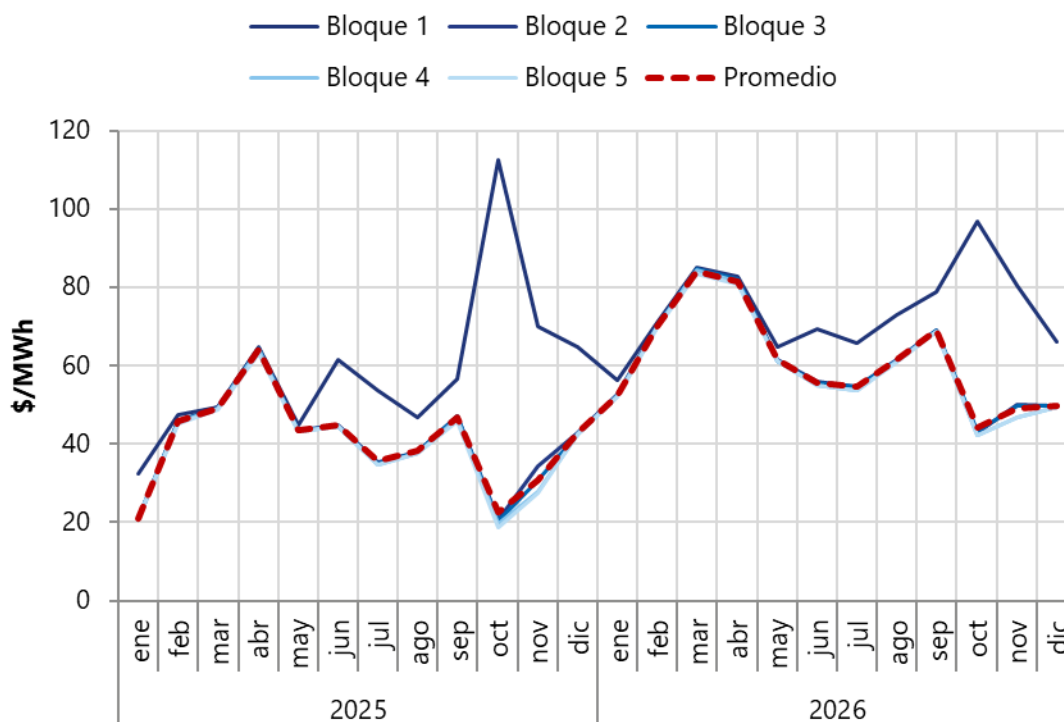
A continuación, en la **Tabla 39** se presenta el detalle mensual por bloque de los costos del sistema de Costa Rica para período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 39. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	32.49	21.05	21.02	20.96	20.87	21.06
	feb	47.31	45.93	45.83	45.53	45.13	45.66
	mar	49.48	49.25	49.16	49.09	48.73	49.05
	abr	64.78	64.48	64.39	63.97	63.29	63.96
	may	44.70	43.51	43.44	43.36	43.26	43.44
	jun	61.54	44.92	44.62	44.58	44.48	44.93
	jul	53.67	35.22	35.11	34.78	34.70	35.58
	ago	46.91	38.13	38.05	37.75	37.62	38.22
	sep	56.61	47.05	47.07	46.59	45.89	46.81
	oct	112.38	20.57	20.44	19.55	18.79	22.47
	nov	69.96	34.40	30.75	27.71	27.63	30.89
	dic	64.70	42.77	42.53	42.49	42.39	42.92
2025	Promedio	58.71	40.61	40.20	39.70	39.40	40.42
2026	ene	56.31	52.58	52.28	52.24	52.09	52.30
	feb	71.07	70.18	70.09	69.97	69.73	70.03
	mar	85.01	84.64	84.57	84.34	83.31	84.20
	abr	82.67	82.30	82.18	81.60	80.68	81.60
	may	64.89	61.47	61.34	61.23	61.07	61.42
	jun	69.38	55.85	55.65	55.09	54.97	55.65
	jul	65.59	54.50	54.70	53.66	53.54	54.50
	ago	72.98	61.37	61.24	61.12	60.98	61.60
	sep	78.85	69.09	68.97	68.83	68.66	69.04
	oct	96.71	42.96	43.08	42.30	42.11	44.15
	nov	80.50	50.02	49.87	46.78	46.66	48.94
	dic	66.16	49.74	49.62	49.45	49.33	49.81
2026	Promedio	74.18	61.23	61.13	60.55	60.26	61.10

En ambos años, el Bloque 1 (correspondiente a la demanda máxima) exhibe los valores más altos, mientras que el Bloque 5 presenta los costos más bajos. Esta diferenciación refleja la mayor utilización de recursos más costosos durante los picos de demanda y una operación con menor costo en los tramos de demanda reducida. La **Figura 39** ilustra la evolución de los costos marginales del sistema costarricense durante el período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

Figura 39. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica.



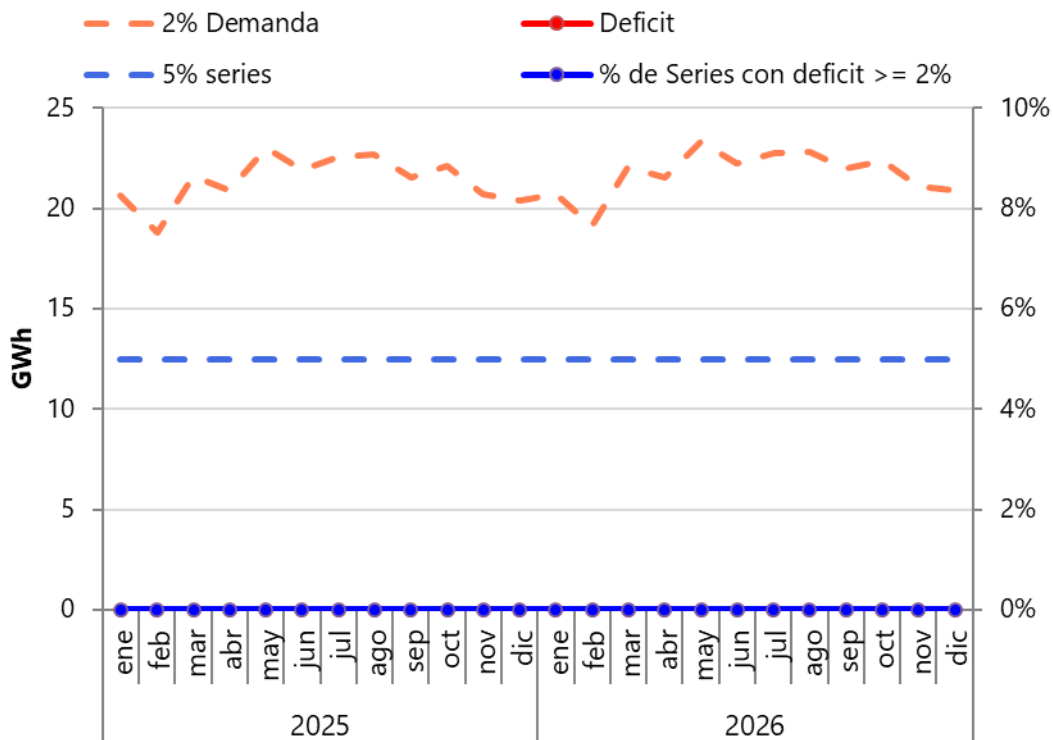
Se observa que el bloque 1 presenta valores más altos que los otros 4 bloques en los meses de junio a diciembre, alcanzando los máximos valores en octubre de ambos años, de hasta 112.38 US\$ en 2025 y de 96.71 US\$/MWh en el mismo mes de 2026.

Los valores de los 4 bloques restantes muestran una marcada estacionalidad en ambos años. Los costos marginales tienden a incrementarse progresivamente durante los primeros meses del año, alcanzando su punto máximo en mayo, para luego disminuir en la segunda mitad del año, con el promedio más bajo en noviembre, y una leve recuperación en diciembre.

4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, tomando en consideración que ninguna etapa de las 150 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit, como puede observarse en la **Figura 40**, en la que se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 40. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Costa Rica.



