



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2026 - 2027

Actualización Primer Semestre 2026

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema

San Salvador, 23 de enero de 2026.



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	22
3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión.....	22
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2026 a diciembre 2027	
22	
3.3.1. Expansiones de generación	22
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	37
4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador	39
4.2.1. Despacho de energía	39
4.2.2. Intercambios en el MER	41
4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo	44
4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética	46
4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	48
4.3.1. Despacho de energía	48
4.3.2. Intercambios en el MER	50
4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo	53
4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética	55
4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua.....	57
4.4.1. Despacho de energía	57
4.4.2. Intercambios en el MER	59
4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo	62
4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética	64
4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica	66
4.5.1. Despacho de energía	66
4.5.2. Intercambios en el MER	68
4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo	71
4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética	73
4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá	75
4.6.1. Despacho de energía	75
4.6.2. Intercambios en el MER	77



4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo	80
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética	82
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 2025, incluyendo la información de los planes de expansión nacionales de vigentes.

1.2. Proyección de demanda

La proyección de la demanda de electricidad para los países que conforman el MER durante el período de análisis se fundamenta en las estimaciones proporcionadas por los Operadores del Sistema y/o Mercado (OS/OM) nacionales, como parte del proceso de actualización de la Base de Datos Regional.

Con base en dichas proyecciones, se anticipa que la demanda total de electricidad en la región alcanzará los **68,181 GWh** en el año 2026, lo que representa un incremento del 3.33 % respecto al consumo en el mismo período de 2025. Asimismo, para el año 2027 se estima un consumo de **70,355 GWh**, lo que implicaría un crecimiento del 3.19 % en comparación con la demanda proyectada para 2026.

En la **Tabla 1** se presenta el desglose mensual de las proyecciones de demanda de energía eléctrica por país, correspondientes al período comprendido entre enero de 2026 a diciembre de 2027. Estas

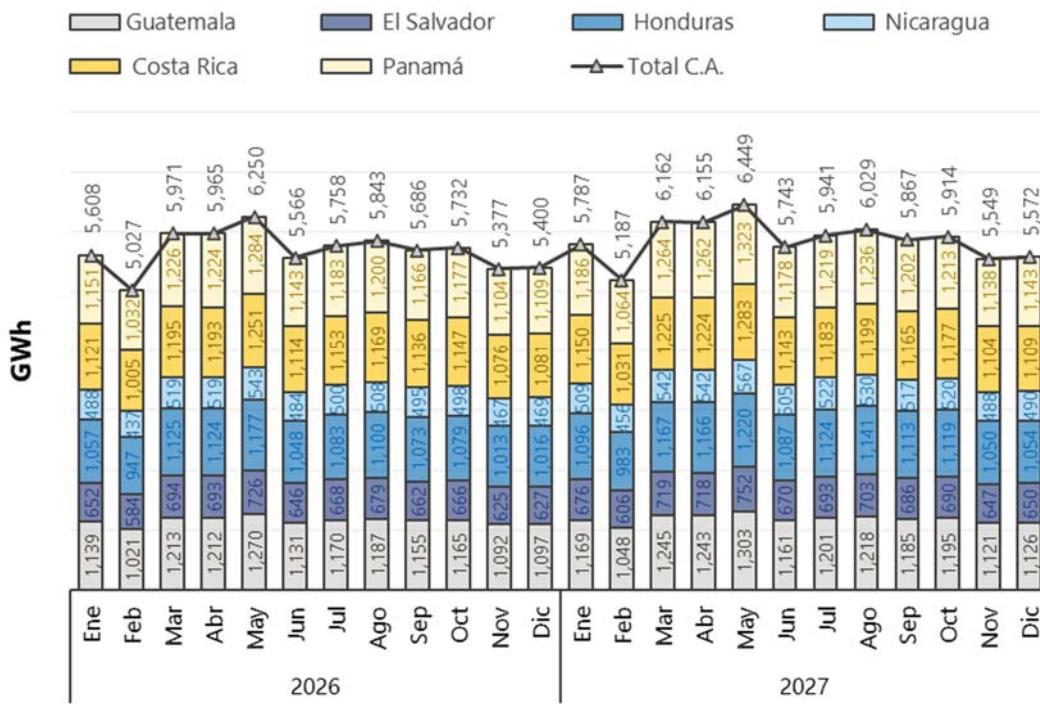


estimaciones permiten identificar el comportamiento de la demanda a nivel nacional y regional, facilitando el análisis y la planificación energética conjunta en el marco del MER.

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

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total C.A.
2026	Ene	1,139	652	1,057	488	1,121	1,151	5,608
2026	Feb	1,021	584	947	437	1,005	1,032	5,027
2026	Mar	1,213	694	1,125	519	1,195	1,226	5,971
2026	Abr	1,212	693	1,124	519	1,193	1,224	5,965
2026	May	1,270	726	1,177	543	1,251	1,284	6,250
2026	Jun	1,131	646	1,048	484	1,114	1,143	5,566
2026	Jul	1,170	668	1,083	500	1,153	1,183	5,758
2026	Ago	1,187	679	1,100	508	1,169	1,200	5,843
2026	Sep	1,155	662	1,073	495	1,136	1,166	5,686
2026	Oct	1,165	666	1,079	498	1,147	1,177	5,732
2026	Nov	1,092	625	1,013	467	1,076	1,104	5,377
2026	Dic	1,097	627	1,016	469	1,081	1,109	5,400
2026	Total	13,852	7,922	12,841	5,927	13,642	13,998	68,181
2027	Ene	1,169	676	1,096	509	1,150	1,186	5,787
2027	Feb	1,048	606	983	456	1,031	1,064	5,187
2027	Mar	1,245	719	1,167	542	1,225	1,264	6,162
2027	Abr	1,243	718	1,166	542	1,224	1,262	6,155
2027	May	1,303	752	1,220	567	1,283	1,323	6,449
2027	Jun	1,161	670	1,087	505	1,143	1,178	5,743
2027	Jul	1,201	693	1,124	522	1,183	1,219	5,941
2027	Ago	1,218	703	1,141	530	1,199	1,236	6,029
2027	Sep	1,185	686	1,113	517	1,165	1,202	5,867
2027	Oct	1,195	690	1,119	520	1,177	1,213	5,914
2027	Nov	1,121	647	1,050	488	1,104	1,138	5,549
2027	Dic	1,126	650	1,054	490	1,109	1,143	5,572
2027	Total	14,214	8,210	13,320	6,189	13,993	14,428	70,355

La **Figura 1** muestra la evolución mensual proyectada de la demanda acumulada de energía eléctrica de los seis países del MER, para el período enero 2026 a diciembre 2027. Esta representación gráfica permite visualizar comparativamente las tendencias de crecimiento y variación estacional del consumo energético a nivel regional.

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


En cuanto a la demanda máxima de potencia, para el período de este Planeamiento se proyecta que en el año 2026 la región alcanzará **9,912 MW**, lo que representa un incremento del 3.37 % en comparación con la demanda del mismo período de 2025. Para el año 2027, se estima que la demanda máxima ascenderá a **10,238 MW**, reflejando un crecimiento del 3.29 % respecto a la proyección correspondiente a 2026.

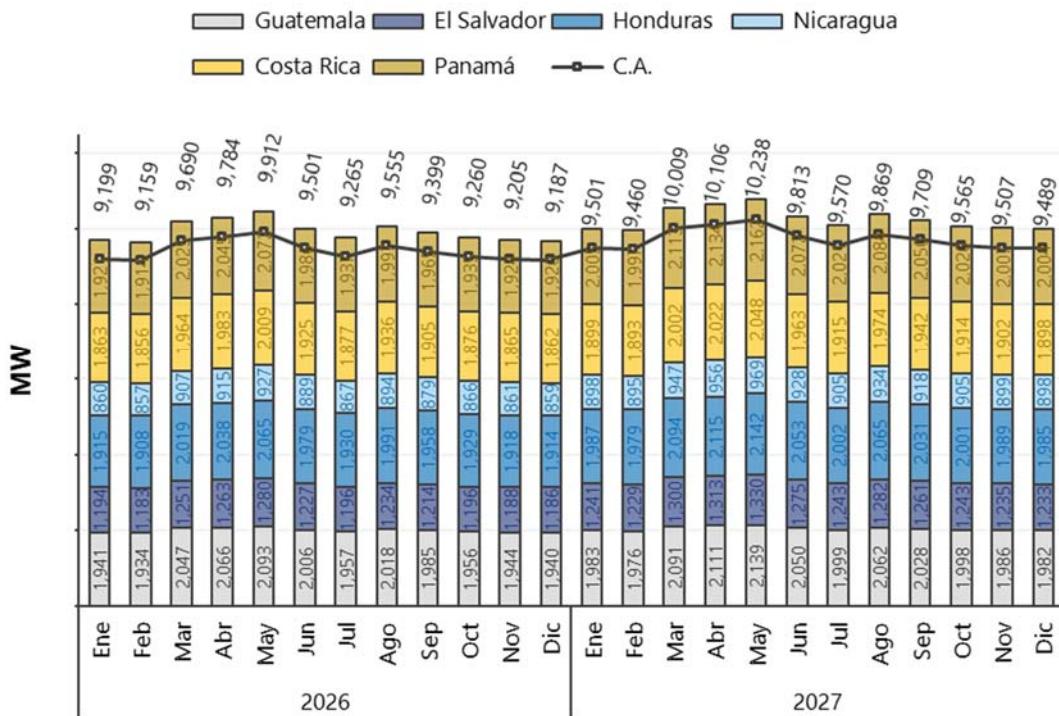
En la **Tabla 2** se presentan las proyecciones mensuales de la demanda máxima de potencia eléctrica por país, correspondientes al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027. Esta información permite analizar la evolución de los requerimientos de capacidad en cada sistema eléctrico nacional dentro del MER.



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.
2026	Ene	1,941	1,194	1,915	860	1,863	1,921	9,199
2026	Feb	1,934	1,183	1,908	857	1,856	1,914	9,159
2026	Mar	2,047	1,251	2,019	907	1,964	2,025	9,690
2026	Abr	2,066	1,263	2,038	915	1,983	2,045	9,784
2026	May	2,093	1,280	2,065	927	2,009	2,072	9,912
2026	Jun	2,006	1,227	1,979	889	1,925	1,986	9,501
2026	Jul	1,957	1,196	1,930	867	1,877	1,937	9,265
2026	Ago	2,018	1,234	1,991	894	1,936	1,997	9,555
2026	Sep	1,985	1,214	1,958	879	1,905	1,965	9,399
2026	Oct	1,956	1,196	1,929	866	1,876	1,935	9,260
2026	Nov	1,944	1,188	1,918	861	1,865	1,924	9,205
2026	Dic	1,940	1,186	1,914	859	1,862	1,920	9,187
2026	Máxima	2,093	1,280	2,065	927	2,009	2,072	9,912
2027	Ene	1,983.4	1,240.9	1,986.6	898.2	1,899.4	2,004.6	9,501.4
2027	Feb	1,976.3	1,229.1	1,979.4	894.9	1,892.6	1,997.4	9,460.2
2027	Mar	2,091.0	1,300.4	2,094.3	946.9	2,002.4	2,113.3	10,009.2
2027	Abr	2,111.2	1,312.9	2,114.5	956.0	2,021.8	2,133.7	10,105.9
2027	May	2,138.9	1,330.2	2,142.3	968.6	2,048.3	2,161.7	10,238.5
2027	Jun	2,050.0	1,274.9	2,053.3	928.3	1,963.2	2,071.9	9,813.2
2027	Jul	1,999.2	1,243.3	2,002.4	905.3	1,914.6	2,020.6	9,570.2
2027	Ago	2,061.7	1,282.2	2,064.9	933.6	1,974.3	2,083.7	9,868.9
2027	Sep	2,028.1	1,261.3	2,031.4	918.4	1,942.3	2,049.8	9,708.5
2027	Oct	1,998.1	1,242.7	2,001.3	904.8	1,913.5	2,019.5	9,564.9
2027	Nov	1,986.1	1,235.2	1,989.3	899.4	1,902.0	2,007.4	9,507.3
2027	Dic	1,982.3	1,232.8	1,985.5	897.7	1,898.4	2,003.5	9,489.2
2027	Máxima	2,139	1,330	2,142	969	2,048	2,162	10,238

La **Figura 2** ilustra gráficamente la evolución mensual de la demanda máxima de potencia, tanto a nivel regional como desagregada por país. Esta representación permite comparar el comportamiento de la demanda entre los distintos sistemas eléctricos y analizar su aporte relativo a la demanda total del MER.

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


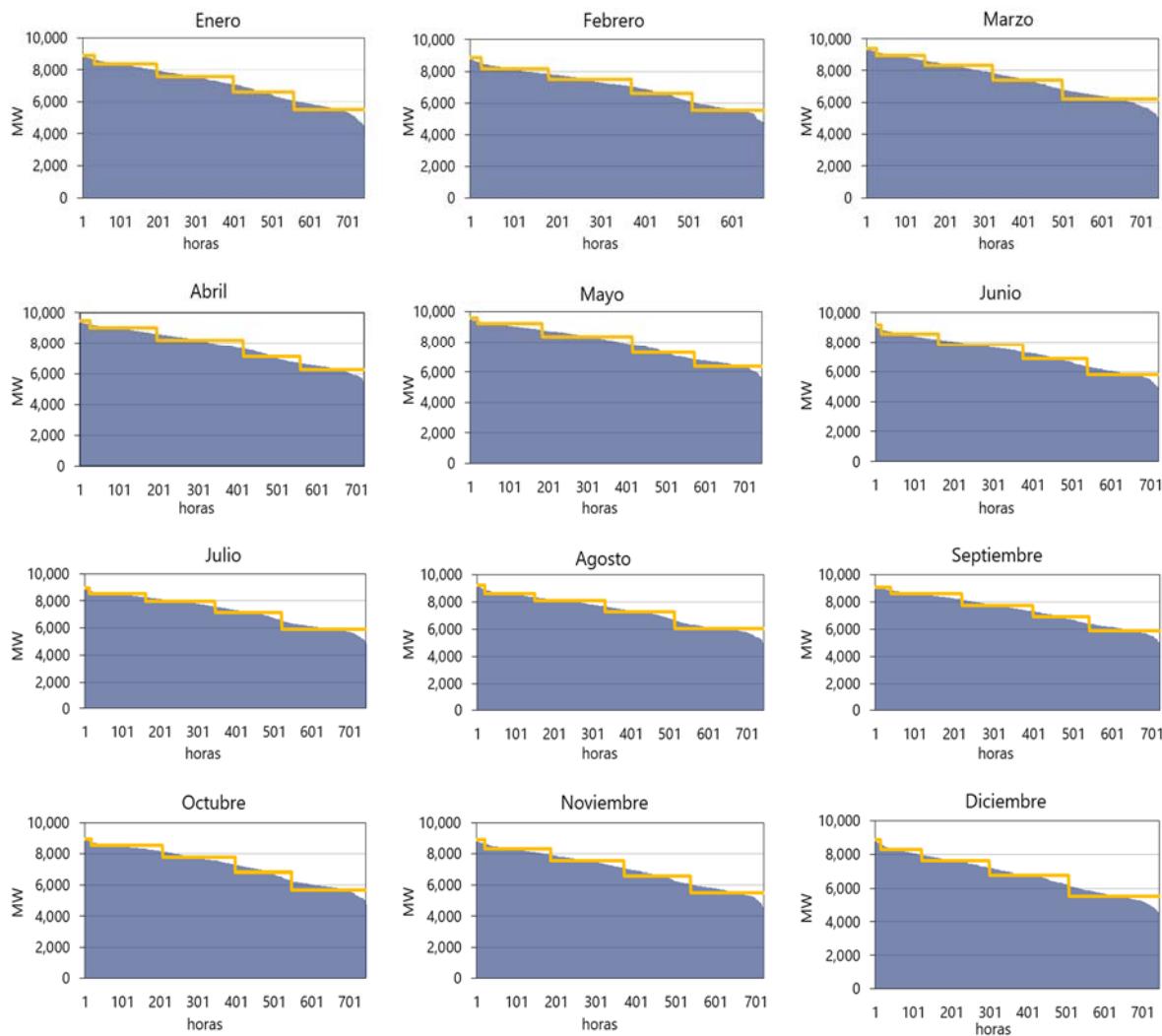
Es importante destacar que la máxima demanda de potencia no ocurre de forma simultánea en todos los países de la región, por lo que la demanda máxima regional no equivale a la suma aritmética de las demandas máximas nacionales, sino que refleja el valor máximo para el Sistema Eléctrico Regional en un momento específico, considerando la coincidencia efectiva de cargas entre los distintos sistemas.

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, conformados con base en los registros de demanda horaria del año 2024 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 se observa en cada gráfico, el área sombreada en color azul representa la curva de duración de la carga horaria. Sobre esta, la línea amarilla muestra la segmentación de dicha curva en cinco bloques o "escalones" de demanda, obtenidos mediante una metodología de clústeres.

El Bloque 1 corresponde a las horas con mayores niveles de demanda en cada mes, es decir, el bloque de demanda máxima. Los bloques siguientes, Bloque 2, Bloque 3, Bloque 4 y Bloque 5, agrupan en orden decreciente, el resto de las horas según sus niveles de demanda, siendo el Bloque 5 el que representa las horas con menor demanda del sistema.

Esta discretización, permite clasificar cada hora del año dentro de uno de estos bloques, facilitando así la estructuración de la proyección de demanda para los años del horizonte de estudio. La figura siguiente presenta el detalle de esta clasificación por bloques horarios, aplicado a los siete días de una semana promedio del sistema eléctrico centroamericano, para cada mes del año.



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

Mes	Día/Hr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
Enero	Dom	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	2	3	3	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	5				
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	3	5					
	Miér	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5				
	Jue	4	4	5	5	4	4	4	3	2	2	2	1	1	1	1	2	2	1	1	2	3	3	5			
	Vie	4	4	4	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5					
	Sáb	4	4	4	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	4	5			
Febrero	Dom	4	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	4	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	3	5			
	Miér	4	4	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Jue	4	5	5	5	4	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5					
	Vie	4	4	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5					
	Sáb	4	4	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	5			
Marzo	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	2	3	3	4	5				
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Miér	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Jue	4	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5				
	Vie	4	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	3	3	5				
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5			
Abril	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	2	3	3	4	5				
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5			
	Mar	4	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Miér	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Jue	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Vie	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5	
	Sáb	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5			
Mayo	Dom	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	4	3	3	3	3	4	5				
	Lun	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	2	3	2	3	4	5			
	Mar	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2	3	5			
	Miér	4	4	5	5	5	4	4	4	3	3	3	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5		
	Jue	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	1	2	3	5	
	Vie	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	3	4	5		
	Sáb	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5			
Junio	Dom	4	4	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	2	2	3	4	5				
	Lun	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5			
	Mar	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5			
	Miér	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5			
	Jue	4	4	5	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5			
	Vie	4	4	4	5	5	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	3	4	5		
	Sáb	4	4	4	5	5	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	5			
Julio	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	5			
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	2	3	4	5		
	Mar	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	2	3	4	5		
	Miér	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	3	4	5	
	Jue	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	3	4	5	
	Vie	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	1	1	2	3	4	5	
	Sáb	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5		
Agosto	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	5		
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Mar	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Miér	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Jue	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Vie	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Sáb	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5	
Septiembre	Dom	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	5	
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Mar	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Miér	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Jue	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Vie	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Sáb	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	5	
Octubre	Dom	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	5	
	Lun	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	1	1	2	3	4	5
	Mar	4	4	5	5	5	5																				

**Tabla 3.** Curvas demanda-precio por país.

Nivel	Precios [USD/MWh]	Coeficientes K					
		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Nivel 1	Demanda inelástica	0.853	0.853	0.779	0.785	0.816	1.000
Nivel 2	180	0.960	0.976	0.972	0.952	0.948	-
Nivel 3	120	0.977	0.995	1.005	0.990	0.968	-
Nivel 4	40	1.009	1.026	1.065	1.068	1.002	-

Como se observa en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no presenta elasticidad, ya que los coeficientes de los niveles 2, 3 y 4 son iguales a cero. En consecuencia, su demanda es representada mediante un único escalón completamente 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 considerable 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 los precios internacionales de los combustibles.

Para este estudio, las proyecciones de precios de combustibles y los costos variables asociados al parque térmico de generación de la región se basan en las estimaciones a corto y largo plazo de la *Administración de Información de Energía de Estados Unidos* (EIA). En particular, para este Planeamiento Operativo se consideraron las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) correspondientes al mes de enero de 2026, cuyas perspectivas principales se resumen a continuación.

Derivados del petróleo: La EIA proyecta que los precios del petróleo crudo continuarán a la baja en 2026 respecto a 2025, debido a que la oferta global de crudo supera la demanda, lo que lleva a acumulación de inventarios y presiones a la baja sobre los precios. La producción global de líquidos se espera que crezca, particularmente impulsada por países de la OPEC+, mientras que la producción de crudo de Estados Unidos permanece relativamente estable antes de una ligera disminución hacia 2027.

Gas natural Henry Hub: En el mercado de gas natural, la EIA estima que el precio spot en Henry Hub para el año 2026 estará ligeramente por debajo del promedio de 2025, pero con aumentos proyectados en 2027. La dinámica de precios está influenciada por un crecimiento de la demanda que supera la expansión de la producción, principalmente por un mayor consumo para exportaciones de gas natural licuado (LNG) y uso en generación eléctrica. El aumento de estas demandas, junto con patrones estacionales (por ejemplo, demanda de calefacción en invierno), sostiene precios más altos de gas natural incluso si los niveles de producción se mantienen competitivos.



Carbón: La EIA proyecta que el uso de carbón en generación eléctrica caerá en 2026 como resultado del crecimiento de energías renovables y menores costos relativos de otras fuentes, lo que reduce la demanda interna de carbón. La producción de carbón también se espera disminuya levemente, lo cual, junto con inventarios relativamente sólidos, sugiere presiones moderadas sobre los precios del carbón en mercados domésticos y de exportación. El resultado es una tendencia general de precios de carbón estable o en ligera baja, asociada a una menor participación del carbón como fuente de electricidad y mayores existencias en plantas eléctricas.

La **Tabla 4** presenta los precios de los combustibles considerados para este Planeamiento Operativo.

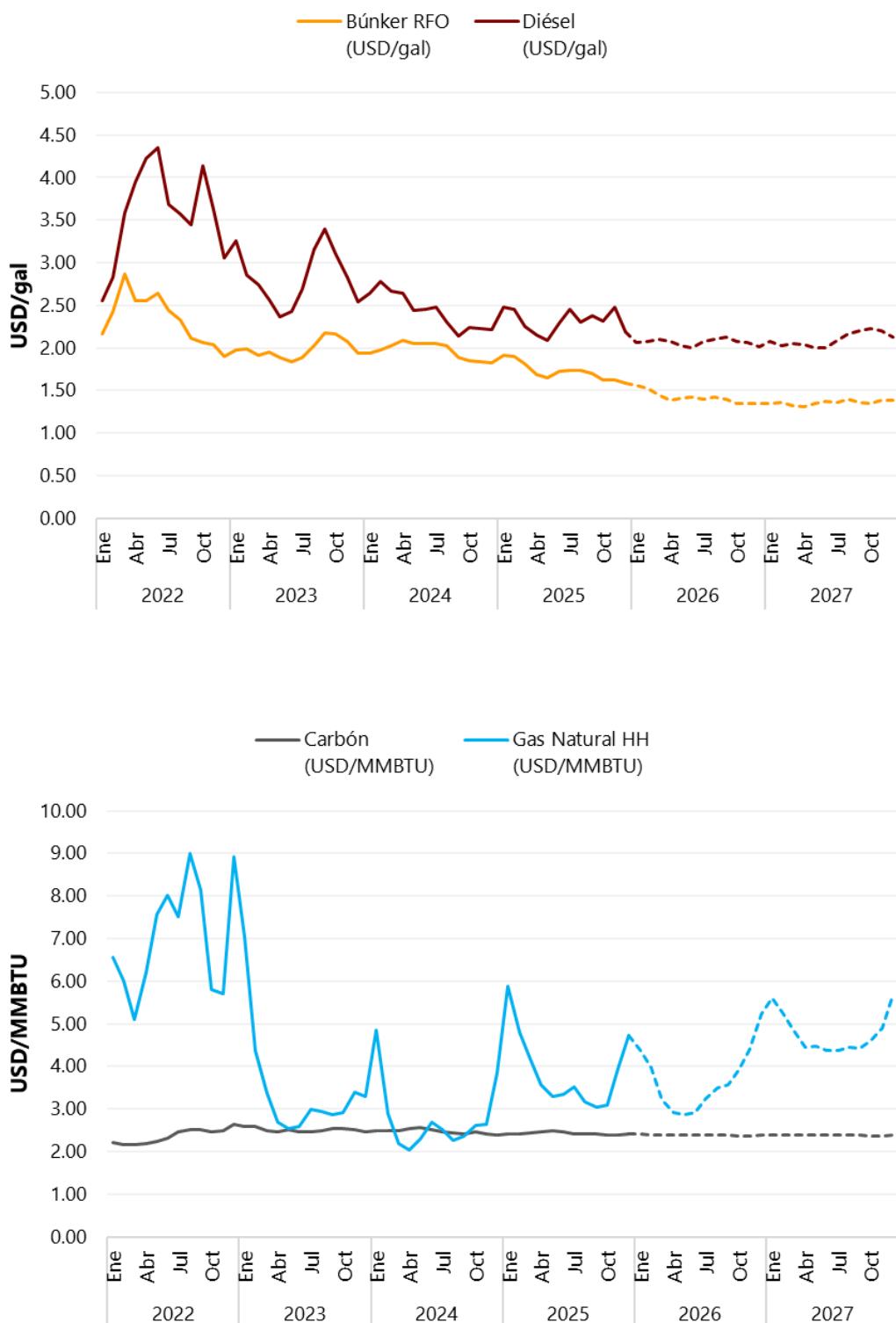
Tabla 4. Proyección de precios de los combustibles de referencia para generación eléctrica en Centroamérica.

Año	Mes	Búnker RFO (USD/gal)	Diésel (USD/gal)	Carbón (USD/MMBTU)	Gas Natural (USD/MMBTU)
2026	Ene	1.56	2.07	2.41	4.38
2026	Feb	1.53	2.08	2.40	3.98
2026	Mar	1.45	2.10	2.39	3.22
2026	Abr	1.39	2.08	2.39	2.91
2026	May	1.41	2.02	2.40	2.86
2026	Jun	1.42	2.00	2.38	2.93
2026	Jul	1.40	2.07	2.38	3.24
2026	Ago	1.43	2.10	2.39	3.50
2026	Sept	1.39	2.12	2.38	3.56
2026	Oct	1.35	2.08	2.36	3.92
2026	Nov	1.35	2.06	2.36	4.41
2026	Dic	1.35	2.01	2.38	5.22
2027	Ene	1.35	2.08	2.39	5.61
2027	Feb	1.36	2.03	2.38	5.26
2027	Mar	1.33	2.05	2.38	4.86
2027	Abr	1.31	2.04	2.39	4.45
2027	May	1.35	2.00	2.39	4.48
2027	Jun	1.37	2.00	2.38	4.37
2027	Jul	1.36	2.09	2.38	4.38
2027	Ago	1.39	2.17	2.39	4.44
2027	Sept	1.37	2.20	2.38	4.41
2027	Oct	1.35	2.23	2.36	4.61
2027	Nov	1.38	2.20	2.36	4.91
2027	Dic	1.39	2.13	2.38	5.67

Nota. Elaboración propia con base en STEO correspondiente al mes de enero de 2026.

La **Figura 5** muestra la evolución histórica de los precios mensuales de los combustibles considerados durante el período 2022–2025, así como sus proyecciones para los años 2026 y 2027.

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-03-2025, con un valor de **10.13%**.

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 se utilizó la versión 17.3.12 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.	100
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).	10



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 2027. 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 seleccionados para cada país del MER de la metodología de años análogos utilizada por el LXXIX Foro del Clima de América Central (FCAC), desarrollado por el Comité Regional de Recursos Hídricos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente al período de diciembre de 2025 a marzo de 2026.



Con base en la LXXIX Perspectiva del Clima de América Central para el período diciembre de 2025 – marzo de 2026, elaborada por el Comité Regional de Recursos Hídricos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA) con los servicios meteorológicos nacionales, se espera un patrón climático influenciado por condiciones oceánicas y atmosféricas que mantienen al fenómeno ENOS en fase neutra durante la mayor parte del cuatrimestre. Esto, junto con otras señales como la Oscilación Decadal del Pacífico y la Temperatura Superficial del Mar en los océanos Pacífico y Atlántico, configura un escenario climático característico de la estación seca en la región centroamericana. El pronóstico estacional incluye lluvia y temperatura, con recomendaciones para la toma de decisiones en sectores como agricultura, recursos hídricos y gestión del riesgo.

En términos regionales, se proyectan anomalías de temperatura cercanas a la normal, y en ausencia de un evento fuerte de El Niño o La Niña, los patrones de precipitación presentan variabilidad espacial entre los países centroamericanos. La distribución de lluvia esperada se categoriza en tres rangos en función de los percentiles históricos, permitiendo identificar áreas con mayor probabilidad de condiciones pluviales por arriba, cercanas o bajo lo normal durante el periodo estudiado.

