



**ENTE OPERADOR REGIONAL**  
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

# **PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMERICA CENTRAL 2021-2022**

**Actualización julio 2021**

**Área responsable:**  
**Gerencia de Planificación y Operación**

**Publicado el:**  
**15 / 7 / 2021**

# 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 .....	8
1.4. Representación de demandas elásticas.....	10
1.5. Precios de los combustibles.....	11
1.6. Parámetros económicos .....	13
1.6.1. Tasa de Descuento.....	13
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	14
2. Parámetros y premisas de simulación .....	15
2.1. Parámetros del modelo.....	15
2.2. Premisas del caso de estudio.....	16
2.1.1. Horizonte de análisis.....	16
2.1.2. Año inicial de hidrología .....	16
2.1.3. Capacidad de intercambio regional.....	19
3. Estado del sistema .....	21
3.1. Oferta existente.....	21
3.2. Incorporaciones recientes.....	22
3.2.1. Proyectos de generación.....	22
3.2.2. Proyectos de transmisión.....	22
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período junio 2021 a diciembre 2022 .....	23
3.3.1. Proyectos de generación.....	23
3.3.2. Ampliaciones de transmisión.....	24



4.	Resultados.....	27
4.1.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala.....	27
4.1.1.	Despacho de energía.....	27
4.1.2.	Intercambios en el MER.....	29
4.1.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	32
4.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	33
4.2.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador .....	34
4.2.1.	Despacho de energía.....	34
4.2.2.	Intercambios en el MER.....	36
4.2.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	39
4.2.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	40
4.3.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	41
4.3.1.	Despacho de energía.....	41
4.3.2.	Intercambios en el MER.....	42
4.3.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	45
4.3.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	47
4.4.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua.....	48
4.4.1.	Despacho de energía.....	48
4.4.2.	Intercambios en el MER.....	49
4.4.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	52
4.4.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	54
4.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica .....	55
4.5.1.	Despacho de energía.....	55
4.5.2.	Intercambios en el MER.....	57
4.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	59
4.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	61
4.6.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá .....	62
4.6.1.	Despacho de energía.....	62



4.6.2.	Intercambios en el MER.....	63
4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	66
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	67
4.7.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	68
4.7.1.	Despacho de energía.....	68
4.7.2.	Intercambios en el MER.....	70
4.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	72
4.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	74

## 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.

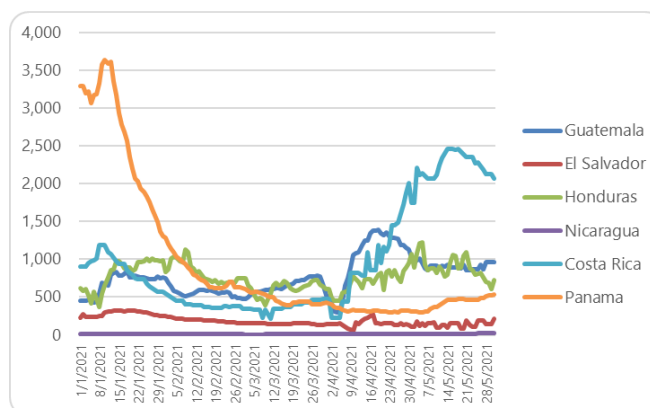
La base de datos regional utilizada fue actualizada con información de largo plazo suministrada por los OS/OM de los países miembros entre los meses de octubre a diciembre de 2020, así como ajustes de corto plazo informados en el mes de junio de 2021.

## 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.

Las proyecciones para este Planeamiento Operativo muestran señales de recuperación de la demanda de electricidad, que tuvo una fuerte depresión en las etapas iniciales de la pandemia COVID-19 en la región debido a las restricciones implementadas en los países centroamericanos, sin embargo la evolución aún está sujeta a gran incertidumbre debido al

aparecimiento de nuevas variantes del virus y el correspondiente incremento de contagios, pero también por las asimetrías de la vacunación que se observan en los países de la región.

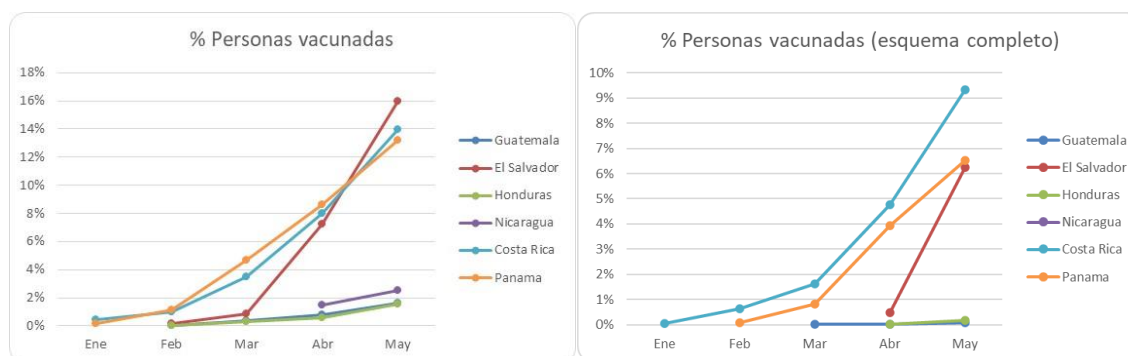


**Figura 1.** Evolución de nuevos casos diarios de COVID-19 durante el primer semestre 2021 (promedio móvil 7 días).

**Fuente:** Our World in Data. Coronavirus (COVID-19) Vaccinations, May 31, 2021.

**Tabla 1.** Avance de los planes nacionales de vacunación

País	% Población vacunada	% Población vacunada Esquema completo
Guatemala	2.4	0.44
El Salvador	17.6	12.10
Honduras	2.1	0.28
Nicaragua	2.5	S/D
Costa Rica	17	11.59
Panamá	16.1	8.75



**Figura 2.** Avance de los planes nacionales de vacunación

**Fuente:** Our World in Data. Coronavirus (COVID-19) Vaccinations, May 31, 2021.



Según las estimaciones informadas por los OS/OM, la demanda de energía de Centroamérica totalizará 32,250 GWh en el segundo semestre del año 2021, lo que representa 5.5% de incremento con respecto al mismo período del año 2020, mientras que para el año 2022 totalizará 57,524 GWh, es decir 9.6% de incremento con respecto del año 2020.

**Tabla 2.** Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2021	Jun	946	502	949	384	933	895	4,610
2021	Jul	954	504	961	385	946	903	4,653
2021	Ago	973	515	980	393	964	921	4,747
2021	Sep	933	494	938	377	922	883	4,548
2021	Oct	958	507	965	387	949	907	4,674
2021	Nov	910	481	916	367	902	861	4,437
2021	Dic	939	496	947	378	932	889	4,582
<b>Jun – Dic 2021</b>		<b>6,614</b>	<b>3,501</b>	<b>6,657</b>	<b>2,671</b>	<b>6,547</b>	<b>6,261</b>	<b>32,250</b>
2022	Ene	979	494	971	384	947	923	4,699
2022	Feb	892	450	884	350	862	841	4,278
2022	Mar	1,031	521	1,021	405	995	972	4,946
2022	Abr	1,048	531	1,038	414	1,010	990	5,030
2022	May	1,060	534	1,051	415	1,025	999	5,084
2022	Jun	996	506	986	394	959	941	4,783
2022	Jul	1,007	508	999	395	974	950	4,833
2022	Ago	1,027	519	1,018	404	992	969	4,929
2022	Sep	984	498	974	388	949	928	4,721
2022	Oct	1,011	511	1,002	398	977	954	4,853
2022	Nov	960	485	952	377	928	906	4,608
2022	Dic	992	500	984	389	959	935	4,760
<b>Total</b>	<b>2022</b>	<b>11,988</b>	<b>6,059</b>	<b>11,879</b>	<b>4,713</b>	<b>11,578</b>	<b>11,308</b>	<b>57,524</b>





**Figura 3.** 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 3.** Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2021	Jun	1,680	913	1,638	702	1,598	1,583
2021	Jul	1,699	924	1,656	710	1,616	1,601
2021	Ago	1,701	925	1,658	711	1,618	1,603
2021	Sep	1,681	914	1,639	702	1,599	1,584
2021	Oct	1,691	919	1,649	706	1,609	1,594
2021	Nov	1,687	917	1,645	705	1,605	1,590
2021	Dic	1,722	936	1,679	719	1,638	1,623
<b>Máx. Jul – Dic 2021</b>		<b>1,722</b>	<b>936</b>	<b>1,679</b>	<b>719</b>	<b>1,638</b>	<b>1,623</b>
2022	Ene	1,755	923	1,717	726	1,653	1,678
2022	Feb	1,776	929	1,738	734	1,673	1,698
2022	Mar	1,821	953	1,782	753	1,715	1,741
2022	Abr	1,822	953	1,783	753	1,716	1,742
2022	May	<b>1,836</b>	<b>961</b>	<b>1,797</b>	<b>759</b>	<b>1,730</b>	<b>1,756</b>
2022	Jun	1,739	910	1,701	719	1,637	1,662
2022	Jul	1,758	920	1,720	727	1,656	1,681
2022	Ago	1,760	921	1,722	728	1,658	1,683
2022	Sep	1,740	910	1,702	719	1,638	1,663
2022	Oct	1,750	916	1,712	724	1,648	1,673
2022	Nov	1,746	914	1,708	722	1,644	1,669
2022	Dic	1,782	933	1,744	737	1,678	1,704
<b>Máx.</b>	<b>2022</b>	<b>1,836</b>	<b>961</b>	<b>1,797</b>	<b>759</b>	<b>1,730</b>	<b>1,756</b>



**Figura 4.** Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

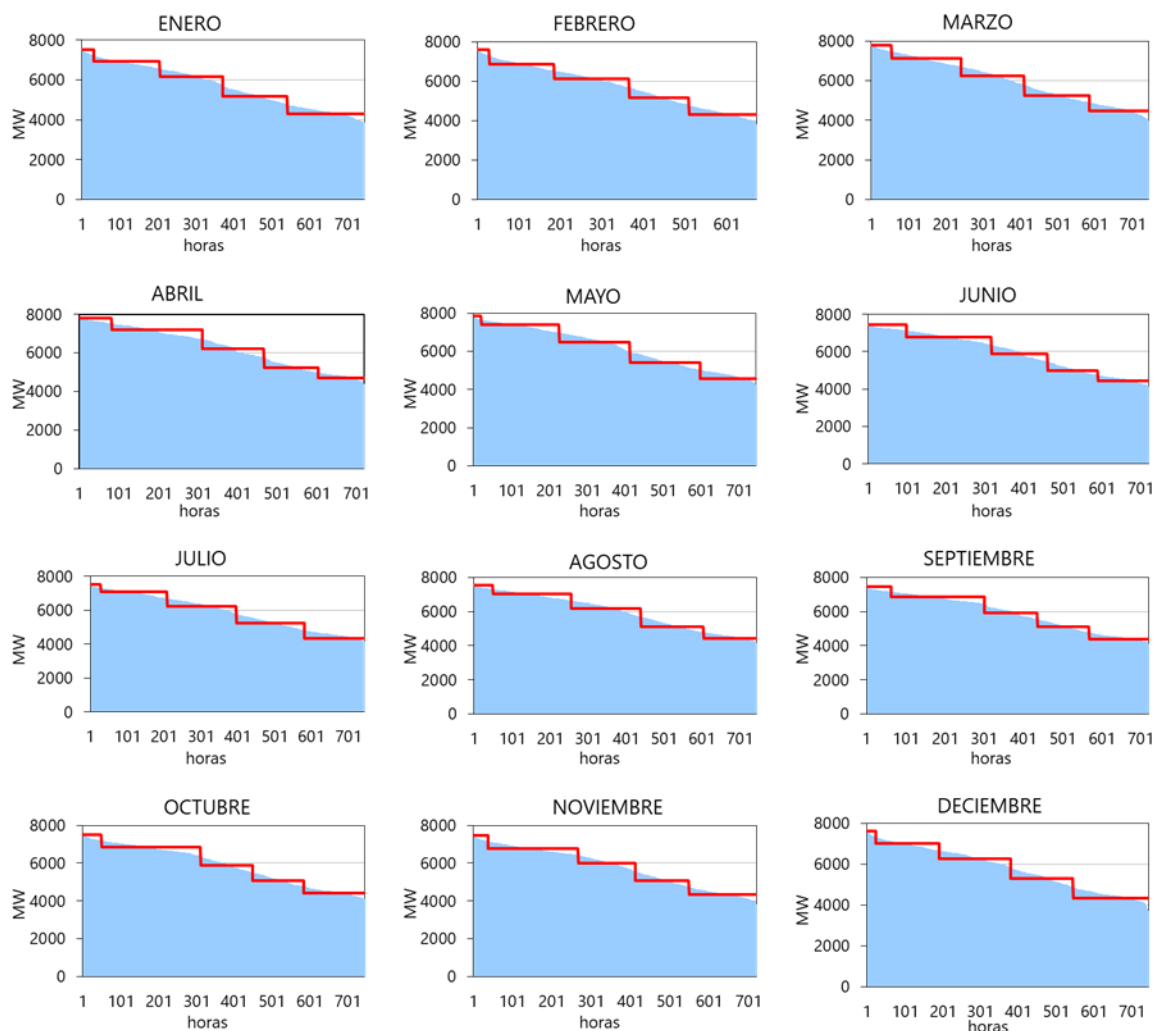
### 1.3. Discretización de los bloques horarios

Debido que el estudio abarca la planificación de los seis sistemas de América Central, es necesario homologar 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. Las versiones más recientes de los modelos tienen capacidad para realizar una representación horaria de la curva de demanda, sin embargo, deberá tenerse en consideración que el número de variables y restricciones que consideran estos modelos en la solución del problema es proporcional al número de bloques de demanda que se definan para cada una de las etapas del estudio; por lo cual, una representación con mayor número de bloques horarios puede aumentar significativamente el esfuerzo computacional requerido para resolver los problemas, lo cual requerirá largos tiempos de solución.

De acuerdo con lo anterior, 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 clusters.

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 el año 2020 que tuvo un comportamiento atípico 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 5.** 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.

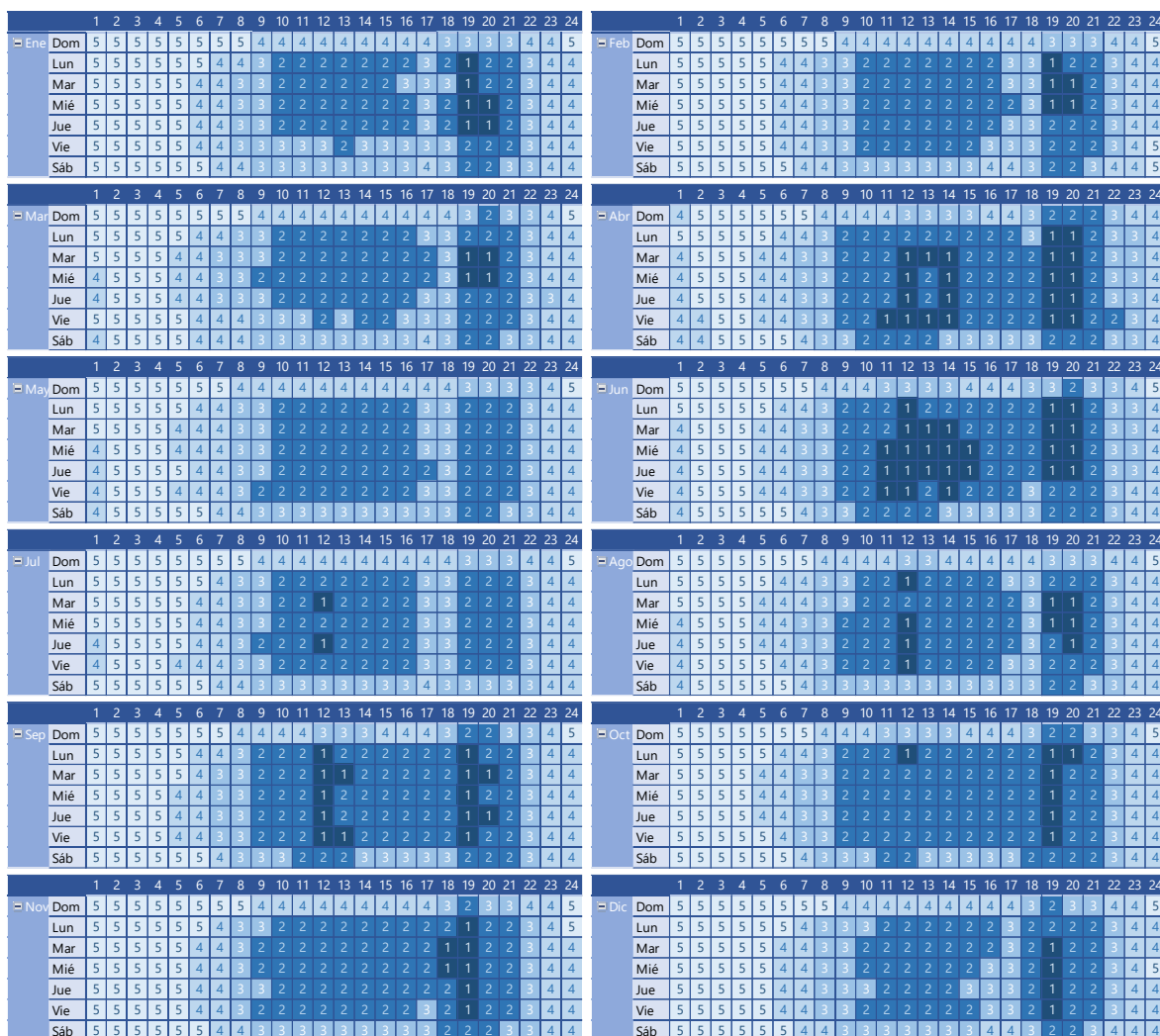


Figura 6. Mapeo de bloques horarios regionales, promedios mensuales.

## 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 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 4.** 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 junio de 2021.

Será importante tener en cuenta las consideraciones de la EIA con relación a la todavía elevada incertidumbre a la que está sujeta la recuperación económica por los efectos de la pandemia del COVID-19. Debido que a nivel global se ha observado aumento de la actividad

económica por los alivios de la pandemia que han contribuido a la recuperación en el uso de la energía, la EIA ha asumido un crecimiento económico continuo y de mayor movilidad, sin embargo los cambios que puedan ocurrir sobre esas variables probablemente causaran desviaciones de las proyecciones.

Con relación a los precios del crudo, el precio spot del Brent promedio 68 \$/bbl en mayo de 2021, 25 \$/bbl más que el mes de noviembre de 2020, es decir un incremento en los precios de casi el 58% en 6 meses, sin embargo la EIA espera que los mercados internacionales se equilibren en el segundo semestre de 2021 considerando la decisión de la OPEP+ de aumentar la producción, así como un crecimiento acelerado en la producción de petróleo de EE.UU. y otra oferta, con lo cual pudiera superarse el desacelerado crecimiento de la demanda y podrían reducirse los precios del petróleo.

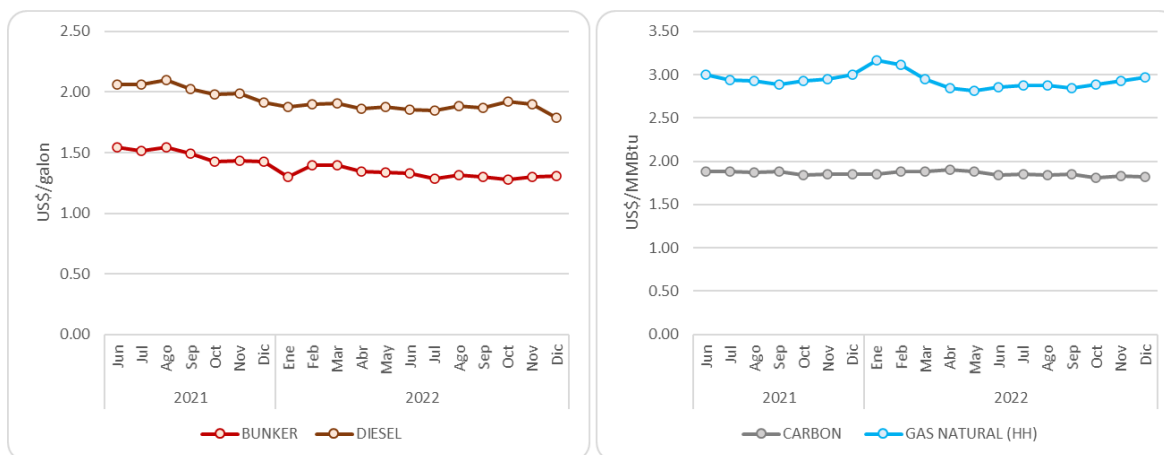
En cuanto a los precios altos que del gas natural Henry Hub la EIA expone que se debieron al incremento de las exportaciones de GNL de EE.UU., pero también al aumento del consumo local fuera del sector eléctrico, no obstante esperan que para el año 2022 los precios se estabilicen en un escenario de desaceleración del crecimiento de las exportaciones y al mismo tiempo un incremento de la producción de este combustible en EE.UU.

