



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2022 - 2023

Actualización enero 2022

Área Responsable: Coordinación de Planificación del Sistema



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	7
1.4. Representación de demandas elásticas	9
1.5. Precios de los combustibles.....	10
1.6. Parámetros económicos	13
1.6.1. Tasa de Descuento.....	13
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	13
2. Parámetros y premisas de simulación	2
2.1. Parámetros del modelo.....	2
2.2. Premisas del caso de estudio.....	3
2.1.1. Horizonte de análisis.....	3
2.1.2. Año inicial de hidrología	3
2.1.3. Capacidad de intercambio regional.....	6
3. Estado del sistema	8
3.1. Oferta existente.....	8
3.2. Incorporaciones recientes	9
3.2.1. Proyectos de generación.....	9
3.2.2. Proyectos de transmisión	9
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2022 a diciembre 2023	10
3.3.1. Proyectos de generación.....	10
3.3.2. Ampliaciones en el sistema de transmisión	12



3.4.	Resultados	2
3.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala.....	2
3.5.1.	Despacho de energía	2
3.5.2.	Intercambios en el MER.....	4
3.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	7
3.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	9
3.6.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador	11
3.6.1.	Despacho de energía	11
3.6.2.	Intercambios en el MER.....	13
3.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	16
3.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	17
3.7.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	18
3.7.1.	Despacho de energía	18
3.7.2.	Intercambios en el MER.....	20
3.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	23
3.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	25
3.8.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua.....	26
3.8.1.	Despacho de energía	26
3.8.2.	Intercambios en el MER.....	28
3.8.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	31
3.8.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	32
3.9.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica	33
3.9.1.	Despacho de energía	33
3.9.2.	Intercambios en el MER.....	35
3.9.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	38
3.9.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	39
3.10.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá.....	40
3.10.1.	Despacho de energía	40



3.10.2.	Intercambios en el MER.....	42
3.10.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	45
3.10.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	46
3.11.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional	47
3.11.1.	Despacho de energía	47
3.11.2.	Intercambios en el MER.....	49
3.11.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	51
3.11.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	54

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 (SPTR), 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 fue actualizada con información de largo plazo suministrada por los OS/OM de los países miembros entre los meses de octubre a diciembre de 2021.

1.2. Proyección de demanda

La demanda de electricidad de la región para el horizonte del estudio es determinada con base en las proyecciones informadas por los OS/OM nacionales.

Según las estimaciones informadas por los OS/OM, la demanda de energía de Centroamérica totalizará 57,730 GWh en el año 2022, lo que representa 3.4% de incremento con respecto del año 2021, mientras que en el año 2023 totalizará 60,654 GWh, es decir 5.1% de incremento con respecto del año 2022.

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

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2022	Ene	990.4	532.5	937.4	385.5	944.3	923.6	4,713.7
2022	Feb	901.8	484.9	853.6	351.1	859.8	840.9	4,292.0
2022	Mar	1,041.9	561.3	987.7	406.3	994.3	972.2	4,963.8
2022	Abr	1,058.9	572.0	1,006.1	414.0	1,012.0	989.0	5,052.0
2022	May	1,071.9	575.8	1,013.8	416.9	1,021.5	999.3	5,099.3
2022	Jun	1,006.3	544.6	957.6	394.1	962.6	940.5	4,805.8
2022	Jul	1,018.7	547.8	964.3	396.6	971.3	950.0	4,848.7
2022	Ago	1,038.3	559.3	984.3	404.9	990.9	968.9	4,946.6
2022	Sep	994.1	536.3	943.5	388.2	949.4	928.1	4,739.7
2022	Oct	1,022.5	550.6	969.0	398.6	975.6	954.0	4,870.4
2022	Nov	971.0	522.4	919.6	378.2	926.1	905.7	4,623.1
2022	Dic	1,003.4	539.2	949.3	390.4	956.4	935.5	4,774.3
2022	Total	12,119.4	6,526.9	11,486.5	4,725.0	11,564.3	11,307.7	57,729.8
2023	Ene	1,026.4	536.8	969.2	399.9	970.9	1,050.5	4,953.6
2023	Feb	934.5	488.7	882.5	364.2	884.0	956.5	4,510.3
2023	Mar	1,079.1	565.9	1,021.2	421.5	1,022.0	1,105.4	5,215.0
2023	Abr	1,095.8	576.9	1,040.2	429.4	1,039.6	1,123.9	5,305.8
2023	May	1,111.1	580.3	1,048.1	432.5	1,050.5	1,136.8	5,359.3
2023	Jun	1,040.8	549.4	990.1	408.8	988.5	1,068.4	5,046.0
2023	Jul	1,055.6	552.1	997.0	411.4	998.6	1,080.5	5,095.2
2023	Ago	1,075.4	563.9	1,017.7	420.0	1,018.4	1,101.6	5,197.0
2023	Sep	1,029.1	540.8	975.5	402.7	975.5	1,054.9	4,978.6
2023	Oct	1,059.1	555.1	1,001.9	413.5	1,002.8	1,084.8	5,117.1
2023	Nov	1,006.1	526.6	950.7	392.4	952.1	1,030.0	4,857.9
2023	Dic	1,040.0	543.4	981.4	405.0	983.4	1,064.2	5,017.5
2023	Total	12,552.9	6,579.8	11,875.6	4,901.3	11,886.3	12,857.6	60,653.5

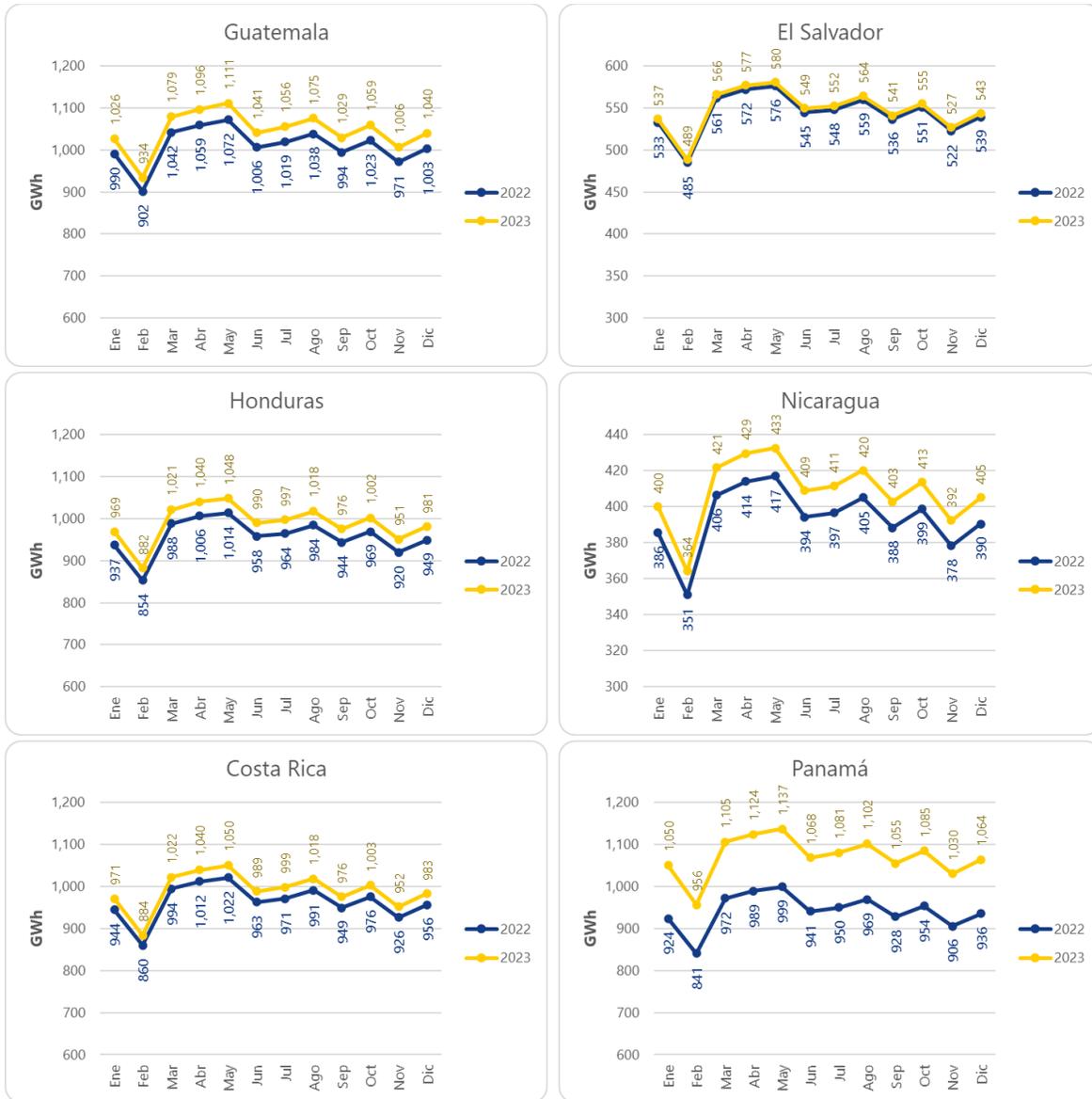


Figura 1. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Con relación a la proyección de demanda de potencia, es importante tener en consideración que la máxima demanda en los países de la región ocurre generalmente en diferentes momentos, es decir que la demanda máxima de potencia de los países no es coincidente, por lo que la demanda total de América Central no es resultado de la suma de las demandas individuales de cada país, sino que esta corresponde al máximo valor de demanda que se registra en el Sistema Eléctrico Regional en un instante determinado.



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

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2022	Ene	1,759.6	986.5	1,725.0	712.7	1,714.6	1,665.0
2022	Feb	1,780.7	998.3	1,745.6	721.3	1,735.1	1,685.0
2022	Mar	1,826.2	1,023.8	1,790.2	739.7	1,779.5	1,728.0
2022	Abr	1,826.4	1,023.9	1,790.5	739.8	1,779.8	1,728.3
2022	May	1,841.3	1,032.3	1,805.0	745.8	1,794.2	1,742.3
2022	Jun	1,743.1	977.2	1,708.8	706.0	1,698.6	1,649.4
2022	Jul	1,762.7	988.2	1,728.0	714.0	1,717.6	1,668.0
2022	Ago	1,764.8	989.4	1,730.1	714.8	1,719.7	1,669.9
2022	Sep	1,744.2	977.8	1,709.9	706.5	1,699.6	1,650.5
2022	Oct	1,754.6	983.7	1,720.1	710.7	1,709.8	1,660.3
2022	Nov	1,750.5	981.3	1,716.0	709.0	1,705.7	1,656.4
2022	Dic	1,786.7	1,001.7	1,751.5	723.7	1,741.0	1,690.7
2022	Máx.	1,841.3	1,032.3	1,805.0	745.8	1,794.2	1,742.3
2023	Ene	1,799.8	1,005.8	1,783.7	738.6	1,748.9	1,878.2
2023	Feb	1,821.4	1,012.9	1,805.1	747.4	1,769.8	1,900.6
2023	Mar	1,867.9	1,038.8	1,851.2	766.5	1,815.1	1,949.2
2023	Abr	1,868.2	1,039.0	1,851.5	766.6	1,815.3	1,949.5
2023	May	1,883.4	1,047.4	1,866.5	772.9	1,830.1	1,965.3
2023	Jun	1,782.9	991.6	1,767.0	731.7	1,732.5	1,860.5
2023	Jul	1,803.0	1,002.7	1,786.8	739.9	1,752.0	1,881.5
2023	Ago	1,805.1	1,003.9	1,789.0	740.8	1,754.1	1,883.7
2023	Sep	1,784.1	992.2	1,768.1	732.1	1,733.6	1,861.7
2023	Oct	1,794.7	998.1	1,778.7	736.5	1,743.9	1,872.8
2023	Nov	1,790.5	995.7	1,774.4	734.7	1,739.8	1,868.4
2023	Dic	1,827.5	1,016.4	1,811.2	750.0	1,775.8	1,907.1
2023	Máx.	1,883.4	1,047.4	1,866.5	772.9	1,830.1	1,965.3

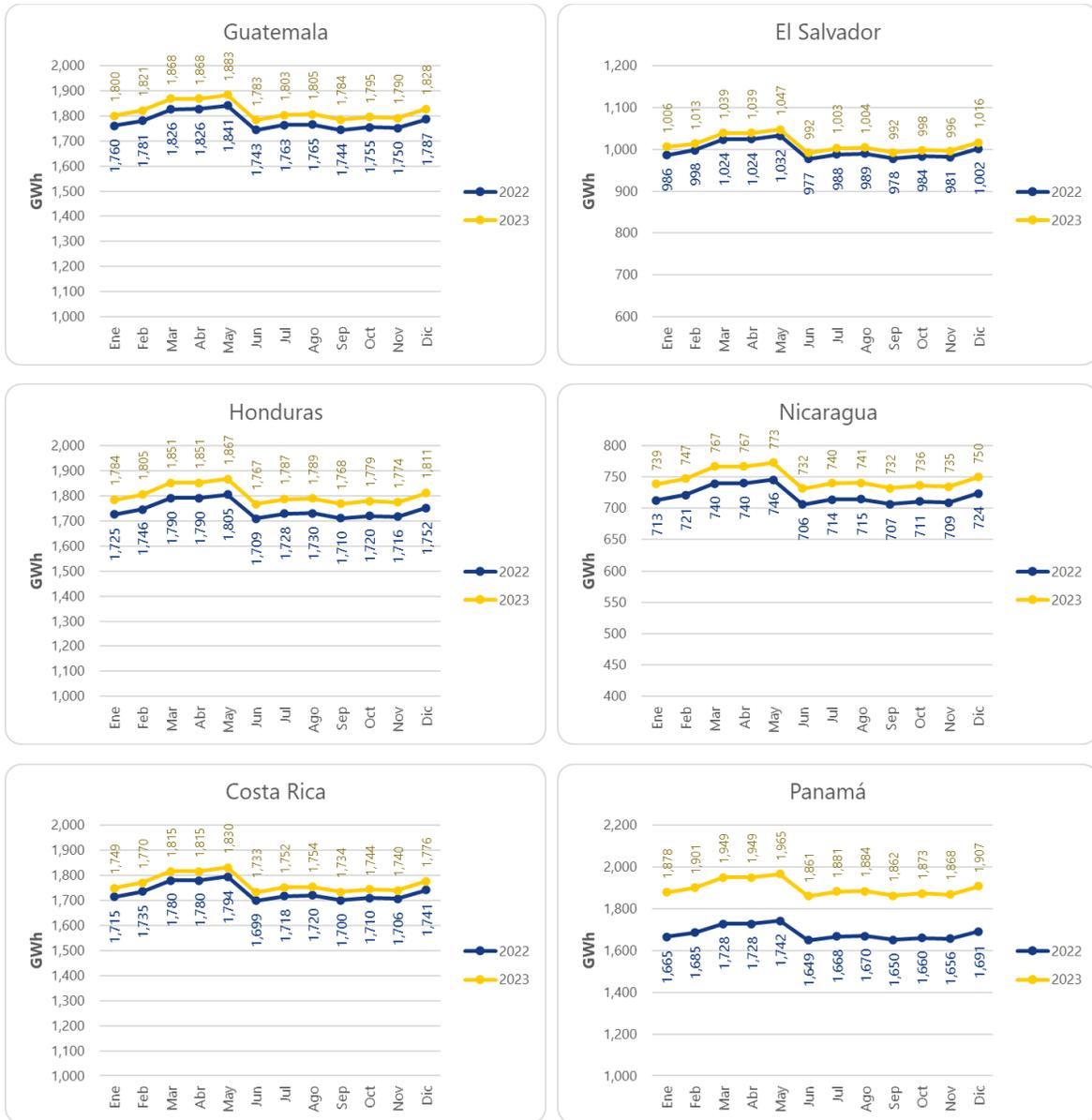


Figura 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).



1.3. Discretización de los bloques horarios

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

Para la estimación de los bloques horarios utilizados en este Planeamiento Operativo se ha considerado mantener la representación en base a los registros del año 2016, los cuales han mostrado un comportamiento congruente con la demanda de los de los años 2017 a 2019, no así para los años 2020 y 2021 que mostraron comportamientos atípicos por efectos de la pandemia del COVID-19.

La curva de carga discretizada en cinco bloques de carga se muestra en la siguiente figura, en la que el área en color celeste representa la curva de duración de carga horaria mensual, mientras que la curva en color rojo representa la curva de carga discretizada en cinco bloques, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que en el que se agrupan los valores más altos de demanda, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa los valores de mínima demanda del sistema.

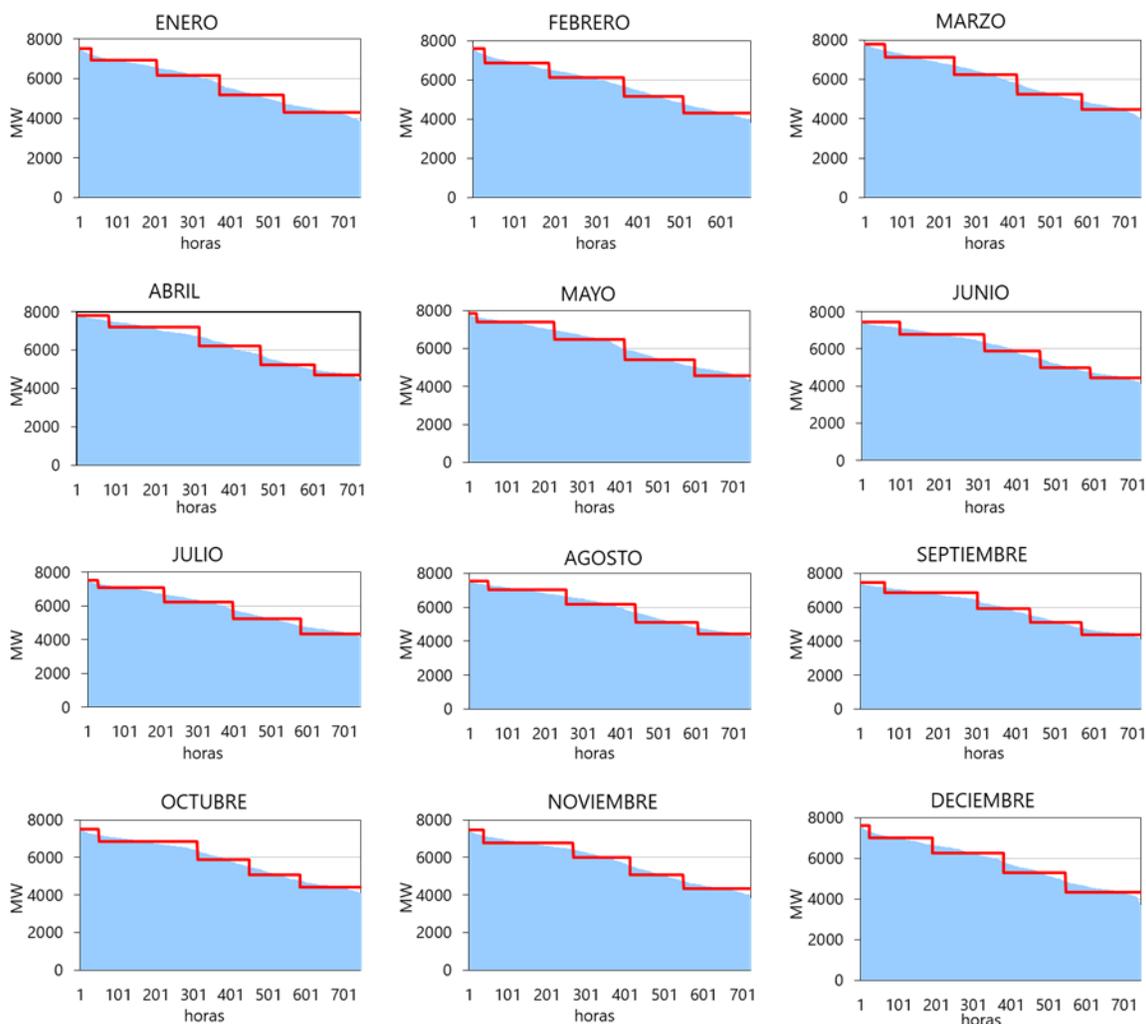


Figura 3. Curvas de duración de carga y su representación en cinco bloques horarios, para los países de América Central.

La discretización de la curva de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año, y con base en esta clasificación por bloques se realizará la proyección de demanda de los años del estudio. El detalle de bloques horarios mensuales para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente figura.

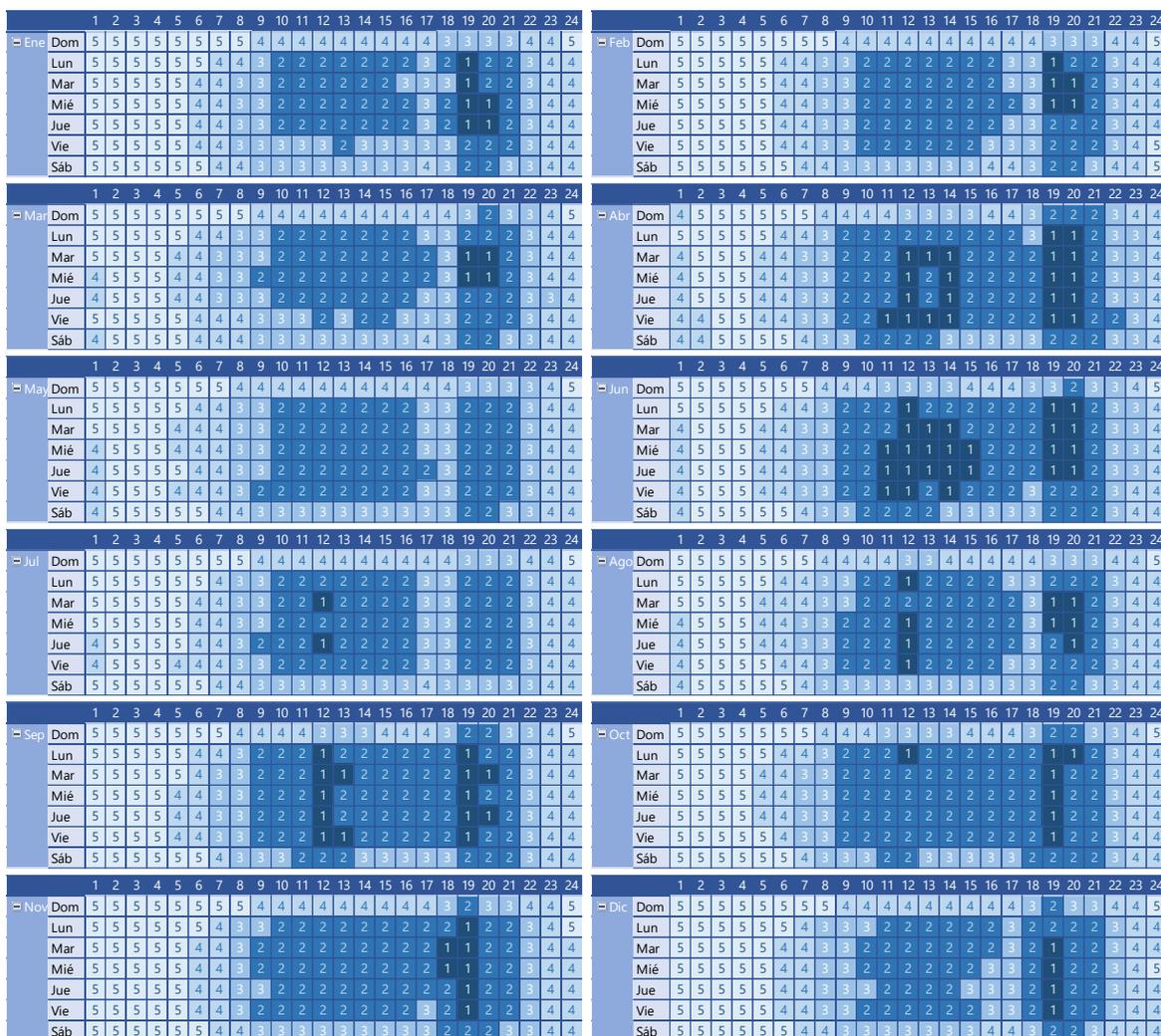


Figura 4. Mapeo de bloques horarios regionales, promedios mensuales.

1.4. Representación de demandas elásticas

Según lo establece el numeral 10.4 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar en la planificación es el "Excedente del Consumidor", definido en el Artículo 10.4.1 como "la diferencia entre lo que un consumidor está dispuesto a pagar por una unidad de energía con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada...". Este Artículo también establece que "La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como

simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y sectores de consumo de electricidad”.

Conforme a lo anterior, CRIE en su resolución CRIE-32-2018 adiciona el Anexo M al Libro III del RMER, denominado “*Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor*”, y definió las curvas de demanda elástica e inelástica para utilizar en los estudios de planificación, cuyos valores se detallan a continuación:

Tabla 3. Curvas demanda-precio por país.

Sistema	Coeficientes (respecto de la demanda total)				Precio (USD/kWh)			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Guatemala	0.813	0.954	0.986	1.035	Inelástica	0.16	0.10	0.04
El Salvador	0.853	0.967	0.990	1.023	Inelástica	0.16	0.10	0.04
Honduras	0.732	0.935	0.981	1.047	Inelástica	0.16	0.10	0.04
Nicaragua	0.652	0.916	0.976	1.058	Inelástica	0.16	0.10	0.04
Costa Rica	0.765	0.943	0.983	1.043	Inelástica	0.16	0.10	0.04
Panamá	1.000	-	-	-	Inelástica	-	-	-

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

1.5. Precios de los combustibles

Los precios de la energía eléctrica en los países del MER son sensibles a los precios de los combustibles, debido que las matrices de generación cuentan con una proporción importante de centrales que operan a base de combustibles fósiles, y por tanto sus costos de operación son dependientes de los precios internacionales de sus correspondientes combustibles.

Las proyecciones de los precios de combustibles y costos variables de las centrales térmicas de la región se estiman con base en las proyecciones de precios de corto y largo plazo publicadas por la *Administración de Información de Energía de EE.UU.* (EIA); para este Planeamiento Operativo fueron utilizadas las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) del mes de diciembre de 2021.

Es importante tener en cuenta las consideraciones de la EIA con relación a la elevada incertidumbre a la que está sujeta la recuperación que está en curso por los efectos de la pandemia del COVID-19, actualmente con la aparición de la variante denominada SARS-CoV-2 Omicron, mientras que la incertidumbre de oferta en el pronóstico resulta de las decisiones de producción de la OPEP+ y el ritmo al que aumentan la perforación los productores de petróleo y gas natural de EE.UU.