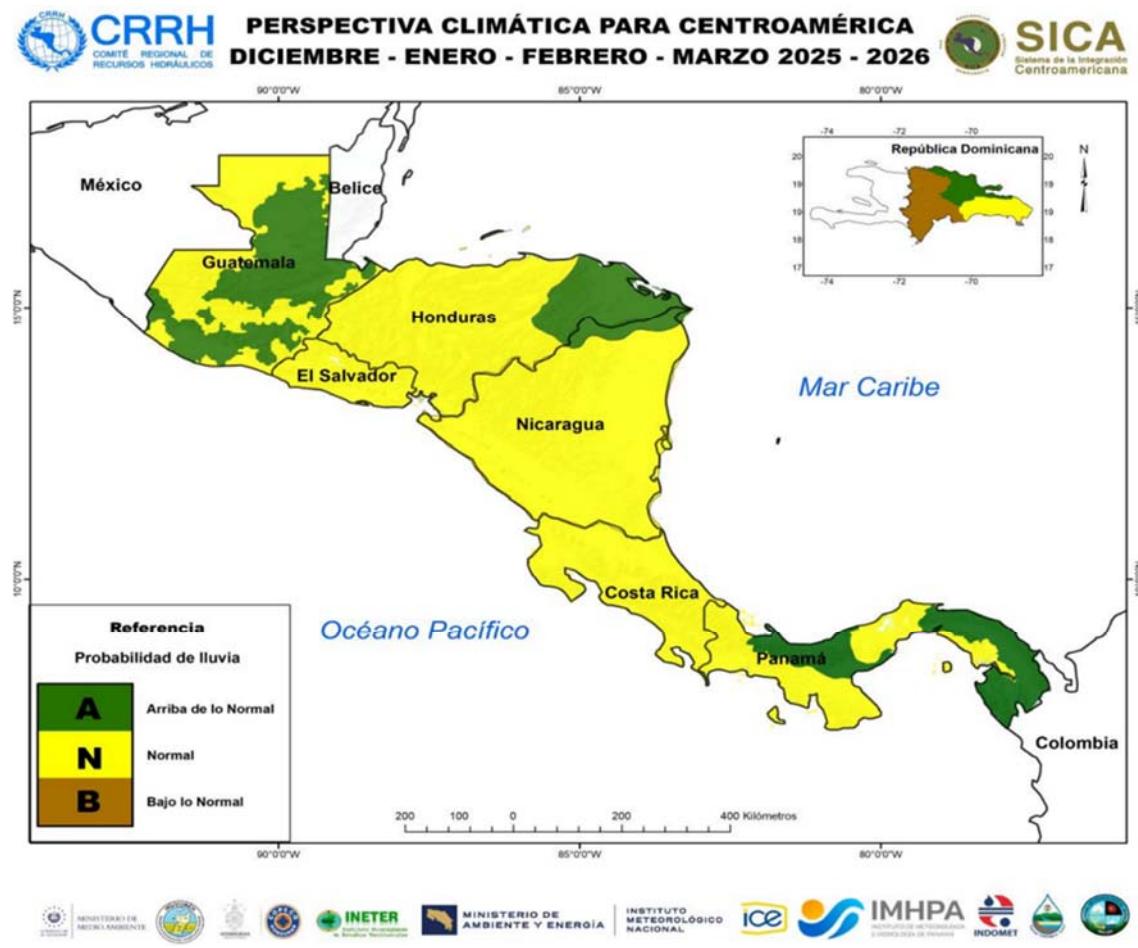
Condiciones de lluvia dentro de lo normal: En este rango se espera que las precipitaciones acumuladas se mantengan en el intervalo climatológico típico (percentiles intermedios) para el cuatrimestre. Esto puede corresponder a partes del territorio nacional en países como Panamá o zonas internas de Guatemala donde no se proyectan anomalías marcadas de lluvia. Dichas condiciones implican que los ciclos agrícolas y la recarga de agua subterránea transcurran de manera habitual sin presiones significativas por exceso o déficit.

Condiciones de lluvia por arriba de lo normal: Algunas áreas de la región presentan mayor probabilidad de experimentar lluvias superiores a los valores históricos de referencia. Por ejemplo, sectores específicos de Guatemala (centro y sur de Petén, partes de Baja Verapaz e Izabal), así como territorios de Honduras, Nicaragua y Costa Rica, muestran escenarios con mayor frecuencia de lluvia en el cuatrimestre. Estas condiciones pueden favorecer una mayor humedad de suelo y recarga hídrica, aunque también implican una vigilancia para eventos de precipitación intensa que afecten infraestructura o agricultura.

Condiciones de lluvia por debajo de lo normal: En contraste, algunas regiones presentan probabilidad de lluvias inferiores a lo normal (percentiles bajos), lo que podría manifestarse principalmente en sectores de Panamá y otras zonas específicas del istmo. Este patrón de déficit de precipitaciones podría agravar condiciones secas típicas del invierno centroamericano, afectando la disponibilidad de agua para riego, la generación de energía hidroeléctrica y aumentando la vulnerabilidad a incendios forestales si se prolonga.

A continuación, se presenta el mapa de probabilidad de lluvias para los países de la región para el período de la LXXIX Perspectiva del Clima.

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



Nota. LXXIX Perspectiva Climática para Centroamérica, período: diciembre de 2025 a marzo de 2026, Comité Regional de Recursos Hídricos.

En el análisis de la perspectiva climática, la metodología de años análogos evidenció una mayor frecuencia de ocurrencia para los años 2002 y 2014 en los países de América Central. Para efectos de la simulación operativa del presente planeamiento, se seleccionó el año **2014**, al ser el año más reciente de los años análogos identificados.

Cabe señalar que, en la presente Perspectiva del Clima, no se identificó información de años análogos para Guatemala y Costa Rica. En el caso de El Salvador, se utilizaron únicamente los años análogos correspondientes al período enero–marzo de 2026.

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

**Tabla 7.** Años análogos para las condiciones de clima y lluvia para los meses de enero a marzo de 2026.

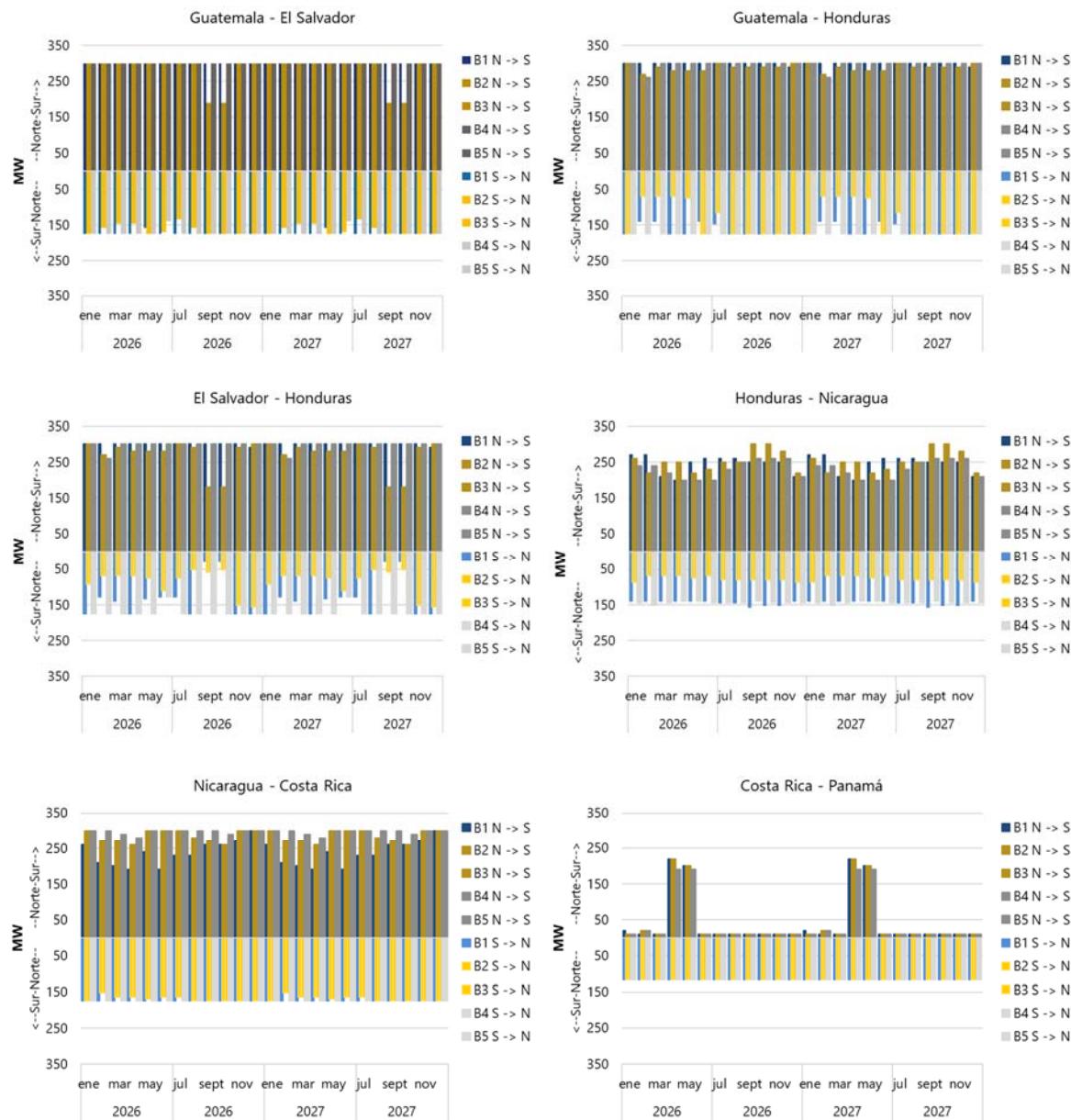
País	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Guatemala	Sin información					
El Salvador	1,996	2,002	2,012	2,014	2,018	2,021
Honduras	2,002	2,014	2,017	2,025		
Nicaragua	1,978	1,993	2,017			
Costa Rica	Sin información					
Panamá	1,997	2,002	2,014	2,022	2,023	

Nota. Elaboración propia con base en la información del LXXIX Foro del Clima de América Central, período: diciembre de 2025 a marzo de 2026, Comité Regional de Recursos Hídricos.

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.

Los valores de dicha restricción se definieron con base en las Capacidades Operativas de Transmisión (COT) determinadas en los estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) correspondientes al período comprendido entre febrero y diciembre de 2025 y enero de 2026, las cuales fueron replicadas para todo el horizonte del presente Planeamiento Operativo. La **Figura 7** presenta los valores de COT entre pares de países adyacentes, desagregados por bloque horario y por sentido de los flujos de potencia regional (Norte–Sur y Sur–Norte).

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


Nota: Elaboración propia con base en los *Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control del SER*, correspondientes a los meses de febrero-diciembre de 2025 y enero de 2026.

3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

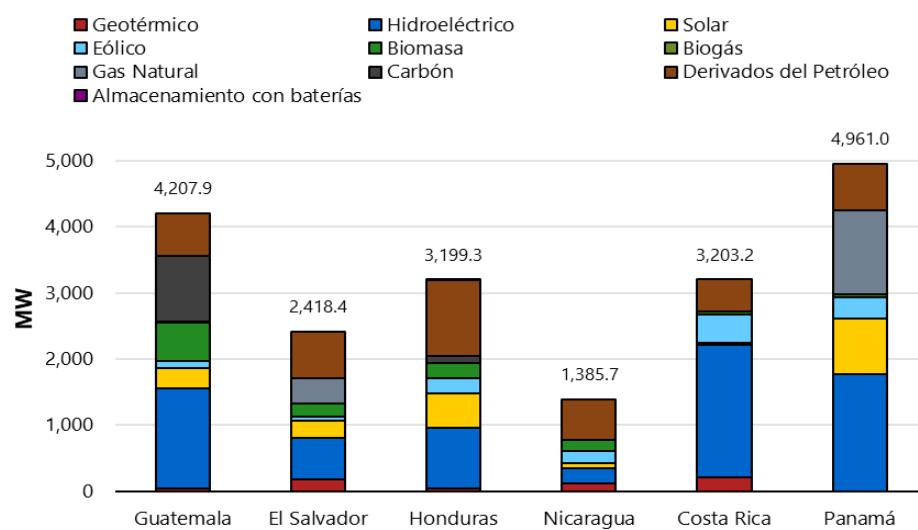
Según la información de la Base de Datos Regional, la capacidad de generación disponible en los países del MER al cierre de diciembre de 2026 asciende a **19,375.6 MW**. De este total, el 46.9 % proviene de centrales que utilizan recursos renovables convencionales (geotermia, hidroeléctrica, biomasa y biogás), 16.5 % es de centrales con recursos renovables variables (eólico y fotovoltaico), mientras que el 36.6 % 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 Recurso
Geotérmico	39.2	180.5	35.0	120.0	205.2	-	580.0
Hidroeléctrico	1,516.8	623.2	922.1	225.2	2,013.8	1,777.7	7,078.7
Solar	308.4	265.5	516.7	72.0	21.4	827.9	2,012.0
Eólico	109.8	54.0	238.1	186.6	435.3	336.0	1,359.8
Biomasa	576.8	208.0	233.9	176.0	37.3	40.1	1,272.1
Biogás	6.2	-	-	-	-	-	6.2
Gas Natural	15.1	378.5	-	-	-	1,276.0	1,669.6
Carbón	987.3	-	105.0	-	-	-	1,092.3
Derivados del Petróleo	648.2	708.7	1,138.9	605.9	490.3	703.3	4,295.3
Almacenamiento con baterías	-	-	9.6	-	-	-	9.6
Total País	4,207.9	2,418.4	3,199.3	1,385.7	3,203.2	4,961.0	19,375.6

A continuación, se presenta una representación gráfica de la distribución de la capacidad instalada en la región, clasificada por país y tipo de recurso, correspondiente a junio de 2025.

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





Como se aprecia en la figura, la matriz regional de capacidad instalada está dominada principalmente por la generación hidroeléctrica, que representa el 36.5 % del total, seguida por la generación termoeléctrica basada en derivados del petróleo, con una participación del 22.2 %. En conjunto, ambos recursos concentran el 58.7 % de la capacidad instalada del parque generador regional, evidenciando su papel estructural en el abastecimiento eléctrico de la región.

La incorporación de recursos renovables variables, particularmente la energía eólica y solar, refleja un crecimiento gradual en la capacidad instalada regional; sin embargo, su participación relativa continúa siendo moderada frente a los recursos renovables convencionales. En términos agregados, estos recursos aportan aproximadamente el 17.4 % de la capacidad total instalada.

Cabe destacar que, durante el año 2025, entraron en operación dos sistemas de almacenamiento con baterías en Honduras, cuya contribución a la matriz regional de capacidad instalada es aún marginal, representando alrededor del 0.05 % del total.

Desde una perspectiva nacional, Panamá y Guatemala se posicionan como los países con mayor capacidad instalada en la región, concentrando el 25.6 % y el 21.7 % del total regional, respectivamente, lo que reafirma su peso relativo dentro del sistema eléctrico centroamericano.

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 2025 se incorporaron en la región un total de **19 proyectos de generación**, que en conjunto aportan **175.1 MW** de nueva capacidad instalada a la matriz eléctrica regional.

La expansión estuvo liderada por la **energía solar fotovoltaica**, que concentró **125.2 MW** de la nueva capacidad incorporada, equivalentes al 72 % del total agregado en el período analizado. De este total, Guatemala aportó 107.2 MW mediante la entrada en operación de 15 proyectos, de los cuales 14 corresponden a Generadores Distribuidos Renovables (GDR). Por su parte, El Salvador incorporó un proyecto solar de 6 MW, mientras que Honduras sumó un proyecto solar de 12 MW, asociado a un sistema de almacenamiento con baterías de 9.6 MW de potencia y una capacidad de almacenamiento de 18 MWh.

Adicionalmente, Costa Rica incrementó su capacidad instalada en **33 MW** a partir de la puesta en servicio del proyecto **eólico El Quijote**. En el caso de Honduras, también se incorporó una unidad termoeléctrica de **7.3 MW** basada en **derivados del petróleo** en la central Progressive.

En conjunto, estos desarrollos evidencian una expansión relevante de las fuentes renovables variables en la matriz energética regional, particularmente de la energía solar, al tiempo que se observa una



incorporación incipiente de tecnologías de almacenamiento, orientadas a fortalecer la flexibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

A continuación, se presenta la tabla que detalla los proyectos de generación incorporados durante el segundo semestre de 2025, desagregados por país, y tipo de recurso, con el propósito de brindar una visión consolidada y comparativa de la nueva capacidad incorporada a la matriz eléctrica regional en dicho período.

Tabla 9. Proyectos incorporados al parque generador de la región en el segundo semestre de 2025.

País	Fecha Entrada	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]
Guatemala	jul-2025	Moca Grande Solar	Solar	1.0
Guatemala	jul-2025	Sur Mazate	Solar	2.5
Guatemala	ago-2025	Granja Solar La Maquina	Solar	2.5
Guatemala	ago-2025	Parque Solar El Arcangel (GDR)	Solar	5.0
Guatemala	ago-2025	Parque Solar La Trinidad (GDR)	Solar	5.0
Guatemala	sept-2025	El Canizo 1 (GDR)	Solar	2.3
Guatemala	oct-2025	El Pinalito (GDR)	Solar	4.5
Guatemala	oct-2025	Granja Solar Ensol I	Solar	4.0
Guatemala	oct-2025	Proyecto Fotovoltaico El Carrizo	Solar	55.1
Guatemala	oct-2025	Sawel (GDR)	Solar	1.0
Guatemala	nov-2025	Agrosolar	Solar	4.8
Guatemala	nov-2025	Planta Solar Fenix 1 Masagua	Solar	4.8
Guatemala	dic-2025	Granja Solar San Gabriel 1	Solar	4.7
Guatemala	dic-2025	Parque Solar La Bendicion	Solar	5.0
Guatemala	dic-2025	Planta Fotovoltaica Gravitas 1 (GDR)	Solar	5.0
Total Guatemala				107.2
El Salvador	jul-2025	San Rafael	Solar	6.0
Total El Salvador				6.0
Honduras	jul-2025	Progressive U5	Derivados del Petróleo	7.3
Honduras	nov-2025	Almacenamiento Enersa	Almacenamiento con baterías	9.6
Honduras	nov-2025	SFV Enersa	Solar	12.0
Total Honduras				28.9
Costa Rica	dic-2025	Quijote	Eólico	33.0
Total Costa Rica				33.0
Total general				175.1



3.2.2. Retiros en el sistema de generación

Durante el segundo semestre de 2025 no se registraron retiros de unidades de generación en la matriz eléctrica regional.

3.2.3. Expansiones en el sistema de transmisión

Durante el segundo semestre de 2025 no se registraron proyectos ni ampliaciones en infraestructura de transmisión eléctrica en la región.

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2026 a diciembre 2027

3.3.1. Expansiones de generación

Las modificaciones previstas en el parque de generación para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027 corresponden a proyectos en distintas etapas de desarrollo, conforme a los planes nacionales de expansión y a los desarrollos privados reportados por los Agentes a través de los Operadores del Sistema y del Mercado (OS/OM).

Para este período se proyecta la incorporación de **80 proyectos de generación eléctrica**, los cuales aportarían en conjunto **2,555.5 MW** de capacidad adicional a la matriz eléctrica regional. La expansión proyectada presenta un marcado predominio de la energía solar fotovoltaica, que concentra alrededor del 63.5 % de la nueva capacidad, consolidándose como la principal tecnología de crecimiento en la región.

Panamá lidera el proceso de expansión regional, con la entrada prevista de 36 proyectos que totalizan cerca de 965.8 MW. Este crecimiento está impulsado principalmente por grandes desarrollos solares, entre los que destacan Santa Cruz Solar (200 MW), Penonomé 2 (120 MW) y Las Lomas (105 MW). Le sigue Nicaragua, con una expansión proyectada de 526 MW, donde resalta la incorporación de la futura central a gas natural Puerto Sandino (308 MW), complementada por cinco proyectos solares que en conjunto suman 218 MW.

En el caso de Costa Rica, se prevé adicionar 396 MW de capacidad, a través de 2 proyectos de turbinas de alquiler a base de derivados del petróleo que suman 216 MW, 8 proyectos solares fotovoltaicos con una capacidad total de 160 MW y un proyecto de biomasa de 20 MW.

En el caso de Honduras, se contempla la incorporación de 359 MW mediante 3 proyectos, destacando la central de ciclo combinado a gas natural Brassavola (240 MW) y el sistema de almacenamiento con baterías en la subestación Amarateca, con una potencia de 75 MW y una capacidad de



almacenamiento de 300 MWh, desarrollado a partir de un proceso de licitación liderado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), así como un proyecto solar de 44 MW. Por su parte, El Salvador contempla la incorporación de 5 proyectos fotovoltaicos que totalizan 225 MW, reforzando su estrategia de expansión basada en fuentes renovables.

Guatemala, finalmente, proyecta la incorporación de 83.1 MW mediante 19 proyectos solares fotovoltaicos, todos ellos de pequeña escala, con capacidades individuales iguales o inferiores a 5 MW, lo que refleja una expansión basada principalmente en esquemas de generación distribuida.

En conjunto, este panorama confirma la tendencia regional hacia una matriz energética progresivamente más limpia y diversificada, con una participación creciente de las fuentes renovables variables, en particular de la energía solar fotovoltaica.

A continuación, se presenta la tabla con el cronograma de expansión proyectado, desagregado por país, proyecto y tipo de recurso, correspondiente al período de enero 2026 a diciembre 2027.

Tabla 10. Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2026 y diciembre 2027.

País	Fecha Entrada	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]
Guatemala	sept-2026	Planta Solar Fenix 2 Monterrico	Solar	4.8
Guatemala	dic-2026	Parque Solar Helios 1	Solar	2.5
Guatemala	ene-2027	Los Nogales	Solar	4.6
Guatemala	ene-2027	Parque Solar Solros 1	Solar	4.8
Guatemala	feb-2027	Parque Solar FV Mapan Solar Energy	Solar	4.0
Guatemala	feb-2027	Solar fotovoltaica Horus 3 Planta 1	Solar	5.0
Guatemala	feb-2027	Solar fotovoltaica Horus 3 Planta 2	Solar	5.0
Guatemala	may-2027	Valparaiso I	Solar	5.0
Guatemala	may-2027	Valparaiso II	Solar	5.0
Guatemala	jul-2027	Energia Verde el Rosario	Solar	5.0
Guatemala	jul-2027	Granja Solar El Cerrito	Solar	1.0
Guatemala	jul-2027	Proyecto Fotovoltaico Progreso 1	Solar	4.0
Guatemala	jul-2027	PSF Las Cruces	Solar	5.0
Guatemala	jul-2027	PSF San Benito	Solar	5.0
Guatemala	jul-2027	PSF Santa Ana	Solar	5.0
Guatemala	ago-2027	El Chaparral	Solar	5.0
Guatemala	ago-2027	PSF Cuevitas	Solar	5.0
Guatemala	ago-2027	PSF Villa Hermosa	Solar	5.0
Guatemala	sept-2027	La Lava	Solar	2.5
Total Guatemala				83.1



Continuación **Tabla 10.** Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2026 y diciembre 2027.

País	Fecha Entrada	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]
El Salvador	mar-2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 9	Solar	30.6
El Salvador	jul-2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 4	Solar	35.0
El Salvador	sept-2026	Proyecto Solar Fotovoltaico 7	Solar	55.0
El Salvador	mar-2027	Proyecto Solar Fotovoltaico 12	Solar	30.0
El Salvador	jul-2027	Proyecto Solar Fotovoltaico 5	Solar	75.0
Total El Salvador				225.6
Honduras	ene-2026	Almacenamiento Amarateca	Almacenamiento con baterías	75.0
Honduras	ene-2026	SFV Patuca	Solar	44.0
Honduras	ene-2027	Brasavola Ciclo Combinado	Gas Natural	240.0
Total Honduras				359.0
Nicaragua	mar-2026	Planta Solar APAS 1	Solar	63.0
Nicaragua	mar-2026	Planta Solar APAS 2	Solar	15.0
Nicaragua	mar-2026	Planta Solar El Jaguar 2	Solar	20.0
Nicaragua	jul-2026	Central Puerto Sandino	Gas Natural	308.0
Nicaragua	sept-2026	Planta Solar APAS3	Solar	60.0
Nicaragua	sept-2026	Planta Solar El Hato	Solar	60.0
Total Nicaragua				526.0
Costa Rica	ene-2026	Alquiler MCI	Derivados del Petróleo	108.0
Costa Rica	jul-2026	Turbina Alquiler MCI IV	Derivados del Petróleo	108.0
Costa Rica	ene-2027	COGSA	Biomasa	20.0
Costa Rica	ene-2027	P.S. Las Cañas	Solar	20.0
Costa Rica	ene-2027	P.S. Los Mangos y Colorado GP	Solar	20.0
Costa Rica	ene-2027	P.S. Los Tecales	Solar	20.0
Costa Rica	ene-2027	P.S. MOVASA II	Solar	20.0
Costa Rica	ene-2027	P.S. Numu	Solar	20.0
Costa Rica	sept-2027	P.S. Las Pavas	Solar	20.0
Costa Rica	sept-2027	P.S. Montosa	Solar	20.0
Costa Rica	sept-2027	P.S. San Antonio	Solar	20.0
Total Costa Rica				396.0



Continuación **Tabla 10.** Cronograma de expansión de generación prevista entre enero 2026 y diciembre 2027.

País	Fecha Entrada	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]
Panamá	ene-2026	Cacao Solar	Solar	9.9
Panamá	ene-2026	Proyecto San Bartolo 1	Solar	9.9
Panamá	ene-2026	Proyecto San Bartolo 2	Solar	9.9
Panamá	ene-2026	PV Solar Alanje 1	Solar	10.0
Panamá	ene-2026	PV Solar Alanje 2	Solar	10.0
Panamá	ene-2026	PV Solar Alanje 3	Solar	10.0
Panamá	ene-2026	San Bartolo 3	Solar	9.9
Panamá	ene-2026	San Bartolo 4	Solar	9.9
Panamá	mar-2026	Forsun Solar	Solar	9.9
Panamá	abr-2026	PV La Mesa (Ecoener)	Solar	10.0
Panamá	jun-2026	PV Agua Viva	Solar	9.9
Panamá	jun-2026	PV Panasolar IV	Solar	10.0
Panamá	jun-2026	PV Panasolar V	Solar	10.0
Panamá	jun-2026	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar	10.0
Panamá	jun-2026	PV Santiago (Ecoener)	Solar	9.9
Panamá	jul-2026	PV Santa Cruz Solar	Solar	200.0
Panamá	sept-2026	Jaguito Green Energy I	Solar	9.9
Panamá	sept-2026	Jaguito Green Energy II	Solar	9.9
Panamá	sept-2026	Jaguito Green Energy III	Solar	9.9
Panamá	dic-2026	Boqueron Solar	Solar	10.0
Panamá	dic-2026	Flamboyan	Solar	19.9
Panamá	dic-2026	Las Lomas	Solar	105.0
Panamá	dic-2026	Panasolar IX	Solar	9.9
Panamá	dic-2026	Panasolar VII	Solar	9.9
Panamá	dic-2026	Panasolar VIII	Solar	9.9
Panamá	dic-2026	Veranera	Solar	19.9
Panamá	ene-2027	Agua Fria	Solar	10.0
Panamá	ene-2027	El Coco	Solar	10.0
Panamá	ene-2027	Las Lajas	Solar	30.0
Panamá	ene-2027	Panasolar VI	Solar	9.9
Panamá	ene-2027	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar	60.0
Panamá	ene-2027	RP-550 (Macano 2)	Hidroeléctrico	4.2
Panamá	ene-2027	Santa Cruz	Eólico	68.4
Panamá	feb-2027	PV Penonome 2	Solar	120.0
Panamá	jul-2027	Ra Solar	Solar	20.0
Panamá	dic-2027	PV La Hueca	Solar	70.0
Total Panamá				965.8
Total general				2,555.5



3.3.2. Retiros de generación

Para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027 se proyecta el retiro de tres centrales generadoras ubicadas en Honduras, Nicaragua y Costa Rica, con una capacidad instalada conjunta de 212.4 MW. Estas salidas corresponden a una central a base de derivados del petróleo en Honduras, una central de similar tecnología en Nicaragua y un parque eólico en Costa Rica.

A continuación, se presenta la tabla que detalla el cronograma de retiros programados por país, proyecto, tipo de recurso y capacidad asociada para el período de enero de 2026 a diciembre de 2027.

Tabla 11. Cronograma de retiros de generación prevista entre enero 2026 y diciembre 2027.

País	Fecha salida	Proyecto	Recurso	Capacidad [MW]
Honduras	1/1/2027	Brassavola Diesel	Derivados del Petróleo	135.6
Nicaragua	1/1/2027	Censa	Derivados del Petróleo	57.0
Costa Rica	1/6/2026	P.E. PESA	Eólico	19.8
Total general				212.4

3.3.2.1. Ampliaciones y modificaciones en el sistema de transmisión

Las ampliaciones y modificaciones previstas para la red de transmisión en el período de julio de 2025 a diciembre de 2026 corresponden a proyectos en ejecución, contemplados en los planes nacionales de expansión o desarrollos privados de los Agentes, cuya información ha sido proporcionada por los OS/OM.

De acuerdo con la base de datos consolidada, se proyectan un total de 85 intervenciones en la red de transmisión. Las obras programadas incluyen construcción de nuevas líneas, repotenciación de infraestructura existente y reemplazo o incorporación de nuevos equipos de transformación, con el objetivo de fortalecer la confiabilidad, flexibilidad y seguridad operativa de los sistemas eléctricos nacionales.

En Guatemala se prevé el desarrollo de las subestaciones Atlántico, Comalapa y Los Pinos, orientado al refuerzo de los sistemas de 230 y 69 kV. Por su parte, El Salvador fortalecerá su sistema mediante la incorporación de la subestación Morazán, enlazada al nivel de tensión de 115 kV.

Honduras contempla el refuerzo del sistema de 230 kV a través de cambios de configuración en la subestación El Sitio, así como la construcción de nuevas líneas de transmisión y la incorporación de subestaciones estratégicas como Terrero Blanco, El Centro y Choloma, además de la instalación de transformadores clave. En Nicaragua, las intervenciones estarán orientadas principalmente a la integración de proyectos fotovoltaicos en las zonas de Ticuantepe, Masaya y Sérbaco, así como al



refuerzo del sistema en las áreas de Corinto y Chinandega mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión.

Panamá concentrará el mayor número de intervenciones previstas, las cuales incluyen la repotenciación de 24 líneas de alta capacidad, con rangos entre 505 y 1,000 MVA, construcción de nuevas subestaciones como Santa Cruz y Santiago II, y la extensión de la red hacia Santa Rita, junto con la instalación de un transformador en dicha subestación.

En el caso de Costa Rica, no se dispone de registros de modificaciones planificadas para el período de este Planeamiento Operativo.

En la tabla que se presenta a continuación se detalla el cronograma de las modificaciones previstas, desagregado por país.

Tabla 12. Modificaciones de red previstas en los países de Centroamérica entre enero 2026 y diciembre 2027.

