



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMERICA CENTRAL 2021-2022

Actualización enero 2021

Área responsable:	Gerencia de Planificación y Operación
Fecha:	Enero 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	11
1.4. Representación de demandas elásticas.....	13
1.5. Precios de los combustibles.....	14
1.6. Parámetros económicos	17
1.6.1. Tasa de Descuento.....	17
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	17
2. Parámetros y premisas de simulación	19
2.1. Parámetros del modelo.....	19
2.2. Premisas del caso de estudio.....	20
2.1.1. Horizonte de análisis.....	20
2.1.2. Año inicial de hidrología	20
2.1.3. Capacidad de intercambio regional.....	22
3. Estado del sistema	35
3.1. Oferta existente.....	35
3.2. Incorporaciones recientes.....	36
3.2.1. Proyectos de generación.....	36
3.2.2. Proyectos de transmisión.....	36
3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período enero 2021 a diciembre 2022	37
3.3.1. Proyectos de generación.....	37
3.3.2. Ampliaciones de transmisión.....	39



4.	Resultados.....	44
4.1.	Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala.....	44
4.1.1.	Despacho de energía	44
4.1.2.	Importaciones desde México.....	45
4.1.3.	Intercambios en el MER.....	47
4.1.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	51
4.2.	Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador	52
4.2.1.	Despacho de energía	52
4.2.2.	Intercambios en el MER.....	53
4.2.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	56
4.2.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	58
4.3.	Resultados para el sistema eléctrico de Honduras.....	59
4.3.1.	Despacho de energía	59
4.3.2.	Intercambios en el MER.....	60
4.3.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	63
4.3.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	65
4.4.	Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua.....	66
4.4.1.	Despacho de energía	66
4.4.2.	Intercambios en el MER.....	67
4.4.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	70
4.4.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	72
4.5.	Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica	73
4.5.1.	Despacho de energía	73
4.5.2.	Intercambios en el MER.....	74
4.5.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	77
4.5.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	79
4.6.	Resultados para el sistema eléctrico de Panamá	80
4.6.1.	Despacho de energía	80



4.6.2.	Intercambios en el MER.....	81
4.6.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	84
4.6.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	86
4.7.	Resultados del Mercado Eléctrico Regional.....	87
4.7.1.	Despacho de energía.....	87
4.7.2.	Intercambios en el MER.....	88
4.7.3.	Costo Marginal de Corto Plazo.....	91
4.7.4.	Indicador de Confiabilidad Energética.....	93

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 y las etapas máximas de resolución serán mensuales, siendo su objeto proveer información indicativa sobre el MER.

En este proceso se calculará la producción esperada (MWh) de los distintos recursos de generación que cumplan con el criterio de maximizar el valor esperado del valor presente neto del beneficio social de la región, considerando el uso de los recursos de generación en forma coordinada y las limitaciones eléctricas 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.

Las características y premisas que deberá cumplir el 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 suministrada por los OS/OM de los países miembros entre los meses de octubre a diciembre de 2020¹.

1.2. Proyección de demanda

Los efectos de la pandemia en el consumo de energía eléctrica fueron sensibles en la región a partir del mes de marzo 2020; en ese mes la demanda disminuyó 0.99% en Costa Rica y hasta 11.77% en El Salvador, respecto del mismo mes del año 2019. La contracción de la demanda en Centroamérica en el mes de marzo fue de 4.6%.

Las depresiones más profundas ocurrieron en los meses de abril y mayo de 2020. En abril la demanda total de Centroamérica se contrajo 11.2%, siendo los países más afectados El

¹ A finales de diciembre no se había recibido aún la actualización correspondiente al sistema eléctrico de Panamá.

Salvador y Panamá con reducciones de 24.44% y 17% respectivamente. En mayo la demanda total de Centroamérica se contrajo 11.32%, con reducciones de 22.92% en El Salvador y 14.34% en Panamá.

A partir del mes de junio se observa recuperación gradual de la demanda en la mayoría de los países del MER, pero en los meses de noviembre y diciembre nuevamente se contrajo. La demanda de energía de Centroamérica registrada en el año 2020 totaliza 52,479 GWh, lo que representa una contracción de 4.36% respecto del año 2019.

Tabla 1. Demanda mensual de energía de los países del MER de los años 2019 y 2020.

Mes	Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2019	Ene	897	541	811	394	951	874	4,467
2019	Feb	854	528	805	367	887	808	4,248
2019	Mar	957	589	899	408	989	903	4,746
2019	Abr	909	587	880	402	952	911	4,641
2019	May	963	577	945	401	979	934	4,799
2019	Jun	906	549	899	380	933	900	4,566
2019	Jul	939	569	917	390	953	911	4,680
2019	Ago	943	553	946	398	946	907	4,693
2019	Sep	903	535	908	376	907	863	4,494
2019	Oct	931	558	898	379	934	882	4,583
2019	Nov	902	538	831	381	918	882	4,452
2019	Dic	908	515	811	400	925	943	4,501
2019	Total	11,012	6,639	10,550	4,675	11,274	10,718	54,869
2020	Ene	940	526	849	381	960	935	4,591
2020	Feb	908	513	843	367	927	870	4,427
2020	Mar	928	520	831	384	979	886	4,528
2020	Abr	848	443	824	365	885	756	4,121
2020	May	883	445	839	373	916	800	4,256
2020	Jun	862	439	827	342	891	788	4,149
2020	Jul	914	496	876	367	898	807	4,358
2020	Ago	948	496	892	366	907	816	4,426
2020	Sep	940	508	884	359	889	814	4,395
2020	Oct	978	530	907	368	929	879	4,592
2020	Nov	924	500	725	345	912	828	4,234
2020	Dic	955	508	795	368	925	853	4,404
2020	Total	11,028	5,925	10,091	4,386	11,018	10,032	52,479

Nota: Los datos son preliminares, tomados de los informes estadísticos mensuales publicados por los OS/OMs de los países miembros del MER y están sujetos a revisión.



Figura 1. Demanda mensual de energía de los países del MER de los años 2019 y 2020.



Tabla 2. Demanda máxima mensual de los países del MER de los años 2019 y 2020.

Mes	Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2019	Ene	1,702	1,000	1,442	678	1,654	1,524
2019	Feb	1,781	1,083	1,563	692	1,679	1,557
2019	Mar	1,776	1,098	1,592	691	1,649	1,686
2019	Abr	1,750	1,162	1,596	718	1,675	1,661
2019	May	1,785	1,157	1,608	708	1,670	1,693
2019	Jun	1,725	1,078	1,601	672	1,667	1,692
2019	Jul	1,720	987	1,541	669	1,609	1,604
2019	Ago	1,710	1,019	1,610	675	1,605	1,674
2019	Sep	1,704	1,044	1,627	687	1,604	1,606
2019	Oct	1,700	1,006	1,573	651	1,587	1,572
2019	Nov	1,749	1,103	1,542	678	1,642	1,661
2019	Dic	1,725	985	1,524	677	1,596	1,686
2020	Ene	1,742	992	1,561	663	1,654	1,941
2020	Feb	1,764	1,007	1,618	689	1,684	1,944
2020	Mar	1,757	1,010	1,589	689	1,738	1,969
2020	Abr	1,620	860	1,515	671	1,613	1,461
2020	May	1,631	859	1,478	673	1,637	1,526
2020	Jun	1,596	884	1,534	633	1,610	1,556
2020	Jul	1,621	907	1,517	655	1,581	1,589
2020	Ago	1,687	936	1,592	660	1,607	1,727
2020	Sep	1,720	947	1,617	651	1,616	1,775
2020	Oct	1,725	970	1,584	632	1,647	1,815
2020	Nov	1,732	958	1,430	648	1,625	1,805
2020	Dic	1,787	1,276	1,461	661	1,654	1,817

Nota: Los datos son preliminares, tomados de los informes estadísticos mensuales publicados por los OS/OMs de los países miembros del MER y están sujetos a revisión.

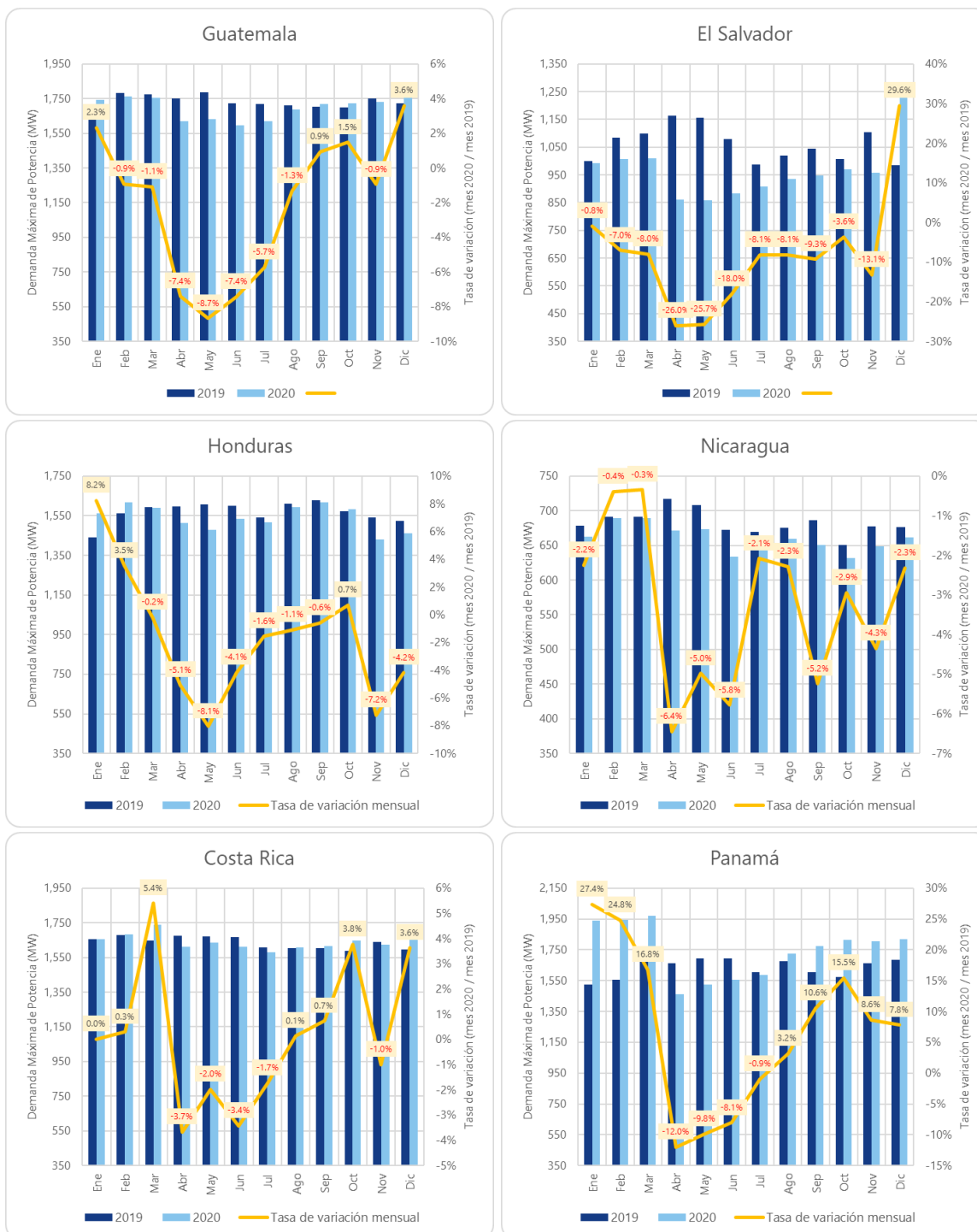


Figura 2. Demanda máxima mensual de los países del MER de los años 2019 y 2020.



La demanda de electricidad de los años futuros se estima en base a las proyecciones informadas por los OS/OM de los seis (6) países miembros, las cuales ya muestran el efecto causado por la pandemia COVID-19, la cual ha causado una depresión generalizada en la demanda de energía de la región debido a las restricciones que se han implementado en una u otra medida en los países centroamericanos.

La demanda de electricidad de los años futuros se estima en base a las proyecciones informadas por los OS/OM de los países miembros, en base a las cuales se estima que Centroamérica totalizará 55,397 GWh en el año 2021, lo que representa un incremento de 5.6% respecto del año 2020, mientras que para el año 2022 totalizará 57,524 GWh, es decir un incremento de 3.8% respecto del año 2021.

Tabla 3. 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	Ene	927	490	935	374	920	878	4,524
2021	Feb	844	446	851	340	837	799	4,119
2021	Mar	977	517	983	395	967	925	4,763
2021	Abr	995	527	999	403	982	941	4,847
2021	May	1,003	530	1,012	404	996	950	4,894
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
Total	2021	11,360	6,011	11,436	4,587	11,249	10,754	55,397
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
Total	2022	11,988	6,059	11,879	4,713	11,578	11,308	57,524



Figura 3. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

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

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2021	Ene	1,696	922	1,653	708	1,613	1,598
2021	Feb	1,716	933	1,673	717	1,633	1,617
2021	Mar	1,760	957	1,716	735	1,674	1,659
2021	Abr	1,760	957	1,716	735	1,675	1,659
2021	May	1,775	965	1,730	741	1,688	1,672
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
Máx.	2021	1,775	965	1,730	741	1,688	1,672
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	1,836	961	1,797	759	1,730	1,756
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
Máx.	2022	1,836	961	1,797	759	1,730	1,756

Es importante resaltar que la demanda de potencia de los países ocurre en diferentes días y horas a lo largo del año (demanda no 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 sea registrado en el Sistema Eléctrico Regional, en una hora y fecha determinada.



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. Dado que la demanda del año 2020 tuvo un comportamiento atípico debido al efecto de la pandemia del COVID-19, 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, por lo que se considera que la conformación de bloques se mantiene vigente.

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 de un mes, mientras que la curva en color rojo representa la curva de carga en cinco bloques, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que agrupa 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.

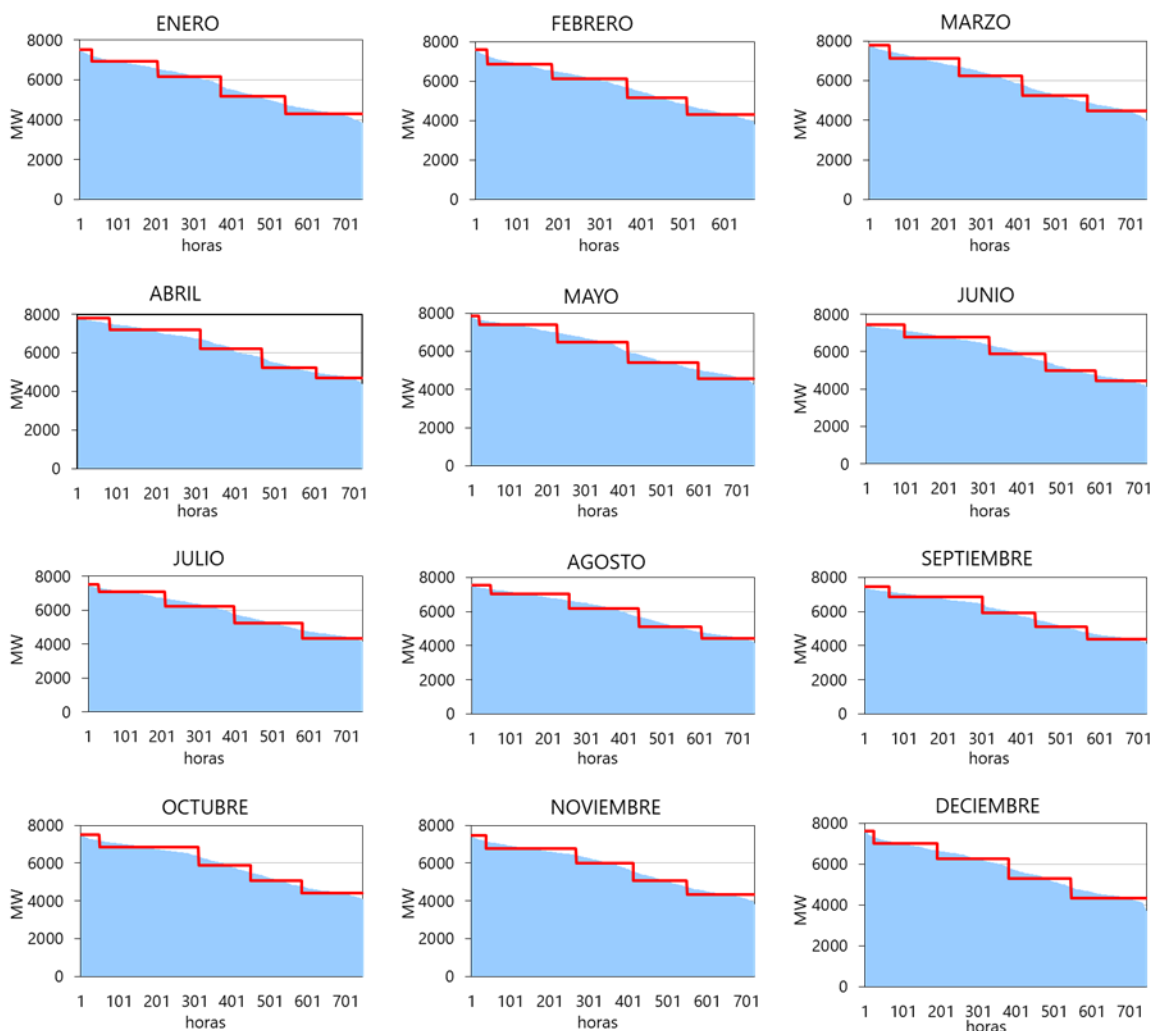


Figura 5. Curvas de duración de carga y su representación en cinco bloques horarios, para los países de América Central.

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 para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5. Detalle de bloques horarios de los países de América Central para una semana promedio.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dom	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	3	4	4	5
Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	4	4
Mar	5	5	5	5	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Mié	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Jue	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Vie	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	3	4	4
Sáb	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4

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 6. 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 en las matrices de generación cuenta con una proporción importante de máquinas que operan con combustibles fósiles, cuyos costos de operación dependen de los precios internacionales del crudo.

Para estimar la evolución de los precios de combustibles y costos variables de operación de las centrales de generación térmica de la región, se utilizaron las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) del mes de diciembre de 2020 publicadas por la *Administración de Información de Energía de EE. UU.* (EIA), la cual cuenta con proyecciones hasta diciembre de 2021, mientras que la estimación de precios para el año 2022 se utilizaron las proyecciones del *Annual Energy Outlook* (AEO) del año 2020 de la misma agencia, con proyecciones hasta el año 2050.

Es importante tener en cuenta las consideraciones del STEO, en relación con la elevada incertidumbre a la que se encuentran sujetas aún todas las fuentes de energía, incluidos los combustibles, debido a las respuestas que se han implementado por la pandemia COVID-19 que aún continúan evolucionando, con efectos en la reducción de la actividad económica y que ha causado un cambio en los patrones de oferta y demanda en el año 2020. En relación con el aumento de los precios de los combustibles en el mes de noviembre, indican que se debió en parte a las noticias de la viabilidad de múltiples vacunas para el COVID-19, así como a las expectativas del mercado de retraso o limitación de los aumentos de producción para enero de 2021 por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y países socios (OPEC+). La EIA espera que los altos niveles de inventarios de petróleo y el excedente de capacidad de producción limiten la presión de alza de los precios durante buena parte del año 2021.

Tabla 7. Proyección de precios de los combustibles para el año 2021.

Año	Mes	Búnker \$/galón	Diésel \$/galón	Carbón \$/MMBtu	Gas Natural (HH) \$/MMBtu
2021	Ene	1.08	1.45	2.05	3.10
2021	Feb	1.11	1.46	2.05	3.05
2021	Mar	1.08	1.53	2.06	2.99
2021	Abr	1.05	1.52	2.09	2.95
2021	May	1.05	1.54	2.07	2.95
2021	Jun	1.07	1.56	2.04	2.95
2021	Jul	1.03	1.57	2.04	2.97
2021	Ago	1.07	1.62	2.04	2.97
2021	Sep	1.05	1.59	2.04	2.96
2021	Oct	1.04	1.65	2.04	3.00
2021	Nov	1.07	1.64	2.05	3.06
2021	Dic	1.08	1.57	2.04	3.15

Nota: Elaboración propia con información del STEO de diciembre 2020.

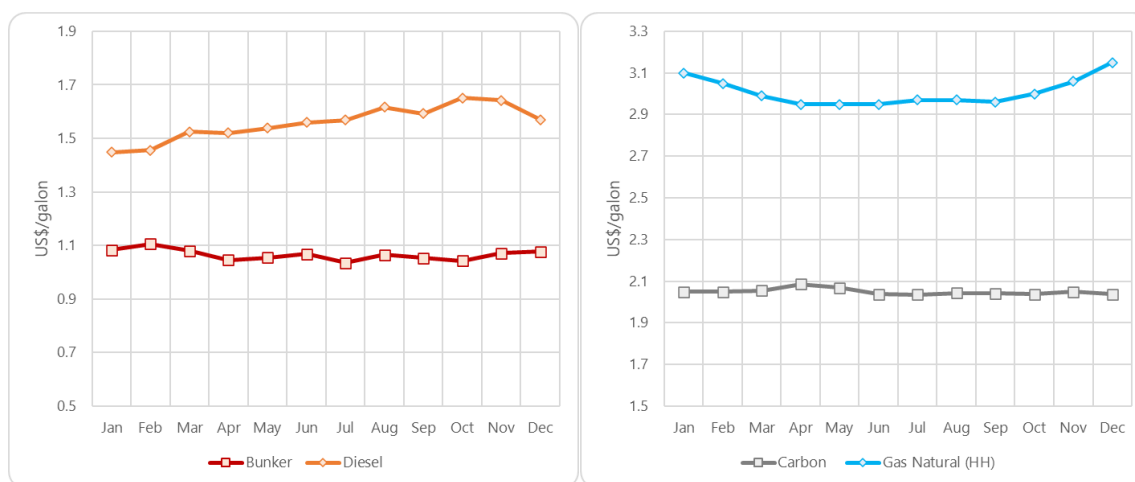


Figura 6. Proyección de los precios de los combustibles para el año 2021.

Tabla 8. Proyección de precios de los combustibles para el largo plazo.

Año	Búnker \$/galón	Diésel \$/galón	Carbón \$/MMBtu	Gas Natural (HH) \$/MMBtu
2022	2.16	2.96	2.15	2.49
2023	2.20	2.93	2.18	2.52
2024	2.27	2.93	2.22	2.62
2025	2.35	2.89	2.25	2.84
2026	2.42	3.00	2.31	3.08
2027	2.53	3.06	2.38	3.23
2028	2.60	3.18	2.42	3.32
2029	2.73	3.29	2.48	3.33
2030	2.84	3.39	2.54	3.29

Nota: Elaboración propia con información del AEO 2020.

