

Evaluación del MER y del estado de competencia

AÑO 2023

Una vista al Mercado Eléctrico de América Central

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tel. (502) 2495-1777

55ª Avenida 5-55 zona 14 edificio Europlaza
Torre I PH Oficina 1903, Ciudad de
Guatemala, Guatemala

www.crie.org.gt

Contenido

ANTECEDENTES	5
1. HECHOS RELEVANTES.....	6
2. INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS	7
2.1. ÍNDICE DE PRECIOS DE PRETRÓLEO	8
3. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER	10
3.1. INYECCIONES Y RETIROS.....	10
3.2. EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES.....	11
3.3. TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO.....	15
3.4. TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA.....	16
3.5. CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER.....	18
4. PRECIOS EN EL MER.....	19
4.1. PRECIOS NODALES PROMEDIO	19
4.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLE	22
4.3. PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES.....	24
4.4. PRECIOS PROMEDIO POR NODO DE ENLACE	27
5. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER.....	28
5.1. TRANSACCIONES POR AGENTE	29
6. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER	32
6.1. EFICIENCIA DEL MERCADO	32
6.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO	32
6.2.1. Índice Herfindahl - Hirschmann (IHH):	33
6.2.2. Coeficientes de concentración C4 y C8:	34
6.2.2.1. Resultados para el 2023:.....	35
6.2.2.2. Evolución de los indicadores de concentración IHH, C4 y C8:	37
6.2.3. Índice de Lerner.....	38
6.3. OFERTAS DE INYECCIÓN Y RETIRO CON PRECIOS DE OUS\$/MWh	41
7. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA.....	43
8. CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA	45
9. CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA 2023	48
9.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OM	50
ANEXOS	52

Índice de Tablas

Tabla 1. Indicadores Socioeconómicos del Sector Eléctrico en los Países de América Central actualizado al 2023.....	7
Tabla 2. Variación porcentual del Índice del Producto Interno Bruto (PIB) e Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el periodo 2017-2023	7
Tabla 3. Precio promedio del petróleo crudo para el 2023 (dólares por barril).....	9
Tabla 4. Inyecciones Anuales por país (GWh)	14
Tabla 5. Retiros Anuales por país (GWh)	14
Tabla 6. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER para 2023	28
Tabla 7. Evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER.....	28
Tabla 8. Índices de concentración del MER para el 2023.....	36
Tabla 9. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023.....	37
Tabla 10. Promedio de índice de Lerner para el 2023	40
Tabla 11. Energía declarada en el MER con precios 0US\$/MWh por tipo de mercado para 2023 ..	41
Tabla 12. Demanda Máxima anual por país (MW)	43
Tabla 13. Consumo de energía anual por país (GWh)	44
Tabla 14. Capacidad disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW) para 2023.....	45
Tabla 15. Generación por tipo de tecnología y país para 2023 (GWh).....	47
Tabla 16. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Norte – Sur para 2023.....	48
Tabla 17. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Sur – Norte para 2023.....	49
Tabla 18. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 20 de marzo de 2023.....	50
Tabla 19. Actualización de la exportación total de Panamá (MW) a partir del 05 de mayo de 2023	50
Tabla 20. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 16 de mayo de 2023.....	50
Tabla 21. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023.....	50
Tabla 22. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023.....	51
Tabla 23. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) para el 30 de noviembre de 2023.....	51
Tabla 24. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de diciembre de 2023.....	51

Tabla 25. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) para los domingos, a partir del 03 de diciembre de 2023..... 51

Índice de Figuras

Figura 1. Ingresos de divisas en concepto de remesas en los países de América Central 2019-2023	8
Figura 2. Histórico del precio promedio del petróleo crudo (dólares por barril)	9
Figura 3. Inyecciones al MER por país, años 2022 y 2023 (%)	10
Figura 4. Retiros del MER por país, años 2022 y 2023 (%).....	11
Figura 5. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional años 2014-2023 (GWh)	12
Figura 6. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional por país. 2014-2023 (GWh).	13
Figura 7. Evolución de inyecciones al MER por tipo de Mercado de 2017 a 2023 (GWh).....	15
Figura 8. Inyecciones anuales por tipo de oferta (MWh)	16
Figura 9. Retiros anuales por tipo de oferta (MWh).....	17
Figura 10. Abastecimiento de la demanda regional de 2014 a 2023 (GWh)	18
Figura 11. Cubrimiento de la demanda nacional por compras al MER de 2014 a 2023.....	19
Figura 12. Precios nodales promedio y máximo en el MER para 2023 (US\$/MWh)	20
Figura 13. Evolución de Precios Nodales en el MER. 2019-2023 (US\$/MWh).....	21
Figura 14. Relación Inyecciones al MER y Precios Promedios por mes en 2023	22
Figura 15. Evolución de los precios del MER en comparación de los precios del Petróleo de 2014 a 2023.....	23
Figura 16. Precios promedio de Predespacho de los Sistemas Nacionales 2023 (US\$/MWh).....	24
Figura 17. Evolución de los Precios de Predespacho de los Sistemas Nacionales de 2019 a 2023 (US\$/MWh)	25
Figura 18. Precios promedio mensuales en los predespachos de los sistemas nacionales y del MER en 2023 (US\$/MWh)	26
Figura 19. Precios Promedios por Nodo de Enlace para 2023 (US\$/MWh)	27
Figura 20. Principales agentes que inyectaron en el MER para el año 2023	30
Figura 21. Principales agentes que retiraron en el MER para el año 2023.....	31
Figura 22. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023	37
Figura 23. Índice de Lerner semanal en 2023	39
Figura 24. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) para 2023	43
Figura 25. Consumo de energía eléctrica por país y año (GWh).....	44
Figura 26. Capacidad instalada en la región para 2023 (MW).....	46
Figura 27. Matriz de Generación Regional por Tecnología 2023.....	46