Sistema	Tipo	Fecha	Nombre	Barra Origen	Barra Destino	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Nota
Guatemala	Línea	1/1/2027	Chimaltenango - San Juan Comalapa 69A	1301	1340	69	105	Incorporación SE San Juan Comalapa
Guatemala	Línea	1/1/2027	Morales - Atlántico 230A	1732	14126	230	438.2	Incorporación SE Atlántico
Guatemala	Línea	1/1/2027	Atlántico - Genor 69A	14127	1424	69	150	Incorporación SE Atlántico
Guatemala	Transf.	1/1/2027	Atlántico 230/69	14126	14127	230/69	150	Incorporación SE Atlántico
Guatemala	Línea	13/3/2027	Las Cruces - San Juan Comalapa 230A	1130	1147	230	438.2	Incorporación SE San Juan Comalapa
Guatemala	Transf.	13/3/2027	San Juan Comalapa 230/69	1147	1340	230/69	150	Incorporación SE San Juan Comalapa
Guatemala	Línea	31/12/2027	San Juan Comalapa - Los Pinos 230A	1147	1197	230	438.2	Incorporación SE San Juan Comalapa
Guatemala	Transf.	31/12/2027	Los Pinos 230/69A	1197	18272	230/69	75	Incorporación SE Los Pinos
El Salvador	Línea	1/7/2027	San Miguel - Morazán 115-1	27341	27541	115	130	Incorporación planeada
El Salvador	Tansf.	1/7/2027	Morazán 115/46-1	27541	24541	115/46	50	Incorporación SE Morazán
Honduras	Línea	1/1/2026	Juticalpa Dos - Patuca 230A	3326	3262	230	456.5	Seccionamiento por incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/1/2026	Terrero Blanco - Patuca 230A	3865	3262	230	456.5	Incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/1/2026	Terrero Blanco - Juticalpa Dos 230A	3865	3326	230	456.5	Incorporación SE Terrero Blanco
Honduras	Línea	1/1/2026	Bella Vista - El Centro 138A	3045	3653	138	151.8	Incorporación planeada
Honduras	Línea	1/1/2026	Central Azuc. Hond. - San Pedro Sula138A	3815	3203	138	151.8	Incorporación planeada
Honduras	Transf.	1/1/2026	Central Azucarera Hondureña 69/13A	3419	3420	69/13.8	36	Retiro por cambio de nivel de tensión
Honduras	Transf.	1/1/2026	Central Azucarera Hondureña 138/13A	3815	3420	138/13.8	50	Incorporación por cambio de nivel de tensión
Honduras	Tansf.	1/1/2026	La Victoria 138/13.8B	3022	3179	13.8/138	50	Incorporación segundo transformador
Honduras	Transf.	1/1/2026	El Centro 138/13A	3653	3654	138/13.8	50	Incorporación SE El Centro



Continuación **Tabla 12.** Modificaciones de red previstas en los países de Centroamérica entre enero 2026 y diciembre 2027.

Sistema	Tipo	Fecha	Nombre	Barra Origen	Barra Destino	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Nota
Honduras	Línea	1/2/2026	Bermejo - Merendón 138A	3037	3219	138	151.8	Seccionamiento por incorporación SE Choloma
Honduras	Línea	1/2/2026	Merendón - Choloma 138A	3219	3049	138	151.8	Incorporación SE Choloma
Honduras	Línea	1/2/2026	Choloma - Bermejo 138A	3049	3037	138	151.8	Incorporación SE Choloma
Honduras	Línea	1/3/2026	Lainez - Miraflores 138A	3650	3085	138	151.8	Incorporación planeada
Honduras	Transf.	1/3/2026	Lainez 138/13A	3650	3651	138/13.8	50	Incorporación planeada
Honduras	Línea	1/1/2027	Progreso - Santa Marta 69A (L410A)	3094	3600	69	68.3	Retiro por cambio tensión
Honduras	Línea	1/1/2027	Suyapa - Amarateca 230B	3033	3429	230	405.1	Seccionamiento por incorporación SE El Sitio
Honduras	Línea	1/1/2027	Suyapa - El Sitio 230A	3033	3241	230	405.1	Incorporación por cambio nivel de tensión SE El Sitio
Honduras	Línea	1/1/2027	El Sitio - Amarateca 230A	3241	3429	230	405	Incorporación SE El Sitio
Honduras	Transf.	1/1/2027	Sitio 230/13A	3241	3242	230/13.8	50	Incorporación SE El Sitio
Honduras	Transf.	1/1/2027	Santa Marta 138/69A	3108	3600	138/69	50	Incorporación planeada
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Masaya - Ticuantepe 230	4404	4406	230	318	Seccionamiento por incorporación Planta Solar APAS 3
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Masaya - Planta Solar APAS 3 230-1	4404	4429	230	374	Incorporación Planta Solar APAS 3
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Ticuantepe - Planta Solar APAS 3 230-1	4406	4429	230	374	Incorporación Planta Solar APAS 3
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Planta Solar El Hato - Sébaco II 138-1	4097	4335	138	150	Incorporación Planta Solar El Hato
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Guanacastillo - Tipitapa 138	4361	4336	138	200	Seccionamiento por incorporación SE ARSA
Nicaragua	Línea	1/1/2026	Guanacastillo - ARSA 138-1	4361	4500	138	200	Incorporación SE ARSA
Nicaragua	Línea	1/1/2026	ARSA - Tipitapa 138-1	4500	4336	138	200	Incorporación SE ARSA
Nicaragua	Línea	1/3/2026	Bluefields - Esperanza II 138	4371	4397	138	150	Incorporación planeada
Nicaragua	Línea	1/3/2027	Corocito - Gateada 69	4209	4219	69	9	Retiro
Nicaragua	Línea	1/3/2027	Acahualinca - Managua 138	4300	4317	138	200	Retiro
Nicaragua	Línea	1/3/2027	Chinandega - GIS Corinto 138	4345	4363	138	150	Incorporación planeada
Nicaragua	Línea	1/3/2027	Planta Corinto - GIS Corinto 138	4326	4363	138	150	Incorporación planeada
Panamá	Línea	30/5/2026	Panama - Panama 3 230A (230-47A)	6001	6840	230	1000	Repotenciación de 505 a 1,000 MVA
Panamá	Línea	30/5/2026	Panama - Panama 3 230B (230-48A)	6001	6840	230	1000	Repotenciación de 505 a 1,000 MVA
Panamá	Línea	1/7/2026	Chorrera - Llano Sanchez 230B (230-50)	6005	6008	230	505	Seccionamiento por incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	1/7/2026	Llano Sánchez - Antón 230A (230-49B)	6008	6830	230	505	Seccionamiento por incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	1/7/2026	Chorrera - Santa Cruz 230A (230-0A)	6005	6596	230	505	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	1/7/2026	Llano Sanchez - Santa Cruz 230A (230-0B)	6008	6596	230	505	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	1/7/2026	Llano Sanchez - Santa Cruz 230B (230-9C)	6008	6596	230	505	Incorporación SE Santa Cruz



Continuación **Tabla 12.** Modificaciones de red previstas en los países de Centroamérica entre enero 2026 y diciembre 2027.

Sistema	Tipo	Fecha	Nombre	Barra Origen	Barra Destino	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Nota
Panamá	Línea	1/7/2026	Santa Cruz - Antón 230A (230-9B)	6596	6830	230	505	Incorporación SE Santa Cruz
Panamá	Línea	31/7/2026	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	6008	6460	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Llano Sanchez - El Coco 230B (230-13C)	6008	6460	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Llano Sánchez - San Bartolo 230A (230-14A)	6008	6520	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Llano Sánchez - San Bartolo 230B (230-15A)	6008	6520	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Veladero - San Bartolo 230A (230-14B)	6182	6520	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	6182	6520	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	6460	6713	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	6460	6713	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Panama 2 - Panama 3 230A (230-12A)	6003	6840	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Panama 2 - Panama 3 230B (230-13A)	6003	6840	230	505	Repotenciación de 279 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/7/2026	Burunga - Panama 3 230A (230-12A12)	6713	6840	230	505	Incorporación planeada
Panamá	Línea	31/7/2026	Burunga - Panama 3 230B (230-12B)	6713	6840	230	505	Incorporación planeada
Panamá	Línea	31/12/2026	Panama - Chorrera 230A (230-3A)	6001	6005	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Panama - Chorrera 230B (230-4A)	6001	6005	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Chorrera - El Higo 230A (230-3B)	6005	6240	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Chorrera - El Higo 230B (230-4B)	6005	6240	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Llano Sanchez - Veladero 230C (230-5A)	6008	6182	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Llano Sanchez - El Higo 230A (230-3C)	6008	6240	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Llano Sanchez - El Higo 230B (230-4C)	6008	6240	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Mata de Nance -Boquerón III 230 (230-9A)	6011	6380	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Progreso - Boquerón III 230 (230-9B)	6014	6380	230	505	Repotenciación de 249 a 505 MVA
Panamá	Línea	31/12/2026	Mata de Nance - Progreso 230 (230-39)	6011	6014	230	505	Incorporación planeada
Panamá	Línea	31/7/2027	Sabanitas - Santa Rita 230A	6801	6167	230	505	Incorporación SE Santa Rita
Panamá	Línea	31/7/2027	Sabanitas - Santa Rita 230B	6801	6167	230	505	Incorporación SE Santa Rita
Panamá	Transf.	31/7/2027	Santa Rita 230/115 T1	6167	6173	230/115	250	Incorporación planeada
Panamá	Transf.	31/7/2027	Santa Rita 230/115 T2	6167	6173	230/115	250	Incorporación planeada
Panamá	Línea	30/9/2027	Panama II - Pacora 230 (230-1C)	6003	6171	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA
Panamá	Línea	30/9/2027	Panama II - 24 de Diciembre 230 (230-2C)	6003	6470	230	505	Repotenciación de 202 a 505 MVA



Continuación **Tabla 12.** Modificaciones de red previstas en los países de Centroamérica entre enero 2026 y diciembre 2027.

Sistema	Tipo	Fecha	Nombre	Barra Origen	Barra Destino	Tensión [kV]	Capacidad [MW]	Nota
Panamá	Línea	30/9/2027	Bayano - Chepo 230A (230-1A)	6100	6861	230	505	Incorporación SE Chepo
Panamá	Línea	30/9/2027	Bayano - Chepo 230B (230-2A)	6100	6861	230	505	Incorporación SE Chepo
Panamá	Línea	30/9/2027	Chepo - 24 de Diciembre 230 (230-2B)	6861	6470	230	505	Incorporación SE Chepo
Panamá	Línea	30/9/2027	Pacora - Chepo 230A (230-1A)	6171	6861	230	505	Incorporación SE Chepo
Panamá	Línea	31/12/2027	Veladero - Bella Vista 230 (230-6B)	6182	6550	230	611	Repotenciación de 249 a 611 MVA
Panamá	Línea	31/12/2027	Veladero - Santiago II 230A (230-5C)	6182	6969	230	611	Incorporación SE Santiago II
Panamá	Línea	31/12/2027	La Huaca - Santiago II 230 (230-5B)	6885	6969	230	611	Incorporación SE Santiago II



4. Resultados

4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía del sistema eléctrico guatemalteco alcanza **15,831 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y **15,818 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, lo que evidencia un nivel anual de generación prácticamente constante a lo largo del horizonte analizado.

En la **Tabla 13** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de Guatemala por tipo de recurso, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 13. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso (GWh).

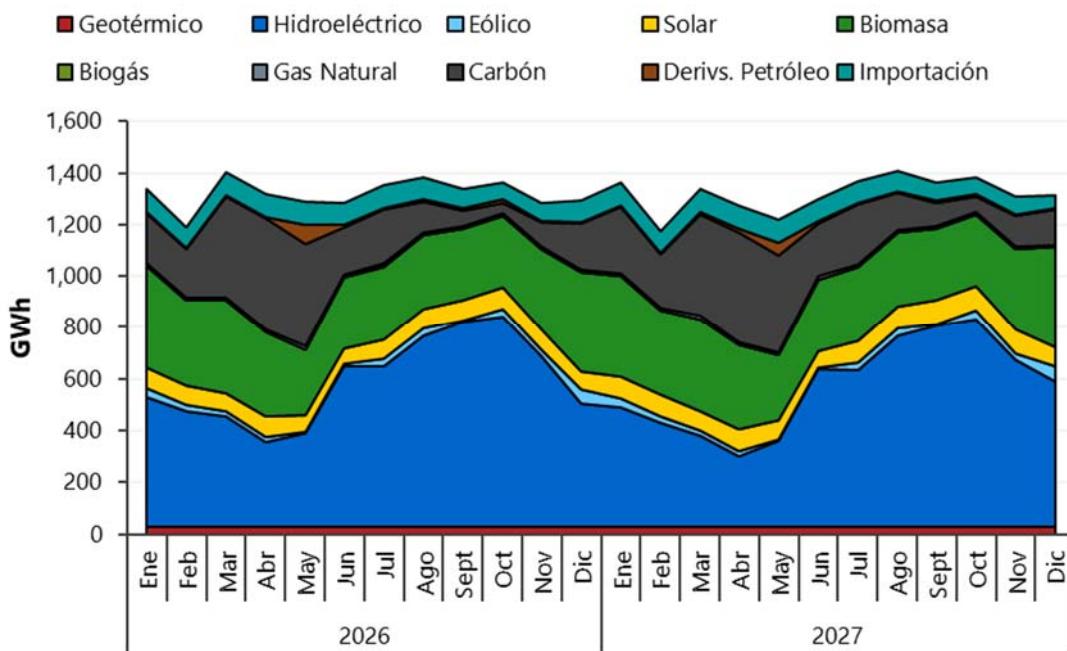
Año	Mes	Geotérmico	Hidro	Eólico	Solar	Biomasa	Biogás	Gas Natural	Carbón	Derivados Petróleo	Import. México	Total
2026	Ene	28	503	34	80	395	0	10	194	4	89	1,337
2026	Feb	26	447	29	74	328	0	10	191	4	81	1,190
2026	Mar	27	429	17	71	361	0	11	393	5	89	1,403
2026	Abr	27	327	23	75	329	0	10	433	5	86	1,317
2026	May	28	360	5	66	255	0	11	397	77	89	1,289
2026	Jun	25	625	7	59	278	0	10	185	8	86	1,283
2026	Jul	28	618	30	75	287	0	11	209	5	88	1,351
2026	Ago	28	741	30	73	287	0	10	122	7	83	1,382
2026	Sept	26	796	5	81	278	0	10	61	11	71	1,337
2026	Oct	28	813	33	82	278	0	10	42	11	65	1,362
2026	Nov	27	659	28	78	314	0	10	92	7	70	1,286
2026	Dic	27	477	56	67	390	0	6	179	5	87	1,295
2026	Total	326	6,795	296	880	3,781	3	118	2,498	150	984	15,831
2027	Ene	28	462	34	82	395	0	10	257	4	89	1,362
2027	Feb	26	403	29	80	328	0	10	212	5	81	1,172
2027	Mar	27	354	17	77	359	0	11	395	10	89	1,340
2027	Abr	27	273	23	82	329	0	10	424	18	86	1,272
2027	May	28	332	5	74	255	0	11	373	52	89	1,220
2027	Jun	25	613	7	65	278	0	10	207	8	86	1,299
2027	Jul	28	604	30	87	287	0	11	231	5	88	1,370
2027	Ago	28	738	30	86	287	0	11	143	7	79	1,408
2027	Sept	26	783	5	95	278	0	10	87	11	70	1,365
2027	Oct	28	806	33	95	278	0	10	58	12	64	1,384
2027	Nov	27	644	28	92	314	0	10	117	6	69	1,308
2027	Dic	27	564	56	78	390	0	6	138	5	52	1,316
2027	Total	326	6,574	296	993	3,778	3	119	2,643	143	942	15,818

Para 2026, se estima que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, solar fotovoltaico, geotérmico, biogás y biomasa) aporten 12,081 GWh, equivalentes al 76.3 % de la generación total. Dentro de este conjunto, la generación hidroeléctrica presenta la mayor participación, con 6,795 GWh, lo que representa el 56.2 % del total renovable. En contraste, los recursos no renovables (gas natural, carbón y derivados del petróleo) contribuyen con 2,766 GWh, correspondientes al 17.5 % del total anual, destacando la generación a carbón, que alcanza 2,498 GWh. Adicionalmente, las importaciones de energía totalizan 984 GWh, equivalentes al 6.2 % del despacho anual.

En 2027, los recursos renovables mantienen su predominio en la matriz de generación, con una producción estimada de 11,970 GWh, que representa aproximadamente el 75.7 % de la generación total. En este año, la generación hidroeléctrica aporta 6,574 GWh, consolidándose nuevamente como la principal fuente renovable del sistema. Por su parte, los recursos no renovables alcanzan 2,905 GWh, equivalentes al 18.4 % del total anual, observándose un incremento en la generación a carbón hasta 2,643 GWh. Las importaciones de energía se estiman en 942 GWh, representando alrededor del 6.0 % del despacho total, asociadas principalmente a los intercambios a través de la interconexión eléctrica con México.

En la **Figura 9** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema de Guatemala para el periodo de enero 2026 a diciembre 2027.

Figura 9. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por etapa y tipo de recurso.



4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones netas estimadas de Guatemala hacia el MER ascienden a **2,254 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y a **1,975 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, registrándose valores mensuales que superan los 200 GWh en varios meses, especialmente durante la temporada lluviosa, lo que refleja un marcado perfil exportador del sistema.

Por su parte, las importaciones netas resultan marginales, acumulando únicamente 51 GWh en 2027, concentrados exclusivamente en el mes de mayo, mientras que en el resto del período analizado se mantienen prácticamente nulas.

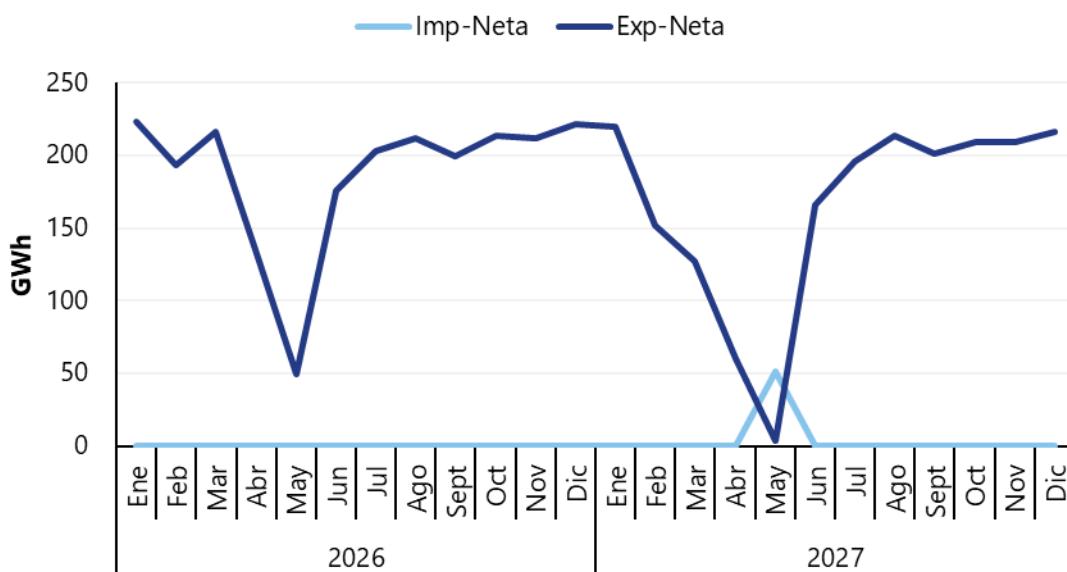
En la tabla **Tabla 14** se presenta el detalle de las exportaciones e importaciones netas estimadas en el MER para el sistema de Guatemala para el período de enero 2026 a diciembre 2027.

Tabla 14. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	0	223
2026	Feb	0	193
2026	Mar	0	217
2026	Abr	0	132
2026	May	0	49
2026	Jun	0	176
2026	Jul	0	203
2026	Ago	0	212
2026	Sept	0	199
2026	Oct	0	214
2026	Nov	0	212
2026	Dic	0	222
2026	Total	0	2,254
2027	Ene	0	220
2027	Feb	0	152
2027	Mar	0	127
2027	Abr	0	61
2027	May	51	3
2027	Jun	0	166
2027	Jul	0	196
2027	Ago	0	214
2027	Sept	0	201
2027	Oct	0	210
2027	Nov	0	209
2027	Dic	0	216
2027	Total	51	1,975

En la **Figura 10** se ilustra gráficamente el comportamiento cronológico de las exportaciones e importaciones de Guatemala en el MER para el período de enero 2026 a diciembre 2027.

Figura 10. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Guatemala en el MER.



Como se observa en la **Figura 10**, el sistema guatemalteco mantiene una marcada tendencia exportadora, con inyecciones de energía al MER durante todos los meses del año, excepto en mayo que tiende a caer abruptamente hasta cero. En ese mismo mes se registran las únicas importaciones, y en el resto del período son prácticamente nulas.

Los intercambios de energía del sistema eléctrico de Guatemala en el MER se realizan mediante las interconexiones con los sistemas de El Salvador y Honduras. La mayor proporción de estos flujos, entre el 35 % y el 61 %, se canaliza a través de la interconexión con El Salvador. En la tabla siguiente se presentan en detalle los intercambios mensuales de energía entre ambos países.

Tabla 15. Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

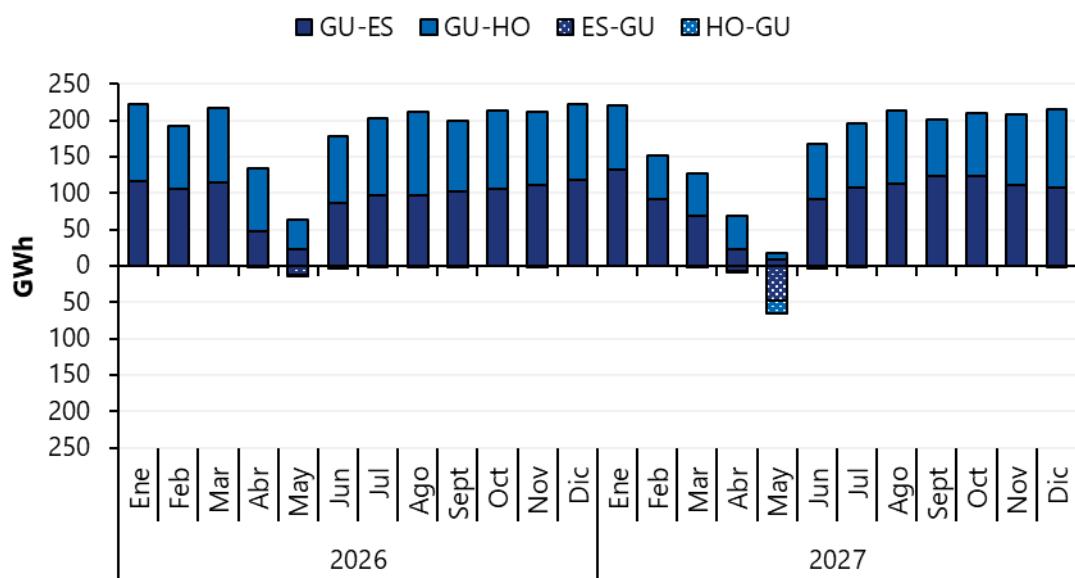
Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2026	Ene	117	106	0	0
2026	Feb	105	88	0	0
2026	Mar	114	102	0	0
2026	Abr	47	87	2	0
2026	May	22	41	13	1
2026	Jun	87	91	1	0
2026	Jul	97	107	0	0
2026	Ago	97	115	1	0
2026	Sept	103	97	0	0
2026	Oct	105	109	0	0
2026	Nov	111	101	0	0
2026	Dic	118	104	0	0
2026	Total	1,124	1,147	17	1

Continuación **Tabla 15.** Intercambio de energía estimado de Guatemala con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2027	Ene	133	87	0	0
2027	Feb	91	61	0	0
2027	Mar	69	58	0	0
2027	Abr	24	45	8	0
2027	May	8	9	48	18
2027	Jun	92	75	1	0
2027	Jul	107	90	0	0
2027	Ago	113	100	0	0
2027	Sept	123	78	0	0
2027	Oct	123	87	0	0
2027	Nov	111	98	0	0
2027	Dic	107	109	0	0
2027	Total	1,102	897	57	18

La **Figura 11** ilustra el comportamiento de los intercambios de energía de Guatemala mediante sus interconexiones con El Salvador y Honduras. Tal como se observa, las exportaciones se concentran mayoritariamente en el enlace con El Salvador, confirmando su papel como principal vía de intercambio energético para el país.

Figura 11. Exportaciones e importaciones estimadas de Guatemala con El Salvador y Honduras.



4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los precios marginales promedio del sistema guatemalteco presentan un patrón horario claramente definido, con valores más elevados en el Bloque 1 y una disminución progresiva hacia el Bloque 5. En el año 2026 el promedio anual se sitúa en **67.33 USD/MWh**, con los mayores niveles registrados en los meses de abril y mayo, con valores de 86.21 y 99.84 USD/MWh. En contraste, los valores promedio más bajos se observan entre agosto y octubre, particularmente en agosto con un valor de 54.39 USD/MWh y octubre con un valor de 50.76 USD/MWh.

Para 2027, los precios marginales muestran un incremento moderado respecto al año anterior, alcanzando un promedio anual de **69.15 USD/MWh**. Los mayores precios promedio se registran nuevamente en el período de marzo a mayo, con un máximo en mayo de 92.37 USD/MWh, mientras que los valores más bajos se concentran en los meses de agosto y octubre. En términos agregados, se observa un aumento interanual aproximado del 2.7 % en el precio marginal promedio entre 2026 y 2027.

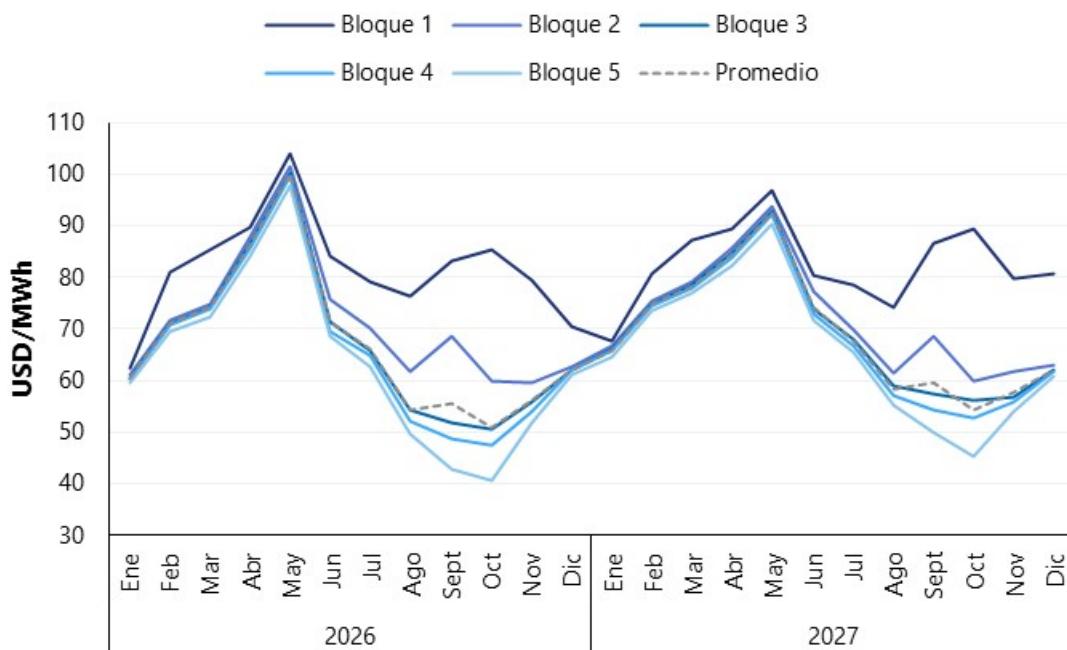
La **Tabla 16** presenta el detalle de los precios marginales promedio mensuales por bloque estimados para el sistema de Guatemala en el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 16. Costos marginales por bloque estimado para el sistema de Guatemala (USD/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2026	Ene	62.41	61.24	60.63	60.36	59.72	60.57
2026	Feb	81.07	71.66	71.01	70.67	69.61	71.15
2026	Mar	85.28	74.83	74.27	73.84	72.44	74.05
2026	Abr	89.65	87.69	86.46	85.53	84.2	86.21
2026	May	103.9	101.34	100.13	99.51	97.75	99.84
2026	Jun	84.25	75.62	71.43	69.55	68.48	71.48
2026	Jul	79.16	70.17	65.92	64.97	62.79	65.96
2026	Ago	76.4	61.66	54.38	52.09	49.55	54.39
2026	Sept	83.03	68.53	51.78	48.72	42.96	55.44
2026	Oct	85.43	59.85	50.52	47.5	40.66	50.76
2026	Nov	79.41	59.53	55.73	54.04	51.91	56.03
2026	Dic	70.34	62.78	62.18	62.04	61.05	62.03
2026 Promedio		81.69	71.24	67.04	65.74	63.43	67.33
2027	Ene	67.54	66.69	66.03	65.66	64.7	65.84
2027	Feb	80.57	75.56	74.88	74.55	73.46	74.86
2027	Mar	87.2	79.08	78.48	78.05	76.86	78.25
2027	Abr	89.51	85.57	84.69	83.85	82.38	84.41
2027	May	96.87	93.69	92.69	92.03	90.37	92.37
2027	Jun	80.54	77.31	73.95	72.88	71.8	74.05
2027	Jul	78.67	69.75	68.13	66.84	65.59	67.63
2027	Ago	74.24	61.39	59.01	57.26	55.22	58.33
2027	Sept	86.62	68.64	57.33	54.37	49.84	59.73
2027	Oct	89.35	59.85	56.22	52.73	45.35	54.45
2027	Nov	79.89	61.79	56.84	55.79	53.97	57.8
2027	Dic	80.62	63.04	61.94	61.79	60.73	62.04
2027 Promedio		82.64	71.86	69.18	67.98	65.86	69.15

En la **Figura 12** se muestra la evolución mensual de los precios marginales estimados para el sistema de Guatemala entre enero 2026 y diciembre 2027, desglosado para los cinco bloques de demanda y el promedio ponderado, lo que permite identificar su variación estacional y las diferencias horarias.

Figura 12. Costos marginales promedio mensual por bloque estimados para el sistema de Guatemala.