**Tabla 5.** Proyección de precios de los combustibles junio 2021 – diciembre 2022.

Año	Mes	BUNKER US\$/gal	DIESEL US\$/gal	CARBON US\$/MMBtu	GAS NATURAL (HH) US\$/MMBtu
2021	Jun	1.55	2.06	1.88	3.00
2021	Jul	1.51	2.06	1.88	2.94
2021	Ago	1.55	2.10	1.87	2.93
2021	Sep	1.49	2.02	1.89	2.89
2021	Oct	1.42	1.98	1.84	2.93
2021	Nov	1.43	1.99	1.85	2.95
2021	Dic	1.43	1.92	1.85	3.00
2022	Ene	1.30	1.88	1.85	3.17
2022	Feb	1.39	1.90	1.88	3.12
2022	Mar	1.39	1.91	1.89	2.95
2022	Abr	1.35	1.86	1.90	2.85
2022	May	1.34	1.88	1.88	2.82
2022	Jun	1.33	1.85	1.84	2.86
2022	Jul	1.28	1.85	1.85	2.88
2022	Ago	1.31	1.89	1.84	2.88
2022	Sep	1.30	1.87	1.85	2.85
2022	Oct	1.28	1.92	1.81	2.89
2022	Nov	1.30	1.90	1.83	2.93
2022	Dic	1.31	1.79	1.82	2.97

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





**Figura 7.** Proyección de precios de los combustibles junio 2021 – diciembre 2022.

## 1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos para considerar en los estudios de planificación abarcan la tasa de descuento y el costo de energía no suministrada, cuyas metodologías de cálculo y valores serán 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-35-2020, con un valor de **9.65%**



## 1.6.2. Costo de energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS), corresponde en principio, al costo en el que incurren los consumidores finales debido a la interrupción intempestiva y sin preaviso, 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.

En relación con el CENS, 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 6.** 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 16.0.6 de dicho modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

**Tabla 7.** 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



Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
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 $\geq 115$ 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 julio 2021 a diciembre 2022. En las simulaciones se incluirán dos años adicionales al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses, sin embargo, las etapas de los años adicionales no serán consideradas en los resultados.

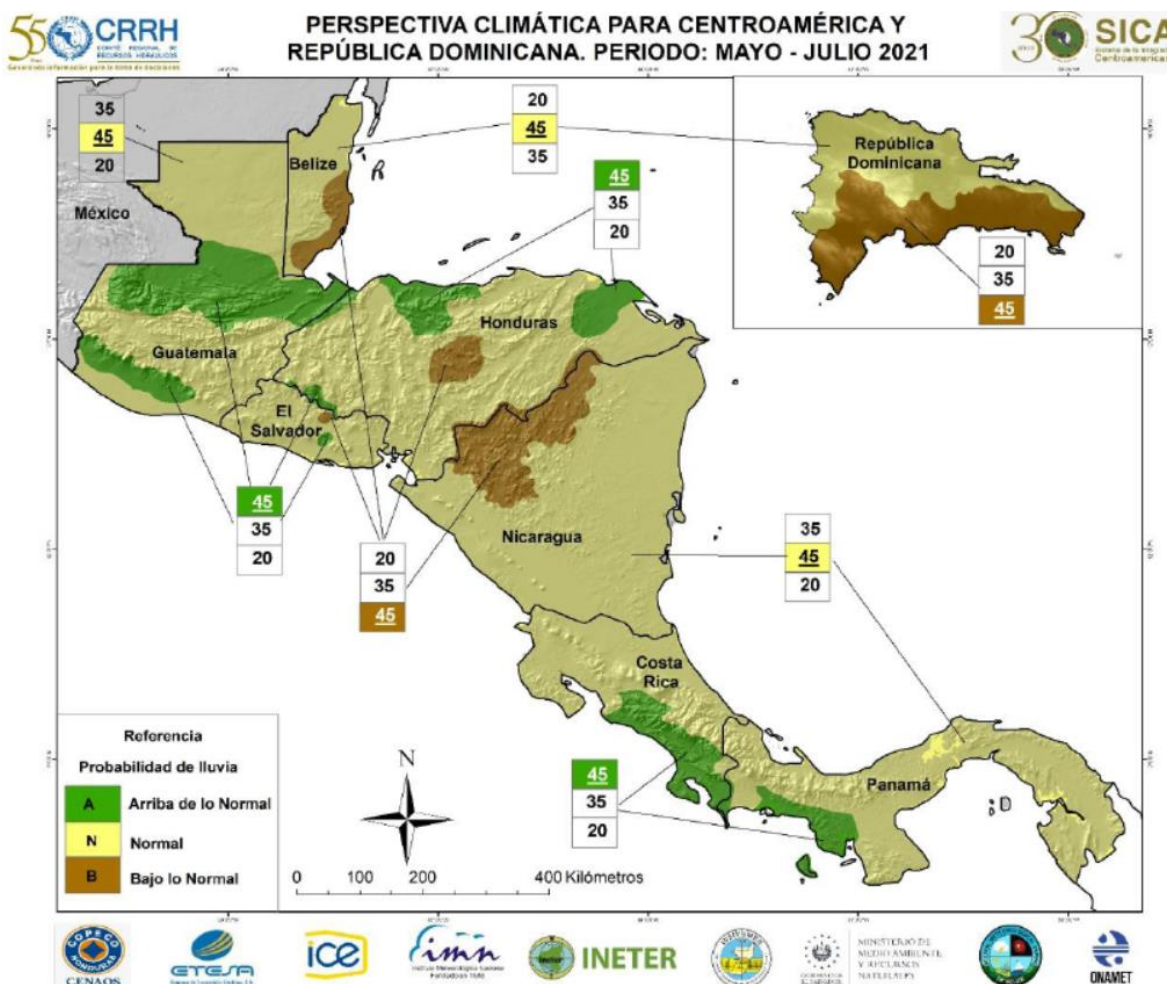
### 2.1.2. Año inicial de hidrología

Se define como año inicial de hidrología el año 1996 considerando los pronósticos de lluvia estimados en el informe de la "LXIV Perspectiva del Clima de América Central y República Dominicana" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente a los meses de mayo a julio de 2021, el cual considera en sus conclusiones el fenómeno de La Niña, que inició en julio de 2020 y finalizará en abril de 2021, mientras que en el período de mayo a julio de 2021 hay una alta probabilidad (80%) que prevalezca la fase Neutra del efecto de El Niño - Oscilación del Sur

(ENOS). Adicionalmente indican que la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO, por sus siglas en inglés) se encuentra en fase negativa desde al menos el 2019 y se mantendrá sin cambios durante los próximos tres meses, con lo cual no se desarrollaría un evento de El Niño en el corto y mediano plazo.

Respecto a la Oscilación Multidecadal del Atlántico Norte (AMO, por sus siglas en inglés), se encuentra más debilitada que el año pasado, pero continuará en fase positiva en los próximos 3 meses, condición que ocasionaría una temporada de ciclones (de la cuenca del océano Atlántico) menos activa que la del 2020, sin embargo, los pronosticadores concuerdan será una temporada de ciclones más alta de lo normal.

Con base en las conclusiones del FCAC, los pronósticos de lluvia estimados en este informe denotan que las lluvias tendrán un comportamiento en el rango dentro de lo normal en la mayor parte de la región centroamericana, arriba de lo normal sobre la Franja Transversal del Norte, Caribe, boca costa y sur de Petén en Guatemala, así como en la cuenca del río Motagua, algunas áreas de Lempira, Atlántida, Yoro y cuenca baja del río Patuca en Honduras, al igual que en el valle central, pacífico central y pacífico sur de Costa Rica, y finalmente, en el oriente de Chiriquí y centro de Veraguas en Panamá; mientras que se estiman que las áreas con tendencias de lluvias en el rango bajo de lo normal se encuentran algunos municipios de Olancho, Francisco Morazán y Choluteca en Honduras, pero también en las zonas centrales y occidentales de la región norte de Nicaragua, principalmente el corredor seco.



**Figura 8.** Mapa de la Perspectiva del Clima de Centroamérica para de mayo a julio de 2021.

**Fuente:** LXIV Perspectiva Climática para Centroamérica y República Dominicana, período: mayo – julio 2021, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

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. A continuación se muestra la tabla de los años análogos para los países que conforman el MER, establecidos con base en la metodología de años análogos utilizada por los expertos en meteorología y climatología del CRRH:



**Tabla 8.** Años análogos para las condiciones de lluvia de mayo a julio de 2021.

País	Años análogos
Guatemala	2006, <b>2012</b> , 2013, 2014
El Salvador	<b>1996</b> , 1999, 2001, 2008, 2011 y <b>2012</b>
Honduras	<b>1996</b> , y <b>2012</b>
Nicaragua	1984, 1989, <b>1996</b> , 2001, 2006 y <b>2012</b>
Costa Rica	<b>1996</b>
Panamá	2006, 2009, 2011

**Fuente:** Elaboración propia con base en la información de la LXIV Perspectiva Climática para Centroamérica y República Dominicana, período: mayo – julio 2021, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

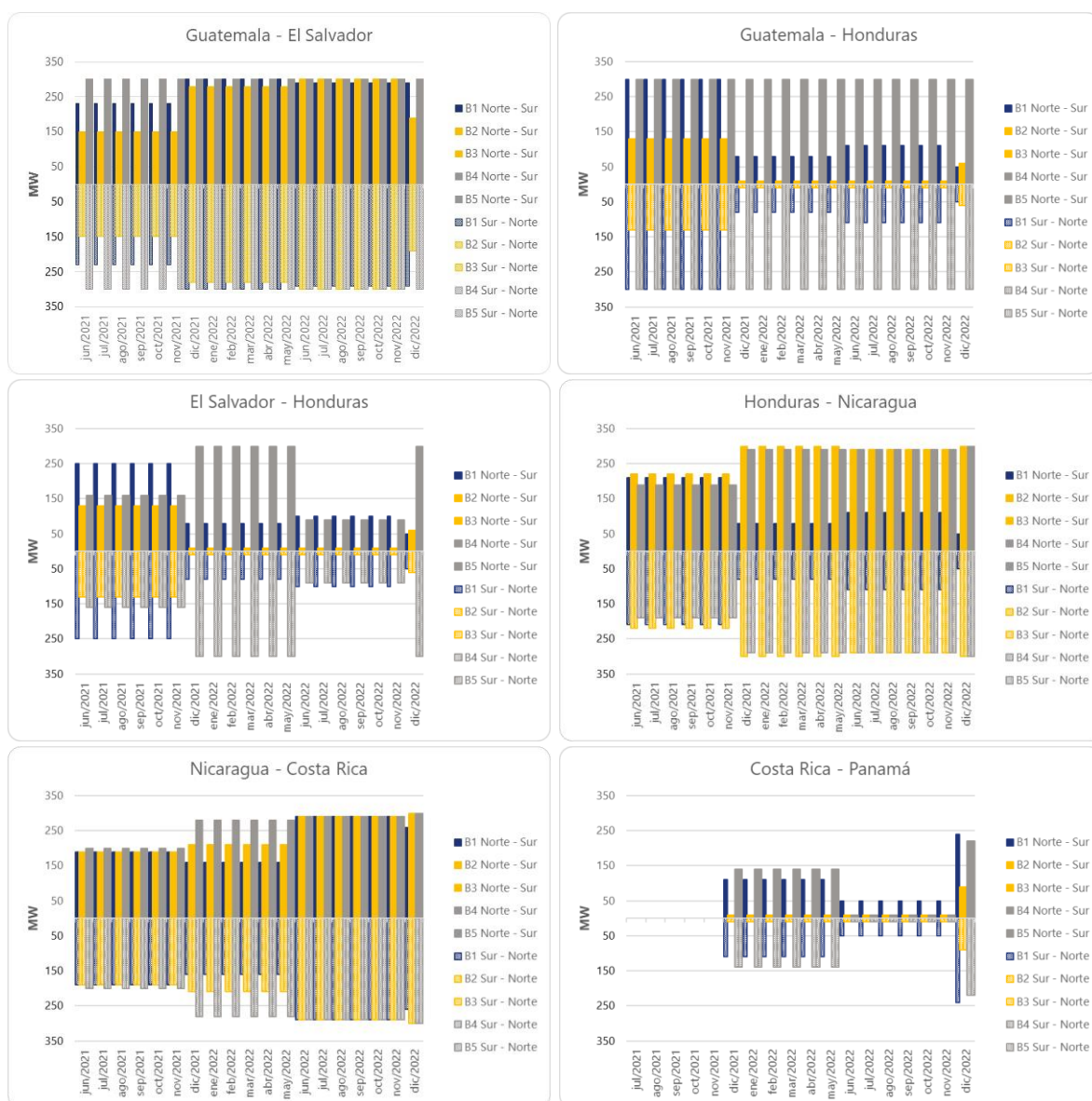
Es importante mencionar que, debido a la falta de registros de caudales históricos en varias estaciones hidrológicas modeladas en la base de datos, no fue posible utilizar el año 2012 como año semilla, siendo este un año más reciente, pero con un comportamiento similar al año 1996 en la metodología de años análogos.

### 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 9.** Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia regional jun/2021 – dic/2022.



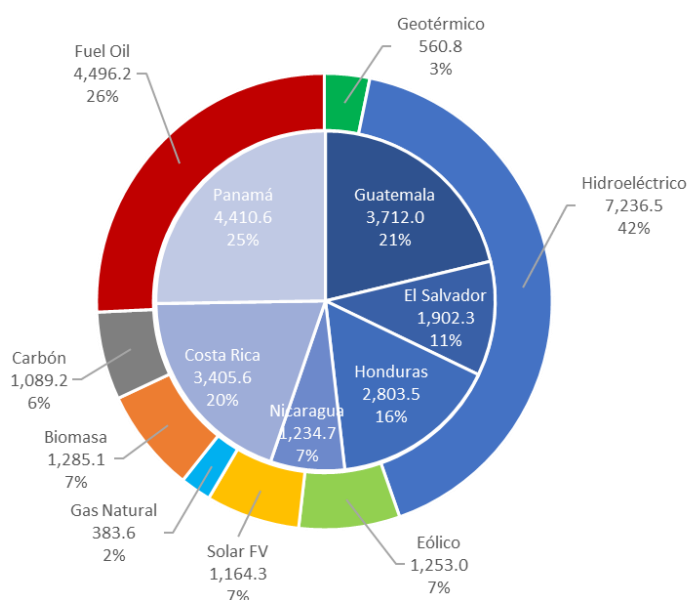
## 3. Estado del sistema

### 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 **17,468.7 MW**, de los cuales 41.4% corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.0% a termoeléctricas de combustibles fósiles, 7.4% a centrales de biomasa, 7.2% a centrales eólicas, 6.7% a centrales solares fotovoltaicas, 3.2% a geotérmicas y 2.2% a centrales de gas natural.

**Tabla 9.** 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.
Geotérmico	33.6	174.5	35.0	110.0	207.7		560.8
Hidroeléctrico	1,573.8	557.2	849.0	139.2	2,317.3	1,800.0	7,236.5
Eólico	102.5	50.0	240.3	186.6	403.6	270.0	1,253.0
Solar FV	80.0	204.0	506.6	12.0	21.4	340.2	1,164.3
Gas Natural	2.6					381.0	383.6
Biomasa	691.8	208.0	190.9	119.0	37.3	38.1	1,285.1
Carbón	513.4		142.8			433.0	1,089.2
Fuel Oil	714.3	708.7	838.9	667.9	418.3	1,148.2	4,496.2
<b>Total país</b>	<b>3,712.0</b>	<b>1,902.3</b>	<b>2,803.5</b>	<b>1,234.7</b>	<b>3,405.6</b>	<b>4,410.6</b>	<b>17,468.7</b>



**Figura 10.** Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.

## 3.2. Incorporaciones recientes

### 3.2.1. Proyectos de generación

Durante el primer semestre del año 2021 se incorporaron al sistema cinco proyectos de generación, conforme a la información reportada por los OS/OM, los cuales totalizan **294 MW** de capacidad adicional para el sistema, de estos, dos proyectos se encuentran en Honduras, destacando entre ellos la central hidroeléctrica Patuca 3 de 104 MW, mientras que la segunda es la central térmica Rentas Americanas de 30 MW, los tres proyectos restantes pertenecen al sistema de Panamá, siendo estos la Central Azucarero de Alanje de 30 MW que funciona a base de biomasa, y dos proyectos solares de 120 MW y 10 MW, denominados Solar Penonomé y EcoSol, respectivamente.

**Tabla 10.** Incorporación de proyectos de generación en los países de América Central durante el primer semestre del año 2021.

Sistema	Fuente	Proyecto	Fecha	Capacidad (MW)
Honduras	Hidroeléctrico	Patuca 3	ene/2021	104.0
	Fuel Oil	Rentas Americanas	jun/2021	30.0
Panamá	Biomasa	Central Azucarero de Alanje S.A.	ene/2021	30.0
	Solar FV	Solar Penonomé	ene/2021	120.0
	Solar FV	EcoSol	jun/2021	10.0
<b>Total</b>				<b>294.0</b>

### 3.2.2. Proyectos de transmisión

Con base en la información actualizada por los OSOM para la base de datos, se identifican seis modificaciones en el sistema de transmisión, las cuales fueron efectuadas durante el primer semestre del año 2021 en los sistemas de Guatemala, Nicaragua y Panamá.

**Tabla 11.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión de los países de América Central ejecutadas durante el primer semestre de 2021.

Sistema	Elemento	Nombre	Barra Origen	Barra Destino	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha	Modificación
Guatemala	Línea	La Vega - Barberena A	14038	14012	69	150	1/6/2021	Incorporación
	Línea	Los Esclavos – Barberena	1406	14012	69	83.8	1/6/2021	Incorporación
	Línea	Barberena - La Pastoría	14012	1439	69	83.8	1/6/2021	Incorporación
	Trafo	Deriv. A	1124	14038	230/69	150	1/6/2021	Incorporación
Nicaragua	Línea	La Vega	4330	4373	138	150	1/3/2021	Incorporación
Panamá	Línea	Rivas – Tola	6019	6115	115	132	1/1/2021	Incremento capac

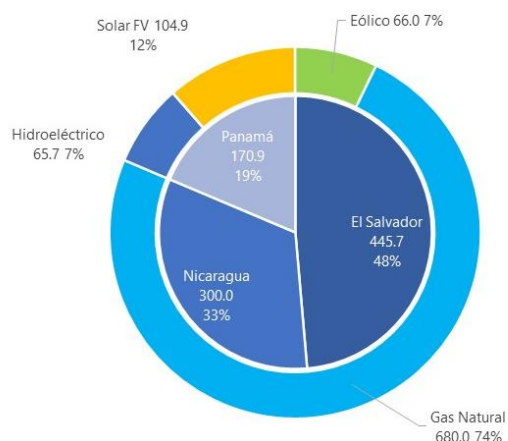
### 3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período junio 2021 a diciembre 2022

#### 3.3.1. Proyectos de generación

Las adiciones de generación previstas en los países del MER para el período de julio 2021 a diciembre 2022, 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 14 proyectos, los cuales totalizan **916.6 MW**.

**Tabla 12.** Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de julio 2021 a diciembre 2022, por país y tipo de recurso (MW).

Sistema	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
El Salvador	jul/2022	Gas Natural	Proyecto de Gas Natural	380.0
	ago/2022	Hidroeléctrico	3 de Febrero	65.7
Nicaragua	dic/2021	Gas Natural	Ciclo Combinado Gas Natural	300.0
Panamá	ago/2021	Eólico	Toabre Etapa 1	66.0
	oct/2021	Solar FV	Caoba Solar	10.0
	oct/2021	Solar FV	Cedro Solar	10.0
	oct/2021	Solar FV	Mayorca Solar	10.0
	oct/2021	Solar FV	Pese Solar	10.0
	ene/2022	Solar FV	Llano Sanchez	10.0
Panamá	ene/2022	Solar FV	RPM Solar Caizan 01	10.0
	ene/2022	Solar FV	Solar Esperanza	20.0
	jun/2022	Solar FV	Pedregalito Solar Power	10.0
	jun/2022	Solar FV	RPM Solar Caizan 02	10.0
	jul/2022	Solar FV	Panasolar II	5.0
<b>Total</b>				<b>916.6</b>



**Figura 11.** Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de julio 2021 a diciembre 2022, por país y tipo de recurso.

Adicionalmente, han sido informadas plantas que dejarán de formar parte de los parques generadores de los sistemas de Costa Rica y Panamá.

**Tabla 13.** Retiros de capacidad previstos para el período de julio 2021 a diciembre de 2022.

Sistema	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
Costa Rica	nov/2021	Hidroeléctrica	P.H. El Ángel	3.85
	nov/2021	Hidroeléctrica	P.H. Embalse	1.89
Panamá	dic/2022	Diésel	Bahía Las Minas - J. Brown G5	33.0
	dic/2022	Diésel	Bahía Las Minas - J. Brown G6	33.0
	dic/2022	Diésel	Bahía Las Minas 8	34.0
<b>Total</b>				<b>105.74</b>

### 3.3.2. Ampliaciones de transmisión

Las modificaciones previstas para la red de transmisión para el período de junio 2021 a diciembre 2022 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.