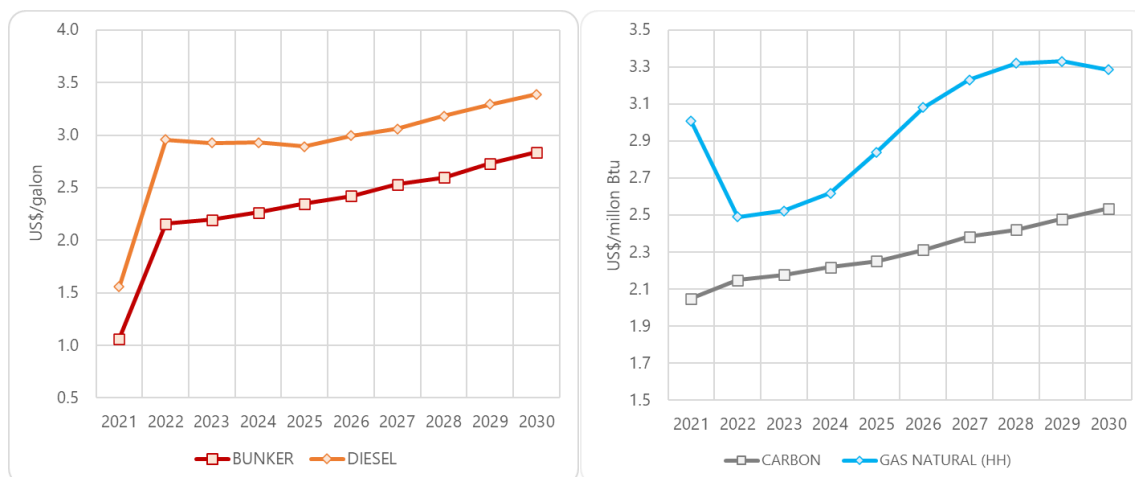


Figura 7. Proyección de precios de los combustibles para el largo plazo.

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 9. 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 16.0.5 de dicho modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

Tabla 10. 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 ≥ 115 kV) y circuitos inter regionales.

2.2. Premisas del caso de estudio

2.1.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de enero 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 "Perspectiva Regional del Clima de Centroamérica" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), correspondientes a los meses de diciembre 2020 a marzo 2021, el cual refiere que desde agosto 2020 los indicadores oceánicos del fenómeno ENOS muestran que el fenómeno La Niña se ha desarrollado en el Océano Pacífico, pero también indica que durante este cuatrimestre las temperaturas del mar en la cuenca del

Océano Atlántico Tropical (que incluye al Golfo de México y el Mar Caribe) estarán más altas que el año pasado y que los valores climatológicos típicos de la época.

En cuanto a los pronósticos de lluvia estimados en este informe denotan que las lluvias tendrán un comportamiento con tendencia normal en la mayor parte de la región centroamericana, arriba de lo normal sobre la Franja Transversal del Norte en Guatemala, zona occidental de El Salvador, regiones del Caribe en Costa Rica, así como en el norte de Coclé, Colón y cuenca del Canal de Panamá, mientras que se estiman bajo lo normal las regiones autónomas de la Costa Caribe Norte y Caribe Sur de Nicaragua.

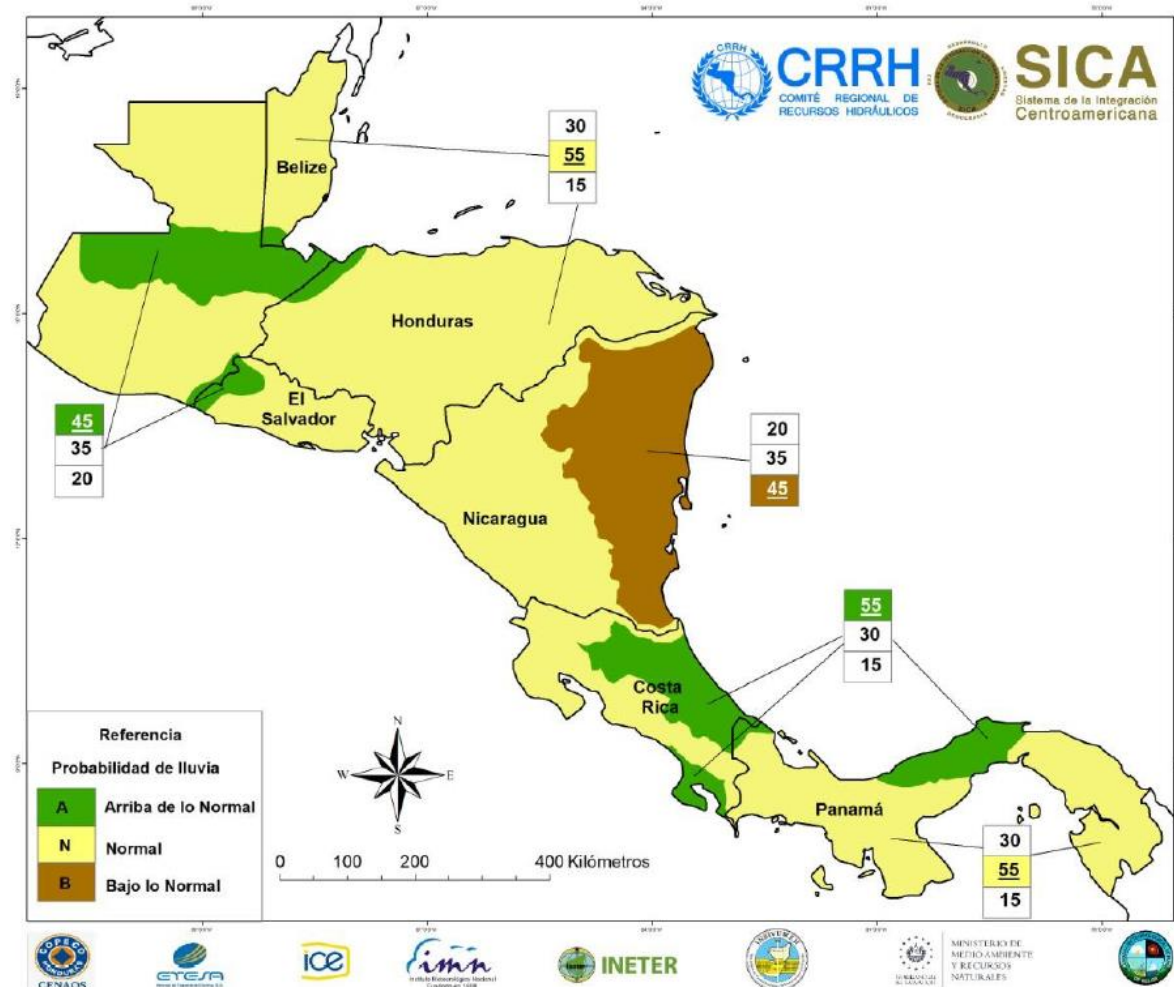


Figura 8. Mapa de la Perspectiva del Clima de Centroamérica para el período de diciembre 2020 a marzo 2021.

Fuente: Perspectiva Regional del Clima Centroamérica, 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 mayoría de los países del MER, de acuerdo con los análisis realizados en cada país con la metodología de años análogos:

Tabla 11. Años análogos para las condiciones de lluvia de diciembre 2020 a marzo 2021.

País	Años análogos
Guatemala	2006-2007, 2012-2013, 2013-2014, 2017-2018
El Salvador	1995- 1996 , 2007-2008, 2010-2011, 2011-2012 y 2017-2018
Honduras	1995 - 1996 , 2007-2008 y 2012-2013
Nicaragua	1973-1974, 1995- 1996 , 2003-2004, 2007-2008, 2010-2011
Costa Rica	1995- 1996
Panamá	1995- 1996 , 2007-2008

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, en el marco del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo 2021-2025 que actualmente se encuentra en proceso, considerando las expansiones de generación y transmisión de corto plazo.



Tabla 12. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Guatemala y El Salvador en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	280	280	280	300	300
2021	Feb	280	280	280	300	300
2021	Mar	280	280	280	300	300
2021	Abr	280	280	280	300	300
2021	May	280	280	280	300	300
2021	Jun	280	240	240	300	300
2021	Jul	280	240	240	300	300
2021	Ago	280	240	240	300	300
2021	Sep	280	240	240	300	300
2021	Oct	280	240	240	300	300
2021	Nov	280	240	240	300	300
2021	Dic	270	270	270	300	300
2022	Ene	270	270	270	400	400
2022	Feb	270	270	270	400	400
2022	Mar	270	270	270	400	400
2022	Abr	270	270	270	400	400
2022	May	270	270	270	400	400
2022	Jun	320	320	320	450	450
2022	Jul	320	320	320	450	450
2022	Ago	320	320	320	450	450
2022	Sep	320	320	320	450	450
2022	Oct	320	320	320	450	450
2022	Nov	320	320	320	450	450
2022	Dic	160	130	130	430	430



Tabla 13. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Guatemala y El Salvador en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	260	280	280	240	240
2021	Feb	260	280	280	240	240
2021	Mar	260	280	280	240	240
2021	Abr	260	280	280	240	240
2021	May	260	280	280	240	240
2021	Jun	300	120	120	210	210
2021	Jul	300	120	120	210	210
2021	Ago	300	120	120	210	210
2021	Sep	300	120	120	210	210
2021	Oct	300	120	120	210	210
2021	Nov	300	120	120	210	210
2021	Dic	270	250	250	230	230
2022	Ene	270	250	250	230	230
2022	Feb	270	250	250	230	230
2022	Mar	270	250	250	230	230
2022	Abr	270	250	250	230	230
2022	May	270	250	250	230	230
2022	Jun	330	240	240	220	220
2022	Jul	330	240	240	220	220
2022	Ago	330	240	240	220	220
2022	Sep	330	240	240	220	220
2022	Oct	330	240	240	220	220
2022	Nov	330	240	240	220	220
2022	Dic	290	130	130	400	400



Tabla 14. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Guatemala y Honduras en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	60	20	20	260	260
2021	Feb	60	20	20	260	260
2021	Mar	60	20	20	260	260
2021	Abr	60	20	20	260	260
2021	May	60	20	20	260	260
2021	Jun	150	50	50	250	250
2021	Jul	150	50	50	250	250
2021	Ago	150	50	50	250	250
2021	Sep	150	50	50	250	250
2021	Oct	150	50	50	250	250
2021	Nov	150	50	50	250	250
2021	Dic	90	10	10	300	300
2022	Ene	90	10	10	330	330
2022	Feb	90	10	10	330	330
2022	Mar	90	10	10	330	330
2022	Abr	90	10	10	330	330
2022	May	90	10	10	330	330
2022	Jun	120	10	10	360	360
2022	Jul	120	10	10	290	290
2022	Ago	120	10	10	290	290
2022	Sep	120	10	10	290	290
2022	Oct	120	10	10	290	290
2022	Nov	120	10	10	290	290
2022	Dic	310	30	30	440	440



Tabla 15. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Guatemala y Honduras en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	160	300	300	230	230
2021	Feb	160	300	300	230	230
2021	Mar	160	300	300	230	230
2021	Abr	160	300	300	230	230
2021	May	160	300	300	230	230
2021	Jun	90	150	150	210	210
2021	Jul	90	150	150	210	210
2021	Ago	90	150	150	210	210
2021	Sep	90	150	150	210	210
2021	Oct	90	150	150	210	210
2021	Nov	90	150	150	210	210
2021	Dic	110	290	290	210	210
2022	Ene	110	290	290	210	210
2022	Feb	110	290	290	210	210
2022	Mar	110	290	290	210	210
2022	Abr	110	290	290	210	210
2022	May	110	290	290	210	210
2022	Jun	20	70	70	230	230
2022	Jul	20	70	70	230	230
2022	Ago	20	70	70	230	230
2022	Sep	20	70	70	230	230
2022	Oct	20	70	70	230	230
2022	Nov	20	70	70	230	230
2022	Dic	150	120	120	200	200



Tabla 16. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre El Salvador y Honduras en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	60	10	10	260	260
2021	Feb	60	10	10	260	260
2021	Mar	60	10	10	260	260
2021	Abr	60	10	10	260	260
2021	May	60	10	10	260	260
2021	Jun	150	50	50	120	120
2021	Jul	150	50	50	120	120
2021	Ago	150	50	50	120	120
2021	Sep	150	50	50	120	120
2021	Oct	150	50	50	120	120
2021	Nov	150	50	50	120	120
2021	Dic	90	10	10	300	300
2022	Ene	90	10	10	330	330
2022	Feb	90	10	10	330	330
2022	Mar	90	10	10	330	330
2022	Abr	90	10	10	330	330
2022	May	90	10	10	330	330
2022	Jun	110	10	10	120	120
2022	Jul	110	10	10	120	120
2022	Ago	110	10	10	120	120
2022	Sep	110	10	10	120	120
2022	Oct	110	10	10	120	120
2022	Nov	110	10	10	120	120
2022	Dic	280	20	20	450	450



Tabla 17. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre El Salvador y Honduras en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	160	320	320	230	230
2021	Feb	160	320	320	230	230
2021	Mar	160	320	320	230	230
2021	Abr	160	320	320	230	230
2021	May	160	320	320	230	230
2021	Jun	90	150	150	210	210
2021	Jul	90	150	150	210	210
2021	Ago	90	150	150	210	210
2021	Sep	90	150	150	210	210
2021	Oct	90	150	150	210	210
2021	Nov	90	150	150	210	210
2021	Dic	110	290	290	210	210
2022	Ene	110	290	290	210	210
2022	Feb	110	290	290	210	210
2022	Mar	110	290	290	210	210
2022	Abr	110	290	290	210	210
2022	May	110	290	290	210	210
2022	Jun	20	70	70	230	230
2022	Jul	20	70	70	230	230
2022	Ago	20	70	70	230	230
2022	Sep	20	70	70	230	230
2022	Oct	20	70	70	230	230
2022	Nov	20	70	70	230	230
2022	Dic	150	120	120	200	200



Tabla 18. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Honduras y Nicaragua en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	160	100	100	280	280
2021	Feb	160	100	100	280	280
2021	Mar	160	100	100	280	280
2021	Abr	160	100	100	280	280
2021	May	160	100	100	280	280
2021	Jun	100	50	50	290	290
2021	Jul	100	50	50	290	290
2021	Ago	100	50	50	290	290
2021	Sep	100	50	50	290	290
2021	Oct	100	50	50	290	290
2021	Nov	100	50	50	290	290
2021	Dic	110	150	150	210	210
2022	Ene	110	150	150	210	210
2022	Feb	110	150	150	210	210
2022	Mar	110	150	150	210	210
2022	Abr	110	150	150	210	210
2022	May	110	150	150	210	210
2022	Jun	20	240	240	290	290
2022	Jul	20	240	240	290	290
2022	Ago	20	240	240	290	290
2022	Sep	20	240	240	290	290
2022	Oct	20	240	240	290	290
2022	Nov	20	240	240	290	290
2022	Dic	150	120	120	200	200



Tabla 19. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Honduras y Nicaragua en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	60	30	30	220	220
2021	Feb	60	30	30	220	220
2021	Mar	60	30	30	220	220
2021	Abr	60	30	30	220	220
2021	May	60	30	30	220	220
2021	Jun	160	40	40	260	260
2021	Jul	160	40	40	260	260
2021	Ago	160	40	40	260	260
2021	Sep	160	40	40	260	260
2021	Oct	160	40	40	260	260
2021	Nov	160	40	40	260	260
2021	Dic	90	10	10	290	290
2022	Ene	90	10	10	290	290
2022	Feb	90	10	10	290	290
2022	Mar	90	10	10	290	290
2022	Abr	90	10	10	290	290
2022	May	90	10	10	290	290
2022	Jun	100	10	10	300	300
2022	Jul	100	10	10	300	300
2022	Ago	100	10	10	300	300
2022	Sep	100	10	10	300	300
2022	Oct	100	10	10	300	300
2022	Nov	100	10	10	300	300
2022	Dic	250	20	20	290	290



Tabla 20. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Nicaragua y Costa Rica en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	130	140	140	270	270
2021	Feb	130	140	140	270	270
2021	Mar	130	140	140	270	270
2021	Abr	130	140	140	270	270
2021	May	130	140	140	270	270
2021	Jun	270	270	270	270	270
2021	Jul	270	270	270	270	270
2021	Ago	270	270	270	270	270
2021	Sep	270	270	270	270	270
2021	Oct	270	270	270	270	270
2021	Nov	270	270	270	270	270
2021	Dic	160	210	210	230	230
2022	Ene	160	210	210	230	230
2022	Feb	160	210	210	230	230
2022	Mar	160	210	210	230	230
2022	Abr	160	210	210	230	230
2022	May	160	210	210	230	230
2022	Jun	270	270	270	270	270
2022	Jul	270	270	270	270	270
2022	Ago	270	270	270	270	270
2022	Sep	270	270	270	270	270
2022	Oct	270	270	270	270	270
2022	Nov	270	270	270	270	270
2022	Dic	180	210	210	190	190



Tabla 21. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Nicaragua y Costa Rica en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	90	150	150	300	300
2021	Feb	90	150	150	300	300
2021	Mar	90	150	150	300	300
2021	Abr	90	150	150	300	300
2021	May	90	150	150	300	300
2021	Jun	80	300	300	300	300
2021	Jul	80	300	300	300	300
2021	Ago	80	300	300	300	300
2021	Sep	80	300	300	300	300
2021	Oct	80	300	300	300	300
2021	Nov	80	300	300	300	300
2021	Dic	190	110	110	300	300
2022	Ene	190	110	110	310	310
2022	Feb	190	110	110	310	310
2022	Mar	190	110	110	310	310
2022	Abr	190	110	110	310	310
2022	May	190	110	110	310	310
2022	Jun	80	260	260	320	320
2022	Jul	80	260	260	320	320
2022	Ago	80	260	260	320	320
2022	Sep	80	260	260	320	320
2022	Oct	80	260	260	320	320
2022	Nov	80	260	260	320	320
2022	Dic	310	160	160	290	290



Tabla 22. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Costa Rica y Panamá en sentido Norte a Sur (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	230	150	150	240	240
2021	Feb	230	150	150	240	240
2021	Mar	230	150	150	240	240
2021	Abr	230	150	150	240	240
2021	May	230	150	150	240	240
2021	Jun	30	10	10	30	30
2021	Jul	30	10	10	30	30
2021	Ago	30	10	10	30	30
2021	Sep	30	10	10	30	30
2021	Oct	30	10	10	30	30
2021	Nov	30	10	10	30	30
2021	Dic	300	190	190	300	300
2022	Ene	310	190	190	350	350
2022	Feb	310	190	190	350	350
2022	Mar	310	190	190	350	350
2022	Abr	310	190	190	350	350
2022	May	310	190	190	350	350
2022	Jun	80	80	80	60	60
2022	Jul	80	80	80	60	60
2022	Ago	80	80	80	60	60
2022	Sep	80	80	80	60	60
2022	Oct	80	80	80	60	60
2022	Nov	80	80	80	60	60
2022	Dic	330	210	210	480	480



Tabla 23. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia 2021-2022 entre Costa Rica y Panamá en sentido Sur a Norte (MW).

Año	Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
2021	Ene	270	260	260	290	290
2021	Feb	270	260	260	290	290
2021	Mar	270	260	260	290	290
2021	Abr	270	260	260	290	290
2021	May	270	260	260	290	290
2021	Jun	70	210	210	40	40
2021	Jul	70	210	210	40	40
2021	Ago	70	210	210	40	40
2021	Sep	70	210	210	40	40
2021	Oct	70	210	210	40	40
2021	Nov	70	210	210	40	40
2021	Dic	120	110	110	300	300
2022	Ene	120	110	110	410	410
2022	Feb	120	110	110	410	410
2022	Mar	120	110	110	410	410
2022	Abr	120	110	110	410	410
2022	May	120	110	110	410	410
2022	Jun	50	90	90	30	30
2022	Jul	50	90	90	30	30
2022	Ago	50	90	90	30	30
2022	Sep	50	90	90	30	30
2022	Oct	50	90	90	30	30
2022	Nov	50	90	90	30	30
2022	Dic	420	390	390	110	110

3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

La capacidad de generación disponible en los países del MER al mes de diciembre de 2020, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de **18,122.5 MW**, de los cuales 41% corresponde a centrales hidroeléctricas, 26.5% a centrales térmicas con combustibles fósiles, 6.9% a centrales eólicas, 6.9% a centrales de biomasa, 6.3% a centrales solares fotovoltaicas y 3.1% a geotérmicas.

Tabla 24. Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total país
Geotérmico	33.6	174.5	35.0	110.0	207.7	0.0	560.8
Hidroeléctrico	1,573.8	622.9	849.0	139.2	2,343.6	1,896.6	7,425.0
Eólico	102.5	50.0	240.3	186.6	403.6	270.0	1,253.0
Solar FV	80.0	213.9	506.6	12.0	21.4	315.7	1,149.6
Gas Natural	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	606.0	608.6
Biomasa	691.8	208.0	190.9	119.0	37.3	8.1	1,255.1
Carbón	513.4	0.0	142.8	0.0	0.0	407.0	1,063.2
Fuel Oil	714.3	708.7	808.9	767.9	418.3	1,389.2	4,807.2
Total recurso	3,712.0	1,977.9	2,773.5	1,334.7	3,431.8	4,892.6	18,122.5

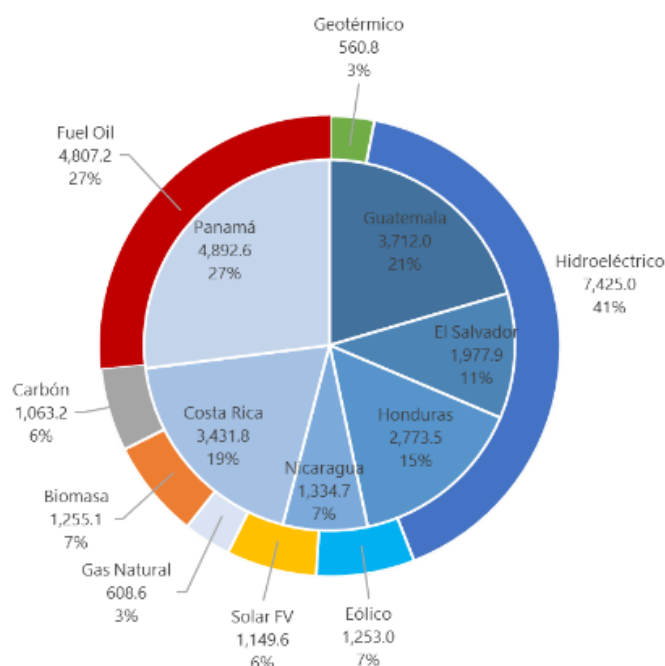


Figura 9. Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.



3.2. Incorporaciones recientes

3.2.1. Proyectos de generación

De acuerdo con el programa de expansión de los sistemas nacionales, durante el segundo semestre del año 2020 entraron en operación 9 proyectos de generación, los cuales totalizan **233 MW** de nueva capacidad para el sistema, destacando tres proyectos renovables con las mayores capacidades, siendo estos la Planta Eólica Ventus de 50 MW en El Salvador, así como las Plantas Solares Penonomé y Penonomé 2 de 50 MW cada una.

Tabla 25. Incorporación de generación en los países de América Central durante el segundo semestre del año 2020.