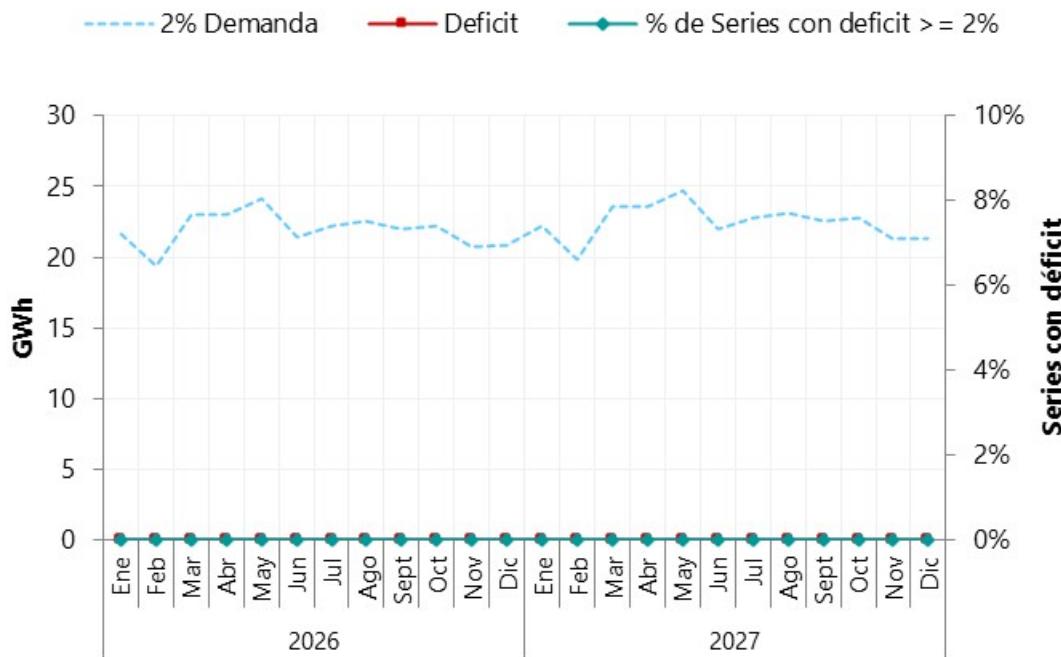
4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

A partir del criterio de confiabilidad adoptado, que define riesgo de déficit cuando en alguna etapa del horizonte de estudio, el déficit supera el 2 % de la demanda en más del 5 % de las series hidrológicas analizadas, los resultados indican que el sistema eléctrico de Guatemala no presenta riesgo de déficit durante el período evaluado.

Todas las etapas comprendidas entre enero de 2026 y diciembre de 2027, los valores de déficit estimados para el sistema guatemalteco son nulos, lo que confirma el cumplimiento pleno del criterio de confiabilidad energética en todo el horizonte de análisis.

La **Figura 13** ilustra de manera clara la evolución del criterio de confiabilidad energética del sistema de Guatemala, evidenciando la ausencia de riesgo de déficit en todo el período analizado.

Figura 13. 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 estimado de energía del sistema eléctrico de El Salvador alcanza **7,977 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y **8,331 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, evidenciando un incremento moderado de la generación anual a lo largo del horizonte analizado.

En la **Tabla 17** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de El Salvador por tipo de recurso, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 17. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Gas Natural	Derivados Petróleo	Total
2026	Ene	125	89	28	46	90	203	2	584
2026	Feb	91	98	17	51	82	196	3	536
2026	Mar	125	190	23	55	90	223	6	712
2026	Abr	121	314	12	57	87	215	7	814
2026	May	125	204	6	53	0	223	193	803
2026	Jun	121	267	5	50	0	213	6	662
2026	Jul	125	231	18	63	0	214	2	653
2026	Ago	111	327	9	55	0	211	5	718
2026	Sept	121	261	4	70	0	189	11	657
2026	Oct	125	278	10	73	0	191	6	683
2026	Nov	108	80	23	71	87	211	5	586
2026	Dic	125	46	27	57	90	221	1	568
2026	Total	1,422	2,387	182	702	527	2,511	247	7,977
2027	Ene	105	93	28	65	90	222	3	608
2027	Feb	113	62	17	72	82	201	5	551
2027	Mar	125	203	23	77	90	223	11	753
2027	Abr	121	293	12	80	87	215	11	820
2027	May	125	210	6	73	0	223	168	805
2027	Jun	121	256	5	70	0	215	7	674
2027	Jul	125	235	18	94	0	220	4	696
2027	Ago	125	304	9	82	0	208	7	735
2027	Sept	96	269	4	89	0	205	15	679
2027	Oct	101	299	10	91	0	193	5	700
2027	Nov	121	129	23	90	87	201	5	656
2027	Dic	125	134	27	73	90	204	2	654
2027	Total	1,401	2,488	182	957	527	2,531	245	8,331

Para 2026, se estima que los recursos renovables (hidroeléctrico, eólico, solar fotovoltaico, geotérmico y biomasa) aporten 5,220 GWh, equivalentes al 65.4 % de la generación total del sistema. Dentro de este conjunto, la generación hidroeléctrica presenta la mayor participación, con 2,387 GWh, lo que

representa aproximadamente el 45.7 % de la generación renovable. La geotermia constituye el segundo aporte renovable en importancia, con 1,422 GWh, seguida por la biomasa con 527 GWh.

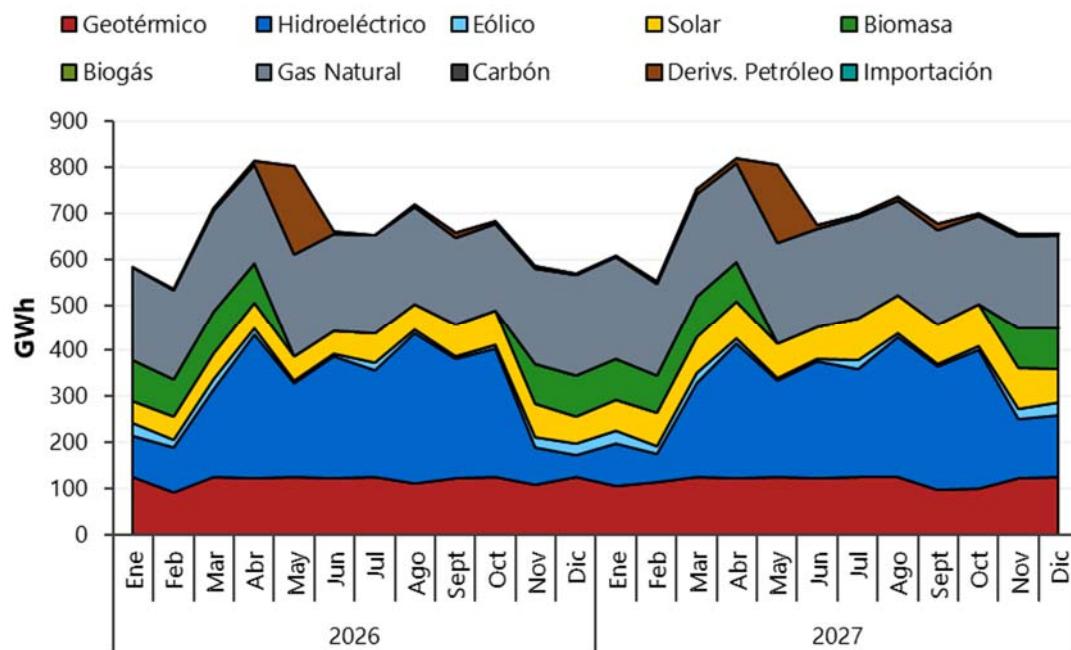
En contraste, los recursos no renovables, conformados principalmente por gas natural y derivados del petróleo, contribuyen con 2,758 GWh, equivalentes al 34.6 % del total anual, destacando la generación a gas natural, que alcanza 2,511 GWh.

Para 2027, los recursos renovables mantienen una participación mayoritaria en la matriz de generación, con una producción estimada de 5,555 GWh, lo que representa aproximadamente el 66.7 % de la generación total. En este año, la generación hidroeléctrica se incrementa hasta 2,488 GWh, consolidándose como la principal fuente renovable del sistema, mientras que la geotermia aporta 1,401 GWh y la biomasa 527 GWh.

Por su parte, los recursos no renovables alcanzan 2,776 GWh, equivalentes al 33.3 % del total anual, manteniéndose la generación a gas natural como la fuente no renovable predominante, con 2,531 GWh.

En la **Figura 14** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema eléctrico de El Salvador, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 14. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por etapa y tipo de recurso.





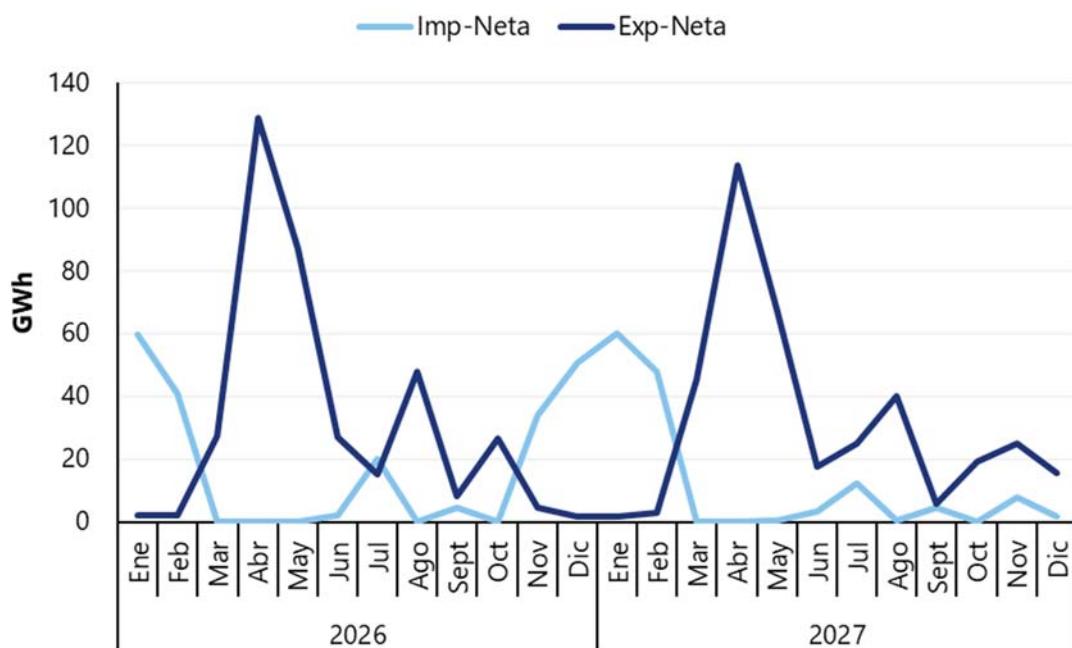
4.2.2. Intercambios en el MER

Para El Salvador se estima que, durante el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027, el país mantendrá un saldo neto exportador en el MER. En 2026, las exportaciones netas se proyectan en **379 GWh**, frente a importaciones netas de **213 GWh**. Asimismo, para el año 2027 se prevé que las exportaciones netas alcancen **380 GWh**, superando las importaciones netas estimadas en **139 GWh**. La **Tabla 18** presenta el detalle de los intercambios netos mensuales estimados para el período de enero de 2026 a diciembre de 2027.

Tabla 18. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	60	2
2026	Feb	41	2
2026	Mar	0	27
2026	Abr	0	129
2026	May	0	87
2026	Jun	2	27
2026	Jul	20	15
2026	Ago	0	48
2026	Sept	5	8
2026	Oct	0	26
2026	Nov	34	5
2026	Dic	51	2
2026	Total	213	379
2027	Ene	60	2
2027	Feb	48	3
2027	Mar	0	45
2027	Abr	0	114
2027	May	1	67
2027	Jun	3	18
2027	Jul	12	25
2027	Ago	0	40
2027	Sept	5	6
2027	Oct	0	19
2027	Nov	8	25
2027	Dic	2	16
2027	Total	139	380

En la figura 15 se ilustra de forma gráfica la evolución mensual de las exportaciones e importaciones netas de energía eléctrica estimadas para El Salvador en el MER, durante el período comprendido entre julio de 2025 y diciembre de 2026.

Figura 15. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de El Salvador en el MER.


La figura 15 evidencia que El Salvador presenta un comportamiento mayormente exportador en el período comprendido en el período de este Planeamiento Operativo. Las exportaciones netas se concentran principalmente entre los meses de marzo y octubre, destacándose de forma consistente los meses de abril y mayo de ambos años como los de mayor magnitud exportadora. En contraste, las importaciones netas se registran principalmente al inicio y al cierre de cada año, particularmente en enero, febrero, noviembre y diciembre, sin revertir el saldo neto exportador anual del país durante el período analizado.

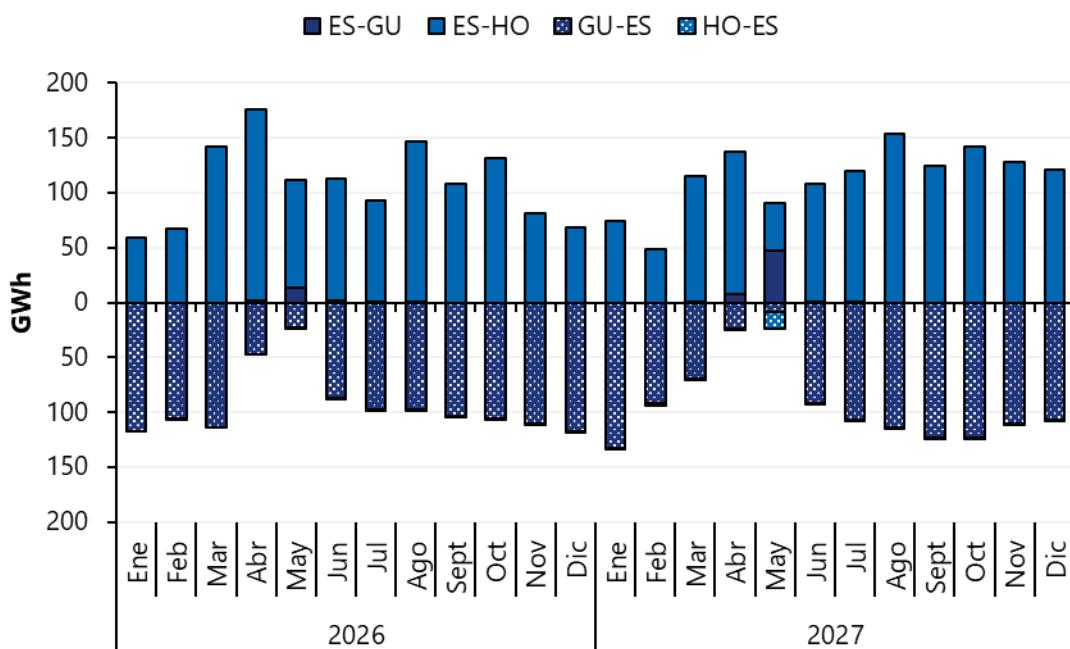
Los intercambios de energía de El Salvador en el MER se realizan a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras. En promedio, el 97 % de las exportaciones se canaliza mediante las interconexiones con Honduras, mientras que una proporción similar de las importaciones se efectúa a través de las interconexiones con Guatemala, tal como se puede observar en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Intercambio de energía estimado de El Salvador con Guatemala y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importación desde Guatemala	Importación desde Honduras
2026	Ene	0	60	117	0
2026	Feb	0	67	105	1
2026	Mar	0	142	114	0
2026	Abr	2	174	47	0
2026	May	13	98	22	1
2026	Jun	1	111	87	1
2026	Jul	0	93	97	1
2026	Ago	1	146	97	1
2026	Sept	0	108	103	1
2026	Oct	0	132	105	0
2026	Nov	0	82	111	0
2026	Dic	0	68	118	0
2026	Total	17	1,281	1,124	7
2027	Ene	0	75	133	1
2027	Feb	0	49	91	2
2027	Mar	0	115	69	0
2027	Abr	8	130	24	0
2027	May	48	43	8	15
2027	Jun	1	107	92	1
2027	Jul	0	120	107	0
2027	Ago	0	153	113	0
2027	Sept	0	125	123	0
2027	Oct	0	143	123	0
2027	Nov	0	128	111	0
2027	Dic	0	121	107	0
2027	Total	57	1,307	1,102	21

La **Figura 16** ilustra el comportamiento de los intercambios de energía estimados de El Salvador a través de sus interconexiones con Guatemala y Honduras. En coherencia con lo señalado anteriormente, se observa que las importaciones se efectúan mayormente en las interconexiones con el sistema guatemalteco, mientras que las exportaciones se dan principalmente a través de las interconexiones con Honduras.

Figura 16. Exportaciones e importaciones estimadas de El Salvador con Guatemala y Honduras.



4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados mensuales estimados para el sistema de El Salvador evidencian un comportamiento creciente durante el primer semestre de 2026, con un incremento sostenido entre enero y mayo. En este período, el costo marginal promedio se estima en **80.79 USD/MWh**.

En 2027, los costos marginales presentan niveles promedio inferiores a los registrados en 2026, con un promedio anual de **78.79 USD/MWh**. El patrón mensual se mantiene, con precios más elevados durante el período comprendido entre marzo y mayo, alcanzando un máximo en mayo de 93.17 USD/MWh, y una tendencia descendente hacia el segundo semestre del año, con los valores más bajos registrados en los meses de octubre a diciembre. En ambos años se conserva el patrón horario, caracterizado por costos más altos en el Bloque 1 y una disminución progresiva hacia el Bloque 5.

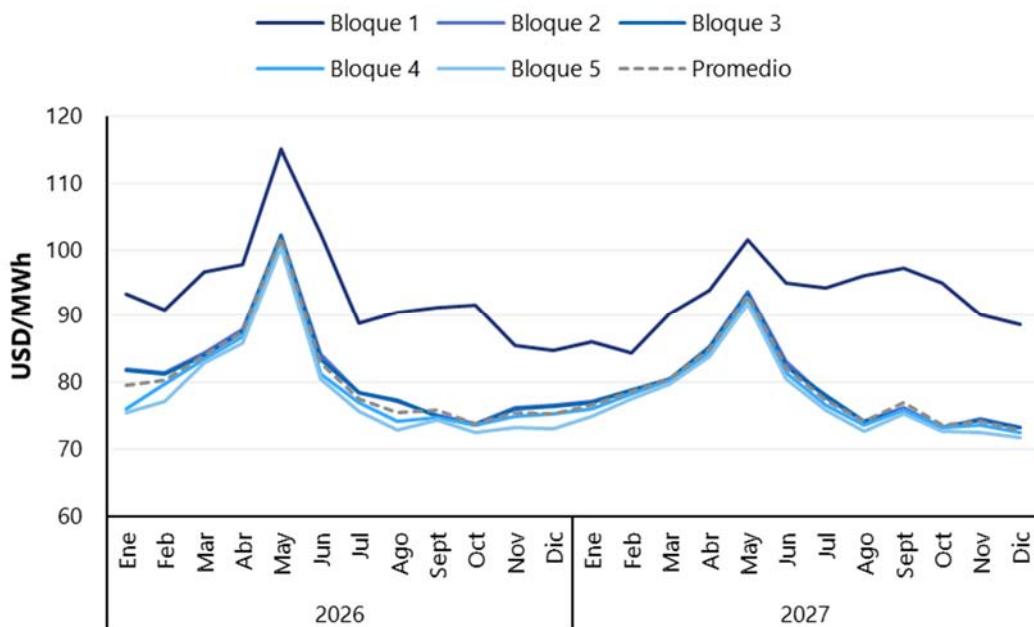
La **Tabla 20** presenta el detalle de los costos marginales mensuales por bloque del sistema de El Salvador para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 20. Costo marginal promedio mensual estimado por bloque del sistema de El Salvador (USD/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2026	Ene	93.41	82.05	81.78	76.05	75.51	79.60
2026	Feb	90.90	81.48	81.20	79.68	77.23	80.37
2026	Mar	96.66	84.37	84.13	83.43	82.87	84.02
2026	Abr	97.84	87.89	87.61	86.81	85.93	87.52
2026	May	115.17	102.34	102.11	101.4	100.43	101.95
2026	Jun	102.54	84.26	83.50	81.33	80.44	82.85
2026	Jul	88.85	78.51	78.43	77.03	75.63	77.47
2026	Ago	90.61	77.13	77.30	74.10	72.94	75.56
2026	Sept	91.21	75.15	74.87	74.80	74.39	75.77
2026	Oct	91.74	73.77	73.62	73.53	72.5	73.76
2026	Nov	85.44	76.25	76.09	74.85	73.33	75.42
2026	Dic	84.75	76.53	76.38	75.27	73.13	75.23
2026 Promedio		94.09	81.64	81.42	79.86	78.69	80.79
2027	Ene	86.08	77.09	77.05	75.96	74.83	76.67
2027	Feb	84.47	78.90	78.90	78.35	77.53	78.67
2027	Mar	90.28	80.56	80.58	80.24	79.82	80.58
2027	Abr	93.97	85.25	85.14	84.44	83.85	85.06
2027	May	101.52	93.66	93.36	92.70	91.93	93.17
2027	Jun	95.02	83.12	82.30	81.43	80.59	82.14
2027	Jul	94.19	77.75	78.02	76.63	75.84	77.27
2027	Ago	96.16	74.16	74.26	73.65	72.75	74.25
2027	Sept	97.18	76.14	75.85	75.78	75.27	77.02
2027	Oct	95.04	73.33	73.17	73.15	72.62	73.57
2027	Nov	90.19	74.50	74.33	73.56	72.55	74.21
2027	Dic	88.74	73.27	73.24	72.52	71.72	72.86
2027 Promedio		92.74	78.98	78.85	78.20	77.44	78.79

La **Figura 17** muestra la evolución mensual de los costos marginales estimados por bloque del sistema de El Salvador durante el período de estudio 2026–2027. En 2026 se observa un incremento progresivo de los costos desde enero hasta mayo, mes en el que todos los bloques alcanzan sus valores máximos. A partir de junio se presenta una reducción significativa, seguida de una tendencia descendente que se mantiene hasta diciembre. En 2027 se repite un patrón estacional similar, con aumentos graduales hasta mayo, aunque con inferiores a los de 2026, y una posterior disminución sostenida en el segundo semestre, lo que sugiere una influencia recurrente de condiciones hidrológicas favorables sobre la formación de los costos marginales.

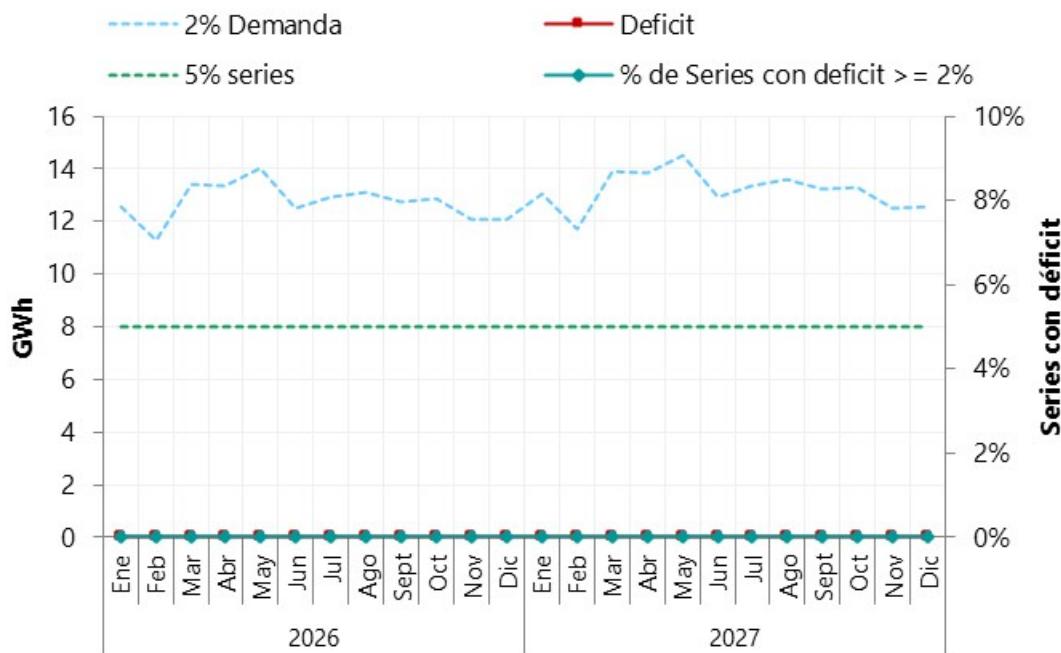
Figura 17. Costo marginal promedio por bloque estimado del sistema de El Salvador.



4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

Con base en el criterio de confiabilidad adoptado, los resultados evidencian que el sistema eléctrico de El Salvador no presenta riesgo de déficit a lo largo del período evaluado. En todas las etapas comprendidas entre enero de 2026 y diciembre de 2027, los valores de déficit se mantienen en cero, lo que indica que la demanda es atendida de manera consistente. En consecuencia, en ninguna de las etapas analizadas se alcanzan condiciones que comprometan el cumplimiento del criterio de confiabilidad energética establecido.

La **Figura 18** ilustra de manera clara la evolución del criterio de confiabilidad energética del sistema salvadoreño, evidenciando la ausencia de riesgo de déficit en todo el período analizado.

Figura 18. 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 estimado de energía del sistema eléctrico de Honduras alcanza **10,528 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y **11,628 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, lo que refleja un incremento significativo de la generación anual a lo largo del horizonte analizado, asociado principalmente al mayor aporte de recursos térmicos y al crecimiento sostenido de la generación renovable variable.

En la **Tabla 21** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de Honduras por tipo de recurso, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 21. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso (GWh).

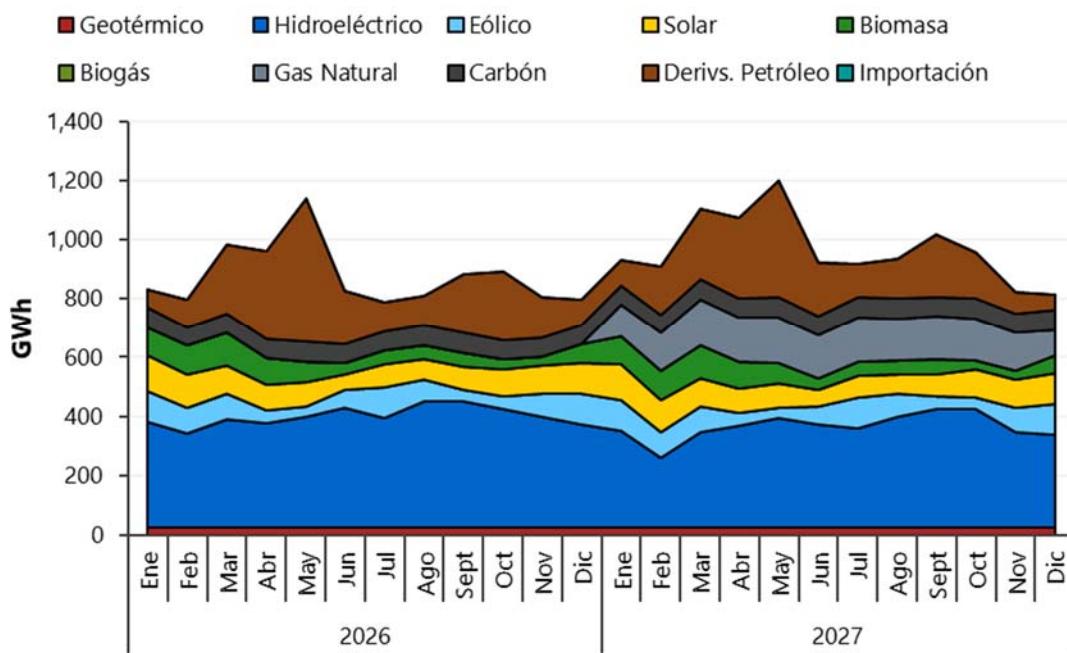
Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Derivados Petróleo	Total
2026	Ene	26	354	105	121	97	0	68	63	833
2026	Feb	23	319	87	112	99	0	62	97	799
2026	Mar	26	363	87	96	111	0	68	232	983
2026	Abr	25	351	46	83	91	0	66	302	964
2026	May	26	374	32	82	71	0	68	485	1,139
2026	Jun	25	403	61	55	39	0	66	181	829
2026	Jul	26	370	103	76	48	0	68	99	790
2026	Ago	26	423	77	67	49	0	68	103	812
2026	Sept	25	424	40	78	51	0	66	202	885
2026	Oct	26	399	42	92	34	0	68	231	891
2026	Nov	25	371	82	93	33	0	66	138	807
2026	Dic	26	346	105	103	64	0	68	84	796
2026	Total	301	4,497	865	1,058	786	0	803	2,217	10,528
2027	Ene	26	324	105	121	97	106	68	87	934
2027	Feb	23	234	87	112	99	130	62	163	909
2027	Mar	26	322	87	96	111	156	68	240	1,105
2027	Abr	25	341	46	83	91	151	66	273	1,075
2027	May	26	369	32	82	71	156	68	399	1,204
2027	Jun	25	348	61	55	39	150	66	183	925
2027	Jul	26	333	103	76	48	151	68	116	921
2027	Ago	26	372	77	67	49	142	68	135	935
2027	Sept	25	401	40	77	51	147	66	215	1,021
2027	Oct	26	397	42	92	34	142	68	159	960
2027	Nov	25	323	82	93	33	128	66	74	823
2027	Dic	26	309	105	103	64	86	68	55	816
2027	Total	301	4,073	865	1,058	786	1,643	803	2,098	11,628

En 2026, la generación del sistema eléctrico de Honduras está dominada por recursos renovables, que aportan 7,507 GWh, que representa el 71.3 % del total, con una clara predominancia de la hidroeléctricidad, con un despacho estimado de 4,497 GWh. Los recursos no renovables contribuyen con 3,020 GWh, representando una proporción del 28.7 %.

En 2027, los recursos renovables mantienen la mayor participación, aunque con una reducción relativa, alcanzando 7,083 GWh, lo que representa una proporción de 60.9 %, nuevamente liderados por la generación hidroeléctrica con un aporte estimado de 4,073 GWh. En contraste, la generación no renovable se incrementa hasta 4,544 GWh, lo que representa una proporción del 39.1 %, debido principalmente a la incorporación del gas natural durante el segundo semestre, mientras que los derivados del petróleo y el carbón mantienen aportes relevantes.

La **Figura 19** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema eléctrico de Honduras, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 19. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso.