4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá

4.6.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema panameño será de **13,889.1 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y de **15,042.8 GWh** para el mismo período de 2026. Se prevé que los recursos renovables suministren el 76 % de la energía generada, con la hidroeléctrica como principal fuente, representando el 58 %. La generación fotovoltaica aportará un 12.9 %, la eólica un 4 % y la biomasa un 1 %.

El 24 % restante corresponderá a generación termoeléctrica, dominada por el gas natural, que contribuirá con un 23.5 %, mientras que los combustibles fósiles aportarán el 0.5 % restante.

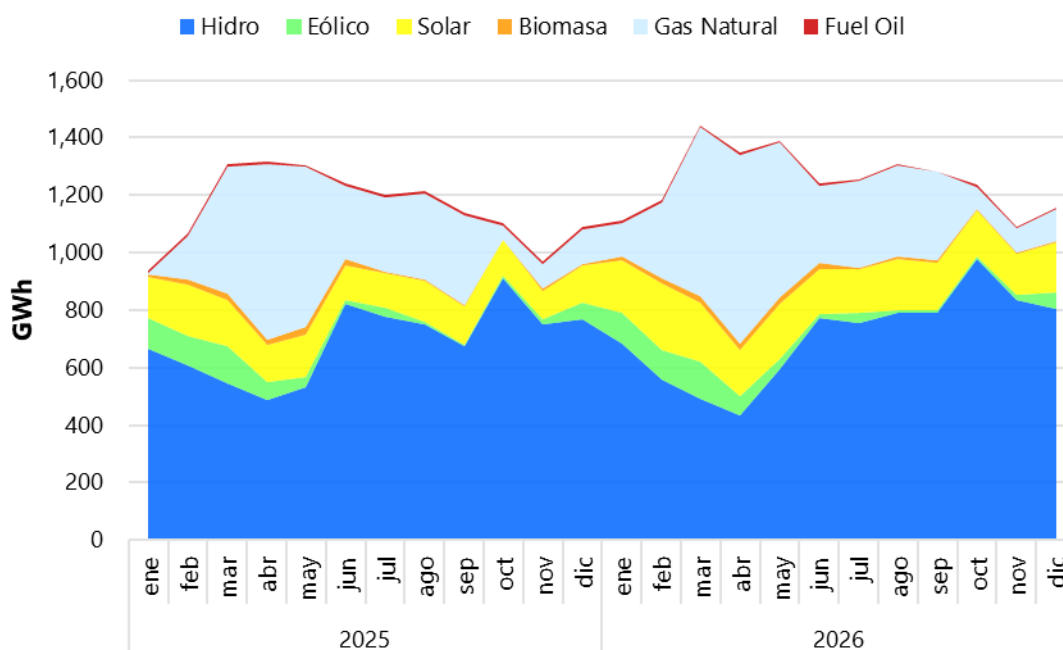
En la **Tabla 40** se muestra el detalle del despacho de energía por recurso para el sistema de Panamá.

Tabla 40. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
2025	ene	666.4	106.9	141.3	10.2	5.2	8.5	938.5
	feb	607.2	101.9	177.7	20.4	152.8	6.9	1,066.9
	mar	547.2	127.5	160.9	21.0	444.7	8.0	1,309.3
	abr	485.9	65.4	126.2	20.8	611.1	7.0	1,316.3
	may	531.7	36.2	147.1	24.7	559.0	7.2	1,305.9
	jun	821.1	16.0	120.2	20.2	253.7	8.1	1,239.3
	jul	776.2	33.3	119.6	5.5	259.4	6.3	1,200.3
	ago	749.7	9.4	142.0	6.0	298.1	7.6	1,212.8
	sep	673.2	8.0	131.8	5.9	312.7	6.0	1,137.5
	oct	912.9	5.6	124.5	3.9	47.8	8.8	1,103.4
	nov	748.6	18.2	101.7	4.9	86.8	9.0	969.2
	dic	770.1	55.3	129.7	5.3	121.6	7.7	1,089.7
2025	Total	8,290.3	583.6	1,622.7	148.6	3,152.8	91.1	13,889.1
2026	ene	682.2	106.9	183.2	13.2	119.0	7.3	1,111.7
	feb	560.0	101.9	229.6	20.4	264.7	5.1	1,181.6
	mar	493.8	127.5	206.5	21.0	587.1	5.9	1,441.8
	abr	434.4	65.4	161.9	20.8	658.4	7.0	1,347.8
	may	595.3	36.2	189.9	24.7	538.3	4.4	1,388.9
	jun	771.4	16.0	154.0	23.8	269.3	5.1	1,239.6
	jul	756.1	33.3	153.6	6.0	300.0	3.9	1,252.9
	ago	788.8	9.4	181.4	6.0	319.8	4.5	1,309.9
	sep	789.8	8.0	168.5	5.8	307.8	3.6	1,283.4
	oct	979.4	5.6	160.5	5.4	77.2	7.0	1,235.1
	nov	836.4	18.2	141.6	5.7	83.7	6.1	1,091.7
	dic	806.0	55.3	173.5	5.8	113.1	4.8	1,158.4
2026	Total	8,493.3	583.6	2,104.2	158.5	3,638.3	64.8	15,042.8

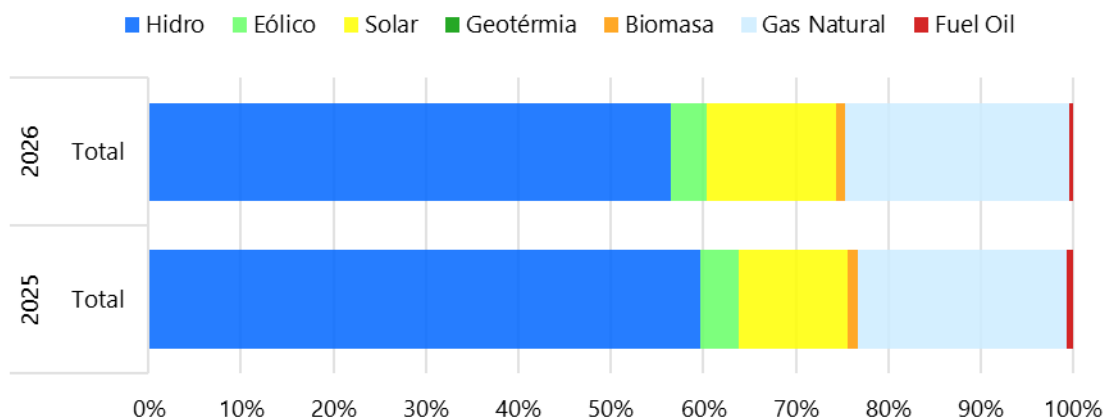
En la **Figura 41** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 41. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 42** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en el sistema panameño para el período de enero a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 42. Distribución del despacho energético estimado para Panamá por tipo de recurso.



4.6.2. Intercambios en el MER

Las estimaciones indican que Panamá es un exportador neto de energía, ya que sus exportaciones netas superan en más de ocho veces el volumen de sus importaciones a lo largo del período. Se prevé que las exportaciones alcancen **1,044.8 GWh** entre enero y diciembre de 2025 y **1,404.6 GWh** en el mismo período de 2026. En contraste, las importaciones netas se estiman en **246.8 GWh** en 2025 y **34.9 GWh** en 2026.