Sistema	Fuente	Proyecto	Fecha Modificación	Capacidad (MW)
Guatemala	Gas Natural	Actún Can Gas Natural	9/8/2020	2.6
El Salvador	Eólico	Ventus	1/11/2020	50.0
	Solar FV	Ecosolar	1/11/2020	9.9
Honduras	Fuel Oil	Laeisz Ceiba Mercado de Oportunidad	1/8/2020	22.0
	Fuel Oil	Progressive 1	13/10/2020	10.0
	Fuel Oil	Progressive 2	26/10/2020	17.6
Panamá	Solar FV	Solar Farallon 2	1/6/2020	1.0
	Solar FV	Solar Penonomé	1/11/2020	60.0
	Solar FV	Solar Penonomé 2	1/11/2020	60.0
Total				233.0

3.2.2. Proyectos de transmisión

Con base en la información actualizada por los OSOM para la base de datos, se identifican 20 modificaciones que serían efectuadas en la red de transmisión durante el segundo semestre del año 2020, en los sistemas de Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Tabla 26. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión de los países de América Central ejecutadas durante el segundo semestre de 2020.

Sistema	Elemento	Proyecto	Barra Origen	Barra Destino	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Fecha	Nota
Honduras	Línea	Petacon - Cerro de Hula	3271	3602	34.5	227	jun/2020	Incorporación
Honduras	Línea	Juticalpa Dos – Patuca	3326	3262	230	456.5	jul/2020	Incorporación
Honduras	Línea	Juticalpa - Juticalpa Dos	3069	3325	69	187.4	jul/2020	Incorporación
Honduras	Trafo	Juticalpa Dos 230/69	3326	3325	230/69	140	jul/2020	Incorporación
Nicaragua	Línea	Sandino - Gas Natural	4402	4423	230	414	dic/2020	Incorporación
Nicaragua	Línea	Sandino - Gas Natural	4402	4423	230	414	dic/2020	Incorporación
Costa Rica	Línea	Higuito - El Este	54850	53550	230	600	jun/2020	Incorporación
Costa Rica	Línea	Higuito – Tarbaca	54850	53900	230	600	jun/2020	Incorporación
Costa Rica	Línea	Pirris – Tejar	54250	54050	230	345	jun/2020	Incorporación
Costa Rica	Línea	Rio Macho - San Isidro	53850	56000	230	300	dic/2020	Repotenciación
Costa Rica	Línea	San Isidro – Palmar	56000	56100	230	300	dic/2020	Repotenciación
Panamá	Línea	Panamá II – Pacora	6003	6171	230	608	jul/2020	Repotenciación
Panamá	Línea	Panamá II - 24 Diciembre	6003	6470	230	608	jul/2020	Repotenciación
Panamá	Línea	24 Diciembre - Vista Hermosa	6470	6243	230	608	jul/2020	Incorporación
Panamá	Línea	Bayano – Chepo	6100	6861	230	202	jul/2020	Incorporación
Panamá	Línea	Bayano – Chepo	6100	6861	230	202	jul/2020	Incorporación
Panamá	Línea	Pacora - Chepo	6171	6861	230	608	jul/2020	Incorporación
Panamá	Línea	Chepo - Vista Hermosa	6861	6243	230	608	jul/2020	Incorporación
Panamá	Trafo	Changuinola T02	6260	69001	230/1	50	ago/2020	Incorporación

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

3.3.1. Proyectos de generación

Las adiciones de generación previstas en los países del MER para el período enero 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 26 proyectos, los cuales totalizan 1,195 MW.



Tabla 27. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de enero 2021 a diciembre 2020, por país y tipo de recurso (MW).

Sistema	Fecha	Recurso	Proyecto	Capacidad (MW)
El Salvador	ene/2021	Hidroeléctrico	3 de Febrero	65.7
El Salvador	jul/2022	Gas Natural	Proyecto de Gas Natural	380.0
Honduras	ene/2021	Hidroeléctrico	Patuca 3	104.0
Honduras	jun/2021	Búnker	Rentas Americanas	30.0
Honduras	jul/2021	Solar FV	Lorenzo	10.0
Honduras	jul/2021	Solar FV	Solar Manzanilla	21.9
Honduras	abr/2022	Hidroeléctrico	Hidroeléctrica Río Molo	3.9
Nicaragua	oct/2021	Solar FV	Fotovoltaica El Velero	12.0
Nicaragua	oct/2021	Solar FV	Solar 2	50.0
Nicaragua	dic/2021	Hidroeléctrico	La Mora	1.9
Nicaragua	dic/2021	Gas Natural	Ciclo Combinado Gas Natural	300.0
Nicaragua	oct/2022	Solar FV	Solar 3	50.0
Costa Rica	mar/2021	Hidroeléctrico	P.H. San Rafael	7.0
Costa Rica	jun/2021	Hidroeléctrico	P.H. Río Bonilla 510	6.0
Costa Rica	jun/2021	Hidroeléctrico	Río Bonilla 1310	6.0
Panamá	jun/2021	Hidroeléctrico	El Alto G4	1.2
Panamá	jun/2021	Eólico	Toabré1	66.0
Panamá	jun/2021	Solar FV	EcoSol	10.0
Panamá	jun/2021	Solar FV	Solar Farallon 2 Etapa 2	5.2
Panamá	dic/2021	Solar FV	Don Félix Etapa 2	8.0
Panamá	dic/2021	Solar FV	Solar Esperanza	20.0
Panamá	ene/2022	Hidroeléctrico	Colorado	5.7
Panamá	ene/2022	Solar FV	Jaguito	10.0
Panamá	ene/2022	Solar FV	Solar Prudencia	10.6
Panamá	dic/2022	Solar FV	Solar Victo	10.0
Total				1,195.0

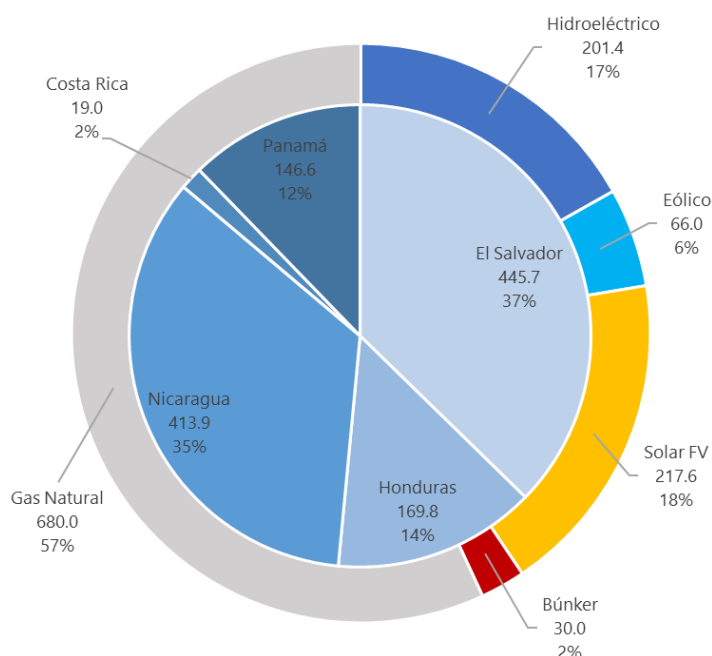


Figura 10. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de enero 2021 a diciembre 2022, por país y tipo de recurso.

Como parte de las modificaciones en el sistema de generación, ha sido informado el retiro de las unidades 1 y 2 de Planta Nicaragua en enero de 2021, así como una reducción escalonada de capacidad en el proyecto eólico Tejona en Costa Rica, el cual operaba originalmente con 20 MW de capacidad, pero a partir de enero de 2018 redujo su capacidad a 17 MW, en enero 2020 se redujo a 10 MW, y finalmente saldrá de operación en enero de 2024.

3.3.2. Ampliaciones de transmisión

Las modificaciones previstas para la red de transmisión entre enero 2021 y 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 28. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Guatemala.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Modificación
ene/2021	Línea	1134	1841	Sololá – Huhuetenango	230	438.2	Incorporación
ene/2021	Línea	14038	14012	La Vega – Barberena	69	150	Incorporación
ene/2021	Línea	1406	14012	Los Esclavos – Barberena	69	83.8	Incorporación
ene/2021	Línea	14012	1439	Barberena - La Pastoria Deriv.	69	83.8	Incorporación
ene/2021	Trafo	1124	14038	La Vega	230/69	150	Incorporación
ene/2022	Línea	1109	1793	Guate Sur – Incienso	230	424	Incorporación
ene/2022	Línea	1130	1137	Las Cruces - Guate Oeste	230	438.2	Incorporación
ene/2022	Línea	1130	1137	Las Cruces - Guate Oeste	230	438.2	Incorporación
ene/2022	Línea	1130	1139	Las Cruces – Palestina	230	438.2	Incorporación
ene/2022	Línea	1130	1139	Las Cruces – Palestina	230	438.2	Incorporación
ene/2022	Línea	1841	1843	Huehuetenango – Chiantla	230	424	Incorporación
ene/2022	Línea	1130	1149	Las Cruces - San Gabriel	230	438.2	Incorporación
ene/2022	Trafo	1149	1345	San Gabriel T01	230/13.8	50	Incorporación
ene/2022	Trafo	1149	1345	San Gabriel T02	230/13.8	50	Incorporación

Tabla 29. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de El Salvador.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
ene/2021	Línea	27181	27601	15 Septiembre - 3 Febrero	115	130	Incorporación
ago/2021	Trafo	24481	27481	Talnique	46/115	100	Incremento capacidad
ago/2021	Trafo	27431	22431	San Martín	115/23	75	Incorporación
ene/2022	Trafo	27541	24571	Rosario de Mora	115/46	50	Incorporación
jul/2022	Línea	28161	28132	Ahuachapán - Energía del Pacífico	230	396	Incorporación
jul/2022	Línea	28161	28132	Ahuachapán - Energía del Pacífico	230	396	Incorporación
jul/2022	Trafo	28132	27132	Energía del Pacífico T01	230/115	250	Incorporación
jul/2022	Trafo	28132	27132	Energía del Pacífico T02	230/115	250	Incorporación
jul/2022	Línea	27361	27481	San Antonio Abad – Talnique	115	260	Seccionamiento
jul/2022	Línea	27421	27441	Nuevo Cuscatlán – Ateos	115	260	Seccionamiento
jul/2022	Línea	27361	27551	San Antonio - Volcán	115	260	Incorporación
jul/2022	Línea	27421	27551	Nuevo Cuscatlán – Volcán	115	260	Incorporación
jul/2022	Línea	27481	27551	Talnique - Volcán	115	410	Incorporación
jul/2022	Trafo	27551	22541	Volcán	115/23	75	Incorporación
ago/2022	Línea	27171	27371	Cerrón Grande – Nejapa	115	260	Seccionamiento
ago/2022	Línea	27371	27561	Nejapa - Apopa	115	260	Incorporación
ago/2022	Línea	27171	27561	Cerrón Grande – Apopa	115	260	Incorporación
ago/2022	Trafo	27561	22551	Apopa	115/23	75	Incorporación
oct/2022	Línea	27171	27531	Cerrón Grande – Chalate	115	130	Incorporación
oct/2022	Trafo	27531	24561	Chalatenango	115/46	50	Incorporación

Tabla 30. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Honduras.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
ene/2021	Trafo	3413	3424	Elcatex	13.8/69	25	Retiro
ene/2021	Trafo	3283	3097	Reguleto	230/138	150	Incorporación
ene/2021	Trafo	3283	3097	Reguleto	230/138	150	Incorporación
ene/2022	Línea	3037	3219	Bermejo – Merendon	138	151.8	Seccionamiento
ene/2022	Línea	3219	3049	Merendon – Choloma	138	151.8	Incorporación
ene/2022	Línea	3049	3037	Choloma - Bermejo	138	151.8	Incorporación

Tabla 31. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Nicaragua.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
mar/2021	Línea	4330	4373	Rivas – Tola	138	150	Incorporación
oct/2021	Línea	4401	4406	Los Brasiles – Ticuantepe	230	318	Incremento capacidad
oct/2021	Línea	4404	4406	Masaya – Ticuantepe	230	318	Incremento capacidad
oct/2021	Línea	4750	4803	Amayo – Eolo	230	318	Incremento capacidad
oct/2021	Línea	4419	4402	Mateare I – Sandino	230	318	Incremento capacidad
oct/2021	Línea	4402	4403	Sandino - León I	230	318	Incremento capacidad
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 - Leon I	230	374	Incremento capacidad
dic/2021	Línea	4750	4408	Amayo - Frontera Costa Rica	230	374	Incremento capacidad
ene/2022	Trafo	4417	4354	Terrabona AT1	230/138	120	Incorporación
mar/2022	Línea	4213	4214	Deriv. Montefresco - Deriv. Puenton	69	33	Retiro
mar/2022	Línea	4232	4237	Santa Clara – Yalagüina	69	12	Retiro
mar/2022	Línea	4324	4331	Planta Centroamerica – Sebaco	138	60	Retiro
mar/2022	Línea	4325	4340	Perodista – 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	Ocotál - Santa Clara	138	150	Incorporación
mar/2022	Línea	4308	4324	Jinotega - Planta Centroamerica	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	4340	Ticuantepe AT3	230/138	71.3	Incorporación
mar/2022	Trafo	4422	4304	Boaco T1	230/138	120	Incorporación

Tabla 32. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Costa Rica.

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

Tabla 33. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período enero 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Panamá.

Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
ene/2021	Línea	6018	6350	Cáceres - Punto Medio	115	140	Incorporación
ene/2021	Línea	6032	6350	Marañón - Punto Medio	115	114	Incorporación
dic/2021	Línea	6003	6713	Panamá II – Burunga	230	275	Retiro
dic/2021	Línea	6003	6713	Panamá II – Burunga	230	275	Retiro
ene/2022	Línea	6002	6055	Panamá - Monte Oscuro	115	132	Incorporación
ene/2022	Línea	6018	6703	Cáceres - Bella Vista	115	140	Incorporación
ene/2022	Línea	6801	6867	Sabanitas - GMPM-1	230	770	Incorporación
ene/2022	Línea	6801	6875	Sabanitas - GMPM-2	230	770	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 Sánchez - El Coco A	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6008	6460	Llano Sánchez - El Coco B	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6008	6520	Llano Sánchez - San Bartolo A	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6008	6520	Llano Sánchez - San Bartolo B	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo A	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6182	6520	Veladero - San Bartolo B	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga A	230	500	Incremento capacidad
ago/2022	Línea	6460	6713	El Coco - Burunga B	230	500	Incremento capacidad
sep/2022	Línea	6001	6840	Panamá - Panamá III A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6001	6840	Panamá - Panamá III B	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6840	Panamá II - Panamá III A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6840	Panamá II - Panamá III B	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá III A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6005	6840	Chorrera - Panamá III B	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá III A	230	247	Incorporación



Fecha	Elemento	Barra Origen	Barra Destino	Nombre	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)	Nota
sep/2022	Línea	6702	6840	Bella Vista - Panamá III B	230	247	Incorporación
sep/2022	Línea	6713	6840	Burunga - Panamá III A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6713	6840	Burunga - Panamá III B	230	500	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 III A	230	1000	Incorporación
sep/2022	Línea	6801	6840	Sabanitas - Panamá III B	230	1000	Incorporación
sep/2022	Línea	6867	6868	GMPM-1 - GASM-2 230	230	818	Incorporación
sep/2022	Línea	6875	6868	GMPM-2 - GASM-2 230	230	818	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6801	Panamá II - Sabanitas 230 A	230	500	Incorporación
sep/2022	Línea	6003	6801	Panamá II - Sabanitas 230 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 este estudio proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con proporciones de 58% en el año 2021 y 54% en el año 2022, seguido de centrales termoeléctricas con proporciones de 31% en el año 2021 y 33% en el año 2022, generación intermitente (eólicas y solares) con proporción de 3% y geotermia con proporción de 2% en ambos años, mientras que las importaciones desde México se estima en proporciones de 6% y 8% en cada uno de los años. El despacho totaliza **12,780 GWh** en el año 2021 y **13,448.3 GWh** en el año 2022.

Tabla 34. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Importación México	Total
2021	Ene	475.5	51.3	23.5	446.1	46.2	1,042.6
2021	Feb	349.1	41.7	20.7	455.5	76.7	943.7
2021	Mar	389.7	47.0	24.2	541.9	86.1	1,089.0
2021	Abr	393.2	25.1	22.3	526.9	81.9	1,049.4
2021	May	481.3	26.9	16.0	404.5	86.7	1,015.5
2021	Jun	700.8	30.4	23.1	244.7	75.6	1,074.6
2021	Jul	801.7	37.3	24.2	169.1	69.6	1,102.0
2021	Ago	804.6	29.7	24.2	193.6	68.7	1,120.7
2021	Sep	879.3	17.0	23.4	134.9	54.1	1,108.7
2021	Oct	903.6	23.5	17.3	107.3	52.8	1,104.6
2021	Nov	635.3	46.7	23.1	331.4	48.8	1,085.3
2021	Dic	530.9	50.9	16.3	423.6	22.1	1,043.9
2021	Total	7,345.2	427.5	258.4	3,979.6	769.2	12,780.0
2022	Ene	449.4	51.5	23.9	511.6	86.4	1,122.8
2022	Feb	343.2	41.7	20.7	561.0	78.3	1,045.0
2022	Mar	367.6	47.4	24.2	644.1	86.7	1,170.0
2022	Abr	381.4	25.3	22.3	618.6	84.0	1,131.6
2022	May	492.4	26.9	16.0	404.4	162.0	1,101.8
2022	Jun	691.8	30.5	23.1	257.7	110.9	1,113.9
2022	Jul	784.7	37.3	24.2	194.5	91.1	1,131.8
2022	Ago	800.0	29.6	24.2	201.4	90.6	1,145.8
2022	Sep	843.6	17.0	23.4	146.9	77.7	1,108.6
2022	Oct	896.1	23.7	17.3	101.2	78.6	1,116.9
2022	Nov	639.9	46.4	23.1	326.4	74.7	1,110.4
2022	Dic	554.6	50.8	16.3	448.5	79.4	1,149.7
2022	Total	7,244.8	428.1	258.8	4,416.4	1,100.2	13,448.3

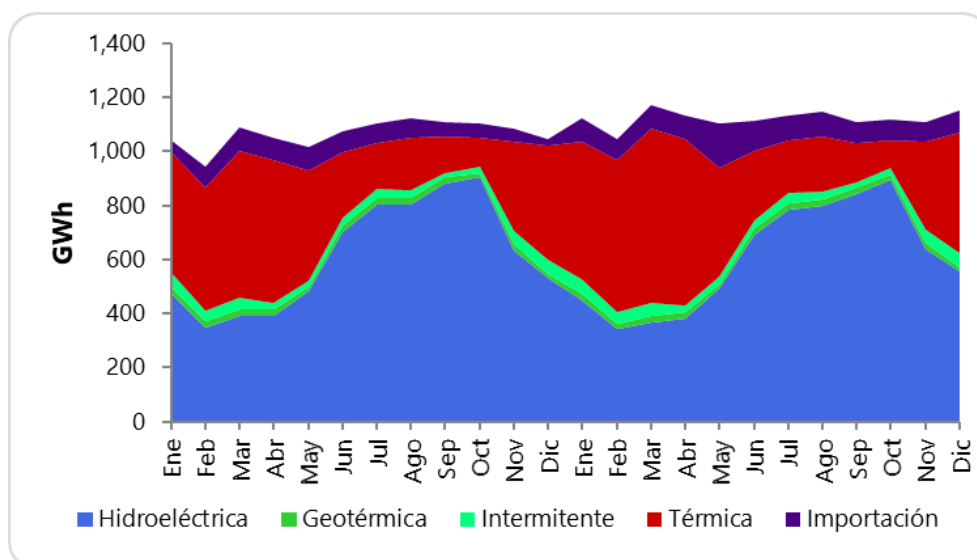


Figura 11. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

4.1.2. Importaciones desde México

Las importaciones que se estiman desde el sistema mexicano hacia Guatemala resultan de las inyecciones correspondientes al contrato del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala (*INDE*) con la Comisión Federal de Electricidad de México (*CFE*), así como las correspondientes al contrato de la central de gas natural *Energía del Caribe*, esta última instalada en el sistema eléctrico mexicano inyectando hacia el sistema guatemalteco por medio de la interconexión entre Guatemala y México, en la subestación Los Brillantes.

Las inyecciones estimadas del contrato *INDE-CFE* son totalizan 0.3 GWh en año 2021 y 168.5 GWh en el año 2022, mientras que las que corresponden a *Energía del Caribe* resultan en 769 GWh en el año 2021 y 931.7 GWh en el año 2022.

Tabla 35. Importación de energía estimada para Guatemala desde México (GWh).

Año	Mes	Importación INDE-CFE	Importación Energía del Caribe	Importación Total
2021	Ene	0.0	46.2	46.2
2021	Feb	0.0	76.7	76.7
2021	Mar	0.0	86.1	86.1
2021	Abr	0.0	81.9	81.9
2021	May	0.0	86.7	86.7
2021	Jun	0.0	75.6	75.6
2021	Jul	0.0	69.6	69.6
2021	Ago	0.0	68.7	68.7
2021	Sep	0.0	54.0	54.1
2021	Oct	0.2	52.6	52.8
2021	Nov	0.0	48.8	48.8
2021	Dic	0.0	22.1	22.1
2021	Total	0.3	769.0	769.2
2022	Ene	0.0	86.5	86.5
2022	Feb	0.0	78.3	78.3
2022	Mar	0.0	86.7	86.7
2022	Abr	0.1	83.9	84.0
2022	May	75.3	86.7	162.0
2022	Jun	30.8	80.1	110.9
2022	Jul	11.2	79.9	91.1
2022	Ago	16.5	74.1	90.6
2022	Sep	15.6	62.2	77.7
2022	Oct	14.2	64.4	78.6
2022	Nov	3.7	71.0	74.7
2022	Dic	1.2	78.3	79.4
2022	Total	168.5	931.7	1,100.2

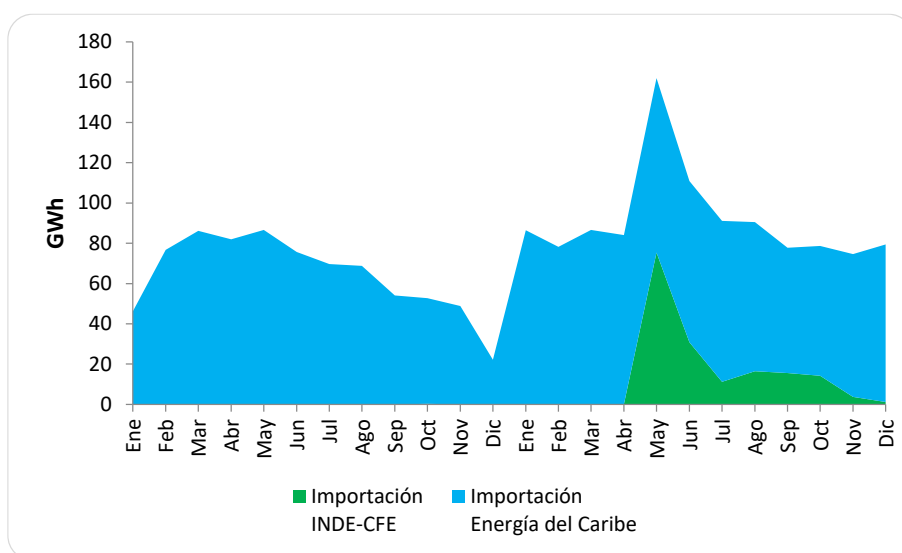


Figura 12. Importación de energía estimada para Guatemala desde México.