**Tabla 14.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Guatemala.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
ene/2022	Línea	1109	1793	Guate Sur - Incienso 230A	230	424	Incorporación
ene/2022	Línea	1841	1843	Huehuetenango - Chiantla 230A	230	424	Incorporación

**Tabla 15.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de El Salvador.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
feb/2022	Trafo	24481	27481	Talnique	46/115	100	Incremento capacidad
jun/2022	Trafo	27431	22431	San Martín	115/23	75	Incorporación
jul/2022	Línea	28161	28132	Ahuachapán – EDP	230	396	Incorporación
jul/2022	Línea	28161	28132	Ahuachapán – EDP	230	396	Incorporación
jul/2022	Trafo	28132	29006	Energía del Pacífico T01	230/115	250	Incorporación
jul/2022	Trafo	28132	29007	Energía del Pacífico T02	230/115	250	Incorporación
ago/2022	Línea	27181	27601	15 Septiembre - 3 Febrero	115	130	Incorporación
dic/2022	Línea	27171	27371	Cerrón Grande - Nejapa	115	260	Seccionamiento
dic/2022	Línea	27361	27481	San Antonio Abad – Talnique	115	260	Seccionamiento
dic/2022	Línea	27421	27441	Nuevo Cuscatlán – Ateos	115	260	Seccionamiento
dic/2022	Línea	27171	27531	Cerrón Grande – Chalate	115	130	Incorporación
dic/2022	Línea	27361	27551	San Antonio - Volcán	115	260	Incorporación
dic/2022	Línea	27421	27551	Nuevo Cuscatlán – Volcán	115	260	Incorporación

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
dic/2022	Línea	27441	27551	Ateos – Volcán	115	260	Incorporación
dic/2022	Línea	27481	27551	Talnique – Volcán	115	410	Incorporación
dic/2022	Línea	27371	27561	Nejapa – Apopa	115	260	Incorporación
dic/2022	Línea	27171	27561	Cerrón Grande – Apopa	115	260	Incorporación
dic/2022	Trafo	27551	22541	Volcán	115/23	75	Incorporación
dic/2022	Trafo	27531	24561	Chalatenango	115/46	50	Incorporación
dic/2022	Trafo	27561	22551	Apopa	115/23	75	Incorporación

**Tabla 16.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Nicaragua.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
oct/2021	Línea	4401	4406	Los Brasiles – Ticuantepe	230	318	Incremento capac
oct/2021	Línea	4404	4406	Masaya – Ticuantepe	230	318	Incremento capac
oct/2021	Línea	4750	4803	Amayo – Eolo	230	318	Incremento capac
oct/2021	Línea	4419	4402	Mateare I – Sandino	230	318	Incremento capac
oct/2021	Línea	4402	4403	Sandino - León I	230	318	Incremento capac
dic/2021	Línea	4401	4420	Los Brasiles - San Benito	230	374	Incorporación
dic/2021	Línea	4417	4420	Terrabona - San Benito	230	374	Incorporación
dic/2021	Línea	4420	4422	San Benito – Boaco	230	374	Incorporación
dic/2021	Línea	4407	4403	Frontera Honduras - León I	230	374	Incremento capac
dic/2021	Línea	4750	4408	Amayo - Frontera Costa Rica	230	374	Incremento capac
ene/2022	Trafo	4417	49020	Terrabona AT1	230/138	120	Incorporación
mar/2022	Línea	4213	4214	Deriv. Montefresco - Deriv. Puenton	69	33	Retiro
mar/2022	Línea	4324	4331	Planta Centroamérica – Sebaco	138	60	Retiro
mar/2022	Línea	4325	4340	Periodista – Ticuantepe	138	134	Retiro
mar/2022	Línea	4333	4386	San Rafael del Sur - Villa El Carmen	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4353	4356	La Dalia – Waslala	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4352	4399	Ocotol - Santa Clara	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4308	4324	Jinotega - Planta Centroamérica	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4308	4331	Jinotega – Sebaco	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4383	4325	Central – Periodista	138	134	Incorporación
mar/2022	Línea	4340	4383	Ticuantepe – Central	138	150	Incorporación
mar/2022	Trafo	4237	4337	Yalagüina	69/138	10	Retiro
mar/2022	Trafo	4406	49024	TCP-AT3	230/138	71.3	Incorporación
mar/2022	Trafo	4422	49023	Boaco T1	230/138	120	Incorporación

**Tabla 17.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Costa Rica.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
dic/2021	Línea	53004	53304	La Caja - El Coco 138	138	190	Incremento capac
dic/2021	Línea	53204	53004	Garita - La Caja 138	138	190	Incremento capac
dic/2021	Línea	53204	53304	Garita - El coco 138	138	190	Incremento capac
sep/2022	Línea	50054	50604	Cañas - Filadelfia 138	138	200	Incremento capac
sep/2022	Línea	50504	50604	Guayabal - Filadelfia 138	138	200	Incremento capac

**Tabla 18.** Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Panamá.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
ene/2022	Línea	6002	6055	Panamá - Monte Oscuro	115	109	Incorporación
ene/2022	Línea	6018	6703	Cáceres - Bella Vista	115	140	Incorporación
ene/2022	Trafo	6840	6841	Panamá III T4	230/115	175	Incorporación
ene/2022	Trafo	6840	6841	Panamá III T5	230/115	175	Incorporación
ene/2022	Trafo	6702	6703	Bella Vista T1	230/115	175	Incorporación
ene/2022	Trafo	6702	6703	Bella Vista T2	230/115	175	Incorporación
ago/2022	Línea	6008	6460	Llano Sanchez - El Coco	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6008	6460	Llano Sanchez - El Coco	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6008	6520	LSanchez - San Bartolo	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6008	6520	LSanchez - San Bartolo	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga A	230	505	Incremento capac
ago/2022	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga B	230	505	Incremento capac
sep/2022	Línea	6003	6713	Panamá 2 - Burunga A	230	279	Seccionamiento
sep/2022	Línea	6003	6713	Panamá 2 - Burunga B	230	279	Seccionamiento
sep/2022	Línea	6001	6840	Panamá - Panamá 3A	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6001	6840	Panamá - Panamá 3B	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6840	Panamá 2 - Panamá 3A	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6840	Panamá 2 - Panamá 3B	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá 3A	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá 3B	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3A	230	247	Incorporación
sep/2022	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá 3B	230	247	Incorporación
sep/2022	Línea	6713	6840	Burunga - Panamá 3A	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6713	6840	Burunga - Panamá 3B	230	505	Incorporación
sep/2022	Línea	6801	6808	Sabanitas - Costa Norte A	230	770	Incorporación
sep/2022	Línea	6801	6808	Sabanitas - Costa Norte B	230	770	Incorporación
sep/2022	Línea	6801	6840	Sabanitas - Panamá 3A	230	1000	Incorporación
sep/2022	Línea	6801	6840	Sabanitas - Panamá 3B	230	1000	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6801	Panamá II - Sabanitas A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6801	Panamá II - Sabanitas B	230	500	Incorporación

## 4. Resultados

### 4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

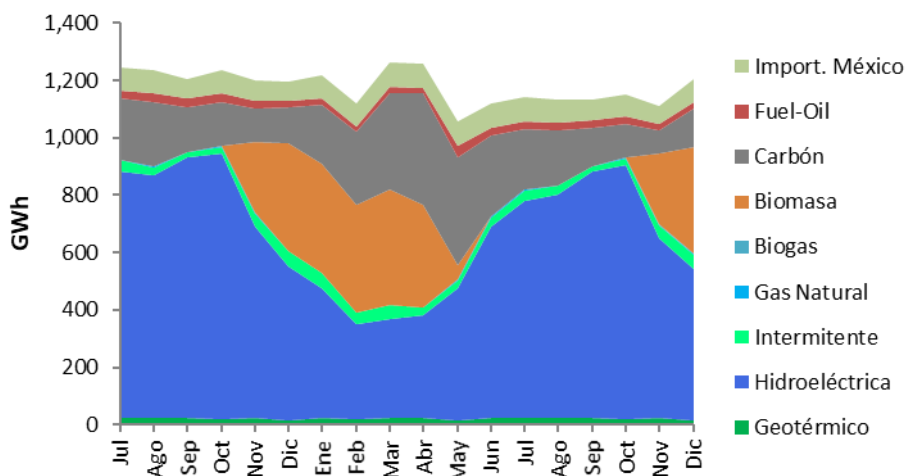
#### 4.1.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Guatemala estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción promedio de 57.76%, seguido por la producción de centrales termoeléctricas con una proporción de 31.0%, mientras que la generación intermitente (eólicas y solares) se estima en una proporción de 2.94% y la producción geotérmica con una proporción de 1.81%. Adicionalmente el sistema de Guatemala importa energía desde México proveniente de la central de gas natural Energía del Caribe, cuya energía corresponde a una proporción de 6.49%.

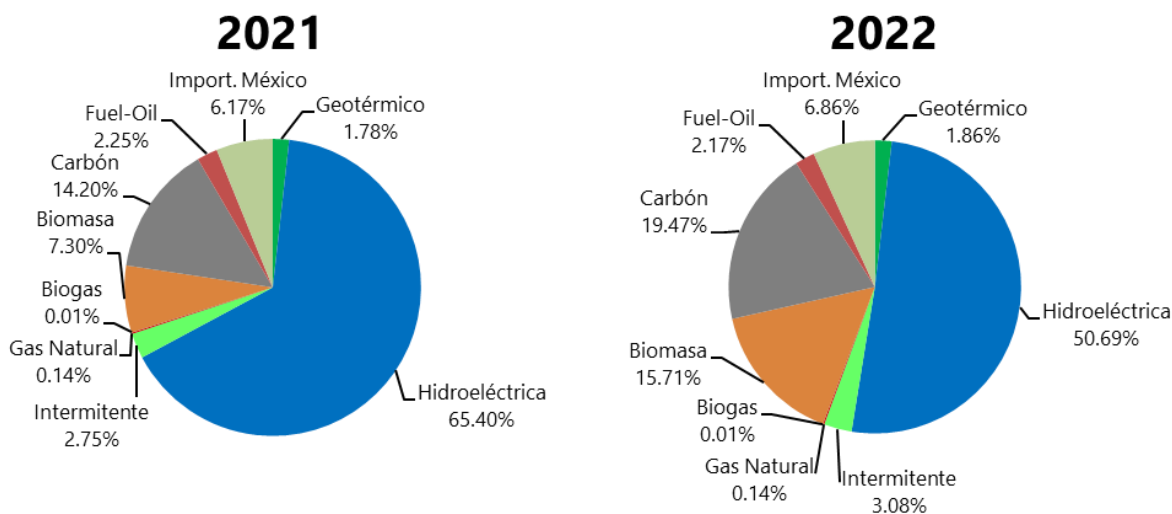
La energía estimada para el sistema guatemalteco totaliza **7,316.6 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **13,907.9 GWh** en el año 2022.

**Tabla 19.** Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Gas Natural	Biogas	Biomasa	Carbón	Fuel-Oil	Import. México	Total
2021	7	24.2	860.4	37.3	1.9	0.0	0.0	212.6	25.8	84.5	1,246.7
2021	8	24.2	843.2	29.6	1.8	0.1	0.0	226.0	29.7	82.2	1,236.8
2021	9	23.4	907.3	16.9	1.6	0.3	0.0	157.0	29.7	66.7	1,202.9
2021	10	17.3	928.9	23.5	1.8	0.3	0.0	150.6	34.9	77.4	1,234.5
2021	11	23.1	666.5	46.5	1.8	0.2	249.2	116.6	25.1	69.3	1,198.2
2021	12	16.3	537.2	51.1	1.1	0.1	374.4	127.4	23.0	67.0	1,197.5
<b>Jul-Dic 2021</b>		<b>128.6</b>	<b>4,743.5</b>	<b>204.9</b>	<b>9.8</b>	<b>0.9</b>	<b>623.7</b>	<b>990.2</b>	<b>168.0</b>	<b>447.1</b>	<b>7,316.6</b>
2022	1	23.9	452.9	51.4	1.5	0.1	380.0	207.2	22.3	78.8	1,218.0
2022	2	20.7	328.4	41.8	1.6	0.1	372.0	255.7	20.0	78.2	1,118.5
2022	3	24.2	345.6	47.2	1.9	0.1	403.1	333.6	21.0	86.7	1,263.3
2022	4	22.3	361.1	25.3	1.8	0.2	355.1	389.4	20.0	83.9	1,259.0
2022	5	16.0	461.6	26.9	1.9	0.3	50.3	374.3	40.0	86.7	1,058.0
2022	6	23.1	669.1	30.4	1.7	0.2	0.0	284.4	27.4	82.8	1,119.0
2022	7	24.2	754.9	37.4	1.6	0.0	0.0	212.9	24.0	85.2	1,140.2
2022	8	24.2	779.3	29.7	1.6	0.1	0.0	191.1	25.3	82.5	1,133.9
2022	9	23.4	858.9	17.0	1.3	0.3	0.0	133.8	26.4	69.9	1,131.1
2022	10	17.3	887.7	23.4	1.4	0.3	0.0	117.2	28.1	73.9	1,149.2
2022	11	23.1	625.5	47.1	1.3	0.2	249.3	78.1	24.8	62.8	1,112.0
2022	12	16.3	525.1	51.3	1.8	0.1	374.5	130.7	23.0	82.9	1,205.7
<b>2022</b>		<b>258.8</b>	<b>7,050.1</b>	<b>428.8</b>	<b>19.5</b>	<b>1.7</b>	<b>2,184.4</b>	<b>2,708.3</b>	<b>302.2</b>	<b>954.2</b>	<b>13,907.9</b>



**Figura 12.** Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).



**Figura 13.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.



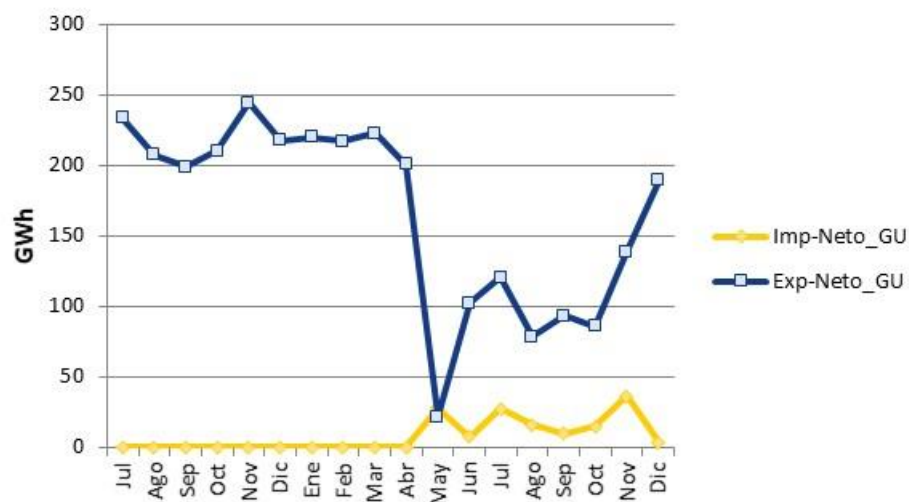


## 4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan 1,312.5 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 1,690.9 GWh en el año 2022, en tanto que las importaciones totalizan 0.1 GWh de julio a diciembre de 2021 y 142.4 GWh en el año 2022. Es importante notar las potenciales importaciones en Guatemala desde el MER ocurren en los meses de la época lluviosa, mientras que las exportaciones son mayores en los meses de la época de verano.

**Tabla 20.** Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2021	Jul	0.0	233.4
2021	Ago	0.1	207.6
2021	Sep	0.0	199.0
2021	Oct	0.0	210.3
2021	Nov	0.0	244.3
2021	Dic	0.0	218.0
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>0.1</b>	<b>1,312.5</b>
2022	Ene	0.0	220.2
2022	Feb	0.0	216.9
2022	Mar	0.0	222.8
2022	Abr	0.1	200.8
2022	May	28.1	21.5
2022	Jun	7.3	102.5
2022	Jul	27.0	120.2
2022	Ago	15.9	78.6
2022	Sep	9.5	93.4
2022	Oct	14.9	86.1
2022	Nov	36.2	138.4
2022	Dic	3.5	189.5
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>142.4</b>	<b>1,690.9</b>



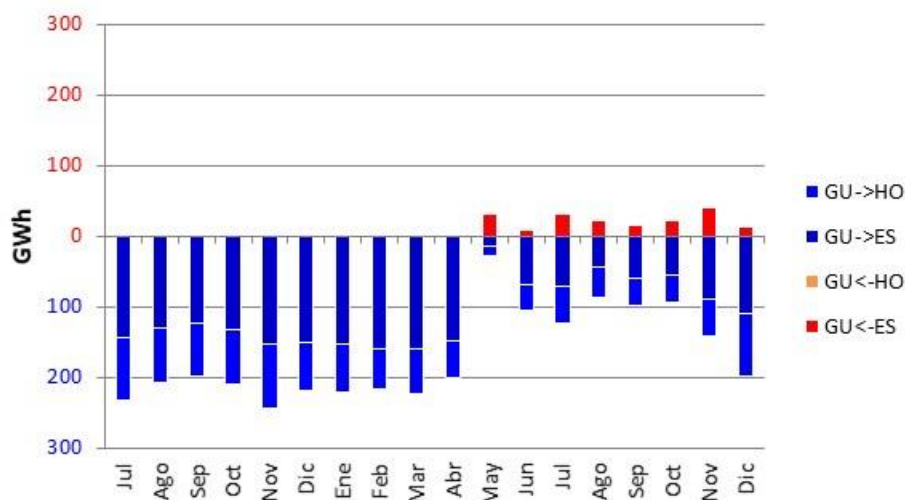
**Figura 14.** Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER.

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. 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.

Los flujos de los intercambios resultan mayormente por medio de las interconexiones con El Salvador, tanto en las exportaciones como en las importaciones, con proporciones de 64.5% y 97.8% respectivamente.

**Tabla 21.** Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Honduras
2021	Jul	143.9	89.5	0.0	0.0
2021	Ago	129.3	78.5	0.3	0.0
2021	Sep	123.8	75.5	0.3	0.0
2021	Oct	132.9	77.8	0.2	0.1
2021	Nov	152.9	91.3	0.0	0.0
2021	Dic	150.8	67.2	0.0	0.0
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>833.6</b>	<b>479.8</b>	<b>0.7</b>	<b>0.2</b>
2022	Ene	153.3	67.0	0.0	0.0
2022	Feb	159.9	57.0	0.0	0.0
2022	Mar	159.3	63.5	0.0	0.0
2022	Abr	149.0	52.0	0.3	0.0
2022	May	13.4	13.7	30.8	2.9
2022	Jun	68.8	36.4	9.3	0.8
2022	Jul	71.3	52.4	30.5	0.0
2022	Ago	44.8	41.2	23.3	0.0
2022	Sep	60.7	38.1	14.9	0.0
2022	Oct	55.1	37.6	21.4	0.1
2022	Nov	88.5	53.4	39.7	0.0
2022	Dic	109.9	88.6	12.4	0.0
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>1,133.9</b>	<b>600.9</b>	<b>182.4</b>	<b>3.9</b>



**Figura 15.** Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras.

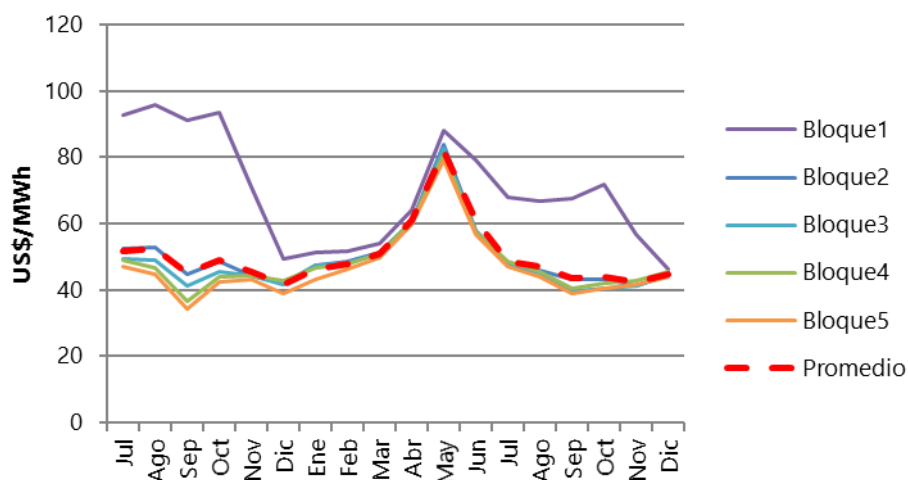


### 4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Guatemala resultan en valores promedio ponderados de **47.48 US\$/MWh** de julio a diciembre de 2021 y **51.63 US\$/MWh** en el año 2022, siendo el bloque de máxima demanda el que resulta con los mayores costos, los cuales varían entre 49.54 y 95.83 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 46.28 y 88.19 US\$/MWh en el año 2022. Los menores costos se presentan en el bloque 5 que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 34.4 y 47.09 US\$/MWh en el año 2021, y entre 38.7 y 79.13 US\$/MWh en el año 2022.