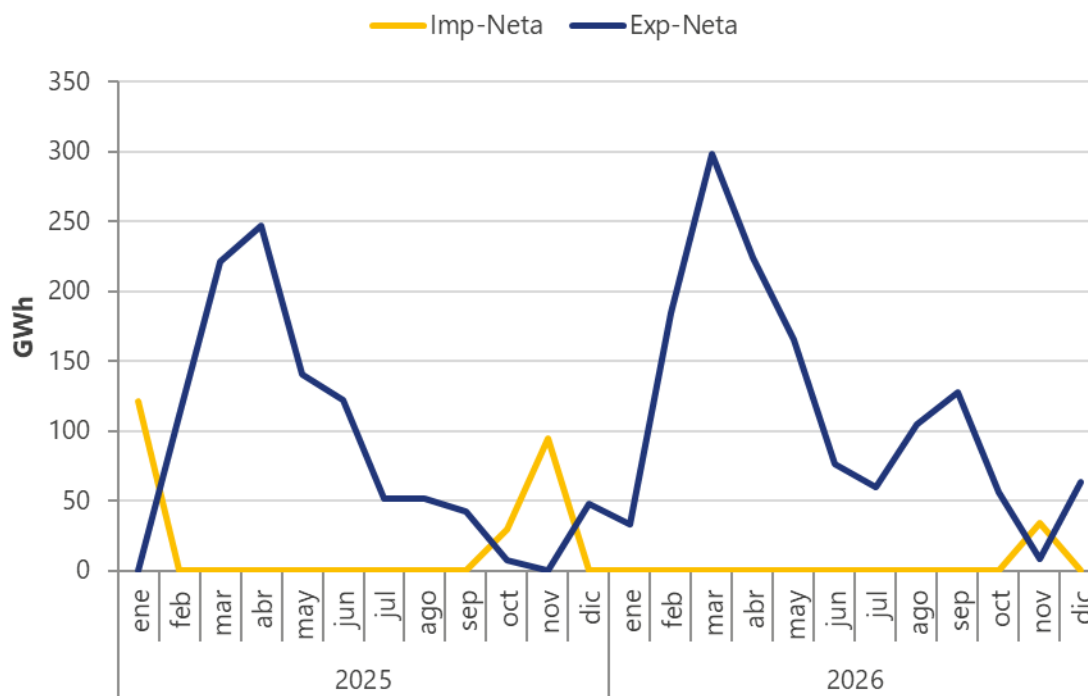
La **Tabla 41** muestra el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá para los años 2025 y 2026.

Tabla 41. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2025	ene	122.0	0.0
	feb	0.0	111.5
	mar	0.0	221.1
	abr	0.0	247.2
	may	0.0	140.9
	jun	0.0	122.1
	jul	0.0	52.0
	ago	0.0	51.7
	sep	0.0	42.3
	oct	29.6	7.6
	nov	94.5	0.0
	dic	0.7	48.5
2025	Total	246.8	1,044.8
2026	ene	0.2	33.0
	feb	0.0	185.2
	mar	0.0	299.0
	abr	0.0	223.8
	may	0.0	165.6
	jun	0.0	76.1
	jul	0.0	60.0
	ago	0.0	104.8
	sep	0.0	128.0
	oct	0.0	56.4
	nov	34.7	8.7
	dic	0.0	64.0
2026	Total	34.9	1,404.6

Como se puede apreciar, las exportaciones de Panamá se concentran principalmente en los meses de verano, alcanzando sus picos más altos en marzo y abril. En contraste, las importaciones se mantienen prácticamente nulas a lo largo del período, excepto en algunos meses donde las exportaciones son nulas. En la **Figura 43** se ilustra el comportamiento cronológico de los intercambios de Panamá en el MER.

Figura 43. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Panamá en el MER.



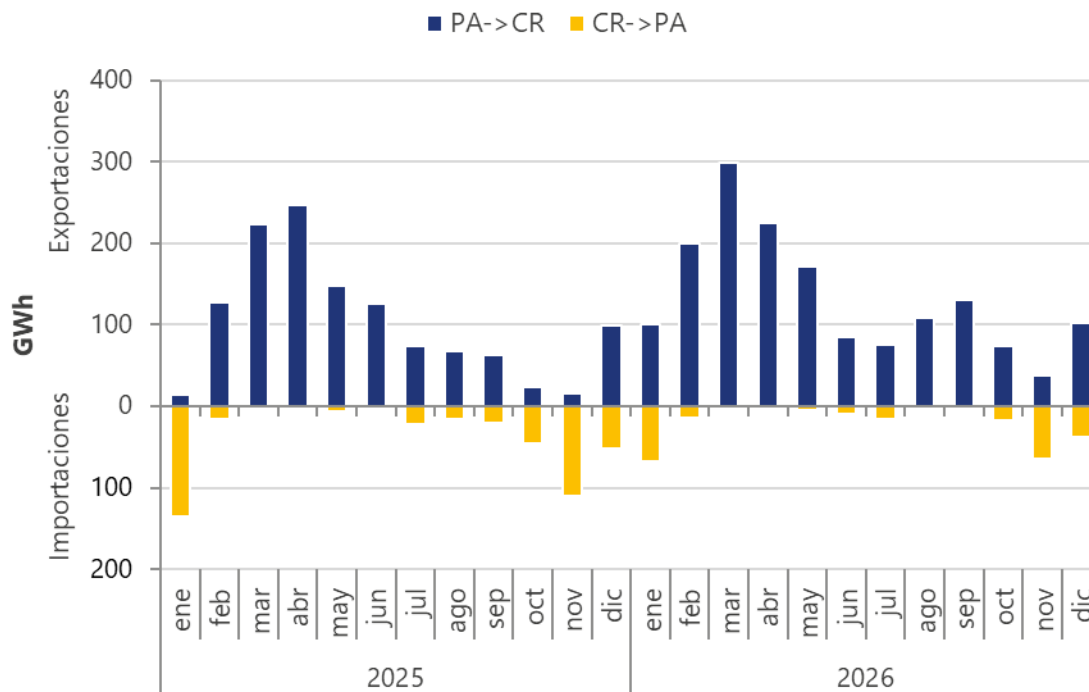
Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema costarricense. A continuación, se presenta la **Tabla 42**, que detalla mensualmente los intercambios energéticos de Panamá con su país vecino.

Tabla 42. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Costa Rica
2025	ene	13.6	135.6
	feb	127.6	16.2
	mar	223.0	2.0
	abr	247.7	0.5
	may	147.8	7.0
	jun	125.6	3.4
	jul	73.6	21.6
	ago	67.7	16.1
	sep	63.0	20.7
	oct	23.3	45.3
	nov	15.8	110.3
	dic	98.9	51.1
2025	Total	1,227.6	429.6
2026	ene	100.3	67.5
	feb	199.0	13.8
	mar	299.0	0.0
	abr	224.3	0.5
	may	170.9	5.3
	jun	85.4	9.3
	jul	76.1	16.0
	ago	108.7	3.9
	sep	130.3	2.3
	oct	73.5	17.2
	nov	38.3	64.3
	dic	102.3	38.3
2026	Total	1,608.1	238.3

Como se puede observar, los flujos de exportación son considerablemente superiores a los de importación a lo largo de todo el período, alcanzando sus máximos durante los meses de verano. En contraste, los flujos de importación se mantienen bajos y presentan mayor variabilidad, con valores más representativos en meses específicos, como enero, octubre y noviembre de 2025, y, en menor medida, en noviembre de 2026, cuando se registran flujos de exportación muy reducidos. Lo indicado puede evidenciarse con mayor detalle en la **Figura 44** que sigue a continuación.

Figura 44. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica.



4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados estimados para el sistema de Panamá oscilarán entre **29.94 y 60.63 US\$/MWh** durante el período de enero a diciembre de 2025, y entre **42.28 y 72.31 US\$/MWh** en el mismo lapso de 2026.

La **Tabla 43** detalla los costos marginales mensuales por bloque estimados para dicho período.