4.1.3. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan 1,047.4 GWh en el año 2021 y 1,093.7 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones resultan en 61.2 GWh en el año 2021 y 84.2 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 36. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER (GWh).

Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Ene	94.8	0.0
2021	Feb	91.3	0.0
2021	Mar	98.2	0.0
2021	Abr	41.8	4.2
2021	May	26.0	24.5
2021	Jun	93.9	5.5
2021	Jul	97.5	3.4
2021	Ago	99.8	6.6
2021	Sep	113.4	7.7
2021	Oct	85.3	8.6
2021	Nov	135.4	0.5
2021	Dic	70.2	0.1
2021	Total	1,047.4	61.2
2022	Ene	120.1	0.0
2022	Feb	143.5	0.0
2022	Mar	128.8	0.0
2022	Abr	72.1	0.5
2022	May	33.2	6.8
2022	Jun	88.8	12.8
2022	Jul	78.5	7.0
2022	Ago	79.1	15.7
2022	Sep	75.5	16.4
2022	Oct	58.6	23.9
2022	Nov	98.4	1.2
2022	Dic	117.2	0.0
2022	Total	1,093.7	84.2

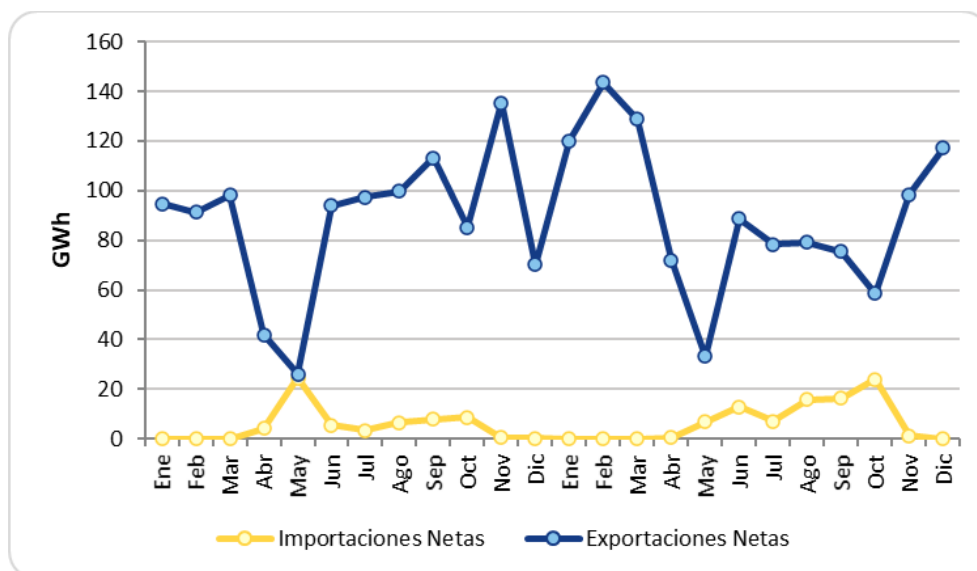


Figura 13. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER.

Los intercambios de energía en el MER del sistema guatemalteco resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de El Salvador y Honduras. Es notable el hecho que el sistema guatemalteco resulta con mayor tendencia de exportador, debido que las exportaciones toman valores mayores que las importaciones en todo el horizonte de estudio.

Los flujos de los intercambios resultan mayormente por medio de las interconexiones con El Salvador, en las que resulta el 79.7% de las exportaciones, así como el 95% de las importaciones.

Tabla 37. 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	Ene	78.7	16.1	0.0	0.0
2021	Feb	76.7	14.6	0.0	0.0
2021	Mar	81.1	17.1	0.0	0.0
2021	Abr	29.7	17.4	9.4	0.0
2021	May	21.5	9.7	27.6	2.1
2021	Jun	62.9	36.4	10.3	0.7
2021	Jul	68.6	33.1	6.2	1.4
2021	Ago	71.9	33.4	11.3	0.8
2021	Sep	84.2	33.3	11.0	0.8
2021	Oct	59.0	32.8	13.8	1.3
2021	Nov	100.2	35.9	0.6	0.7
2021	Dic	61.0	9.4	0.2	0.0
2021	Total	795.3	289.2	90.5	7.8
2022	Ene	110.2	9.9	0.0	0.0
2022	Feb	134.4	9.0	0.0	0.0
2022	Mar	116.8	11.9	0.0	0.0
2022	Abr	59.0	14.5	1.9	0.0
2022	May	27.6	8.1	9.3	0.1
2022	Jun	72.2	18.7	14.3	0.6
2022	Jul	68.8	10.9	8.2	0.1
2022	Ago	68.9	12.6	17.7	0.4
2022	Sep	65.7	12.5	18.8	0.3
2022	Oct	52.2	10.2	27.2	0.5
2022	Nov	88.0	10.8	1.4	0.2
2022	Dic	90.8	26.5	0.0	0.0
2022	Total	954.7	155.8	98.8	2.2

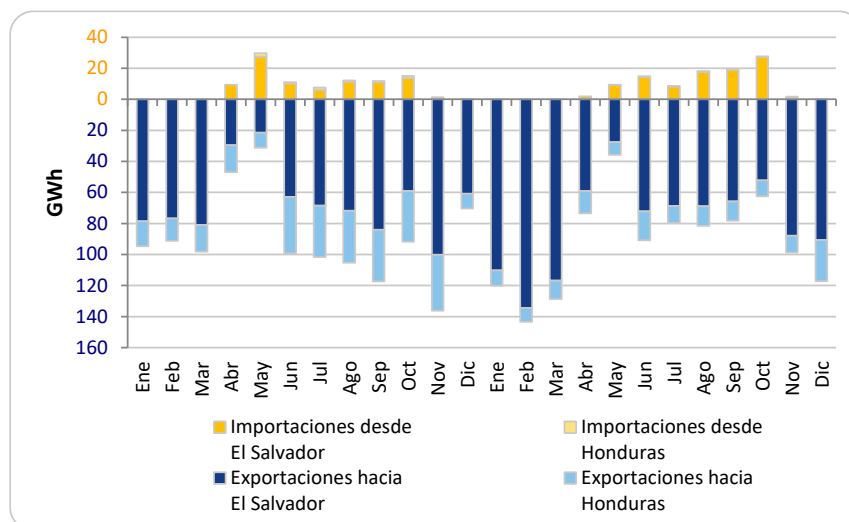


Figura 14. Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras.

Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Guatemala resultan en valores promedio ponderados de **41.69 US\$/MWh** en el año 2021 y **45.24 US\$/MWh** en el año 2022, siendo el bloque de máxima demanda el que resulta con los mayores costos, los cuales varían entre 43.89 y 64.04 US\$/MWh en el año 2021, y entre 46.72 y 99.62 US\$/MWh en el año 2022. Los menores costos se presentan en el bloque de mínima demanda, con valores que oscilan entre 25.12 y 46.46 US\$/MWh en el año 2021, y entre 24.06 y 56.67 US\$/MWh en el año 2022.

Tabla 38. Costo marginal por bloque para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	43.89	41.55	41.41	40.6	35.26	39.71
2021	Feb	46.41	43.66	43.32	42.46	37.27	41.89
2021	Mar	47.2	42.95	42.64	41.15	36.34	41.39
2021	Abr	49.49	42.35	42.18	40.56	35.97	41.86
2021	May	63.56	57.73	57.03	53.65	46.46	54.49
2021	Jun	58.16	45.69	45.27	44.2	38.72	46.07
2021	Jul	60.69	44.24	43.52	41.17	35.13	42.08
2021	Ago	61.62	44.64	43.7	38.4	32.83	42.14
2021	Sep	61.3	41.71	37.24	31.83	25.12	37.63
2021	Oct	64.04	42.95	35.98	31.71	25.87	37.46
2021	Nov	55.09	40.01	40.03	38.54	32.75	38.82
2021	Dic	45.23	38.95	38.79	36.98	31.59	36.71
2021	Promedio	54.72	43.87	42.59	40.1	34.44	41.69
2022	Ene	47.1	44.53	44.46	41.57	35.9	41.62
2022	Feb	46.72	45.58	45.31	43.13	37.81	43.16
2022	Mar	48.22	45.73	45.43	43.25	38.12	43.66
2022	Abr	59.58	47.68	47.33	44.56	39.53	47.22
2022	May	99.62	73.69	72.49	67.55	56.67	69.26
2022	Jun	74.93	49.7	49.29	46.61	41.51	51.62
2022	Jul	81.72	46.3	45.43	41.49	36.07	44.3
2022	Ago	83.99	46.38	45.24	37.56	32.54	44.47
2022	Sep	78.56	43.07	38.37	29.43	24.51	39.49
2022	Oct	85.39	44.74	38.35	28.76	24.06	39.12
2022	Nov	71.52	40.08	40.17	36.86	31.94	39.25
2022	Dic	64.29	40.71	40.61	39.51	33.94	39.37
2022	Promedio	70.14	47.35	46.04	41.69	36.05	45.24

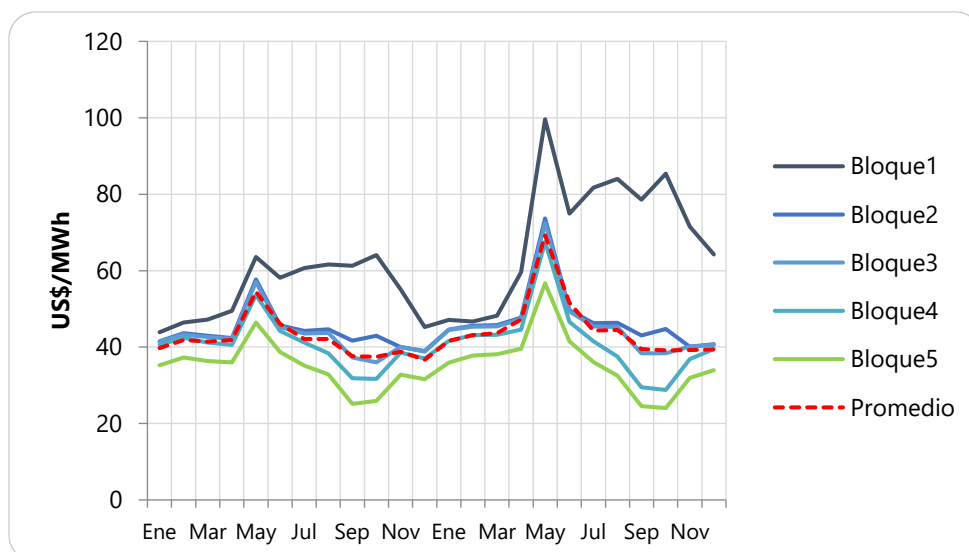


Figura 15. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Guatemala.

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.

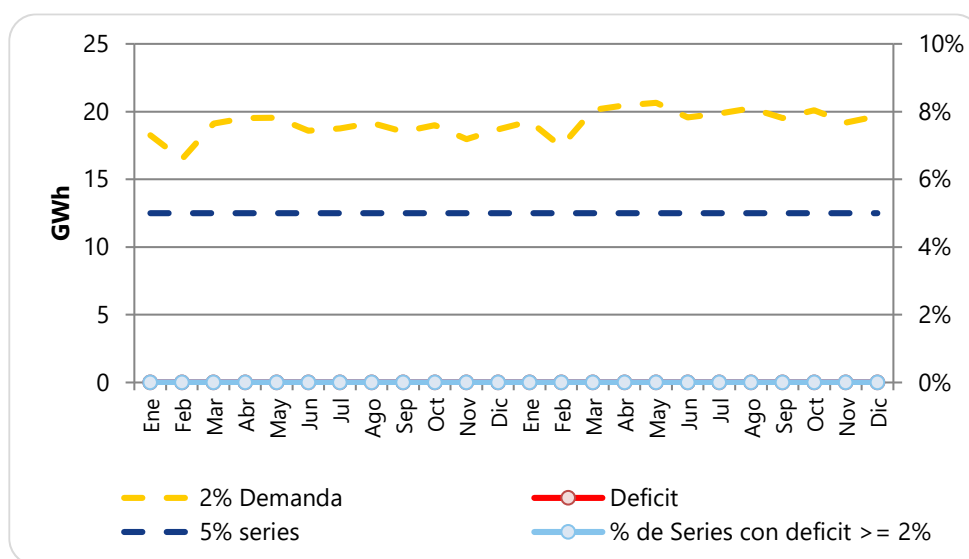


Figura 16. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Guatemala.

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 los años 2021 y 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con proporciones de 46% y 47% en dichos años, seguido de generación geotérmica con proporciones de 30%, generación intermitente (eólica y solar) con proporciones de 12% y finalmente de generación térmica con proporciones de 12 y 11%, respectivamente. El despacho totaliza **4,999.5 GWh** en el año 2021 y **4,916.5 GWh** en el año 2022.

Tabla 39. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Total
2021	Ene	77.6	56.6	129.8	90.2	354.3
2021	Feb	66.5	50.2	93.7	81.5	291.9
2021	Mar	85.1	61.9	129.8	90.5	367.4
2021	Abr	239.9	48.0	125.7	87.4	500.9
2021	May	342.5	40.7	129.8	17.2	530.2
2021	Jun	300.4	35.3	125.7	13.5	474.9
2021	Jul	225.4	55.0	129.8	7.0	417.2
2021	Ago	285.7	46.2	114.9	11.5	458.3
2021	Sep	259.2	40.6	125.7	13.1	438.5
2021	Oct	290.9	47.8	129.8	11.8	480.3
2021	Nov	101.0	56.7	112.3	88.0	358.1
2021	Dic	49.9	57.3	129.8	90.4	327.4
2021	Total	2,324.1	596.4	1,477.0	602.1	4,999.5
2022	Ene	35.3	57.3	129.8	90.2	312.7
2022	Feb	26.5	50.1	93.7	81.5	251.8
2022	Mar	84.4	61.8	129.8	90.2	366.3
2022	Abr	220.1	47.9	125.7	87.3	481.0
2022	May	345.1	40.8	129.8	0.3	516.0
2022	Jun	291.7	36.0	125.7	0.0	453.4
2022	Jul	223.8	55.2	129.8	4.4	413.2
2022	Ago	287.3	46.4	114.9	4.5	453.1
2022	Sep	278.0	40.2	125.7	7.3	451.2
2022	Oct	295.2	47.6	129.8	8.1	480.7
2022	Nov	102.1	58.4	112.3	87.3	360.1
2022	Dic	97.8	55.6	129.8	93.8	377.1
2022	Total	2,287.3	597.2	1,477.0	555.1	4,916.5

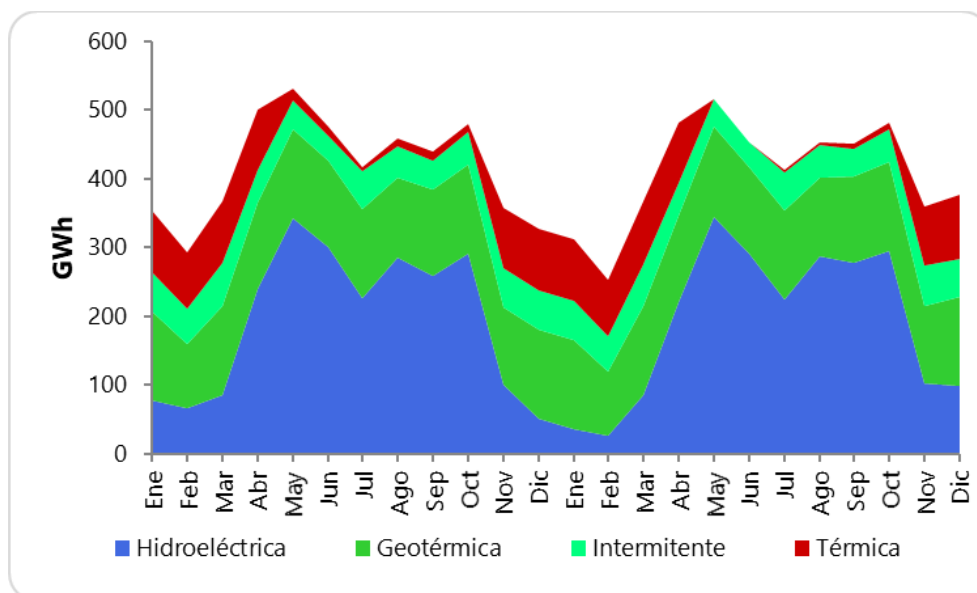


Figura 17. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

4.2.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones e importaciones en el MER estimadas para El Salvador, muestran que este sistema resulta con mayor tendencia de importador dado que estas transacciones resultan casi 10 veces mayores que sus exportaciones. Las exportaciones netas de este sistema hacia el MER totalizan 139.2 GWh en año 2021 y 107.7 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan 1,111 GWh en el año 2021 y 1,204.3 GWh en el año 2022.

Tabla 40. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2021	Ene	129.6	0.0
2021	Feb	148.6	0.0
2021	Mar	143.5	0.0
2021	Abr	27.5	7.3
2021	May	20.3	24.3
2021	Jun	48.5	22.9
2021	Jul	92.4	8.4
2021	Ago	77.5	21.8
2021	Sep	79.6	22.7
2021	Oct	58.1	30.4
2021	Nov	120.4	1.4
2021	Dic	165.0	0.0
2021	Total	1,111.0	139.2
2022	Ene	176.4	0.0
2022	Feb	193.7	0.0
2022	Mar	148.8	0.0
2022	Abr	45.5	2.1
2022	May	24.3	10.3
2022	Jun	66.2	16.1
2022	Jul	96.4	5.3
2022	Ago	83.1	18.7
2022	Sep	69.2	21.8
2022	Oct	62.2	31.0
2022	Nov	119.9	0.7
2022	Dic	118.6	1.9
2022	Total	1,204.3	107.7

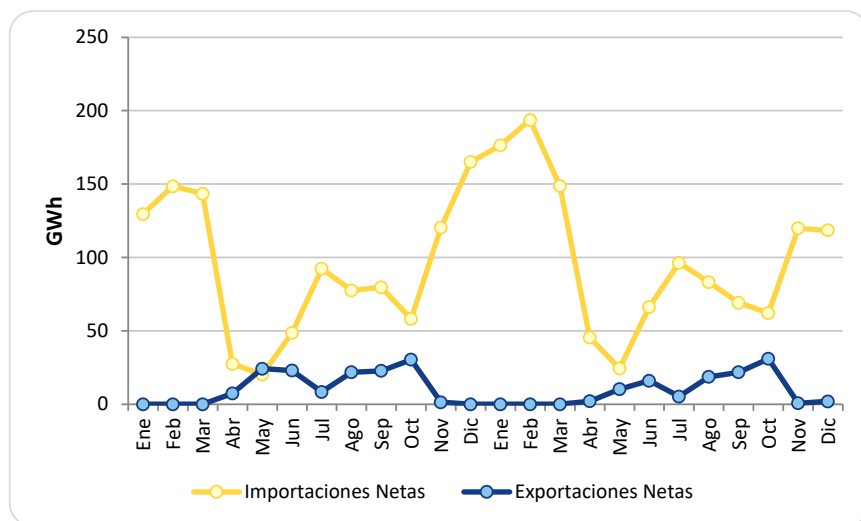


Figura 18. Exportaciones e Importaciones netas de El Salvador en el MER.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala y Honduras. Es notable el hecho que el sistema salvadoreño resulta con mayores importaciones que exportaciones en todo el horizonte de estudio, y dichas importaciones resultan con una proporción de 69% a través de la interconexión con Guatemala, mientras que las exportaciones, que son bastante menores en proporción a las importaciones, ocurren con una proporción del 58.5% a través de las interconexiones con el sistema hondureño.

Tabla 41. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras (GW).

Año	Mes	Exportaciones hacia	Exportaciones hacia	Importaciones desde	Importaciones desde
		Guatemala	Honduras	Guatemala	Honduras
2021	Ene	0.0	2.0	78.7	53.0
2021	Feb	0.0	1.7	76.7	73.6
2021	Mar	0.0	3.4	81.1	65.8
2021	Abr	9.4	10.0	29.7	10.0
2021	May	27.6	6.6	21.5	8.6
2021	Jun	10.3	36.3	62.9	9.3
2021	Jul	6.2	12.7	68.6	34.2
2021	Ago	11.3	25.3	71.9	20.5
2021	Sep	11.0	27.3	84.2	11.1
2021	Oct	13.8	29.4	59.0	12.0
2021	Nov	0.6	12.3	100.2	31.7
2021	Dic	0.2	1.0	61.0	105.3
2021	Total	90.5	168.1	795.3	435.1
2022	Ene	0.0	2.8	110.2	69.0
2022	Feb	0.0	2.6	134.4	61.8
2022	Mar	0.0	6.4	116.8	38.3
2022	Abr	1.9	14.4	59.0	0.7
2022	May	9.3	6.4	27.6	2.0
2022	Jun	14.3	17.0	72.2	9.3
2022	Jul	8.2	7.1	68.8	37.6
2022	Ago	17.7	10.7	68.9	24.0
2022	Sep	18.8	12.5	65.7	13.0
2022	Oct	27.2	10.7	52.2	16.9
2022	Nov	1.4	6.5	88.0	39.1
2022	Dic	0.0	9.8	90.8	35.7
2022	Total	98.8	106.7	954.7	347.4

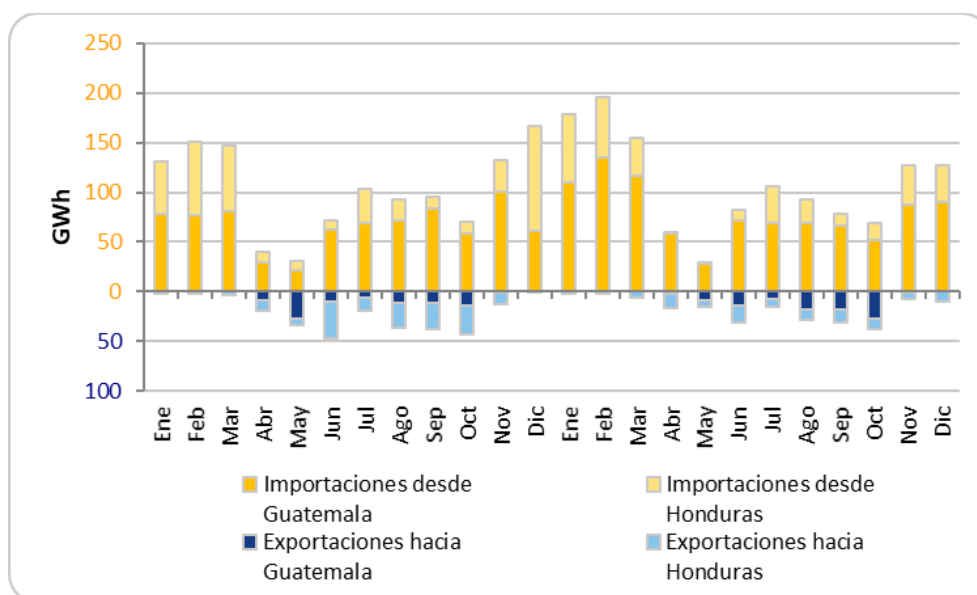


Figura 19. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras.