**Tabla 22.** Costo marginal por bloque para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

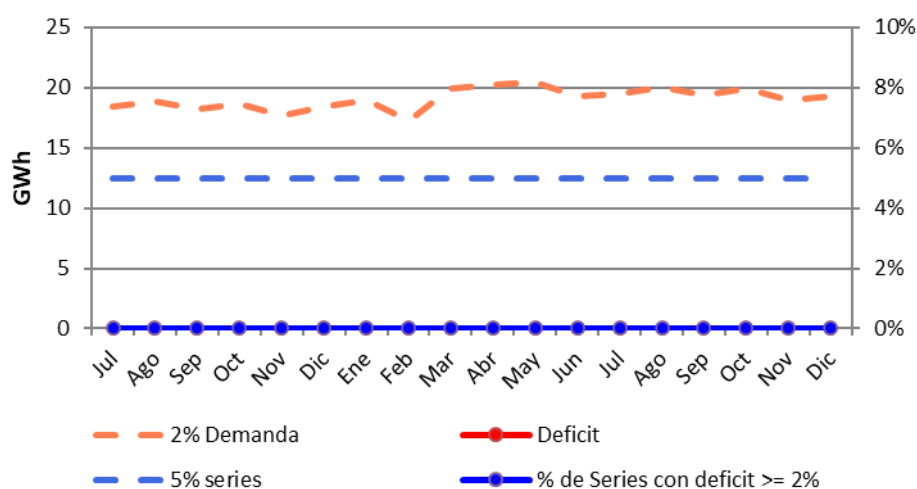
Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	92.6	52.44	49.48	48.9	47.09	51.54
2021	Ago	95.83	53.03	48.93	46.7	44.84	52.42
2021	Sep	91.06	44.57	41.31	36.51	34.4	45.16
2021	Oct	93.56	48.4	45.57	43.74	42.24	48.88
2021	Nov	71.09	44.22	44.19	44.17	43.17	45.41
2021	Dic	49.54	41.92	41.77	42.63	38.74	41.44
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>82.28</b>	<b>47.43</b>	<b>45.21</b>	<b>43.78</b>	<b>41.75</b>	<b>47.48</b>
2022	Ene	51.23	47.4	47.33	46.81	43.18	46.27
2022	Feb	51.8	48.66	48.38	47.87	46.32	47.99
2022	Mar	53.92	51.28	50.95	51.01	49.81	51.03
2022	Abr	64.22	60.68	59.91	60.66	59.8	60.82
2022	May	88.19	83.73	82.81	80.92	79.13	82.04
2022	Jun	79.33	57.79	57.25	57.65	56.78	60.91
2022	Jul	67.93	47.71	47.31	48.55	47.06	48.61
2022	Ago	66.99	46	45.03	45.49	44.08	46.9
2022	Sep	67.77	43.1	39.67	40.39	38.7	43.58
2022	Oct	71.77	43.24	40.46	42.01	40.34	43.87
2022	Nov	56.76	41.17	41.03	42.8	41.79	42.44
2022	Dic	46.28	44.85	44.49	45.67	44.02	44.77
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>63.85</b>	<b>51.3</b>	<b>50.39</b>	<b>50.82</b>	<b>49.25</b>	<b>51.63</b>



**Figura 16.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Guatemala.

#### 4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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



**Figura 17.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Guatemala.



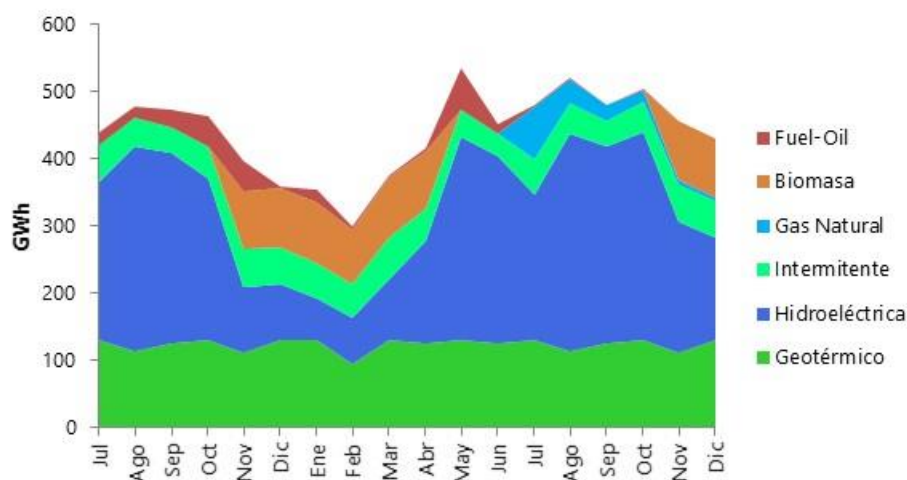
## 4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

### 4.2.1. Despacho de energía

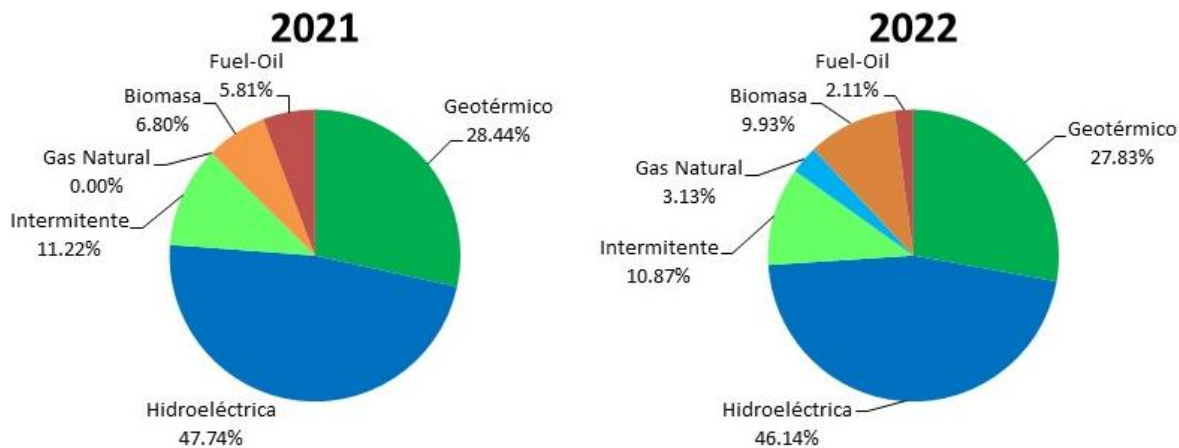
El despacho de energía del sistema de El Salvador estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con proporciones promedio de 46.94%, seguido de generación geotérmica con proporción de 28.13%, mientras que la generación termoeléctrica se estima en una proporción de 13.89% y generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) con una proporción de 11.04%. El despacho totaliza **2,610.8 GWh** en el segundo semestre de 2021 y **5,307.8 GWh** en el año 2022.

**Tabla 23.** Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Gas Natural	Biomasa	Carbón	Fuel-Oil	Total
2021	Jul	129.8	237.3	53.0	0.0	0.0	0.0	19.5	439.5
2021	Ago	114.9	302.7	45.0	0.0	0.0	0.0	16.5	479.2
2021	Sep	125.7	283.3	38.6	0.0	0.0	0.0	25.5	473.0
2021	Oct	129.8	242.0	46.5	0.0	0.0	0.0	45.0	463.4
2021	Nov	112.3	97.0	56.2	0.0	87.3	0.0	44.1	397.0
2021	Dic	129.8	84.0	53.7	0.0	90.2	0.0	1.0	358.7
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>742.4</b>	<b>1,246.3</b>	<b>292.9</b>	<b>0.0</b>	<b>177.6</b>	<b>0.0</b>	<b>151.6</b>	<b>2,610.8</b>
2022	Ene	129.8	61.4	54.6	0.0	90.2	0.0	18.7	354.9
2022	Feb	93.7	69.9	49.6	0.0	81.5	0.0	4.1	298.8
2022	Mar	129.8	92.0	60.1	0.0	90.2	0.0	3.1	375.4
2022	Abr	125.7	153.0	46.3	0.0	87.3	0.0	4.6	416.9
2022	May	129.8	303.6	39.4	0.0	0.0	0.0	62.0	534.8
2022	Jun	125.7	277.8	34.7	0.0	0.0	0.0	14.4	452.6
2022	Jul	129.8	217.8	52.9	77.9	0.0	0.0	1.0	479.4
2022	Ago	114.9	322.7	44.6	37.6	0.0	0.0	1.0	520.8
2022	Sep	125.7	292.2	38.8	23.3	0.0	0.0	1.2	481.2
2022	Oct	129.8	309.8	46.8	16.7	0.0	0.0	1.6	504.9
2022	Nov	112.3	194.6	55.6	6.6	87.3	0.0	0.0	456.5
2022	Dic	129.8	154.0	53.3	4.3	90.2	0.0	0.0	431.6
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>1,477.0</b>	<b>2,448.9</b>	<b>576.9</b>	<b>166.3</b>	<b>526.9</b>	<b>0.0</b>	<b>111.8</b>	<b>5,307.8</b>



**Figura 18.** Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).



**Figura 19.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

## 4.2.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones e importaciones en el MER estimadas para El Salvador muestran que este sistema tiene mayor tendencia de importador con una proporción de 83.9% respecto del 16.1% de las exportaciones. Las importaciones netas de El Salvador totalizan 407.4 GWh en el período de julio a diciembre de 2021 y 915.2 GWh en el año 2022, en tanto que las exportaciones netas de este sistema totalizan 37.4 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 215.5 GWh en el año 2022.

**Tabla 24.** Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Etapas	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2021	Jul	65.2	4.7
2021	Ago	45.1	11.8
2021	Sep	33.2	11.9
2021	Oct	51.0	8.4
2021	Nov	80.3	0.7
2021	Dic	132.6	0.0
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>407.4</b>	<b>37.4</b>
2022	Ene	134.0	0.0
2022	Feb	146.2	0.0
2022	Mar	140.1	0.0
2022	Abr	109.5	0.4
2022	May	22.0	27.8
2022	Jun	60.3	11.7
2022	Jul	53.3	29.7
2022	Ago	30.6	34.7
2022	Sep	41.3	25.5
2022	Oct	37.2	32.5
2022	Nov	62.7	38.2
2022	Dic	78.1	14.9
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>915.2</b>	<b>215.5</b>



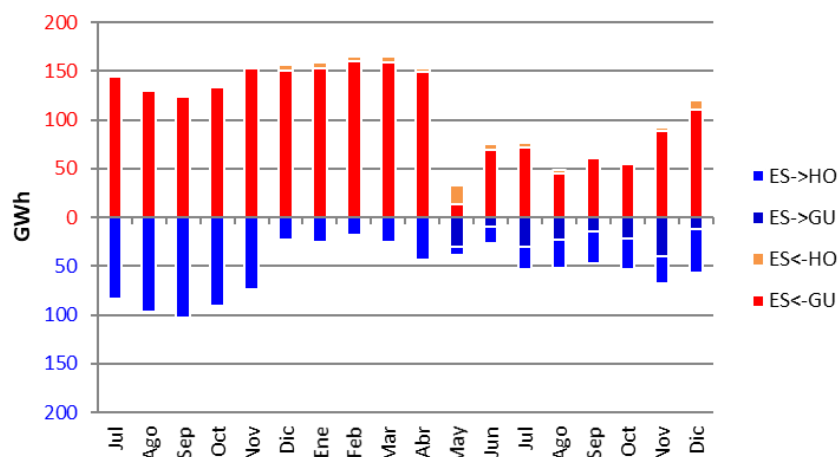


**Figura 20.** Exportaciones e Importaciones netas de El Salvador en el MER.

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. Se observa que las importaciones del sistema salvadoreño son mayores por medio de las interconexiones con el sistema de Guatemala, con una proporción de 96%, mientras que las exportaciones ocurren con una proporción del 81.29% a través de las interconexiones con el sistema hondureño.

**Tabla 25.** Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras (GW).

Año	Etapas	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia Honduras	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde Honduras
2021	Jul	0.0	83.8	143.9	0.4
2021	Ago	0.3	96.1	129.3	0.5
2021	Sep	0.3	102.3	123.8	0.1
2021	Oct	0.2	90.6	132.9	0.5
2021	Nov	0.0	73.5	152.9	0.2
2021	Dic	0.0	23.5	150.8	5.3
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>0.7</b>	<b>469.8</b>	<b>833.6</b>	<b>7.0</b>
2022	Ene	0.0	25.0	153.3	5.7
2022	Feb	0.0	18.7	159.9	5.0
2022	Mar	0.0	24.9	159.3	5.7
2022	Abr	0.3	43.3	149.0	3.7
2022	May	30.8	8.0	13.4	19.6
2022	Jun	9.3	17.9	68.8	6.9
2022	Jul	30.5	22.7	71.3	5.4
2022	Ago	23.3	29.4	44.8	3.6
2022	Sep	14.9	32.1	60.7	2.1
2022	Oct	21.4	31.4	55.1	2.4
2022	Nov	39.7	28.6	88.5	4.2
2022	Dic	12.4	44.2	109.9	9.9
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>182.4</b>	<b>326.0</b>	<b>1,133.9</b>	<b>74.1</b>



**Figura 21.** Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras.

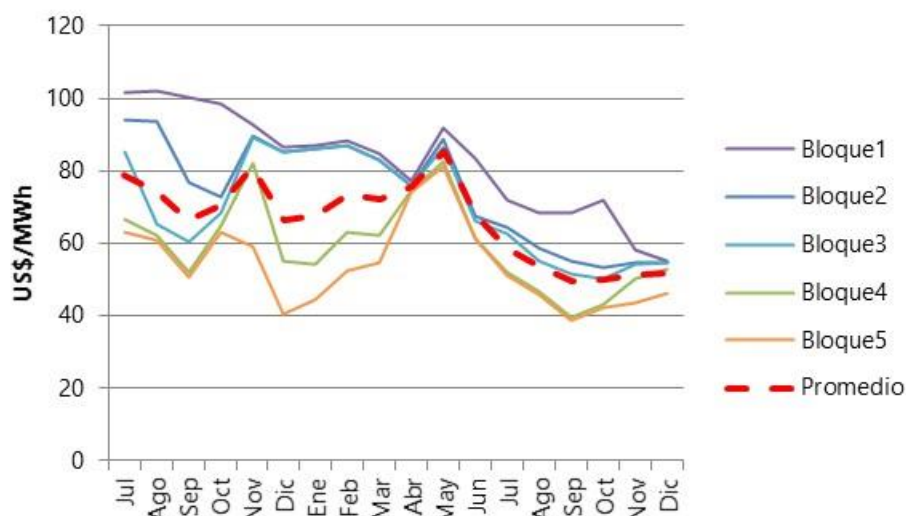


### 4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de El Salvador resultan en valores promedio ponderados de **72.90 US\$/MWh** en de julio a diciembre de 2021 y **62.96 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 86.31 y 102.16 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 54.93 y 91.95 US\$/MWh en el año 2022. Los menores costos se presentan en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 40.41 y 63.23 US\$/MWh entre julio y diciembre 2021, y entre 38.84 y 81.22 US\$/MWh en el año 2022.

**Tabla 26.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador (US\$/MWh).

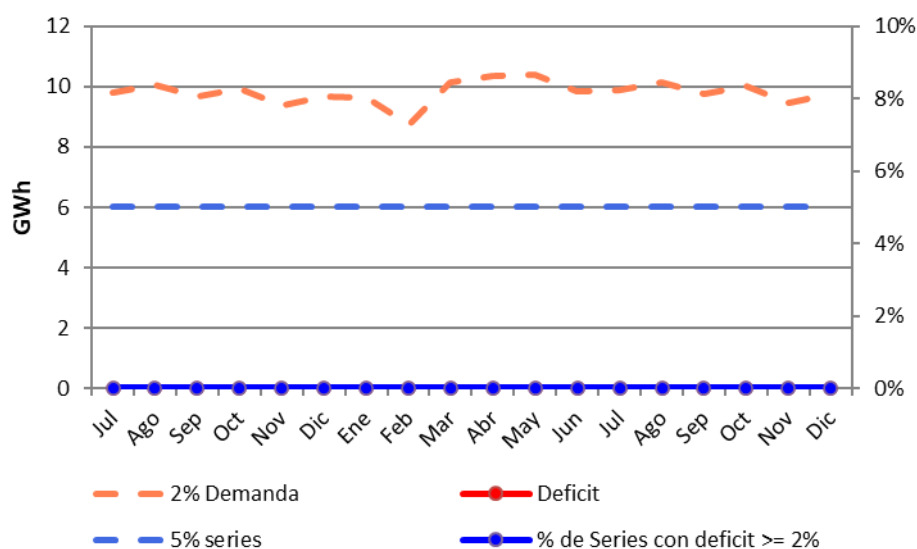
Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	101.6	93.87	85.24	66.68	62.92	78.73
2021	Ago	102.16	93.62	65.06	62.24	60.76	74.5
2021	Sep	100.22	76.85	60.42	52.19	50.66	66.26
2021	Oct	98.51	72.84	68.58	64.66	63.23	70.33
2021	Nov	92.54	89.48	89.36	82.22	59.23	81.03
2021	Dic	86.31	85.16	84.99	54.91	40.41	66.52
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>96.89</b>	<b>85.30</b>	<b>75.61</b>	<b>63.82</b>	<b>56.20</b>	<b>72.90</b>
2022	Ene	86.86	86.05	85.9	54.16	44.48	67.51
2022	Feb	88.45	87.06	86.89	63.2	52.24	73.55
2022	Mar	84.55	83.17	82.9	61.98	54.56	72.2
2022	Abr	77.34	75.99	75.7	74.73	74.3	75.59
2022	May	91.95	88.72	86.6	82.56	81.22	85.31
2022	Jun	83.23	67.47	66.31	61.51	61.19	67.58
2022	Jul	71.79	64.3	62.81	52.08	50.98	58.37
2022	Ago	68.58	58.55	55.1	46.54	45.97	53.52
2022	Sep	68.49	55.05	51.66	39.72	38.84	49.65
2022	Oct	72.01	53.11	50.43	42.97	42.46	49.86
2022	Nov	58.08	54.59	54.32	50.12	43.49	51.23
2022	Dic	54.93	54.6	54.44	52.78	46.11	51.9
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>75.52</b>	<b>69.06</b>	<b>67.76</b>	<b>56.86</b>	<b>52.99</b>	<b>62.96</b>



**Figura 22.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador.

#### 4.2.4. 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 23.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de El Salvador.



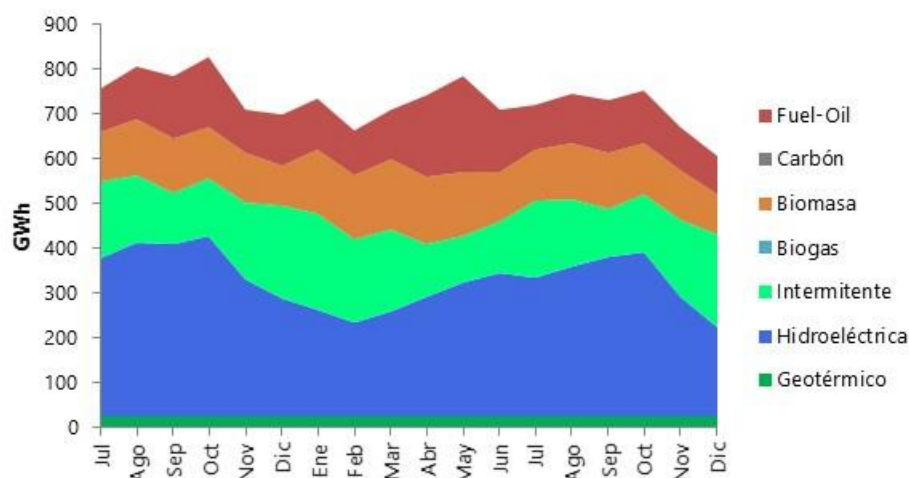
## 4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

### 4.3.1. Despacho de energía

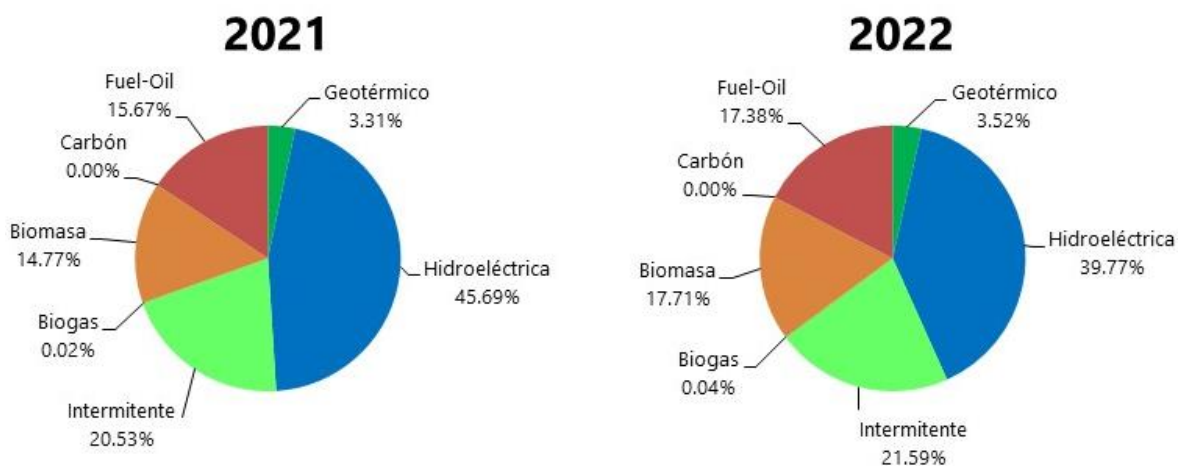
El despacho de energía del sistema de Honduras estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción de 42.73%, seguido de la generación con termoeléctricas con una proporción de 32.80%, mientras que la generación intermitente (eólica y solar) se estima en una proporción de 21.06% y generación geotérmica con una proporción de 3.41%. El despacho totaliza **4,589.7 GWh** julio a diciembre de 2021 y **8,574.2 GWh** en el año 2022.