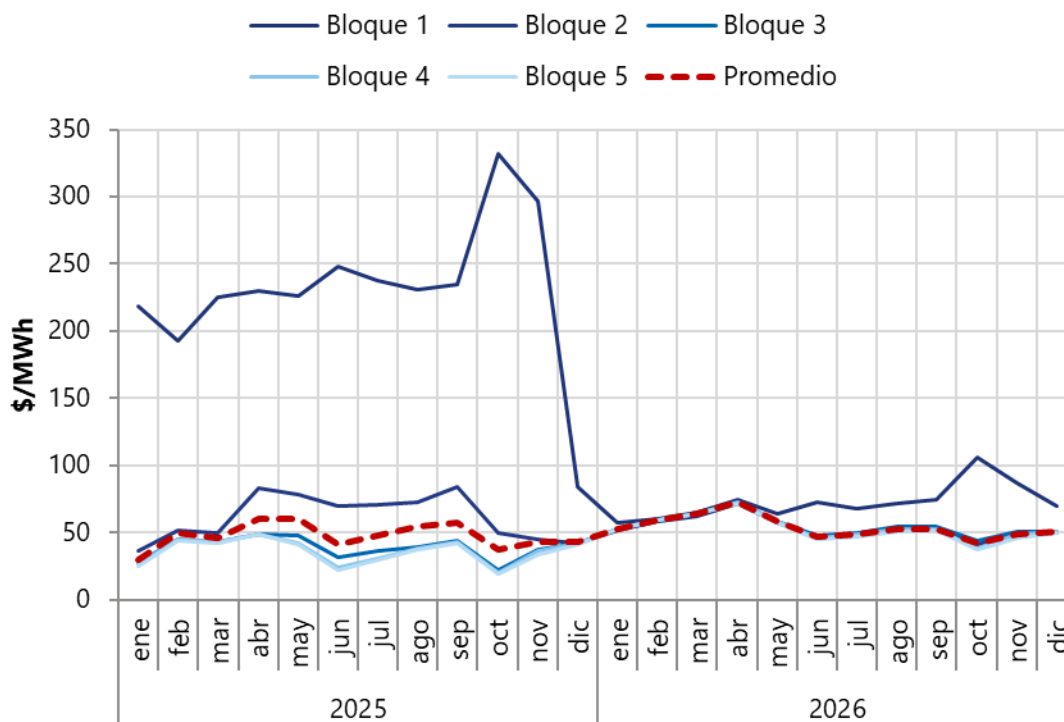
Tabla 43. Costo marginal promedio mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	ene	218.83	36.21	27.57	27.34	25.35	29.94
	feb	192.28	51.35	45.11	44.99	44.26	49.57
	mar	224.94	50.05	43.03	42.96	42.56	46.30
	abr	230.08	82.67	49.24	49.06	48.44	60.63
	may	225.68	78.61	47.79	42.12	41.51	60.14
	jun	248.27	69.36	31.77	24.49	22.57	40.87
	jul	237.87	70.42	36.85	31.16	29.82	48.15
	ago	230.68	72.86	39.42	38.52	37.63	54.38
	sep	234.23	84.37	43.92	43.17	42.06	57.04
	oct	331.49	49.77	22.24	20.57	19.50	37.11
	nov	296.22	44.63	37.47	36.14	33.84	42.99
	dic	84.00	42.01	42.50	42.33	41.40	42.77
2025	Promedio	229.55	61.03	38.91	36.90	35.75	47.49
2026	ene	57.16	51.70	52.98	53.07	52.30	52.60
	feb	60.71	58.19	59.38	59.53	59.10	59.07
	mar	65.31	62.00	64.17	64.47	63.83	63.71
	abr	74.08	71.45	72.69	72.63	72.06	72.31
	may	63.94	57.50	58.14	57.90	57.19	57.91
	jun	72.76	46.45	48.14	45.99	44.96	46.93
	jul	68.25	48.76	49.89	48.34	46.56	49.10
	ago	71.92	52.32	54.06	52.18	50.50	52.97
	sep	74.62	52.95	54.05	52.35	51.50	53.04
	oct	105.87	41.29	44.15	38.52	37.63	42.28
	nov	86.97	49.36	50.29	48.48	46.11	49.21
	dic	69.33	49.69	50.74	50.76	49.74	50.56
2026	Promedio	72.58	53.47	54.89	53.68	52.62	54.14

Puede observarse que los costos marginales del bloque 1 son considerablemente altos en el año 2025, con valores que oscilan entre 84.0 US\$/MWh en diciembre y un pico extremo de 331.5 US\$/MWh en octubre. Esta variabilidad está relacionada con restricciones en la red de distribución, como se verá más adelante. En cuanto a los bloques 2 a 5, los costos presentan una tendencia más estable, con valores significativamente menores, en especial en los últimos meses del año.

A continuación se presenta la **Figura 45**, que muestra la evolución de los costos marginales estimados de Panamá para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 45. Costos marginales promedio mensuales por bloque estimados para el sistema de Panamá.



Como se aprecia, en 2025 los costos marginales presentan fluctuaciones significativas, destacándose el Bloque 1 que alcanza un pico en octubre de 331.49 US\$/MW, mientras que los bloques 2 a 5, los costos presentan una tendencia más estable, con valores significativamente menores, en especial en los últimos meses del año. En contraste, en 2026 se observa los costos marginales con menor dispersión y una tendencia más estable, incluso el Bloque 1 que resulta con valores más moderados.

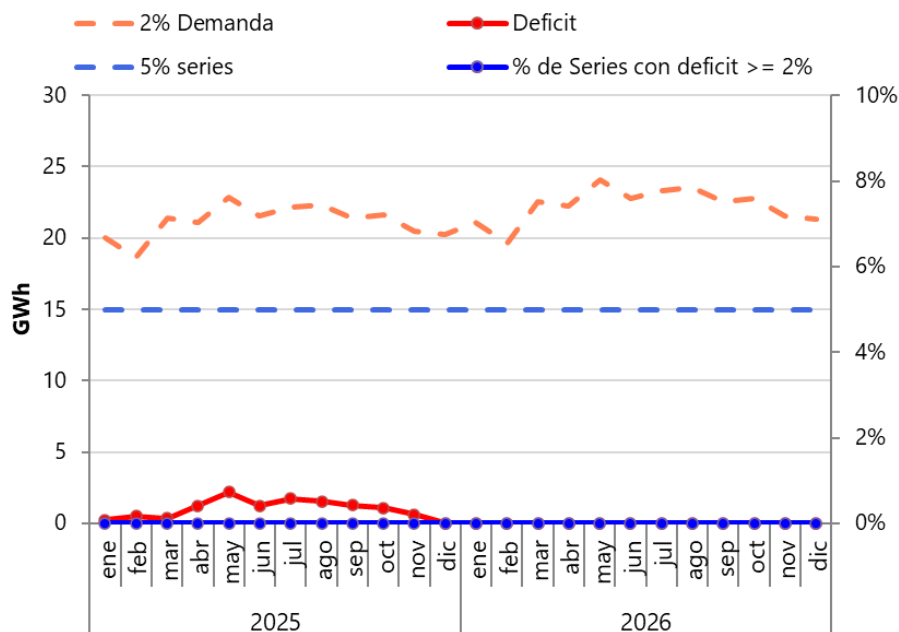
4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá presenta un déficit de energía en 18 de las 24 etapas del estudio, con valores que oscilan entre 0.001 y 12.07 GWh. Estos déficits representan entre el 0.0001 % y el 0.19 % de la demanda total.

Con base en estos resultados y los criterios de este indicador, se considera que el sistema no enfrenta un riesgo para el suministro de energía eléctrica durante el período de enero de 2025 a diciembre de 2026.

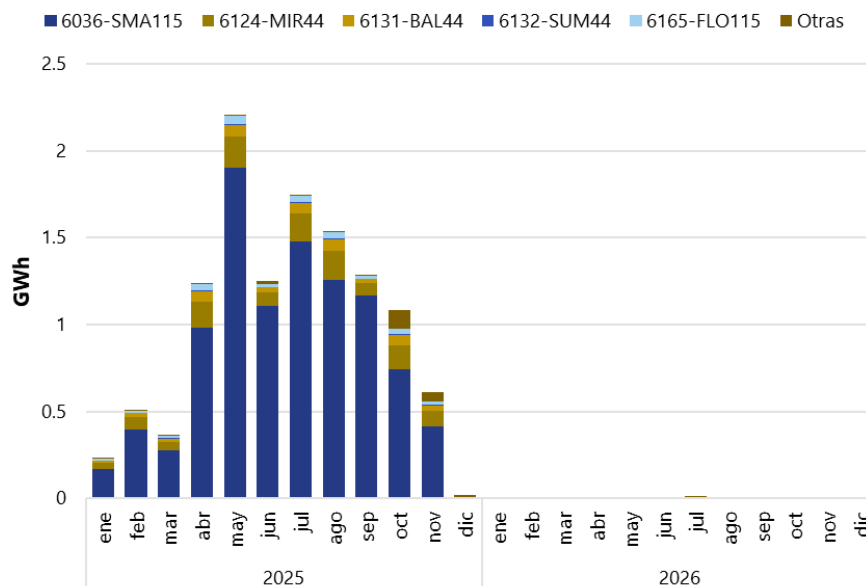
La **Figura 46** muestra los valores estimados del criterio de confiabilidad energética para el sistema eléctrico de Panamá en dicho período.