Con relación a los precios del crudo, cayeron significativamente el 26 de noviembre, y el precio spot del Brent comenzó diciembre por debajo de \$70/bbl. La caída de los precios siguió a la identificación de la nueva variante COVID-19 Omicron, lo que planteó la posibilidad de que la demanda de petróleo podría disminuir en el corto plazo. Para 2022, se espera que el crecimiento de la producción de la OPEP+, del petróleo de arenas compactas de EE.UU. y de otros países que no pertenecen a la OPEP supere la desaceleración del crecimiento del consumo mundial de petróleo, y los precios del Brent se mantengan cerca de los niveles actuales, con un promedio de \$70/bbl.

Los precios del gas natural han mostrado tendencia al alza en los últimos meses, sin embargo, bajaron en noviembre con un clima templado en gran parte de EE.UU., resultando en menor uso de lo esperado del gas natural para calefacción de ambientes. La disminución de la demanda de gas natural también contribuyó a que los niveles de inventario se acercaran al promedio de cinco años (2016–2020). La demanda mundial de gas natural licuado (GNL) de EE.UU. se ha mantenido alta, lo que limita cierta presión a la baja sobre los precios del gas natural. Debido a la incertidumbre en torno a la demanda estacional, se prevé que los precios del gas natural se mantengan volátiles durante los próximos meses, y las temperaturas invernales serán un factor clave del consumo que afectarán dichos precios.

En la **Tabla 4** y **Figura 5** se muestran los datos y el comportamiento del precio de los combustibles que ha sido considerado en el presente estudio.



Tabla 4. Proyección de precios de los combustibles.

AÑO	MES	BUNKER US\$/gal	DIESEL US\$/gal	CARBON US\$/MMBtu	GAS NATURAL (HH) US\$/MMBtu
2022	Ene	1.58	2.17	2.02	4.64
2022	Feb	1.66	2.17	2.04	4.61
2022	Mar	1.66	2.18	2.05	4.48
2022	Abr	1.61	2.13	2.07	3.90
2022	May	1.60	2.14	2.04	3.75
2022	Jun	1.58	2.10	2.02	3.81
2022	Jul	1.53	2.10	2.03	3.82
2022	Ago	1.56	2.13	2.03	3.83
2022	Sep	1.53	2.09	2.05	3.69
2022	Oct	1.48	2.12	2.01	3.67
2022	Nov	1.48	2.07	2.03	3.72
2022	Dic	1.46	1.93	2.03	3.79
2023	Ene	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Feb	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Mar	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Abr	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	May	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Jun	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Jul	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Ago	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Sep	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Oct	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Nov	1.70	2.60	2.02	2.99
2023	Dic	1.70	2.60	2.02	2.99

Fuente: Elaboración propia con información del STEO de junio 2021.

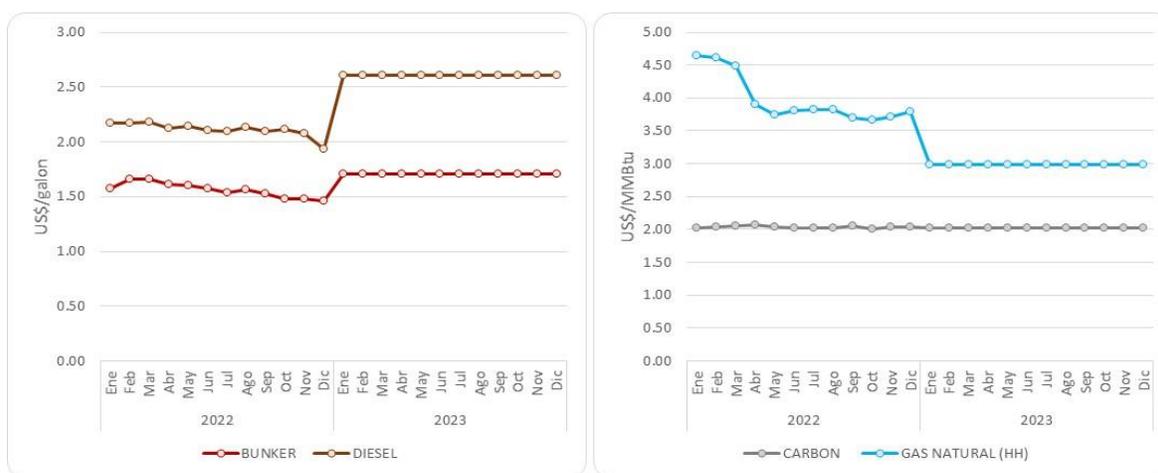


Figura 5. Proyección de precios de los combustibles.



1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos para 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, según está establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, en los numerales 10.4.5 y 10.8.1, respectivamente.

1.6.1. Tasa de Descuento

La tasa de descuento permite determinar las anualidades de los costos de inversión y operación del sistema. Al respecto, el numeral 10.4.5 el Libro III del RMER establece, *"el valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento calculada mediante una metodología que definirá la CRIE. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países Miembro"*.

La tasa de descuento vigente para los estudios de planificación regional está definida en la Resolución CRIE-07-2021, con un valor de **9.66%**.

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.

El numeral 10.8.1 del RMER establece que, *"A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años"*.



Los escalones y valores de ENS para los estudios de planificación regional se encuentran definidos en la Resolución CRIE-34-2018, siendo estos los siguientes:

Tabla 5. CENS por escalón de profundidad para los estudios de Planificación.

Bloque	Profundidad	CENS US\$/MWh
Bloque 1	Desde 0% - hasta 5%	466
Bloque 2	Mayor a 5% - hasta 10%	870
Bloque 3	Mayor de 10% - hasta 30%	1,216
Bloque 4	Mayor de 30%	2,056

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 Transmisión Regional (SPTR). En este estudio será utilizada la versión 16.0.8 de dicho 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).	15
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

2.1.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de enero 2022 a diciembre 2023. 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.

2.1.2. Año inicial de hidrología

Se define como año inicial de hidrología el año **1996** considerando los pronósticos de lluvia estimados en el informe de la "LXVI Perspectiva del Clima de América Central" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente al período de diciembre 2021 a marzo 2022, el cual considera en sus conclusiones que se mantiene influencia de la fase negativa del fenómeno El Niño - Oscilación del Sur (ENOS), es decir la presencia del fenómeno de La Niña, el cual se espera se mantenga por lo menos para el período de esta perspectiva, mientras que durante el

trimestre de abril a julio de 2022 se regrese a la fase Neutra del efecto ENOS. Adicionalmente indican que la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO, por sus siglas en inglés) se encuentra en fase negativa y se espera que se mantenga en esta fase para el periodo de validez del pronóstico, lo cual concuerda con la persistencia de La Niña para los próximos meses y da fortaleza al pronóstico de continuidad de La Niña para el próximo cuatrimestre.

Con base en las conclusiones del Foro del Clima de América Central (FCAC), los pronósticos de lluvia estimados en este informe denotan que las lluvias tendrán un comportamiento en el rango **arriba de lo normal** en la mayor parte de la región centroamericana, arriba de lo normal en las zonas oeste y sur de Petén, regiones de la Franja Transversal del Norte y caribe en Guatemala; en los departamentos de San Miguel y Usulután, en el occidente los departamentos de Chalatenango, Santa Ana, Ahuachapán y sector suroeste del departamento de Sonsonate, así como alrededor de la cordillera volcánica oriental de El Salvador; en el pacífico central y pacífico sur de Costa Rica, y en Costa Abajo de Colón y centro occidente de la cuenca del Canal de Panamá. Las áreas con tendencias de lluvias en el rango dentro de lo **normal** se encuentran el norte, este y centro de Petén, regiones Valles de Oriente, altiplano central, occidente, bocacosta y Pacífico de Guatemala; en la zona centro y oriente de El Salvador; regiones occidental, central, sur, norte y la mayor parte del oriente de Honduras; zona norte occidental y oriental y occidental, caribe norte y sur, valle central, pacífico norte de Costa Rica, y en la mayor parte del territorio de Panamá. En el rango **bajo lo normal** solo se denotan las áreas del sureste de Trojes El Paraíso, sureste de Olancho y el sur de Gracias a Dios en Honduras.

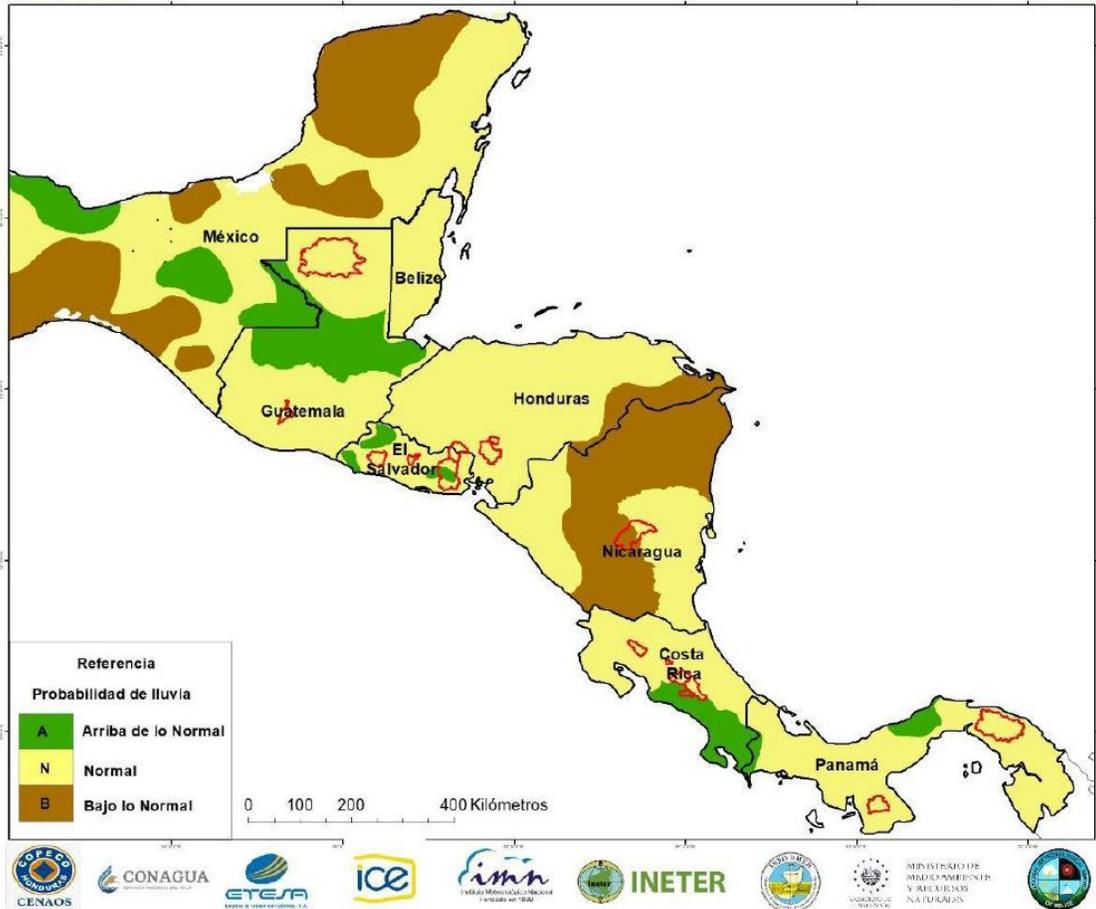


Figura 6. Mapa de la Perspectiva del Clima de Centroamérica de diciembre 2021 a marzo 2022.

Fuente: LXVI Perspectiva Climática para Centroamérica, período: diciembre 2021 – marzo 2022, Comité Regional de Recursos Hídricos.

El año hidrológico inicial se determina en base a la consistencia de un año específico que podría representar las condiciones de lluvia para los pronósticos de la Perspectiva en la mayor parte del territorio de los países de Centroamérica. Según la metodología del FCAC, la lista de años análogos utilizada para la temporada diciembre 2021 a marzo del 2022 es la siguiente: 1995-1996, 2003-2004, 2006-2007, 2008-2009, como se muestra en la tabla de años análogos a continuación:

Tabla 7. Años análogos para las condiciones de lluvia de diciembre 2021 a marzo 2022.

País	Años análogos							
	2008	2009	2011	2012	2013	2014	2017	2018
Guatemala	2008	2009	2011	2012	2013	2014	2017	2018
El Salvador	1996	2000	2007	2012	2017			
Honduras	1996	2012	2021					
Nicaragua	1995	1996	2006	2007	2010	2011		
Costa Rica	2008	2009						
Panamá	1996	2003	2006					

Fuente: Elaboración propia con base en la información de la LXVI Perspectiva Climática para Centroamérica, período: diciembre 2021 – marzo 2022, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

2.1.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional ha sido modelada por medio de la restricción eléctrica de “*Suma de Flujo en Circuitos*” disponibles en el módulo de simulación, cuyos valores fueron estimados con base en la metodología de los Estudios de Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP) entre los sistemas del MER, teniendo en consideración las modificaciones en los sistemas de generación y transmisión informados por los OS/OM.

A continuación, se presentan los gráficos con el detalle de las MCTPs entre cada par de países para los cinco bloques horarios y sentido de los flujos de potencia regional.

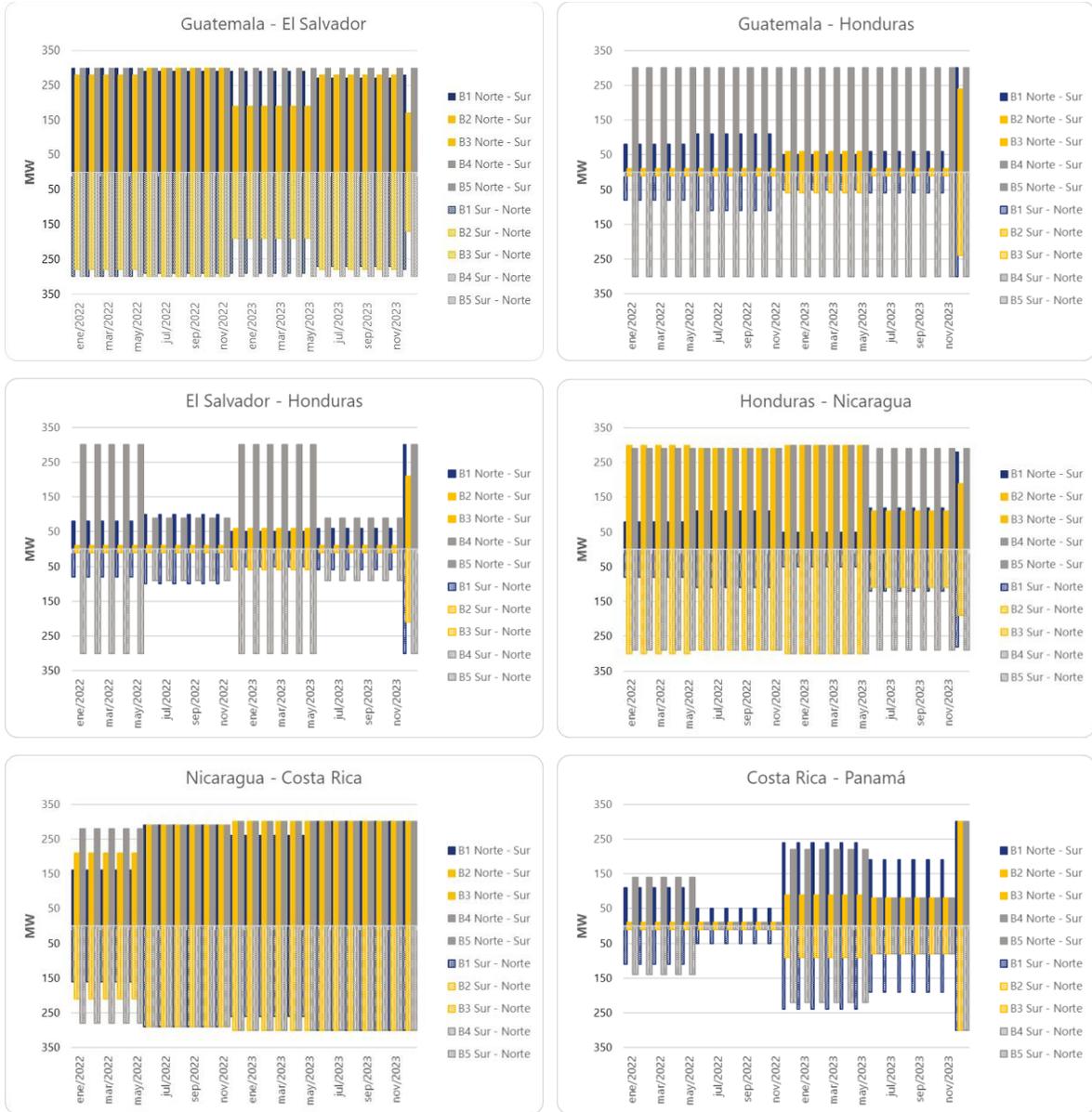


Figura 7. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia regional ene/2022 – dic/2023.

3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

La capacidad de generación disponible en los países del MER al mes de junio de 2021, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de **17,351.4 MW**, de los cuales 40.3% corresponde a centrales hidroeléctricas, 26.5% a termoeléctricas de combustibles fósiles, 7.4% a centrales de biomasa, 7.2% a centrales eólicas, 7% a centrales solares fotovoltaicas, 6.1% a centrales carboeléctricas, 3.2% a geotérmicas y 2.2% a centrales de gas natural. Lo anterior se ilustra en la tabla y figura siguientes.

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 C.A.
Hidroeléctrico	1,530.7	557.2	925.2	139.2	2,032.7	1,797.5	6,982.6
Eólico	102.5	50.0	240.3	186.6	395.8	270.0	1,245.1
Solar FV	80.0	219.0	504.7	12.0	16.4	380.7	1,212.8
Generación Distribuida	43.0						43.0
Geotérmico	33.6	174.5	35.0	110.0	207.7		560.8
Biomasa	671.2	208.0	233.9	119.0	37.3	8.1	1,277.5
Gas Natural	2.6					381.0	383.6
Carbón	513.4		105.0			433.0	1,051.4
Fuel Oil	676.4	708.7	935.5	767.9	353.0	1,148.2	4,589.6
Total país	3,653.5	1,917.3	2,979.7	1,334.7	3,042.9	4,418.5	17,346.6

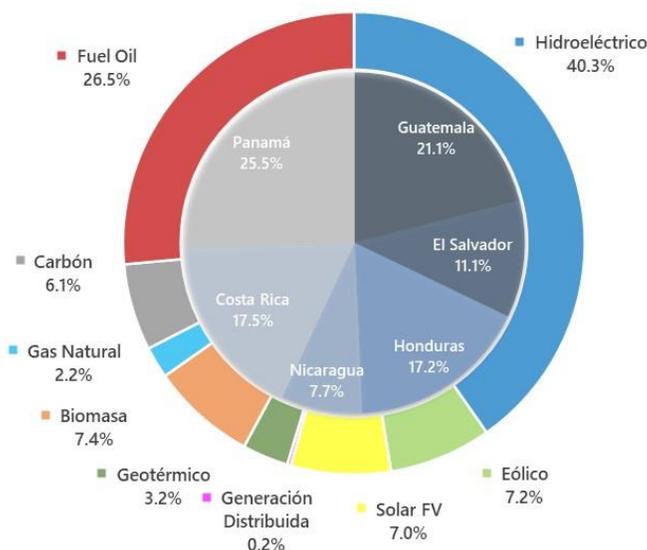


Figura 8. Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.

3.2. Incorporaciones recientes

3.2.1. Proyectos de generación

De acuerdo con la información suministrada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, durante el segundo semestre del año 2021 se incorporaron al sistema cuatro proyectos de generación, los cuales totalizan **39.91 MW** de capacidad, todos ellos solares fotovoltaicos ubicados en el sistema de Panamá.

Tabla 9. Incorporación de proyectos de generación en los países de América Central durante el segundo semestre del año 2021.

País	Fuente	Proyecto	Fecha	Capacidad (MW)
Panamá	Solar FV	Caoba Solar	1/11/2021	9.98
Panamá	Solar FV	Cedro Solar	1/11/2021	9.98
Panamá	Solar FV	Mayorca Solar	1/10/2021	9.98
Panamá	Solar FV	Pese Solar	1/10/2021	9.97
Total				39.91

3.2.2. Proyectos de transmisión

Con base en la información actualizada por los OS/OM para la base de datos, se identifican trece modificaciones en el sistema de transmisión, las cuales fueron efectuadas durante el segundo semestre del año 2021 en los sistemas de Nicaragua y Costa Rica, conforme al siguiente detalle.

Tabla 10. Ampliaciones y modificaciones en los sistemas de transmisión de los países de América Central efectuadas durante el segundo semestre de 2021.

Sistema	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión	Capacidad (MVA)	Fecha
Nicaragua	Línea	4401	4406	Los Brasiles - Ticuantepe 230	230	318	1/10/2021
Nicaragua	Línea	4404	4406	Masaya - Ticuantepe 230	230	318	1/10/2021
Nicaragua	Línea	4750	4803	Amayo - Eolo 230	230	318	1/10/2021
Nicaragua	Línea	4419	4402	Mateare I - Sandino 230	230	318	1/10/2021
Nicaragua	Línea	4402	4403	Sandino - León I 230	230	318	1/10/2021
Nicaragua	Línea	4401	4420	Los Brasiles - San Benito 230	230	374	1/12/2021
Nicaragua	Línea	4417	4420	Terrabona - San Benito 230	230	374	1/12/2021
Nicaragua	Línea	4420	4422	San Benito - Boaco 230	230	374	1/12/2021
Nicaragua	Línea	4407	4403	Frontera Honduras - León I	230	374	1/12/2021
Nicaragua	Línea	4750	4408	Amayo - Frontera Costa Rica	230	374	1/12/2021

Sistema	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión	Capacidad (MVA)	Fecha
Costa Rica	Línea	53004	53304	La Caja - El Coco 138	138	190	31/12/2021
Costa Rica	Línea	53204	53004	Garita - La Caja 138	138	190	31/12/2021
Costa Rica	Línea	53204	53304	Garita - El coco 138	138	190	31/12/2021

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2022 a diciembre 2023

3.3.1. Proyectos de generación

Las adiciones de generación previstas a ejecutarse en los países del MER durante el período de enero 2022 a diciembre 2023 son aquellas que se encuentran en construcción de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM. En el período indicado se identifican 36 proyectos, los cuales totalizan **1,284.99 MW**. Dentro de los proyectos considerados en la programación destacan los proyectos de gas natural que se incorporarán a los sistemas de El Salvador (Energía del Pacífico, de 378.5 MW) y Nicaragua (Proyecto de Gas Natural Puerto Cortez, de 300 MW). Resulta importante también el programa de incorporaciones previstas para el sistema de Panamá, con 20 centrales de energías intermitentes (solares principalmente) por 312.56 MW. El detalle de la expansión de generación se presenta en la siguiente tabla y en la **Figura 9** se muestra la composición porcentual de las adiciones de generación por tipo de recurso y por país que fue considerada en el presente estudio.

Tabla 11. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de enero 2022 a diciembre 2023, por país y tipo de recurso (MW).

País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
Guatemala	1/1/2023	Hidroeléctrico	Pojom II	20.00
El Salvador	1/7/2022	Gas Natural	Energía del Pacífico	378.51
	1/1/2023	Hidroeléctrico	3 de Febrero	65.70
Honduras	1/10/2022	Hidroeléctrico	Arenal Etapa I-II (Yaguala)	60.00
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica El Guano	14.80
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Jilamito	14.85
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Los Planes	2.00
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Petacon	11.90
Nicaragua	1/7/2022	Gas Natural	Ciclo Combinado Gas Natural	300.00
	1/1/2023	Eólico	EOL1	24.00
	1/11/2023	Biomasa	Monte Rosa U4	30.00
Costa Rica	1/1/2022	Solar FV	P.S. Huacas	5.00
Panamá	1/1/2022	Biomasa	Central Azucarero de Alanje S.A.	30.00



País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
	1/1/2022	Eólico	Toabre Etapa 1	66.00
	1/1/2022	Solar FV	Jaguito	9.99
	1/1/2022	Solar FV	Llano Sanchez	9.99
	1/1/2022	Solar FV	Los Santos Solar	7.56
	1/1/2022	Solar FV	RPM Solar Caizan 01	10.00
	1/1/2022	Solar FV	Solar Esperanza	19.99
	1/1/2022	Solar FV	Solar Mvieja	25.90
	1/6/2022	Solar FV	Pedregalito Solar Power	10.00
	1/6/2022	Solar FV	RPM Solar Caizan 02	10.00
	1/7/2022	Solar FV	Panasolar II	5.00
	1/7/2022	Solar FV	Panasolar III	5.00
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Chuspa	8.80
	1/1/2023	Hidroeléctrico	Colorado	5.70
	1/1/2023	Hidroeléctrico	El Alto G4	1.17
	1/1/2023	Solar FV	Cerro Viejo Solar	20.00
	1/1/2023	Solar FV	Esti Solar I	9.90
	1/1/2023	Solar FV	RPM Solar Caizan 03	10.00
	1/1/2023	Solar FV	Solar 05 Correg. de Progreso	49.70
	1/1/2023	Solar FV	Solar Provid	9.95
	1/1/2023	Solar FV	Solar Prudencia	10.58
	1/1/2023	Solar FV	Solar Victo	10.00
	1/6/2023	Solar FV	RPM Solar Caizan 04	10.00
	1/7/2023	Solar FV	Mendoza Solar	3.00
Total				1,284.99

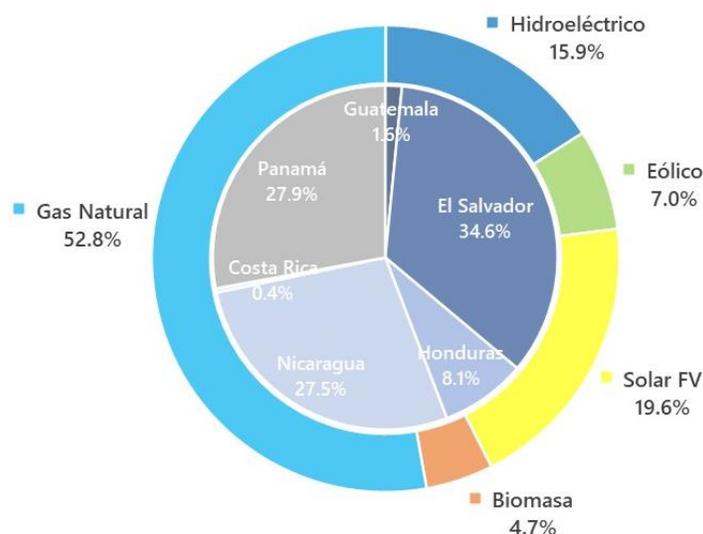


Figura 9. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de enero 2022 a diciembre 2023, por país y tipo de recurso.