4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, el sistema hondureño presenta un comportamiento marcadamente importador en el MER durante el período de este Planeamiento Operativo. Las exportaciones netas se registran de manera puntual y de baja magnitud, limitándose a 9 GWh en mayo de 2026 y a 16 GWh en mayo de 2027, mientras que en el resto de los meses predominan importaciones netas.

En términos agregados, las importaciones netas alcanzan **2,346 GWh** entre enero y diciembre de 2026 y **1,649 GWh** en el mismo período de 2027, confirmando la condición estructuralmente importadora del país en el período analizado. El mayor nivel mensual de importaciones se estima para julio de 2026, con 303 GWh, seguido de agosto del mismo año con 298 GWh, mientras que el valor mínimo se observa en mayo de 2027, con 7 GWh.

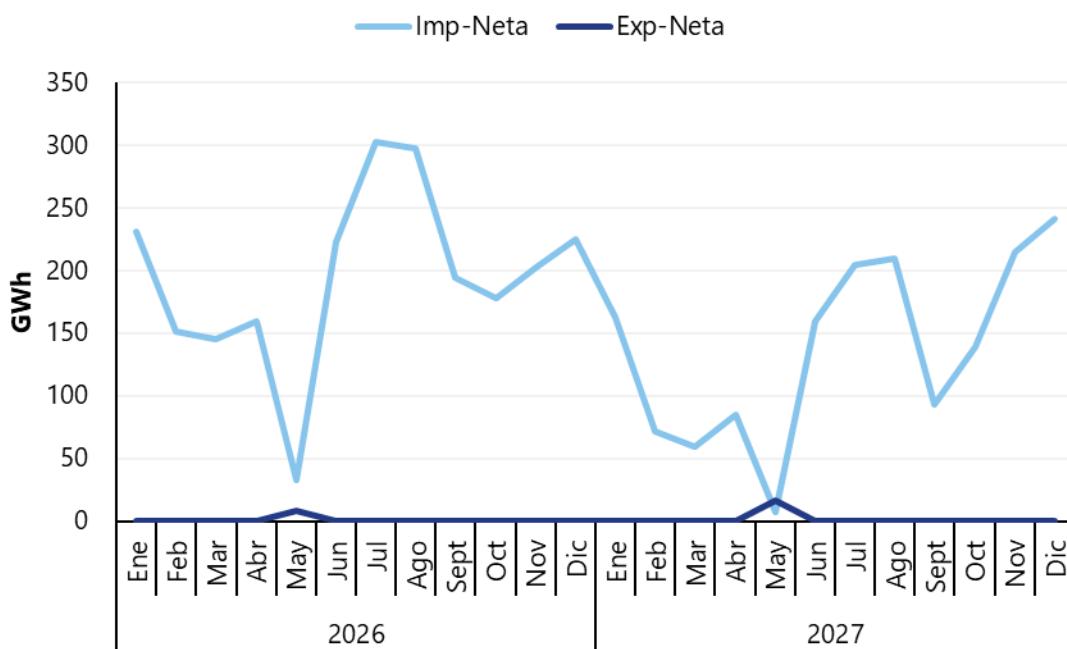
El detalle mensual de las importaciones y exportaciones netas estimadas del sistema hondureño en el MER se presenta en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	232	0
2026	Feb	152	0
2026	Mar	145	0
2026	Abr	160	0
2026	May	33	9
2026	Jun	223	0
2026	Jul	303	0
2026	Ago	298	0
2026	Sept	195	0
2026	Oct	178	0
2026	Nov	203	0
2026	Dic	225	0
2026	Total	2,346	9
2027	Ene	162	0
2027	Feb	72	0
2027	Mar	59	0
2027	Abr	85	0
2027	May	7	16
2027	Jun	160	0
2027	Jul	205	0
2027	Ago	210	0
2027	Sept	93	0
2027	Oct	140	0
2027	Nov	215	0
2027	Dic	241	0
2027	Total	1,649	16

En la **Figura 20** se presenta la evolución cronológica de las importaciones y exportaciones del sistema eléctrico de Honduras en el MER. Se observa que el país actúa principalmente como importador neto, registrando volúmenes significativos de importación y exportaciones prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

Figura 20. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Honduras en el MER.



Los intercambios de energía de Honduras en el MER se realizan a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador y Nicaragua. En el caso de las importaciones —que constituyen el componente predominante de estos flujos—, estas se concentran principalmente en la interconexión con El Salvador, que aporta en promedio alrededor del 50 % del total importado. Le sigue la interconexión con Guatemala, con una participación cercana al 38 %, mientras que el restante 12 % de las importaciones se canaliza a través de la interconexión con Nicaragua.

Por su parte, las exportaciones hondureñas presentan una clara concentración hacia Nicaragua, que absorbe en promedio aproximadamente el 93 % de los volúmenes exportados. Las exportaciones hacia El Salvador representan alrededor del 6 %, mientras que los flujos hacia Guatemala son marginales, con una participación cercana al 1 %. Este patrón evidencia el rol diferenciado de cada interconexión en los intercambios de energía de Honduras dentro del MER.

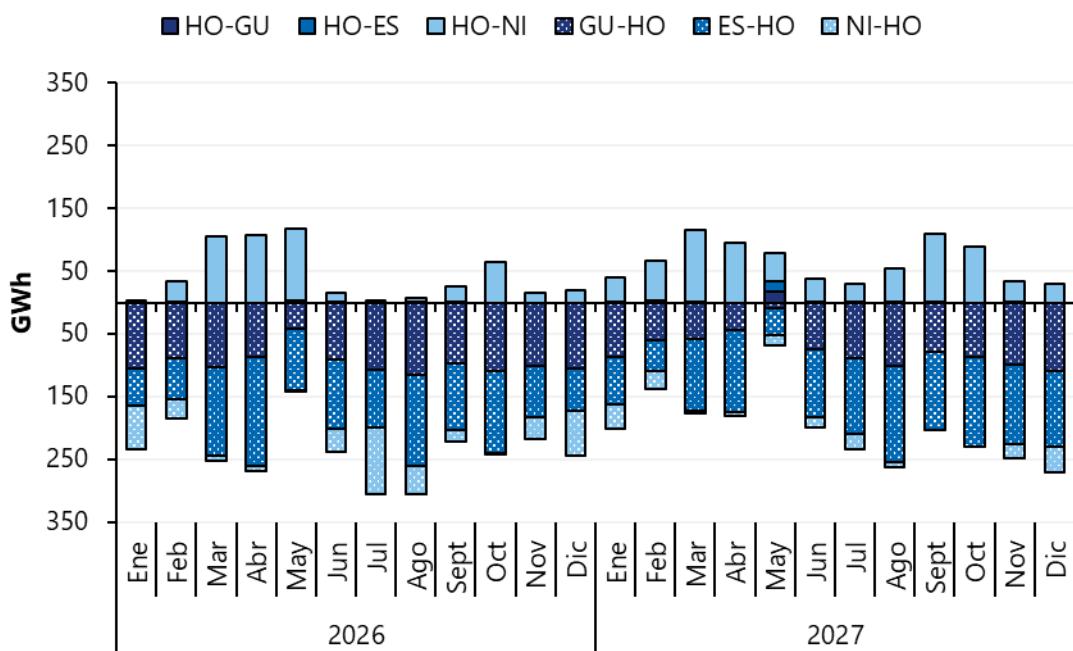
A continuación, en la **Tabla 23**, se presenta el detalle mensual de los intercambios de Honduras con los sistemas de Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

**Tabla 23.** 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
2026	Ene	0	0	3	106	60	70
2026	Feb	0	1	33	88	67	30
2026	Mar	0	0	106	102	142	8
2026	Abr	0	0	108	87	174	7
2026	May	1	1	116	41	98	4
2026	Jun	0	1	15	91	111	37
2026	Jul	0	1	1	107	93	105
2026	Ago	0	1	6	115	146	44
2026	Sept	0	1	25	97	108	17
2026	Oct	0	0	65	109	132	2
2026	Nov	0	0	15	101	82	35
2026	Dic	0	0	20	104	68	71
2026	Total	1	7	512	1,147	1,281	429
2027	Ene	0	1	39	87	75	40
2027	Feb	0	2	63	61	49	28
2027	Mar	0	0	116	58	115	3
2027	Abr	0	0	95	45	130	6
2027	May	18	15	45	9	43	17
2027	Jun	0	1	37	75	107	16
2027	Jul	0	0	29	90	120	26
2027	Ago	0	0	53	100	153	9
2027	Sept	0	0	110	78	125	0
2027	Oct	0	0	89	87	143	0
2027	Nov	0	0	33	98	128	22
2027	Dic	0	0	29	109	121	41
2027	Total	18	21	740	897	1,307	208

La **Figura 21** presenta, de forma comparativa, el comportamiento de las importaciones y exportaciones estimadas de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua durante el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027, en coherencia con los datos detallados previamente en la **Tabla 23**.

Figura 21. Exportaciones e importaciones estimadas de Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.



4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

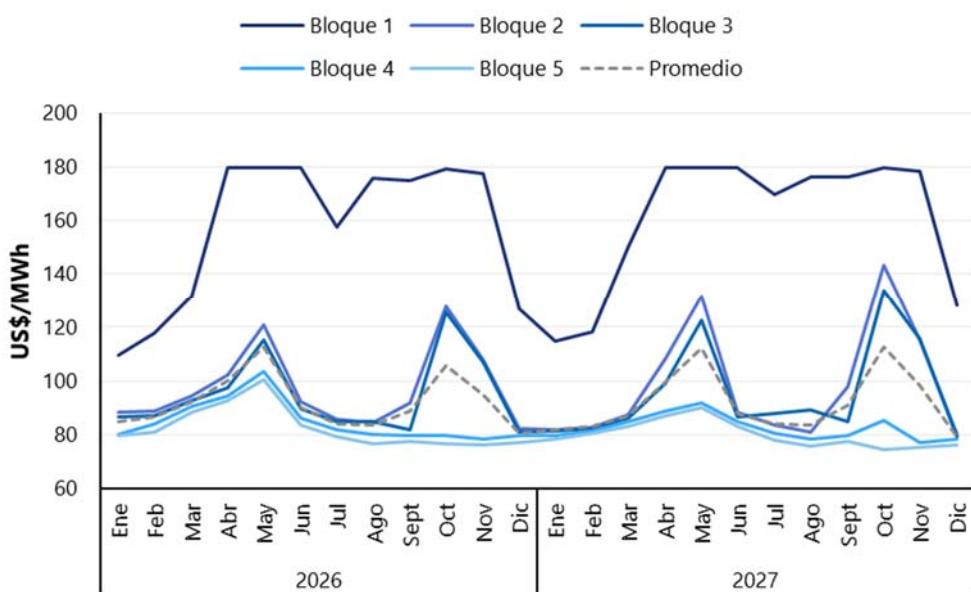
El costo marginal promedio ponderado mensual del sistema de Honduras presenta niveles elevados a lo largo del horizonte de análisis, con un valor promedio anual de **91.91 USD/MWh** en 2026 y de **91.65 USD/MWh** en 2027, lo que evidencia una estabilidad relativa entre ambos años, aunque con una mayor volatilidad en 2027. En 2026, los costos promedio muestran un incremento sostenido desde enero, alcanzando su máximo en mayo con 112.40 USD/MWh, para luego descender gradualmente hacia el cierre del año, con un mínimo de 80.40 USD/MWh en diciembre. En 2027 se observa un comportamiento similar, con un aumento marcado durante el primer semestre y un pico en mayo de 112.31 USD/MWh, seguido de una moderación de los precios en la segunda mitad del año. En términos generales, los resultados reflejan una estacionalidad clara en los costos marginales promedio, asociada a condiciones operativas y de disponibilidad de recursos, con mayores presiones de costo concentradas en el primer semestre de cada año.

En la **Tabla 24** se presenta el detalle del costo marginal promedio mensual por bloque estimado para el sistema de Honduras durante el horizonte de planeamiento.

Tabla 24. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras (USD/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2025	jul	105.88	89	87.1	84.4	79.82	85.06
2025	ago	103.19	88.39	86.73	82.86	74.61	82.87
2025	sep	102.63	89.63	86.35	84.4	77.85	85.72
2025	oct	99.68	88.92	86.72	84.25	75.97	84.31
2025	nov	94.94	87.15	85.1	82.08	77.37	83.27
2025	dic	97.31	87.44	86.17	84.5	80.6	84.36
2025	Promedio	100.6	88.42	86.36	83.75	77.7	84.27
2026	ene	104.18	90.66	89.49	87.34	83.41	88.43
2026	feb	102.59	91.24	89.97	88.79	87.93	90.04
2026	mar	113.44	96.77	95.19	92.53	90.19	93.85
2026	abr	126.52	102.76	100.41	96.6	94.42	99.88
2026	may	130.48	107.09	104.96	100.22	97.3	103.37
2026	jun	109.65	96.89	93.26	90.55	88.13	92.54
2026	Jul	104.75	92.83	91.24	89.24	86.66	90.01
2026	ago	108.36	89.04	87.01	83.92	80.38	85.24
2026	sep	103.22	90.16	88.08	84.24	80.9	87.03
2026	oct	102.35	90	87.99	83.32	78.78	85.55
2026	nov	97.69	87.15	85.27	81.76	77.67	83.38
2026	dic	100.07	85.83	84.72	82.89	80.09	83.22
2026	Promedio	108.61	93.37	91.47	88.45	85.49	90.21

La **Figura 22**, 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 2026 a diciembre 2027.

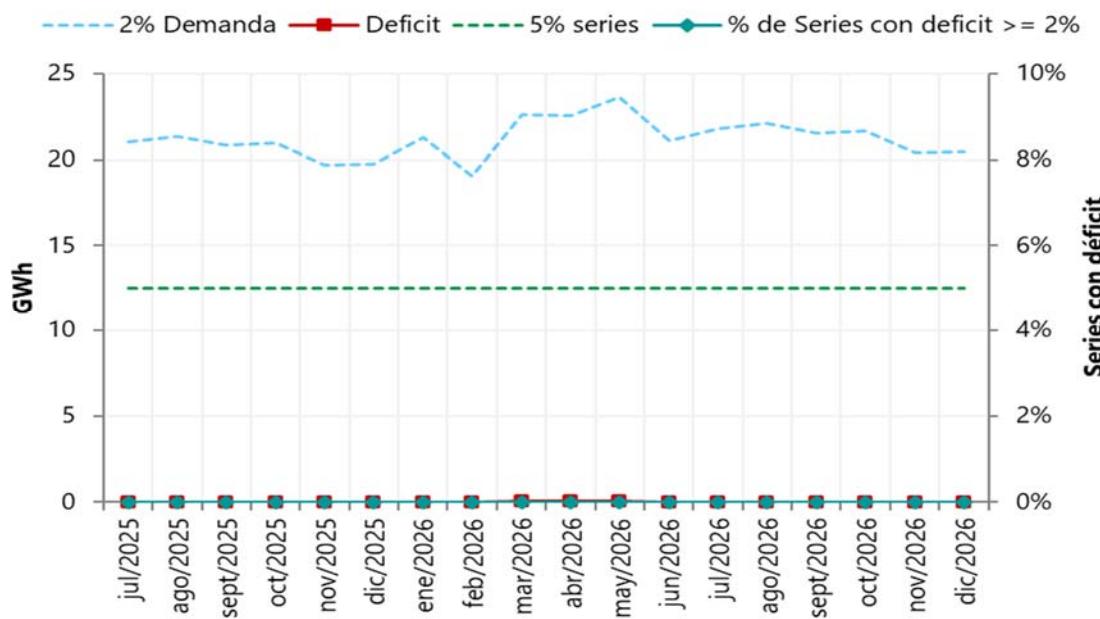
Figura 22. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Honduras.


4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

Con base en los resultados obtenidos, en el sistema eléctrico de Honduras se identifican déficits de demanda en varias etapas del horizonte de análisis; no obstante, dichos valores son de magnitud reducida. En particular, los déficits estimados alcanzan valores máximos de hasta 1.53 GWh en 2026 y 2.66 GWh en 2027, los cuales se mantienen ampliamente por debajo del umbral del 2 % de la demanda del sistema en cada etapa considerada. Asimismo, en ninguna de las etapas analizadas se registra un porcentaje de series hidrológicas con déficit igual o superior al 2 % de la demanda.

En consecuencia, de acuerdo con el criterio de confiabilidad adoptado, los déficits observados no constituyen un riesgo para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica durante el período evaluado. En la **Figura 23** se presentan los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el sistema hondureño, correspondientes al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 23. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Honduras.

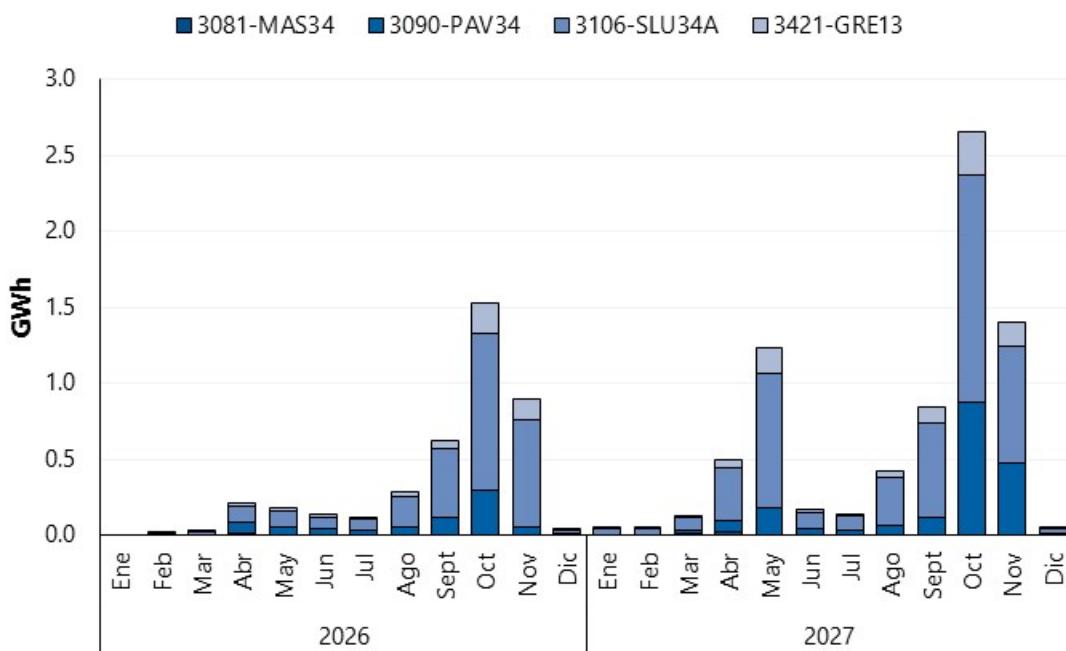


El déficit identificado en el sistema eléctrico de Honduras se asocia principalmente a restricciones en la red de distribución. En el presente Planeamiento los déficits de energía se concentran principalmente en las barras 3106-SLU34A y 3090-PAV34, con una mayor incidencia durante el segundo semestre de 2026 y a lo largo de 2027. En particular, la barra 3106-SLU34A presenta los valores más elevados, alcanzando picos en los meses de septiembre y octubre de 2026 y nuevamente en octubre de 2027. Por su parte, la barra 3090-PAV34 muestra déficits de menor magnitud, pero persistentes, especialmente entre abril y noviembre de ambos años.

La barra 3421-GRE13 registra déficits marginales y de carácter puntual, mientras que la barra 3081-MAS34 prácticamente no presenta afectaciones relevantes durante el período analizado, con valores cercanos a cero en la mayoría de los meses. Estos resultados confirman que las restricciones del sistema se encuentran focalizadas en nodos específicos de la red de distribución, sin evidencia de un problema sistémico generalizado.

En la **Figura 24** se presenta la evolución cronológica del déficit de energía en las barras analizadas a lo largo del período de estudio, lo que permite visualizar de manera integrada la magnitud y persistencia temporal de estas restricciones.

Figura 24. 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 estimado de energía del sistema eléctrico de Nicaragua alcanza **3,690 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y **3,979 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, lo que evidencia un incremento moderado de la generación anual a lo largo del horizonte analizado, asociado principalmente al mayor aporte de generación térmica a gas natural a partir del segundo semestre de 2026 y al crecimiento de la generación solar desde septiembre 2026.

En la **Tabla 25** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de Nicaragua por tipo de recurso, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 25. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso (GWh).

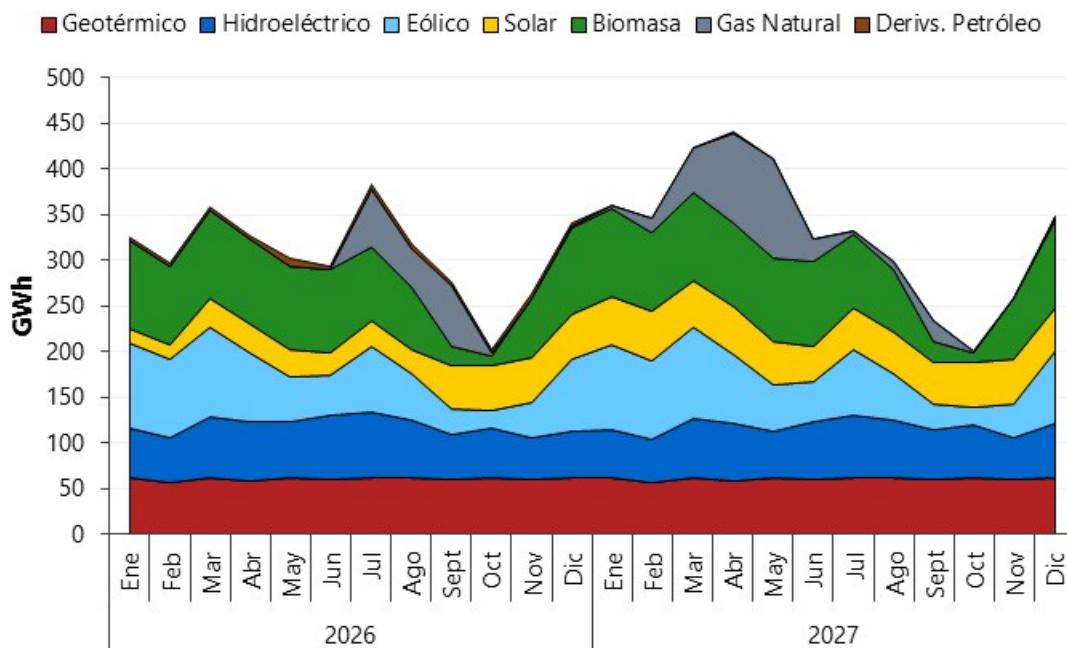
Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Gas Natural	Derivados Petróleo	Total
2026	Ene	62	54	93	16	96	0	4	326
2026	Feb	56	50	86	16	87	0	4	298
2026	Mar	62	66	99	31	96	0	4	359
2026	Abr	59	66	74	32	93	0	4	328
2026	May	62	62	50	30	91	0	9	302
2026	Jun	60	70	44	24	92	0	4	294
2026	Jul	62	72	73	27	81	64	4	383
2026	Ago	62	63	51	27	68	42	4	318
2026	Sept	60	50	28	46	23	65	4	276
2026	Oct	61	55	19	49	11	2	4	203
2026	Nov	60	46	38	49	66	0	4	263
2026	Dic	62	52	78	48	96	1	4	342
2026	Total	727	706	734	395	899	175	56	3,690
2027	Ene	62	52	93	54	96	3	0	360
2027	Feb	56	49	86	53	87	15	0	346
2027	Mar	62	65	99	51	96	49	0	423
2027	Abr	59	64	74	52	93	98	1	440
2027	May	62	52	50	49	91	109	0	412
2027	Jun	60	64	44	38	92	26	0	324
2027	Jul	62	69	73	45	81	4	0	332
2027	Ago	62	64	51	45	68	10	0	299
2027	Sept	60	54	28	46	23	24	0	234
2027	Oct	61	58	19	49	11	2	0	201
2027	Nov	60	46	38	49	66	0	0	258
2027	Dic	62	60	78	48	96	3	0	348
2027	Total	727	696	734	579	899	343	1	3,979

En 2026, la generación del sistema eléctrico de Nicaragua está fuertemente dominada por recursos renovables, que aportan 3,461 GWh, representando el 93.8 % del despacho para dicho período, con la biomasa como principal fuente con 899 GWh, seguida por la eólica, geotérmica e hidroeléctrica, mientras que la solar fotovoltaica presenta una contribución complementaria. Los recursos no renovables aportan 231 GWh, que representa una proporción del 6.2 %, correspondientes principalmente a gas natural, cuya generación se incorpora a partir del segundo semestre.

En 2027, los renovables mantienen su predominio con 3,635 GWh, que representa una proporción del 91.4 % del despacho en ese año, destacando nuevamente la biomasa, y un incremento relevante de la generación solar. La generación no renovable aumenta a 344 GWh, lo que representa una participación del 8.6 %, debido casi exclusivamente al mayor aporte de gas natural, mientras que los derivados del petróleo resultan marginales.

En la **Figura 25** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema eléctrico de Nicaragua, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 25. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por etapa y tipo de recurso.





4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER evidencian que Nicaragua mantiene un comportamiento claramente importador de energía durante el período analizado. En 2026, las importaciones netas se estiman en **2,121 GWh**, mientras que no se registran exportaciones netas a lo largo del año. De manera similar, en 2027 las importaciones netas alcanzarían **2,087 GWh**, manteniéndose la ausencia de exportaciones en todos los meses del período.

A nivel mensual, las mayores importaciones se concentran en el segundo semestre de cada año, destacándose octubre de 2026 con 286 GWh y octubre de 2027 con 308 GWh, como los valores máximos. Este patrón confirma la condición estructuralmente importadora del sistema nicaragüense dentro del MER.

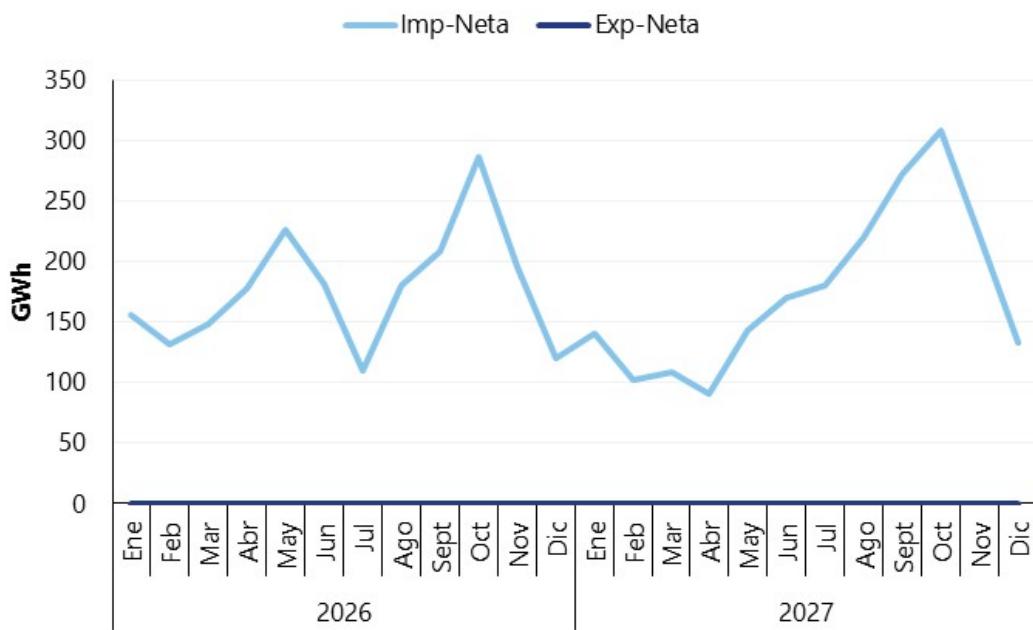
La **Tabla 26** muestra las importaciones y exportaciones netas mensuales estimadas de Nicaragua en el MER para el período de julio 2025 a diciembre 2026.

Tabla 26. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	156	0
2026	Feb	131	0
2026	Mar	149	0
2026	Abr	178	0
2026	May	226	0
2026	Jun	181	0
2026	Jul	110	0
2026	Ago	181	0
2026	Sept	208	0
2026	Oct	286	0
2026	Nov	196	0
2026	Dic	121	0
2026	Total	-2,121	0
2027	Ene	140	0
2027	Feb	103	0
2027	Mar	108	0
2027	Abr	90	0
2027	May	143	0
2027	Jun	170	0
2027	Jul	180	0
2027	Ago	220	0
2027	Sept	272	0
2027	Oct	308	0
2027	Nov	221	0
2027	Dic	133	0
2027	Total	-2,087	0

A continuación, la **Figura 26** ilustra la evolución cronológica estimada de los intercambios de energía de Nicaragua en el MER, evidenciando un perfil claramente importador. Los mayores niveles de importación se registran en los meses de octubre de ambos años analizados, mientras que las exportaciones se mantienen prácticamente nulas a lo largo de todo el período.

Figura 26. 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 27** presenta el detalle mensual de los intercambios energéticos estimados para este Planeamiento.

Tabla 27. Intercambio de energía estimado de Nicaragua con Honduras y Costa Rica (GWh).