Figura 46. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Panamá.



El déficit en el sistema panameño se relaciona con restricciones en la red eléctrica, focalizada principalmente en la red de distribución. Los valores más altos de déficit se presentan en las subestaciones Santa María (barra 6036-SMA115), Miraflores (barra 6124-MIR43.8), Balboa (barra 6131-BAL43.8) y La Floresta (barra 6165-FLO115), tal como se observa en la **Figura 47**.

Figura 47. Déficit por barra estimado en el sistema de Panamá.



4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para los países de la región será de **65,072.6 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y de **67,190.1 GWh** para el mismo período de 2026. Los recursos renovables representan el mayor aporte a la matriz de generación, con una participación del 80.9 %, compuesta principalmente por generación hidroeléctrica (51.3 %), seguida de biomasa (9.7 %), geotermia (7 %), energía eólica (6.7 %) y fotovoltaica (6.2 %).

El 19 % restante provendrá de generación térmica y de importaciones de la generadora Energía del Caribe a través de la interconexión entre Guatemala y México. Dentro de la generación termoeléctrica, el gas natural será la principal fuente, con una participación del 8.7 %, seguido del carbón con 5.1 % y los derivados del petróleo con 3.7 %.

En la siguiente tabla se muestra el detalle del despacho de energía por tipo de recurso de los países centroamericanos para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 44. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

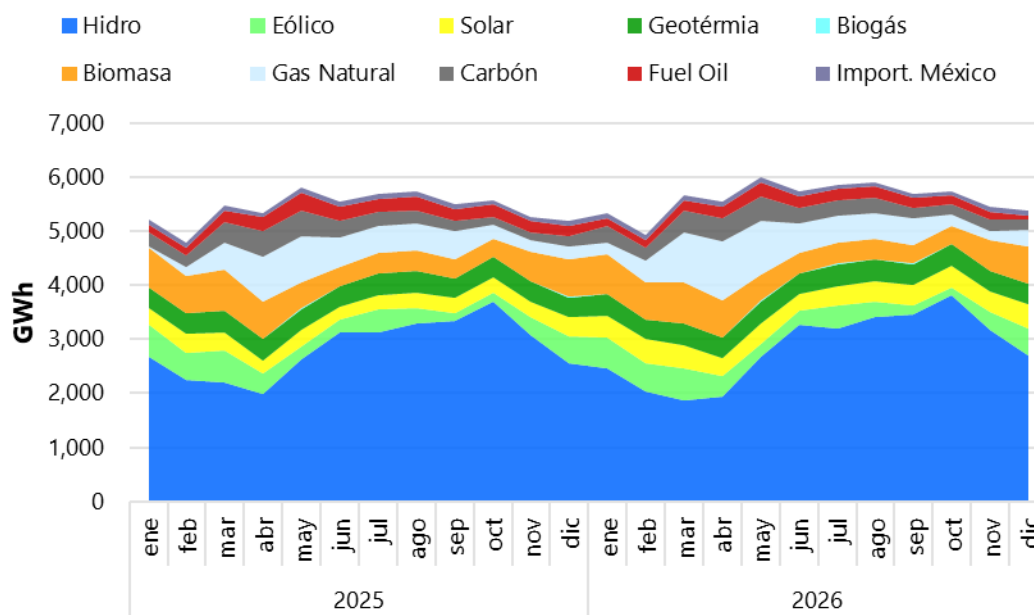
Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biogás	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2025	ene	2,685.2	584.2	314.2	377.3	1.8	738.0	17.7	252.2	150.4	88.9	5,209.8
	feb	2,236.4	508.5	368.5	364.0	1.8	690.9	171.1	208.5	144.1	80.6	4,774.4
	mar	2,195.9	591.5	341.8	401.4	2.0	756.8	496.1	386.0	209.3	89.3	5,470.0
	abr	1,990.8	384.3	238.4	390.0	2.2	684.4	835.5	480.4	251.0	86.4	5,343.4
	may	2,627.5	244.1	289.6	403.1	2.0	479.6	853.0	481.9	328.5	89.3	5,798.5
	jun	3,116.1	243.4	235.0	374.5	2.2	375.9	544.4	289.0	267.6	86.4	5,534.4
	jul	3,123.3	424.1	267.0	403.8	2.1	380.2	484.6	261.9	247.0	89.3	5,683.2
	ago	3,289.9	284.2	288.6	406.6	2.1	369.6	512.0	236.2	257.1	88.2	5,734.4
	sep	3,329.1	156.0	274.5	364.2	2.1	341.8	526.9	186.2	226.3	83.3	5,490.4
	oct	3,706.3	154.6	285.4	378.5	2.1	322.2	259.9	149.2	232.8	81.2	5,572.1
	nov	3,068.0	340.6	287.0	374.3	1.8	558.3	213.0	142.3	210.8	72.1	5,268.2
	dic	2,553.2	511.5	344.3	368.3	2.0	687.9	236.5	206.7	194.1	89.1	5,193.7
2025	Total	33,921.7	4,426.8	3,534.3	4,605.8	24.4	6,385.5	5,150.8	3,280.6	2,718.9	1,023.9	65,072.6

Continuación **Tabla 44.** Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidro	Eólico	Solar	Geotermia	Biogás	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
2026	ene	2,458.6	581.7	394.6	406.0	2.0	741.1	210.4	303.0	138.0	89.3	5,324.6
	feb	2,041.0	505.6	464.9	345.3	1.9	690.9	405.0	245.4	139.3	80.6	4,919.9
	mar	1,866.6	587.5	431.5	405.0	2.1	756.8	918.9	414.1	193.9	89.3	5,665.6
	abr	1,939.0	380.4	321.3	393.5	2.2	684.4	1,078.9	430.2	221.7	86.4	5,538.0
	may	2,668.5	241.8	387.8	406.7	2.0	479.6	1,007.6	440.9	273.4	89.3	5,997.5
	jun	3,274.3	243.1	326.4	378.0	2.3	379.5	545.8	273.9	214.3	86.4	5,723.9
	jul	3,194.5	423.4	372.1	403.8	2.2	381.0	498.8	287.7	208.3	89.2	5,860.8
	ago	3,402.0	284.7	396.2	392.8	2.2	370.2	484.6	279.1	207.6	88.3	5,907.7
	sep	3,468.4	155.7	376.9	391.9	2.2	342.6	487.7	207.6	172.0	84.0	5,688.9
	oct	3,810.6	155.3	392.3	406.5	2.2	325.4	209.7	187.9	171.2	81.2	5,742.3
	nov	3,168.4	340.7	382.1	375.9	1.9	559.4	169.8	203.5	161.0	82.0	5,444.7
	dic	2,697.6	503.2	443.4	379.5	2.1	688.5	306.8	202.7	63.3	89.2	5,376.2
2026	Total	33,989.2	4,403.0	4,689.6	4,684.9	25.3	6,399.2	6,324.0	3,476.0	2,163.9	1,035.0	67,190.1

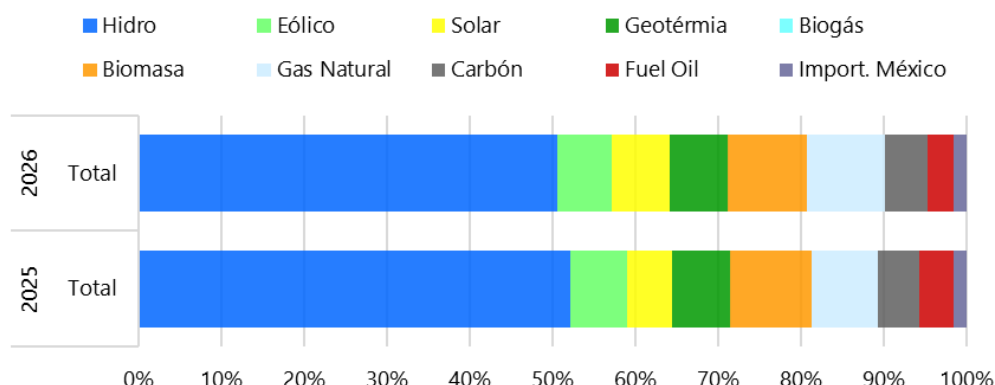
En la **Figura 48** se ilustra el comportamiento cronológico del despacho de energía total estimado en los países de la región por tipo de recurso para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 48. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso.