Adicionalmente, se ha recibido información que ocho plantas dejarán de formar parte del sistema de generación de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, correspondiendo a una disminución de **259.91 MW** en la capacidad de existente a nivel regional.

Tabla 12. Retiros de capacidad previstos durante enero 2022 a diciembre de 2023.

País	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
Nicaragua	1/7/2022	Búnker	Planta Nicaragua 1	50.00
	1/7/2022	Búnker	Planta Nicaragua 2	50.00
Costa Rica	28/11/2022	Hidroeléctrico	Embalse	1.89
	6/7/2023	Hidroeléctrico	Matamoros	4.50
Panamá	1/1/2022	Búnker	Pacora	53.52
	31/12/2022	Diésel	Bahía Las Minas - J. Brown G5	33.00
	31/12/2022	Diésel	Bahía Las Minas - J. Brown G6	33.00
	31/12/2022	Diésel	Bahía Las Minas 8	34.00
Total				259.91

3.3.2. Ampliaciones en el sistema de transmisión

Las modificaciones previstas para la red de transmisión para el período de enero 2022 a diciembre 2023 son aquellas que se encuentran en desarrollo de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM.

Según la información reportada por los OS/OM para la actualización de la base de datos, se prevén modificaciones para 103 líneas de transmisión y 40 transformadores. El cronograma de modificaciones se detalla para cada uno de los países a continuación.

Tabla 13. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2022 a diciembre 2023 en el sistema de Guatemala.

Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	1109	1793	Guatemala Sur - Incienso 230A	230	424	1/1/2022
Línea	1841	1843	Huehuetenango - Chiantla 230A	230	424	1/1/2022
Línea	1130	1137	Las Cruces - Guatemala Oeste 230A	230	438.2	1/1/2023
Línea	1130	1137	Las Cruces - Guatemala Oeste 230B	230	438.2	1/1/2023
Línea	1130	1139	Las Cruces - Palestina 230A	230	438.2	1/1/2023
Línea	1130	1139	Las Cruces - Palestina 230B	230	438.2	1/1/2023
Línea	1134	1841	Solola - Huhuetenango 232A	230	438.2	1/1/2023
Línea	1130	1149	Las Cruces - San Gabriel 230A	230	438.2	1/1/2023
Trafo	1137	1143	Guatemala Oeste 230/69A	230/69	150	1/1/2023



Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Trafo	1149	1345	San Gabriel T01 69/13A1	230/13.8	50	1/1/2023
Trafo	1149	1345	San Gabriel T02 69/13A2	230/13.8	50	1/1/2023
Trafo	1109	1156	Guatemala Sur 230/69D	230/69	150	20/5/2023

Tabla 14. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2022 a diciembre 2023 en el sistema de El Salvador.

Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	28161	28132	Ahuachapan - Energia del Pacífico 230-1	230	396	1/7/2022
Línea	28161	28132	Ahuachapan - Energia del Pacífico 230-2	230	396	1/7/2022
Línea	27181	27601	15 Septiembre - 3 Febrero 115-1	115	130	1/8/2022
Línea	27171	27371	Cerron Grande - Nejapa 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27361	27481	San Antonio Abad - Talnique 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27421	27441	Nuevo Cuscatlan - Ateos 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27171	27531	Cerron Grande - Chalate 115-1	115	130	1/12/2022
Línea	27361	27551	San Antonio - Volcan 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27421	27551	Nuevo Cuscatlan - Volcan 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27441	27551	Ateos - Volcan 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27481	27551	Talnique - Volcan 115-1	115	410	1/12/2022
Línea	27371	27561	Nejapa - Apopa 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27171	27561	Cerron Grande - Apopa 115-1	115	260	1/12/2022
Línea	27481	27901	Talnique - Tamanique 115-1	115	130	25/9/2023
Línea	27341	27541	San Miguel - Morazan 115-1	115	130	1/10/2023
Trafo	24481	27481	Talnique 46/115-1	46/115	100	1/2/2022
Trafo	27431	22431	San Martin 115/23-1	115/23	75	1/6/2022
Trafo	28132	29006	Energia del Pacifico T01 Dev1	230/1	250	1/7/2022
Trafo	27132	29006	Energia del Pacifico T01 Dev2	115/1	250	1/7/2022
Trafo	24133	29006	Energia del Pacifico T01 Dev3	46/1	250	1/7/2022
Trafo	28132	29007	Energia del Pacifico T02 Dev1	230/1	250	1/7/2022
Trafo	27132	29007	Energia del Pacifico T02 Dev2	115/1	250	1/7/2022
Trafo	24133	29007	Energia del Pacifico T02 Dev3	46/1	250	1/7/2022
Trafo	27551	22541	El Volcan 115/23-1	115/23	75	1/12/2022
Trafo	27531	24561	Chalatenango 115/46-1	115/46	50	1/12/2022
Trafo	27561	22551	Apopa 115/23-1	115/23	75	1/12/2022
Trafo	27901	24901	Tamanique 115/46-1	115/46	50	25/9/2023
Trafo	27541	24571	Rosario de Mora 115/46-1	115/46	50	1/10/2023



Tabla 15. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2022 a diciembre 2023 en el sistema de Honduras.

Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	3047	3322	Coyoles Central - Arenales 138A	138	273.89	1/10/2022
Línea	3271	3602	Petacon - Cerro de Hula 34.5A	34.5	227	1/1/2023
Transformador	3160	3161	El Retorno 138/13A	138/13.8	25	1/1/2023
Transformador	3160	3161	El Retorno 138/13B	138/13.8	50	1/1/2023
Transformador	3087	39003	Morazan 69/34B1	69/1	25	1/4/2023
Transformador	3086	39003	Morazan 69/34B2	34.5/1	25	1/4/2023
Transformador	3982	39003	Morazan 69/34B3	13.8/1	8.33	1/4/2023

Tabla 16. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2022 a diciembre 2023 en el sistema de Nicaragua.

Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	4213	4214	Deriv. Montefresco - Deriv. Puenton 69	69	33	1/3/2022
Línea	4324	4331	Planta Centroamerica - Sebaco 138	138	60	1/3/2022
Línea	4325	4340	Perodista - Ticuantepe 138	138	134	1/3/2022
Línea	4333	4386	San Rafael del Sur - Villa El Carmen 138	138	150	1/3/2022
Línea	4353	4356	La Dalia - Waslala 138	138	150	1/3/2022
Línea	4352	4399	Ocotol - Santa Clara 138	138	150	1/3/2022
Línea	4308	4324	Jinotega - Planta Centroamerica 138	138	150	1/3/2022
Línea	4308	4331	Jinotega - Sebaco 138	138	150	1/3/2022
Línea	4383	4325	Central - Periodista 138	138	134	1/3/2022
Línea	4340	4383	Ticuantepe - Central 138	138	150	1/3/2022
Línea	4340	4343	Ticuantepe - Las Colinas 138	138	134	1/1/2023
Línea	4402	4405	Sandino - Planta Nicaragua 230-1	230	330	1/1/2023
Línea	4301	4313	Acoyapa - Gateada 138	138	30	1/3/2023
Línea	4311	4331	Esteli - Sebaco 138	138	100	1/3/2023
Línea	4320	4331	MTG - Sebaco 138	138	62	1/3/2023
Línea	4385	4386	Carlos Fonseca - Villa El Carmen 138	138	150	1/3/2023
Línea	4961	4397	Gateada II - Esperanza II 138	138	150	1/3/2023
Línea	4355	4389	Sauce - Villanueva 138	138	150	1/3/2023
Línea	4343	4398	Las Colinas - Ticuantepe I 138	138	150	1/3/2023
Línea	4340	4398	Ticuantepe - Ticuantepe I 138	138	150	1/3/2023
Línea	4398	4385	Ticuantepe I - Carlos Fonseca 138	138	150	1/3/2023
Línea	4301	4961	Acoyapa - Gateada II 138	138	96	1/3/2023
Línea	4313	4961	Gateada - Gateada II 138	138	150	1/3/2023
Línea	4331	4335	Sebaco - Sebaco II 138	138	150	1/3/2023
Línea	4329	4335	Planta Carlos Fonseca - Sebaco II 138	138	150	1/3/2023
Línea	4311	4335	Esteli - Sebaco II 138	138	100	1/3/2023
Línea	4320	4335	MTG - Sebaco II 138	138	96	1/3/2023



Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	4405	4984	Planta Nicaragua - EOL1 230	230	330	1/3/2023
Trafo	4417	49020	Terrabona AT1D1	230/1	120	1/1/2022
Trafo	4354	49020	Terrabona AT1D2	138/1	120	1/1/2022
Trafo	4956	49020	Terrabona AT1D3	13.8/1	40	1/1/2022
Trafo	4237	4337	Yalaguina 69/138	69/138	10	1/3/2022
Trafo	4406	49024	Ticuantepo AT3D1	230/1	71.3	1/3/2022
Trafo	4340	49024	Ticuantepo AT3D2	138/1	71.3	1/3/2022
Trafo	4921	49024	Ticuantepo AT3D3	13.8/1	25	1/3/2022
Trafo	4422	49023	Boaco AT1D1	230/1	120	1/3/2022
Trafo	4304	49023	Boaco AT1D2	138/1	120	1/3/2022
Trafo	4958	49023	Boaco AT1D3	13.8/1	40	1/3/2022
Trafo	4219	4313	Gateada 69/138B	69/138	150	1/3/2023
Trafo	4419	49025	Mateare 1 AT2 D1	230/1	75	1/3/2023
Trafo	4392	49025	Mateare 1 AT 2D2	138/1	75	1/3/2023
Trafo	4917	49025	Mateare 1 AT2 D3	13.8/1	25	1/3/2023

Tabla 17. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2022 a diciembre 2023 en el sistema de Panamá.

Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	6002	6055	Panamá - Monte Oscuro 115 (115-10)	115	109	1/1/2022
Línea	6018	6703	Caceres - Bella Vista 115 (115-8A)	115	140	1/1/2022
Línea	6008	6460	Llano Sanchez - El Coco 230A (230-12B)	230	505	31/8/2022
Línea	6008	6460	Llano Sanchez - El Coco 230B (230-13B)	230	505	31/8/2022
Línea	6008	6520	LSanchez - San Bartolo 230A (230-14A)	230	505	31/8/2022
Línea	6008	6520	LSanchez - San Bartolo 230B (230-15A)	230	505	31/8/2022
Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo 230A (230-14B)	230	505	31/8/2022
Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo 230B (230-15B)	230	505	31/8/2022
Línea	6460	6713	El Coco - Burunga 230A (230-12A2)	230	505	31/8/2022
Línea	6460	6713	El Coco - Burunga 230B (230-13A2)	230	505	31/8/2022
Línea	6003	6713	Panamá II - Burunga 230A (230-12A1)	230	279	30/9/2022
Línea	6003	6713	Panamá II - Burunga 230B (230-13A1)	230	279	30/9/2022
Línea	6001	6840	Panamá - Panamá 3 230A (230-47A)	230	505	30/9/2022
Línea	6001	6840	Panamá - Panamá 3 230B (230-48A)	230	505	30/9/2022
Línea	6003	6840	Panamá 2 - Panamá 3 230A (230-12A11)	230	505	30/9/2022
Línea	6003	6840	Panamá 2 - Panamá 3 230B (230-13A11)	230	505	30/9/2022
Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá 3 230A (230-47B)	230	505	30/9/2022
Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá 3 230B (230-48B)	230	505	30/9/2022
Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3 230A	230	247	30/9/2022
Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3 230B	230	247	30/9/2022
Línea	6713	6840	Burunga - Panamá 3 230A (230-12A12)	230	505	30/9/2022
Línea	6713	6840	Burunga - Panamá 3 230B (230-13A12)	230	505	30/9/2022
Línea	6801	6808	Sabanitas - Costa Norte 230A	230	770	30/9/2022
Línea	6801	6808	Sabanitas - Costa Norte 230B	230	770	30/9/2022



Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha
Línea	6801	6840	Sabanitas - Panama 3 230A	230	1000	30/9/2022
Línea	6801	6840	Sabanitas - Panama 3 230B	230	1000	30/9/2022
Línea	6003	6801	Panama II - Sabanitas 230A (230-54)	230	500	30/9/2022
Línea	6003	6801	Panama II - Sabanitas 230B (230-55)	230	500	30/9/2022
Línea	6018	6123	Caceres - Miraflores 115 (115-5)	115	114	1/1/2023
Línea	6018	6165	Caceres - La Floresta 115 (115-5A)	115	100	1/1/2023
Línea	6036	6165	Santa Maria - La Floresta 115 (115-35A)	115	100	1/1/2023
Línea	6123	6165	Miraflores - La Floresta 115A (115-35B)	115	100	1/1/2023
Línea	6123	6165	Miraflores - La Floresta 115B (115-5B)	115	100	1/1/2023
Línea	6165	6841	La Floresta - Panama 3 115A	115	151	1/1/2023
Línea	6165	6841	La Floresta - Panama 3 115B	115	151	1/1/2023
Línea	6002	6018	Panama - Caceres 115C	115	142	28/2/2023
Línea	6008	6240	Llano Sanchez - El Higo 230A (230-3C)	230	611	28/2/2023
Línea	6008	6240	Llano Sanchez - El Higo 230B (230-4C)	230	611	28/2/2023
Línea	6096	6263	Fortuna - Esperanza 230 (230-20A)	230	307	31/7/2023
Línea	6260	6340	Changuinola - Canazas 230 (230-30)	230	307	31/7/2023
Línea	6096	6837	Fortuna - Chiriqui Grande 230 (230-20A1)	230	307	31/7/2023
Línea	6260	6837	Changuinola - Chiriqui Grande (230-30B)	230	307	31/7/2023
Línea	6263	6837	Esperanza - Chiriqui Grande (230-20A2)	230	307	31/7/2023
Línea	6001	6005	Panama - Chorrera 230A (230-3A)	230	611	31/8/2023
Línea	6001	6005	Panama - Chorrera 230B (230-4A)	230	611	31/8/2023
Línea	6005	6240	Chorrera - El Higo 230A (230-3B)	230	611	31/8/2023
Línea	6005	6240	Chorrera - El Higo 230B (230-4B)	230	611	31/8/2023
Línea	6008	6182	Llano Sanchez - Veladero 230C (230-5A)	230	505	31/8/2023
Línea	6008	6550	LSanchez - Bella Vista 230 (230-6An)	230	611	31/8/2023
Línea	6182	6550	Veladero - Bella Vista 230 (230-6B)	230	611	31/8/2023
Trafo	6840	6841	Panama III T4	230/115	175	1/1/2022
Trafo	6840	6841	Panama III T5	230/115	175	1/1/2022
Trafo	6702	6703	Bella Vista T1	230/115	175	1/1/2022
Trafo	6702	6703	Bella Vista T2	230/115	175	1/1/2022

3.4. Resultados

3.5. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

3.5.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala de enero 2022 a diciembre 2023 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, las cuales representan una proporción en promedio de los dos años de 55.7% de la matriz eléctrica, seguido por la producción de centrales termoeléctricas con una proporción de 30.8%, centrales con fuentes renovables intermitentes con una proporción de 3.3% y generación distribuida con una proporción de 2.9%. Otra fuente importante para el suministro de energía en Guatemala proviene de la central Energía del Caribe, que inyecta sus flujos por medio de la interconexión México – Guatemala, y cuyo aporte representa el 7.3% de la matriz eléctrica.

La energía estimada en el sistema guatemalteco totaliza **13,181 GWh** en para el período de enero a diciembre de 2022 y **12,959.2 GWh** para el período de enero a diciembre de 2023.

Tabla 18. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidro	Eólico	Solar FV	Gen. Distrib.	Geo termia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
01/2022	489.1	32.5	18.8	32.0	19.0	408.4	1.7	0.0	11.5	54.1	1,067.1
02/2022	372.0	25.5	16.2	28.9	21.9	399.6	1.7	47.9	10.4	78.3	1,002.4
03/2022	435.6	31.0	16.0	32.0	24.2	463.4	1.9	118.4	11.5	86.7	1,220.7
04/2022	366.2	12.3	12.9	31.0	21.7	421.5	1.8	224.4	11.1	83.9	1,186.7
05/2022	381.4	15.0	12.0	32.0	24.2	59.2	1.9	395.0	19.6	86.7	1,026.9
06/2022	672.8	22.4	8.0	31.0	23.4	0.2	1.8	224.5	13.7	83.8	1,081.5
07/2022	786.4	26.2	11.2	32.0	24.2	0.0	1.9	75.2	14.1	85.6	1,056.7
08/2022	808.7	18.1	11.6	32.0	24.2	0.1	1.8	80.2	14.1	84.3	1,075.1
09/2022	885.8	5.2	11.8	31.0	23.4	0.3	1.6	39.2	13.6	73.6	1,085.6
10/2022	903.9	9.0	14.5	32.0	24.2	0.3	1.6	36.9	14.0	75.8	1,112.3
11/2022	666.6	30.1	16.6	31.0	23.4	265.0	1.5	4.3	11.1	63.2	1,112.8
12/2022	541.8	32.0	18.9	32.0	24.2	404.9	1.8	9.6	11.5	76.5	1,153.2
Total 2022	7,310.4	259.1	168.5	377.1	278.2	2,422.7	20.9	1,255.6	156.2%	932.3	13,181.0
01/2023	437.9	32.7	18.8	32.0	19.0	409.9	1.9	21.9	11.5	86.6	1,072.2
02/2023	325.1	25.5	16.3	28.9	21.9	404.3	1.7	62.9	10.4	78.3	975.2
03/2023	369.6	31.4	16.0	32.0	24.2	451.2	1.9	88.1	11.5	86.7	1,112.6
04/2023	377.1	12.5	12.8	31.0	21.7	420.9	1.8	147.0	11.1	83.9	1,119.7



Etapa	Hidro	Eólico	Solar FV	Gen. Distrib.	Geo termia	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
05/2023	448.0	14.9	12.0	32.0	24.2	59.2	1.9	383.3	14.2	86.7	1,076.5
06/2023	666.0	22.4	8.0	31.0	23.4	0.2	1.8	132.3	13.6	83.9	982.6
07/2023	770.3	26.2	11.1	32.0	24.2	0.0	1.9	70.7	14.1	86.7	1,037.2
08/2023	795.4	18.1	11.6	32.0	24.2	0.1	1.8	70.7	14.1	86.0	1,053.9
09/2023	867.5	5.1	11.8	31.0	23.4	0.3	1.7	42.1	13.6	80.4	1,076.9
10/2023	924.3	9.2	14.5	32.0	24.2	0.3	1.8	30.4	14.0	54.4	1,105.1
11/2023	669.9	29.8	16.6	31.0	23.4	264.2	1.5	3.0	11.1	69.6	1,120.1
12/2023	605.5	31.9	19.0	32.0	24.2	404.0	1.9	4.9	11.5	85.4	1,220.2
Total 2023	7,256.6	259.7	168.4	377.1	278.2	2,414.6	21.3	1,057.2	150.7	968.4	12,952.2

En la

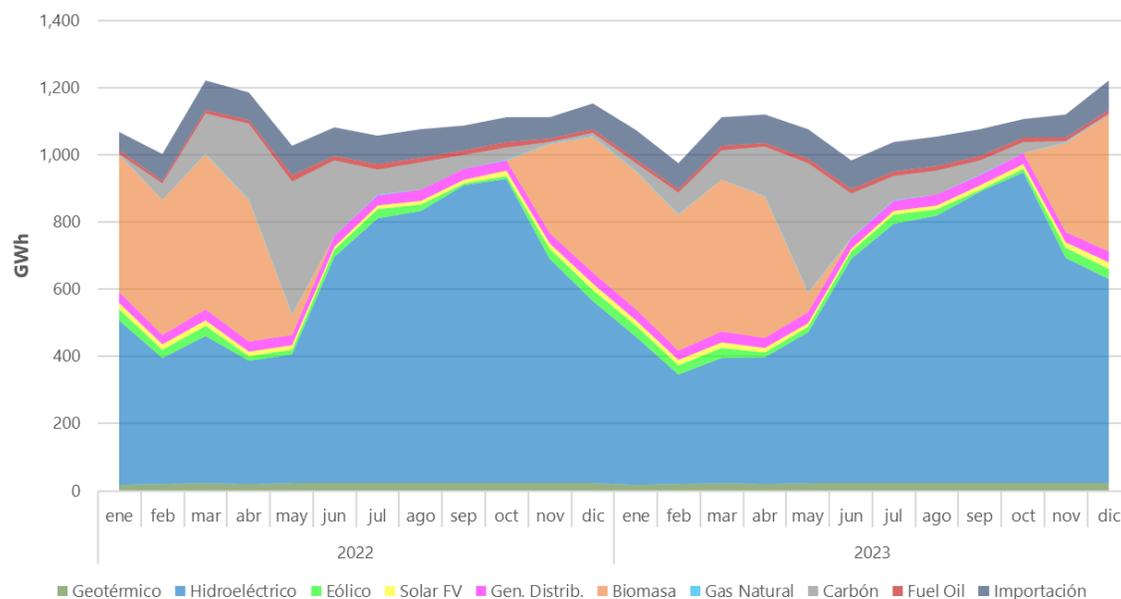


Figura 10 se muestra el despacho de energía estimado por recurso en el periodo de enero 2022 a diciembre 2023 para el sistema de Guatemala.

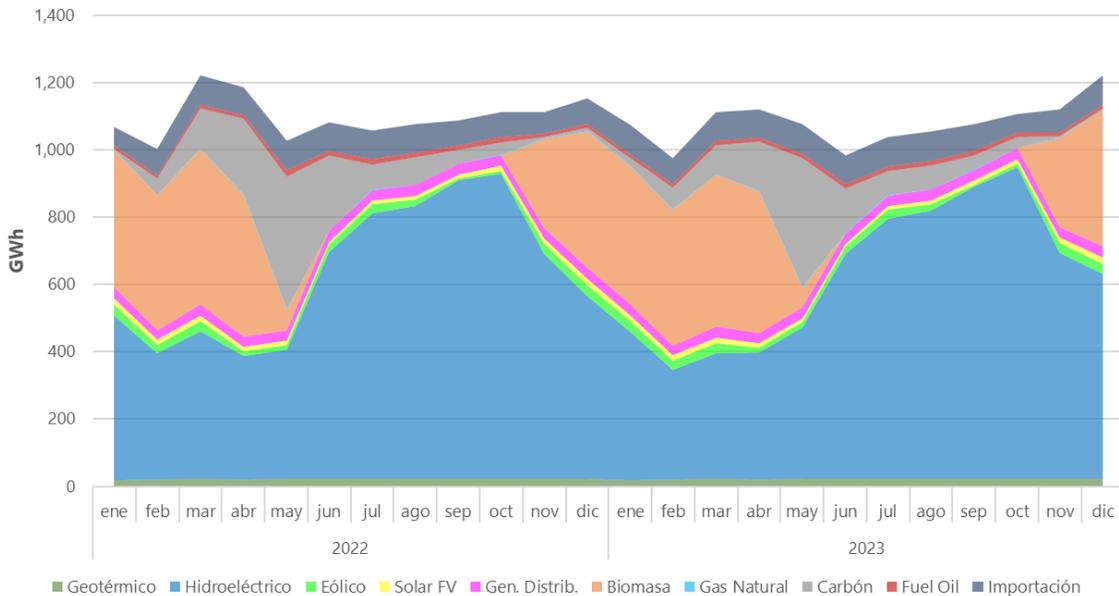


Figura 10. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Por otra parte, en la **Figura 11**, se muestra la composición porcentual por recurso del despacho de generación en el sistema de Guatemala para los años 2022 y 2023.

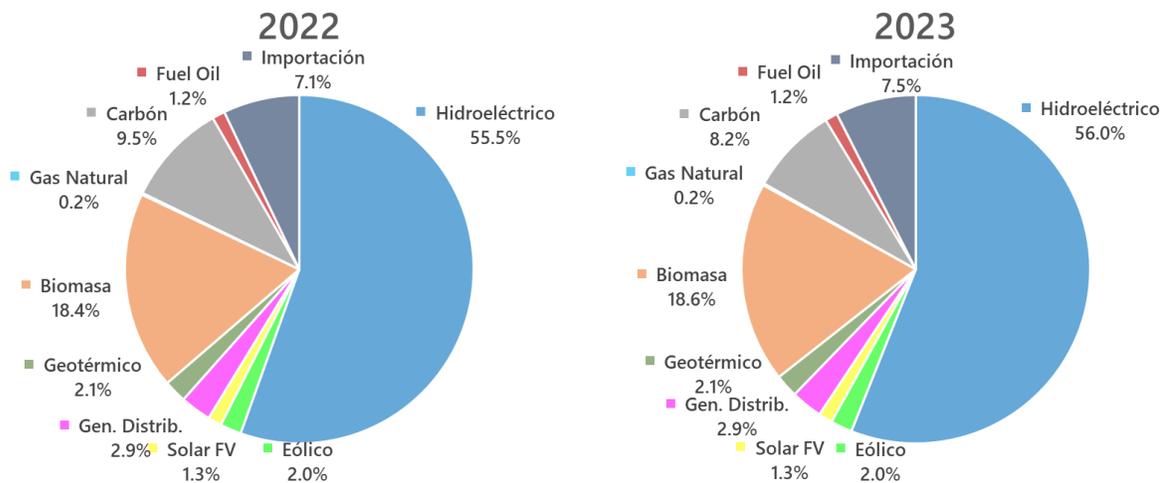


Figura 11. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.



3.5.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan 1,312.19 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 808.73 GWh en el año 2023, en tanto que las importaciones totalizan 121.68 GWh de enero a diciembre de 2022 y 245.9 GWh en el año 2023. Puede notarse que las importaciones estimadas para Guatemala desde el MER ocurren principalmente en los meses de la época lluviosa, mientras que las exportaciones ocurren mayormente en los meses de la época de verano.