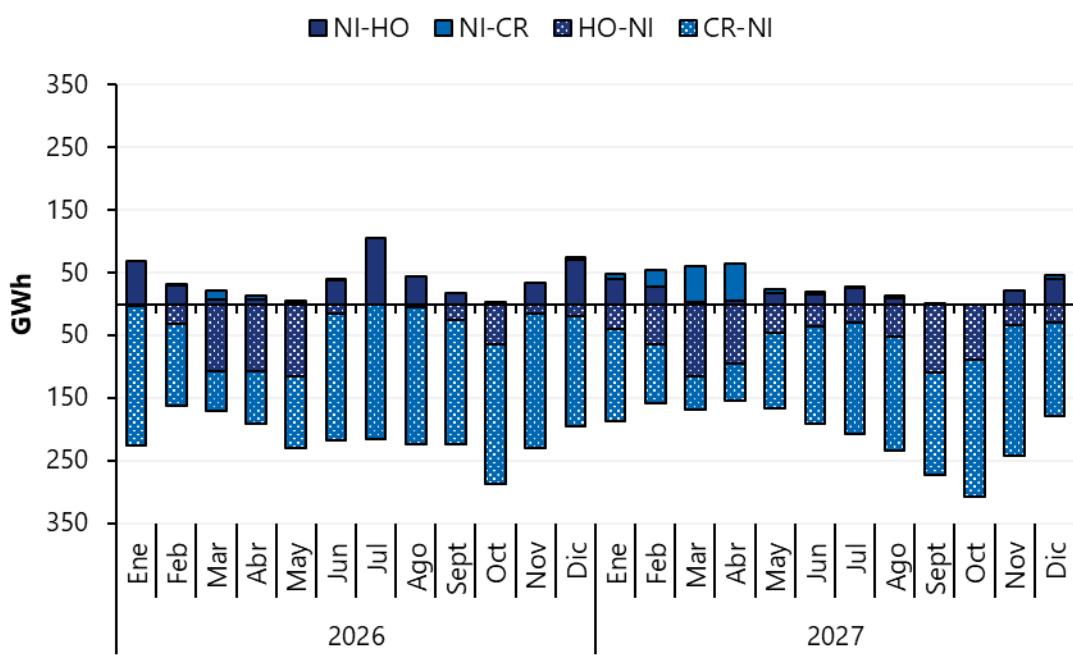
Año	Mes	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2026	Ene	70	0	3	223
2026	Feb	30	2	33	131
2026	Mar	8	14	106	64
2026	Abr	7	7	108	83
2026	May	4	2	116	115
2026	Jun	37	0	15	202
2026	Jul	105	0	1	215
2026	Ago	44	0	6	219
2026	Sept	17	0	25	200
2026	Oct	2	0	65	223
2026	Nov	35	0	15	216
2026	Dic	71	3	20	175
2026	Total	429	27	512	2,065

Continuación **Tabla 27.** 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
2027	Ene	40	8	39	149
2027	Feb	28	27	63	94
2027	Mar	3	56	116	52
2027	Abr	6	59	95	60
2027	May	17	7	45	122
2027	Jun	16	4	37	154
2027	Jul	26	2	29	178
2027	Ago	9	4	53	181
2027	Sept	0	1	110	164
2027	Oct	0	0	89	219
2027	Nov	22	0	33	209
2027	Dic	41	6	29	150
2027	Total	208	175	740	1,731

A continuación, la **Figura 27** representa gráficamente la evolución cronológica estimada de las exportaciones e importaciones de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Figura 27. Exportaciones e importaciones estimadas de Nicaragua con Honduras y Costa Rica.





De acuerdo con las estimaciones, las importaciones de energía de Nicaragua en el MER provienen de manera predominante por medio de las interconexiones con Costa Rica. En 2026, aproximadamente el 80 % del total importado se canaliza a través de estas interconexiones, proporción que se incrementa hasta alrededor del 89 % en 2027, evidenciando su papel dominante como fuente de abastecimiento externo del sistema nicaragüense.

Por su parte, las exportaciones de Nicaragua se dan mayormente por medio de las interconexiones con Honduras. En 2026, cerca del 94 % de las exportaciones netas se materializan a través de las interconexiones con dicho país, mientras que en 2027 esta participación se mantiene elevada, en torno al 54 %, aunque con una mayor presencia relativa de exportaciones hacia Costa Rica. No obstante, los volúmenes exportados resultan significativamente menores en comparación con las importaciones, confirmando el carácter netamente importador de Nicaragua dentro del MER.

4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados mensuales estimados para el sistema de Nicaragua muestran niveles diferenciados a lo largo del horizonte de análisis y una marcada estacionalidad intraanual. Para el año 2026, el precio marginal promedio anual se sitúa en **85.09 USD/MWh**, con un comportamiento creciente durante el primer semestre, alcanzando su valor máximo en mayo con 111.61 USD/MWh. A partir de junio, los precios promedio descienden de manera sostenida, registrando los valores más bajos entre julio y diciembre, con un mínimo de 74.62 USD/MWh en noviembre y 76.63 USD/MWh en diciembre.

En 2027, el costo marginal promedio anual se reduce a **82.70 USD/MWh**, reflejando una moderación general de los precios respecto al año anterior. El perfil mensual mantiene la estacionalidad observada en 2026, con mayores valores en el período de marzo a mayo, y menores precios promedio en el último trimestre del año, particularmente en octubre y noviembre, con valores de 75.29 y 74.48 USD/MWh, respectivamente.

En conjunto, los resultados evidencian una disminución interanual del costo marginal promedio entre 2026 y 2027, así como una concentración de los mayores precios promedio en el primer semestre de cada año.

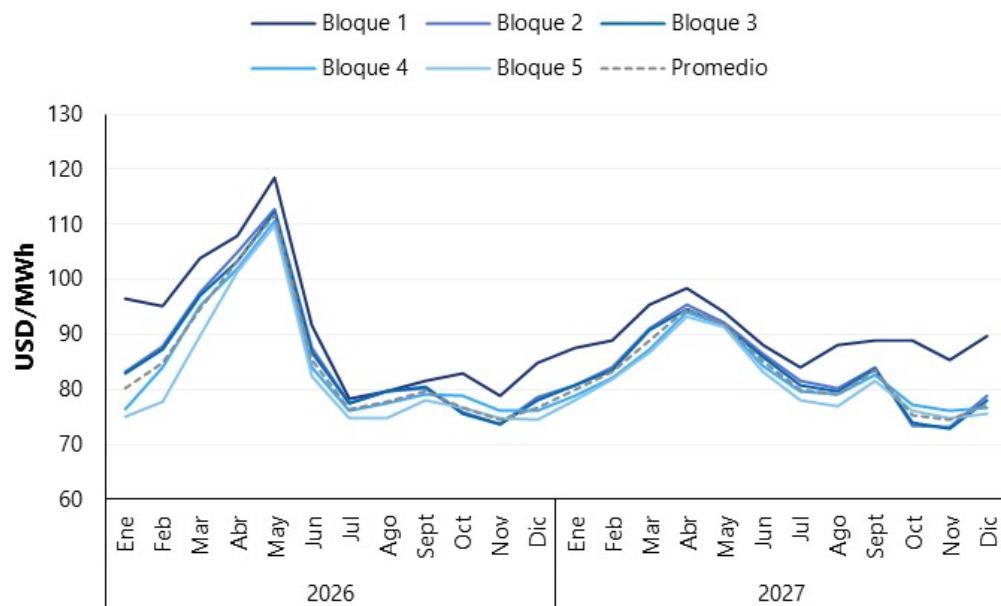
En la **Tabla 28** se presenta el detalle del costo marginal mensual por bloque estimado para el sistema de Nicaragua en el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 28. Costo marginal promedio mensual por bloque del sistema de Nicaragua (USD/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2026	Ene	96.56	83.08	82.95	76.37	74.99	80.22
2026	Feb	95	87.84	87.39	84.12	77.73	84.78
2026	Mar	103.75	97.54	96.91	95.2	89.62	94.48
2026	Abr	107.94	104.79	103.22	102	101.37	103.15
2026	May	118.44	112.89	112.22	110.55	109.68	111.61
2026	Jun	91.68	87.43	86.72	83.89	82.25	85.25
2026	Jul	78.23	77.44	77.36	76.17	74.79	76.35
2026	Ago	79.69	79.61	79.65	77.46	74.84	77.65
2026	Sept	81.51	80.22	80.57	79.15	78.04	79.63
2026	Oct	82.83	75.81	75.46	78.74	76.76	76.7
2026	Nov	78.76	73.75	73.64	76.02	74.66	74.62
2026	Dic	84.91	78.7	78	76.16	74.51	76.63
2026 Promedio		91.61	86.59	86.17	84.65	82.44	85.09
2027	Ene	87.55	80.67	80.72	78.72	77.95	79.9
2027	Feb	88.91	84	83.49	82.09	81.8	83.13
2027	Mar	95.38	90.99	90.86	87.13	86.62	88.78
2027	Abr	98.27	95.37	94.66	94.13	93.12	94.53
2027	May	93.95	92.02	91.68	91.71	91.37	91.75
2027	Jun	88	86.48	85.77	84.34	83.06	84.98
2027	Jul	84.1	81.62	80.79	79.63	78	79.94
2027	Ago	88.04	80.27	79.59	79.03	76.88	78.99
2027	Sept	88.98	83.9	83.86	82.69	81.61	83.39
2027	Oct	88.82	73.41	73.85	77.19	76.06	75.29
2027	Nov	85.31	73.1	72.83	76.04	74.73	74.48
2027	Dic	89.81	78.78	78.04	76.69	75.69	77.26
2027 Promedio		89.76	83.38	83.01	82.45	81.41	82.7

En la **Figura 28** se presenta la evolución de los costos marginales estimados por bloque para el sistema de Nicaragua, evidenciando un comportamiento claramente estacional, con valores promedio elevados durante el primer semestre del año y una reducción hacia la segunda mitad del año.

Figura 28. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Nicaragua.

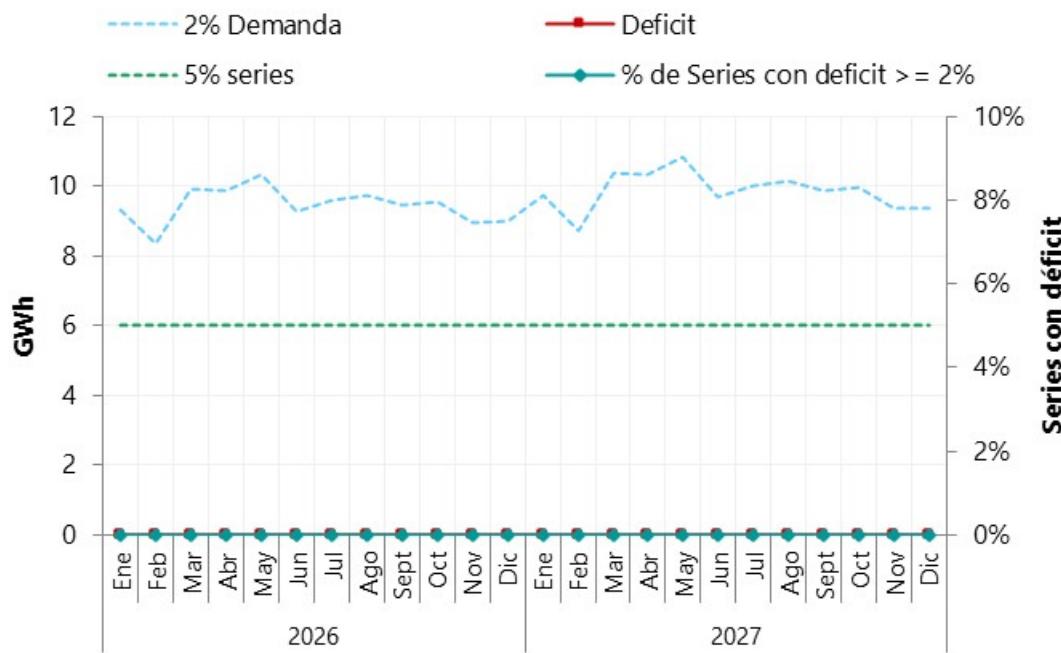


4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

Con base en el criterio de confiabilidad adoptado, los resultados representados en la gráfica evidencian que el sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit durante todo el período de análisis. A lo largo de las etapas comprendidas entre enero de 2026 y diciembre de 2027, el déficit de energía se mantiene nulo, sin registrarse eventos en los que se supere el umbral del 2 % de la demanda ni ocurrencias en las series hidrológicas evaluadas.

Este comportamiento confirma que, durante el horizonte de estudio, la demanda del sistema nicaragüense es atendida de forma continua y adecuada, sin que se generen condiciones que comprometan el cumplimiento del criterio de confiabilidad energética establecido.

La **Figura 29** ilustra la evolución del criterio de confiabilidad energética del sistema de Nicaragua, confirmando que el sistema opera sin riesgo de déficit a lo largo de todo el horizonte de estudio considerado.

Figura 29. 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 estimado de energía del sistema eléctrico de Costa Rica alcanza **14,593 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026 y **14,030 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, evidenciando una leve reducción de la generación anual a lo largo del horizonte analizado, asociada principalmente a la disminución de la generación hidroeléctrica, parcialmente compensada por incrementos en la generación eólica y solar.

En la **Tabla 29** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de Costa Rica por tipo de recurso, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 29. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso (GWh).

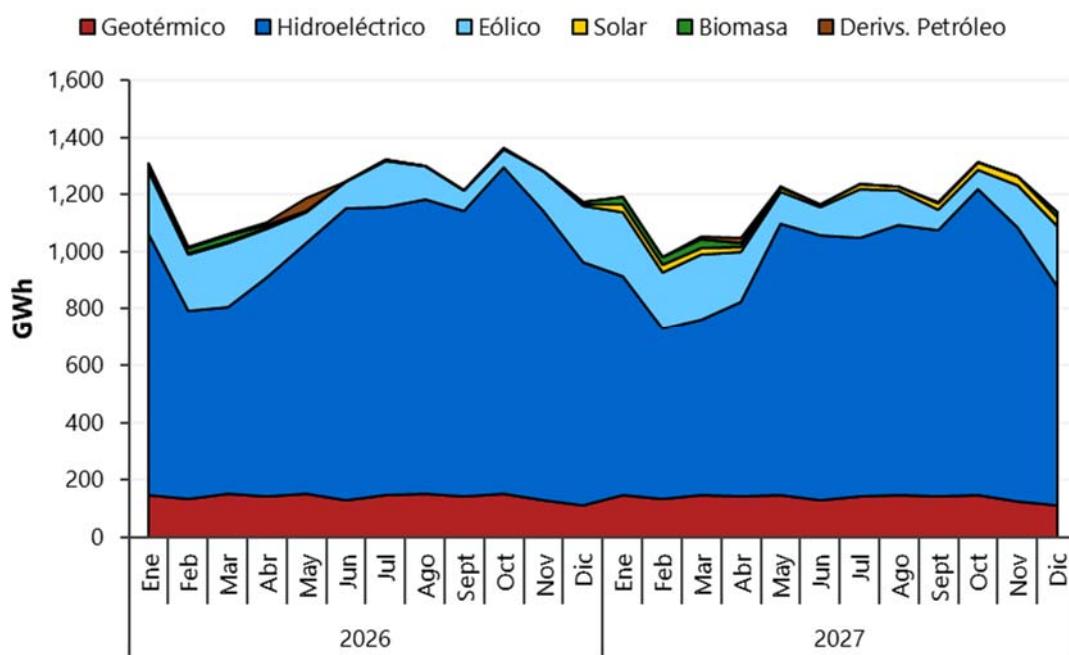
Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Derivados Petróleo	Total
2026	Ene	148	916	220	5	19	0	1,308
2026	Feb	134	660	196	5	18	3	1,016
2026	Mar	149	658	226	4	19	6	1,062
2026	Abr	144	765	172	3	9	12	1,105
2026	May	149	882	109	3	1	48	1,190
2026	Jun	130	1,023	93	2	0	0	1,249
2026	Jul	146	1,009	165	2	0	0	1,322
2026	Ago	149	1,033	117	2	0	0	1,301
2026	Sept	144	1,000	69	3	0	0	1,216
2026	Oct	149	1,149	63	3	0	0	1,364
2026	Nov	128	1,015	138	3	0	0	1,285
2026	Dic	112	851	197	4	11	0	1,175
2026	Total	1,682	10,962	1,765	39	76	69	14,593
2027	Ene	145	770	222	27	30	0	1,194
2027	Feb	131	600	198	24	28	1	983
2027	Mar	145	617	229	20	31	9	1,052
2027	Abr	141	682	175	18	14	18	1,047
2027	May	145	954	111	16	1	3	1,230
2027	Jun	127	929	99	11	0	0	1,166
2027	Jul	143	904	175	14	0	1	1,236
2027	Ago	145	947	125	13	0	0	1,231
2027	Sept	141	935	74	23	0	1	1,173
2027	Oct	145	1,076	67	26	0	0	1,314
2027	Nov	125	961	148	29	0	0	1,263
2027	Dic	109	768	211	34	18	0	1,140
2027	Total	1,643	10,143	1,832	255	122	34	14,030

En 2026, la generación del sistema eléctrico de Costa Rica se encuentra prácticamente en su totalidad dominada por recursos renovables, los cuales aportan 14,524 GWh, equivalentes a más del 99.5 % del despacho anual. Dentro de este conjunto, la generación hidroeléctrica constituye la principal fuente, con 10,962 GWh, seguida por la generación eólica con 1,765 GWh y la geotermia con 1,682 GWh. La generación solar fotovoltaica presenta una contribución aún reducida, solo con 39 GWh en este período, mientras que la biomasa aporta 76 GWh. Los recursos no renovables, limitados a derivados del petróleo, registran un despacho marginal de 69 GWh, representando alrededor del 0.5 % del total.

En 2027, los recursos renovables mantienen su claro predominio en la matriz de generación, con una producción estimada de 13,996 GWh, lo que representa aproximadamente el 99.8 % del despacho anual. La hidroelectricidad continúa siendo la principal fuente con 10,143 GWh, seguida por la generación eólica con 1,832 GWh en este período y la geotermia con 1,643 GWh. En este año se observa un incremento relevante de la generación solar fotovoltaica, que alcanza 255 GWh, así como un mayor aporte de biomasa con 122 GWh. La generación con derivados del petróleo se reduce a 34 GWh, manteniendo una participación marginal en el sistema.

En la **Figura 30** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema eléctrico de Costa Rica, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 30. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por etapa y tipo de recurso.



4.5.2. Intercambios en el MER

Las estimaciones muestran a Costa Rica como un exportador neto de energía en el MER durante el período analizado, particularmente en el año 2026, cuando las exportaciones netas alcanzan **1,387 GWh** frente a importaciones netas de **154 GWh**, es decir, un volumen exportado aproximadamente nueve veces superior al importado. En 2027, si bien el país mantiene un saldo neto exportador, este se reduce, con exportaciones netas estimadas en **726 GWh** e importaciones netas de **301 GWh**.

A nivel mensual, en 2026 las exportaciones se concentran principalmente entre junio y diciembre, destacándose los meses de octubre y noviembre como los de mayor magnitud. En contraste, las importaciones se registran de forma puntual y se concentran en el primer semestre del año. En 2027, las exportaciones presentan una menor magnitud y mayor variabilidad, mientras que las importaciones aumentan y se concentran principalmente entre marzo y mayo.

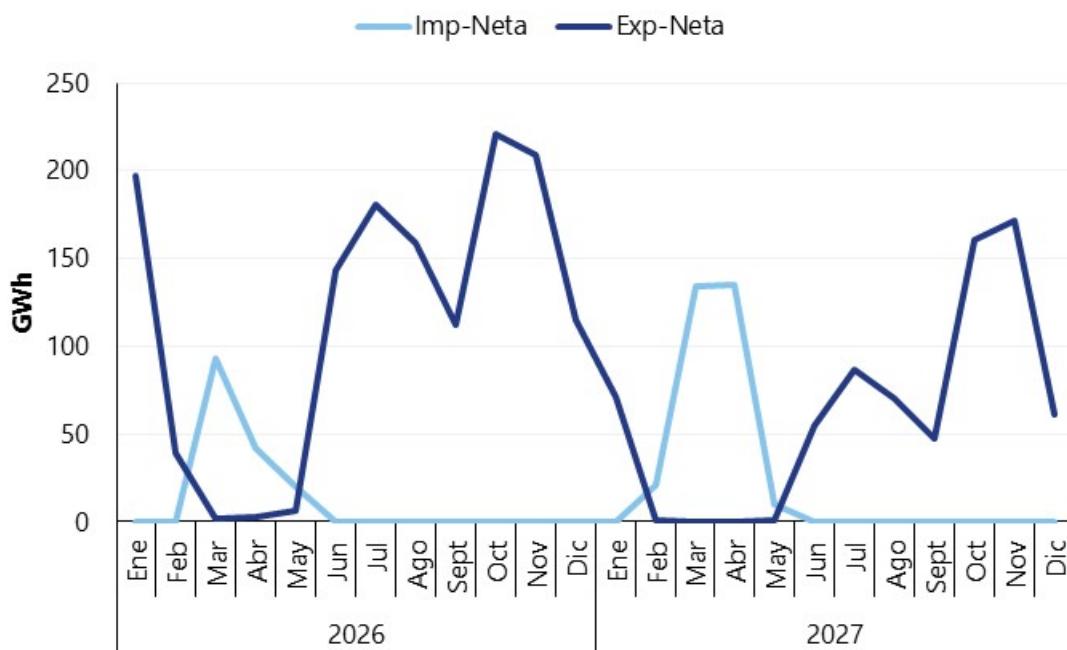
La **Tabla 30** presenta el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 30. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	0	197
2026	Feb	0	39
2026	Mar	93	2
2026	Abr	42	3
2026	May	20	6
2026	Jun	0	143
2026	Jul	0	181
2026	Ago	0	158
2026	Sept	0	112
2026	Oct	0	221
2026	Nov	0	209
2026	Dic	0	115
2026	Total	154	1,387
2027	Ene	0	72
2027	Feb	21	1
2027	Mar	134	0
2027	Abr	135	0
2027	May	10	0
2027	Jun	0	55
2027	Jul	0	87
2027	Ago	0	70
2027	Sept	0	47
2027	Oct	0	161
2027	Nov	0	172
2027	Dic	0	61
2027	Total	301	726

La **Figura 31** que sigue a continuación, ilustra el comportamiento cronológico de los intercambios de energía de Costa Rica en el MER para el período de este Planeamiento.

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



Las transacciones de Costa Rica en el MER se derivan de los intercambios de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos de Nicaragua y Panamá. Como se observa en la **Tabla 31**, durante el período analizado los flujos se concentran mayormente en las interconexiones con Nicaragua, que explica la mayor parte de las exportaciones costarricenses, con volúmenes anuales de 2,065 GWh en 2026 y 1,731 GWh en 2027.

Por su parte, los intercambios a través de la interconexión con Panamá presentan una magnitud considerablemente menor, tanto en términos de exportaciones como de importaciones. La **Tabla 31** detalla los intercambios energéticos mensuales entre Costa Rica, Nicaragua y Panamá para el período de este Planeamiento.

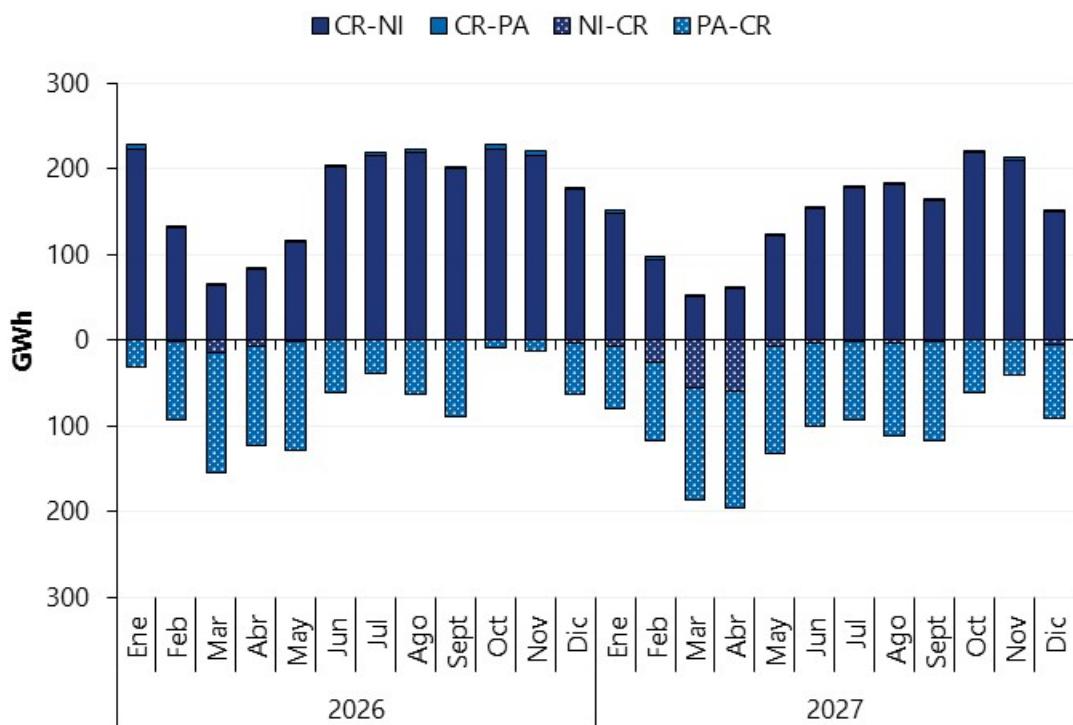
Tabla 31. Exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2026	Ene	223	5	0	31
2026	Feb	131	2	2	92
2026	Mar	64	0	14	142
2026	Abr	83	1	7	116
2026	May	115	2	2	128
2026	Jun	202	2	0	61
2026	Jul	215	4	0	38
2026	Ago	219	3	0	64
2026	Sept	200	1	0	89
2026	Oct	223	6	0	8
2026	Nov	216	6	0	12
2026	Dic	175	3	3	60
2026	Total	2,065	35	27	840
2027	Ene	149	3	8	72
2027	Feb	94	3	27	91
2027	Mar	52	0	56	130
2027	Abr	60	0	59	136
2027	May	122	2	7	126
2027	Jun	154	1	4	96
2027	Jul	178	1	2	90
2027	Ago	181	0	4	107
2027	Sept	164	0	1	115
2027	Oct	219	2	0	61
2027	Nov	209	4	0	41
2027	Dic	150	2	6	85
2027	Total	1,731	19	175	1,149

Como se observa en la tabla, las exportaciones de energía de Costa Rica en el MER se concentran de manera casi exclusiva por medio de las interconexiones con Nicaragua. En 2026, aproximadamente el 98.3 % del volumen exportado se canaliza hacia dicho país, proporción que se mantiene en niveles similares en 2027, con alrededor del 98.9 %. Los flujos de exportación hacia Panamá resultan marginales en ambos años.

En cuanto a las importaciones, estas provienen mayoritariamente por medio de las interconexiones con Panamá. En 2026, cerca del 97 % de las importaciones de Costa Rica se originan en este sistema, mientras que en 2027 dicha participación se sitúa en torno al 87 %, con una mayor presencia relativa de importaciones desde Nicaragua. Esta dinámica se refleja en la **Figura 32**, que ilustra la evolución cronológica de las exportaciones e importaciones estimadas de Costa Rica a través de sus interconexiones con Nicaragua y Panamá durante el período de este Planeamiento.

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



4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados del sistema de Costa Rica muestran una marcada variabilidad a lo largo del horizonte de análisis. Para el período de enero a diciembre de 2026, el costo marginal promedio anual del sistema se estima en **55.18 USD/MWh**, reflejando una combinación de meses con precios moderados y otros con incrementos significativos asociados a condiciones estacionales. En ese período los mayores costos marginales promedio mensuales se concentran entre marzo y mayo, con valores de hasta 100.09 y 103.57 USD/MWh. En contraste, los valores promedio más bajos se registran hacia el último trimestre del año, particularmente en octubre y noviembre, con promedios de 21.67 y 19.67 USD/MWh.

Para 2027, el costo marginal promedio anual del sistema aumenta a **68.12 USD/MWh**, lo que representa un incremento relevante respecto a 2026. En este año, los precios promedio se mantienen relativamente elevados durante la mayor parte del primer semestre, con máximos en marzo y abril de 92.20 y 95.58 USD/MWh, respectivamente. Posteriormente, se observa una reducción gradual hacia el final del año, alcanzando el mínimo en noviembre con un promedio de 35.88 USD/MWh.

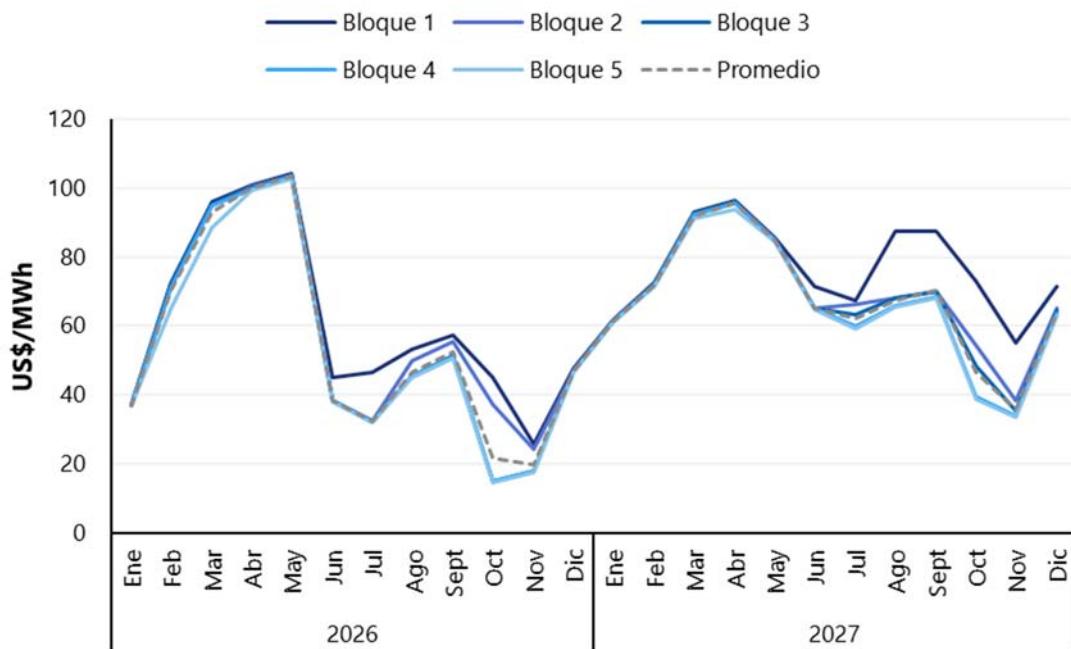
La **Tabla 32** presenta el detalle mensual por bloque de los costos marginales estimados para el sistema de Costa Rica, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 32. Costo marginal promedio mensual por bloque estimado del sistema de Costa Rica (USD/MWh).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2026	Ene	37.14	37.08	37.02	36.93	36.75	36.95
2026	Feb	72.63	72.32	72.23	71.06	65.25	70.33
2026	Mar	95.96	95.53	95.39	95.02	88.77	93.20
2026	Abr	100.96	100.51	100.26	99.89	99.43	100.09
2026	May	104.32	104.09	103.82	103.44	102.73	103.57
2026	Jun	44.98	38.42	38.33	38.26	38.11	38.43
2026	Jul	46.63	32.26	32.25	32.13	31.98	32.40
2026	Ago	53.40	50.00	45.41	45.33	45.17	46.43
2026	Sept	57.35	55.51	51.24	51.12	50.59	52.59
2026	Oct	45.21	37.10	14.78	14.75	14.41	21.67
2026	Nov	25.79	24.39	17.97	17.80	17.53	19.67
2026	Dic	47.63	47.02	46.95	46.84	46.66	46.85
2026	Promedio	61.00	57.85	54.64	54.38	53.12	55.18
2027	Ene	61.95	61.59	61.56	61.40	61.15	61.45
2027	Feb	72.51	72.20	72.19	72.02	71.57	72.02
2027	Mar	93.05	92.67	92.66	92.38	91.41	92.20
2027	Abr	96.60	96.20	96.09	95.70	93.92	95.58
2027	May	85.59	85.25	85.08	84.76	84.42	84.92
2027	Jun	71.66	65.30	65.20	65.05	64.84	65.24
2027	Jul	67.43	66.50	63.47	59.84	59.12	62.09
2027	Ago	87.50	68.01	68.03	65.77	65.46	67.26
2027	Sept	87.44	70.20	69.91	68.71	68.24	70.37
2027	Oct	72.95	54.38	48.56	39.61	38.75	46.44
2027	Nov	55.05	38.35	35.40	33.78	33.55	35.88
2027	Dic	71.49	65.11	64.31	63.74	63.01	64.00
2027	Promedio	76.93	69.65	68.54	66.90	66.29	68.12

En la **Figura 33** se ilustra la evolución de los costos marginales del sistema costarricense para el período de este Planeamiento, comprendido entre enero 2026 a diciembre 2027.