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 38.73 \$/MWh en los meses julio a diciembre de 2020 y 41.67 \$/MWh en el año 2021. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 47.85 \$/MWh y 63.24 \$/MWh de julio a diciembre de 2020, y entre 40.24 \$/MWh y 59.30 \$/MWh en el año 2021. Los menores costos se presentan en el bloque de mínima demanda, con valores que oscilan entre 27.89 \$/MWh y 35.45 \$/MWh en los meses julio a diciembre 2020, y entre 28.10 \$/MWh y 44.91 \$/MWh en el año 2021.

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

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	49.75	49.2	49.14	47.03	45.15	47.62
2021	Feb	52.64	51.95	51.79	49.75	48.82	50.71
2021	Mar	54.48	51.78	51.63	48.61	47.85	50.38
2021	Abr	50.1	47.15	47.39	47.24	47.06	47.58
2021	May	62.35	57.14	56.79	56.17	53.95	56.33
2021	Jun	61.71	49.11	48.05	47.36	46.57	50.15
2021	Jul	64	49.28	48.57	45.55	42.96	47.49
2021	Ago	64.2	49.45	47.51	42.79	40.99	47.08
2021	Sep	64.68	46.68	41.01	36.22	32.46	42.6
2021	Oct	66.02	46.34	38.28	34.82	31.87	41.06
2021	Nov	56.78	47.57	47.5	43.74	41.69	45.93
2021	Dic	56.07	52.6	52.48	46.26	42.45	48.57
2021	Promedio	58.56	49.85	48.34	45.46	43.49	47.95
2022	Ene	72.59	70.77	70.92	57.27	54.96	63.51
2022	Feb	75.49	73.15	73.11	61.04	59	67.23
2022	Mar	79.48	68.33	68.14	61.78	60.08	65.85
2022	Abr	66.82	58.46	58.27	57.79	57.54	59.2
2022	May	107.55	83.85	77.8	75.05	72.1	78.6
2022	Jun	77.89	57.95	57.13	56.28	55.59	60.25
2022	Jul	87.64	62.96	59.79	56.58	54.8	59.99
2022	Ago	86.22	58.39	54.56	50.64	48.98	56.16
2022	Sep	80.71	53.68	44.67	41.68	39.46	49.63
2022	Oct	85.99	52.84	44.66	40.81	37.99	48.31
2022	Nov	71.84	60.82	60.6	53.03	51.41	57.66
2022	Dic	87.44	83.89	83.84	69.63	53.55	72.73
2022	Promedio	81.64	65.43	62.79	56.8	53.79	61.6

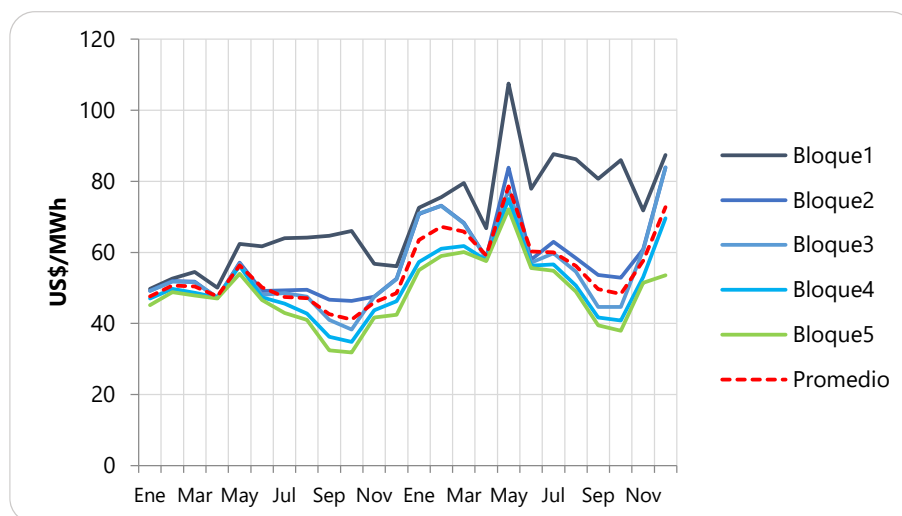


Figura 20. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador.

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.

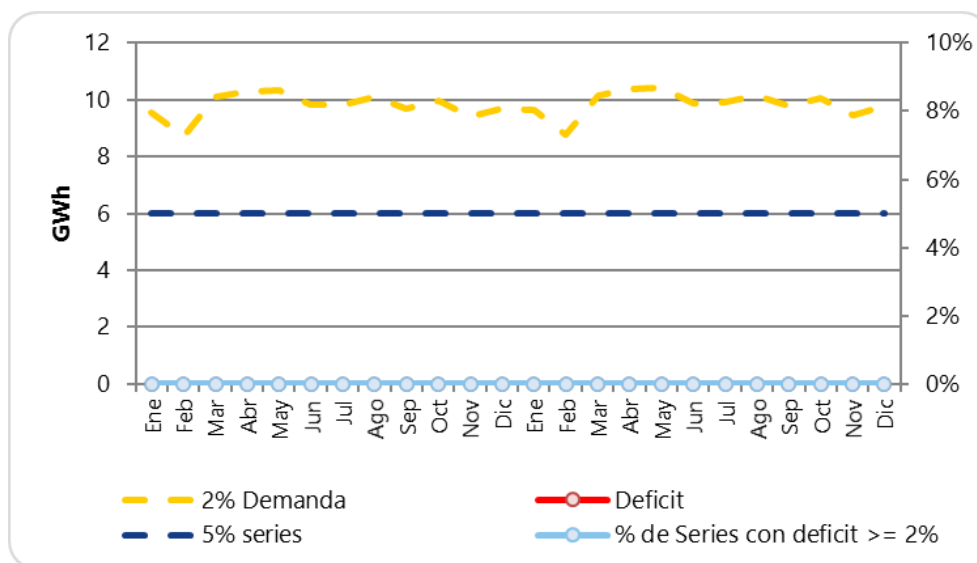


Figura 21. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de El Salvador.



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 2020 a diciembre 2021 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción de 40%, seguido de generación térmica con una proporción de 34%, generación intermitente (eólica y solar) con una proporción de 24%, y finalmente en menor proporción generación geotérmica con proporción de 3%. El despacho totaliza 4,459.36 GWh junio a diciembre de 2020 y 10,150.87 GWh en el año 2021.

Tabla 43. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Total
2021	Ene	257.7	211.8	25.6	356.0	851.0
2021	Feb	196.9	183.3	23.1	382.7	786.1
2021	Mar	244.1	184.2	25.6	433.7	887.6
2021	Abr	270.6	120.0	24.8	450.5	865.8
2021	May	284.1	107.3	25.6	455.3	872.3
2021	Jun	301.2	111.4	24.8	332.4	769.8
2021	Jul	308.4	178.1	25.6	310.7	822.8
2021	Ago	336.3	148.6	25.6	327.0	837.5
2021	Sep	360.6	113.5	24.8	316.9	815.7
2021	Oct	371.8	136.7	25.6	302.1	836.2
2021	Nov	288.8	176.1	24.8	286.9	776.5
2021	Dic	226.2	214.2	25.6	408.1	874.1
2021	Total	3,446.6	1,885.2	301.4	4,362.1	9,995.3
2022	Ene	321.3	220.5	25.6	273.0	840.3
2022	Feb	287.6	188.0	23.1	260.1	758.8
2022	Mar	318.9	190.9	25.6	283.9	819.4
2022	Abr	308.5	125.1	24.8	313.8	772.2
2022	May	314.1	114.3	25.6	312.4	766.4
2022	Jun	349.0	115.1	24.8	289.7	778.6
2022	Jul	370.4	178.4	25.6	262.4	836.8
2022	Ago	386.9	149.8	25.6	296.7	859.0
2022	Sep	397.2	115.2	24.8	286.8	824.0
2022	Oct	419.2	134.9	25.6	273.3	853.0
2022	Nov	360.5	177.8	24.8	243.7	806.8
2022	Dic	335.6	214.0	25.6	193.5	768.7
2022	Total	4,169.2	1,923.9	301.4	3,289.3	9,683.7

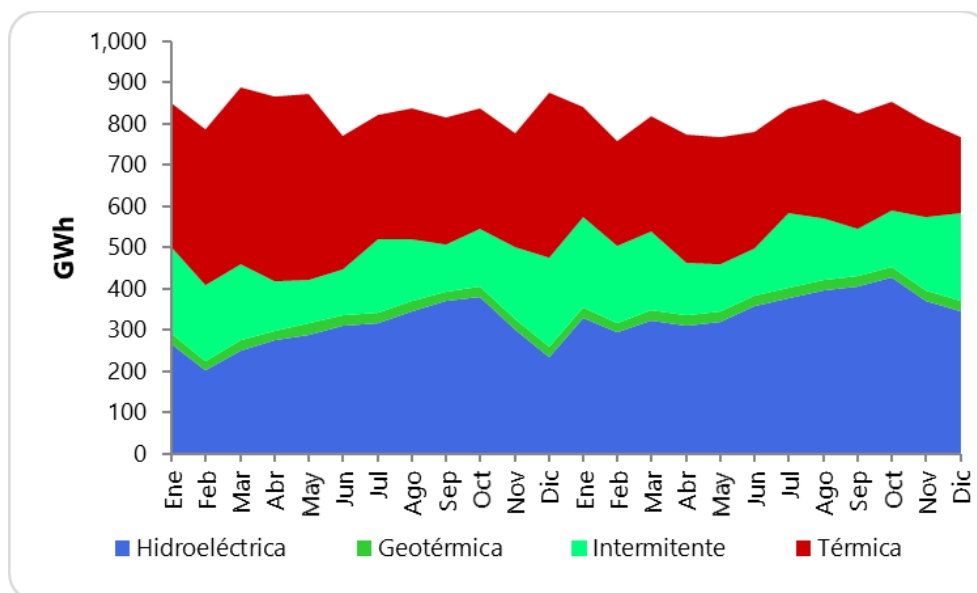


Figura 22. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.

4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, el sistema hondureño resulta como uno de los principales importadores de energía en el MER, debido que las exportaciones resultan siendo en promedio 15 veces menores que las importaciones. Las exportaciones netas estimadas para este sistema totalizan **133 GWh** en el año 2021 y **49.1 GWh** en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan **946.1 GWh** en el año 2021 y **1,125.8 GWh** en el año 2022.

Tabla 44. Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER (GWh).



Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Ene	9.5	60.9
2021	Feb	25.2	38.9
2021	Mar	17.9	43.6
2021	Abr	7.8	59.0
2021	May	20.4	62.3
2021	Jun	0.4	119.3
2021	Jul	2.2	101.6
2021	Ago	1.9	103.8
2021	Sep	0.6	93.3
2021	Oct	1.6	99.7
2021	Nov	0.7	103.8
2021	Dic	44.8	60.0
2021	Total	133.0	946.1
2022	Ene	18.7	76.5
2022	Feb	19.9	64.4
2022	Mar	4.1	88.3
2022	Abr	0.3	110.1
2022	May	0.0	112.6
2022	Jun	0.4	107.7
2022	Jul	0.3	87.8
2022	Ago	1.5	93.4
2022	Sep	0.3	95.9
2022	Oct	1.1	92.0
2022	Nov	2.4	78.0
2022	Dic	0.2	119.2
2022	Total	49.1	1,125.8

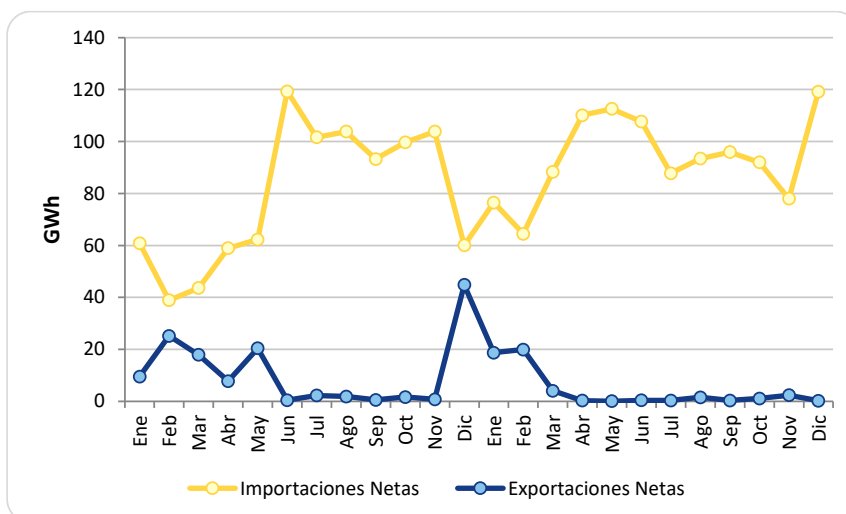


Figura 23. Exportaciones e Importaciones netas de Honduras en el MER.

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 exportaciones estimadas de Honduras hacia el MER resultan en una proporción de 89.2% a través de las interconexiones con El Salvador, mientras que por las interconexiones con Guatemala y Nicaragua resultan proporciones de 1% y 9%, respectivamente.

En cuanto a las importaciones, ocurren con una proporción de 74% por medio de las interconexiones con Nicaragua, mientras que por medio de las interconexiones con Guatemala y El Salvador resultan con proporciones de 16.1% y 9.9%, respectivamente.

Tabla 45. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Guatemala	Exportaciones hacia El Salvador	Exportaciones hacia Nicaragua	Importaciones desde Guatemala	Importaciones desde El Salvador	Importaciones desde Nicaragua
2021	Ene	0.0	53.0	4.2	16.1	2.0	90.4
2021	Feb	0.0	73.6	3.7	14.6	1.7	74.7
2021	Mar	0.0	65.8	7.7	17.1	3.4	78.7
2021	Abr	0.0	10.0	20.0	17.4	10.0	53.8
2021	May	2.1	8.6	28.2	9.7	6.6	64.4
2021	Jun	0.7	9.3	11.6	36.4	36.3	67.7
2021	Jul	1.4	34.2	3.4	33.1	12.7	92.6
2021	Ago	0.8	20.5	5.7	33.4	25.3	70.3
2021	Sep	0.8	11.1	7.4	33.3	27.3	51.4
2021	Oct	1.3	12.0	5.2	32.8	29.4	54.3
2021	Nov	0.7	31.7	3.9	35.9	12.3	91.0
2021	Dic	0.0	105.3	0.0	9.4	1.0	110.2
2021	Total	7.8	435.1	101.0	289.2	168.1	899.6
2022	Ene	0.0	69.0	0.5	9.9	2.8	114.5
2022	Feb	0.0	61.8	0.4	9.0	2.6	95.1
2022	Mar	0.0	38.3	0.2	11.9	6.4	104.5
2022	Abr	0.0	0.7	0.4	14.5	14.4	82.1
2022	May	0.1	2.0	0.0	8.1	6.4	100.2
2022	Jun	0.6	9.3	0.4	18.7	17.0	81.9
2022	Jul	0.1	37.6	0.0	10.9	7.1	107.1
2022	Ago	0.4	24.0	0.1	12.6	10.7	93.1
2022	Sep	0.3	13.0	1.0	12.5	12.5	84.8
2022	Oct	0.5	16.9	1.0	10.2	10.7	88.4
2022	Nov	0.2	39.1	0.0	10.8	6.5	97.7
2022	Dic	0.0	35.7	0.0	26.5	9.8	118.4
2022	Total	2.2	347.4	3.9	155.8	106.7	1,167.7

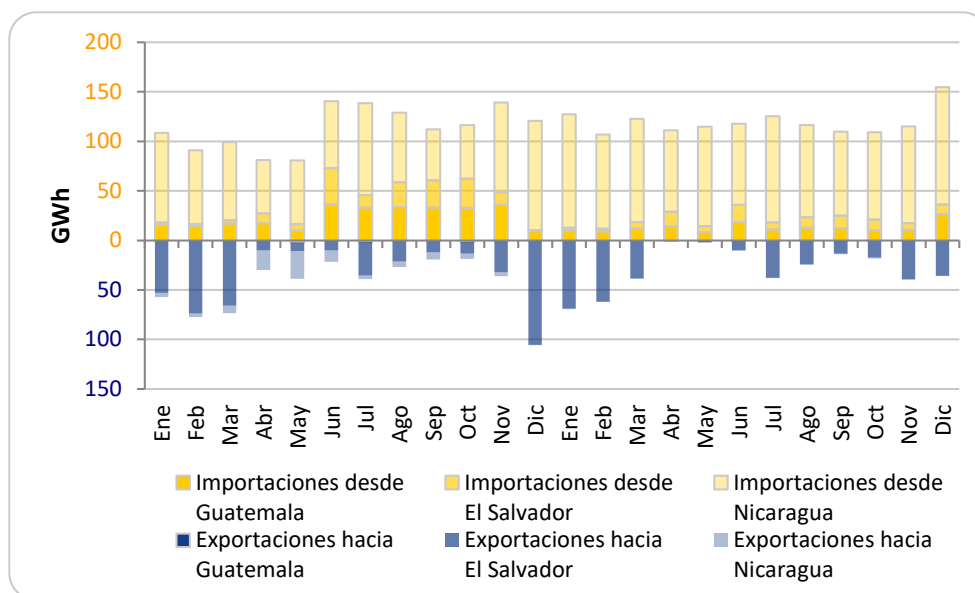


Figura 24. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

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 101.59 US\$/MWh en los meses julio a diciembre 2020 y 121.70 US\$/MWh en el año 2021. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales resultan en 160.00 US\$/MWh de julio a diciembre de 2020, mientras que en el año 2021 los valores oscilan entre 160.00 US\$/MWh y 189.92 US\$/MWh.

Tabla 46. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras (US\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	116.85	91.1	90.23	79.8	68.14	83.22
2021	Feb	145.51	116.51	116.73	112.28	97.54	112.32
2021	Mar	157.36	127.65	127.3	122.28	100	122.71
2021	Abr	155.55	134.34	133.19	130.42	126.31	134.75
2021	May	156.34	151.68	142.64	132.86	97.95	134.42
2021	Jun	136.37	123.67	110.62	81.07	59.42	104.01
2021	Jul	125.99	106.7	87.74	67.49	52.44	81.61
2021	Ago	124.25	105.78	87.62	62.33	51.34	83.19
2021	Sep	123.42	101.88	62.83	56.18	47.57	77.18
2021	Oct	127.57	102.75	68.47	59.28	48.84	78.78
2021	Nov	147.51	106.94	83.53	68.48	54.71	85.04
2021	Dic	147.37	138.49	124.4	97.82	64.21	106.63
2021	Promedio	138.67	117.29	102.94	89.19	72.37	100.22
2022	Ene	151.79	151.11	150.5	121.69	102.32	131.1
2022	Feb	159.4	159.29	158.67	143.77	121.45	146.66
2022	Mar	160.06	160	160	147.67	142.02	153.31
2022	Abr	162.02	161.71	161.12	152.5	150.05	158.04
2022	May	165.13	163.66	159.74	151.58	148.53	156.8
2022	Jun	159.63	156.19	142.53	110.97	101.01	136.12
2022	Jul	160	159.87	139.41	106.2	91.56	126.92
2022	Ago	157.43	158.5	135.48	97.69	88.06	126.48
2022	Sep	158.68	156.87	109.37	90.63	84.14	121.02
2022	Oct	160	155.78	113.12	92.84	85.1	121.78
2022	Nov	160.03	153.5	131.46	105.6	93.68	126.41
2022	Dic	159.65	159.98	152.05	133.88	103.15	137.15
2022	Promedio	159.48	158.04	142.79	121.25	109.26	136.75

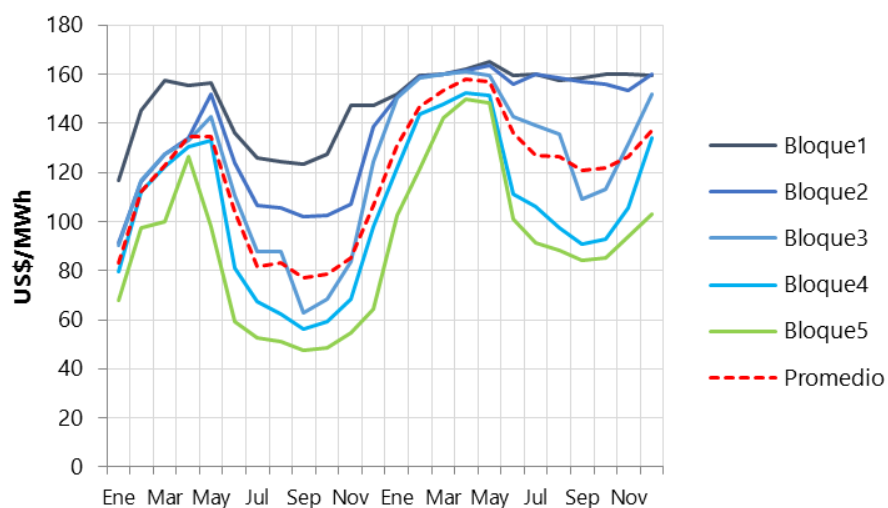


Figura 25. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras.

4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño resulta déficit de demanda en todo el período de estudio, totalizando 33.03 GWh en el año 2021 y 30.29 GWh en el año 2022, lo que corresponde a un promedio mensual de 2.6 GWh, sin embargo el 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 presenta riesgo de déficit en el horizonte de este estudio.

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

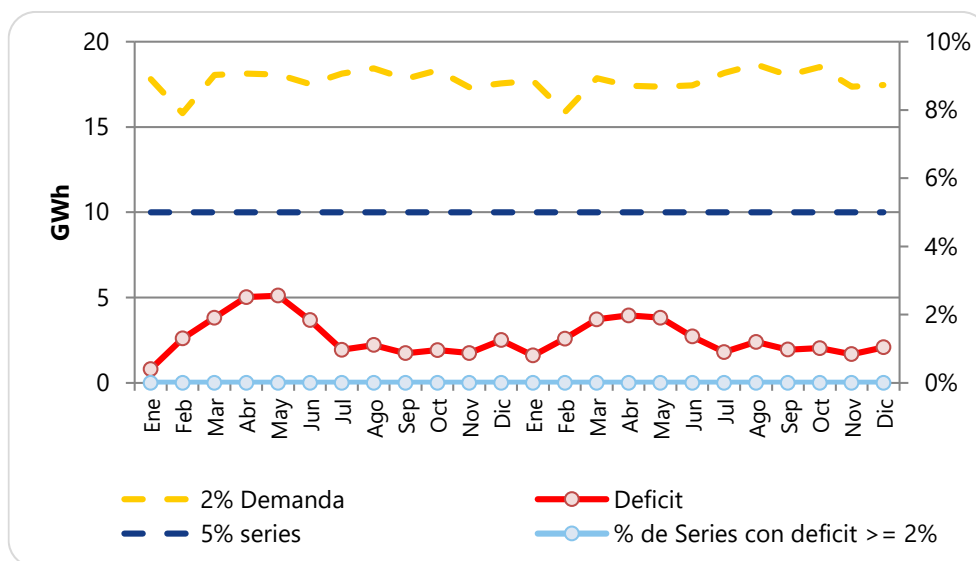


Figura 26. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Honduras.