Tabla 19. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	0	93.44
2022	Feb	0.41	118.05
2022	Mar	0	195.58
2022	Abr	0	145.09
2022	May	33.75	31.75
2022	Jun	4.3	94.35
2022	Jul	31.52	77.64
2022	Ago	26.08	69.95
2022	Sep	9.78	95.93
2022	Oct	9.76	92.43
2022	Nov	5.92	140.47
2022	Dic	0.16	157.52
2022	Total	121.68	1,312.19
2023	Ene	12.23	77.41
2023	Feb	4.61	64.77
2023	Mar	9.01	64.18
2023	Abr	6.4	50.64
2023	May	23.99	24.77
2023	Jun	65.06	23.44
2023	Jul	50.65	44.49
2023	Ago	41.58	31.46
2023	Sep	16.72	66.04
2023	Oct	12.59	59.22
2023	Nov	3.06	113.25
2023	Dic	0	189.08
2023	Total	245.9	808.73

Como se puede observar en la **Figura 12**, es notable el hecho que el sistema guatemalteco resulta con mayor tendencia de exportador, debido que las inyecciones de energía al MER toman valores mayores que los retiros en el período del estudio.

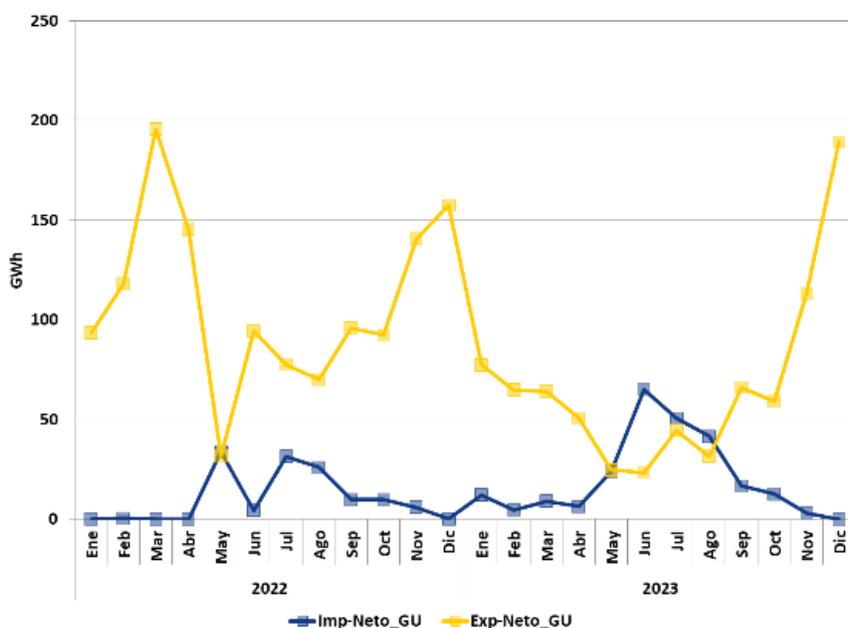


Figura 12. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER.

Los intercambios de energía en el MER del sistema guatemalteco resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de El Salvador y Honduras, cuyos flujos son mayores por medio de las interconexiones con El Salvador, tanto en las exportaciones como en las importaciones, tal como se puede observar en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia		Importaciones desde	
		El Salvador	Honduras	El Salvador	Honduras
2022	Ene	69.12	24.36	0.04	0
2022	Feb	92.41	26.34	1.1	0
2022	Mar	161.46	34.11	0	0
2022	Abr	128.65	16.9	0	0.45
2022	May	33.95	2.45	19.16	19.25
2022	Jun	78.89	17.46	3.28	3.01
2022	Jul	54.72	25.84	33.51	0.94
2022	Ago	50.5	23.19	28.17	1.64
2022	Sep	73.79	25	11.55	1.09
2022	Oct	72.01	23.29	11.33	1.3



Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2022	Nov	105.66	35.89	6.86	0.14
2022	Dic	107.22	51.66	1.51	0.01
2022	Total	1,028.37	306.49	116.52	27.83
2023	Ene	48.66	42.62	26.1	0
2023	Feb	34.32	42.88	17.05	0
2023	Mar	26.95	53.08	24.87	0
2023	Abr	21.18	43.8	20.75	0
2023	May	14.77	15.33	23.38	5.94
2023	Jun	12.32	17.73	68.46	3.2
2023	Jul	28.24	22.38	54.73	2.05
2023	Ago	20.07	17.5	44.55	3.14
2023	Sep	49.83	20.66	18.23	2.94
2023	Oct	45.63	17.61	14.9	1.7
2023	Nov	82.32	32.52	4.52	0.13
2023	Dic	109.88	79.76	0.56	0
2023	Total	494.18	405.87	318.09	19.12

En términos comparativos, la **Figura 13** muestra el comportamiento de las exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras.

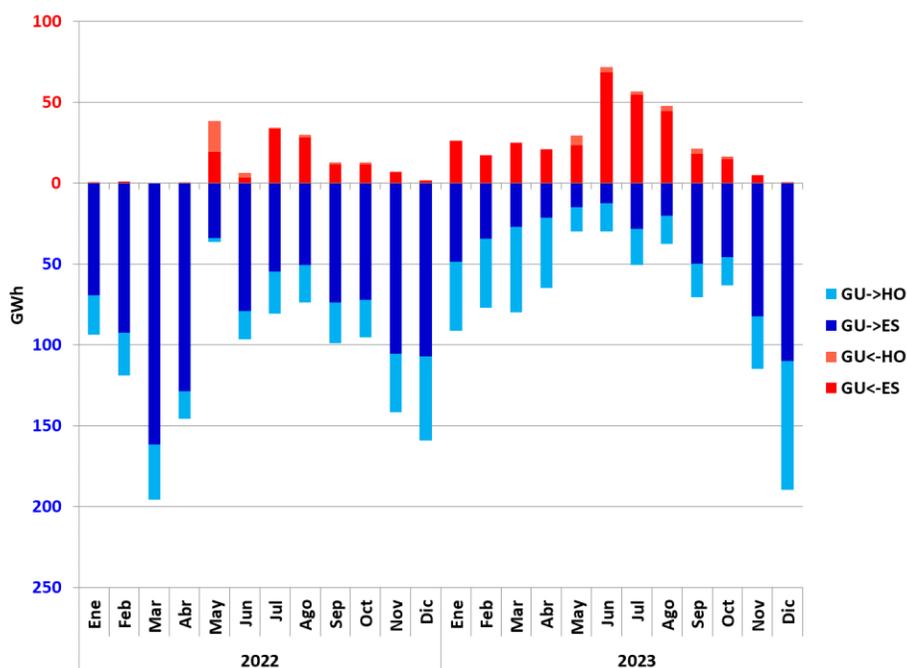


Figura 13. Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras.



3.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal de la demanda estimado para el sistema de Guatemala toma valores promedio ponderados de **68.62 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre de 2022 y **68.15 US\$/MWh** en el período de enero a diciembre de 2023, siendo el bloque de máxima demanda el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 59.52 y 107.88 US\$/MWh entre enero y diciembre de 2022, y entre 64.11 y 100.81 US\$/MWh entre enero y diciembre de 2023. Los menores costos se presentan en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, tomando valores entre 43.38 y 97.65 US\$/MWh en los meses de enero a diciembre de 2022, y entre 45.84 y 95.38 US\$/MWh en los meses de enero a diciembre de 2023.

En la **Tabla 21** se presenta el costo marginal de la demanda por bloque en los meses desde enero 2022 al diciembre 2023, mientras que la **Figura 14** ilustra su comportamiento en el mismo periodo.

Tabla 21. Costo marginal por bloque para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	69.17	50.75	50.49	45.29	44.1	48.42
2022	Feb	75.25	64.36	63.76	60.16	58.71	62.41
2022	Mar	98.28	81.25	80.55	78.75	73.21	80.09
2022	Abr	96.66	94.5	93.49	92.26	91.25	93.62
2022	May	107.88	105.02	104.22	99.66	97.65	102.13
2022	Jun	97.39	85.08	84.37	83.65	82.72	86.23
2022	Jul	95.28	72.49	68.51	67.31	65.3	69.75
2022	Ago	94.1	70.26	65.72	64.38	63.03	68.37
2022	Sep	93.79	59.11	52.27	50.35	46.53	57.18
2022	Oct	89.76	56.27	49.81	48.83	46.74	54.03
2022	Nov	79.1	45.92	45.9	45.48	43.38	47.02
2022	Dic	59.52	55.26	54.79	53.73	51.43	53.92
2022	Promedio	88.02	70.02	67.82	65.82	63.67	68.62
2023	Ene	65.33	63.73	63.29	62.48	60.88	62.65
2023	Feb	69.66	68.65	67.94	67.33	65.93	67.57
2023	Mar	73.59	71.93	71.15	70.38	67.59	70.61
2023	Abr	88.08	86.63	85.53	83.64	82.34	85.33
2023	May	100.81	99.99	98.86	97.51	95.38	98.22
2023	Jun	81.53	76.38	75.91	74.93	73.88	76.4
2023	Jul	99.76	67.79	67.3	66.21	64.41	68.01
2023	Ago	99.13	66.11	64.49	62.64	61.11	66.56
2023	Sep	85.92	58.22	54.75	53.49	49.25	57.68



Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2023	Oct	99.11	57.41	52.79	52.38	50.08	56.99
2023	Nov	64.11	48.04	47.96	47.84	45.84	48.33
2023	Dic	65.24	60.31	59.83	59.27	56.9	59.21
2023	Promedio	82.69	68.77	67.48	66.51	64.46	68.15

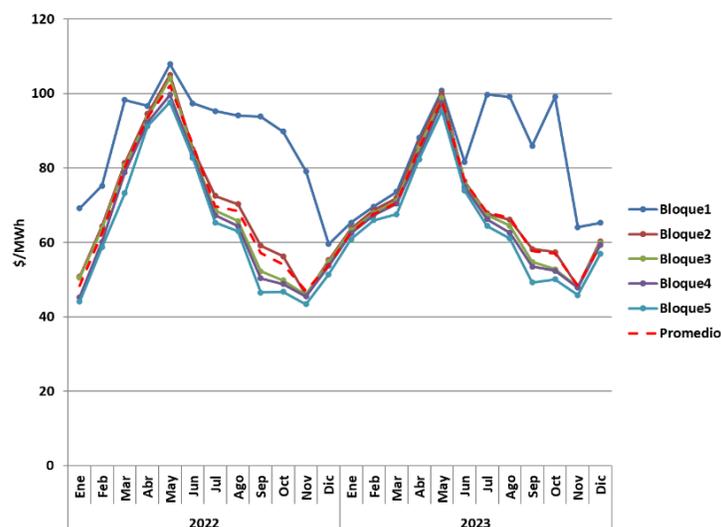


Figura 14. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Guatemala.

3.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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

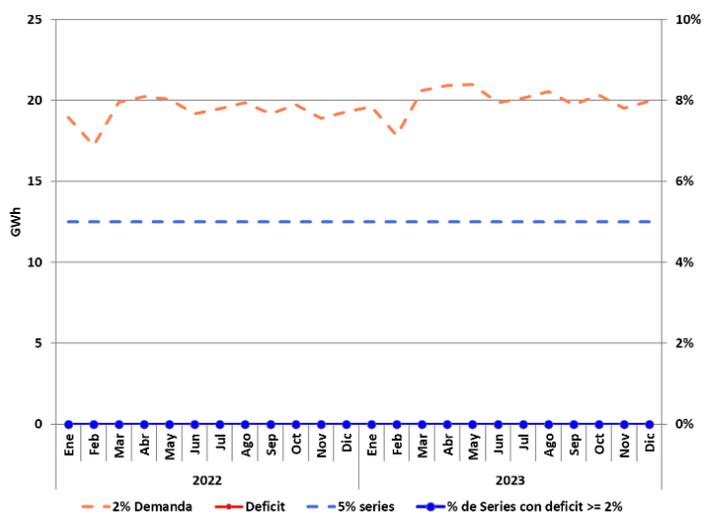


Figura 15. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Guatemala.



3.6. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

3.6.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador de enero 2022 a diciembre 2023 proviene principalmente de centrales termoeléctricas con una proporción en la matriz eléctrica que corresponde al 48.1%, compuesta mayormente de generación geotérmica y de gas natural, la generación hidroeléctrica aporta a la matriz una proporción de 40.3%, y finalmente la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) aporta una proporción de 11.5%. El despacho totaliza **5,371.9 GWh** de enero a diciembre de 2022 y **6,327.3 GWh** de enero a diciembre 2023.

Tabla 22. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidroeléctrico	Eólico	Solar FV	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
01/2022	124.1	26.2	37.4	129.8	90.2	0.0	2.6	410.5
02/2022	120.7	15.0	41.7	93.7	81.5	0.0	1.8	354.3
03/2022	100.8	21.3	48.4	129.8	90.3	0.0	5.0	395.6
04/2022	174.2	11.6	42.6	125.7	87.3	0.0	3.2	444.6
05/2022	291.9	5.3	40.8	129.8	0.0	0.0	63.2	530.9
06/2022	270.3	4.4	35.6	125.7	0.0	0.0	22.3	458.2
07/2022	213.2	16.7	45.3	129.8	0.0	83.1	5.4	493.6
08/2022	288.2	8.6	43.6	114.9	0.0	63.4	1.5	520.2
09/2022	259.8	4.4	41.5	125.7	0.0	40.0	2.0	473.4
10/2022	272.3	9.8	44.2	129.8	0.0	28.9	0.5	485.6
11/2022	145.0	20.4	43.5	112.3	87.3	6.8	0.0	415.3
12/2022	98.4	26.5	37.9	129.8	90.2	6.8	0.0	389.8
Total 2022	2,359.0	170.2	502.5	1,477.0	526.9	228.9	107.4	5,371.9
01/2023	123.2	27.0	37.5	129.8	90.2	61.1	0.0	468.8
02/2023	100.1	14.8	41.7	93.7	81.5	119.0	0.0	450.9
03/2023	94.9	21.2	48.4	129.8	90.3	188.9	0.0	573.4
04/2023	140.3	11.4	42.7	125.7	87.3	214.9	0.0	622.2
05/2023	164.5	5.3	40.8	129.8	0.0	222.6	1.4	564.4
06/2023	297.6	5.0	35.8	125.7	0.0	151.4	0.0	615.4
07/2023	233.5	16.9	45.3	129.8	0.0	127.8	0.8	554.0
08/2023	324.7	8.8	43.5	114.9	0.0	89.0	0.0	581.0
09/2023	287.3	4.2	41.3	125.7	0.0	55.7	0.0	514.2
10/2023	301.7	9.3	44.4	129.8	0.0	35.8	0.0	521.0
11/2023	163.8	22.2	43.5	112.3	87.3	8.2	0.0	437.3
12/2023	130.1	24.8	37.9	129.8	90.2	11.8	0.0	424.6
Total 2023	2,361.5	170.8	502.8	1,477.0	526.9	1,286.1	2.2	6,327.3

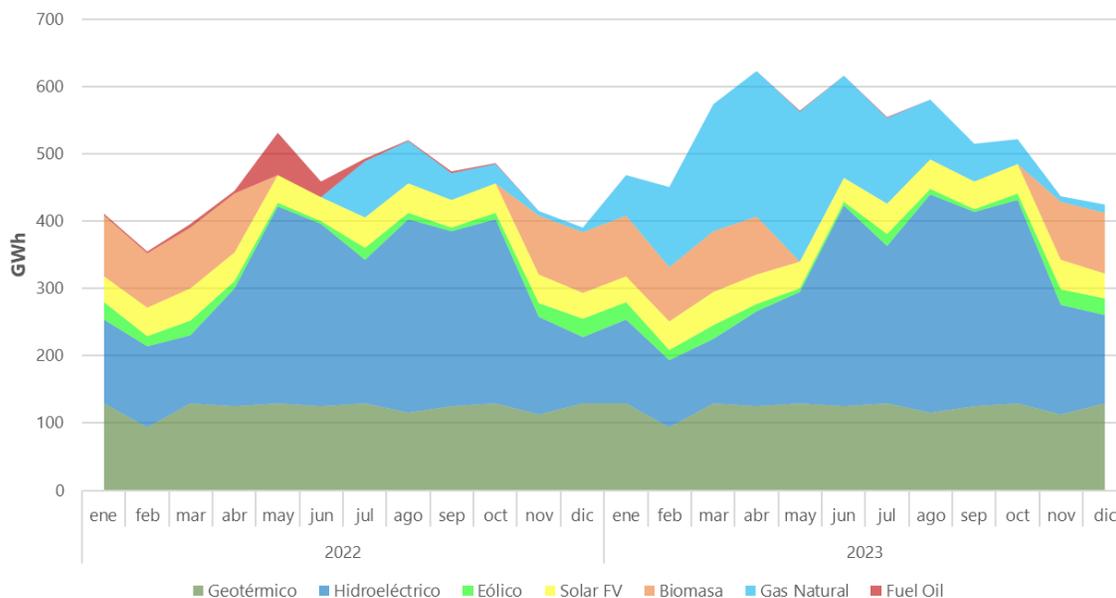


Figura 16. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

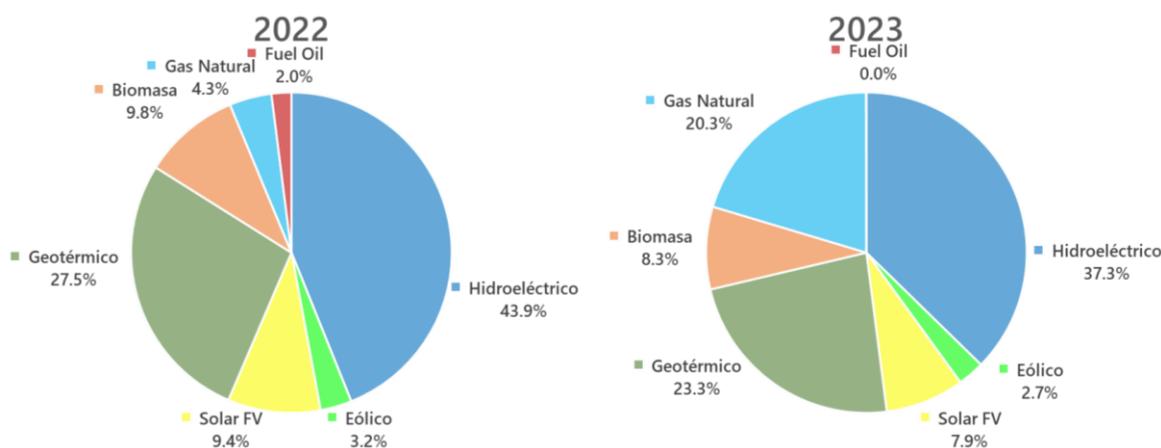


Figura 17. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.

3.6.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones e importaciones en el MER estimadas para El Salvador muestran que este sistema tiene mayor tendencia de importador. Las importaciones netas de El Salvador totalizan 1,171.76 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 555.06 GWh entre enero y diciembre de 2023, en tanto que las exportaciones netas de este sistema totalizan 106.99 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 377.47 GWh entre enero y diciembre de 2023. Puede observarse que la brecha entre importaciones y exportaciones de El Salvador se reduce a partir del mes de julio de 2022, etapa en la que está previsto el inicio de operaciones de la central Energía de Pacífico.

Tabla 23. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	114.68	0.00
2022	Feb	118.71	0.41
2022	Mar	156.42	0.00
2022	Abr	119.18	0.50
2022	May	47.36	16.59
2022	Jun	82.37	3.97
2022	Jul	74.53	27.41
2022	Ago	59.48	25.93
2022	Sep	72.31	12.79
2022	Oct	74.02	12.22
2022	Nov	108.06	6.05
2022	Dic	144.65	1.12
2022	Total	1,171.76	106.99
2023	Ene	83.62	22.18
2023	Feb	46.36	15.28
2023	Mar	22.81	37.06
2023	Abr	6.01	57.76
2023	May	23.63	19.97
2023	Jun	8.43	79.50
2023	Jul	39.98	48.61
2023	Ago	23.48	45.88
2023	Sep	45.45	22.36
2023	Oct	49.84	19.35
2023	Nov	88.82	4.78
2023	Dic	116.63	4.74
2023	Total	555.06	377.47

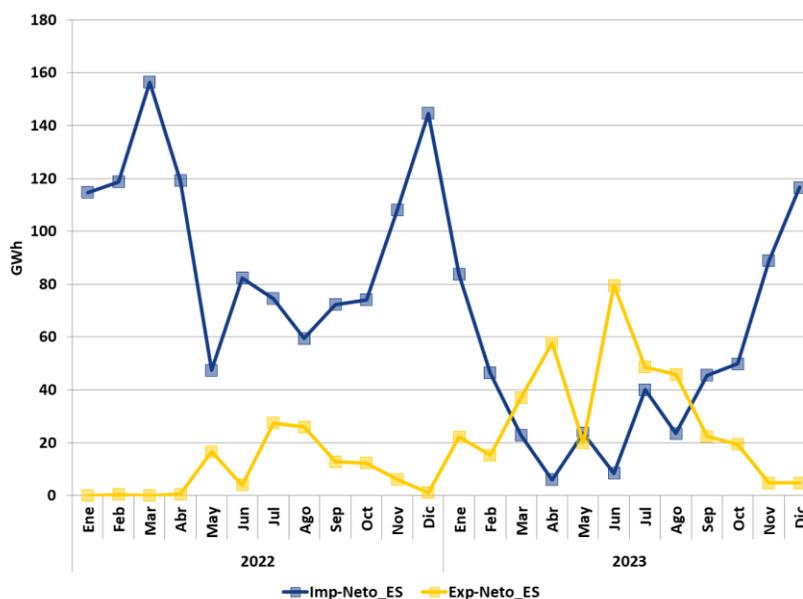


Figura 18. Exportaciones e Importaciones netas de El Salvador en el MER.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala y Honduras, siendo mayores los intercambios con el sistema guatemalteco.

Tabla 24. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras (GW).

Año	Etapa	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras
2022	Ene	0.04	0.92	69.12	46.52
2022	Feb	1.1	1.31	92.41	28.31
2022	Mar	0	12.94	161.46	7.89
2022	Abr	0	16.08	128.65	6.11
2022	May	19.16	9.49	33.95	25.47
2022	Jun	3.28	10.62	78.89	13.41
2022	Jul	33.51	2.5	54.72	28.4
2022	Ago	28.17	5.72	50.5	16.95
2022	Sep	11.55	12.62	73.79	9.9
2022	Oct	11.33	12.07	72.01	13.19
2022	Nov	6.86	10.16	105.66	13.37
2022	Dic	1.51	3.54	107.22	41.36
2022	Total	116.52	97.96	1028.4	250.88



Año	Etapa	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras
2023	Ene	26.1	5.02	48.66	43.9
2023	Feb	17.05	11.01	34.32	24.82
2023	Mar	24.87	25.27	26.95	8.93
2023	Abr	20.75	52.33	21.18	0.14
2023	May	23.38	13.32	14.77	25.58
2023	Jun	68.46	19.4	12.32	4.47
2023	Jul	54.73	4.62	28.24	22.49
2023	Ago	44.55	11.21	20.07	13.29
2023	Sep	18.23	16.46	49.83	7.95
2023	Oct	14.9	12.36	45.63	12.12
2023	Nov	4.52	7.18	82.32	13.42
2023	Dic	0.56	20.38	109.88	22.95
2023	Total	318.09	198.56	494.18	200.06

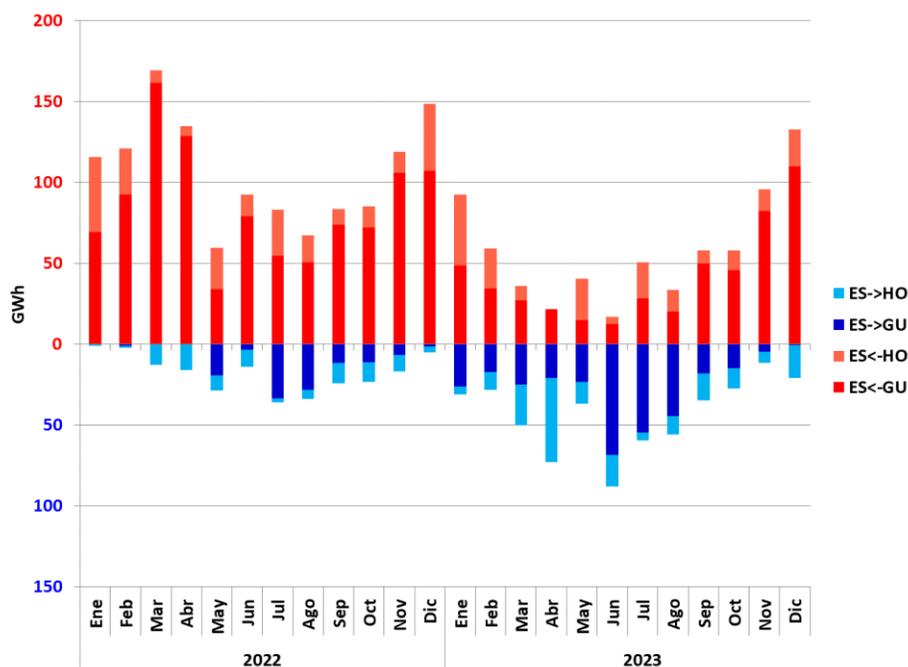


Figura 19. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras.



3.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal de la demanda estimado para el sistema de El Salvador toma valores promedio ponderados de **79.29 US\$/MWh** de enero y diciembre de 2022 y **71.21 US\$/MWh** de enero a diciembre 2023. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 71.95 y 107.91 US\$/MWh en el período de enero a diciembre de 2022, y entre 67.78 y 101.14 US\$/MWh en el período de enero a diciembre de 2023. Los menores costos se presentan en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores que se encuentran entre 44.02 y 98.85 US\$/MWh en el período de enero a diciembre de 2022, y entre 58.39 y 98.87 US\$/MWh en el período de enero a diciembre de 2023.