**Tabla 27.** Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Biogas	Biomasa	Carbón	Fuel-Oil	Total
2021	Jul	25.6	350.7	171.8	0.0	113.4	0.0	95.5	757.0
2021	Ago	25.6	387.7	149.6	0.1	125.9	0.0	118.3	807.2
2021	Sep	24.8	386.9	111.7	0.1	123.8	0.0	139.7	786.8
2021	Oct	25.6	401.9	129.8	0.2	115.0	0.0	156.6	829.3
2021	Nov	24.8	306.7	171.8	0.4	109.9	0.0	96.3	710.0
2021	Dic	25.6	263.3	207.5	0.2	89.9	0.0	112.9	699.4
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>151.9</b>	<b>2,097.2</b>	<b>942.2</b>	<b>1.0</b>	<b>678.0</b>	<b>0.0</b>	<b>719.3</b>	<b>4,589.7</b>
2022	Ene	25.6	238.8	212.2	0.2	142.5	0.0	115.9	735.2
2022	Feb	23.1	213.6	183.3	0.3	142.1	0.0	100.5	662.9
2022	Mar	25.6	236.2	181.2	0.5	157.1	0.0	110.1	710.6
2022	Abr	24.8	266.1	120.4	0.5	148.8	0.0	181.0	741.6
2022	May	25.6	298.5	105.1	0.4	140.4	0.0	214.2	784.2
2022	Jun	24.8	319.8	115.2	0.3	109.4	0.0	139.3	708.7
2022	Jul	25.6	311.2	170.9	0.0	113.4	0.0	100.8	721.8
2022	Ago	25.6	336.1	147.2	0.1	125.9	0.0	111.0	745.9
2022	Sep	24.8	355.4	109.7	0.1	123.8	0.0	117.1	730.9
2022	Oct	25.6	368.0	126.8	0.2	115.0	0.0	118.1	753.7
2022	Nov	24.8	268.6	170.8	0.4	109.9	0.0	97.8	672.3
2022	Dic	25.6	198.0	208.1	0.2	89.9	0.0	84.5	606.4
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>301.4</b>	<b>3,410.3</b>	<b>1,851.0</b>	<b>3.3</b>	<b>1,518.2</b>	<b>0.0</b>	<b>1,490.2</b>	<b>8,574.2</b>



**Figura 24.** Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.



**Figura 25.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

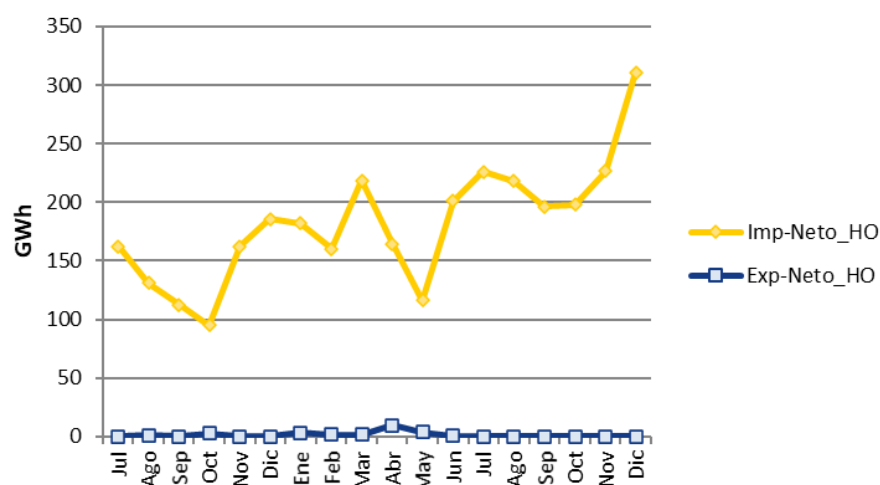
#### 4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, el sistema hondureño resulta como un importador neto en el MER, debido que las exportaciones representan un 99.25% con respecto a las importaciones. Las importaciones netas de Honduras totalizan 849.2 GWh

entre julio y diciembre de 2021 y 2,419.4 GWh en el año 2022, mientras que las exportaciones netas totalizan 4.8 GWh entre julio a diciembre de 2021 y 20 GWh en el año 2022.

**Tabla 28.** Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER (GWh).

Año	Etap	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Jul	0.3	162.5
2021	Ago	1.0	131.1
2021	Sep	0.3	112.5
2021	Oct	2.9	94.8
2021	Nov	0.1	162.5
2021	Dic	0.3	185.9
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>4.8</b>	<b>849.2</b>
2022	Ene	3.0	182.0
2022	Feb	1.6	160.2
2022	Mar	1.8	218.8
2022	Abr	9.4	164.3
2022	May	3.6	116.4
2022	Jun	0.5	201.0
2022	Jul	0.0	226.3
2022	Ago	0.0	218.2
2022	Sep	0.1	196.6
2022	Oct	0.0	197.8
2022	Nov	0.0	226.8
2022	Dic	0.0	311.1
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>20.0</b>	<b>2,419.4</b>



**Figura 26.** Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER.



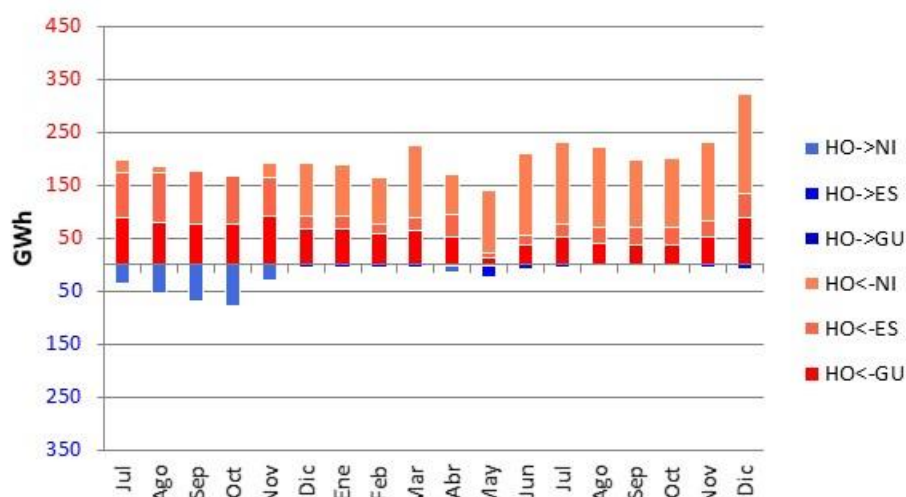
Los intercambios del sistema hondureño en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Las importaciones de este sistema resultan en una proporción de 48.12% a través de las interconexiones con Nicaragua, y proporciones de 29.88% y 22% por medio de las interconexiones de Guatemala y El Salvador, respectivamente.

Con relación a las exportaciones, se observa que las mismas ocurren con una proporción de 77.19% por medio de las interconexiones con Nicaragua, mientras que por medio de las interconexiones con Guatemala y El Salvador resultan con proporciones de 1.09% y 21.73%, respectivamente.

**Tabla 29.** Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

Año	Etapas	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua
2021	Jul	0.0	0.4	34.4	89.5	83.8	23.7
2021	Ago	0.0	0.5	54.2	78.5	96.1	10.2
2021	Sep	0.0	0.1	68.3	75.5	102.3	2.7
2021	Oct	0.1	0.5	77.3	77.8	90.6	1.5
2021	Nov	0.0	0.2	28.5	91.3	73.5	26.4
2021	Dic	0.0	5.3	0.7	67.2	23.5	100.8
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>0.2</b>	<b>7.0</b>	<b>263.4</b>	<b>479.8</b>	<b>469.8</b>	<b>165.3</b>
2022	Ene	0.0	5.7	3.5	67.0	25.0	96.2
2022	Feb	0.0	5.0	2.0	57.0	18.7	90.0
2022	Mar	0.0	5.7	1.8	63.5	24.9	136.1
2022	Abr	0.0	3.7	11.4	52.0	43.3	74.7
2022	May	2.9	19.6	4.8	13.7	8.0	118.4
2022	Jun	0.8	6.9	0.8	36.4	17.9	154.6
2022	Jul	0.0	5.4	0.0	52.4	22.7	156.6
2022	Ago	0.0	3.6	0.1	41.2	29.4	151.4
2022	Sep	0.0	2.1	0.2	38.1	32.1	128.6
2022	Oct	0.1	2.4	0.0	37.6	31.4	131.3
2022	Nov	0.0	4.2	0.0	53.4	28.6	149.0
2022	Dic	0.0	9.9	0.2	88.6	44.2	188.5
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>3.9</b>	<b>74.1</b>	<b>24.7</b>	<b>600.9</b>	<b>326.0</b>	<b>1,575.4</b>





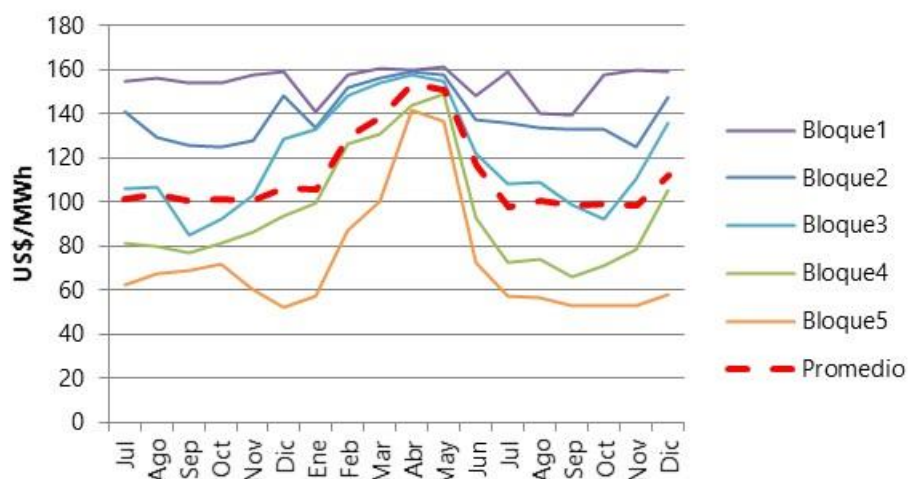
**Figura 27.** Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

### 4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Honduras resultan en valores promedio ponderados de **102.44 US\$/MWh** en los meses julio a diciembre 2021 y **116.64 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales resultan entre 153.86 y 159.06 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, mientras que en el año 2022 los valores oscilan entre 139.64 y 161.58 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 52.14 y 71.59 US\$/MWh en los meses de julio a diciembre de 2021 y entre 52.74 y 141.67 US\$/MWh en el año 2022.

**Tabla 30.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	154.92	141.28	106.21	81.08	62.33	101.57
2021	Ago	155.98	129.23	106.96	79.87	67.58	103.66
2021	Sep	154.34	125.88	85.19	76.74	68.75	100.38
2021	Oct	153.86	124.93	92.63	81.25	71.59	101.71
2021	Nov	158.05	127.79	102.86	86.6	60.15	100.85
2021	Dic	159.06	148.53	128.98	94.08	52.14	106.49
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>156.04</b>	<b>132.94</b>	<b>103.81</b>	<b>83.27</b>	<b>63.76</b>	<b>102.44</b>
2022	Ene	141.16	134.04	132.94	99.32	57.74	105.58
2022	Feb	157.96	151.6	148.22	126.65	86.93	130.02
2022	Mar	160.82	156.48	154.01	131.09	100.22	138.42
2022	Abr	160.2	159.36	157.53	143.99	141.67	153.38
2022	May	161.58	157.49	154.49	149.03	136.48	150.66
2022	Jun	148.61	137.39	121.91	92.88	72.89	116.62
2022	Jul	158.84	135.79	108.28	72.83	57.67	97.79
2022	Ago	139.94	133.63	108.74	74.06	56.8	100.8
2022	Sep	139.64	133.31	99.13	66.05	52.89	98.62
2022	Oct	157.96	133.07	92.09	70.93	52.74	98.89
2022	Nov	160.05	125.24	110.12	78.51	53.15	98.26
2022	Dic	159.54	147.58	136.01	105.47	57.84	111.96
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>153.86</b>	<b>142.08</b>	<b>126.95</b>	<b>100.9</b>	<b>77.25</b>	<b>116.64</b>

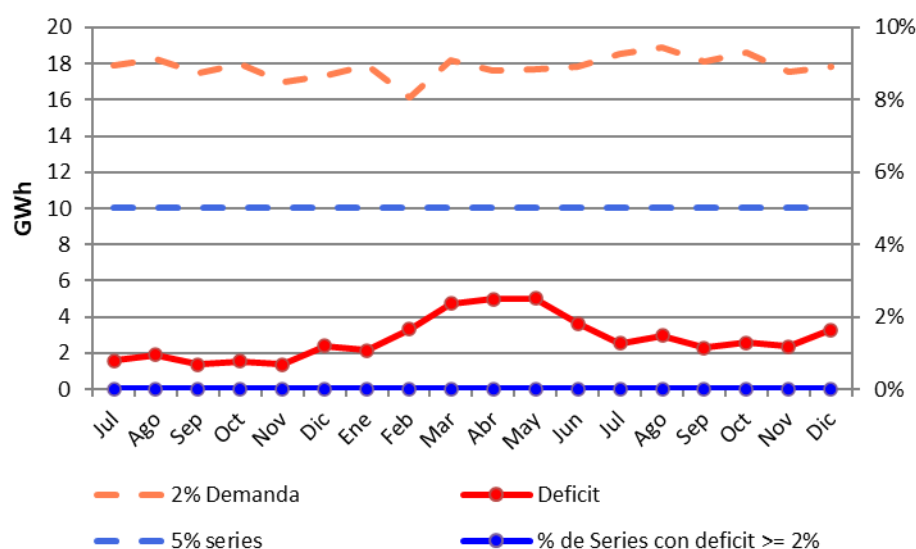


**Figura 28.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras.

#### 4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño resulta déficit de demanda en todo el período de estudio, totalizando 13.02 GWh entre julio a diciembre de 2021 y 39.85 GWh en el año 2022, lo que corresponde a un promedio mensual de 2.78 GWh, sin embargo dicho déficit no supera el 5% de la demanda del sistema en ninguna etapa; adicionalmente, dicho déficit ocurre en menos del 2% de las series hidrológicas simuladas, por lo cual se considera que el sistema hondureño no pone en riesgo el suministro de energía en el sistema hondureño en el período de julio 2021 a diciembre 2022.

Es importante mencionar que el déficit resultante en este sistema está relacionado a congestiones en el sistema de distribución.



**Figura 29.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Honduras.



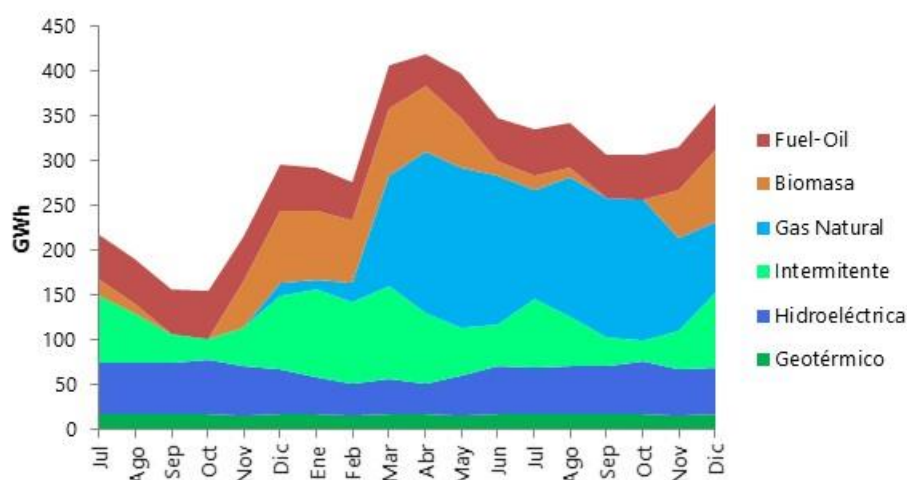
## 4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

### 4.4.1. Despacho de energía

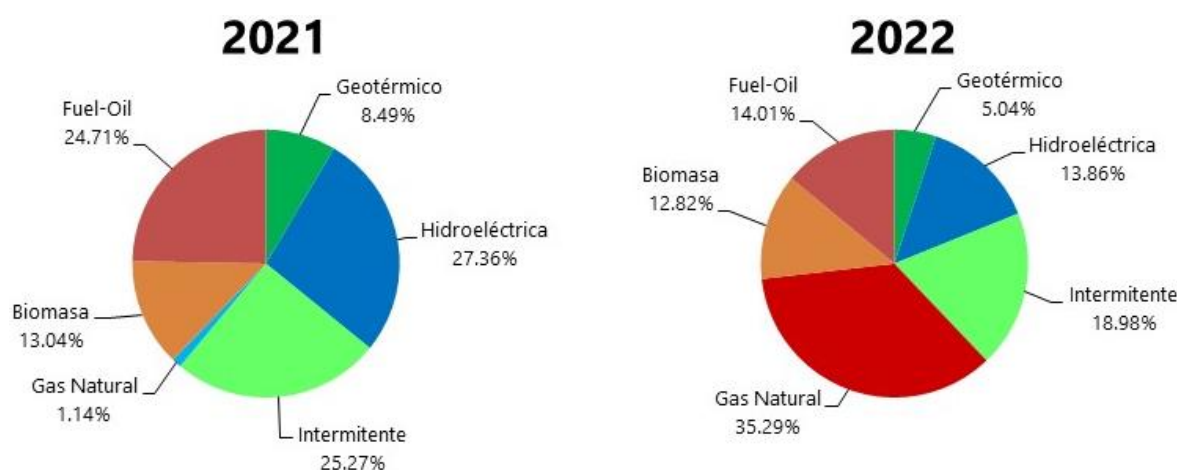
El despacho de energía del sistema de Nicaragua estimado para el período de julio 2021 a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales termoeléctricas, con una proporción promedio de 50.5%, siendo la generación de gas natural que se incorpora desde diciembre de 2021 la que tiene mayor proporción de todas las termoeléctricas siendo esta de 18.21%, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) se estima con una proporción de 22.12%, generación hidroeléctrica con una proporción de 20.61% y finalmente geotérmica con una proporción de 6.77%. El despacho totaliza **1,231.2 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **4,112.3 GWh** en el año 2022.