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

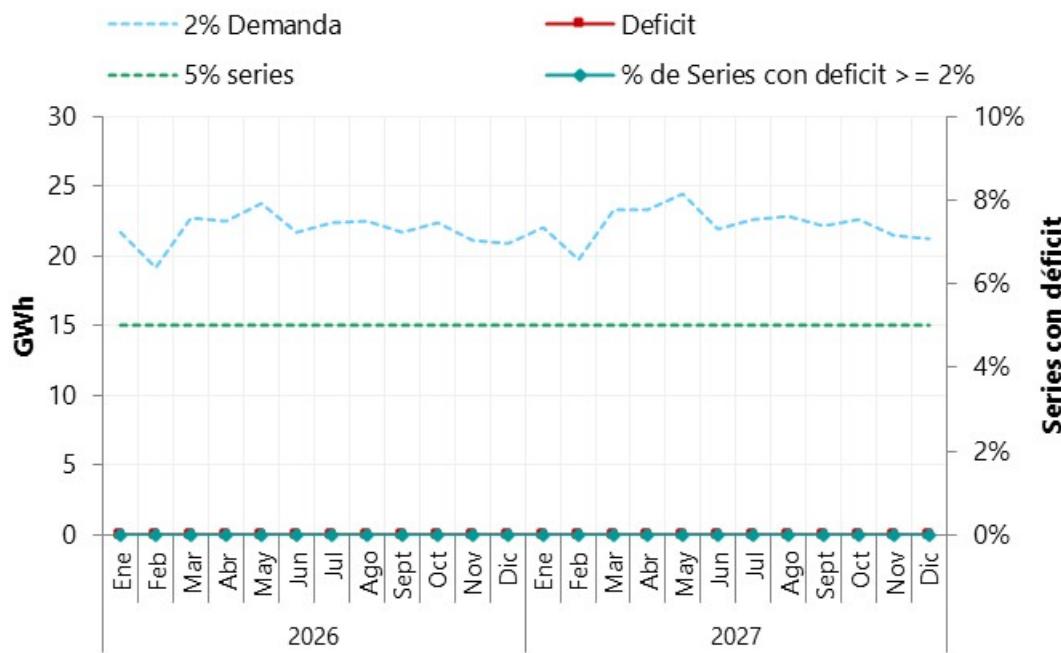


4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

Con base en el criterio de confiabilidad adoptado, los resultados indican que el sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit a lo largo del período evaluado. En ninguna de las etapas consideradas, ni en las 100 series hidrológicas simuladas por el modelo, se registran valores de déficit, lo que confirma que la demanda es atendida de manera adecuada en todo el horizonte de análisis.

En la **Figura 34** se ilustran los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el sistema de Costa Rica, los cuales evidencian el cumplimiento continuo del criterio establecido durante el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 34. 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 estimado de energía del sistema eléctrico panameño alcanza **14,865 GWh** en el período comprendido entre enero y diciembre de 2026, y se incrementa a **15,588 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, lo que refleja un aumento interanual del nivel de generación a lo largo del horizonte analizado, asociado principalmente a una mayor producción de fuentes renovables, en particular la solar e hidroeléctrica.

En la **Tabla 33** se presenta el despacho de energía del sistema eléctrico de Panamá por tipo de recurso, desagregado por mes, para cada una de las etapas consideradas en el horizonte de este Planeamiento.

Tabla 33. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso (GWh).

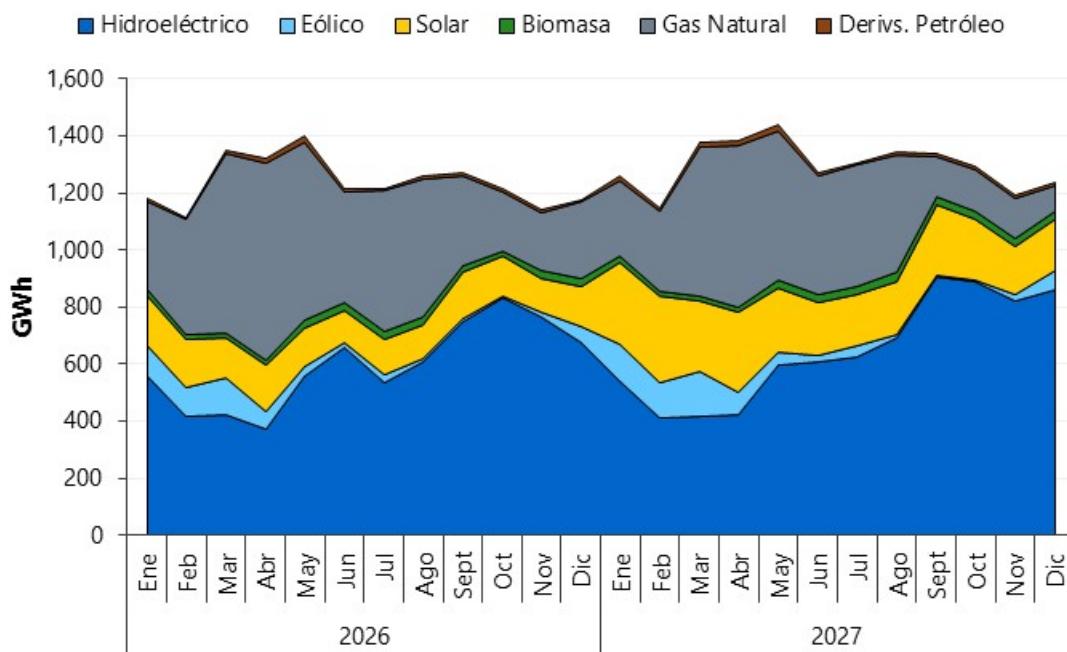
Año	Mes	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Gas Natural	Derivados Petróleo	Total
2026	Ene	557	107	177	18	313	11	1,183
2026	Feb	415	102	172	14	402	9	1,114
2026	Mar	422	127	144	15	629	14	1,352
2026	Abr	370	65	164	14	688	21	1,323
2026	May	555	36	133	27	627	20	1,400
2026	Jun	659	16	114	28	386	11	1,212
2026	Jul	533	33	119	29	493	10	1,217
2026	Ago	609	9	122	28	483	11	1,262
2026	Sept	750	8	164	22	313	11	1,268
2026	Oct	832	6	139	21	208	11	1,216
2026	Nov	766	18	119	24	206	9	1,141
2026	Dic	676	55	141	29	266	10	1,177
2026	Total	7,143	583	1,707	268	5,015	149	14,865
2027	Ene	539	129	290	18	266	15	1,257
2027	Feb	415	123	303	13	280	12	1,147
2027	Mar	420	154	249	15	522	17	1,378
2027	Abr	422	79	282	14	568	17	1,383
2027	May	597	44	228	27	523	20	1,439
2027	Jun	611	19	185	29	416	12	1,273
2027	Jul	623	40	179	30	424	9	1,306
2027	Ago	694	11	185	30	415	10	1,345
2027	Sept	904	10	247	29	137	12	1,338
2027	Oct	890	7	210	30	145	11	1,292
2027	Nov	819	22	173	27	142	10	1,193
2027	Dic	864	67	180	28	87	12	1,238
2027	Total	7,798	706	2,710	291	3,927	156	15,588

Para 2026, los recursos renovables aportan 9,701 GWh, equivalentes al 65.3 % del despacho total del sistema. Dentro de este conjunto, la generación hidroeléctrica constituye la mayor contribución, con 7,143 GWh, seguida por la solar fotovoltaica con 1,707 GWh, la eólica con 583 GWh y la biomasa con 268 GWh. En contraste, los recursos no renovables aportan 5,164 GWh, equivalentes al 34.7 % del total anual, destacando la generación a gas natural con 5,015 GWh, mientras que los derivados del petróleo representan un aporte marginal de 149 GWh.

Para 2027, los recursos renovables incrementan su participación, generando 11,505 GWh, lo que representa aproximadamente el 73.8 % del despacho total. La hidroelectricidad continúa siendo la principal fuente renovable con 7,798 GWh, seguida por la solar fotovoltaica con 2,710 GWh, la eólica con 706 GWh y la biomasa con 291 GWh. Por su parte, la generación no renovable se reduce a 4,083 GWh, debido principalmente a una menor producción a gas natural y un aporte marginal de derivados del petróleo.

En la **Figura 35** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el sistema eléctrico de Panamá, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 35. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso.



4.6.2. Intercambios en el MER

Las estimaciones indican que Panamá presenta un comportamiento claramente exportador en el MER durante el período analizado. En 2026, las exportaciones netas se estiman en **806 GWh**, mientras que las importaciones netas resultan prácticamente nulas, con apenas 1 GWh en todo el año. De manera similar, en 2027 no se registran importaciones netas, mientras que las exportaciones netas alcanzan **1,130 GWh**, consolidando un saldo neto exportador ampliamente superior al volumen importado.

A nivel mensual, las exportaciones se mantienen de forma sostenida a lo largo de ambos años, con mayores registros entre marzo y mayo, destacándose marzo de 2026 con 142 GWh y abril de 2027 con 136 GWh como valores máximos. La **Tabla 34** presenta el detalle mensual de las exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá para los años 2026 y 2027.

Tabla 34. Exportaciones e importaciones netas estimadas de Panamá en el MER (GWh).

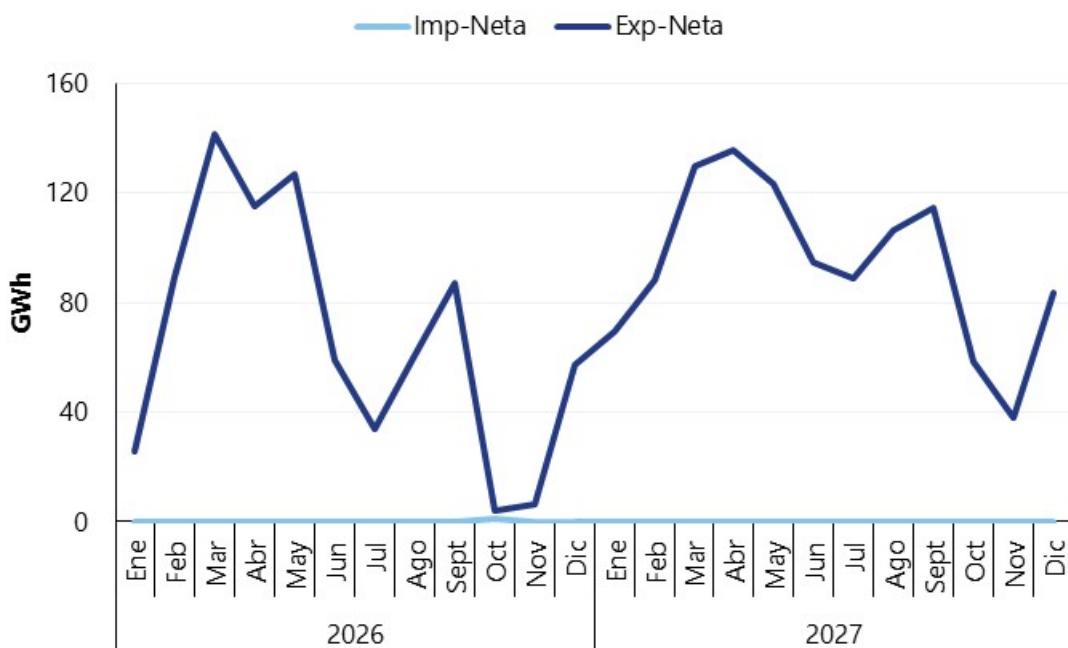
Año	Mes	Importación Neta	Exportación Neta
2026	Ene	0	25
2026	Feb	0	90
2026	Mar	0	142
2026	Abr	0	115
2026	May	0	126
2026	Jun	0	59
2026	Jul	0	34
2026	Ago	0	61
2026	Sept	0	87
2026	Oct	1	4
2026	Nov	0	6
2026	Dic	0	57
2026	Total	1	806
2027	Ene	0	70
2027	Feb	0	88
2027	Mar	0	130
2027	Abr	0	136
2027	May	0	124
2027	Jun	0	95
2027	Jul	0	89
2027	Ago	0	107
2027	Sept	0	115
2027	Oct	0	58
2027	Nov	0	38
2027	Dic	0	83
2027	Total	0	1,130

Como se observa en la tabla, las exportaciones de energía de Panamá se mantienen a lo largo de todo el período analizado, con una mayor concentración durante los meses de la estación seca. En 2026, los valores más elevados se registran entre marzo y mayo, donde las exportaciones toman

valores de 142 GWh y 126 GWh, respectivamente, mientras que en 2027 los máximos se observan en marzo y abril, con 130 GWh y 136 GWh, respectivamente.

En contraste, las importaciones netas son prácticamente inexistentes durante ambos años, registrándose únicamente un valor marginal de 1 GWh en octubre de 2026. La **Figura 36** ilustra la evolución cronológica de los intercambios de energía de Panamá en el MER, reflejando su perfil claramente exportador.

Figura 36. Exportaciones e Importaciones netas estimadas de Panamá en el MER.



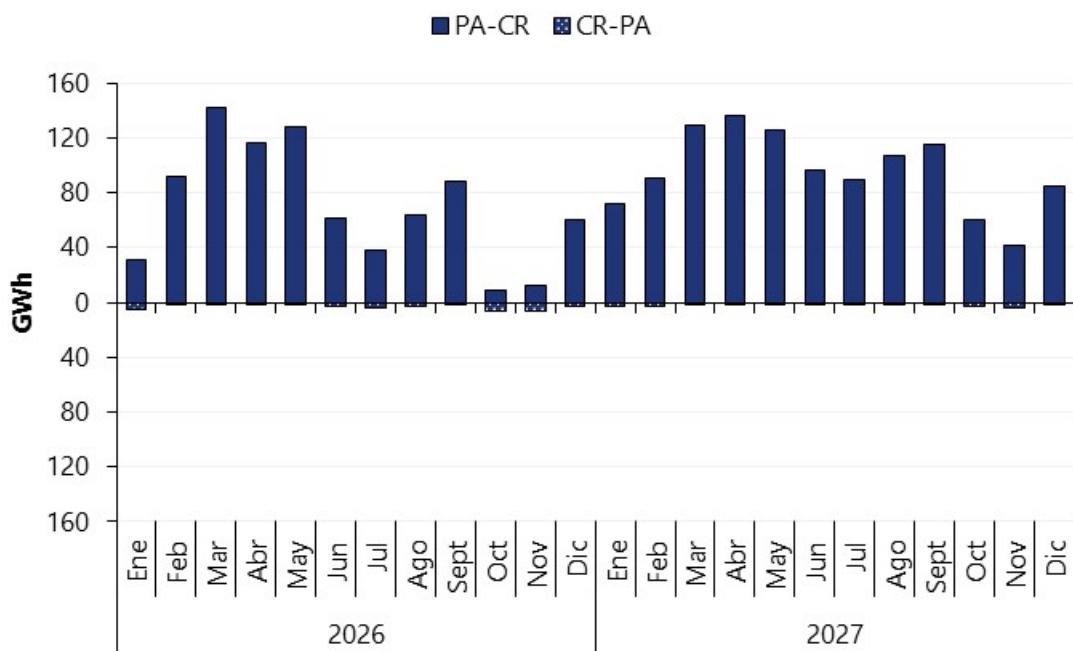
Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema costarricense. A continuación, la **Tabla 35** presenta la evolución cronológica mensual de los intercambios energéticos entre Panamá y su país vecino.

Tabla 35. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Costa Rica	Importación desde Costa Rica
2026	Ene	31	5
2026	Feb	92	2
2026	Mar	142	0
2026	Abr	116	1
2026	May	128	2
2026	Jun	61	2
2026	Jul	38	4
2026	Ago	64	3
2026	Sept	89	1
2026	Oct	8	6
2026	Nov	12	6
2026	Dic	60	3
2026	Total	840	35
2027	Ene	72	3
2027	Feb	91	3
2027	Mar	130	0
2027	Abr	136	0
2027	May	126	2
2027	Jun	96	1
2027	Jul	90	1
2027	Ago	107	0
2027	Sept	115	0
2027	Oct	61	2
2027	Nov	41	4
2027	Dic	85	2
2027	Total	1,149	19

Como se observa en la tabla, los flujos de exportación de Panamá hacia Costa Rica son ampliamente superiores a los flujos de importación durante todo el período analizado. Las exportaciones alcanzan sus mayores valores durante los meses de la estación seca, destacándose marzo, abril y mayo en ambos años. En contraste, las importaciones se mantienen en niveles reducidos y relativamente estables, con valores marginales a lo largo del período, sin registrarse picos significativos. Esta dinámica se aprecia con mayor detalle en la **Figura 37**, que presenta la evolución cronológica de los intercambios de energía entre Panamá y Costa Rica.

Figura 37. Exportaciones e importaciones estimadas de Panamá con Costa Rica.



4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales promedio ponderados del sistema de Panamá presentan variaciones relevantes a lo largo del período analizado. Para el año 2026, el costo marginal promedio anual del sistema se estima en **63.73 USD/MWh**, con valores conservadores durante el primer trimestre y una reducción sostenida en la segunda mitad del año.

En 2027, los costos marginales promedio muestran un aumento significativo respecto al año anterior, alcanzando un promedio anual de **75.75 USD/MWh**. Este incremento está asociado principalmente a los elevados valores observados durante el primer semestre. Durante la segunda mitad del 2027, los precios promedio tienden a moderarse, ubicándose entre 61.28 y 78.77 USD/MWh, lo que evidencia una corrección parcial respecto a los máximos del primer semestre.

En términos agregados, la comparación interanual muestra un incremento del costo marginal promedio del sistema de aproximadamente 19 % entre 2026 y 2027, confirmando una tendencia al alza en los precios promedio, aunque con una marcada estacionalidad.

La **Tabla 36** presenta el detalle de los costos marginales mensuales por bloque estimados para el sistema de Panamá en el período analizado.

Tabla 36. Costo marginal promedio mensuales por bloque estimados del sistema de Panamá (USD/MWh).

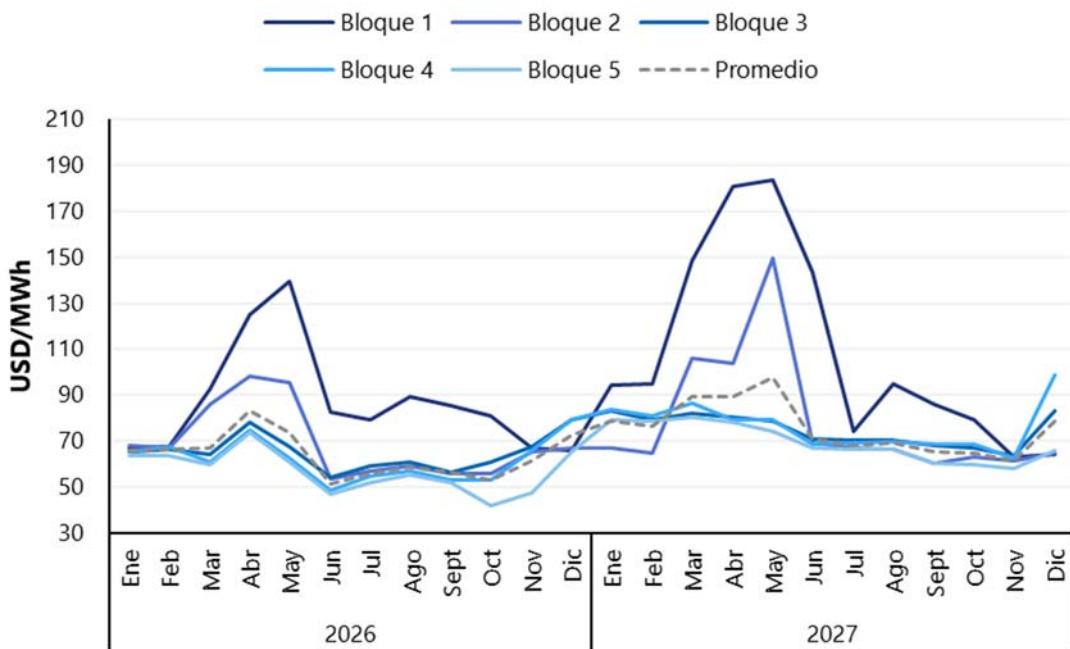
Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Promedio
2026	Ene	66.89	67.77	65.32	65.51	63.55	65.57
2026	Feb	67.47	67.04	66.18	67.58	63.81	66.14
2026	Mar	92.7	86.18	64.38	60.79	59.5	66.95
2026	Abr	124.8	98.27	77.82	74.53	73.48	83.27
2026	May	139.76	95.36	67.24	62.29	60.74	73.47
2026	Jun	82.65	53.43	54.02	48.71	46.65	51.52
2026	Jul	79.07	56.88	59.35	54.68	51.97	55.86
2026	Ago	89.1	59.11	60.53	57.09	55.42	58.69
2026	Sept	85.25	55.53	56.38	53.09	52.1	56.15
2026	Oct	80.92	55.47	60.67	52.69	41.9	53.16
2026	Nov	67.16	65.36	67.49	65.53	47.48	61.44
2026	Dic	65.66	66.67	79.3	79.05	65.31	72.57
2026 Promedio		86.79	68.92	64.89	61.8	56.83	63.73
2027	Ene	94.05	66.93	82.97	83.8	79.32	78.84
2027	Feb	94.6	64.75	79.38	81.05	78.78	76.59
2027	Mar	148.72	105.85	81.8	86.5	80.27	89.11
2027	Abr	180.93	103.77	80.07	79.15	77.86	89.26
2027	May	183.67	149.46	78.78	78.94	74.25	97.88
2027	Jun	143.2	68.9	70.79	68.55	67.06	70.56
2027	Jul	74.21	67.11	70.54	69.32	66.09	68.22
2027	Ago	94.91	66.41	70.48	69.92	66.46	69.01
2027	Sept	86.1	60.16	68.13	68.49	60.23	65.09
2027	Oct	79.31	62.99	66.67	68.41	59.86	64.45
2027	Nov	62.88	61.6	63.31	62.47	57.81	61.28
2027	Dic	64.18	64.74	83.32	98.67	65.93	78.77
2027 Promedio		108.9	78.55	74.69	76.27	69.49	75.75

Se observa que el Bloque 1 concentra los costos marginales más elevados y la mayor volatilidad del período analizado, con incrementos significativos durante el primer semestre de 2026. En la segunda mitad del año, estos costos muestran una tendencia descendente.

Por su parte, los Bloques 2 a 5 presentan un comportamiento más estable y niveles de costos promedio inferiores, particularmente en el segundo semestre, lo que refleja una mayor participación de recursos de menor costo en los períodos de menor demanda.

La **Figura 38** ilustra la evolución de los costos marginales por bloque del sistema de Panamá para el período analizado.

Figura 38. Costos marginales promedio mensuales por bloque estimados para el sistema de Panamá.

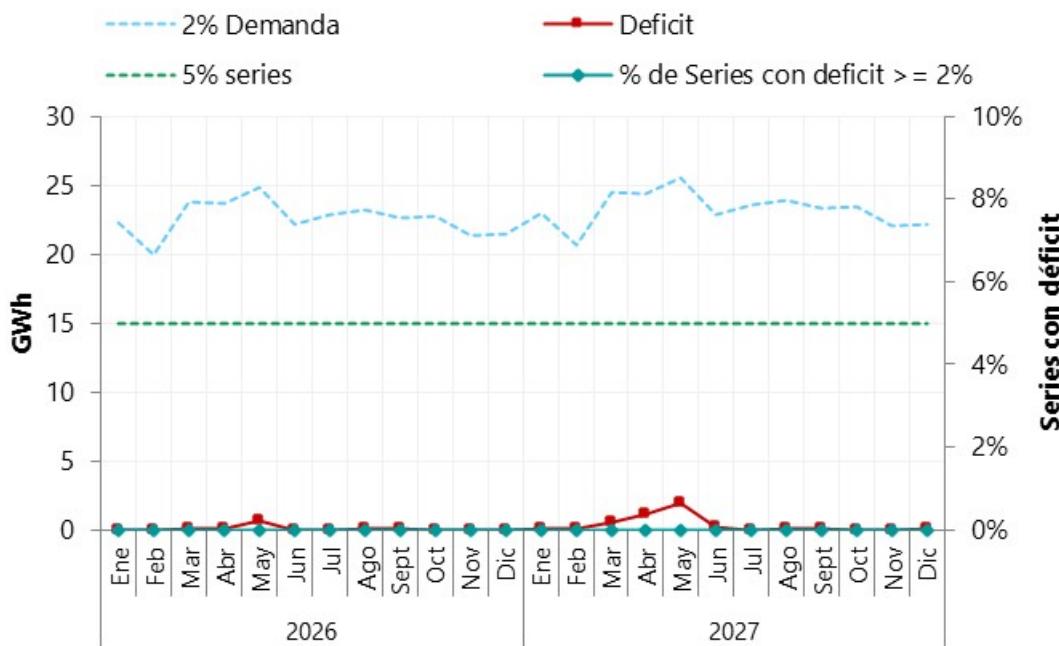


4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

Con base en los resultados obtenidos, en el sistema eléctrico de Panamá se identifican déficits de demanda en algunas etapas del horizonte de análisis; sin embargo, dichos valores son de magnitud reducida. En particular, los déficits estimados alcanzan valores máximos de 0.70 GWh en 2026 y 1.90 GWh en 2027, los cuales se mantienen ampliamente por debajo del umbral del 2 % de la demanda del sistema en cada una de las etapas consideradas. Asimismo, en ninguna de las etapas analizadas se registra un porcentaje de series hidrológicas con déficit igual o superior al 2 % de la demanda.

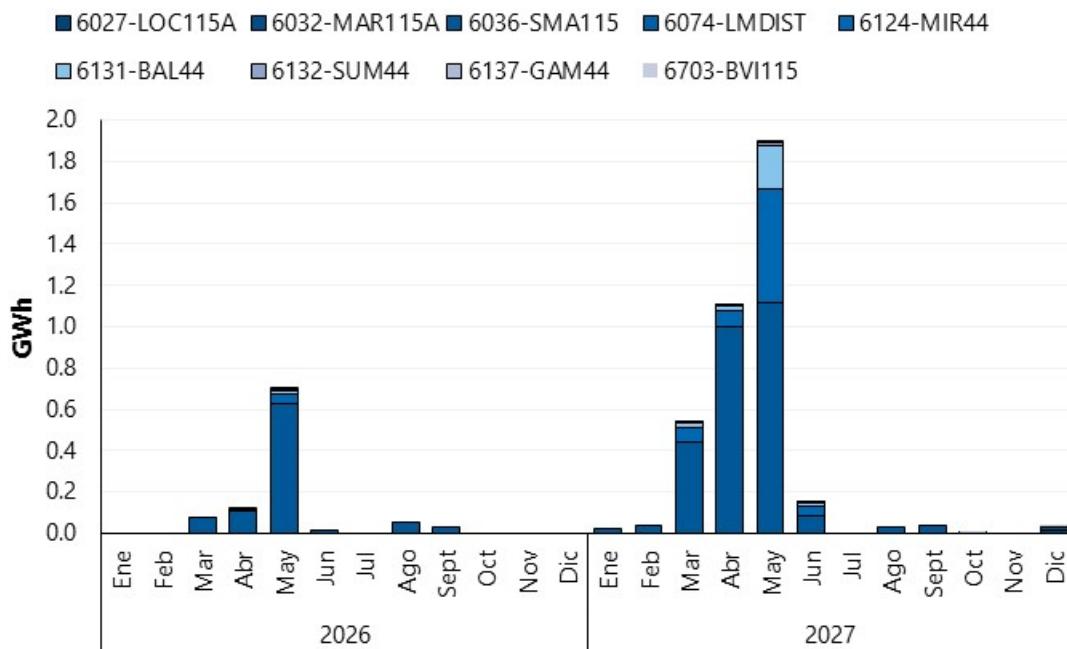
En consecuencia, de acuerdo con el criterio de confiabilidad adoptado, los déficits observados no constituyen un riesgo para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica durante el período evaluado. En la **Figura 39** se presentan los valores del criterio de confiabilidad energética estimados para el sistema panameño, para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 39. Confiabilidad energética estimada en el sistema eléctrico de Panamá.



Los resultados evidencian que los déficits de energía en el sistema eléctrico de Panamá son puntuales y de reducida magnitud, concentrándose principalmente entre marzo y junio de 2026 y entre marzo y mayo de 2027, con mayor incidencia en este último período. En todas las etapas analizadas, los déficits se mantienen ampliamente por debajo del umbral del 2 % de la demanda y no se identifica ninguna serie hidrológica que supere dicho criterio, lo que descarta la presencia de un déficit de carácter sistemático.