Tabla 25. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	100.74	99.61	99.38	45.67	44.02	72.2
2022	Feb	103.6	101.1	100.87	64.49	58.93	83.13
2022	Mar	105.16	99.7	99.25	88.51	74.26	92.01
2022	Abr	99.18	98.23	97.88	96.08	95.37	97.42
2022	May	107.91	101.85	100.48	99.92	98.85	100.63
2022	Jun	101.44	89.63	88.27	86.77	85.44	89.98
2022	Jul	96.64	93.89	87.6	69.97	67.8	80.94
2022	Ago	95.14	88.47	82.33	67.41	66.18	78.75
2022	Sep	94.75	80.05	73.23	53.06	48.23	68.77
2022	Oct	90.6	75.97	68.61	51.7	48.46	65.44
2022	Nov	81.16	69.23	68.82	51.32	47.37	61.19
2022	Dic	71.95	68.43	68.31	55.78	52.26	61.4
2022	Promedio	95.69	88.85	86.25	69.22	65.6	79.29
2023	Ene	72.51	71.6	71.36	62.97	60.88	66.71
2023	Feb	73.59	72.92	72.58	68.18	66.7	70.34
2023	Mar	77.39	76.08	75.41	70.99	68.07	73.15
2023	Abr	87.09	86.63	86.19	84.89	83.85	85.82
2023	May	100.86	99.89	99.58	98.43	96.77	98.87
2023	Jun	81.14	73.91	72.85	72.48	71.98	74.25
2023	Jul	101.14	74.54	73.68	66.97	65.95	71.81
2023	Ago	99.84	70.58	65.12	62.7	61.65	68.14
2023	Sep	85.82	65.89	62.71	53.88	49.93	61.84
2023	Oct	99.78	66.79	58.12	53.1	51.78	61.83
2023	Nov	67.83	64.68	64.45	51.78	48.03	58.39
2023	Dic	67.78	66.94	66.8	61.18	57.34	63.09
2023	Promedio	84.56	74.2	72.41	67.3	65.24	71.21

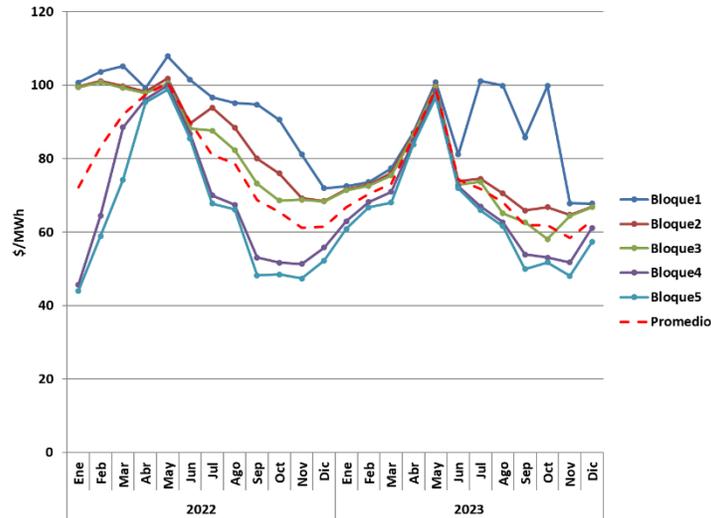


Figura 20. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador.

3.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de El Salvador no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

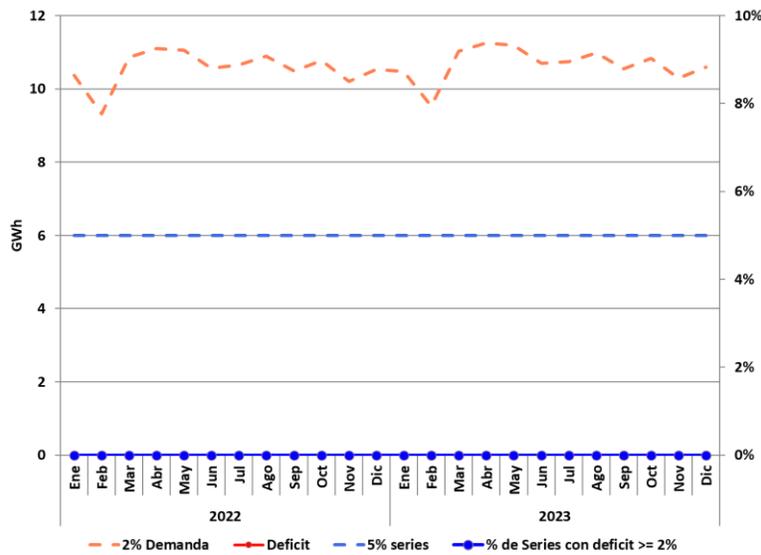


Figura 21. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de El Salvador.



3.7. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

3.7.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema de Honduras de enero a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, las que aportan una proporción de 43.4% a la matriz eléctrica, seguido de la generación con termoeléctricas con una proporción de 37.2% con mayor aporte de las centrales a base de petróleo, mientras que la generación intermitente (eólica y solar) se estima en una proporción de 19.4%. El despacho totaliza **9,799.1 GWh** entre enero a diciembre de 2022 y **9,313.2 GWh** en el año 2023.

Tabla 26. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etap	Hidroeléctrico	Eólico	Solar FV	Geotérmico	Biomasa	Carbón	Fuel Oil	Total
01/2022	289.7	105.9	105.5	25.6	95.6	70.3	112.3	804.9
02/2022	250.6	86.2	96.7	23.1	99.8	63.5	103.9	723.9
03/2022	297.7	86.0	97.9	25.6	110.4	70.3	176.6	864.4
04/2022	323.7	44.7	75.0	24.8	88.6	68.0	342.0	966.9
05/2022	343.2	31.5	75.5	25.6	69.6	70.3	374.7	990.5
06/2022	377.8	58.6	52.6	24.8	39.8	68.0	194.4	816.0
07/2022	358.0	103.3	70.2	25.6	47.4	70.3	115.7	790.3
08/2022	386.0	72.6	71.2	25.6	51.3	70.3	122.3	799.3
09/2022	386.2	37.4	71.3	24.8	51.3	68.0	135.7	774.6
10/2022	415.5	43.2	87.7	25.6	35.5	70.3	117.8	795.6
11/2022	339.4	79.4	90.6	24.8	33.8	68.0	114.3	750.4
12/2022	272.0	103.1	104.1	25.6	66.2	70.3	80.7	722.1
Total 2022	4,039.9	851.9	998.2	301.4	789.4	827.8	1,990.3	9,799.1
01/2023	271.6	107.8	105.6	25.6	95.7	70.3	64.8	741.3
02/2023	232.3	84.9	96.7	23.1	99.8	63.5	62.9	663.2
03/2023	268.1	86.1	98.2	25.6	110.4	70.3	92.3	751.1
04/2023	313.1	44.9	75.2	24.8	88.4	68.0	149.9	764.3
05/2023	376.0	33.9	75.4	25.6	69.9	70.3	185.2	836.3
06/2023	392.2	58.6	52.9	24.8	40.2	68.0	155.0	791.8
07/2023	399.9	103.8	69.9	25.6	47.0	70.3	102.9	819.4
08/2023	432.7	73.6	71.4	25.6	51.4	70.3	115.7	840.6
09/2023	444.9	39.3	71.2	24.8	51.4	68.0	114.3	813.9
10/2023	475.5	41.2	87.8	25.6	36.0	70.3	97.2	833.5
11/2023	388.6	80.9	90.8	24.8	34.3	68.0	85.7	773.2
12/2023	268.9	103.1	103.9	25.6	63.0	70.3	50.0	684.8
Total 2023	4,263.8	858.0	999.0	301.4	787.3	827.8	1,275.9	9,313.2

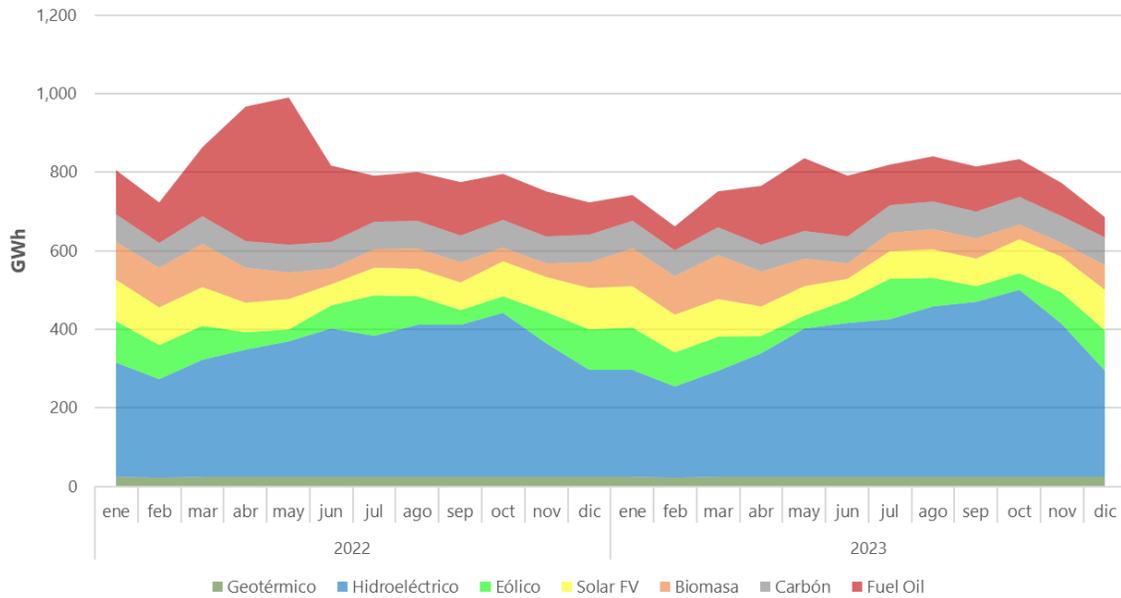


Figura 22. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023.

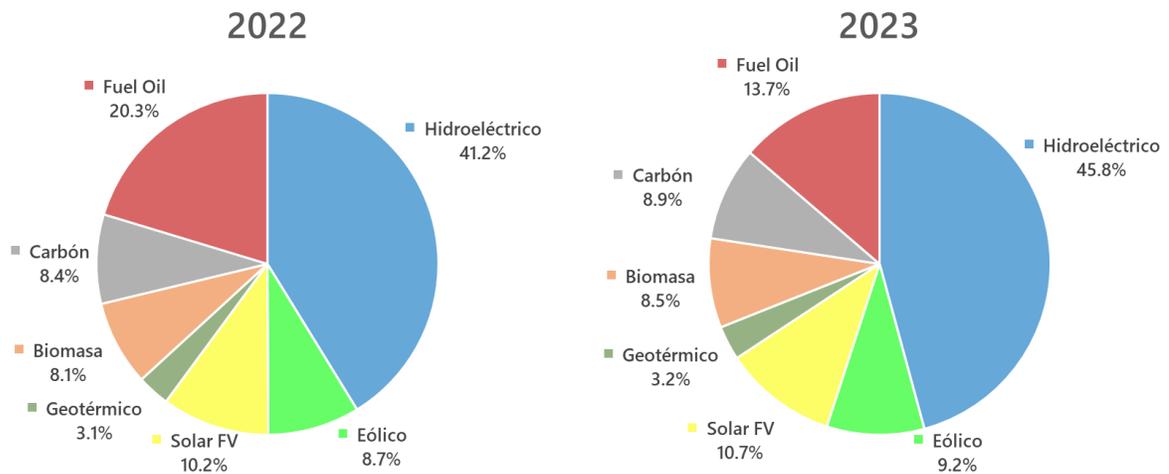


Figura 23. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.

3.7.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, el sistema hondureño resulta como un importador neto en el MER; las importaciones netas de Honduras totalizan 1,255 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 2,048.44 GWh entre enero y diciembre de 2023, mientras que las exportaciones netas totalizan 121 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 4.92 GWh entre enero y diciembre 2022.

Tabla 27. Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	104.11	0.30
2022	Feb	106.64	6.04
2022	Mar	84.98	15.13
2022	Abr	21.39	43.63
2022	May	7.81	50.93
2022	Jun	85.34	3.56
2022	Jul	133.13	0.00
2022	Ago	142.06	0.03
2022	Sep	131.08	0.05
2022	Oct	126.01	0.26
2022	Nov	129.62	1.30
2022	Dic	182.81	0.00
2022	Total	1,255.00	121.24
2023	Ene	205.27	0.00
2023	Feb	195.34	0.00
2023	Mar	238.64	0.24
2023	Abr	223.45	0.55
2023	May	149.06	2.26
2023	Jun	141.89	0.04
2023	Jul	131.08	0.86
2023	Ago	129.41	0.33
2023	Sep	123.86	0.41
2023	Oct	121.83	0.19
2023	Nov	135.35	0.05
2023	Dic	253.24	0.00
2023	Total	2,048.44	4.92

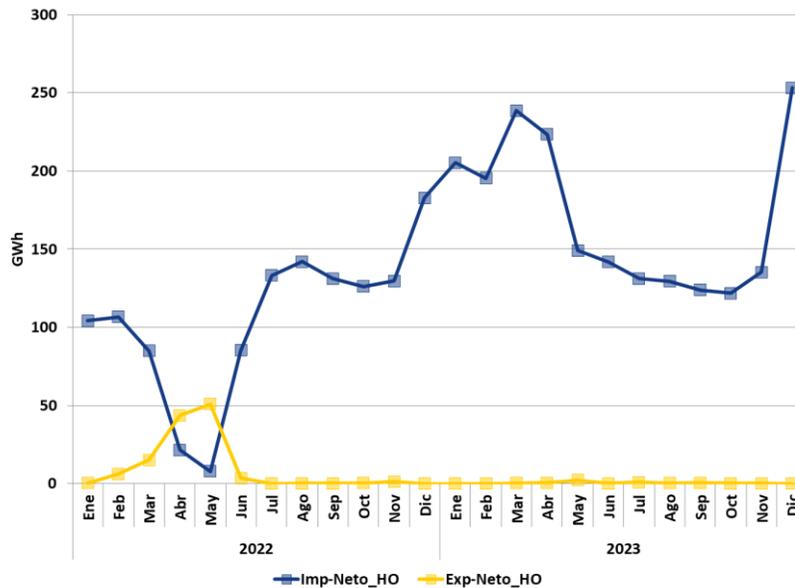


Figura 24. Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER.

Los intercambios del sistema hondureño en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Las importaciones de este sistema resultan principalmente a través de las interconexiones con Nicaragua, y en menores proporciones por medio de las interconexiones con Guatemala y El Salvador, respectivamente.

Con relación a las exportaciones, las cuales son considerablemente menores que las importaciones, ocurren principalmente por medio de las interconexiones con El Salvador, y en mucha menor proporción por medio de las interconexiones con Nicaragua y Guatemala, respectivamente.

Tabla 28. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones 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
2022	Ene	0.00	46.52	0.52	24.36	0.92	125.57
2022	Feb	0.00	28.31	6.44	26.34	1.31	107.71
2022	Mar	0.00	7.89	19.29	34.11	12.94	49.99
2022	Abr	0.45	6.11	58.65	16.9	16.08	9.98
2022	May	19.25	25.47	36.25	2.45	9.49	25.91
2022	Jun	3.01	13.41	3.67	17.46	10.62	73.79
2022	Jul	0.94	28.40	0.00	25.84	2.5	134.13
2022	Ago	1.64	16.95	0.25	23.19	5.72	131.95
2022	Sep	1.09	9.90	0.14	25	12.62	104.56
2022	Oct	1.30	13.19	0.32	23.29	12.07	105.21
2022	Nov	0.14	13.37	1.54	35.89	10.16	97.32
2022	Dic	0.01	41.36	0.02	51.66	3.54	169
2022	Total	27.83	250.88	127.09	306.49	97.96	1135.1
2023	Ene	0.00	43.90	0.02	42.62	5.02	201.55
2023	Feb	0.00	24.82	0.68	42.88	11.01	166.95
2023	Mar	0.00	8.93	1.72	53.08	25.27	170.71
2023	Abr	0.00	0.14	2.37	43.8	52.33	129.29
2023	May	5.94	25.58	1.07	15.33	13.32	150.75
2023	Jun	3.20	4.47	0.24	17.73	19.4	112.64
2023	Jul	2.05	22.49	0.40	22.38	4.62	128.16
2023	Ago	3.14	13.29	0.23	17.5	11.21	117.03
2023	Sep	2.94	7.95	0.52	20.66	16.46	97.75
2023	Oct	1.70	12.12	0.38	17.61	12.36	105.87
2023	Nov	0.13	13.42	0.39	32.52	7.18	109.54
2023	Dic	0.00	22.95	0.00	79.76	20.38	176.06
2023	Total	19.12	200.06	8.01	405.87	198.56	1666.3

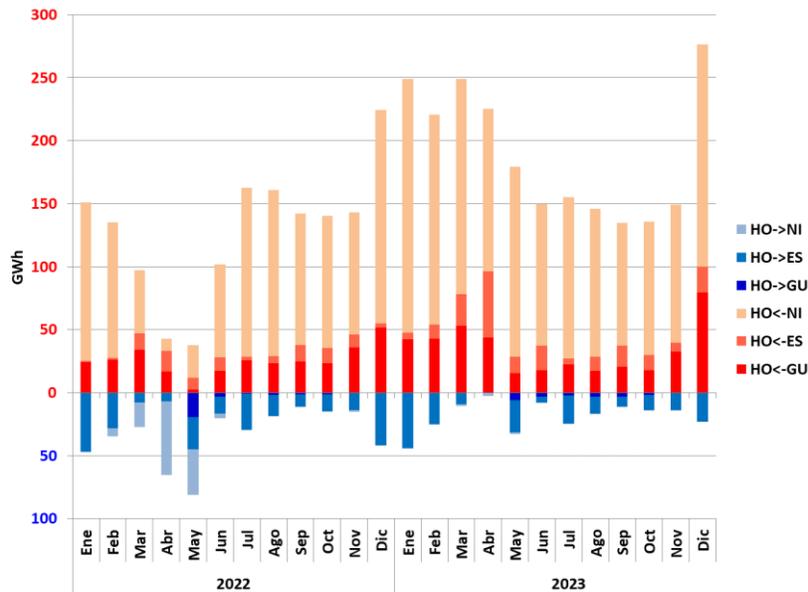


Figura 25. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

3.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal de la demanda estimado para el sistema de Honduras resulta en valores promedio ponderados de **93.47 US\$/MWh** para el período de enero a diciembre 2022 y **96.42 US\$/MWh** para los meses de enero a diciembre de 2023. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales resultan entre 102.74 y 160.01 US\$/MWh en el periodo de enero a diciembre de 2022, mientras que en el período de enero a diciembre de 2023 los valores oscilan entre 104.95 y 160 US\$/MWh. En cuanto a los costos marginales, estos resultan en el bloque 5, que corresponde al bloque de demanda mínima y se encuentran entre 44.27 y 98.1 US\$/MWh en los meses de enero a diciembre de 2022 y entre 46.06 y 117.82 US\$/MWh en los meses de enero a diciembre de 2023.



Tabla 29. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	102.74	74.44	74.04	46.4	44.27	60.95
2022	Feb	109.6	87.76	86.47	64.99	60.04	76.81
2022	Mar	112.09	104.64	100.33	86.98	76.28	94.12
2022	Abr	118.56	106.85	102.69	96.31	95.51	103.65
2022	May	160.01	135.05	111.8	100.43	98.1	114.42
2022	Jun	155.53	141.18	121.15	87.54	83.43	119.65
2022	Jul	149.11	137.32	104.64	75.15	57.02	97.31
2022	Ago	148.66	124.25	104.8	71.48	60.29	97.99
2022	Sep	152.61	120.47	87.15	61.65	50.18	92.23
2022	Oct	160	117.31	84.19	59.89	49.96	89.49
2022	Nov	153.44	104.93	92.65	57.79	44.57	81.95
2022	Dic	148.13	120.53	111.62	79.74	52.7	92.19
2022	Promedio	139.21	114.56	98.46	74.03	64.36	93.47
2023	Ene	104.95	84.76	84.36	64.87	61.34	74.63
2023	Feb	106.59	84.62	83.81	72.28	67.69	78.63
2023	Mar	112.99	95.8	94.08	76.82	72.49	87.34
2023	Abr	119.95	100.72	98.87	91.61	89.97	99.33
2023	May	160	128.49	106.32	98.74	96.67	110.52
2023	Jun	152.23	140.89	123.57	86.35	75.19	117.82
2023	Jul	152.82	145.51	109.71	74.4	59.73	101.16
2023	Ago	154.38	146.61	110.66	72.55	59.32	106.15
2023	Sep	154.18	130.5	98.21	58.71	49.63	97.04
2023	Oct	160	131.08	101.79	59.85	52.03	98.09
2023	Nov	160	127.94	103.59	59	46.06	92.56
2023	Dic	138.04	112.66	110.04	87.3	58.35	92.75
2023	Promedio	139.68	119.13	102.08	75.21	65.71	96.42

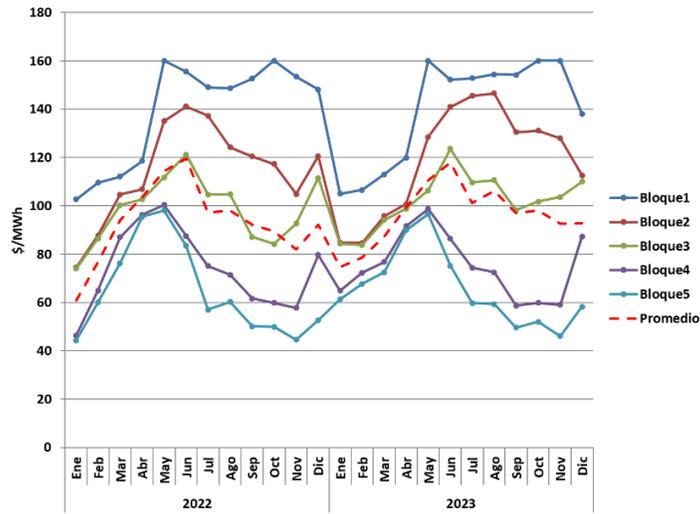


Figura 26. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras.

3.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño resulta déficit de demanda en todo el período de estudio, el cual totaliza 27.6 GWh de enero a diciembre de 2022 y 30.2 GWh de enero a diciembre de 2023, sin embargo dicho déficit no supera el 5% de la demanda del sistema en ninguna de las etapas del horizonte de estudio; adicionalmente el mismo ocurre en menos del 2% de las series simuladas, por lo cual se considera que el sistema hondureño no corre riesgo para suministrar su demanda en el período de enero 2022 a diciembre 2023.

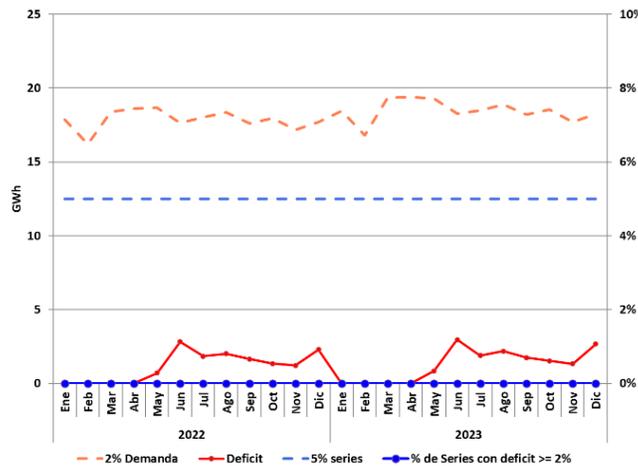


Figura 27. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Honduras.



3.8. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

3.8.1. Despacho de energía

El despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua del período de enero 2022 a diciembre de 2023 proviene principalmente de centrales termoeléctricas, que aportan una proporción de 65.2% de la matriz de suministro eléctrico, compuesta principalmente por generación geotérmica y la generación de la central a gas prevista a iniciar operaciones en el mes de julio de 2022, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) se estima con una proporción de 20%% y finaliza la generación hidroeléctrica con una proporción de 14.7%. El despacho totaliza **3,773.1 GWh** de enero a diciembre de 2022 y **4,453.3 GWh** de enero a diciembre de 2023.

Tabla 30. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidroeléctrico	Eólico	Solar FV	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Fuel Oil	Total
01/2022	37.4	93.1	5.0	66.2	76.2	0.0	77.0	354.9
02/2022	38.3	86.1	4.7	59.8	68.8	0.0	63.6	321.2
03/2022	44.9	98.2	4.7	66.2	76.2	0.0	66.9	357.0
04/2022	40.0	74.1	3.6	52.6	73.7	0.0	74.8	318.7
05/2022	51.6	49.6	3.6	67.0	55.2	0.0	59.6	286.5
06/2022	58.8	44.4	2.5	66.2	16.4	0.0	74.4	262.8
07/2022	58.4	72.6	3.4	68.5	17.0	56.7	40.5	317.1
08/2022	57.3	51.1	3.4	68.5	10.6	92.0	40.1	323.0
09/2022	57.9	28.7	3.4	66.2	0.0	91.9	41.3	289.4
10/2022	60.8	19.4	4.2	68.5	0.0	94.4	39.6	286.8
11/2022	54.8	38.2	4.3	64.8	52.7	32.9	39.9	287.5
12/2022	54.4	77.6	4.9	69.2	80.3	39.6	42.3	368.3
Total 2022	614.6	732.9	47.5	783.6	527.0	407.6	659.9	3,773.1
01/2023	44.0	103.6	5.0	66.2	76.2	79.8	42.3	417.1
02/2023	38.3	96.4	4.7	59.8	68.8	103.8	32.2	404.0
03/2023	42.5	109.8	4.7	66.2	76.2	144.1	42.4	485.9
04/2023	38.3	83.5	3.6	52.6	73.7	175.3	41.2	468.2
05/2023	48.3	55.7	3.6	67.0	55.2	173.5	41.4	444.5
06/2023	55.7	49.0	2.5	66.2	16.4	115.9	40.8	346.6
07/2023	56.2	79.5	3.4	68.5	17.0	63.5	40.5	328.4
08/2023	53.8	55.0	3.4	68.5	10.6	90.7	40.1	322.1
09/2023	55.1	31.7	3.4	66.2	0.0	89.8	41.3	287.5
10/2023	59.8	22.1	4.2	68.5	0.0	96.8	39.6	291.0
11/2023	53.9	45.7	4.3	64.8	61.4	21.5	39.9	291.4
12/2023	51.7	88.5	4.9	69.2	89.9	20.0	42.3	366.6
Total 2023	597.7	820.5	47.5	783.6	545.3	1,174.7	483.9	4,453.3

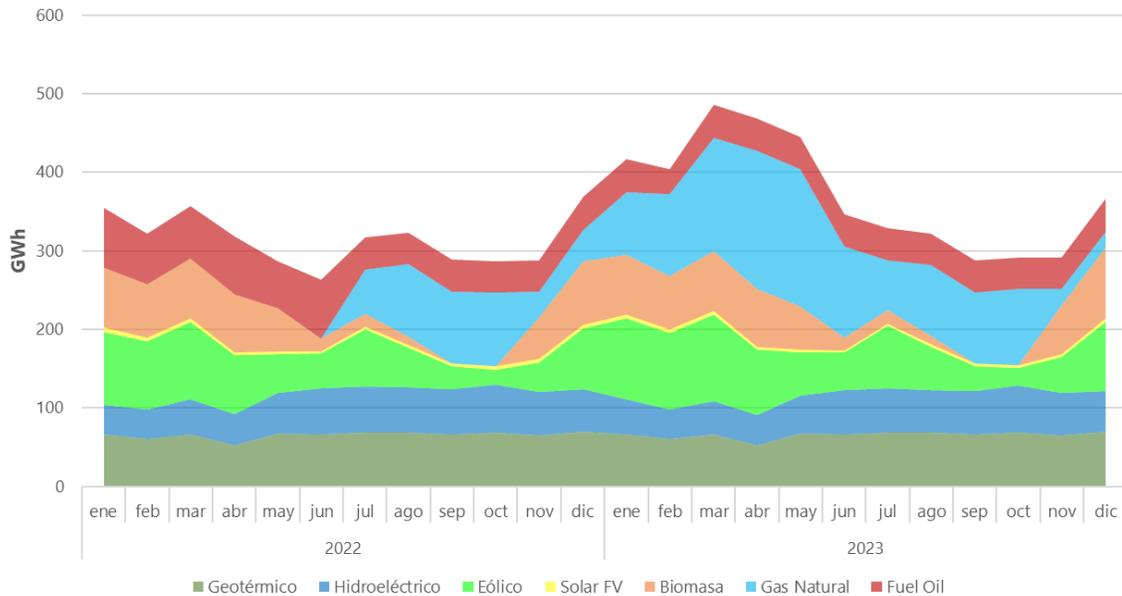


Figura 28. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023.