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 que abarca desde enero 2021 a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales termoeléctricas, con proporciones anuales de 33% y 40%, respectivamente, seguido de generación intermitente (eólica y solar) con proporciones anuales de 25% y 24%, generación geotérmica con 24% y 20% y finalmente generación hidroeléctrica con 18% y 16% en cada uno de los años del estudio. El despacho totaliza **3,285.2 GWh** en el año 2021 y **3,861.9 GWh** en el año 2022.

Tabla 47. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Total
2021	Ene	32.1	98.1	66.2	118.5	314.9
2021	Feb	31.3	90.7	59.8	101.8	283.6
2021	Mar	39.5	102.8	66.2	120.8	329.4
2021	Abr	39.6	77.7	52.6	127.7	297.5
2021	May	51.1	53.2	67.0	103.3	274.6
2021	Jun	55.0	46.9	66.2	76.3	244.4
2021	Jul	54.4	76.0	68.4	62.1	261.0
2021	Ago	57.4	54.5	68.4	60.9	241.2
2021	Sep	58.6	32.1	66.2	56.3	213.2
2021	Oct	61.9	34.2	68.4	51.1	215.7
2021	Nov	51.2	53.4	64.8	97.5	266.9
2021	Dic	51.2	94.8	69.2	127.7	342.8
2021	Total	583.3	814.3	783.6	1,104.0	3,285.2
2022	Ene	40.4	110.2	66.2	127.0	343.8
2022	Feb	37.5	102.6	59.8	112.3	312.3
2022	Mar	44.4	114.8	66.2	147.5	372.9
2022	Abr	40.6	87.3	52.6	203.7	384.2
2022	May	51.5	62.8	67.0	187.1	368.3
2022	Jun	57.0	53.6	66.2	115.6	292.5
2022	Jul	55.8	85.0	68.4	90.9	300.2
2022	Ago	59.2	63.5	68.4	100.2	291.3
2022	Sep	60.2	41.0	66.2	105.9	273.3
2022	Oct	63.5	42.8	68.4	100.7	275.3
2022	Nov	50.3	62.3	64.8	116.7	294.1
2022	Dic	50.3	105.1	69.2	129.1	353.7
2022	Total	610.7	931.0	783.6	1,536.6	3,861.9

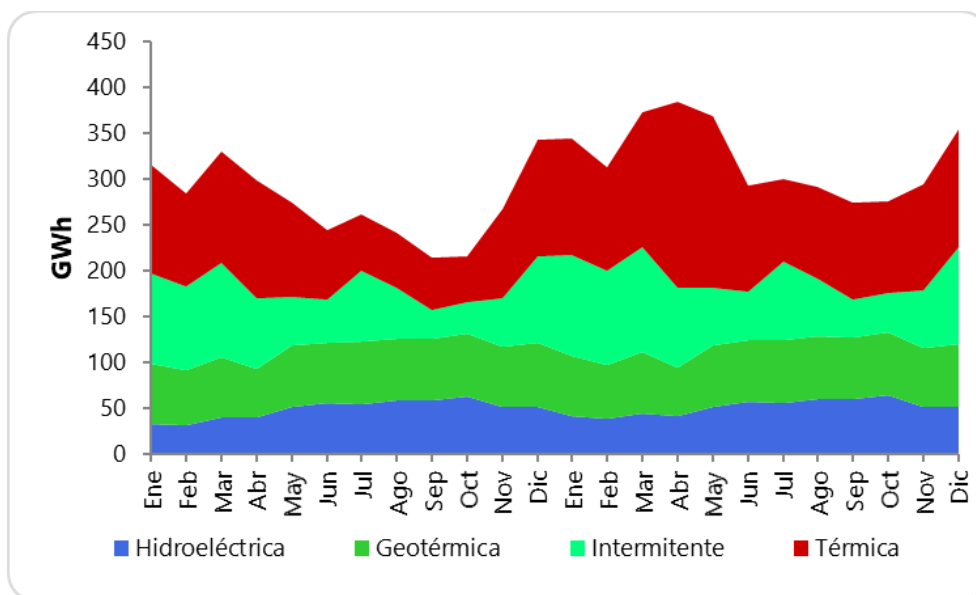


Figura 27. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.

4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran al sistema de Nicaragua como uno de los principales importadores en la región debido que estas transacciones toman valores considerables, mientras que las exportaciones resultan muy poco significativas en comparación. Las exportaciones estimadas totalizan **6.3 GWh** en el año 2021 y **67.8 GWh** en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan **1,265 GWh** en el año 2021 y **818.4GWh** en el año 2022.

Tabla 48. Exportaciones e importaciones netas de Nicaragua en el MER (GWh).

Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Ene	0.4	63.0
2021	Feb	0.5	61.1

Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Mar	2.8	67.5
2021	Abr	0.0	89.6
2021	May	0.0	114.7
2021	Jun	0.0	132.4
2021	Jul	0.0	124.8
2021	Ago	0.0	145.3
2021	Sep	0.0	155.4
2021	Oct	0.0	162.4
2021	Nov	0.0	108.4
2021	Dic	2.6	40.5
2021	Total	6.3	1,265.0
2022	Ene	2.3	40.2
2022	Feb	4.0	38.3
2022	Mar	15.1	37.8
2022	Abr	25.9	36.6
2022	May	11.0	40.0
2022	Jun	2.2	90.7
2022	Jul	0.9	92.5
2022	Ago	0.8	101.4
2022	Sep	0.7	100.0
2022	Oct	0.3	107.8
2022	Nov	0.4	85.0
2022	Dic	4.2	47.9
2022	Total	67.8	818.4

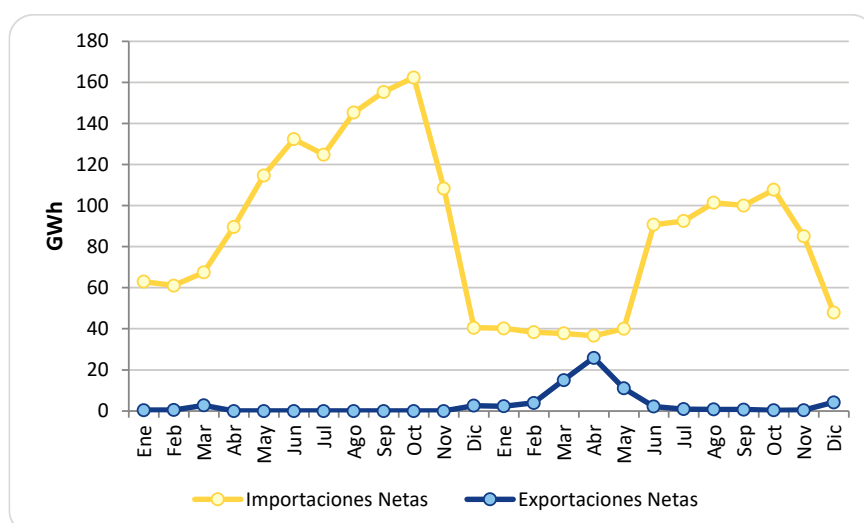


Figura 28. Exportaciones e Importaciones netas de Nicaragua en el MER.

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 97.6%

de las importaciones estimadas ocurren por medio de las interconexiones con Costa Rica y solo el 2.4% por medio de las interconexiones con Honduras, mientras que el 99.4% de las exportaciones resultan por medio de las interconexiones con Honduras y solo el 0.6% por medio de las interconexiones con Costa Rica.

Tabla 49. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

Año	Mes	Exportaciones hacia Honduras	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Honduras	Importaciones desde Costa Rica
2021	Ene	90.4	0.0	4.2	148.8
2021	Feb	74.7	0.0	3.7	131.6
2021	Mar	78.7	0.0	7.7	135.7
2021	Abr	53.8	0.0	20.0	123.4
2021	May	64.4	0.1	28.2	151.1
2021	Jun	67.7	0.0	11.6	188.4
2021	Jul	92.6	0.0	3.4	214.0
2021	Ago	70.3	0.0	5.7	209.9
2021	Sep	51.4	0.0	7.4	199.4
2021	Oct	54.3	0.0	5.2	211.5
2021	Nov	91.0	0.0	3.9	195.5
2021	Dic	110.2	0.8	0.0	148.8
2021	Total	899.6	0.9	101.0	2,058.2
2022	Ene	114.5	0.0	0.5	152.0
2022	Feb	95.1	0.8	0.4	129.9
2022	Mar	104.5	2.7	0.2	129.7
2022	Abr	82.1	8.3	0.4	100.7
2022	May	100.2	1.0	0.0	130.2
2022	Jun	81.9	0.1	0.4	170.2
2022	Jul	107.1	0.0	0.0	198.7
2022	Ago	93.1	0.0	0.1	193.6
2022	Sep	84.8	0.1	1.0	183.2
2022	Oct	88.4	0.0	1.0	194.8
2022	Nov	97.7	0.0	0.0	182.3
2022	Dic	118.4	0.0	0.0	162.1
2022	Total	1,167.7	12.8	3.9	1,927.3

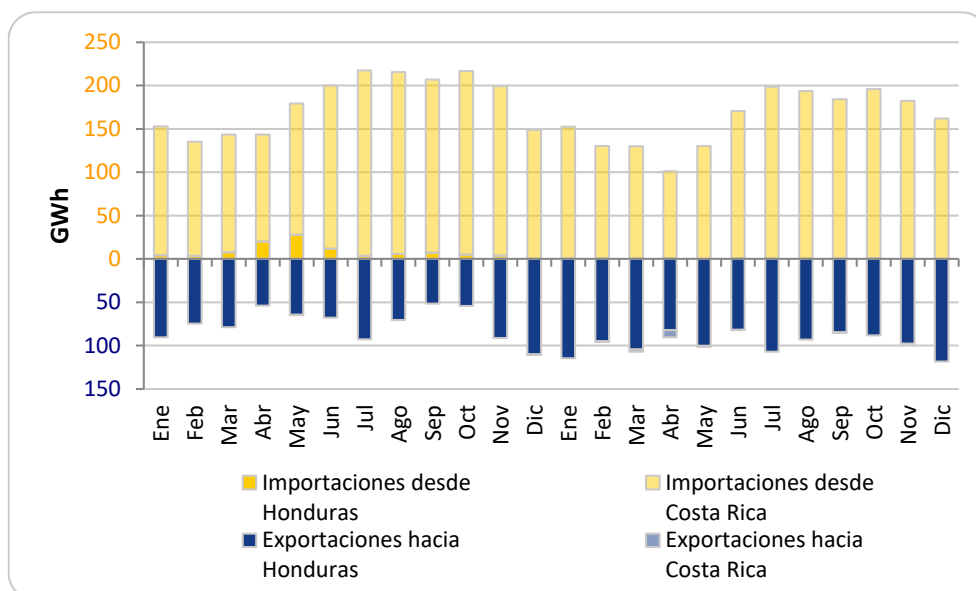


Figura 29. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica

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 **45.07 US\$/MWh** en el año 2021 y **45.06 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque de máxima demanda resulta con los mayores costos marginales, los cuales varían entre 57.73 \$/MWh y 84.48 US\$/MWh en el año 2021, y entre 51.73 US\$/MWh y 160 US\$/MWh en el año 2022, mientras que los costos marginales más bajos ocurren en el bloque de mínima demanda, con valores que varían entre 1.93 US\$/MWh y 52 US\$/MWh en el año 2021 y en el año 2022 varían entre 10.13 US\$/MWh y 54.33 US\$/MWh.

Tabla 50. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua (\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	89.6	55.18	39.15	12.4	1.93	29.24
2021	Feb	98.19	57.62	37.61	17.66	8.89	33.96
2021	Mar	97.54	58.55	40.8	26.43	21.25	42.19
2021	Abr	97.17	65.59	61.68	46.63	41.89	61.41
2021	May	99.46	94.26	75.88	61.53	37.36	70.74
2021	Jun	99.34	41.89	12.04	53.89	52	49.02
2021	Jul	96.93	40.02	10.03	48.9	39.35	37.62
2021	Ago	99.34	55.52	30.44	50.11	47.26	50.21
2021	Sep	98.13	54.64	38.96	49.24	44.26	53.02
2021	Oct	97.53	53.73	25.65	49.4	45.86	49.02
2021	Nov	99.26	11.21	2.11	48.91	39.45	28.15
2021	Dic	57.73	54.76	38.12	40.23	9.14	35.54
2021	Promedio	94.19	53.58	34.37	42.11	32.39	45.07
2022	Ene	51.73	51.72	40.43	40.5	14.99	37.02
2022	Feb	51.94	51.92	41.08	41.7	16.54	38.41
2022	Mar	52.92	52.75	43.65	44.32	31.09	44.23
2022	Abr	57.54	56.93	56.71	56.77	54.33	56.51
2022	May	64.48	54.57	54.47	54.54	53.13	54.53
2022	Jun	103.01	43.59	21.43	52.23	52.21	51.72
2022	Jul	99.46	40.7	14.9	51.71	51.54	42.4
2022	Ago	105.45	51.72	39.17	51.75	51.4	52.81
2022	Sep	110.19	51.78	41.25	51.79	51.12	55.67
2022	Oct	160	51.72	41.07	51.62	51.06	57.11
2022	Nov	105.28	10.04	3.44	51.69	51.15	31.66
2022	Dic	51.77	40.54	9.67	40.55	10.13	25.51
2022	Promedio	84.48	46.5	33.94	49.1	40.72	45.66

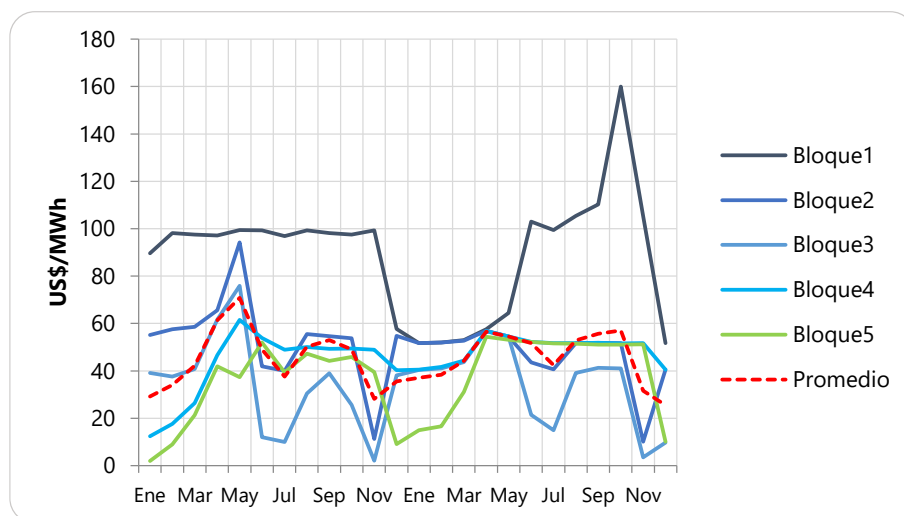


Figura 30. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua.

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.

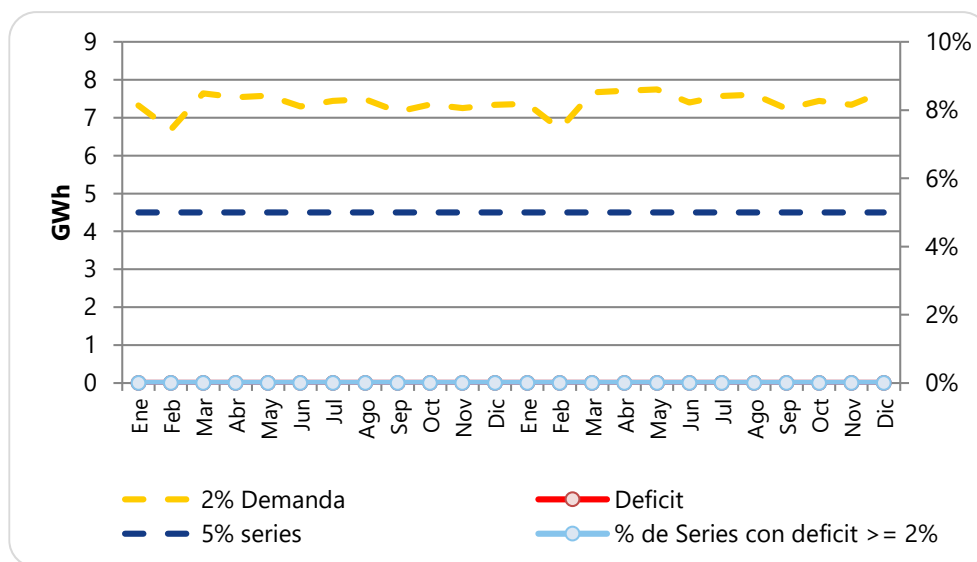


Figura 31. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Nicaragua.



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 enero 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, en ambos años con proporción de 72%, seguido generación intermitente (eólica y solar) con 14%, geotermia con 13%, mientras que la generación termoeléctrica resulta con una proporción mínima de 1%. El despacho totaliza **12,831.1 GWh** en el año 2021 y **12,881.1 GWh** en el año 2022.

Tabla 51. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Total
2021	Ene	700.3	212.4	147.4	19.3	1,079.4
2021	Feb	647.0	187.7	133.7	19.9	988.3
2021	Mar	636.5	217.2	148.0	24.2	1,026.0
2021	Abr	648.8	168.3	143.3	15.2	975.6
2021	May	790.7	106.9	148.0	5.2	1,050.9
2021	Jun	892.6	95.3	129.9	0.9	1,118.8
2021	Jul	844.0	168.9	145.2	0.3	1,158.3
2021	Ago	890.3	118.5	147.4	0.6	1,156.8
2021	Sep	893.9	73.6	141.5	0.1	1,109.2
2021	Oct	919.8	69.1	148.0	0.2	1,137.2
2021	Nov	789.7	143.0	127.2	0.4	1,060.4
2021	Dic	646.3	200.8	111.5	11.8	970.5
2021	Total	9,300.1	1,761.6	1,671.3	98.1	12,831.1
2022	Ene	605.5	214.0	147.4	19.6	986.3
2022	Feb	569.6	187.0	133.7	19.3	909.5
2022	Mar	625.8	216.0	148.0	23.9	1,013.7
2022	Abr	668.6	168.3	143.3	14.7	994.9
2022	May	798.6	107.7	148.0	4.2	1,058.6
2022	Jun	889.2	95.1	129.9	1.5	1,115.7
2022	Jul	844.9	166.9	145.2	0.5	1,157.5
2022	Ago	899.3	120.3	147.4	0.3	1,167.2
2022	Sep	908.5	73.7	141.5	0.3	1,124.1
2022	Oct	944.4	68.3	148.0	0.4	1,161.0
2022	Nov	837.9	143.0	127.2	0.7	1,108.8
2022	Dic	759.5	200.7	111.5	12.0	1,083.7
2022	Total	9,351.7	1,760.8	1,671.3	97.3	12,881.1

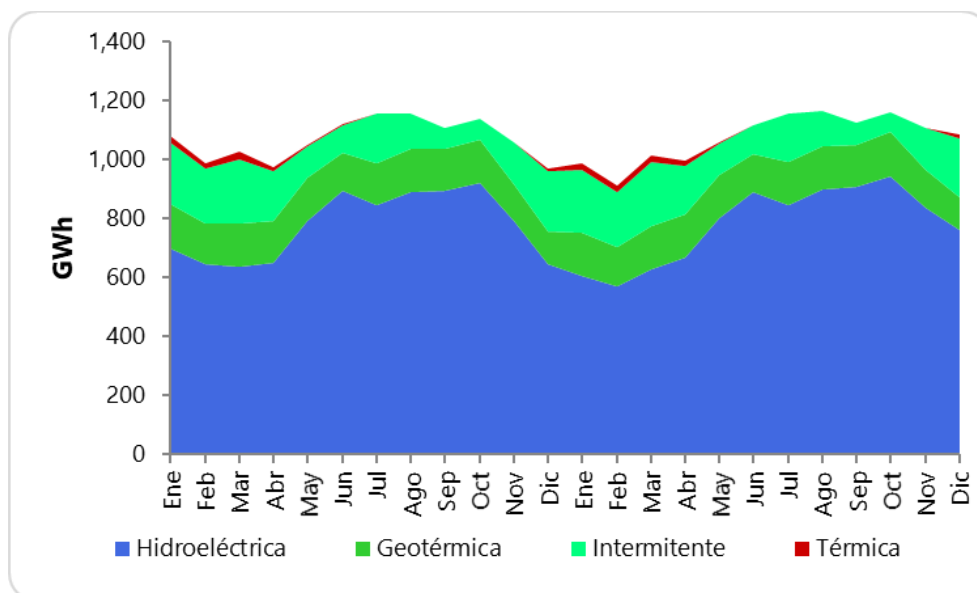


Figura 32. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.

4.5.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones e importaciones estimadas para el sistema de Costa Rica en el MER muestran a este sistema como el principal exportador de la región. Las exportaciones netas estimadas de Costa Rica totalizan **1,451.3 GWh** en el año 2021 y **1,210.2 GWh** en el año 2022, mientras que las importaciones netas estimadas totalizan **90 GWh** en el año 2021 y **89.8 GWh** en el año 2022.

Tabla 52. Exportaciones e importaciones de Costa Rica en el MER (GWh).



Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Ene	143.6	9.8
2021	Feb	130.3	3.5
2021	Mar	60.0	21.7
2021	Abr	33.4	29.4
2021	May	75.0	21.3
2021	Jun	164.3	0.1
2021	Jul	188.1	0.0
2021	Ago	169.0	0.0
2021	Sep	164.7	0.0
2021	Oct	165.2	0.0
2021	Nov	137.6	0.1
2021	Dic	20.1	4.2
2021	Total	1,451.3	90.0
2022	Ene	19.6	2.9
2022	Feb	33.0	5.0
2022	Mar	30.5	17.4
2022	Abr	26.4	27.0
2022	May	42.5	11.9
2022	Jun	141.1	0.7
2022	Jul	162.2	0.0
2022	Ago	153.1	0.0
2022	Sep	154.4	0.3
2022	Oct	161.6	0.0
2022	Nov	159.9	0.0
2022	Dic	125.8	24.6
2022	Total	1,210.2	89.8

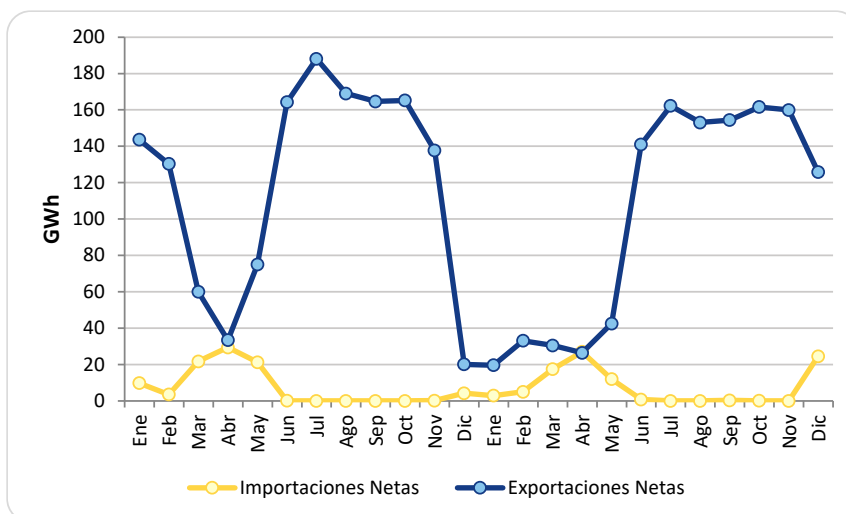


Figura 33. Exportaciones e Importaciones netas de Costa Rica en el MER.