**Tabla 31.** Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Gas Natural	Biomasa	Fuel-Oil	Total
2021	Jul	17.9	56.4	76.0	0.0	17.0	50.6	217.8
2021	Ago	17.9	57.3	54.5	0.0	10.6	50.6	190.9
2021	Sep	17.3	57.6	32.1	0.0	0.0	50.2	157.2
2021	Oct	17.9	60.6	23.5	0.0	0.0	52.5	154.5
2021	Nov	15.8	55.3	42.5	0.0	52.7	49.0	215.2
2021	Dic	17.9	49.5	82.5	14.0	80.3	51.3	295.6
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>104.6</b>	<b>336.8</b>	<b>311.1</b>	<b>14.0</b>	<b>160.6</b>	<b>304.2</b>	<b>1,231.2</b>
2022	Ene	17.9	40.6	98.1	11.1	76.2	48.4	292.2
2022	Feb	16.1	35.2	90.7	22.3	68.8	43.7	276.9
2022	Mar	17.9	39.6	102.8	122.5	76.2	48.4	407.3
2022	Abr	17.3	35.0	77.7	179.7	73.7	35.3	418.6
2022	May	16.4	43.8	53.2	178.6	55.2	50.6	397.8
2022	Jun	17.3	54.2	46.9	164.7	16.4	49.0	348.4
2022	Jul	17.9	52.1	76.0	121.3	17.0	50.6	334.8
2022	Ago	17.9	53.5	54.5	155.5	10.6	50.6	342.5
2022	Sep	17.3	54.0	32.1	154.5	0.0	49.0	306.9
2022	Oct	17.9	58.2	23.5	157.1	0.0	50.6	307.3
2022	Nov	15.8	51.6	42.5	104.1	52.7	49.0	315.7
2022	Dic	17.9	52.1	82.5	79.8	80.3	51.3	364.0
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>207.3</b>	<b>570.0</b>	<b>780.5</b>	<b>1,451.2</b>	<b>527.0</b>	<b>576.3</b>	<b>4,112.3</b>



**Figura 30.** Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.



**Figura 31.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

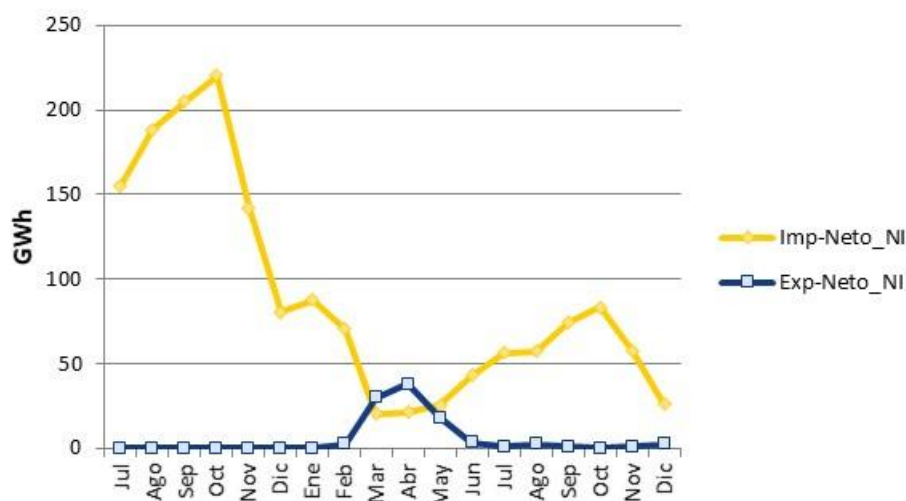
#### 4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran al sistema de Nicaragua con importantes importaciones entre julio y noviembre del 2021 y reduciéndose en el resto del período. Las importaciones totalizan 991.5 GWh de julio a diciembre de 2020 y 623.7 GWh en el año 2022, mientras que las exportaciones son prácticamente nulas entre julio y diciembre de 2021 y

en el año 22 totalizan 98.5 GWh, mostrando los mayores valores en los meses de marzo, abril y mayo.

**Tabla 32.** Exportaciones e importaciones netas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Etap	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Jul	0.0	155.5
2021	Ago	0.0	188.4
2021	Sep	0.0	205.2
2021	Oct	0.0	220.1
2021	Nov	0.0	142.0
2021	Dic	0.1	80.4
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>0.1</b>	<b>991.5</b>
2022	Ene	0.1	87.5
2022	Feb	2.2	70.6
2022	Mar	29.8	20.3
2022	Abr	37.7	21.5
2022	May	18.0	25.4
2022	Jun	3.4	43.1
2022	Jul	0.9	56.5
2022	Ago	2.1	57.3
2022	Sep	0.8	74.5
2022	Oct	0.2	83.5
2022	Nov	1.2	57.6
2022	Dic	2.3	25.9
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>98.5</b>	<b>623.7</b>



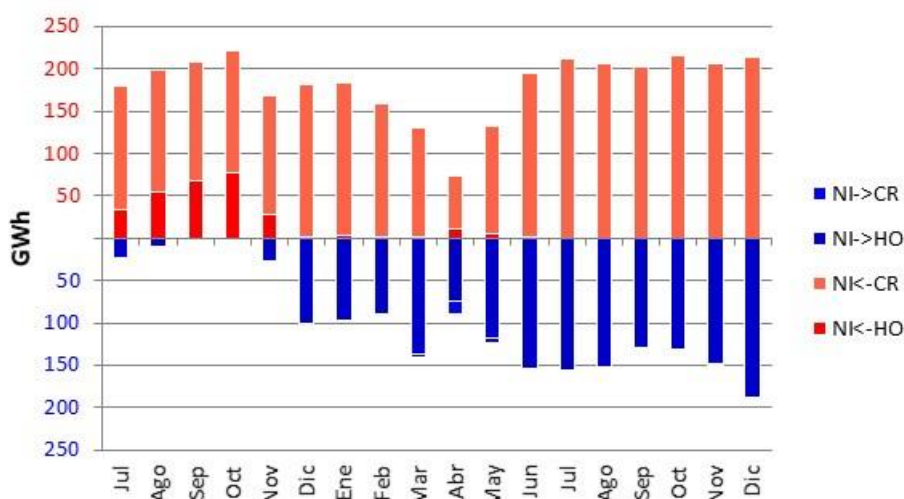
**Figura 32.** Exportaciones e Importaciones netas de Nicaragua en el MER.



Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica, mostrando que el 91.23% de las importaciones estimadas ocurren por medio de las interconexiones con Costa Rica, mientras que el 98.40% de las exportaciones resultan por medio de las interconexiones con Honduras.

**Tabla 33.** Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Año	Etapas	Export. hacia Honduras	Export. hacia Costa Rica	Import. desde Honduras	Import. desde Costa Rica
2021	Jul	23.7	0.0	34.4	144.8
2021	Ago	10.2	0.0	54.2	144.4
2021	Sep	2.7	0.0	68.3	139.6
2021	Oct	1.5	0.0	77.3	144.3
2021	Nov	26.4	0.0	28.5	139.9
2021	Dic	100.8	0.0	0.7	180.5
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>165.3</b>	<b>0.0</b>	<b>263.4</b>	<b>893.4</b>
2022	Ene	96.2	0.0	3.5	180.2
2022	Feb	90.0	0.5	2.0	156.9
2022	Mar	136.1	4.3	1.8	129.2
2022	Abr	74.7	15.4	11.4	62.5
2022	May	118.4	5.6	4.8	126.6
2022	Jun	154.6	1.1	0.8	194.6
2022	Jul	156.6	0.1	0.0	212.3
2022	Ago	151.4	0.2	0.1	206.6
2022	Sep	128.6	0.2	0.2	202.3
2022	Oct	131.3	0.0	0.0	214.6
2022	Nov	149.0	0.0	0.0	205.5
2022	Dic	188.5	1.0	0.2	212.9
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>1,575.4</b>	<b>28.2</b>	<b>24.7</b>	<b>2,104.1</b>



**Figura 33.** Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica

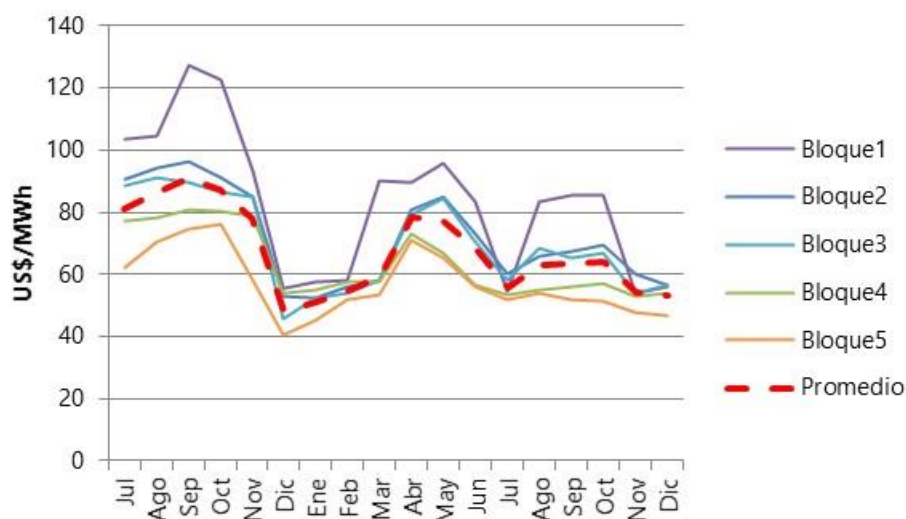
#### 4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Nicaragua resultan en valores promedio ponderados de **78.61 US\$/MWh** de julio a diciembre de 2021 y **61.95 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque 1 que corresponde al bloque de máxima demanda resulta con los mayores costos marginales, los cuales varían entre 55.71 y 127.28 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 54.03 y 95.85 US\$/MWh en el año 2022, mientras que los costos marginales más bajos ocurren en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 40.54 y 75.92 US\$/MWh de julio a diciembre 2021 y en el año 2022 entre 44.99 y 71.00 US\$/MWh.



**Tabla 34.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua (US\$/MWh).

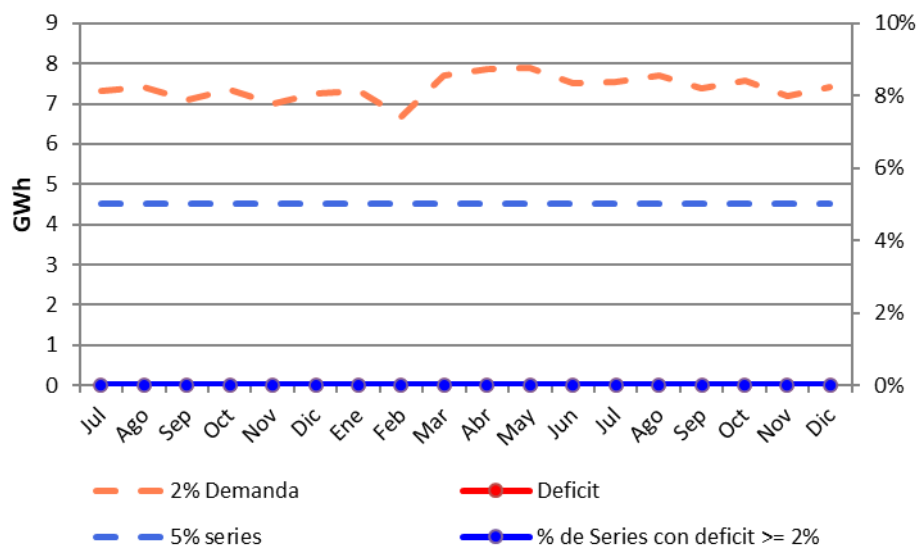
Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	103.44	90.57	88.36	77.43	62.29	81.23
2021	Ago	104.5	94.26	91.11	78.28	70.38	86.33
2021	Sep	127.28	96.37	89.66	80.73	74.8	90.96
2021	Oct	122.42	91.06	86.54	80.29	75.92	87.25
2021	Nov	93.04	84.94	84.82	78.64	57.94	77.72
2021	Dic	55.71	52.68	45.48	54.05	40.54	48.14
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>101.07</b>	<b>84.98</b>	<b>81.00</b>	<b>74.90</b>	<b>63.65</b>	<b>78.61</b>
2022	Ene	57.69	52.31	52.52	54.77	44.99	51.18
2022	Feb	58	55.82	53.72	57.72	52.04	54.87
2022	Mar	89.99	58.11	57.9	57.75	53.59	59.42
2022	Abr	89.54	81.03	79.15	72.85	71	78.57
2022	May	95.85	85.09	84.18	66.79	65.28	76.74
2022	Jun	83.58	72.81	70.35	56.42	56.26	68.18
2022	Jul	54.26	59.93	58.2	53.52	51.9	55.93
2022	Ago	83.39	65.81	68.21	55.07	53.72	63.11
2022	Sep	85.49	67.57	65.14	56.26	51.95	63.65
2022	Oct	85.33	69.44	66.79	57.29	51.28	64.01
2022	Nov	54.03	60.13	54.14	52.67	48	54.38
2022	Dic	56.2	56.32	56.29	53.97	46.71	53.22
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>74.45</b>	<b>65.36</b>	<b>63.88</b>	<b>57.92</b>	<b>53.89</b>	<b>61.95</b>



**Figura 34.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua.

#### 4.4.4. 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 35.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Nicaragua.



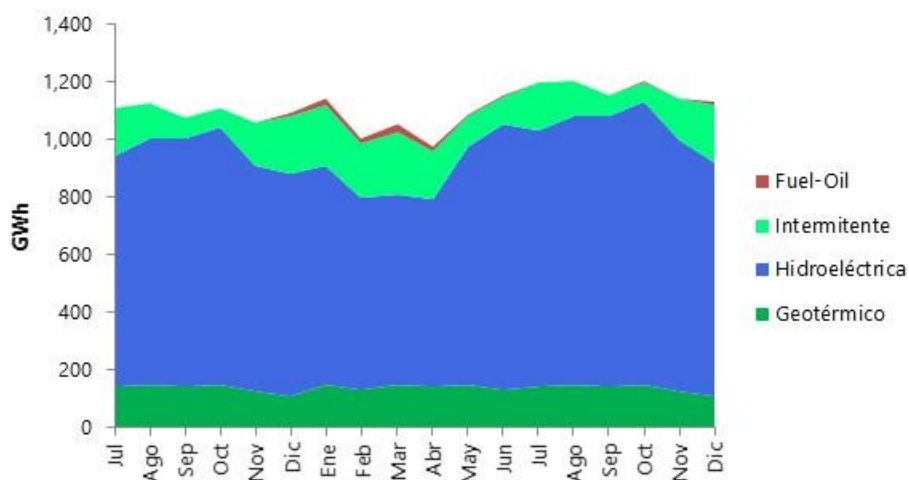
## 4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica

### 4.5.1. Despacho de energía

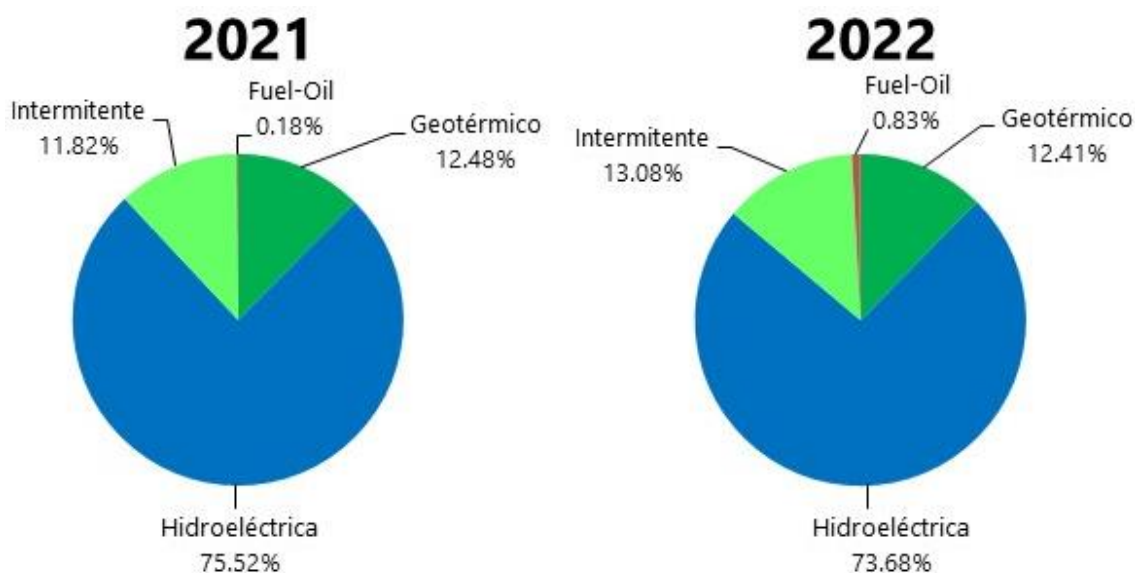
El despacho de energía del sistema de Costa Rica estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con una proporción promedio de 74.6%, seguido por la generación intermitente (eólica y solar) y geotermia con proporciones de 12.45%, mientras que la generación termoeléctrica resulta con una proporción mínima de 0.50%. El despacho totaliza **6,578.9 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **13,464.4 GWh** en el año 2022.

**Tabla 35.** Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Fuel-Oil	Total
2021	Jul	145.2	797.0	167.3	0.0	1,109.5
2021	Ago	147.4	858.0	121.4	0.0	1,126.8
2021	Sep	141.5	864.2	73.5	0.0	1,079.2
2021	Oct	148.0	894.6	68.4	0.0	1,111.1
2021	Nov	127.2	785.4	145.9	0.3	1,058.7
2021	Dic	111.5	769.4	201.3	11.4	1,093.5
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>820.9</b>	<b>4,968.6</b>	<b>777.8</b>	<b>11.7</b>	<b>6,578.9</b>
2022	Ene	147.4	763.9	211.9	19.2	1,142.4
2022	Feb	133.7	664.0	187.7	21.3	1,006.7
2022	Mar	148.0	661.1	218.5	26.1	1,053.7
2022	Abr	143.3	651.1	168.3	16.4	979.0
2022	May	148.0	826.5	106.9	7.2	1,088.7
2022	Jun	129.9	926.3	94.4	2.5	1,153.2
2022	Jul	145.2	887.7	166.6	1.0	1,200.4
2022	Ago	147.4	935.9	119.9	1.6	1,204.9
2022	Sep	141.5	939.3	73.5	1.0	1,155.3
2022	Oct	148.0	985.3	67.9	1.6	1,202.9
2022	Nov	127.2	871.3	145.5	0.9	1,144.9
2022	Dic	111.5	808.0	199.7	13.1	1,132.3
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>1,671.3</b>	<b>9,920.4</b>	<b>1,760.7</b>	<b>112.0</b>	<b>13,464.4</b>



**Figura 36.** Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.



**Figura 37.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.



## 4.5.2. Intercambios en el MER

Se puede observar que el sistema de Costa Rica es un exportador neto en la región, dado que las exportaciones netas estimadas para este sistema totalizan 855.8 GWh entre julio y diciembre 2021 y 1,903.6 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones netas son nulas entre julio y diciembre de 2021 y solo totalizan 78.2 GWh en el año 2022.

**Tabla 36.** Exportaciones e importaciones de Costa Rica en el MER (GWh).

Año	Etapas	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Jul	144.8	0.0
2021	Ago	144.4	0.0
2021	Sep	139.6	0.0
2021	Oct	144.3	0.0
2021	Nov	139.9	0.0
2021	Dic	142.8	0.0
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>855.8</b>	<b>0.0</b>
2022	Ene	174.6	0.1
2022	Feb	136.1	0.7
2022	Mar	84.4	11.2
2022	Abr	40.6	41.4
2022	May	98.2	17.5
2022	Jun	189.4	1.2
2022	Jul	210.1	0.1
2022	Ago	202.3	0.3
2022	Sep	196.0	0.2
2022	Oct	208.3	0.0
2022	Nov	201.1	0.0
2022	Dic	162.3	5.6
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>1,903.6</b>	<b>78.2</b>

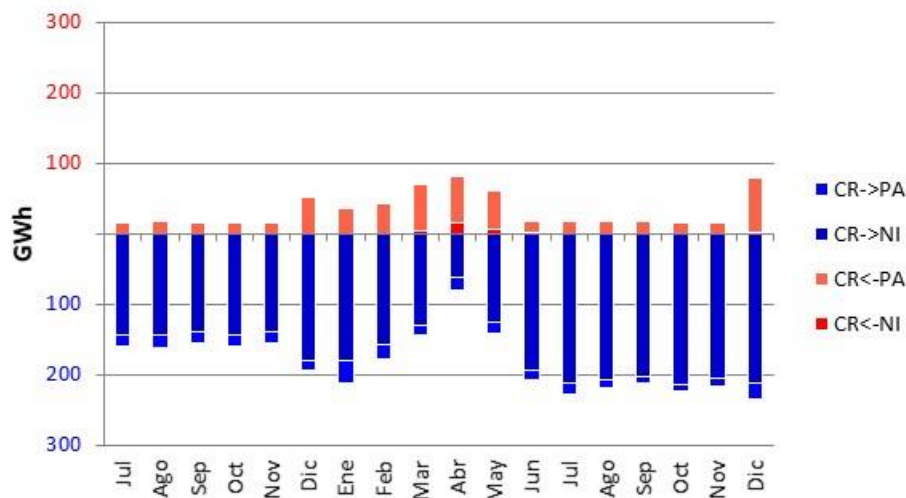


**Figura 38.** Exportaciones e Importaciones netas de Costa Rica en el MER.

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 en una proporción de 91.27% por medio de las interconexiones con Nicaragua, mientras que el 95.32% de las importaciones ocurren por medio de las interconexiones con Panamá.