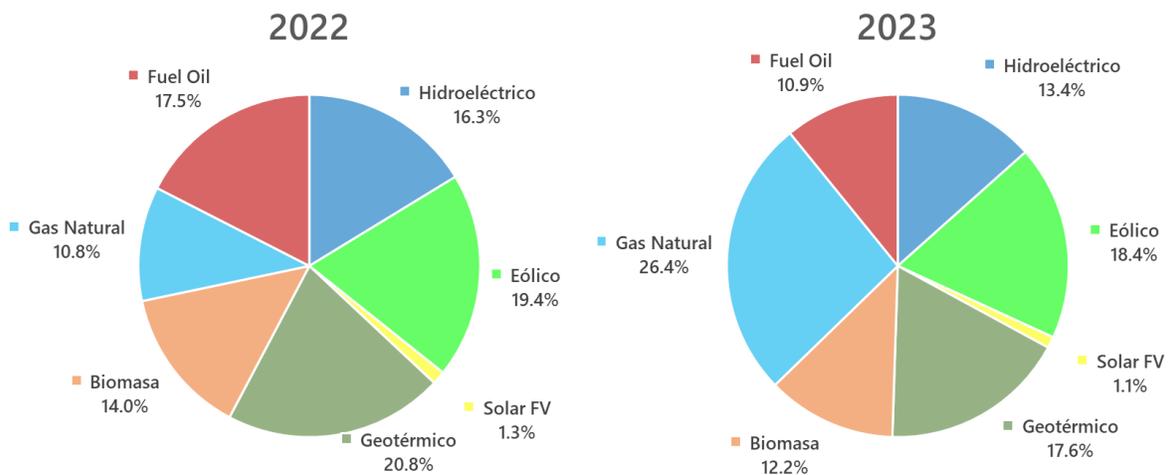


Figura 29. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.



3.8.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran al sistema de Nicaragua con importantes importaciones, principalmente en los meses de la época lluviosa, mientras que las exportaciones son mayores en los meses de época de verano. Las importaciones totalizan 922.81 GWh de enero a diciembre de 2022 y 648.72 GWh de enero a diciembre de 2023, mientras que las exportaciones son muy bajas de enero a diciembre de 2022, pero son mayores de enero a diciembre de 2023, totalizando 59.82 GWh de enero a diciembre de 2022 y 270.01 GWh de enero a diciembre de 2023.

Tabla 31. Exportaciones e importaciones netas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	57.86	6.56
2022	Feb	36.47	11.65
2022	Mar	49.82	15.53
2022	Abr	73.37	3.34
2022	May	102.71	0
2022	Jun	118.62	0
2022	Jul	77.08	1.65
2022	Ago	78.14	2.3
2022	Sep	94.36	2.43
2022	Oct	105.92	0.97
2022	Nov	91.99	3.17
2022	Dic	36.46	12.22
2022	Total	922.81	59.82
2023	Ene	10.66	26.74
2023	Feb	4.07	46.19
2023	Mar	5.19	76.91
2023	Abr	8.05	59.31
2023	May	12.74	37.31
2023	Jun	66.41	13.31
2023	Jul	81.19	3.73
2023	Ago	94.1	3.37
2023	Sep	109.22	0.82
2023	Oct	115.02	0.24
2023	Nov	98.73	0.05
2023	Dic	43.34	2.03
2023	Total	648.72	270.01

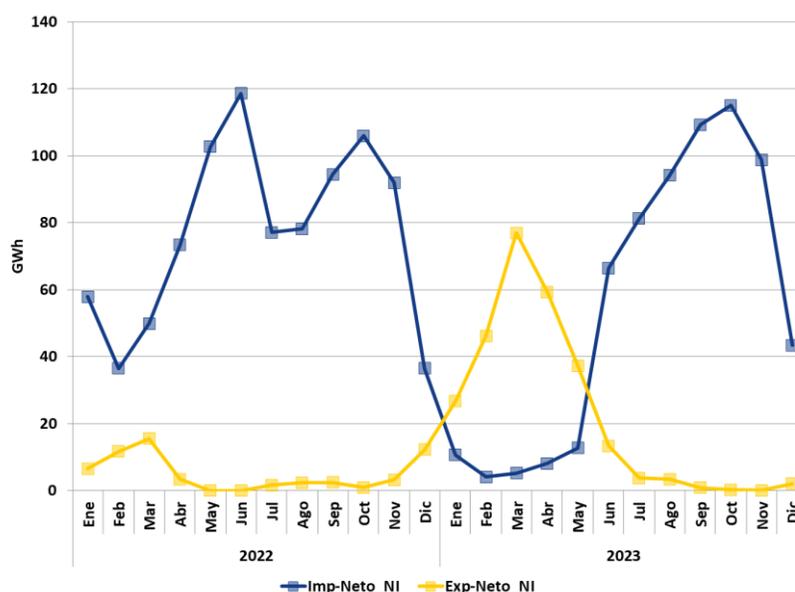


Figura 30. Exportaciones e Importaciones netas de Nicaragua en el MER.

Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica, siendo las importaciones predominantemente desde el sistema de Costa Rica, mientras que las exportaciones son predominantemente hacia el sistema de Honduras.

Tabla 32. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Año	Etapa	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2022	Ene	125.57	0.00	0.52	176.35
2022	Feb	107.71	1.53	6.44	127.62
2022	Mar	49.99	8.21	19.29	73.21
2022	Abr	9.98	22.60	58.65	43.96
2022	May	25.91	7.85	36.25	100.21
2022	Jun	73.79	0.38	3.67	189.13
2022	Jul	134.13	0.05	0.00	209.61
2022	Ago	131.95	0.61	0.25	208.15
2022	Sep	104.56	0.05	0.14	196.39
2022	Oct	105.21	0.02	0.32	209.86
2022	Nov	97.32	0.57	1.54	185.17
2022	Dic	169.00	1.74	0.02	194.96
2022	Total	1,135.12	43.61	127.09	1,914.62



Año	Etapa	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2023	Ene	201.55	2.60	0.02	188.06
2023	Feb	166.95	12.89	0.68	137.03
2023	Mar	170.71	16.77	1.72	114.04
2023	Abr	129.29	12.18	2.37	87.83
2023	May	150.75	4.94	1.07	130.05
2023	Jun	112.64	2.56	0.24	168.05
2023	Jul	128.16	0.90	0.40	206.12
2023	Ago	117.03	0.68	0.23	208.20
2023	Sep	97.75	0.29	0.52	205.91
2023	Oct	105.87	0.01	0.38	220.28
2023	Nov	109.54	0.06	0.39	207.89
2023	Dic	176.06	0.00	0.00	217.37
2023	Total	1,666.29	53.86	8.01	2,090.85

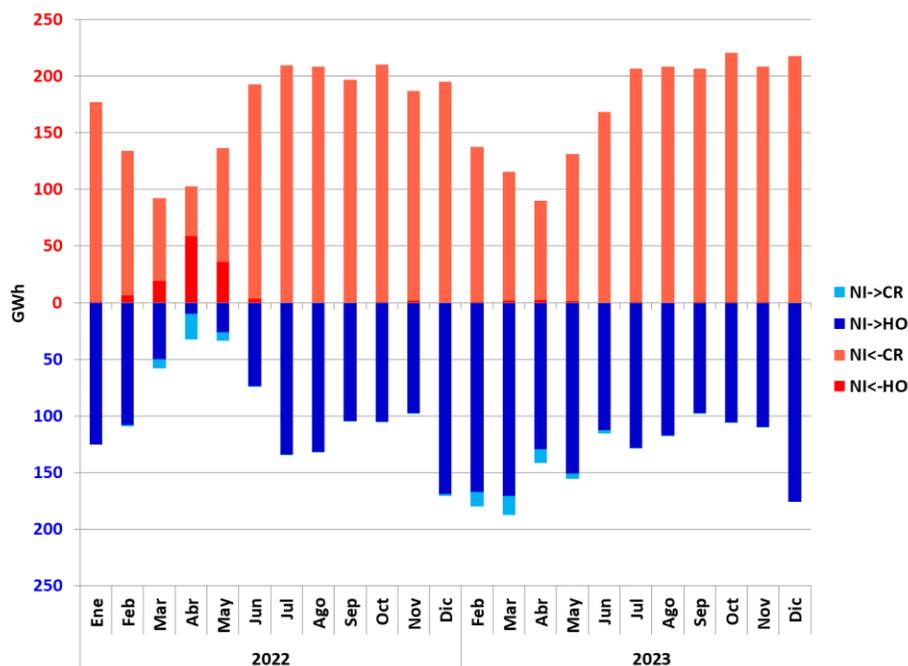


Figura 31. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica



3.8.3. Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal de la demanda estimado para el sistema de Nicaragua resulta en valores promedio ponderados de **67.16 US\$/MWh** de enero a diciembre de 2022 y **61.09 US\$/MWh** de enero a diciembre de 2023. El bloque 1 que corresponde al bloque de máxima demanda resulta con los mayores costos marginales, los cuales varían entre 60.18 y 138.85 US\$/MWh de enero a diciembre de 2022, y entre 55.72 y 97.63 US\$/MWh de enero a diciembre de 2023, mientras que los costos marginales más bajos ocurren en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 5.63 y 95.85 US\$/MWh de enero a diciembre de 2022 y de 31.84 y 77.09 US\$/MWh de enero a diciembre de 2023.

Tabla 33. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	102.39	28.61	28.84	39.75	5.63	28.13
2022	Feb	106.3	53.6	52.61	51.71	38.29	51.51
2022	Mar	108.35	91.41	88.33	86.14	71.08	86.49
2022	Abr	121.36	106.91	104.36	95.96	93.08	103.93
2022	May	138.85	110.88	106.95	98.56	95.85	104.73
2022	Jun	101.15	93.09	90.32	84.71	80.88	90.15
2022	Jul	61.96	61.79	59.8	58.04	51.6	58.18
2022	Ago	62.37	66.76	62.38	59.03	54.87	61.47
2022	Sep	60.66	63.26	59.68	56.7	49.68	58.29
2022	Oct	60.18	61.37	59.71	55.51	49.85	57.46
2022	Nov	62.13	55.04	55.09	48.33	43.75	51.47
2022	Dic	62.24	60.78	59.04	53.32	41.92	53.73
2022	Promedio	87.33	71.12	68.93	65.65	56.37	67.16
2023	Ene	57.35	57.59	57.48	55.63	42.85	53.14
2023	Feb	63.47	63.85	63.45	60.06	51.28	59.88
2023	Mar	69.73	70.4	69.7	63.99	57.88	66.05
2023	Abr	83.76	93.53	83.75	78.4	77.09	84.73
2023	May	80.44	96.84	80.65	78.79	76.38	84.06
2023	Jun	64.35	64.12	63.82	63.66	63.39	63.88
2023	Jul	56.41	56.28	56.22	55.33	53.17	55.36
2023	Ago	57.58	57.42	57.25	57.05	54.69	56.8
2023	Sep	56.53	56.09	56.03	53.68	48.46	54.08
2023	Oct	97.63	55.82	55.82	53.3	50.88	57.24
2023	Nov	55.72	54.48	46.51	47.72	43.85	49.25
2023	Dic	55.72	55.7	54.76	53.79	31.84	48.68
2023	Promedio	66.56	65.18	62.12	60.12	54.31	61.09

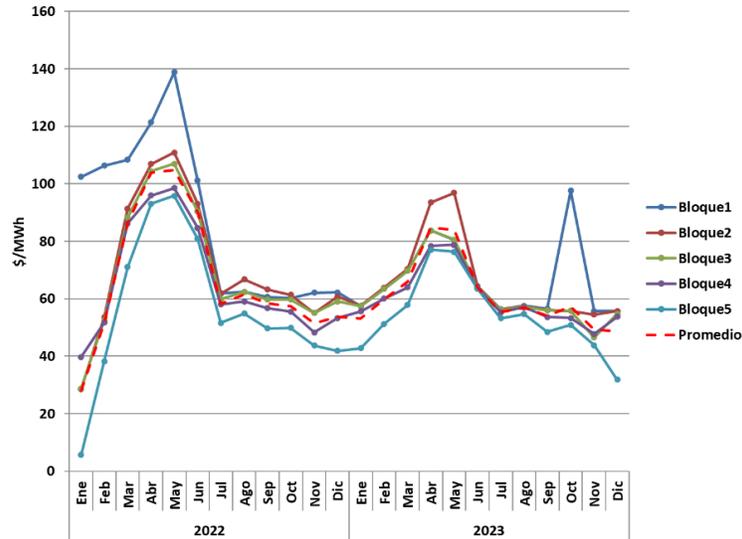


Figura 32. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua.

3.8.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

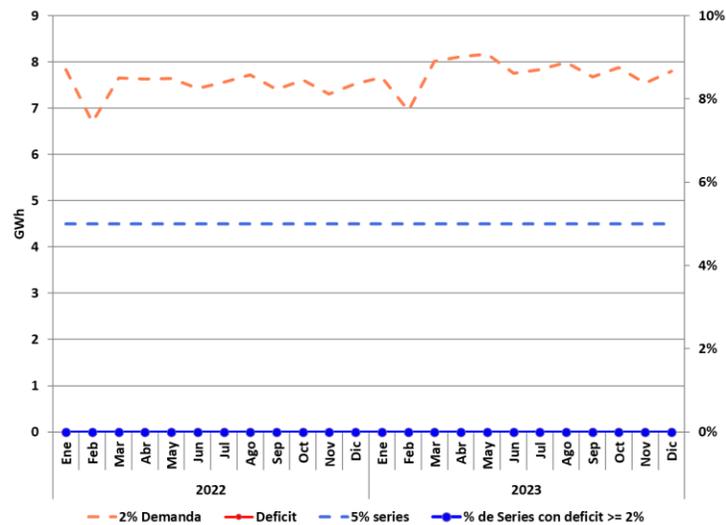


Figura 33. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Nicaragua.



3.9. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica

3.9.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Costa Rica estimado para el período de enero 2022 a diciembre 2023 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con una proporción de 74.1% para la matriz de suministro eléctrica, seguido por la generación intermitente (eólica y solar) con una proporción de 13.1% y geotermia con proporciones de 12.2%, mientras que la generación termoeléctrica resulta con una proporción mínima de 0.1%. El despacho totaliza **13,200.8 GWh** de enero a diciembre de 2022 y **13,248.1 GWh** de enero a diciembre de 2023.

Tabla 34. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidroeléctrico	Eólico	Solar FV	Geotérmico	Biomasa	Fuel Oil	Total
01/2022	737.5	203.7	5.1	142.4	18.7	0.0	1,107.4
02/2022	618.5	181.0	4.5	129.2	17.8	0.0	951.0
03/2022	604.7	211.4	4.4	143.0	19.2	0.4	983.1
04/2022	628.9	161.6	3.3	138.4	8.6	8.4	949.1
05/2022	783.2	101.5	2.9	143.0	0.6	9.0	1,040.1
06/2022	932.0	91.5	2.0	126.0	0.0	0.0	1,151.5
07/2022	904.6	161.3	2.6	140.2	0.0	0.0	1,208.8
08/2022	960.0	113.6	2.8	142.4	0.0	0.0	1,218.8
09/2022	951.0	68.5	2.8	136.6	0.0	0.0	1,159.0
10/2022	994.6	61.9	3.3	143.0	0.0	0.0	1,202.7
11/2022	869.8	134.8	3.8	122.4	0.2	0.0	1,130.9
12/2022	782.4	192.9	4.7	107.2	11.1	0.0	1,098.3
Total 2022	9,767.2	1,683.8	42.2	1,613.6	76.2	17.9	13,200.8
01/2023	741.4	203.9	5.1	142.4	18.6	0.0	1,111.4
02/2023	619.0	180.6	4.5	129.2	17.8	0.0	951.1
03/2023	620.1	211.0	4.4	143.0	19.2	0.5	998.2
04/2023	674.9	161.4	3.3	138.4	8.6	0.2	986.8
05/2023	825.0	102.6	2.9	143.0	0.6	0.0	1,074.0
06/2023	896.1	91.8	2.0	126.0	0.0	0.0	1,115.8
07/2023	904.3	159.9	2.6	140.2	0.0	0.0	1,207.1
08/2023	948.5	115.2	2.8	142.4	0.0	0.0	1,208.9
09/2023	941.6	69.2	2.8	136.6	0.0	0.0	1,150.1
10/2023	994.8	61.2	3.3	143.0	0.0	0.0	1,202.2
11/2023	880.1	135.4	3.7	122.4	0.2	0.0	1,141.8
12/2023	784.8	192.9	4.7	107.2	11.1	0.0	1,100.8
Total 2023	9,830.6	1,684.9	42.1	1,613.6	76.2	0.7	13,248.1

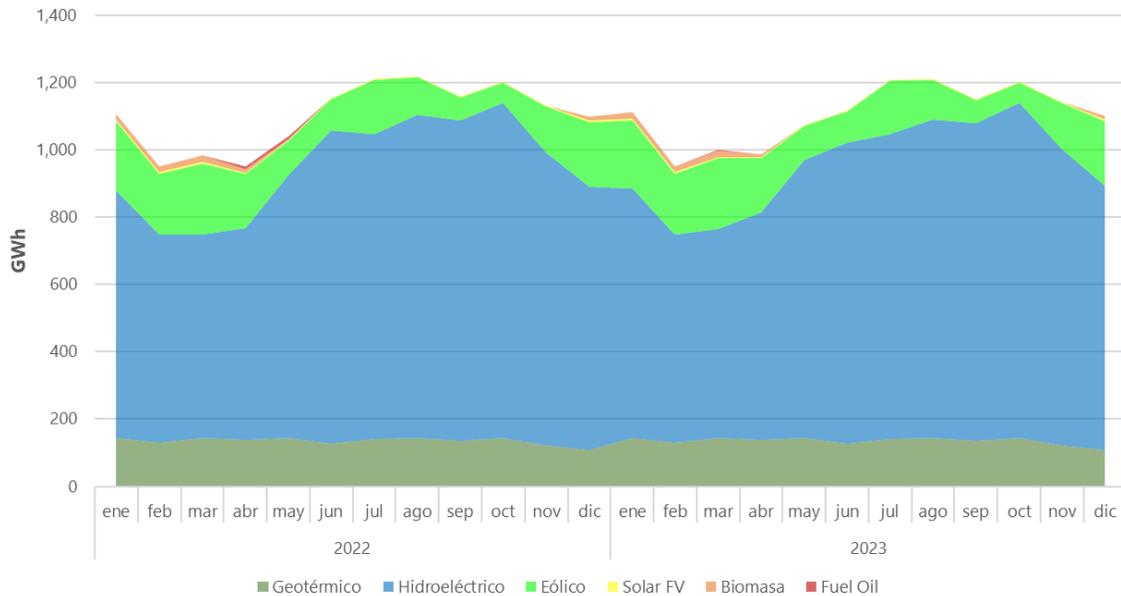


Figura 34. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023.

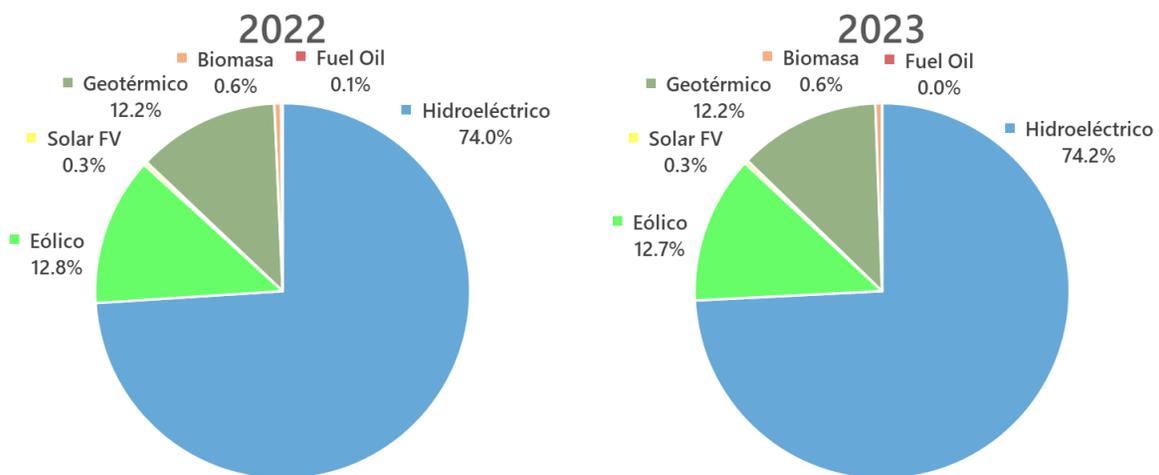


Figura 35. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.



3.9.2. Intercambios en el MER

Se puede observar que el sistema de Costa Rica es un exportador neto en la región, considerando que las exportaciones netas estimadas para este sistema totalizan 1,624.8 GWh de enero a diciembre 2022 y 1,420.95 GWh de enero a diciembre de 2023, mientras que las importaciones netas totalizan 136.47 GWh de enero a diciembre de 2022 y 233.4 GWh de enero a diciembre de 2023.

Tabla 35. Exportaciones e importaciones de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	0	120.51
2022	Feb	3.77	81.98
2022	Mar	33.47	42.26
2022	Abr	53.04	25.96
2022	May	30.85	74.04
2022	Jun	0.45	180.46
2022	Jul	0.07	203.75
2022	Ago	0.64	200.52
2022	Sep	0.07	187.37
2022	Oct	0.03	201.2
2022	Nov	0.66	178.64
2022	Dic	13.43	128.11
2022	Total	136.47	1,624.8
2023	Ene	15.52	136.85
2023	Feb	40.17	98.08
2023	Mar	60.63	45.96
2023	Abr	63.16	34.82
2023	May	37.29	73.81
2023	Jun	8.09	131.32
2023	Jul	1.84	187.67
2023	Ago	2.11	164.6
2023	Sep	0.71	146.84
2023	Oct	0.23	161.34
2023	Nov	0.57	156.21
2023	Dic	3.06	83.45
2023	Total	233.4	1,420.95

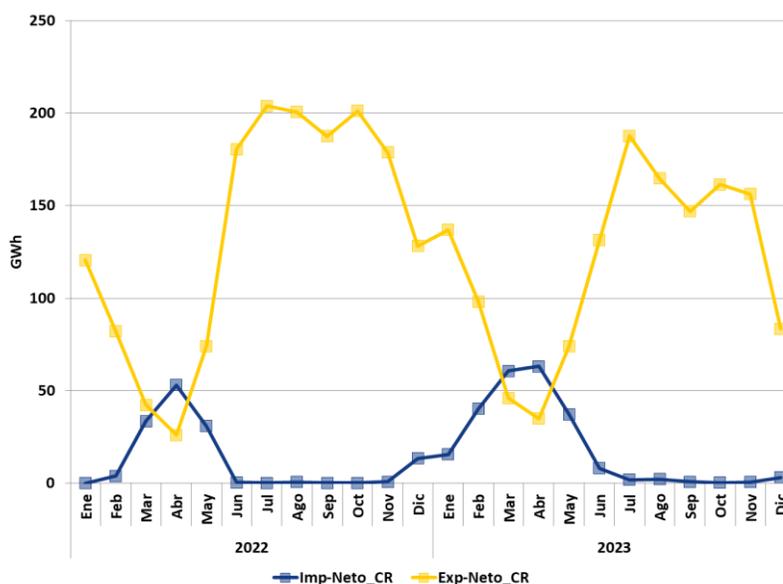


Figura 36. Exportaciones e Importaciones netas de Costa Rica en el MER.

Las transacciones de Costa Rica en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Nicaragua y Panamá. Las exportaciones de Costa Rica se dan principalmente por medio de las interconexiones con Nicaragua, totalizando 1,914.62 GWh de enero a diciembre de 2022 y 2,090.85 GWh de enero a diciembre de 2023, mientras que las importaciones ocurren en mayor proporción por medio de las interconexiones con Panamá, las cuales totalizan 531.71 GWh de enero a diciembre de 2022 y 972.78 GWh de enero a diciembre de 2023.