Por otra parte, en la **Figura 49** se muestra la distribución porcentual por tipo de recurso para el despacho de generación en Centro América para los períodos de enero a diciembre 2025 y enero a diciembre 2026.

Figura 49. Distribución del despacho de energía estimado para los países de Centro América.



4.7.2. Intercambios en el MER

Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, las cuales totalizan **5,476.6 GWh** en el período de enero a diciembre de 2025 y **5,048.6 GWh** en el mismo período del 2026.

En la **Tabla 45** que sigue a continuación, se presenta el detalle de los intercambios mensuales netos estimados en el MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

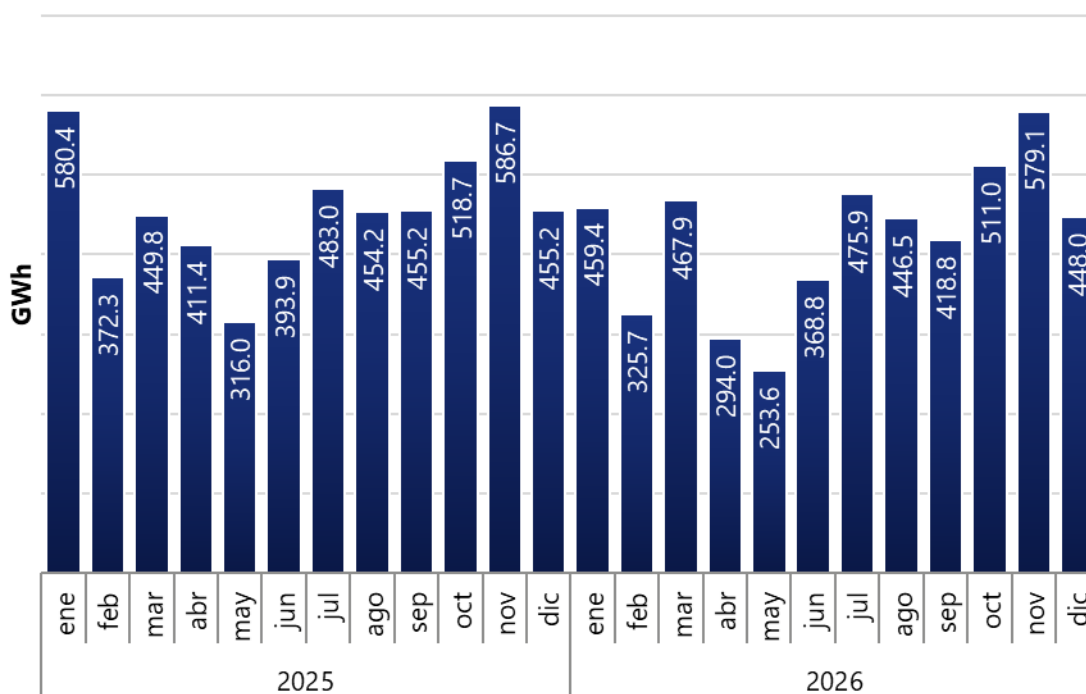
Tabla 45. Transacciones netas de energía estimadas en el MER (GWh).

Mes	Intercambio Neto 2025	Intercambio Neto 2026
ene	580.4	459.4
feb	372.3	325.7
mar	449.8	467.9
abr	411.4	294.0
may	316.0	253.6
jun	393.9	368.8
jul	483.0	475.9
ago	454.2	446.5
sep	455.2	418.8
oct	518.7	511.0
nov	586.7	579.1
dic	455.2	448.0
Total	5,476.6	5,048.6

Según la información de la **Tabla 45**, los intercambios netos en 2026 son un 7,8 % inferiores a los de 2025, con un promedio mensual de 456 GWh en 2025 y 420 GWh en 2026. No obstante, se observan variaciones significativas a lo largo del año: enero y noviembre registran los mayores intercambios en ambos periodos, mientras que mayo presenta los valores más bajos.

Lo anterior se ilustra gráficamente en la **Figura 50**, que muestra el comportamiento cronológico de los intercambios netos del MER desde enero 2025 hasta diciembre 2026.

Figura 50. Intercambio neto de energía estimado en el MER.



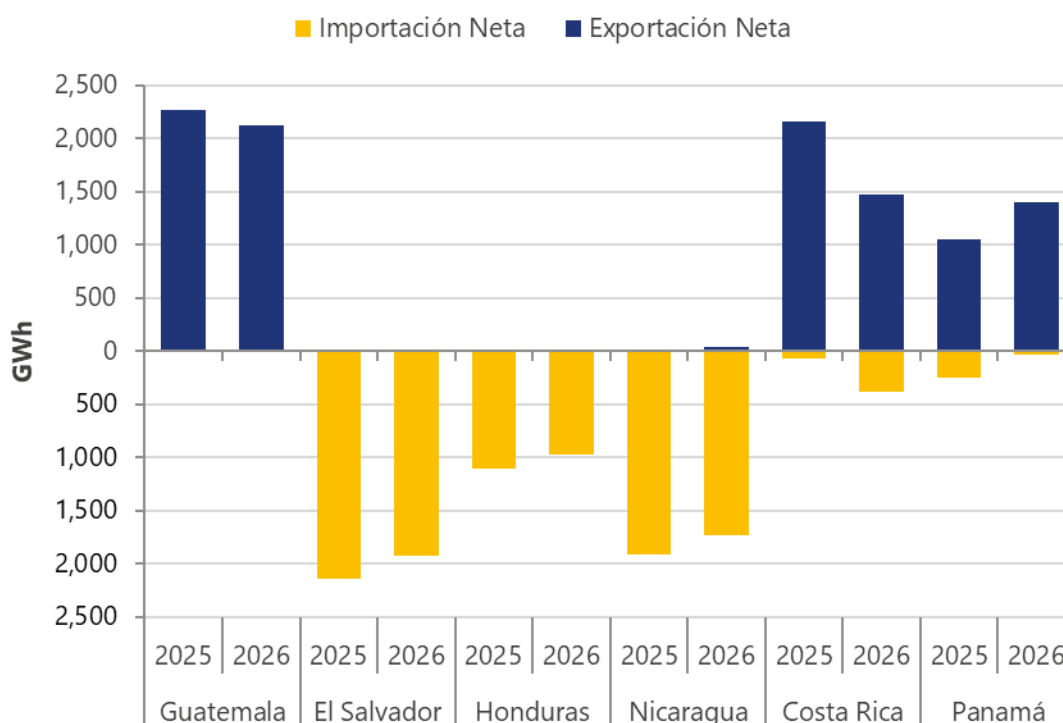
Por otro lado, las estimaciones de intercambios netos anuales por país destacan a Guatemala, Costa Rica y Panamá como los principales exportadores de la región, con participaciones del 42 %, 34 % y 23 %, respectivamente. En contraste, El Salvador, Honduras y Nicaragua se perfilan como los mayores importadores, con proporciones del 39 %, 20 % y 35 %, respectivamente. La **Tabla 46**, a continuación, presenta un resumen de las exportaciones e importaciones netas estimadas por país para los años 2025 y 2026.