**Tabla 37.** Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Etap	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2021	Jul	144.8	14.9	0.0	14.9
2021	Ago	144.4	16.9	0.0	16.9
2021	Sep	139.6	15.6	0.0	15.6
2021	Oct	144.3	15.8	0.0	15.8
2021	Nov	139.9	16.3	0.0	16.3
2021	Dic	180.5	13.6	0.0	51.2
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>893.4</b>	<b>93.2</b>	<b>0.0</b>	<b>130.8</b>
2022	Ene	180.2	31.0	0.0	36.7
2022	Feb	156.9	21.4	0.5	42.5
2022	Mar	129.2	14.7	4.3	66.3
2022	Abr	62.5	17.3	15.4	65.1
2022	May	126.6	14.4	5.6	54.7
2022	Jun	194.6	12.0	1.1	17.3
2022	Jul	212.3	15.8	0.1	18.0
2022	Ago	206.6	13.1	0.2	17.4
2022	Sep	202.3	10.5	0.2	16.7
2022	Oct	214.6	9.4	0.0	15.7
2022	Nov	205.5	12.1	0.0	16.4
2022	Dic	212.9	21.9	1.0	77.2
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>2,104.1</b>	<b>193.5</b>	<b>28.2</b>	<b>443.9</b>



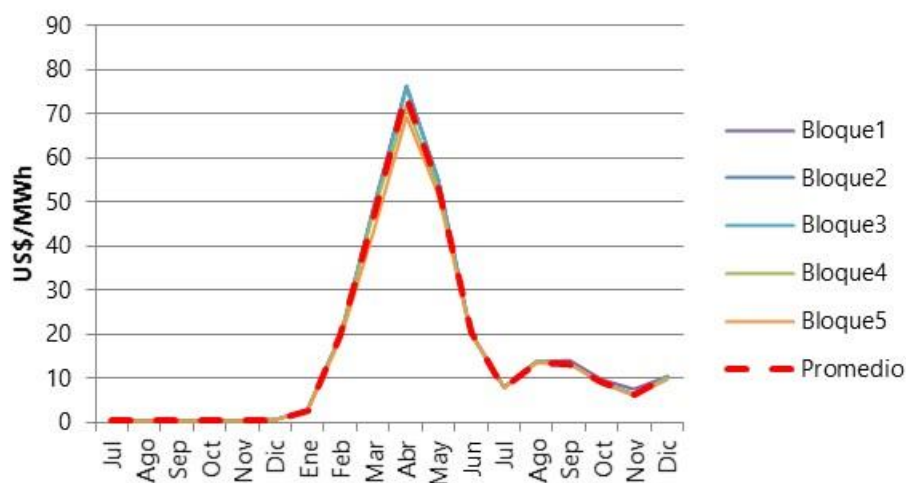
**Figura 39.** Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá.

#### 4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Costa Rica resultan en valores promedio ponderados de **0.44 US\$/MWh** en los meses de julio a diciembre 2021 y **8.29 US\$/MWh** en el año 2022. 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 más altos en la época de verano, entre 19.74 y 74.34 US\$/MWh, en tanto que en los meses de la época lluviosa los valores resultan entre 0.51 y 13.7 US\$/MWh.

**Tabla 38.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
2021	Ago	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
2021	Sep	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
2021	Oct	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
2021	Nov	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51
2021	Dic	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>0.53</b>	<b>0.53</b>	<b>0.53</b>	<b>0.53</b>	<b>0.53</b>	<b>0.53</b>
2022	Ene	2.89	2.88	2.88	2.86	2.36	2.74
2022	Feb	20.01	19.99	19.96	19.8	19.17	19.74
2022	Mar	48.21	48.12	48.04	47.32	42.98	46.84
2022	Abr	76.43	76.26	76.1	71.92	69.38	74.34
2022	May	55.05	55	54.89	53.06	51.49	53.8
2022	Jun	20.55	20.51	20.47	20.39	20.31	20.45
2022	Jul	7.92	7.88	7.87	7.85	7.82	7.86
2022	Ago	13.91	13.74	13.72	13.67	13.56	13.7
2022	Sep	14.02	13.36	13.33	13.31	13.25	13.39
2022	Oct	9.96	9.04	9.04	9.02	9	9.09
2022	Nov	7.43	6.35	6.34	6.32	6.3	6.39
2022	Dic	10.68	10.49	10.49	10.16	9.89	10.26
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>23.92</b>	<b>23.64</b>	<b>23.59</b>	<b>22.97</b>	<b>22.13</b>	<b>23.19</b>



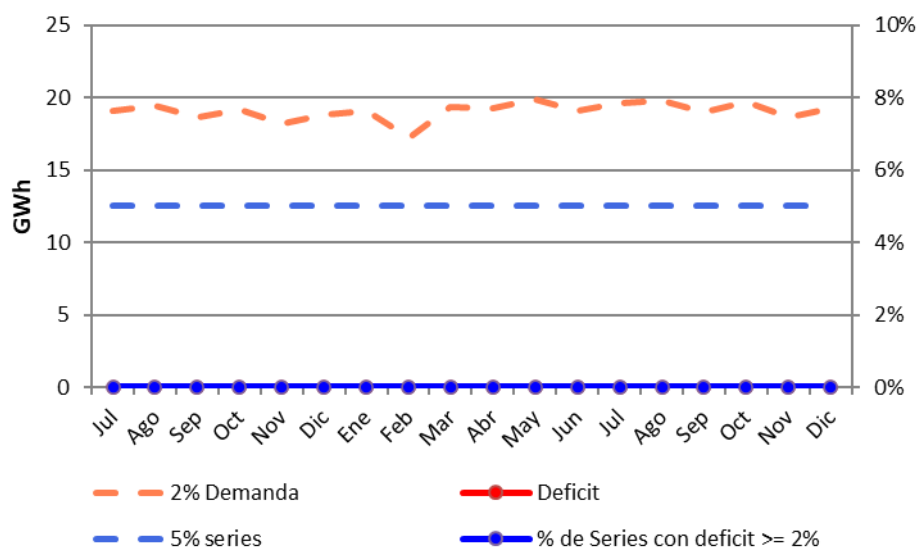
**Figura 40.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica.





#### 4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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



**Figura 41.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Costa Rica.

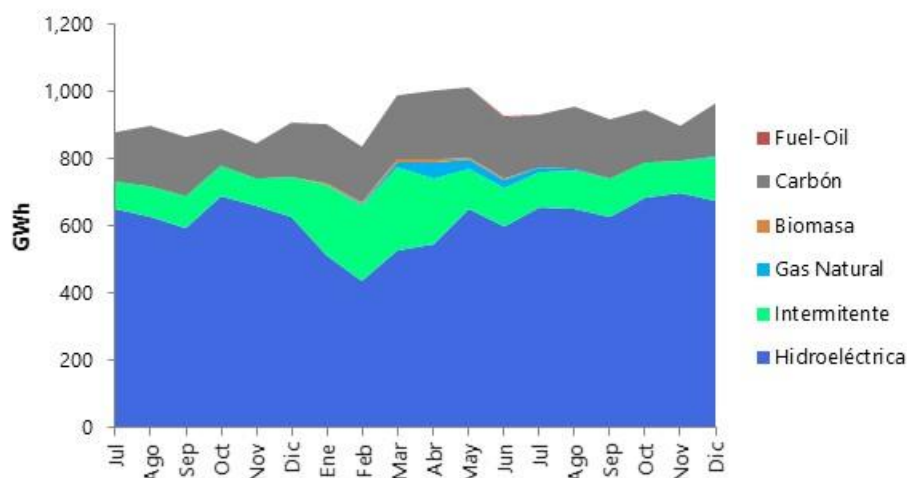
## 4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá

### 4.6.1. Despacho de energía

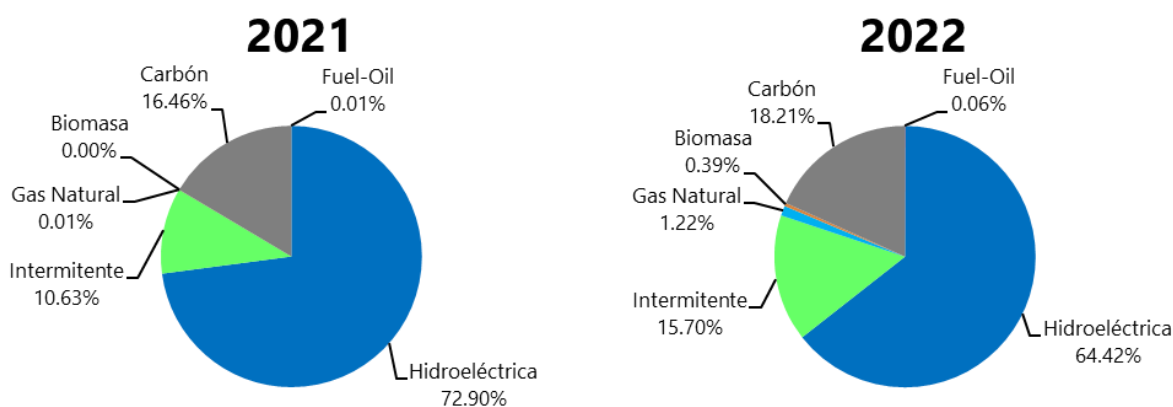
El despacho de energía del sistema de Panamá estimado para el período de este estudio proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción promedio de 68.66%, seguido por el despacho de las centrales termoeléctricas con una proporción de 18.18%, siendo el aporte de las centrales carboeléctricas el mayor con un aporte de 17.34%, mientras que la producción de las centrales intermitentes (solares y eólicas) tiene una proporción de 13.17%. El despacho totaliza **5,287.3 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **11,298.8 GWh** en el año 2022.

**Tabla 39.** Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Gas Natural	Biomasa	Carbón	Fuel-Oil	Total
2021	Jul	653.2	80.7	0.0	0.0	145.1	0.0	879.0
2021	Ago	625.5	94.7	0.2	0.0	178.0	0.0	898.3
2021	Sep	596.3	95.7	0.0	0.0	171.9	0.0	863.9
2021	Oct	691.2	87.8	0.0	0.0	112.3	0.0	891.4
2021	Nov	659.6	82.9	0.0	0.0	103.0	0.2	845.6
2021	Dic	628.4	120.4	0.1	0.0	160.0	0.1	909.0
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>3,854.3</b>	<b>562.2</b>	<b>0.3</b>	<b>0.0</b>	<b>870.2</b>	<b>0.3</b>	<b>5,287.3</b>
2022	Ene	513.2	210.3	0.4	1.9	178.8	0.3	904.9
2022	Feb	438.5	223.7	1.5	8.7	162.6	0.3	835.2
2022	Mar	527.1	249.5	14.4	8.9	190.3	0.7	990.9
2022	Abr	547.9	194.6	48.1	10.8	201.9	0.6	1,003.8
2022	May	651.6	117.8	27.9	8.1	208.0	1.5	1,014.8
2022	Jun	600.6	114.1	20.9	5.8	183.6	1.6	926.6
2022	Jul	655.6	106.9	14.3	0.0	154.4	0.7	931.8
2022	Ago	653.9	111.2	6.6	0.0	182.5	0.3	954.5
2022	Sep	627.7	116.0	0.7	0.0	172.4	0.2	916.9
2022	Oct	684.1	104.0	0.4	0.0	157.0	0.2	945.8
2022	Nov	699.0	93.3	0.8	0.0	104.2	0.3	897.5
2022	Dic	673.9	131.0	1.7	0.0	160.5	0.1	967.1
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>7,273.0</b>	<b>1,772.2</b>	<b>137.5</b>	<b>44.2</b>	<b>2,056.2</b>	<b>6.6</b>	<b>11,289.8</b>



**Figura 42.** Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.



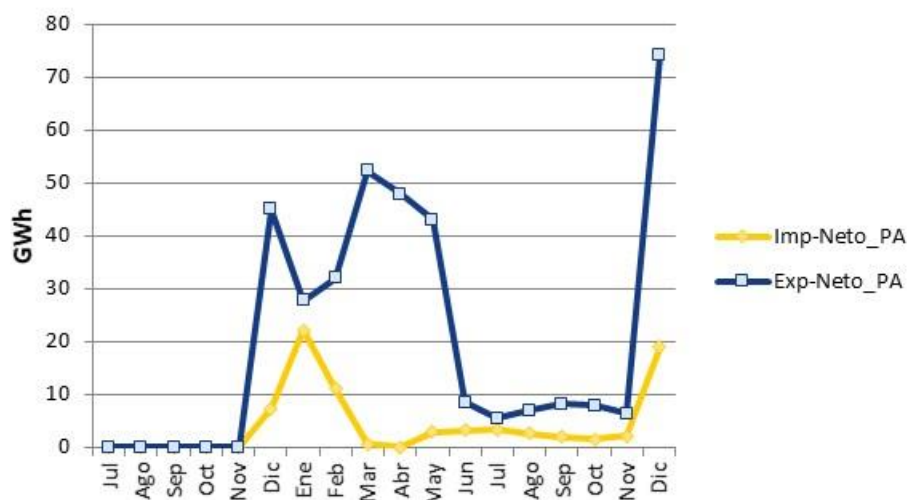
**Figura 43.** Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

#### 4.6.2. Intercambios en el MER

De los intercambios estimados en el MER, Panamá resulta como uno de los principales exportadores de la región, sus exportaciones netas totalizan 45.0 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 320.5 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan 7.3 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 70.1 GWh en el año 2022.

**Tabla 40.** Exportaciones e importaciones netas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Etap	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Jul	0.0	0.0
2021	Ago	0.0	0.0
2021	Sep	0.0	0.0
2021	Oct	0.0	0.0
2021	Nov	0.0	0.0
2021	Dic	45.0	7.3
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>45.0</b>	<b>7.3</b>
2022	Ene	27.7	22.1
2022	Feb	32.1	11.0
2022	Mar	52.3	0.6
2022	Abr	47.8	0.0
2022	May	43.1	2.9
2022	Jun	8.4	3.1
2022	Jul	5.5	3.3
2022	Ago	7.0	2.7
2022	Sep	8.2	1.9
2022	Oct	7.9	1.6
2022	Nov	6.4	2.1
2022	Dic	74.3	19.0
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>320.5</b>	<b>70.1</b>

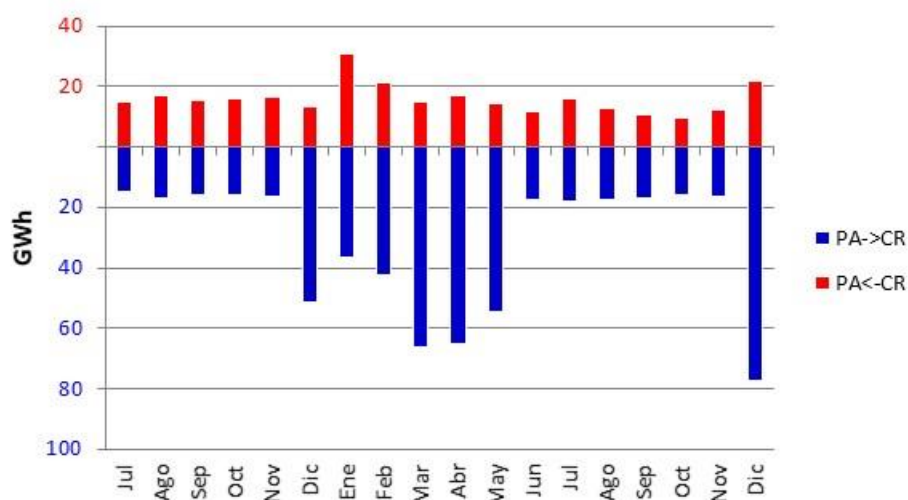


**Figura 44.** Exportaciones e Importaciones netas de Panamá en el MER.

Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema de Costa Rica, y como puede observarse, los flujos de exportación duplican a los flujos de importación.

**Tabla 41.** Exportaciones e importaciones de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica (GWh).

Año	Etap	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Costa Rica
2021	Jul	14.9	14.9
2021	Ago	16.9	16.9
2021	Sep	15.6	15.6
2021	Oct	15.8	15.8
2021	Nov	16.3	16.3
2021	Dic	51.2	13.6
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>130.8</b>	<b>93.2</b>
2022	Ene	36.7	31.0
2022	Feb	42.5	21.4
2022	Mar	66.3	14.7
2022	Abr	65.1	17.3
2022	May	54.7	14.4
2022	Jun	17.3	12.0
2022	Jul	18.0	15.8
2022	Ago	17.4	13.1
2022	Sep	16.7	10.5
2022	Oct	15.7	9.4
2022	Nov	16.4	12.1
2022	Dic	77.2	21.9
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>443.9</b>	<b>193.5</b>



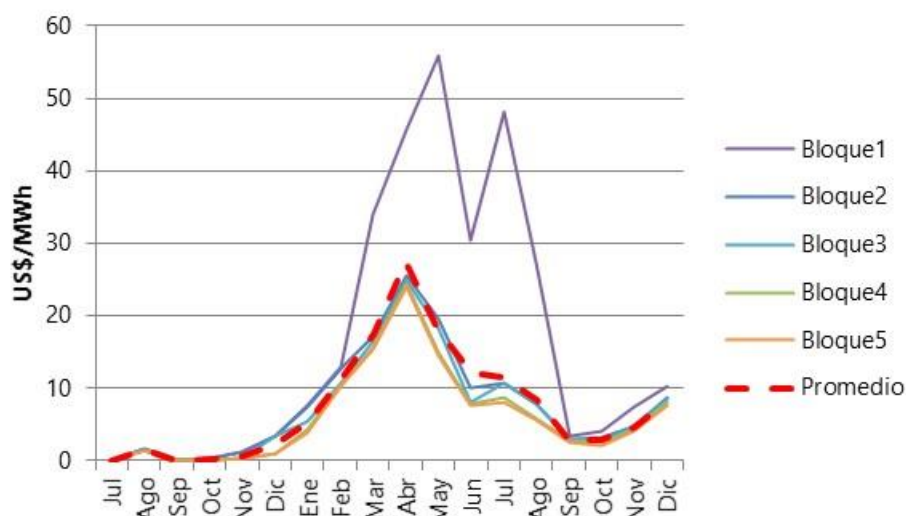
**Figura 45.** Exportaciones e importaciones anuales de energía eléctrica de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica.

### 4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Panamá resultan en valores promedio ponderados de **0.78 US\$/MWh** entre julio y diciembre 2021 y **10.85 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque 5, que corresponde al bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, entre 0.01 y 3.51 US\$/MWh de julio a diciembre 2021, y entre 3.38 y 55.86 US\$/MWh en el año 2022, mientras que los menores costos marginales se dan en el bloque 1, bloque de mínima demanda, con valores entre 0.00 y 1.44 US\$/MWh en los meses de julio a diciembre de 2021 y entre 2.02 y 23.97 US\$/MWh.

**Tabla 42.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá (US\$/MWh).

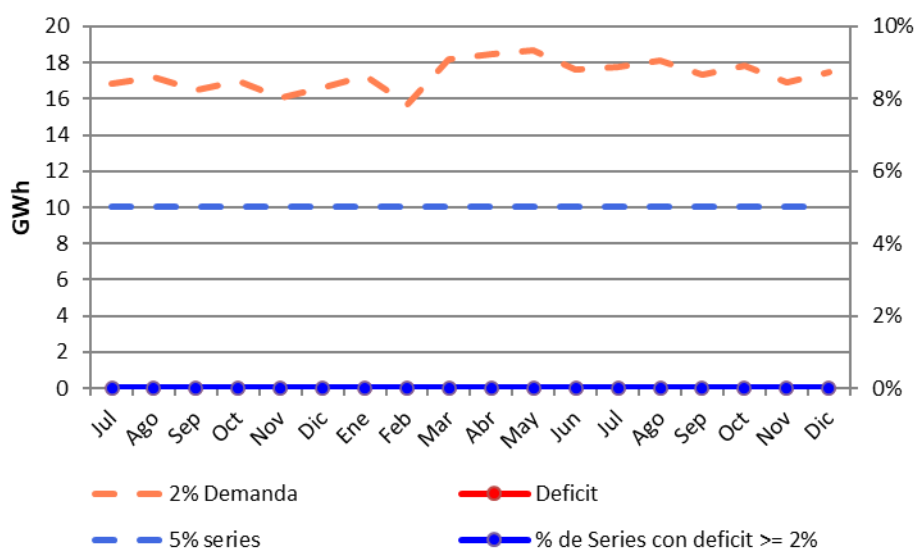
Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Jul	0.01	0.01	0.01	0	0	0.01
2021	Ago	1.58	1.56	1.54	1.44	1.44	1.51
2021	Sep	0.1	0.1	0.01	0	0	0.05
2021	Oct	0.24	0.24	0.01	0.01	0	0.11
2021	Nov	1.12	1.12	0.43	0.41	0.4	0.68
2021	Dic	3.51	3.49	3.49	1.05	1.02	2.29
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>1.09</b>	<b>1.09</b>	<b>0.92</b>	<b>0.49</b>	<b>0.48</b>	<b>0.78</b>
2022	Ene	7.68	7.38	5.44	4.23	3.82	5.33
2022	Feb	12.87	12.75	10.71	10.41	10.22	11.12
2022	Mar	33.9	17.15	16.54	15.63	15.38	17.55
2022	Abr	45.63	25.55	24.82	24.38	23.97	27.46
2022	May	55.86	19.49	18.25	15.04	14.54	18.15
2022	Jun	30.39	10.14	8.17	7.89	7.73	12.15
2022	Jul	48.15	10.71	10.8	8.71	8.18	11.4
2022	Ago	27.25	7.86	7.84	5.8	5.67	8.48
2022	Sep	3.38	3.08	2.96	2.81	2.62	2.94
2022	Oct	4.14	3.27	2.85	2.55	2.02	2.86
2022	Nov	7.31	4.81	4.75	4.32	4.18	4.69
2022	Dic	10.24	8.66	8.54	8.16	7.53	8.27
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>23.9</b>	<b>10.9</b>	<b>10.14</b>	<b>9.16</b>	<b>8.82</b>	<b>10.85</b>



**Figura 46.** Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá.

#### 4.6.4. 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 47.** Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Panamá.