Tabla 36. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Etapa	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2022	Ene	176.35	7.97	0	63.81
2022	Feb	127.62	8.73	1.53	56.61
2022	Mar	73.21	9.32	8.21	65.52
2022	Abr	43.96	16.97	22.6	65.42
2022	May	100.21	14.56	7.85	63.74
2022	Jun	189.13	15.07	0.38	23.81
2022	Jul	209.61	15.06	0.05	20.93
2022	Ago	208.15	13.24	0.61	20.9
2022	Sep	196.39	11.28	0.05	20.31
2022	Oct	209.86	10.87	0.02	19.54
2022	Nov	185.17	11.5	0.57	18.12
2022	Dic	194.96	14.46	1.74	93
2022	Total	1,914.62	149.02	43.61	531.71



Año	Etap	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2023	Ene	188.06	19.71	2.6	83.85
2023	Feb	137.03	16.44	12.89	82.68
2023	Mar	114.04	6.03	16.77	117.98
2023	Abr	87.83	6.69	12.18	110.69
2023	May	130.05	7.98	4.94	96.57
2023	Jun	168.05	11.22	2.56	53.48
2023	Jul	206.12	23.63	0.9	43.02
2023	Ago	208.2	10.65	0.68	55.69
2023	Sep	205.91	2.62	0.29	62.11
2023	Oct	220.28	3.39	0.01	62.55
2023	Nov	207.89	7.13	0.06	59.32
2023	Dic	217.37	7.86	0	144.83
2023	Total	2090.85	123.34	53.86	972.78

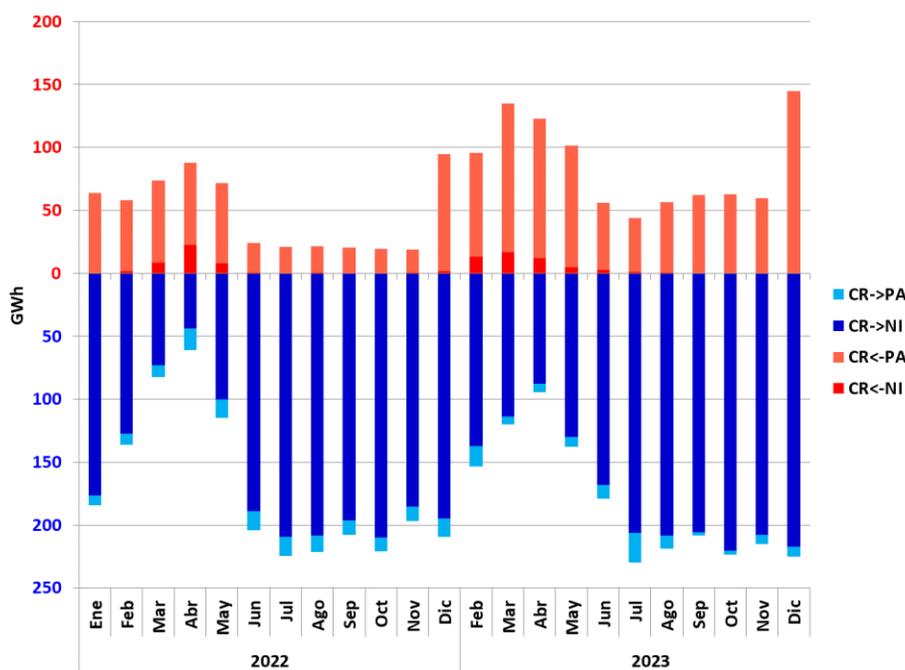


Figura 37. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá.



3.9.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Costa Rica resultan en valores promedio ponderados de **40.27 US\$/MWh** en los meses de enero a diciembre de 2022 y **37.06 US\$/MWh** de enero a diciembre de 2023. Es notable que la curva de costo marginal para todos los bloques de demanda a lo largo del período responde a la estacionalidad, con valores altos en la época de verano y bajos en los meses de la época lluviosa.

Tabla 37. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	5.69	5.68	5.68	5.65	5.59	5.65
2022	Feb	38.15	38.05	37.99	37.18	32.84	36.59
2022	Mar	88.39	88.2	88.02	84.25	70.93	83.6
2022	Abr	107.08	106.89	106.52	95.5	93.95	102.65
2022	May	91.6	91.56	91.37	84.95	81.92	87.98
2022	Jun	41.31	41.23	41.14	40.89	40.74	41.08
2022	Jul	17.34	17.11	17.04	16.99	16.93	17.04
2022	Ago	23.21	21.83	21.79	21.71	21.65	21.86
2022	Sep	24.02	23.21	23.12	23.06	22.98	23.2
2022	Oct	24.76	24.09	23.2	23.13	23.08	23.59
2022	Nov	20.3	19.76	19.74	19.67	19.57	19.72
2022	Dic	21.05	21.03	21.01	20.74	20.1	20.71
2022	Promedio	41.91	41.55	41.38	39.48	37.52	40.27
2023	Ene	32.46	31.37	31.34	30.41	29.98	30.81
2023	Feb	47.77	47.06	46.98	43.06	41.01	44.75
2023	Mar	67.51	67.5	67.37	61.92	56.16	63.77
2023	Abr	84.4	84.41	84.18	80.07	78.72	82.64
2023	May	73.42	73.29	72.74	71.94	69.33	72.05
2023	Jun	45.18	43.23	43.16	43.03	42.92	43.44
2023	Jul	32.09	27.26	26.44	26.34	26.13	26.81
2023	Ago	23.75	23.55	22.11	22.06	22	22.61
2023	Sep	17.61	17.43	17.42	17.37	17.32	17.41
2023	Oct	16.77	16.29	14.38	14.33	14.3	15.19
2023	Nov	15.75	12.76	12.65	12.59	12.56	12.82
2023	Dic	13.51	13.45	13.43	13.4	13.2	13.37
2023	Promedio	39.19	38.13	37.68	36.38	35.3	37.06

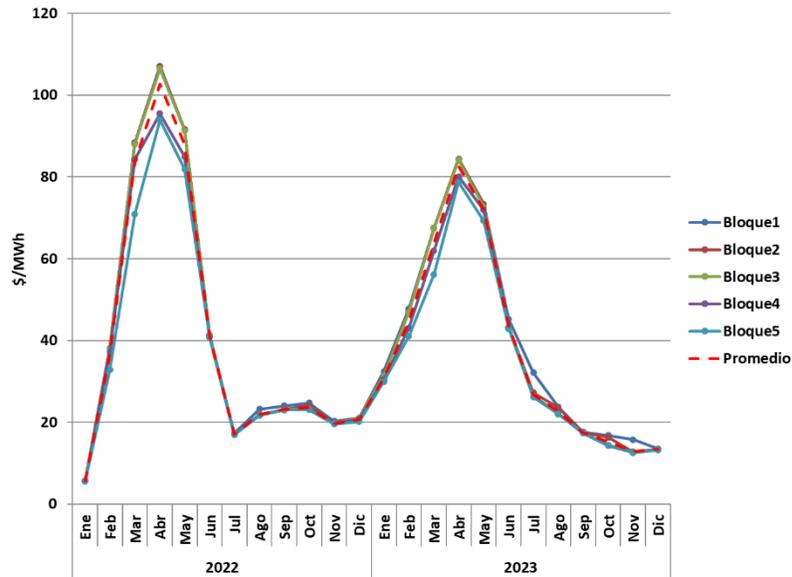


Figura 38. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica.

3.9.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, tomando en consideración que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

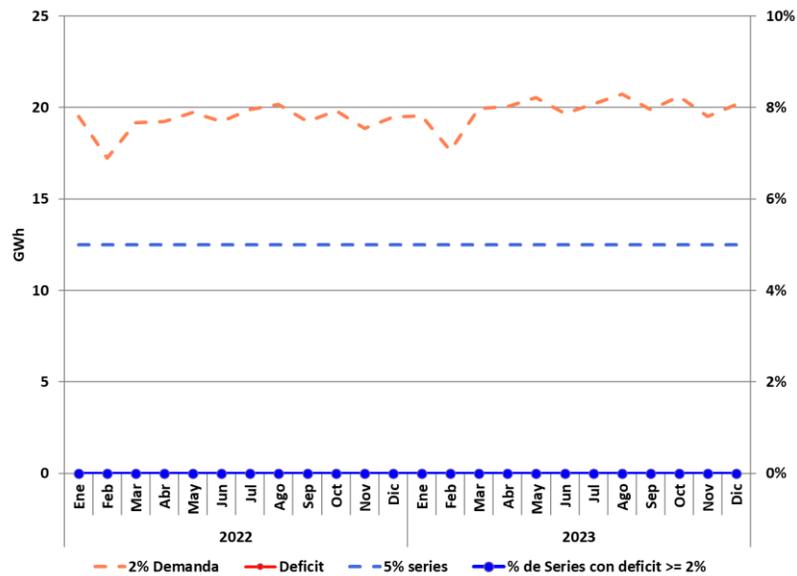


Figura 39. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Costa Rica.

3.10. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá

3.10.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Panamá estimado para el período de enero 2022 a diciembre 2023 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, que aportan una proporción de 62.3% a la matriz eléctrica, seguido por el despacho de las centrales termoeléctricas con una proporción de 21.5%, siendo las centrales carboeléctricas las que hacen el mayor aporte, mientras que la producción de las centrales intermitentes (solares y eólicas) aportan una proporción de 16.2%. El despacho totaliza **11,737.1 GWh** de enero a diciembre de 2022 y **13,547.4 GWh** de enero a diciembre de 2023.

Tabla 38. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidroeléctrico	Eólico	Solar FV	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Total
01/2022	512.8	129.3	92.8	0.1	0.0	223.9	1.5	960.5
02/2022	428.9	145.4	89.7	1.0	0.0	201.6	1.6	868.3
03/2022	500.2	156.5	111.0	2.6	0.0	228.9	4.0	1,003.3
04/2022	556.6	95.3	117.8	6.8	13.4	228.1	7.4	1,025.4
05/2022	696.6	42.8	77.5	5.3	10.5	232.3	7.1	1,072.1
06/2022	683.5	23.6	98.8	2.0	2.2	219.2	4.7	1,034.0
07/2022	668.1	38.3	76.4	0.6	3.2	176.5	2.2	965.3
08/2022	643.3	27.9	91.6	0.4	3.0	229.1	2.6	997.9
09/2022	615.0	21.8	100.5	0.7	0.5	192.0	0.1	930.5
10/2022	683.8	13.5	96.7	0.7	0.0	167.8	0.1	962.6
11/2022	715.9	18.2	81.9	0.7	0.0	96.9	0.3	913.9
12/2022	658.9	60.0	82.9	1.2	0.0	200.1	0.2	1,003.4
Total 2022	7,363.6	772.7	1,117.7	22.0	32.7	2,396.5	31.9	11,737.1
01/2023	617.3	130.5	124.8	7.8	1.4	208.4	7.1	1,097.1
02/2023	504.7	144.8	119.6	14.1	16.8	195.9	6.3	1,002.3
03/2023	574.7	150.9	141.1	16.4	64.6	232.2	8.2	1,188.1
04/2023	534.1	93.5	152.8	19.2	149.6	239.0	7.3	1,195.4
05/2023	673.4	44.2	105.3	19.9	115.9	239.6	5.3	1,203.4
06/2023	703.1	23.4	125.8	14.3	22.5	209.7	5.0	1,103.8
07/2023	745.8	38.2	96.5	3.0	34.7	169.5	3.5	1,091.1
08/2023	775.7	28.4	118.2	1.2	8.6	207.6	2.0	1,141.6
09/2023	760.3	22.6	131.1	0.4	1.5	194.5	0.7	1,111.1
10/2023	838.2	13.6	121.7	0.3	0.0	168.3	1.0	1,143.1
11/2023	857.4	18.6	104.5	0.4	2.9	97.0	1.1	1,081.9
12/2023	811.5	58.4	101.1	1.8	4.9	207.7	3.0	1,188.5
Total 2023	8,396.1	766.9	1,442.5	98.6	423.5	2,369.4	50.5	13,547.4

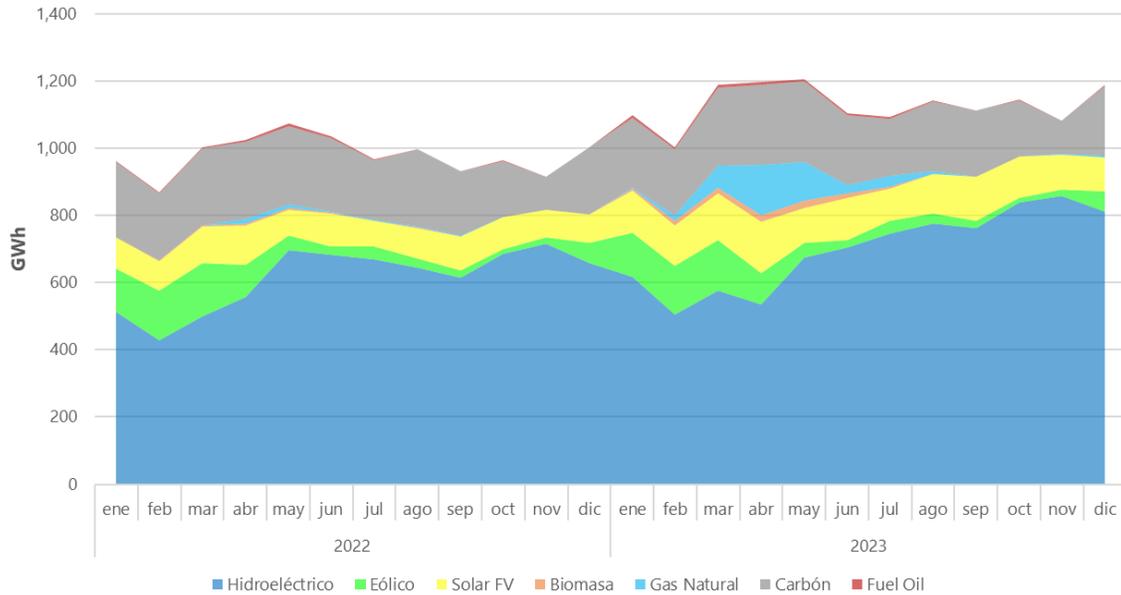


Figura 40. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023.

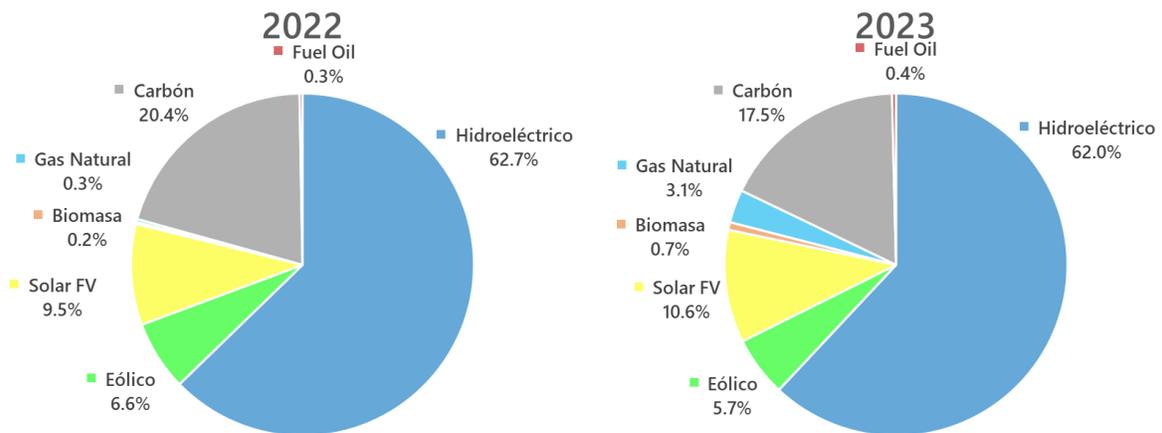


Figura 41. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.



3.10.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados en el MER, Panamá se perfila como exportador en la región, sus exportaciones netas totalizan 402.14 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 915.69 GWh entre enero y diciembre de 2023, mientras que las importaciones totalizan 19.45 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 66.25 GWh entre enero y diciembre de 2023.

Tabla 39. Exportaciones e importaciones netas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2022	Ene	0.44	56.27
2022	Feb	0.49	48.38
2022	Mar	0	56.2
2022	Abr	0	48.45
2022	May	1.02	50.2
2022	Jun	1.51	10.25
2022	Jul	1.43	7.31
2022	Ago	0.94	8.59
2022	Sep	0.46	9.5
2022	Oct	0.33	9.01
2022	Nov	0.97	7.6
2022	Dic	11.85	90.4
2022	Total	19.45	402.14
2023	Ene	13.73	77.86
2023	Feb	10.55	76.78
2023	Mar	0	111.95
2023	Abr	0.64	104.64
2023	May	3.6	92.2
2023	Jun	8.17	50.42
2023	Jul	15.57	34.96
2023	Ago	5.82	50.86
2023	Sep	0.85	60.34
2023	Oct	1.63	60.79
2023	Nov	2.36	54.56
2023	Dic	3.35	140.32
2023	Total	66.25	915.69

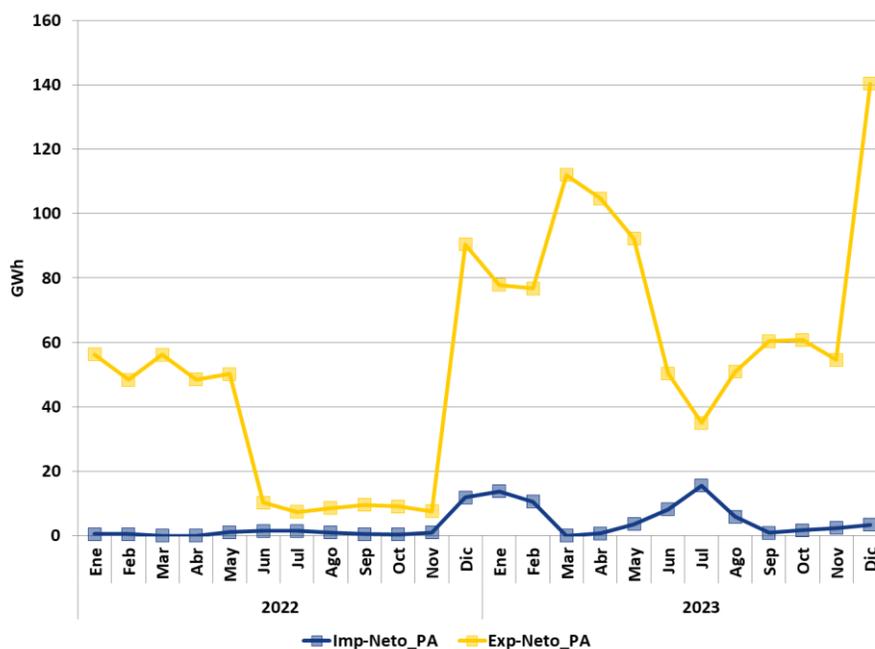


Figura 42. Exportaciones e Importaciones netas de Panamá en el MER.

Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema de Costa Rica, resultando flujos de exportación considerablemente mayores a los flujos de importación.

Tabla 40. Exportaciones e importaciones de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica (GWh).

Año	Etapa	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Costa Rica
2022	Ene	63.81	7.97
2022	Feb	56.61	8.73
2022	Mar	65.52	9.32
2022	Abr	65.42	16.97
2022	May	63.74	14.56
2022	Jun	23.81	15.07
2022	Jul	20.93	15.06
2022	Ago	20.9	13.24
2022	Sep	20.31	11.28
2022	Oct	19.54	10.87
2022	Nov	18.12	11.5
2022	Dic	93	14.46
2022	Total	531.71	149.02



Año	Etapa	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Costa Rica
2023	Ene	83.85	19.71
2023	Feb	82.68	16.44
2023	Mar	117.98	6.03
2023	Abr	110.69	6.69
2023	May	96.57	7.98
2023	Jun	53.48	11.22
2023	Jul	43.02	23.63
2023	Ago	55.69	10.65
2023	Sep	62.11	2.62
2023	Oct	62.55	3.39
2023	Nov	59.32	7.13
2023	Dic	144.83	7.86
2023	Total	972.78	123.34

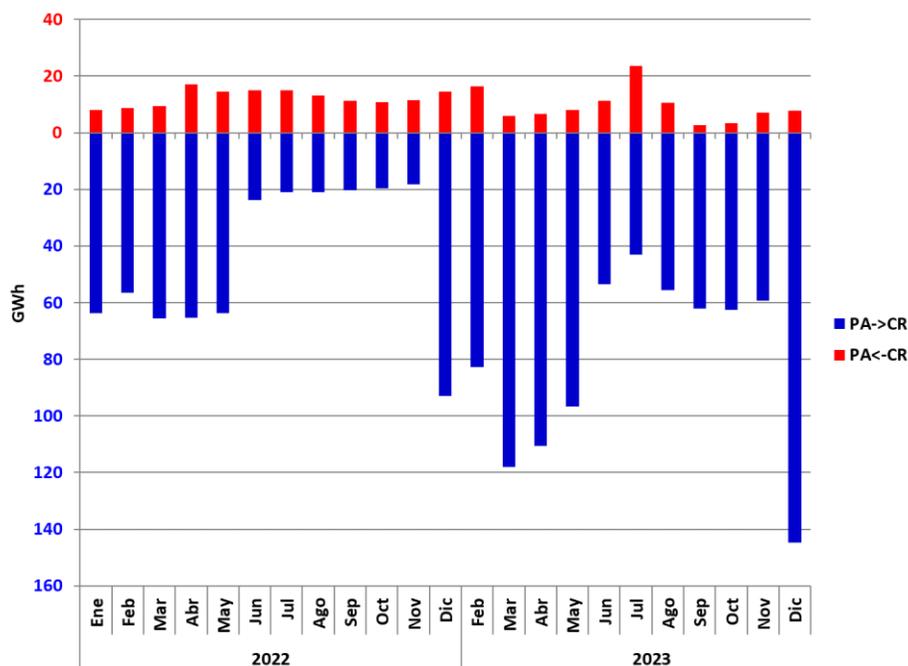


Figura 43. Exportaciones e importaciones anuales de energía eléctrica de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica.



3.10.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Panamá resultan en valores promedio ponderados de **12.04 US\$/MWh** para el período de enero a diciembre 2022 y **22.48 US\$/MWh** para el periodo de enero a diciembre de 2023. El bloque 5, que corresponde al bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, entre 3.22 y 63.79 US\$/MWh de enero a diciembre 2022, y entre 4.56 y 62.33 US\$/MWh de enero a diciembre de 2023, mientras que los menores costos marginales se dan en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 0.22 y 16.69 US\$/MWh de enero a diciembre de 2022 y entre 1.78 y 43.58 US\$/MWh de enero a diciembre de 2023.

Tabla 41. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2022	Ene	51.14	17.34	0.24	0.24	0.22	6.81
2022	Feb	54.11	17.95	1.22	1.23	1.2	7.63
2022	Mar	55.51	19.6	3.53	3.53	3.41	11.61
2022	Abr	63.79	52.45	17.32	16.88	16.69	33.94
2022	May	62.96	51.15	15.82	13.38	12.72	26.24
2022	Jun	53.69	20.33	3.43	3.26	3.21	16.2
2022	Jul	55.09	24.61	7.92	6.88	6.01	13.64
2022	Ago	53.89	19.68	3.98	3.37	3.31	11.96
2022	Sep	3.22	2.00	1.93	1.86	1.77	2.04
2022	Oct	3.78	2.19	1.68	1.44	1.25	1.87
2022	Nov	5.74	4.13	4.09	3.92	3.83	4.10
2022	Dic	22.17	8.04	7.99	7.73	7.54	8.28
2022	Promedio	40.42	19.96	5.76	5.31	5.10	12.04
2023	Ene	22.65	19.13	19.59	19.42	17.57	19.01
2023	Feb	29.93	27.61	27.44	27.13	25.73	27.11
2023	Mar	46.94	37.82	37.78	37.8	35.81	38.07
2023	Abr	61.78	54.77	54.35	53.96	53.14	55.15
2023	May	62.33	49.73	49.08	48.31	43.58	48.37
2023	Jun	32.45	24.68	24.42	23.46	23.03	25.36
2023	Jul	32.03	25.69	25.68	24.45	22.77	25.03
2023	Ago	13.51	9.92	9.91	9.34	9.06	9.9
2023	Sep	4.56	4.08	4.08	3.89	3.79	4.03
2023	Oct	5.09	2.04	1.92	1.87	1.78	2.14
2023	Nov	23.14	2.27	2.24	2.19	2.11	3.34
2023	Dic	13.99	13.32	13.56	12.67	11.13	12.67
2023	Promedio	29.03	22.59	22.5	22.04	20.79	22.48

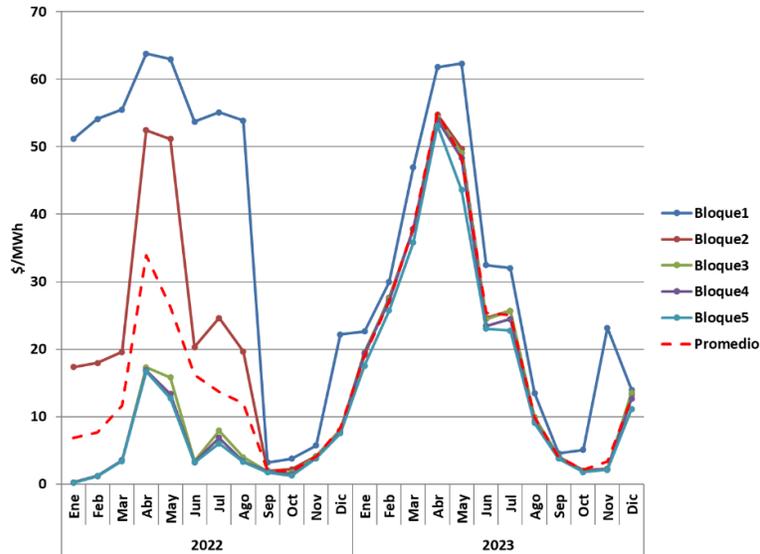


Figura 44. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá.

3.10.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

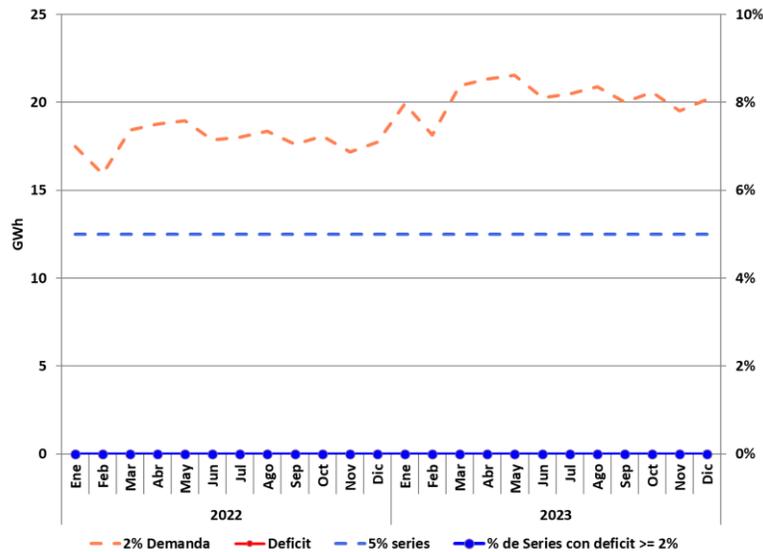


Figura 45. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Panamá.