Tabla 46. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Año	Exportación Neta	Importación Neta
Guatemala	2025	2,264.2	5.9
El Salvador	2025	5.9	2,137.9
Honduras	2025	2.8	1,109.1
Nicaragua	2025	3.6	1,910.9
Costa Rica	2025	2,155.3	65.9
Panamá	2025	1,044.8	246.8
Total	2025	5,476.6	5,476.6
Guatemala	2026	2,124.5	13.4
El Salvador	2026	0.8	1,920.9
Honduras	2026	4.8	973.3
Nicaragua	2026	43.0	1,727.6
Costa Rica	2026	1,470.9	378.6
Panamá	2026	1,404.6	34.9
Total	2026	5,048.6	5,048.6

La **Figura 51**, presentada a continuación, ilustra de manera clara la situación de cada país en relación con los intercambios de energía eléctrica en el MER.

Figura 51. Exportaciones e importaciones netas estimadas para los países del MER.



4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales son resultado de los recursos de generación disponibles para atender el suministro de energía eléctrica, pero también influyen las condiciones de la red de transmisión que enlaza las centrales generadoras con los centros de carga, así como las restricciones operativas que puedan afectar el suministro óptimo.

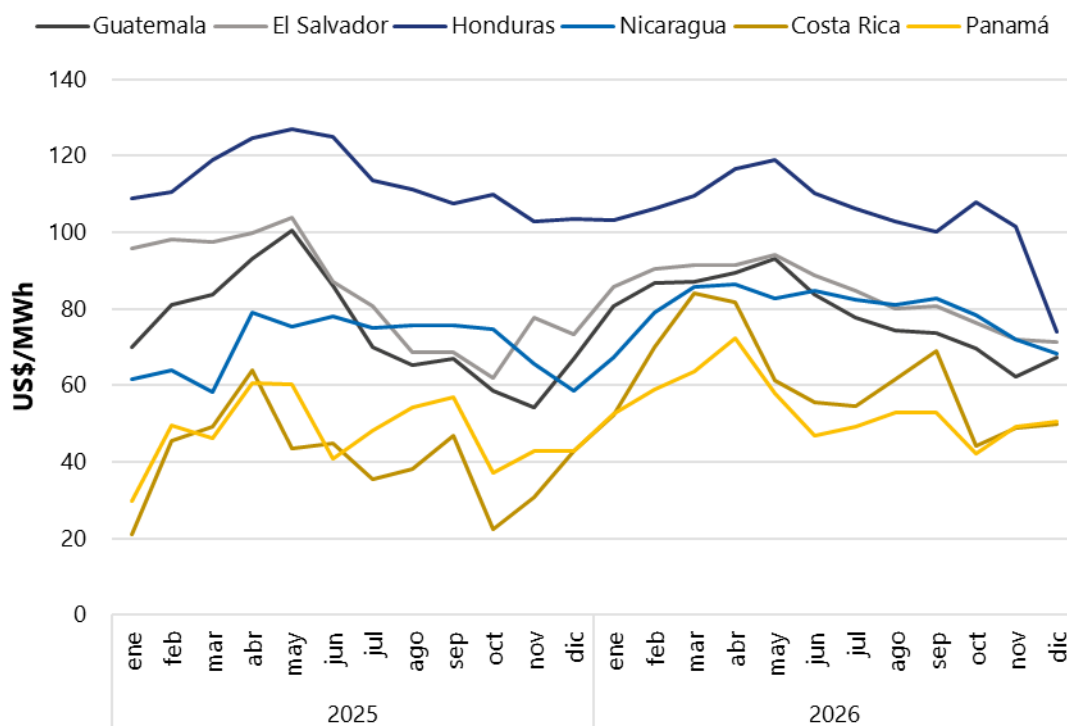
A continuación se presentan los costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Tabla 47. Costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2025	ene	70.06	95.94	108.89	61.61	21.06	29.94
	feb	81.08	98.20	110.70	63.81	45.66	49.57
	mar	83.58	97.49	118.94	58.19	49.05	46.30
	abr	93.09	99.87	124.64	79.03	63.96	60.63
	may	100.61	103.83	127.08	75.26	43.44	60.14
	jun	86.24	86.96	124.91	78.03	44.93	40.87
	jul	69.85	80.73	113.41	75.13	35.58	48.15
	ago	65.40	68.80	111.10	75.81	38.22	54.38
	sep	67.13	68.58	107.41	75.65	46.81	57.04
	oct	58.58	62.06	109.76	74.53	22.47	37.11
	nov	54.16	77.58	102.97	65.53	30.89	42.99
	dic	67.03	73.39	103.38	58.60	42.92	42.77
2025	Promedio	74.74	84.45	113.60	70.10	40.42	47.49
2026	ene	80.63	85.74	103.24	67.40	52.30	52.60
	feb	86.88	90.51	106.27	79.00	70.03	59.07
	mar	87.25	91.31	109.68	85.83	84.20	63.71
	abr	89.50	91.56	116.62	86.36	81.60	72.31
	may	93.16	94.07	118.95	82.83	61.42	57.91
	jun	83.77	88.60	110.09	84.75	55.65	46.93
	jul	77.69	84.61	106.11	82.27	54.50	49.10
	ago	74.31	80.11	102.79	81.19	61.60	52.97
	sep	73.61	80.87	100.21	82.74	69.04	53.04
	oct	69.69	76.40	107.75	78.53	44.15	42.28
	nov	62.15	71.94	101.54	72.02	48.94	49.21
	dic	67.24	71.45	73.94	68.22	49.81	50.56
2026	Promedio	78.82	83.93	104.77	79.26	61.10	54.14

La **Figura 53** ilustra la evolución de los costos marginales promedio mensual de los seis países de la región, para el período de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 52. Costos marginales promedio mensual estimados en los países del MER.

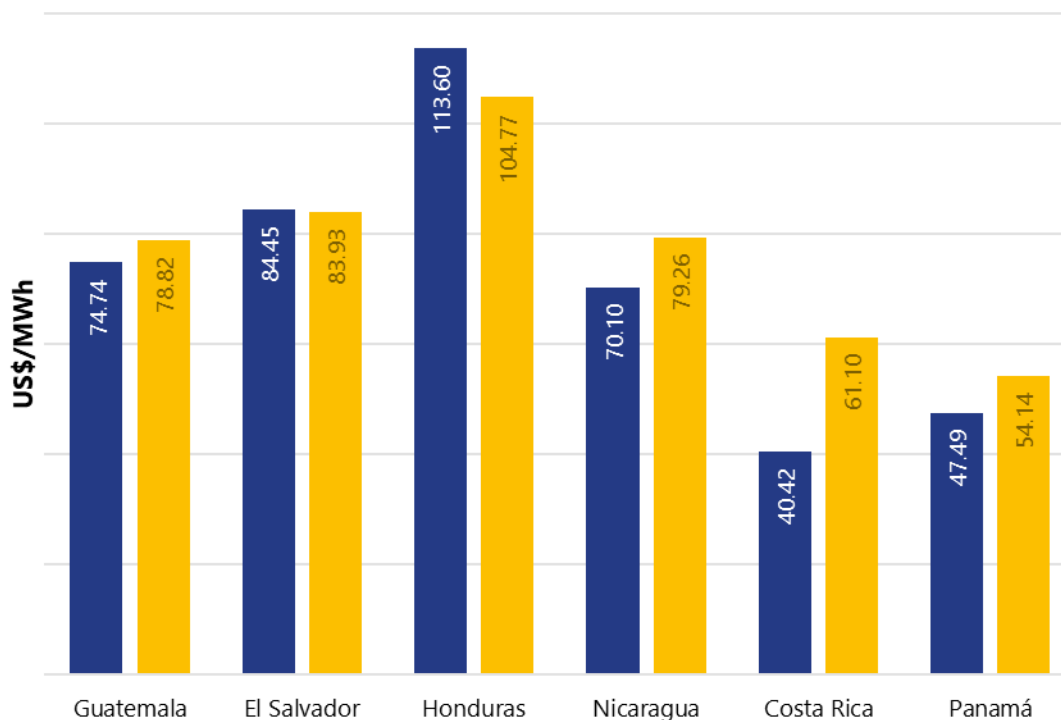


Como se observa que Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua presentan costos variables más elevados en comparación con Costa Rica y Panamá, lo que responde a una mayor dependencia de tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles.