## 4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

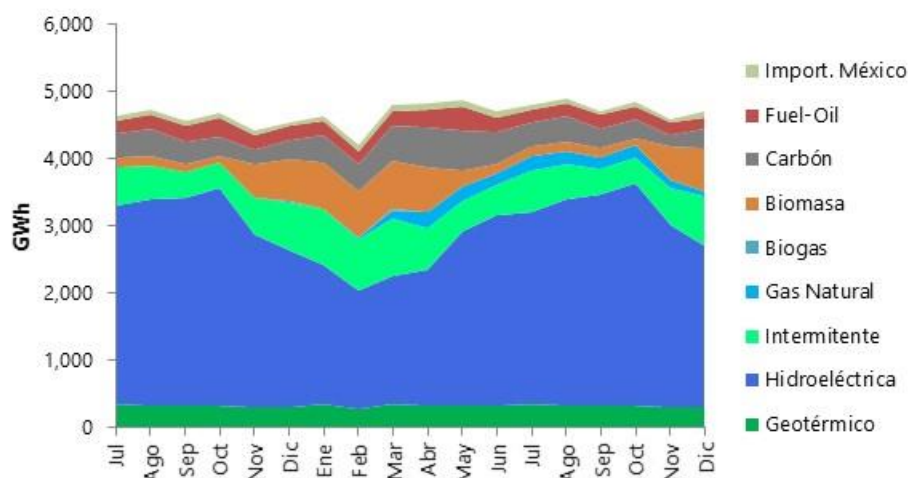
### 4.7.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía de Centroamérica para el período de julio 2021 a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con una proporción promedio de 58.3%, seguido de generación con centrales termoeléctricas con una proporción de 21.14%, siendo la generación de carboeléctricas la que tiene mayor peso con una proporción de 7.57%, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) resulta con una proporción de 11.92%, la generación geotérmica con una proporción de 6.98%, y finalmente con una proporción de 1.65% para las importaciones desde el sistema mexicano por medio de la interconexión con Guatemala. El despacho totaliza **27,614.4 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **56,656.4 GWh** en el año 2022.

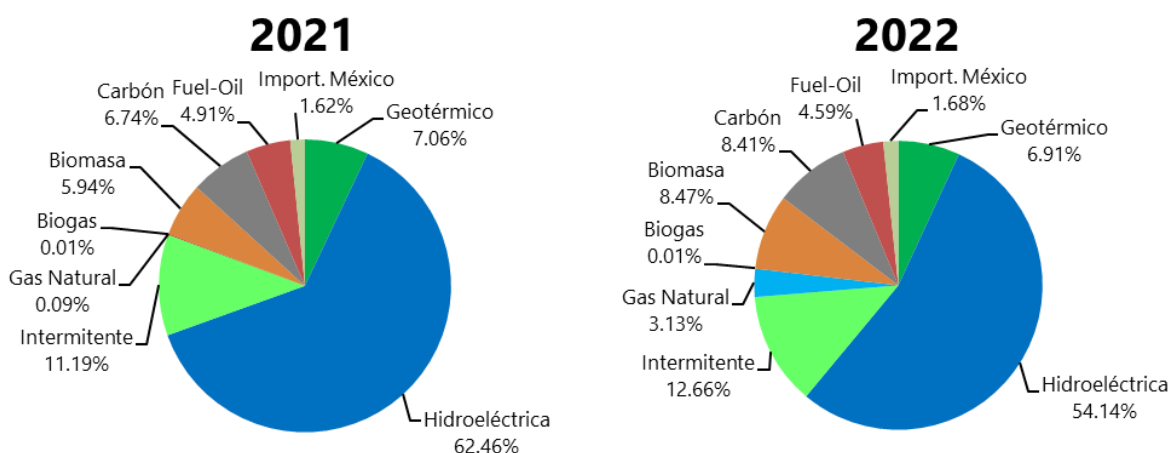
**Tabla 43.** Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año		Geotérmico	Hidroeléctrica	Intermitente	Gas Natural	Biogas	Biomasa	Carbón	Fuel-Oil	Import. México	Total
2021	Jul	342.7	2,954.9	586.1	1.9	0.0	130.4	357.7	191.4	84.5	4,649.6
2021	Ago	330.0	3,074.4	494.7	2.0	0.2	136.5	404.0	215.1	82.2	4,739.1
2021	Sep	332.7	3,095.6	368.5	1.6	0.3	123.8	328.9	245.1	66.7	4,563.2
2021	Oct	338.6	3,219.3	379.6	1.8	0.5	115.0	263.0	289.0	77.4	4,684.2
2021	Nov	303.3	2,570.5	545.8	1.8	0.6	499.2	219.5	214.9	69.3	4,424.7
2021	Dic	301.1	2,331.9	716.4	15.2	0.3	634.9	287.3	199.6	67.0	4,553.8
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>1,948.5</b>	<b>17,246.6</b>	<b>3,091.0</b>	<b>24.1</b>	<b>1.9</b>	<b>1,639.8</b>	<b>1,860.4</b>	<b>1,355.1</b>	<b>447.1</b>	<b>27,614.4</b>
2022	Ene	344.6	2,070.8	838.5	13.1	0.3	690.8	386.0	224.8	78.8	4,647.5
2022	Feb	287.4	1,749.7	776.7	25.4	0.4	673.1	418.3	189.9	78.2	4,199.0
2022	Mar	345.6	1,901.6	859.4	138.8	0.6	735.5	523.9	209.4	86.7	4,801.3
2022	Abr	333.2	2,014.1	632.6	229.5	0.7	675.8	591.3	257.9	83.9	4,819.0
2022	May	335.9	2,585.7	449.4	208.4	0.7	254.0	582.3	375.5	86.7	4,878.3
2022	Jun	320.7	2,847.7	435.8	187.4	0.5	131.6	467.9	234.2	82.8	4,708.6
2022	Jul	342.7	2,879.2	610.5	215.0	0.0	130.4	367.3	178.0	85.2	4,808.4
2022	Ago	330.0	3,081.4	507.2	201.3	0.2	136.5	373.6	189.7	82.5	4,902.5
2022	Sep	332.7	3,127.6	387.1	179.9	0.3	123.8	306.3	194.8	69.9	4,722.3
2022	Oct	338.6	3,293.2	392.4	175.7	0.5	115.0	274.1	200.2	73.9	4,863.7
2022	Nov	303.3	2,710.6	554.7	112.8	0.6	499.2	182.3	172.7	62.8	4,598.9
2022	Dic	301.1	2,411.2	725.8	87.5	0.3	635.0	291.2	172.0	82.9	4,707.0
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>3,915.8</b>	<b>30,672.6</b>	<b>7,170.0</b>	<b>1,774.6</b>	<b>5.0</b>	<b>4,800.7</b>	<b>4,764.5</b>	<b>2,599.0</b>	<b>954.2</b>	<b>56,656.4</b>





**Figura 48.** Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.



**Figura 49.** Matriz del despacho energético estimado para América Central por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.



## 4.7.2. Intercambios en el MER

Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, resultan con valores promedio mensuales de 375.9 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 354.1 GWh en el año 2022, totalizando **2,255.6 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **4,249 GWh** en el año 2022.

**Tabla 44.** Transacciones netas de energía en el MER.

Año	Mes	Exportaciones	Importaciones
2021	Jul	383.2	383.2
2021	Ago	364.7	364.7
2021	Sep	350.8	350.8
2021	Oct	365.8	365.8
2021	Nov	384.9	384.9
2021	Dic	406.1	406.1
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>2,255.6</b>	<b>2,255.5</b>
2022	Ene	425.6	425.6
2022	Feb	388.7	388.7
2022	Mar	391.0	391.0
2022	Abr	336.9	336.9
2022	May	212.2	212.2
2022	Jun	316.0	316.0
2022	Jul	366.5	366.5
2022	Ago	324.8	324.8
2022	Sep	323.9	323.9
2022	Oct	335.0	335.0
2022	Nov	385.4	385.4
2022	Dic	443.1	443.1
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>4,249.0</b>	<b>4,249.0</b>

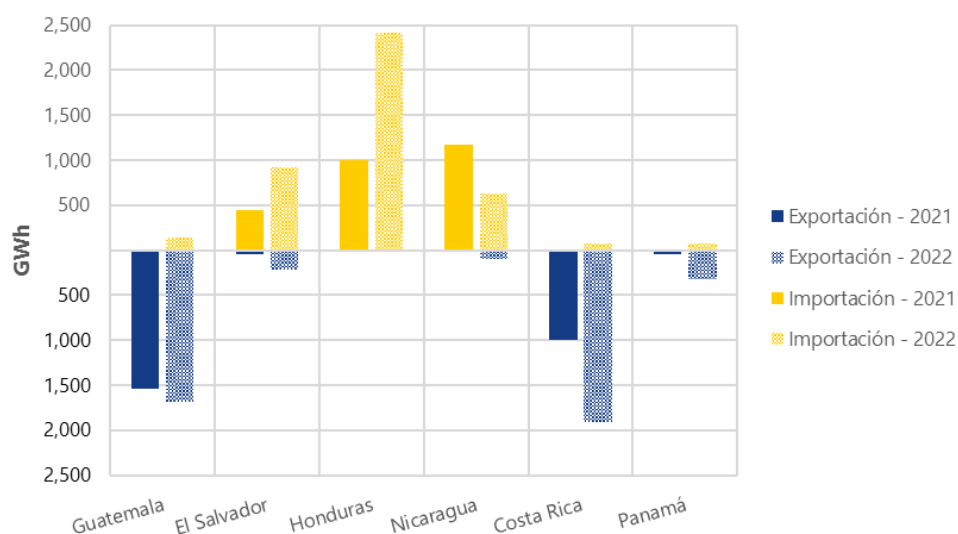


**Figura 50.** Intercambios netos de energía en el MER.

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 47.0% y 42.16%, respectivamente. En cuanto a los países que se perfilan como los mayores importadores se encuentran, Honduras, Nicaragua y El Salvador, con proporciones de 49.75%, 26.08% y 19.83%, respectivamente.

**Tabla 45.** Exportaciones e importaciones netas estimadas por país (GWh).

Año	País	Exportación	Importación
2021	Guatemala	1,541.62	0.06
2021	El Salvador	39.97	448.49
2021	Honduras	4.84	1,001.12
2021	Nicaragua	0.10	1,169.59
2021	Costa Rica	995.11	0.00
2021	Panamá	44.96	7.32
<b>2021</b>	<b>Total</b>	<b>2,626.6</b>	<b>2,626.6</b>
2022	Guatemala	1,690.91	142.44
2022	El Salvador	215.49	915.16
2022	Honduras	19.96	2,419.44
2022	Nicaragua	98.53	623.68
2022	Costa Rica	1,903.60	78.18
2022	Panamá	320.52	70.11
<b>2022</b>	<b>Total</b>	<b>4,249.0</b>	<b>4,249.0</b>



**Figura 51.** Exportaciones e importaciones netas estimadas por país.



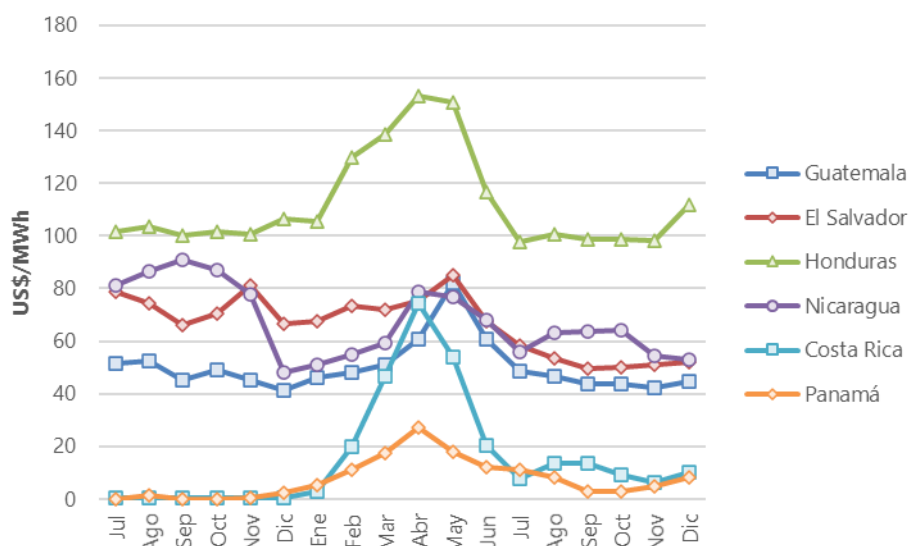
### 4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

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.

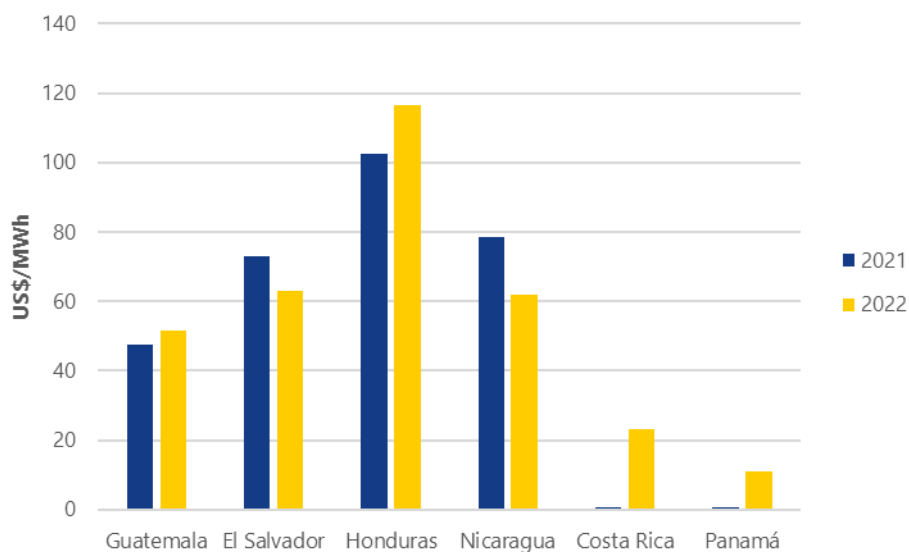
De los seis países que conforman el MER, son los sistemas de Costa Rica y Panamá donde resultan los menores costos marginales, coincidiendo ambos casos la dominante proporción de recursos renovables, en el caso de Costa Rica más del 99% y en el caso de Panamá más de 81.82%.

**Tabla 46.** Costo marginal promedio mensual para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2021	Jul	51.54	78.73	101.57	81.23	0.51	0.01
2021	Ago	52.42	74.5	103.66	86.33	0.52	1.51
2021	Sep	45.16	66.26	100.38	90.96	0.52	0.05
2021	Oct	48.88	70.33	101.71	87.25	0.51	0.11
2021	Nov	45.41	81.03	100.85	77.72	0.51	0.68
2021	Dic	41.44	66.52	106.49	48.14	0.63	2.29
<b>2021</b>	<b>Promedio</b>	<b>47.48</b>	<b>72.90</b>	<b>102.44</b>	<b>78.61</b>	<b>0.53</b>	<b>0.78</b>
2022	Ene	46.27	67.51	105.58	51.18	2.74	5.33
2022	Feb	47.99	73.55	130.02	54.87	19.74	11.12
2022	Mar	51.03	72.2	138.42	59.42	46.84	17.55
2022	Abr	60.82	75.59	153.38	78.57	74.34	27.46
2022	May	82.04	85.31	150.66	76.74	53.8	18.15
2022	Jun	60.91	67.58	116.62	68.18	20.45	12.15
2022	Jul	48.61	58.37	97.79	55.93	7.86	11.4
2022	Ago	46.9	53.52	100.8	63.11	13.7	8.48
2022	Sep	43.58	49.65	98.62	63.65	13.39	2.94
2022	Oct	43.87	49.86	98.89	64.01	9.09	2.86
2022	Nov	42.44	51.23	98.26	54.38	6.39	4.69
2022	Dic	44.77	51.9	111.96	53.22	10.26	8.27
<b>2022</b>	<b>Promedio</b>	<b>51.63</b>	<b>62.96</b>	<b>116.64</b>	<b>61.95</b>	<b>23.19</b>	<b>10.85</b>



**Figura 52.** Costo marginal promedio mensual para los países del MER.

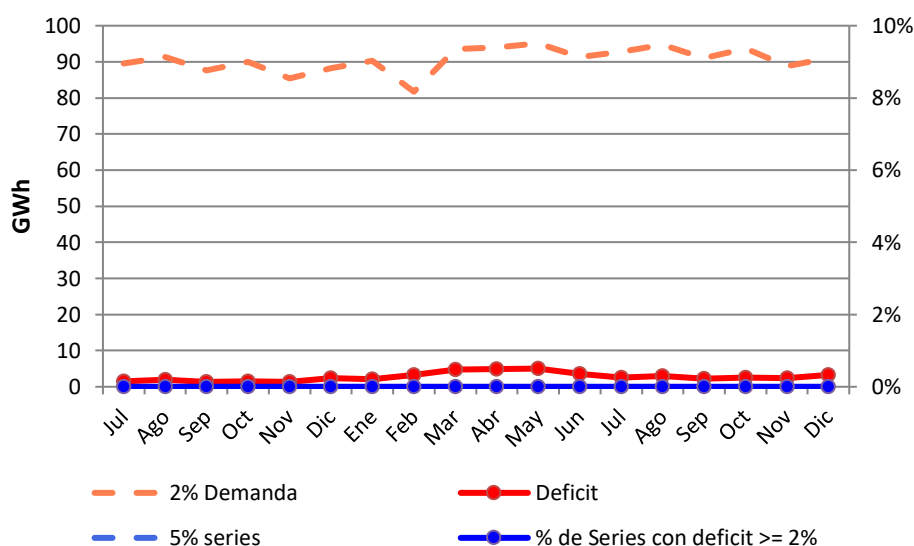


**Figura 53.** Costo marginal promedio anual para los países del MER.

#### 4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

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

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 54.** Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional de América Central.

## Conclusiones

- Las proyecciones de demanda para el período julio a diciembre de 2021 muestran la esperanza de crecimiento de 5.5% en promedio para la región con respecto del mismo período del año 2020 y 9.6% para el año 2022 con respecto a la demanda total del año 2020. Es importante señalar que las expectativas de crecimiento de la demanda son más pesimistas en los países de El Salvador, Costa Rica y Guatemala, que en promedio para todo el período crecerían 1.4%, 4.1% y 5.1%, respectivamente, mientras que los sistemas de Nicaragua, Panamá y Honduras muestran factores de crecimiento considerablemente más optimistas, con valores de 6.8%, 10.5% y 15.2%, respectivamente.
- Con relación a las modificaciones de generación, fueron informados cinco proyectos que fueron incorporados en el primer semestre de 2021 por un total de 294 MW, adicionalmente se espera que entre julio y diciembre de 2021 se incorporen 14 proyectos en los sistemas de El Salvador, Nicaragua y Panamá por un total de 916.6 MW, pero también fueron reportados 5 proyectos que dejarán de formar del parque generador de Costa Rica y Panamá por un total de 105.74 MW. Entre los proyectos previstos a incorporarse al sistema resaltan los proyectos de Gas Natural a instalarse en los sistemas de Nicaragua y El Salvador en diciembre de 2021 y julio de 2022, respectivamente.
- En cuanto al suministro futuro de la demanda en los países de la región se prevé que la generación provendrá principalmente de centrales con recursos renovables, cuya proporción respecto de la generación total es de 77.2%, de los cuales 58.3% corresponde a generación hidroeléctrica, 11.92% a generación renovable intermitente (de centrales eólicas y solares fotovoltaicas) y 6.98% a generación geotérmica. El 21.14% de energía adicional corresponde a centrales termoeléctricas y 1.65% a importaciones desde el sistema mexicano a través de la interconexión con Guatemala.
- Las transacciones estimadas en el MER mantienen un potencial relevante, en el orden de 361.4 GWh-mes, con lo cual se totalizan 2,255.6 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 4,249 GWh en el año 2022, siendo los sistemas de Guatemala y Costa Rica los mayores exportadores de la región, con proporciones de 47.01% y 42.16%, respectivamente, mientras que como principales importadores resultan El Salvador, Honduras, Nicaragua y el Salvador con proporciones de 49.75%, 26.08% y 19.83%, 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 costarricense resulta con los menores costos

marginales de la región con valores promedio de 0.53 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021 y 23.19 US\$/MWh en el año 2022.

- 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 en 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 del criterio de confiabilidad energética.