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 ocurren en una proporción de 90.7% por medio de las interconexiones con Nicaragua, totalizando 2,058.2 GWh en el año 2021 y 1,927.3 GWh en el año 2022; mientras que el 99.3% de las importaciones ocurren por medio de las interconexiones con Panamá, totalizando 948.8 GWh en el año 2021 y 953.9 GWh en el año 2022.

Tabla 53. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Nicaragua	Exportaciones hacia Panamá	Importaciones desde Nicaragua	Importaciones desde Panamá
2021	Ene	148.8	50.9	0.0	65.8
2021	Feb	131.6	39.7	0.0	44.6
2021	Mar	135.7	19.3	0.0	116.7
2021	Abr	123.4	14.2	0.0	133.6
2021	May	151.1	19.7	0.1	117.0
2021	Jun	188.4	17.6	0.0	41.8
2021	Jul	214.0	22.0	0.0	47.9
2021	Ago	209.9	16.1	0.0	57.0
2021	Sep	199.4	16.4	0.0	51.1
2021	Oct	211.5	15.6	0.0	61.9
2021	Nov	195.5	13.8	0.0	71.8
2021	Dic	148.8	7.5	0.8	139.7
2021	Total	2,058.2	252.8	0.9	948.8
2022	Ene	152.0	6.6	0.0	141.9
2022	Feb	129.9	10.2	0.8	111.3
2022	Mar	129.7	8.8	2.7	122.7
2022	Abr	100.7	9.9	8.3	103.0
2022	May	130.2	10.2	1.0	108.8
2022	Jun	170.2	11.8	0.1	41.6
2022	Jul	198.7	12.5	0.0	49.0
2022	Ago	193.6	7.2	0.0	47.7
2022	Sep	183.2	16.0	0.1	45.1
2022	Oct	194.8	16.0	0.0	49.2
2022	Nov	182.3	20.3	0.0	42.6
2022	Dic	162.1	30.2	0.0	91.1
2022	Total	1,927.3	159.8	12.8	953.9

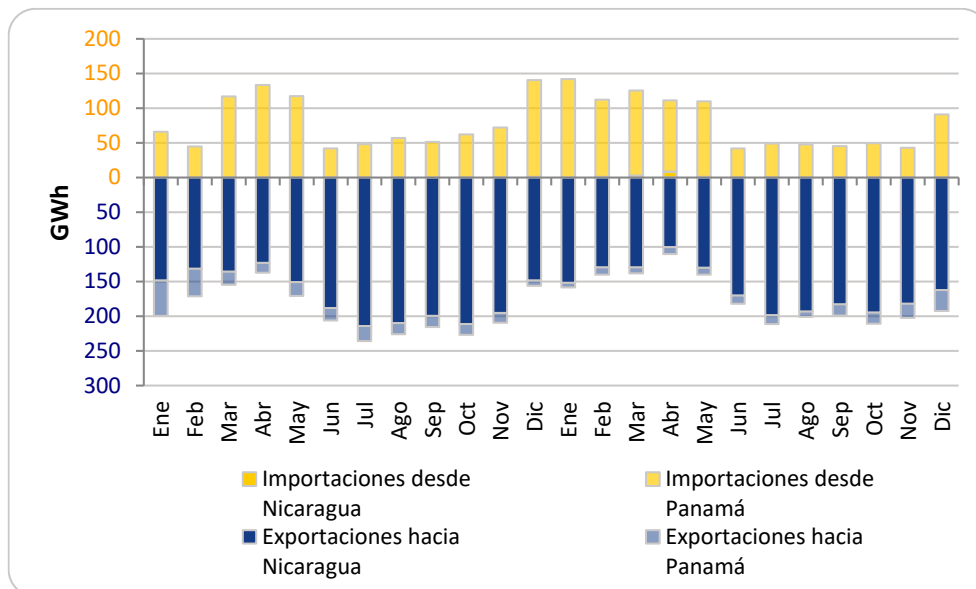


Figura 34. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá.

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 \$/MWh en los meses de julio a diciembre 2020 y 8.29 \$/MWh en el año 2021. Puede observarse la curva que marcan los valores a lo largo del horizonte del estudio, cuyo comportamiento está relacionado con la estacionalidad, resultando valores altos en la época de verano cuyos valores varían de 0.53 \$/MWh a 37.41 \$/MWh.

Tabla 54. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica (\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	1.98	1.98	1.97	1.97	1.95	1.97
2021	Feb	9.72	9.67	9.66	9.64	8.96	9.49
2021	Mar	24.89	24.74	24.7	24.62	21.25	23.98
2021	Abr	42.35	42.22	42.1	41.8	41.3	41.98
2021	May	29.33	29.29	29.23	28.88	28.28	28.97
2021	Jun	4.94	4.94	4.93	4.92	4.91	4.93
2021	Jul	2.05	2.04	2.04	2.04	2.03	2.04
2021	Ago	2.97	2.97	2.96	2.96	2.95	2.96
2021	Sep	1.72	1.72	1.72	1.71	1.71	1.72
2021	Oct	2.26	2.26	2.25	2.25	2.25	2.25
2021	Nov	2.08	2.08	2.07	2.07	2.07	2.07
2021	Dic	2.99	2.99	2.98	2.96	2.81	2.93
2021	Promedio	10.61	10.57	10.55	10.48	10.04	10.42
2022	Ene	4.1	4.09	4.09	4.06	3.75	3.99
2022	Feb	7.78	7.76	7.74	7.68	7.15	7.59
2022	Mar	28.58	28.5	28.45	28.01	26.75	28.01
2022	Abr	45.76	45.59	45.49	45.06	42.37	44.97
2022	May	26.47	26.38	26.34	26.23	24.63	25.99
2022	Jun	9.95	9.95	9.93	9.92	9.9	9.93
2022	Jul	3.34	3.34	3.34	3.33	3.32	3.33
2022	Ago	2.62	2.62	2.62	2.61	2.61	2.62
2022	Sep	3.72	3.72	3.71	3.71	3.7	3.71
2022	Oct	2.34	2.34	2.33	2.33	2.32	2.33
2022	Nov	3.4	3.4	3.4	3.39	3.38	3.39
2022	Dic	5.73	3.69	3.68	3.67	3.66	3.74
2022	Promedio	11.98	11.78	11.76	11.67	11.13	11.63

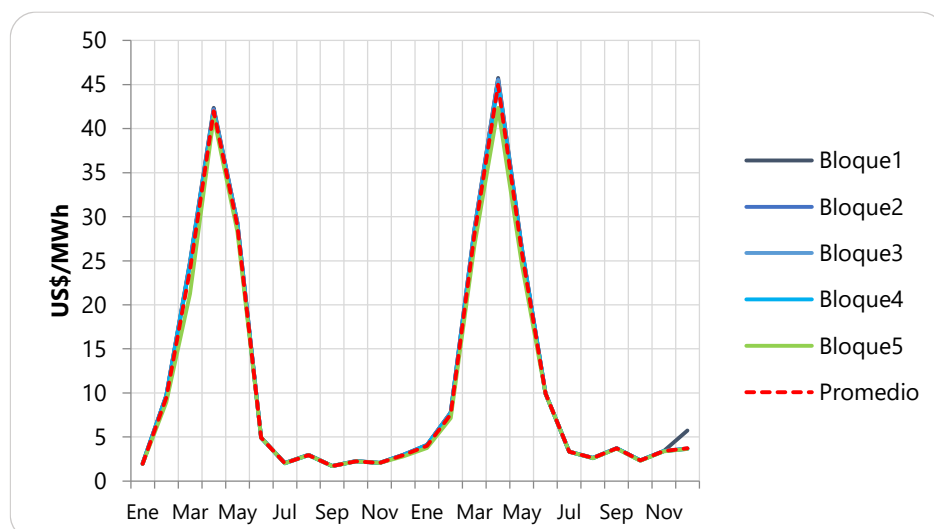


Figura 35. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica.

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.

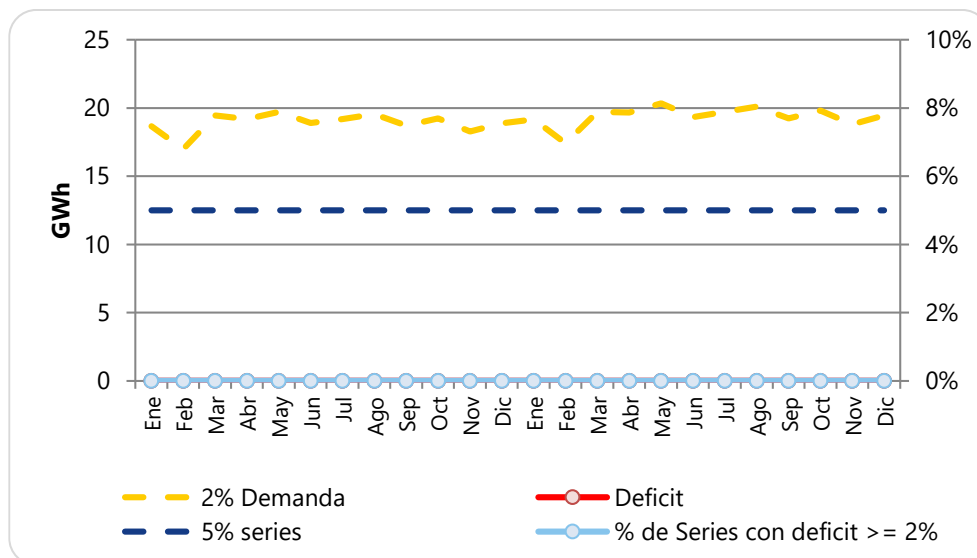


Figura 36. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Costa Rica.

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, en proporciones de 69% y 61% anual, seguido de centrales térmicas con proporciones de 21% y 27%, y finalmente de centrales intermitentes (solares y eólicas) con proporciones de 10% y 12%, en cada uno de los años del estudio. El despacho totaliza **11,846.7 GWh** en el año 2021 y **12,340.1 GWh** en el año 2022.

Tabla 55. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Térmico	Total
2021	Ene	554.7	180.8	176.0	911.5
2021	Feb	475.0	175.2	168.1	818.3
2021	Mar	619.8	190.1	221.2	1,031.2
2021	Abr	645.9	122.0	300.4	1,068.2
2021	May	718.8	74.8	273.1	1,066.6
2021	Jun	701.8	50.2	197.1	949.0
2021	Jul	715.2	75.8	168.2	959.2
2021	Ago	748.5	67.0	195.5	1,011.0
2021	Sep	760.1	58.3	176.9	995.4
2021	Oct	841.6	54.9	134.6	1,031.0
2021	Nov	721.4	65.5	184.3	971.2
2021	Dic	619.3	126.8	288.1	1,034.2
2021	Total	8,122.0	1,241.4	2,483.3	11,846.7
2022	Ene	559.1	219.3	292.0	1,070.3
2022	Feb	460.0	218.8	272.6	951.3
2022	Mar	511.3	227.6	356.8	1,095.8
2022	Abr	547.1	146.5	398.2	1,091.8
2022	May	631.0	96.5	383.6	1,111.1
2022	Jun	592.3	52.7	343.5	988.5
2022	Jul	625.2	78.8	299.5	1,003.6
2022	Ago	618.8	70.5	336.8	1,026.1
2022	Sep	760.8	64.6	170.2	995.6
2022	Oct	842.4	61.5	126.5	1,030.4
2022	Nov	706.3	71.3	179.9	957.5
2022	Dic	697.8	129.3	191.0	1,018.1
2022	Total	7,552.1	1,437.5	3,350.5	12,340.1

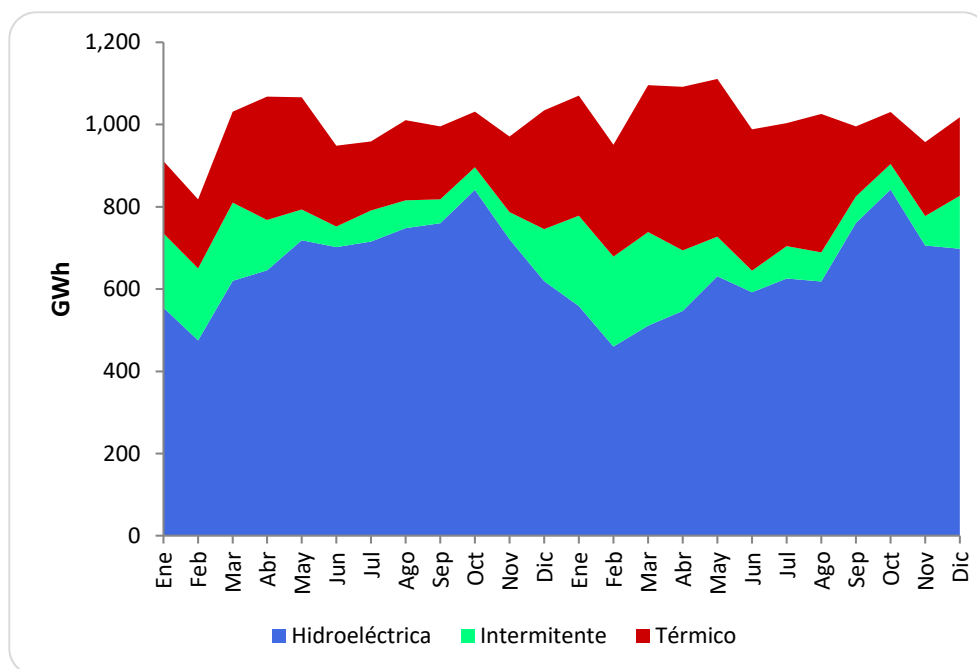


Figura 37. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.

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, siendo que sus exportaciones netas son en promedio 8 veces mayores que sus importaciones netas. Las exportaciones totalizan **842.3 GWh** en el año 2021 y **881.2 GWh** en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan **146.3 GWh** en el año 2021 y **87.1 GWh** en el año 2022.

Tabla 56. Exportaciones e importaciones netas de Panamá en el MER (GWh).

Año	Mes	Exportaciones Netas	Importaciones Netas
2021	Ene	61.1	46.2
2021	Feb	37.3	32.5
2021	Mar	111.5	14.0
2021	Abr	128.4	9.0
2021	May	111.8	14.5
2021	Jun	30.0	5.7
2021	Jul	30.4	4.5
2021	Ago	44.8	3.9
2021	Sep	39.0	4.2
2021	Oct	49.7	3.4
2021	Nov	60.0	2.0
2021	Dic	138.5	6.3
2021	Total	842.3	146.3
2022	Ene	140.4	5.2
2022	Feb	108.5	7.4
2022	Mar	118.2	4.3
2022	Abr	95.0	2.0
2022	May	104.3	5.7
2022	Jun	36.8	7.0
2022	Jul	40.6	4.2
2022	Ago	43.1	2.6
2022	Sep	36.6	7.5
2022	Oct	38.9	5.7
2022	Nov	33.1	10.7
2022	Dic	85.7	24.8
2022	Total	881.2	87.1

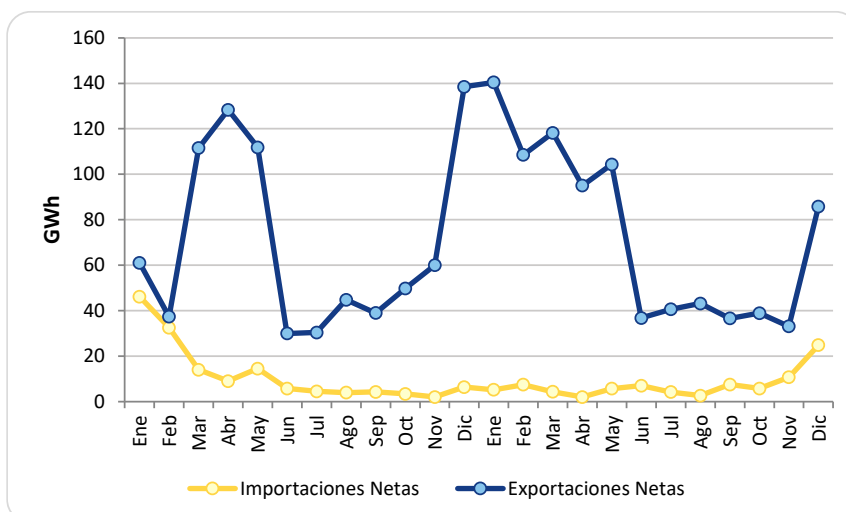


Figura 38. Exportaciones e Importaciones netas de Panamá en el MER.



Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema de Costa Rica, las exportaciones totalizan **948.8 GWh** en el año 2021 y **953.9 GWh** en el año 2022, mientras que las importaciones totales son por **252.8 GWh** en el año 2021 y **159.8 GWh** en el año 2022.

Tabla 57. Exportaciones e importaciones de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica (GWh).

Año	Mes	Exportaciones hacia Costa Rica	Importaciones desde Costa Rica
2021	Ene	65.8	50.9
2021	Feb	44.6	39.7
2021	Mar	116.7	19.3
2021	Abr	133.6	14.2
2021	May	117.0	19.7
2021	Jun	41.8	17.6
2021	Jul	47.9	22.0
2021	Ago	57.0	16.1
2021	Sep	51.1	16.4
2021	Oct	61.9	15.6
2021	Nov	71.8	13.8
2021	Dic	139.7	7.5
2021	Total	948.8	252.8
2022	Ene	141.9	6.6
2022	Feb	111.3	10.2
2022	Mar	122.7	8.8
2022	Abr	103.0	9.9
2022	May	108.8	10.2
2022	Jun	41.6	11.8
2022	Jul	49.0	12.5
2022	Ago	47.7	7.2
2022	Sep	45.1	16.0
2022	Oct	49.2	16.0
2022	Nov	42.6	20.3
2022	Dic	91.1	30.2
2022	Total	953.9	159.8

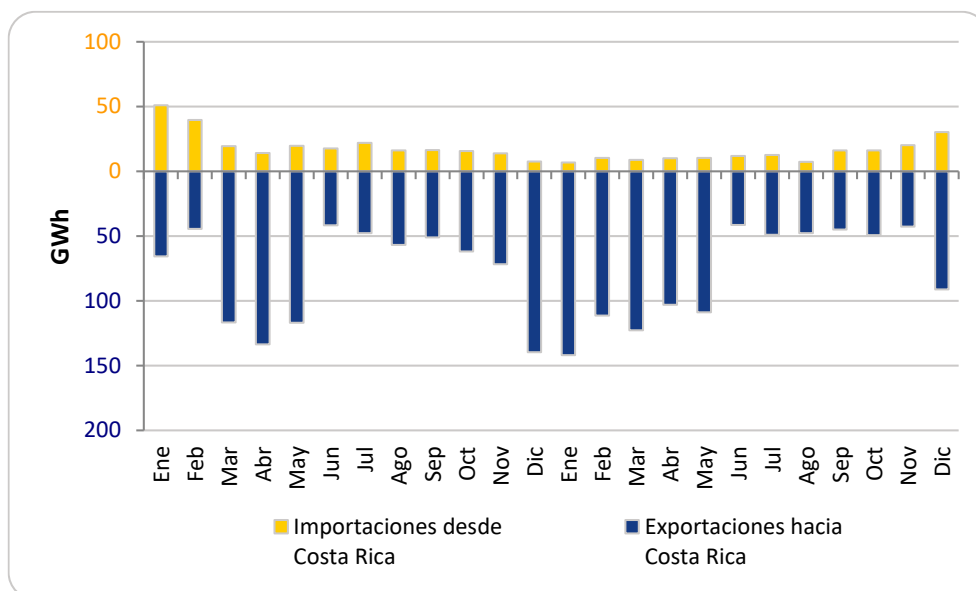


Figura 39. Exportaciones e importaciones anuales de energía eléctrica de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica.

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 0.79 \$/MWh entre julio y diciembre 2020 y 13.66 \$/MWh en el año 2021. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 0.86 \$/MWh y 3.72 \$/MWh entre julio y diciembre 2020, y entre 9.99 \$/MWh y 56.41 \$/MWh en el año 2021.

Tabla 58. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá (\$/MWh).

Año	Mes	Bloque1	Bloque2	Bloque3	Bloque4	Bloque5	Promedio
2021	Ene	6.81	5.53	5.49	5.27	5.15	5.41
2021	Feb	14.32	12.34	12.09	11.72	11.36	11.99
2021	Mar	40.6	23.62	22.21	21.36	20.57	23.42
2021	Abr	51.88	41.43	35.94	33.51	33.13	38.76
2021	May	44.13	30.49	27.44	25.09	24.23	27.59
2021	Jun	16.6	14.54	13.29	12.41	10.57	13.53
2021	Jul	45.76	15.46	11.48	9.63	9.13	13.09
2021	Ago	27.2	15.51	5.53	4.54	4.22	9.53
2021	Sep	18.8	16.26	2.55	2.15	1.84	8.4
2021	Oct	20.5	19.8	1.04	0.72	0.66	8.84
2021	Nov	33.01	10.34	2.25	2.05	1.69	6.43
2021	Dic	36.32	36.26	22.42	20.93	1.07	20.21
2021	Promedio	29.66	20.13	13.48	12.45	10.3	15.62
2022	Ene	29.12	28.99	28.53	28.53	2.57	21.7
2022	Feb	29.9	29.72	29.38	29.38	4.19	23.37
2022	Mar	40.93	34.95	33.76	33.53	31.12	34
2022	Abr	49.36	42.71	41.22	41.45	39.81	42.53
2022	May	38.04	36.68	36.23	35.81	33.37	35.74
2022	Jun	30.34	30.22	29.86	29.73	26.83	29.46
2022	Jul	29.17	28.89	28.8	28.73	2.41	23.08
2022	Ago	28.84	28.72	28.49	26.22	1.91	23.09
2022	Sep	4.16	1.28	1.16	1.05	1	1.45
2022	Oct	3.61	0.77	0.57	0.4	0.38	0.78
2022	Nov	7.16	1.79	1.67	1.59	1.5	1.95
2022	Dic	7.38	3.39	2.42	2.2	1.93	2.64
2022	Promedio	24.83	22.34	21.84	21.55	12.25	19.97

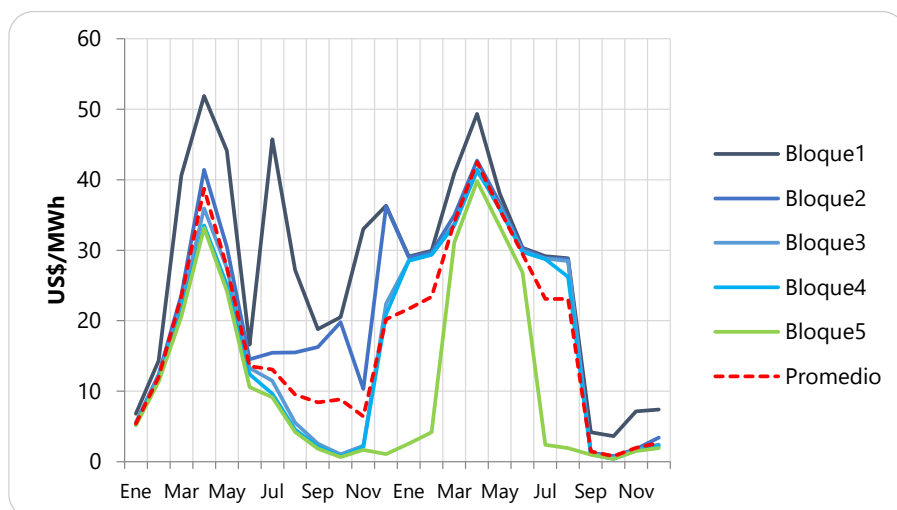


Figura 40. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá.