En contraste, Costa Rica y Panamá resultan con los valores más bajos y estables, lo que sugiere una mayor proporción de generación hidroeléctrica y renovable. Panamá también presenta costos relativamente bajos, en general, valores moderados en comparación con los países del norte de la región.

En seguida se presenta la **Figura 53** que muestra el comportamiento de los costos marginales promedio anuales por país.

Figura 53. Costos marginales promedio anual estimados en los países del MER.



Como se observa, en 2025 los precios marginales son más bajos en general, con Costa Rica y Panamá presentando los valores más competitivos, mientras que en 2026 se observa un aumento generalizado de precios en la mayoría de los países, con excepción de Honduras y El Salvador, que experimentan reducciones o estabilidad.

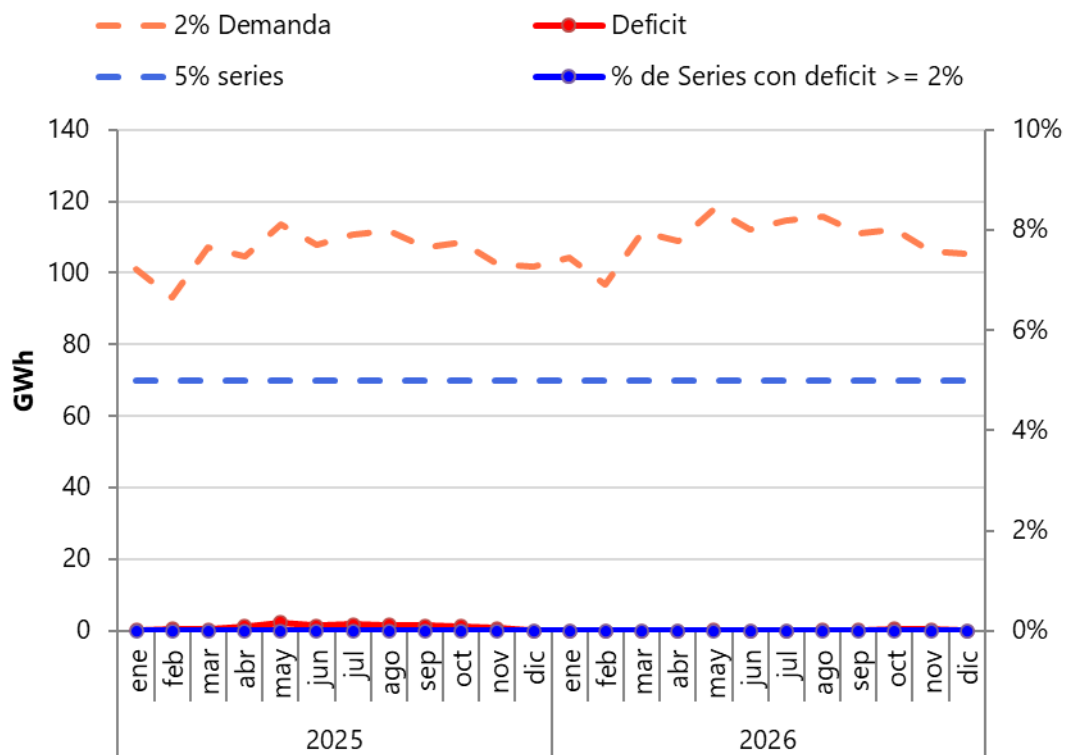
4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera que existe riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio se supera el 2 % de la demanda en más del 5 % de las series hidrológicas analizadas.

Según los resultados presentados por país, aunque se proyectan déficits en los sistemas de Honduras y Panamá, estos están claramente vinculados a las redes eléctricas. Sin embargo, los valores de este indicador se mantienen dentro de los límites establecidos, lo que permite concluir que el Sistema Eléctrico Regional de América Central mantiene un alto nivel de confiabilidad para garantizar el suministro de la demanda a lo largo de todo el horizonte de análisis.

La **Figura 54** ilustra las variables y valores utilizados para evaluar el criterio de confiabilidad energética del sistema eléctrico regional para el periodo de enero 2025 a diciembre 2026.

Figura 54. Confiabilidad energética estimada del Sistema Eléctrico Regional de América Central.



5. Conclusiones

Con base en la información proporcionada por los OS/OM para la actualización de la base de datos regional y los resultados obtenidos en la simulación de la operación del sistema eléctrico, se presentan las siguientes conclusiones:

- **Evolución de la demanda:** Se proyecta que la demanda de energía en América Central aumentará un 3.3 % en 2025 en comparación con el mismo período de 2024, alcanzando un total de **65,729 GWh**. Para 2026, se prevé un crecimiento del 3.76 % respecto a 2025, elevando la demanda a **68,201 GWh**.
- **Oferta existente:** La capacidad de generación disponible en la región asciende a **18,577.8 MW**, con una fuerte presencia de hidroelectricidad (39 %). Además, la matriz energética está compuesta por 15.8 % de fuentes renovables variables, 12.9 % de biomasa y biogás, y finalmente y 3.1 % de geotermia. En cuanto a la generación térmica, 21.7 % proviene de centrales a derivados del petróleo, 7.7 % de plantas a gas natural y 5.9 % de carboeléctricas.
- **Expansión de generación:** Durante el período de este planeamiento, se prevé la incorporación de **2,308.3 MW** de nueva capacidad en la región, mientras que **399.8 MW** serán retirados, lo que permitirá alcanzar una capacidad total de **20,541.2 MW** en 2026. Entre los proyectos más destacados se encuentran las centrales de gas natural Brassavola (240 MW) y Puerto Cortés (270 MW) en Honduras, junto con Puerto Sandino (308 MW) en Nicaragua, que en conjunto representan el 35 % de la capacidad planificada para el período. Además, la expansión de generación renovable alcanzará un total de 1,250 MW, distribuidos entre proyectos hidroeléctricos, eólicos, fotovoltaicos, geotérmicos y de biomasa, lo que equivale al 54.2 % de la nueva capacidad a incorporar al sistema.
- **Composición de la generación:** Se proyecta que más del 80 % de la demanda de energía eléctrica en la región será cubierta por fuentes renovables, con la energía hidroeléctrica como el mayor aporte, representando el 51.3 %. Otras fuentes renovables, como la eólica, fotovoltaica, geotérmica y biomasa, contribuirán con el 29.6 %. El despacho se complementará con un 17.5 % de generación térmica, donde el gas natural representará el 8.7 %, el carbón el 5.1 % y el fuel oil el 3.7 %. Adicionalmente, la central Energía del Caribe aportará al sistema a través de la interconexión de Guatemala con México.
- **Intercambios de energía:** Se estima un potencial intercambio significativo de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), con un promedio estimado de 439 GWh/mes, y totales aproximados de **5,476.6 GW** en el año 2025 y **5,048.6 GWh** en el año 2026.

- **Países exportadores e importadores:** Los principales países exportadores de energía son Guatemala (42 %), Costa Rica (34 %) y Panamá (23 %). En contraste, los mayores importadores son El Salvador (39 %), Nicaragua (35 %) y Honduras (20 %).
- **Costos marginales:** Los costos marginales reflejan la composición de las matrices energéticas de cada país y el beneficio del intercambio energético por medio de las interconexiones regionales. Costa Rica y Panamá presentan los menores costos marginales de la región; el primero con valores promedio de 40.42 US\$/MWh en 2025 y 61.10 US\$/MWh en 2026, y el segundo con valores promedio de 47.49 US\$/MWh en 2025 y 54.14 US\$/MWh en 2026.
- **Confiabilidad del sistema:** Se concluye que el sistema eléctrico regional cuenta con suficiente capacidad de generación para abastecer la demanda de los seis países. Además, la red de transmisión tiene la capacidad de soportar adecuadamente los flujos de energía a nivel regional. Cabe señalar que los déficits detectados en Honduras y Panamá ocurren en los sistemas de distribución, y sus valores no representan un riesgo significativo para los objetivos de este planeamiento.