Los valores más elevados de déficit se asocian a restricciones localizadas en la red eléctrica, particularmente en la red de distribución, con afectaciones más relevantes durante los meses de marzo, abril y mayo de 2026 en las subestaciones Santa María (barra 6036-SMA115), Miraflores (barra 6124-MIR43.8) y Balboa (barra 6131-BAL43.8). En conjunto, estos resultados confirman que las limitaciones observadas son transitorias y focalizadas, sin comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico a nivel del sistema, tal como se aprecia en la **Figura 40**, que presenta la evolución cronológica de los déficits estimados.

Figura 40. Déficit por barra estimado en el sistema de Panamá.


4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho agregado de energía del MER, que corresponde a la suma de los despachos de los seis países que lo conforman, alcanza **67,485 GWh** en el período de enero a diciembre de 2026, y se incrementa a **69,373 GWh** en el período de enero a diciembre de 2027, evidenciando un aumento interanual moderado del nivel de generación a lo largo del horizonte analizado. Este comportamiento se asocia principalmente al mayor aporte de recursos renovables, particularmente la hidroelectricidad, biomasa y solar, así como a incrementos en la generación no renovable en algunos meses.

En la **Tabla 37** se muestra el detalle del despacho de energía por tipo de recurso de los países centroamericanos para el período de enero 2026 a diciembre 2027.

Tabla 37. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso (GWh).

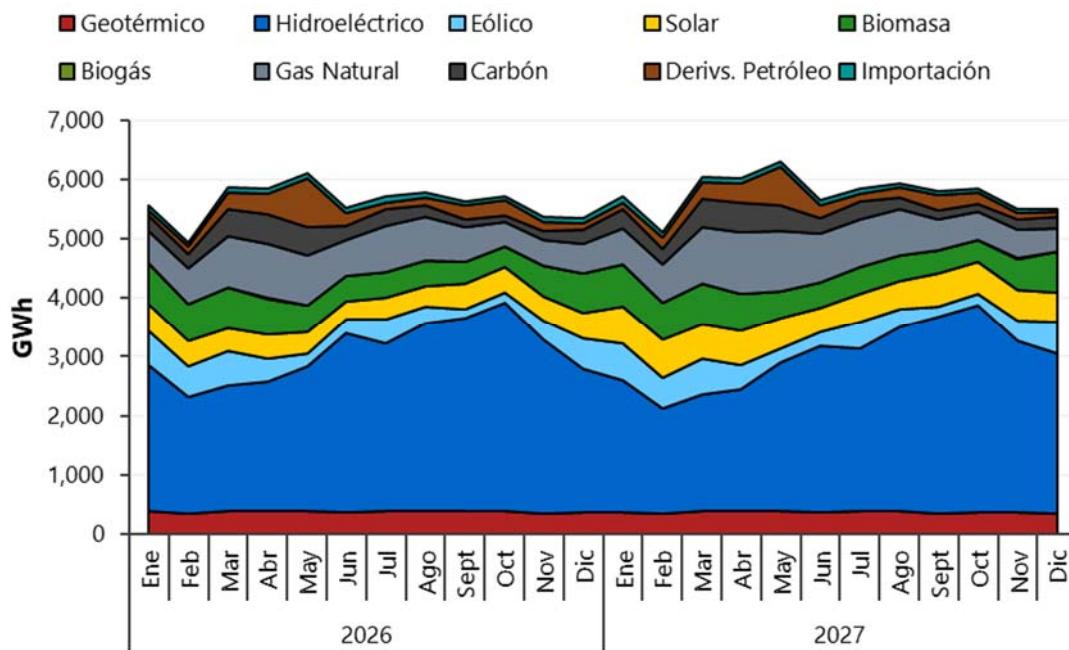
Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrico	Eólico	Solar	Biomasa	Biogás	Gas Natural	Carbón	Derivados Petrolíeo	Importación	Total
2026	Ene	389	2,473	586	445	715	0	527	262	84	89	5,570
2026	Feb	330	1,990	516	430	627	0	608	253	120	81	4,953
2026	Mar	388	2,128	581	400	693	0	862	461	268	89	5,871
2026	Abr	376	2,193	393	414	623	0	914	499	351	86	5,850
2026	May	390	2,437	237	366	445	0	861	465	833	89	6,124
2026	Jun	361	3,047	226	303	436	0	609	251	210	86	5,529
2026	Jul	387	2,832	421	363	445	0	782	278	121	88	5,716
2026	Ago	375	3,195	293	346	432	0	747	190	132	83	5,793
2026	Sept	375	3,281	155	441	373	0	577	127	239	71	5,639
2026	Oct	389	3,527	173	438	344	0	411	111	264	65	5,720
2026	Nov	348	2,938	326	413	524	0	426	158	163	70	5,368
2026	Dic	351	2,448	518	422	680	0	494	247	105	87	5,353
2026	Total	4,458	32,491	4,426	4,780	6,336	3	7,819	3,301	2,888	984	67,485
2027	Ene	366	2,241	611	640	725	0	608	325	109	89	5,715
2027	Feb	349	1,761	539	645	637	0	635	273	186	81	5,108
2027	Mar	385	1,982	610	571	702	0	961	463	288	89	6,050
2027	Abr	372	2,074	409	597	628	0	1,042	490	338	86	6,037
2027	May	386	2,514	247	522	446	0	1,020	441	643	89	6,309
2027	Jun	358	2,820	235	424	437	0	817	273	211	86	5,662
2027	Jul	383	2,768	438	495	445	0	810	299	134	88	5,862
2027	Ago	386	3,120	303	477	434	0	785	211	159	79	5,953
2027	Sept	348	3,346	161	576	380	0	523	153	254	70	5,810
2027	Oct	361	3,526	178	564	353	0	492	126	187	64	5,852
2027	Nov	357	2,922	340	525	528	0	481	183	96	69	5,502
2027	Dic	348	2,699	544	516	687	0	387	206	73	52	5,511
2027	Total	4,399	31,773	4,616	6,552	6,403	3	8,562	3,446	2,677	942	69,373

En 2026, los recursos renovables aportan 52,494 GWh, equivalentes al 77.8 % del despacho total, destacando la hidroeléctricidad con 32,491 GWh, la biomasa con 6,336 GWh, la solar fotovoltaica con 4,780 GWh y la eólica con 4,426 GWh. Por su parte, los recursos no renovables suman 14,991 GWh (22.2 % del total), con gas natural como principal aporte (7,819 GWh). Por otra parte, las importaciones alcanzan 984 GWh, representando aproximadamente el 1.5 % del despacho total.

Para 2027, los recursos renovables mantienen su predominio con 53,297 GWh (76.9 % del total), con la hidroeléctricidad nuevamente como principal fuente (31,773 GWh) y un incremento relevante en la solar fotovoltaica (6,552 GWh) y la biomasa (6,403 GWh). La generación no renovable asciende a 16,134 GWh (23.1 %), con gas natural (8,562 GWh) y carbón (3,446 GWh) como principales aportes, mientras que las importaciones se mantienen en niveles similares (942 GWh).

En la **Figura 41** se muestra el comportamiento cronológico del despacho de energía por tipo de recurso para el MER, correspondiente al período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 41. Despacho de energía estimado para los países de Centro América por tipo de recurso.



4.7.2. Intercambios en el MER

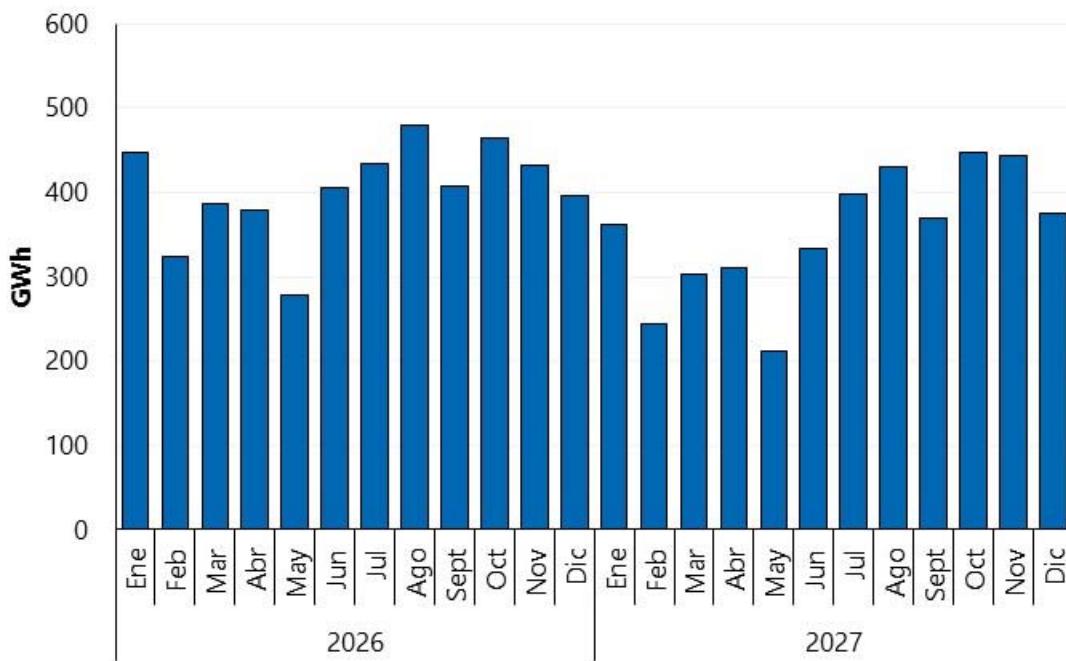
Las transacciones netas estimadas para los países del MER, calculadas como el flujo neto agregado en las interconexiones entre los sistemas, muestran un volumen significativo de exportaciones netas durante el período analizado. En 2026, el total de exportaciones netas alcanza **4,835 GWh**, con valores mensuales que oscilan entre 278 GWh y 479 GWh. Para 2027, si bien se observa una reducción respecto al año anterior, las exportaciones netas se mantienen elevadas, totalizando **4,227 GWh**.

En la **Tabla 38** se presenta el detalle de los intercambios mensuales netos estimados en el MER para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Tabla 38. Transacciones netas de energía estimadas en el MER (GWh).

Mes	Intercambio Neto 2025	Intercambio Neto 2026
ene	448	363
feb	324	244
mar	387	302
abr	379	310
may	278	211
jun	406	334
jul	433	397
ago	479	431
sep	407	369
oct	465	448
nov	432	443
dic	396	376
Total	4,835	4,227

Lo anterior se ilustra gráficamente en la **Figura 42**, en la que se presenta la evolución cronológica de los intercambios netos estimados del MER a lo largo del período analizado, permitiendo visualizar la variabilidad mensual y la magnitud de los flujos agregados entre los sistemas.

Figura 42. Intercambio neto de energía estimado en el MER.


Las estimaciones de los intercambios netos anuales por país identifican a Guatemala, Costa Rica y Panamá como los principales exportadores de energía en el MER durante el período analizado. En 2026, Guatemala lidera las exportaciones netas con 2,254 GWh, seguida por Costa Rica con 1,388 GWh y Panamá con 806 GWh. En 2027, si bien Guatemala mantiene el mayor volumen exportador con 1,975 GWh, se observa una reducción en las exportaciones de Costa Rica, que alcanzan 726 GWh, mientras que Panamá incrementa sus exportaciones netas hasta 1,130 GWh.

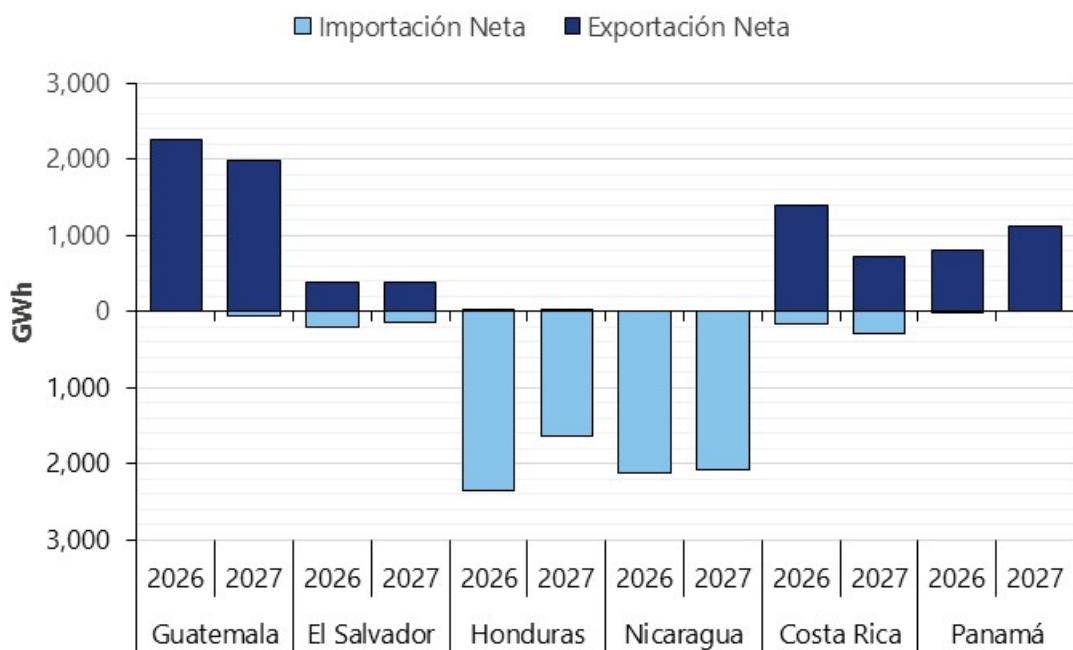
En contraste, Nicaragua y Honduras se consolidan como los principales importadores netos del mercado regional. En 2026, las importaciones netas ascienden a 2,121 GWh para Nicaragua y 2,346 GWh para Honduras, mientras que en 2027 estos valores se sitúan en 2,087 GWh y 1,649 GWh, respectivamente. El Salvador presenta importaciones netas de menor magnitud en ambos años, con 213 GWh en 2026 y 139 GWh en 2027.

La **Tabla 39** presenta un resumen de las exportaciones e importaciones netas estimadas por país para los años 2026 y 2027, evidenciando el equilibrio agregado del MER, en el que el total de exportaciones netas coincide con el total de importaciones netas en cada año.

Tabla 39. Exportaciones e importaciones netas estimadas en los países del MER (GWh).

País	Año	Importación Neta	Exportación Neta
Guatemala	2026	0	2,254
El Salvador	2026	213	379
Honduras	2026	2,346	9
Nicaragua	2026	2,121	0
Costa Rica	2026	154	1,388
Panamá	2026	1	806
Total	2026	4,835	4,835
Guatemala	2027	51	1,975
El Salvador	2027	139	380
Honduras	2027	1,649	16
Nicaragua	2027	2,087	0
Costa Rica	2027	301	726
Panamá	2027	0	1,130
Total	2027	4,227	4,227

La **Figura 43** presenta de forma comparativa los volúmenes netos anuales de intercambio de energía eléctrica por país y año en el MER, permitiendo identificar con claridad la posición relativa de cada sistema como exportador o importador neto dentro del mercado regional.

Figura 43. Exportaciones e importaciones netas estimadas para los países del MER.


4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Con base en las estimaciones mensuales, los costos marginales promedio de los países del MER presentan un comportamiento estacional marcado, con incrementos generalizados durante el primer semestre y valores más elevados concentrados entre marzo y mayo de 2026. En dicho período se registran los máximos mensuales para todos los países, destacándose Honduras y Nicaragua con promedios superiores a 110 USD/MWh en mayo, así como Costa Rica y Guatemala con aumentos pronunciados en abril y mayo.

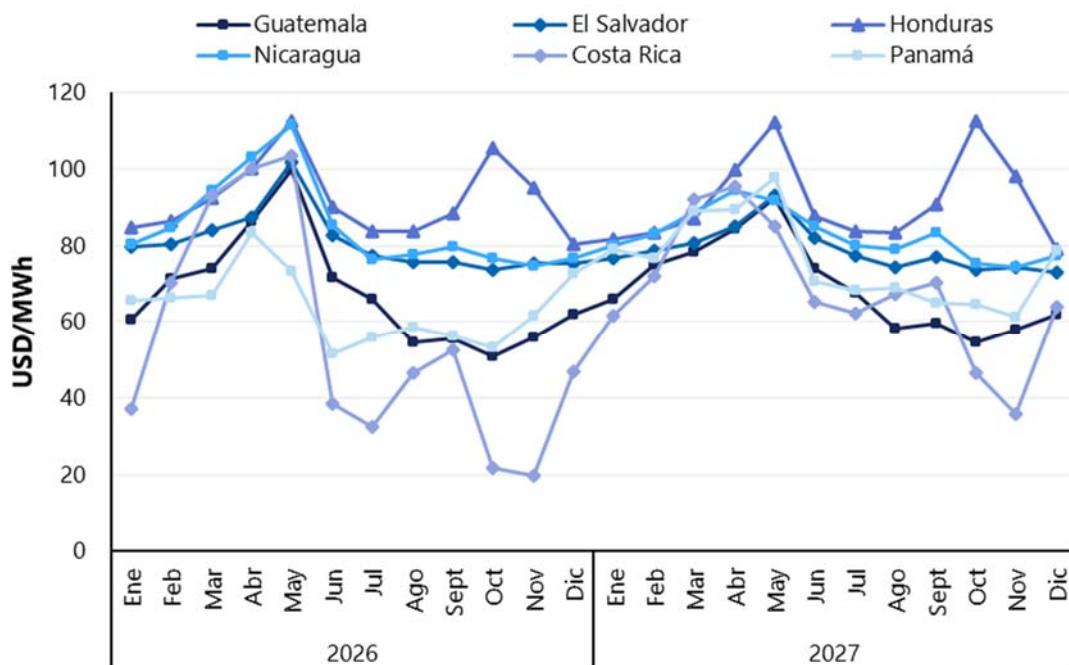
A partir de junio de 2026 se observa una disminución general de los costos, particularmente en Costa Rica y Panamá, donde los valores promedio caen de forma significativa durante la segunda mitad del año, coincidiendo con la época lluviosa. En 2027, los precios mantienen un patrón similar, aunque con promedios anuales ligeramente superiores en Guatemala, Panamá y Costa Rica, mientras que Honduras conserva los niveles más altos del MER en ambos años. A continuación, se presentan los costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER para el período de este Planeamiento.

Tabla 40. Costos marginales promedio mensuales estimados para los países del MER (USD/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2026	Ene	60.57	79.6	84.82	80.22	36.95	65.57
2026	Feb	71.15	80.37	86.37	84.78	70.33	66.14
2026	Mar	74.05	84.02	92.36	94.48	93.2	66.95
2026	Abr	86.21	87.52	100.02	103.15	100.09	83.27
2026	May	99.84	101.95	112.4	111.61	103.57	73.47
2026	Jun	71.48	82.85	90.03	85.25	38.43	51.52
2026	Jul	65.96	77.47	83.84	76.35	32.4	55.86
2026	Ago	54.39	75.56	83.65	77.65	46.43	58.69
2026	Sept	55.44	75.77	88.52	79.63	52.59	56.15
2026	Oct	50.76	73.76	105.56	76.7	21.67	53.16
2026	Nov	56.03	75.42	94.93	74.62	19.67	61.44
2026	Dic	62.03	75.23	80.4	76.63	46.85	72.57
2026	Promedio	67.33	80.79	91.91	85.09	55.18	63.73
2027	Ene	65.84	76.67	81.74	79.9	61.45	78.84
2027	Feb	74.86	78.67	83.24	83.13	72.02	76.59
2027	Mar	78.25	80.58	87.15	88.78	92.2	89.11
2027	Abr	84.41	85.06	99.7	94.53	95.58	89.26
2027	May	92.37	93.17	112.31	91.75	84.92	97.88
2027	Jun	74.05	82.14	87.79	84.98	65.24	70.56
2027	Jul	67.63	77.27	83.73	79.94	62.09	68.22
2027	Ago	58.33	74.25	83.36	78.99	67.26	69.01
2027	Sept	59.73	77.02	90.85	83.39	70.37	65.09
2027	Oct	54.45	73.57	112.58	75.29	46.44	64.45
2027	Nov	57.8	74.21	98.27	74.48	35.88	61.28
2027	Dic	62.04	72.86	79.04	77.26	64	78.77
2027	Promedio	69.15	78.79	91.65	82.7	68.12	75.75

La **Figura 44** ilustra la evolución de los costos marginales promedio mensual de los seis países de la región, para el período de enero 2026 a diciembre 2027.

Figura 44. Costos marginales promedio mensual estimados en los países del MER.



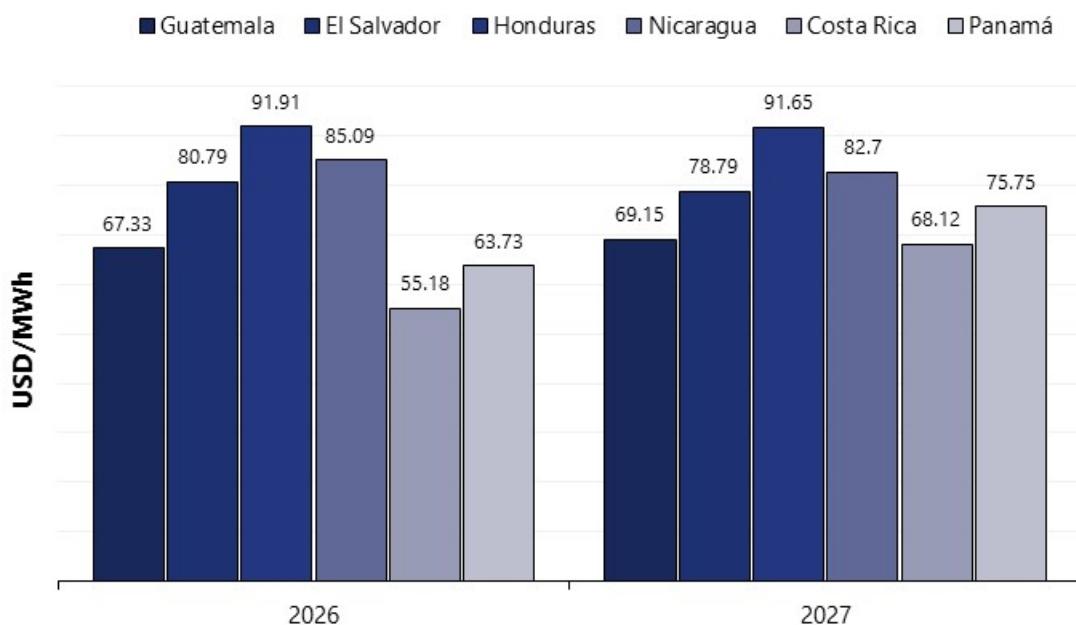
Los costos marginales promedio del MER muestran un patrón estacional marcado, con precios más altos en los primeros meses del año, picos en abril y mayo de 2026, y reducciones en la segunda mitad del año, coincidiendo con la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica.

Costa Rica destaca por su alta volatilidad, con precios bajos en la temporada lluviosa y picos superiores a 100 USD/MWh en verano, reflejando su dependencia de fuentes no despachables. En contraste, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá presentan variaciones más moderadas y rangos promedio entre 60 y 115 USD/MWh.

A partir de mayo de 2026 se observa una convergencia de costos marginales en la mayoría de los países, indicando que el Mercado Eléctrico Regional contribuye a armonizar los precios de la energía en la región.

En seguida se presenta la **Figura 45** que muestra el comportamiento de los costos marginales promedio anuales por país.

Figura 45. Costos marginales promedio anual estimados en los países del MER.



Como se observa, en 2026 los costos marginales promedio anual presentan diferencias entre los países del MER, siendo Honduras y Nicaragua los de mayor valor, mientras que Costa Rica y Panamá mantienen los niveles más bajos. Para 2027, se registra un aumento generalizado de los costos marginales promedio anual en todos los países, destacando Honduras y Panamá, mientras que Costa Rica sigue mostrando los valores promedio más competitivos.

4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

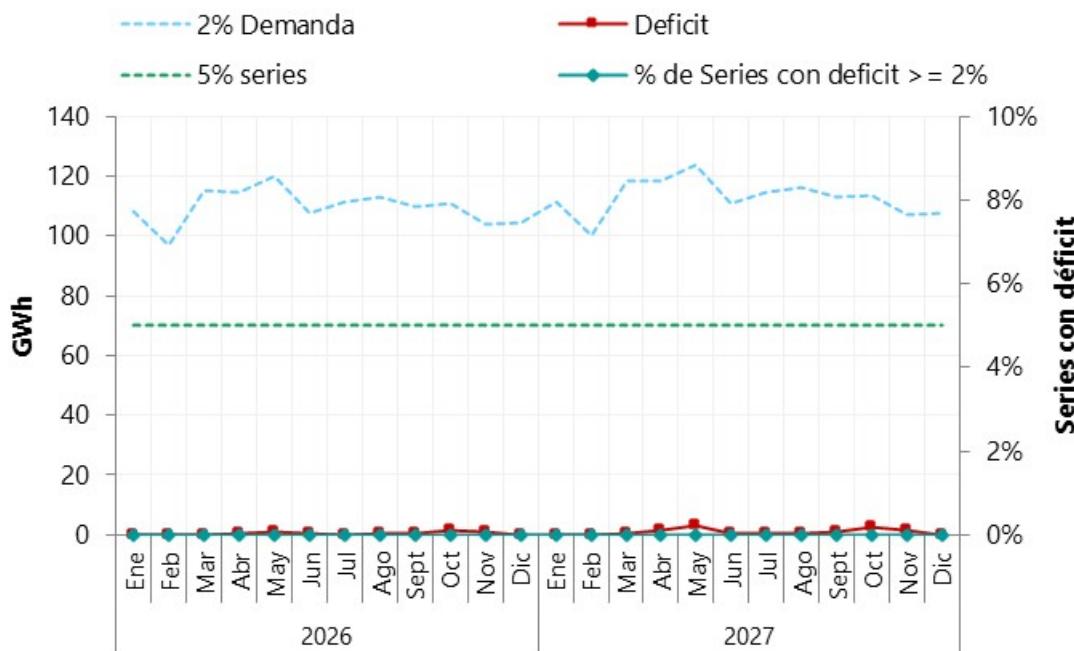
El criterio de confiabilidad energética aplicado establece que un sistema se considera en riesgo de déficit únicamente si, en alguna etapa del horizonte de estudio, el déficit supera el 2 % de la demanda en más del 5 % de las series hidrológicas analizadas. Dado que este enfoque ha sido desarrollado en secciones previas, el análisis a nivel regional se centra en la verificación agregada de dicho indicador.

Con base en los resultados consolidados del Sistema Eléctrico Regional de América Central, se observa que, si bien se registran déficits de energía en determinadas etapas, estos son de magnitud reducida y se mantienen muy por debajo del umbral del 2 % de la demanda regional. Asimismo, en ninguna de las etapas analizadas, tanto en 2026 como en 2027, se presenta un porcentaje de series hidrológicas con déficit igual o superior al 2 % de la demanda, lo que confirma el cumplimiento pleno del criterio de confiabilidad energética.

En línea con los análisis por país, los déficits identificados se asocian principalmente a restricciones localizadas en las redes eléctricas de Honduras y Panamá y no a una insuficiencia estructural de generación o transmisión a nivel regional. En consecuencia, los resultados permiten concluir que el Sistema Eléctrico Regional mantiene un elevado nivel de confiabilidad para atender la demanda durante todo el horizonte de análisis considerado.

La **Figura 46** presenta de manera integrada la evolución de la demanda regional, el umbral del 2 % y los déficits estimados, ilustrando los valores empleados en la evaluación del criterio de confiabilidad energética del sistema eléctrico regional para el período comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027.

Figura 46. Confiabilidad energética estimada del Sistema Eléctrico Regional de América Central.





5. Conclusiones

Con base en la información de 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 un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica en la región, con un aumento del 3.33 % en 2026, alcanzando **68,181 GWh**, y un crecimiento del 3.19 % en 2027, elevando la demanda a **70,355 GWh**.
- **Capacidad de generación existente:** Al inicio del período de planeamiento, la capacidad instalada en la región asciende a **19,375.6 MW**, con una fuerte participación de hidroelectricidad (36.5 %). Las fuentes renovables variables representan 17.4 %, la biomasa y el biogás 6.6 %, y la geotermia 3.0 %. La generación térmica comprende 22.2 % de derivados del petróleo, 8.6 % de gas natural y 5.6 % de carbón.
- **Expansión de generación:** Durante el horizonte de planeamiento se incorporarán **2,555.5 MW**, mientras que se retirarán **212.4 MW**, alcanzando un total de **22,143.5 MW** a finales de 2027. La expansión estará liderada por solar fotovoltaica (63.5 %) y gas natural (21.4 %), con proyectos relevantes como Puerto Sandino (308 MW, Nicaragua), Brassavola (240 MW, Honduras) y los parques solares Santa Cruz (200 MW), Penonomé II (120 MW) y Las Lomas (1,015 MW, Panamá), además de turbinas de alquiler en Costa Rica (2 × 108 MW).
- **Composición de la generación:** Se proyecta que 78 % de la demanda regional será cubierta por fuentes renovables, destacando la hidroelectricidad (47 %). Otras renovables (eólica, solar, geotermia, biogás y biomasa) contribuirán con 31 %. La generación térmica complementaria alcanzará 22 %, distribuyéndose en gas natural (12 %), carbón (5 %) y derivados del petróleo (4 %). La central Energía del Caribe aportará 1 % a través de la interconexión con México.
- **Intercambios de energía:** El MER mantiene un flujo activo de intercambios, con un promedio estimado de 378 GWh/mes, totalizando **4,835 GWh** en 2026 y **4,227 GWh** en 2027.
- **Países exportadores e importadores:** Guatemala (47 %), Costa Rica (23 %) y Panamá (21 %) se destacan como los principales exportadores de energía. En contraste, Nicaragua (46 %) y Honduras (44 %) son los mayores importadores netos.
- **Costos marginales:** Los costos marginales reflejan la composición de la matriz y el beneficio del intercambio regional. Los países con menores costos son Costa Rica (55.18 USD/MWh en 2026 y 68.12 USD/MWh en 2027), Guatemala (67.33 USD/MWh en 2026 y 69.15 USD/MWh en 2027) y Panamá (63.73 USD/MWh en 2026 y 75.75 USD/MWh en 2027).



- **Confiabilidad del sistema:** El MER dispone de capacidad de generación suficiente para cubrir la demanda de los seis países. La red de transmisión soporta adecuadamente los flujos regionales. Los déficits identificados se relacionan con restricciones locales en Honduras y Panamá, y no indican insuficiencia estructural de generación o transmisión a nivel regional.