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.

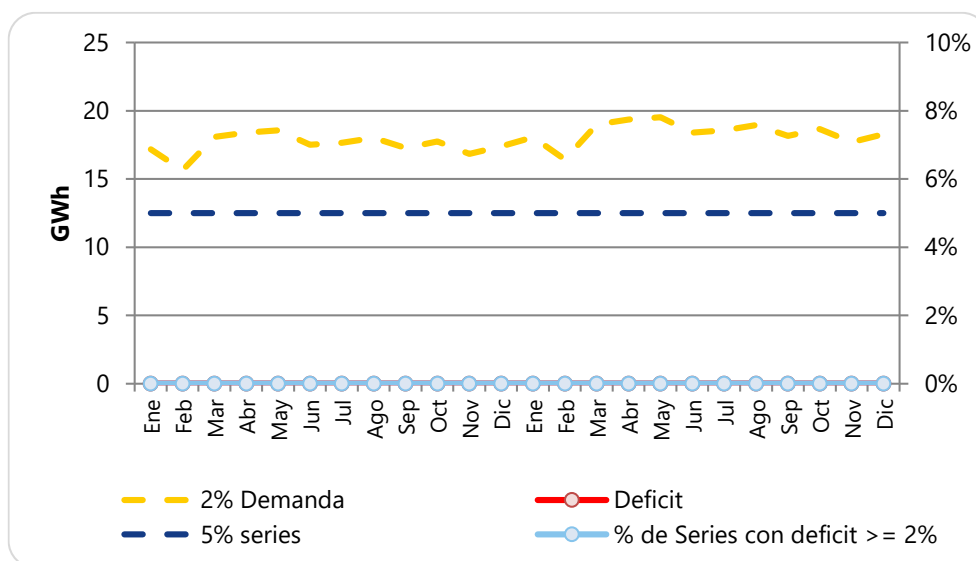


Figura 41. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Panamá.

4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía de Centroamérica para los años 2021 y 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con proporciones de 56% y 55% en cada uno de los años, seguido de generación térmica con proporciones de 23% en ambos años, luego sigue la generación intermitente (eólica y solar) con una proporciones de 12%, generación geotérmica con proporciones de 8%, y finalmente con proporciones de 1% y 2% por año las importaciones desde el sistema mexicano por medio de la interconexión con Guatemala. El despacho totaliza **55,737.8 GWh** en el año 2021 y **57,131.6 GWh** en el año 2022.

Tabla 59. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso (GWh).

Año	Mes	Hidroeléctrica	Intermitente	Geotérmico	Térmico	Importación México	Total
2021	Ene	2,097.9	811.0	392.6	1,206.0	46.2	4,553.7
2021	Feb	1,765.8	728.9	331.0	1,209.6	76.7	4,111.9
2021	Mar	2,014.8	803.2	393.9	1,432.3	86.1	4,730.4
2021	Abr	2,238.0	561.0	368.5	1,508.0	81.9	4,757.4
2021	May	2,668.5	409.7	386.5	1,258.7	86.7	4,810.0
2021	Jun	2,951.8	369.4	369.7	864.9	75.6	4,631.4
2021	Jul	2,949.0	591.1	393.3	717.4	69.6	4,720.6
2021	Ago	3,122.9	464.4	380.6	789.0	68.7	4,825.6
2021	Sep	3,211.7	335.0	381.6	698.2	54.1	4,680.7
2021	Oct	3,389.6	366.4	389.2	607.0	52.8	4,805.0
2021	Nov	2,587.4	541.4	352.2	988.5	48.8	4,518.3
2021	Dic	2,123.8	744.8	352.4	1,349.6	22.1	4,592.8
2021	Total	31,121.3	6,726.4	4,491.7	12,629.2	769.2	55,737.8
2022	Ene	2,010.9	872.7	392.9	1,313.3	86.4	4,676.2
2022	Feb	1,724.4	788.2	331.0	1,306.8	78.3	4,228.7
2022	Mar	1,952.4	858.6	393.9	1,546.5	86.7	4,838.0
2022	Abr	2,166.4	600.4	368.5	1,636.4	84.0	4,855.7
2022	May	2,632.6	449.0	386.5	1,292.0	162.0	4,922.1
2022	Jun	2,871.1	382.9	369.7	1,007.9	110.9	4,742.6
2022	Jul	2,904.7	601.7	393.3	852.3	91.1	4,843.0
2022	Ago	3,051.6	480.0	380.6	939.8	90.6	4,942.6
2022	Sep	3,248.2	351.7	381.6	717.3	77.7	4,776.6
2022	Oct	3,460.7	378.6	389.2	610.2	78.6	4,917.3
2022	Nov	2,697.0	559.1	352.2	954.8	74.7	4,637.8
2022	Dic	2,495.7	755.5	352.4	1,067.9	79.4	4,750.9
2022	Total	31,215.8	7,078.3	4,492.0	13,245.2	1,100.2	57,131.6

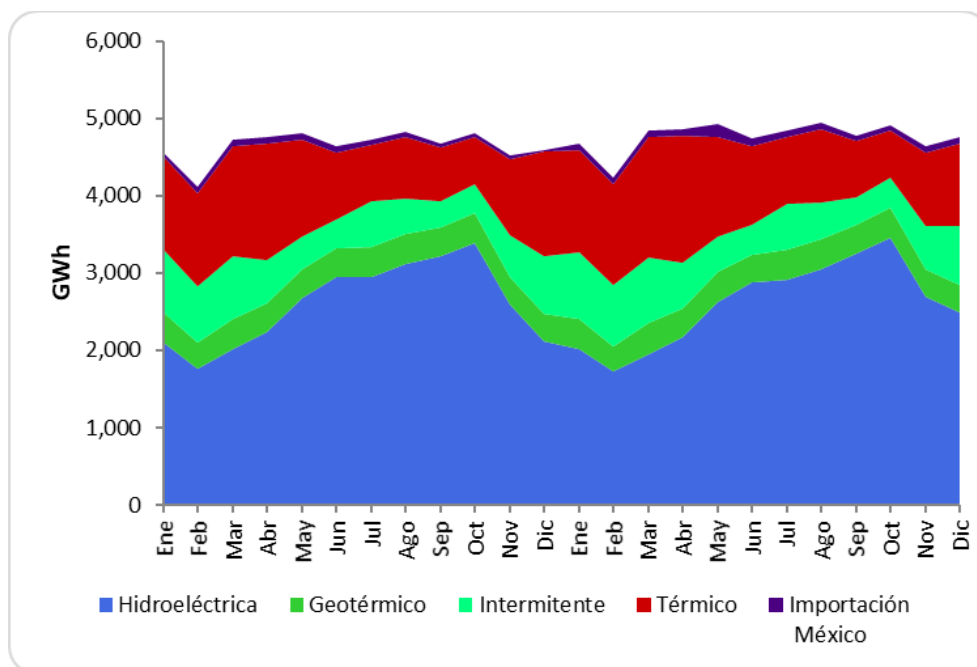


Figura 42. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso

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 301.6 GWh en el año 2021 y 284.1 GWh en el año 2022, totalizando **3,619.5 GWh** en el año 2021 y **3,409.7 GWh** en el año 2022.



Tabla 60. Transacciones netas de energía en el MER.

Año	Mes	Importaciones Netas	Exportaciones Netas
2021	Ene	309.4	309.4
2021	Feb	284.6	284.6
2021	Mar	290.3	290.3
2021	Abr	218.6	218.6
2021	May	257.5	257.5
2021	Jun	311.5	311.5
2021	Jul	326.7	326.7
2021	Ago	337.3	337.3
2021	Sep	340.3	340.3
2021	Oct	332.2	332.2
2021	Nov	335.2	335.2
2021	Dic	276.2	276.2
2021	Total	3,619.5	3,619.5
2022	Ene	301.2	301.2
2022	Feb	308.9	308.9
2022	Mar	296.6	296.6
2022	Abr	221.7	221.7
2022	May	201.4	201.3
2022	Jun	285.2	285.2
2022	Jul	287.8	287.8
2022	Ago	296.3	296.2
2022	Sep	289.3	289.3
2022	Oct	291.5	291.5
2022	Nov	294.8	294.8
2022	Dic	335.1	335.1
2022	Total	3,409.7	3,409.7

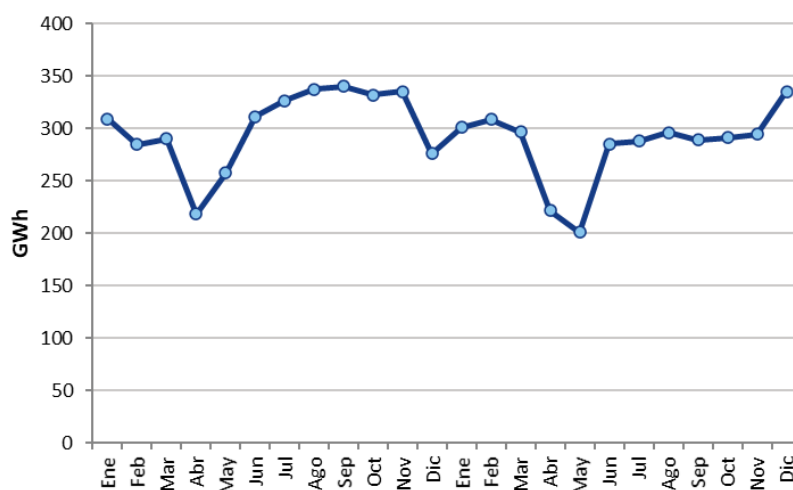


Figura 43. Transacciones netas de energía en el MER.

De los intercambios estimados para cada país en el MER, los sistemas de Costa Rica, Guatemala y Panamá son los que se perfilan como los mayores exportadores de energía, en orden decreciente, con proporciones de 40.1%, 28.9% y 23.3% en el año 2021, mientras que en el año 2022 las proporciones de exportación de estos países son de 35.5%, 32.1% y 25.8% en el año 2022, respectivamente. En cuanto a los países que se perfilan como los mayores importadores se encuentran, El Salvador, Honduras y Nicaragua, con proporciones anuales de 30.7%, 26.1% y 34.9% en el año 2021 y en el año 2022 con proporciones de 35.3%, 33% y 24%, respectivamente.

Tabla 61. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país (GWh).

Año	País	Exportación	Importación
2021	Guatemala	1,047.4	61.2
2021	El Salvador	139.2	1,111.0
2021	Honduras	133.0	946.1
2021	Nicaragua	6.3	1,265.0
2021	Costa Rica	1,451.3	90.0
2021	Panamá	842.3	146.3
2021	Total	3,619.5	3,619.5
2022	Guatemala	1,093.7	84.2
2022	El Salvador	107.7	1,204.3
2022	Honduras	49.1	1,125.8
2022	Nicaragua	67.8	818.4
2022	Costa Rica	1,210.2	89.8
2022	Panamá	881.2	87.1
2022	Total	3,409.7	3,409.7

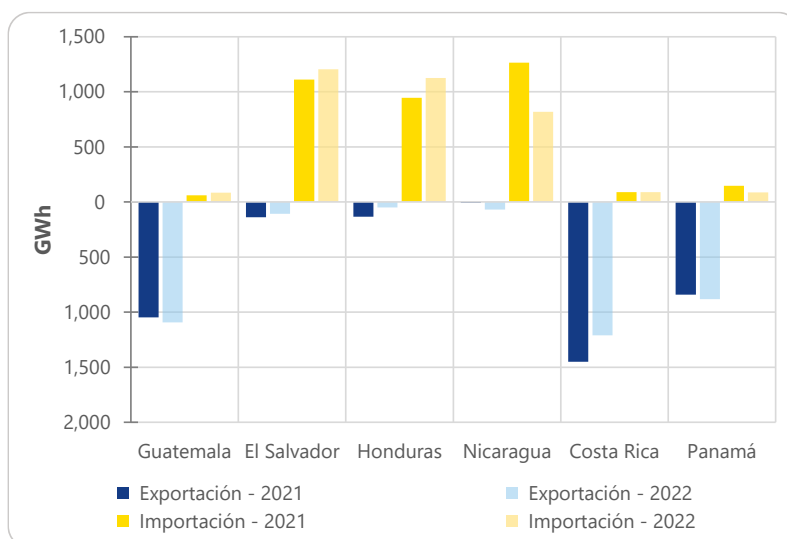


Figura 44. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país.

4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales para la demanda son resultado de los recursos de generación disponibles en el sistema para atender el suministro de energía, así como de la infraestructura 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 de América Central, en Costa Rica debido que la matriz de generación está conformada predominantemente por recursos renovables y en Panamá, donde la matriz energética tiene también un componente importante de recursos renovables, mientras que la proporción de generación térmica es producida en gran medida por centrales de carbón y gas natural.

Tabla 62. Costo marginal promedio mensual para los países del MER (US\$/MWh).

Año	Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2021	Ene	38.02	47.28	81.59	23.88	2.56	5.51
2021	Feb	42.01	50.86	103.84	30.42	15.20	17.12
2021	Mar	41.84	51.45	110.13	44.56	26.81	28.50
2021	Abr	41.82	47.78	120.88	66.63	45.12	45.77
2021	May	50.67	54.53	140.26	71.55	37.00	36.05
2021	Jun	43.49	49.62	101.24	48.92	12.05	21.98
2021	Jul	40.01	47.11	77.13	36.32	3.23	16.89
2021	Ago	41.44	46.57	80.06	48.06	4.42	16.13
2021	Sep	36.67	41.11	75.30	54.36	2.82	13.92
2021	Oct	35.57	37.64	71.15	43.78	3.03	14.63
2021	Nov	41.78	48.17	82.02	28.16	2.33	13.29
2021	Dic	37.85	49.91	110.69	34.44	5.39	22.41
2021	Promedio	40.93	47.67	96.19	44.26	13.33	21.02
2022	Ene	40.72	62.83	130.33	37.48	8.43	21.92
2022	Feb	43.20	66.08	142.40	38.32	13.11	24.29
2022	Mar	44.06	62.56	153.18	46.03	26.22	32.59
2022	Abr	46.74	62.16	161.31	56.02	42.53	42.83
2022	May	68.05	75.53	159.10	57.80	19.54	38.48
2022	Jun	50.70	56.05	140.58	48.57	0.53	28.01
2022	Jul	44.26	61.01	129.50	40.54	0.52	22.67
2022	Ago	44.23	54.86	126.86	53.07	0.52	23.46
2022	Sep	37.91	43.77	118.45	55.46	10.36	5.13
2022	Oct	38.58	43.67	118.67	57.08	0.51	0.09
2022	Nov	39.77	56.89	119.95	31.95	0.51	0.12
2022	Dic	40.67	71.63	129.81	25.89	0.81	0.53
2022	Promedio	44.91	59.75	135.85	45.68	10.30	20.01

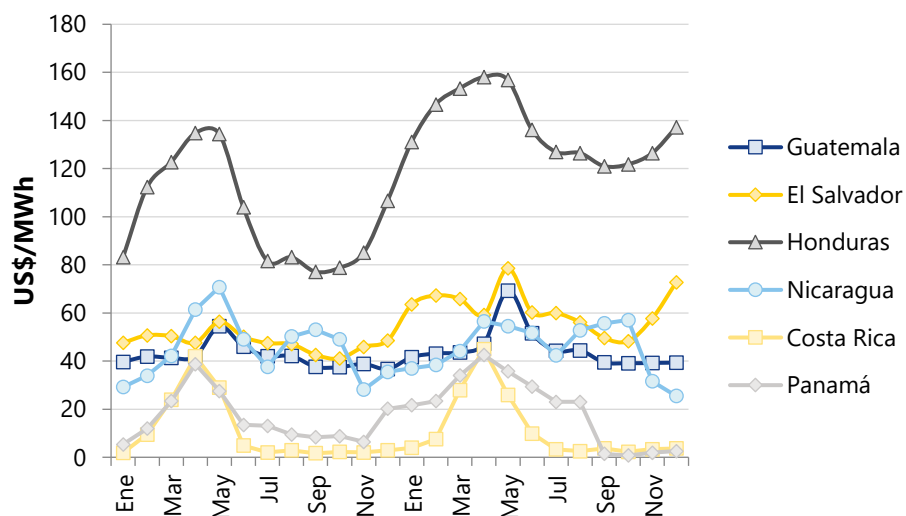


Figura 45. Costo marginal promedio mensual para los países del MER.

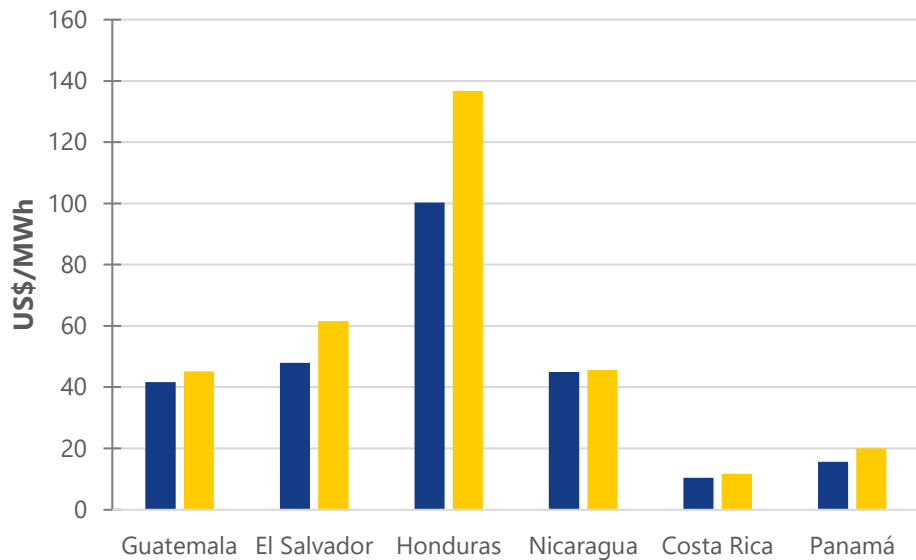


Figura 46. Costo marginal promedio anual para los países del MER.

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 umbrales límites del criterio, 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.

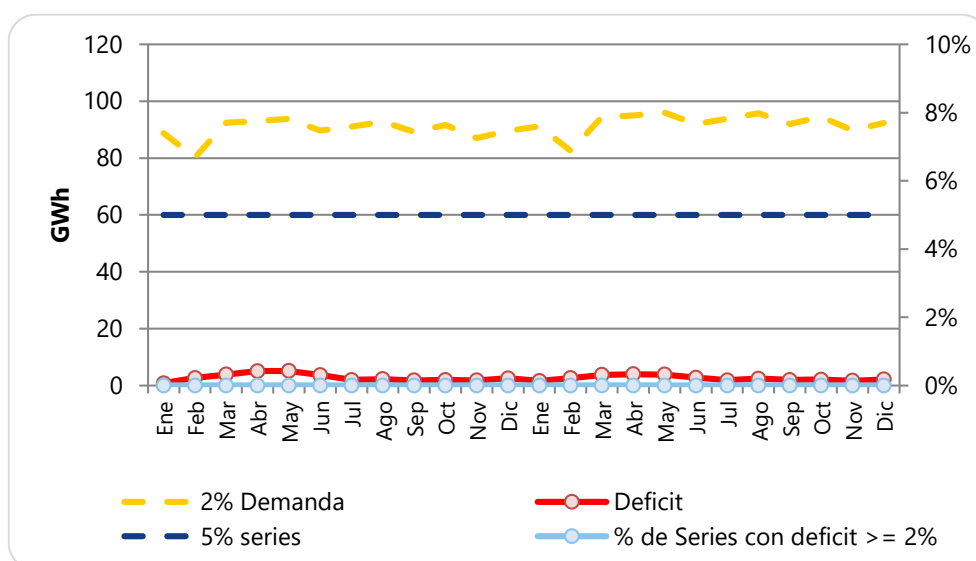


Figura 47. Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional de América Central.

Conclusiones

- La demanda de energía eléctrica en los países de América Central ha sido impactada por los efectos de la pandemia COVID-19 desde el mes de marzo 2020, cuando la región tomó las primeras medidas para prevenir el contagio masivo de sus habitantes, reflejándose en la contracción de la demanda de energía eléctrica. En el mes de marzo la demanda regional se contrajo 4.6% respecto del mismo mes del año 2019, mientras que en el mes de mayo se registró la contracción más profunda del año, siendo esta de 11.32%. A partir del mes de junio se observa una recuperación gradual de la demanda regional hasta el mes de octubre, que sería el primer mes del período de pandemia que la demanda supera en 0.2% a la demanda del mismo mes del año 2019, sin embargo, en los meses de noviembre y diciembre nuevamente ocurren contracciones de 4.90% y 2.17%.
- Con base en las proyecciones de demanda informadas por los OS/OMs para los años 2021 y 2022 se estima que la demanda tomará valores positivos de crecimiento, con valores de 5.6% para el año 2021, respecto de la demanda del año 2020, y de 3.8% para el año 2022, respecto del año 2021.
- Respecto a las expansiones de generación informadas, las incorporaciones registradas para el segundo semestre de 2020 contabilizan 9 proyectos por total de 233 MW, de los cuales 5 proyectos de generación renovable variable corresponden al 77.6%, en tanto que para los años 2021 a 2022 está programada la incorporación de 25 proyectos por un total de 1,195 MW, resaltando entre ellos 2 proyectos de Gas Natural a los que les corresponde el 57% de la capacidad que se incorporaría en los 2 años, 12 proyectos renovables variables que les corresponde una proporción del 24% y 9 proyectos hidroeléctricos que representan el 17%.
- En cuanto al suministro futuro de la demanda regional, se prevé que la generación provenga principalmente de centrales con recursos renovables, cuya proporción respecto de la generación total es de 75%, de los cuales 55% corresponde a generación hidroeléctrica, 12% a generación renovable intermitente (de centrales eólicas y solares fotovoltaicas) y 8% a generación geotérmica. El 25% de energía adicional que se requiere para el suministro de la demanda resulta producido por centrales termoeléctricas en una proporción del 23% y 2% por 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 293 GWh mes, totalizando 3,619 GWh en el año 2021 y 3,409.7 GWh en el año 2022, siendo los sistemas de Guatemala, Costa Rica y Panamá los mayores exportadores de la región, con proporciones de 30.5%, 37.8% y 24.6%, respectivamente, mientras que como principales importadores resultan El Salvador, Honduras y Nicaragua con proporciones de 33%, 29.6% y 29.5%, 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 6 países, tal es el caso del sistema costarricense, que resulta con los menores costos marginales de la región con valores promedio de 10.44 US\$/MWh en el año 2021 y 11.64 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 la capacidad de generación estimada es suficiente para suministrar los requerimientos de la demanda, y que la red de transmisión soporta convenientemente los flujos desde los puntos de generación hasta los centros de consumo.