3.11. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

3.11.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía de Centroamérica para el período de enero 2022 a diciembre de 2023 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, que aportan a la matriz eléctrica una proporción de 54.9%, seguido de la generación con centrales termoeléctricas con una proporción de 29.9%, la cual se compone principalmente de generación con geotérmicas, carboeléctricas y centrales de biomasa, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) resulta con una proporción de 12.9%. Las importaciones desde el sistema mexicano por medio de la interconexión con Guatemala aportan a la matriz eléctrica de la región el 1.6%, energía que corresponde al despacho de la central Energía del Caribe. El despacho de energía para la región totaliza **57,062.9 GWh** para los meses de enero a diciembre de 2022 y **59,841.5 GWh** para los meses de enero a diciembre de 2023.

Tabla 42. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023 (GWh).

Etapa	Hidro.	Eólico	Solar FV	Gen. Distrib.	Geot.	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
01/2022	2,190.7	590.8	264.7	32.0	383.1	689.2	1.7	294.3	204.9	54.1	4,705.3
02/2022	1,829.0	539.2	253.6	28.9	327.7	668.5	1.7	313.0	181.2	78.3	4,221.0
03/2022	1,983.9	604.4	282.3	32.0	388.9	762.0	1.9	417.7	264.4	86.7	4,824.1
04/2022	2,089.5	399.5	255.2	31.0	363.0	686.6	15.2	520.5	447.0	83.9	4,891.4
05/2022	2,548.0	245.6	212.2	32.0	389.6	189.8	12.3	697.6	533.2	86.7	4,947.0
06/2022	2,995.2	245.0	199.5	31.0	366.1	58.4	4.0	511.8	309.5	83.8	4,804.1
07/2022	2,988.7	418.4	209.0	32.0	388.4	65.0	144.9	322.0	177.9	85.6	4,831.8
08/2022	3,143.6	291.9	224.3	32.0	375.6	62.4	160.3	379.6	180.5	84.3	4,934.3
09/2022	3,155.7	166.0	231.2	31.0	376.7	52.3	134.0	299.2	192.7	73.6	4,712.5
10/2022	3,330.9	156.8	250.5	32.0	391.1	36.5	124.9	275.0	172.1	75.8	4,845.6
11/2022	2,791.5	321.0	240.7	31.0	347.7	439.7	41.2	169.3	165.6	63.2	4,610.9
12/2022	2,408.0	492.2	253.5	32.0	356.0	654.0	48.2	280.0	134.7	76.5	4,735.1
Total 2022	31,454.7	4,470.6	2,876.5	377.1	4,453.8	4,364.2	690.1	4,479.9	2,963.7	932.3	57,062.9
01/2023	2,235.3	605.5	296.8	32.0	383.1	698.4	144.1	300.6	125.7	86.6	4,908.1
02/2023	1,819.5	547.0	283.4	28.9	327.7	686.4	241.3	322.3	111.8	78.3	4,446.5
03/2023	1,969.9	610.4	312.8	32.0	388.9	763.6	399.5	390.7	154.8	86.7	5,109.2
04/2023	2,077.8	407.2	290.4	31.0	363.0	698.1	541.5	454.0	209.8	83.9	5,156.7
05/2023	2,535.2	256.6	239.9	32.0	389.6	204.7	513.8	693.2	247.4	86.7	5,199.0
06/2023	3,010.8	250.1	227.1	31.0	366.1	71.1	291.7	409.9	214.3	83.9	4,955.9
07/2023	3,109.9	424.3	228.8	32.0	388.4	67.0	227.9	310.5	161.8	86.7	5,037.2



Etapa	Hidro.	Eólico	Solar FV	Gen. Distrib.	Geot.	Biomasa	Gas Natural	Carbón	Fuel Oil	Import. México	Total
08/2023	3,330.7	299.1	250.9	32.0	375.6	63.2	190.2	348.6	171.9	86.0	5,148.0
09/2023	3,356.6	172.0	261.6	31.0	376.7	52.1	148.7	304.6	169.9	80.4	4,953.8
10/2023	3,594.4	156.5	275.8	32.0	391.1	36.5	134.4	269.0	151.9	54.4	5,096.0
11/2023	3,013.6	332.6	263.4	31.0	347.7	447.8	34.1	168.1	137.8	69.6	4,845.7
12/2023	2,652.6	499.6	271.5	32.0	356.0	660.0	38.5	282.9	106.8	85.4	4,985.4
Total 2023	32,706.2	4,560.8	3,202.4	377.1	4,453.8	4,448.9	2,905.6	4,254.4	1,964.0	968.4	59,841.5

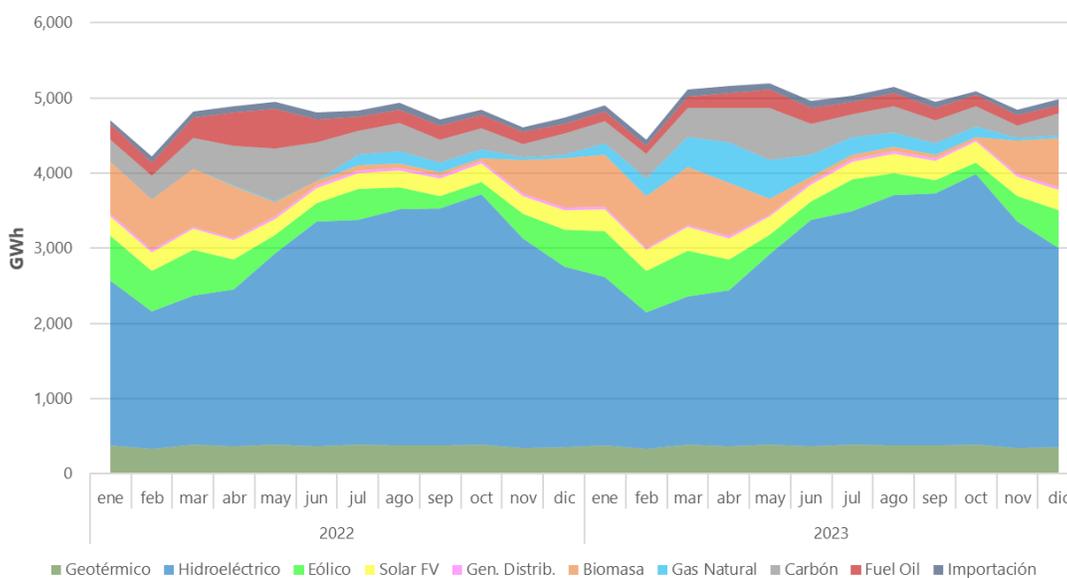


Figura 46. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período enero 2022 a diciembre 2023.

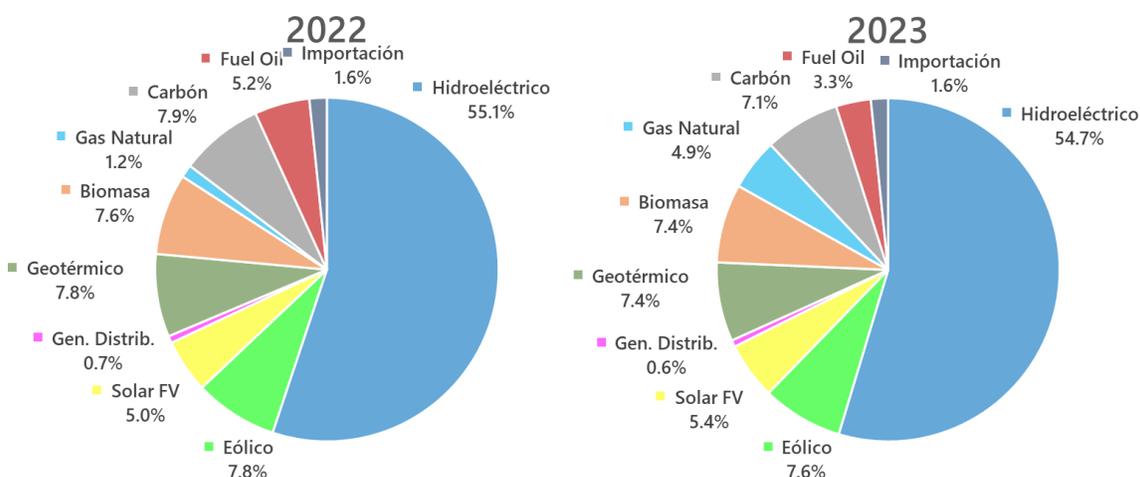


Figura 47. Matriz del despacho energético estimado para América Central por tipo de recurso para los períodos enero-diciembre 2022 y enero-diciembre 2023.



3.11.2. Intercambios en el MER

Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, resultan con valores promedio mensuales de 302.3 GWh en los meses de enero a diciembre de 2022 y 316.5 GWh en los meses de enero a diciembre de 2023, totalizando **3627.17 GWh** para el período enero a diciembre de 2022 y **3,797.77 GWh** para el período enero a diciembre de 2023.

Tabla 43. Transacciones netas de energía en el MER.

Año	Mes	Importaciones	Exportaciones
2022	Ene	277.09	277.08
2022	Feb	266.49	266.51
2022	Mar	324.69	324.70
2022	Abr	266.98	266.97
2022	May	223.50	223.51
2022	Jun	292.59	292.59
2022	Jul	317.76	317.76
2022	Ago	307.34	307.32
2022	Sep	308.06	308.07
2022	Oct	316.07	316.09
2022	Nov	337.22	337.23
2022	Dic	389.36	389.37
2022	Total	3,627.17	3,627.18
2023	Ene	341.03	341.04
2023	Feb	301.10	301.10
2023	Mar	336.28	336.30
2023	Abr	307.71	307.72
2023	May	250.31	250.32
2023	Jun	298.05	298.03
2023	Jul	320.31	320.32
2023	Ago	296.50	296.50
2023	Sep	296.81	296.81
2023	Oct	301.14	301.13
2023	Nov	328.89	328.90
2023	Dic	419.62	419.62
2023	Total	3,797.77	3,797.77

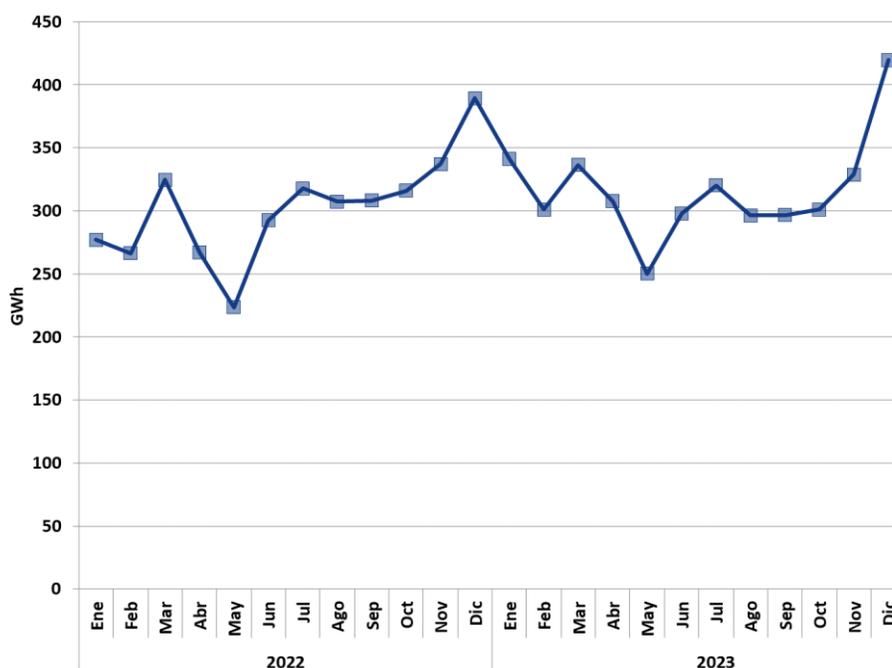


Figura 48. Intercambios netos de energía en el MER.

De los intercambios estimados para cada país en el MER, los sistemas de Guatemala y Costa Rica son los que se perfilan como los mayores exportadores de la región, con proporciones de 28.6% y 41%, respectivamente. En cuanto a los países que se perfilan como los mayores importadores se encuentran, Honduras, El Salvador y Nicaragua, con proporciones de 44.55%, 23.3% y 21.2%, respectivamente.

Tabla 44. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país (GWh).

Año	País	Exportación	Importación
2022	Guatemala	1,312.19	121.68
2022	El Salvador	106.99	1,171.76
2022	Honduras	121.24	1,255.00
2022	Nicaragua	59.82	922.81
2022	Costa Rica	1,624.80	136.47
2022	Panamá	402.14	19.45
2022	Total	3,627.18	3,627.18
2023	Guatemala	808.73	245.90
2023	El Salvador	377.47	555.06
2023	Honduras	4.92	2,048.44
2023	Nicaragua	270.01	648.72
2023	Costa Rica	1,420.95	233.40
2023	Panamá	915.69	66.25



2023	Total	3,797.77	3,797.77
------	-------	----------	----------

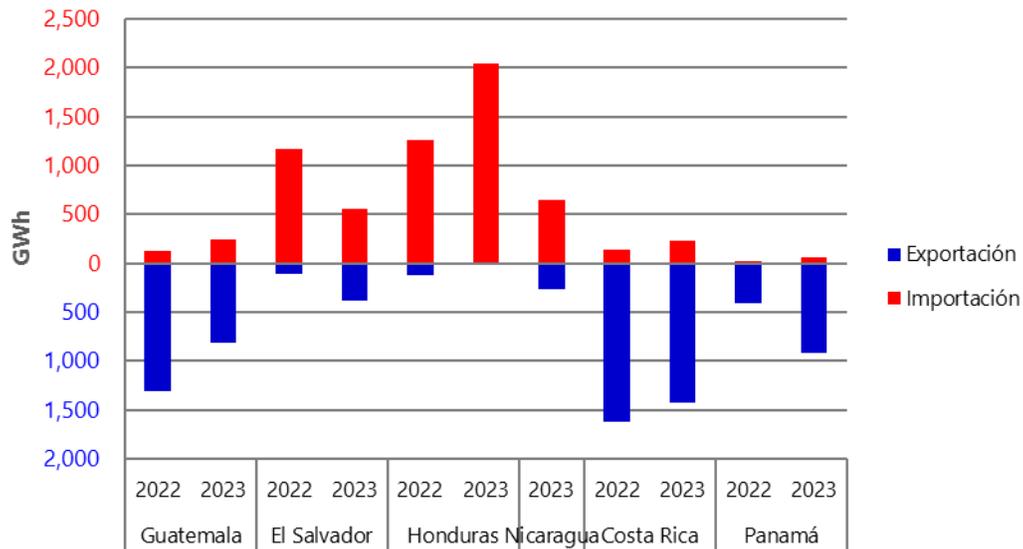


Figura 49. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país.

3.11.3. Costo Marginal de Corto Plazo

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

De los seis países que conforman el MER, son los sistemas de Costa Rica y Panamá donde resultan los menores costos marginales, coincidiendo ambos casos la dominante proporción de recursos renovables, en el caso de Costa Rica más del 99% y en el caso de Panamá más de 81.82%.



Tabla 45. Costo marginal promedio mensual para los países del MER (US\$/MWh).

Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
ene	48.42	72.20	60.95	28.13	5.65	6.81
ene	62.41	83.13	76.81	51.51	36.59	7.63
ene	80.09	92.01	94.12	86.49	83.60	11.61
ene	93.62	97.42	103.65	103.93	102.65	33.94
ene	102.13	100.63	114.42	104.73	87.98	26.24
ene	86.23	89.99	119.65	90.15	41.08	16.20
ene	69.75	80.94	97.32	58.18	17.04	13.64
ene	68.37	78.75	97.99	61.47	21.87	11.96
ene	57.18	68.77	92.23	58.29	23.20	2.04
ene	54.03	65.44	89.49	57.46	23.59	1.87
ene	47.02	61.19	81.95	51.47	19.72	4.10
ene	53.92	61.40	92.19	53.73	20.71	8.28
Promedio	68.60	79.32	93.40	67.13	40.31	12.03
ene	62.65	66.71	74.63	53.14	30.81	19.01
ene	67.57	70.34	78.63	59.88	44.75	27.11
ene	70.61	73.15	87.34	66.05	63.77	38.07
ene	85.33	85.82	99.33	84.74	82.64	55.15
ene	98.22	98.87	110.52	84.06	72.05	48.37
ene	76.40	74.26	117.82	63.89	43.44	25.36
ene	68.01	71.81	101.16	55.36	26.81	25.03
ene	66.56	68.14	106.15	56.80	22.61	9.90
ene	57.68	61.84	97.04	54.08	17.41	4.03
ene	56.99	61.83	98.09	57.24	15.19	2.14
ene	48.33	58.40	92.56	49.25	12.82	3.34
ene	59.21	63.09	92.75	48.68	13.37	12.67
Promedio	68.13	71.19	96.34	61.10	37.14	22.52

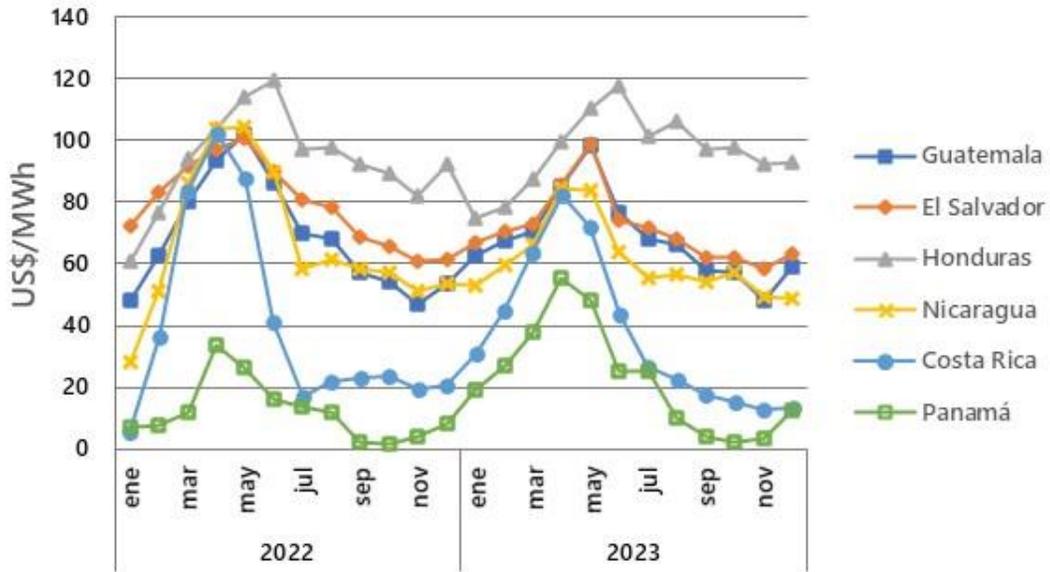


Figura 50. Costo marginal promedio mensual para los países del MER.

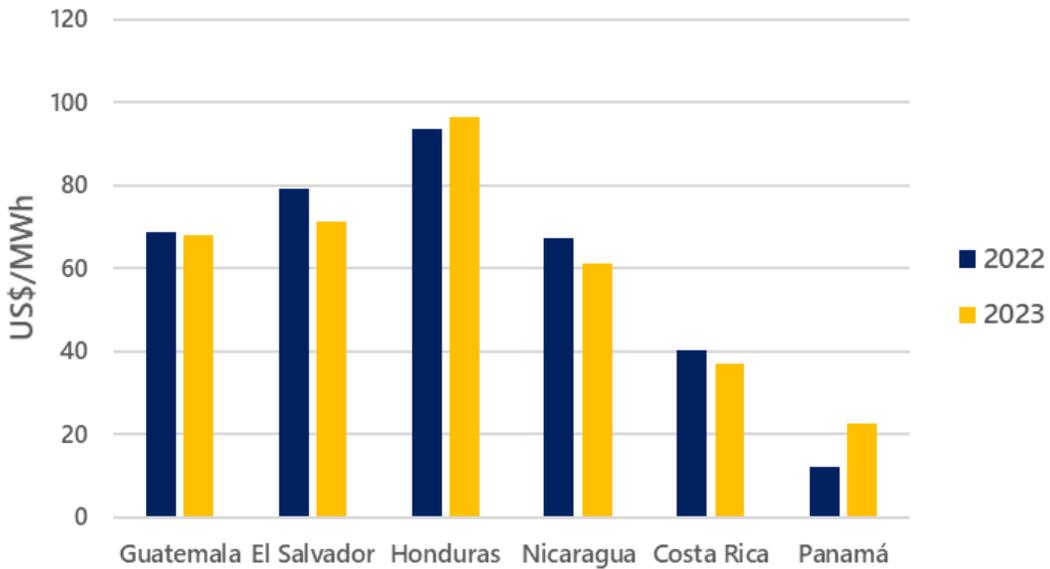


Figura 51. Costo marginal promedio anual para los países del MER.



3.11.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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

De acuerdo con los resultados obtenidos, que muestran que el déficit que ocurre en el sistema de Honduras no supera los límites del criterio, y por tanto se determina que el Sistema Eléctrico Regional de América Central cuenta con un alto nivel de confiabilidad para el suministro de la demanda en todo el horizonte de análisis.

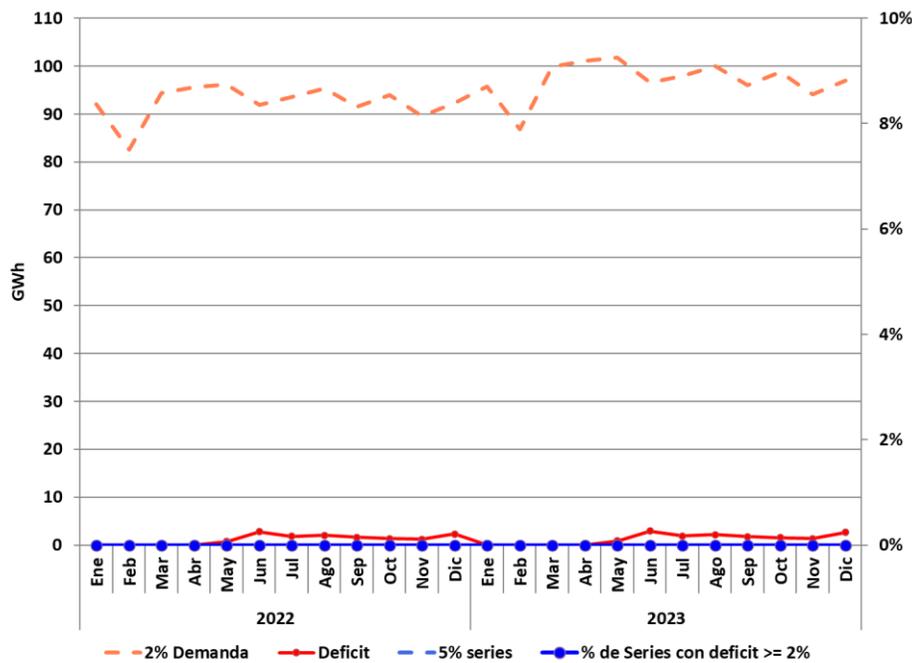


Figura 52. Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional de América Central.

Conclusiones

- De acuerdo con la información suministrada por los OS/OM para actualización de la base de datos regional, se estima que la demanda de energía de América Central para los meses de enero a diciembre de 2022 crecerá 3.4% con respecto al mismo período del año 2021, mientras que el mismo periodo del año 2023 crecería 5.1% respecto del mismo periodo del año 2022. Resalta en Panamá el crecimiento de 13.7% esperado para el año 2023 de acuerdo con el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) para el período 2020-2034, mientras que El Salvador prevé un crecimiento muy conservador, de apenas 0.8%.
- Con relación a las modificaciones en el sistema de generación, es notable en el cronograma de incorporación de proyectos, el incipiente desarrollo de proyectos con fuentes renovables variables (eólica y solar) que prevé la incorporación de 184.4 MW de capacidad en el año 2022 y 157.1 MW adicionales en el año 2023, y no menos importante la incorporación de las centrales a gas natural Energía del Pacífico de 378.5 MW en El Salvador y Puerto Corinto de 300 MW en Nicaragua, ambas previstas para integrarse al sistema en el año 2022. Otro aspecto importante que considerar es el retiro de centrales informado por Nicaragua, Costa Rica y Panamá, que totalizan 259.91 MW en todo el período.
- En cuanto al suministro de la demanda en los países de la región se prevé que la energía provendrá principalmente de centrales con recursos renovables, cuya proporción respecto de la generación total de enero 2022 a diciembre 2023 es de 75.4%, de los cuales 54.9% corresponde a generación hidroeléctrica, 12.9% es generación renovable intermitente (de centrales eólicas y solares fotovoltaicas) y 7.6% es generación geotérmica. Otra proporción importante en la matriz energética regional la compone el parque generador térmico que totaliza 22.3% en el mismo periodo, y que aglutina las centrales de biomasa, carbón, petróleo y gas natural. Adicionalmente se identifica el aporte de las centrales de Generación Distribuida Renovable (GDR) en el sistema guatemalteco, con una proporción del 0.7%, así como las inyecciones de la central Energía del Caribe por medio de la interconexión México-Guatemala, con una proporción del 1.6%.
- Las transacciones estimadas en el MER mantienen un potencial relevante, en el orden de 300 GWh-mes en todo el período, lo cual representa 3,627.2 GWh entre enero y diciembre de 2022 y 3,797.8 GWh entre enero y diciembre de 2023, siendo los sistemas



de Guatemala y Costa Rica los mayores exportadores de la región, con proporciones de 28.6% y 41%, respectivamente, mientras que como principales importadores resultan El Salvador, Honduras y Nicaragua con proporciones de 23.3%, 44.5% y 21.2%, respectivamente.

- El costo marginal para el suministro de la demanda evidencia la composición de las matrices energéticas de cada uno de los países, así como el beneficio del uso de las interconexiones entre los países. El sistema panameño resulta con los menores costos marginales de la región en todo el período con valores promedio de 12.03 US\$/MWh de enero a diciembre de 2022 y 22.52 US\$/MWh de enero a diciembre de 2023.
- De acuerdo con las condiciones previstas para el sistema eléctrico regional y conforme a los resultados del indicador de confiabilidad energética, se concluye que el sistema cuenta con suficiente capacidad de generación para atender los requerimientos de la demanda de los seis países de la región, de la misma manera se estima que la red de transmisión soporta convenientemente los flujos en la red de transmisión regional, aún cuando el sistema de Honduras muestra déficit en todas las etapas del estudio, ya que este no supera los umbrales establecidos en el criterio de confiabilidad energética.