ANTECEDENTES

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio. Entre los fines del Tratado Marco se encuentran la creación de las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, para el desarrollo económico y social, así como, incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico.

El Tratado Marco establece que *“El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El Mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El Mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una mas amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional”*.

En este sentido, es importante supervisar el grado y la efectividad de la apertura del mercado y de su competencia, para detectar cualquier condición que restrinja o evite la entrada de más participantes en el MER.

Específicamente, el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que la CRIE elaborará y publicará, por lo menos una vez cada cuatro (4) meses, informes donde describa las actividades de vigilancia y evaluación del Mercado llevadas a cabo durante el período precedente y los estudios y análisis realizados sobre situaciones particulares del MER. Una vez al año tales informes contendrán la evaluación general de la CRIE sobre el estado de competencia en el MER y la eficiencia del mismo.

El presente informe recoge, además, la evolución de las principales variables vinculadas a la operación del MER, transacciones, precios, demanda, capacidad instalada y generación por tecnologías, que sirven de base para los análisis requeridos.

1. HECHOS RELEVANTES

En el 2023 se registró el fenómeno climático El Niño en la región. Esta situación climática se caracteriza por lluvias irregulares e inferiores a las normales, con el aumento de la temperatura del océano Pacífico.

A partir de mayo, el Ente Operador Regional (EOR) notificó la actualización de las máximas capacidades de exportación de Panamá y El Salvador. Panamá restringió la exportación a 0 MW, mientras que El Salvador limitó la exportación al valor de las inyecciones comprometidas en Contratos Firmes. Por otro lado, Guatemala restringió la capacidad de generación para exportación en los nodos enlace a 0 MW.

En junio de 2023, la región sufrió las mayores consecuencias de este fenómeno debido a la baja generación hidroeléctrica: las inyecciones de energía al MER se redujeron considerablemente, con una disminución de 63.2%, con respecto a junio de 2022, llegando a los niveles de hace 10 años. Los altos precios de las ofertas de inyección al MER, establecieron señal de precios en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) de hasta US\$1,535.00/MWh. El despacho de estas ofertas surgió bajo la necesidad de abastecer las pérdidas de transmisión generadas por las transacciones regionales.

2. INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS

El uso de indicadores permite la comparación del desarrollo económico y el social de los países, respecto a los diferentes contextos y poblaciones, con un valor relativo que les da significado, facilitando el análisis de dónde se encuentra y hacia dónde se dirige el país, estableciendo objetivos y metas.

Tabla 1. Indicadores Socioeconómicos del Sector Eléctrico en los Países de América Central actualizado al 2023

País	Población Total	PIB per Cápita (US\$)	Acceso a la electricidad (%)	Consumo eléctrico per cápita kWh/hab
Guatemala	17,843,509	5,553	90.17%	749
El Salvador	6,336,844	5,146	98.20%	1,018
Honduras	10,434,353	3,135	87.45%	806
Nicaragua	6,948,115	2,288	99.37%	720
Costa Rica	5,180,692	13,202	99.43%	2,058
Panamá	4,408,515	17,586	95.30%	2,181
América Central	51,152,029	7,818	94.99%	1,255

Fuente: CEPAL

Para el año 2023, en la región de Centroamérica, se observa una notable desaceleración en la tasa de inflación en comparación con el año anterior, descendiendo de 8.96 en 2022 a 2.79 en 2023. En cuanto al Índice de Producto Interno Bruto (PIB), se aprecia una leve disminución en la variación interanual durante el mismo periodo.

Tabla 2. Variación porcentual del Índice del Producto Interno Bruto (PIB) e Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el periodo 2017-2023

Año	Índice PIB Región CA	Variación interanual	Variación acumulada IPC Región CA	Índice PIB Región CAPARD	Variación interanual	Variación acumulada IPC Región CAPARD
2017	137.32	3.63	4.3	149.92	4.26	3.74
2018	140.66	2.43	2.39	155.68	3.84	1.76
2019	144.21	2.52	2.79	160.78	3.28	2.59
2020	137.98	-4.32	2.89	148.69	-7.52	2.91
2021	150.71	9.23	4.28	165.15	11.07	5.15
2022	156.68	3.98	8.96	174.66	5.76	7.71
2023	*162.84	*3.93	2.79	-	-	2.86

Fuente: Secretaría Ejecutiva del consejo Monetario Centroamericano (SECMCA), 2023

*cálculos hasta septiembre de 2023

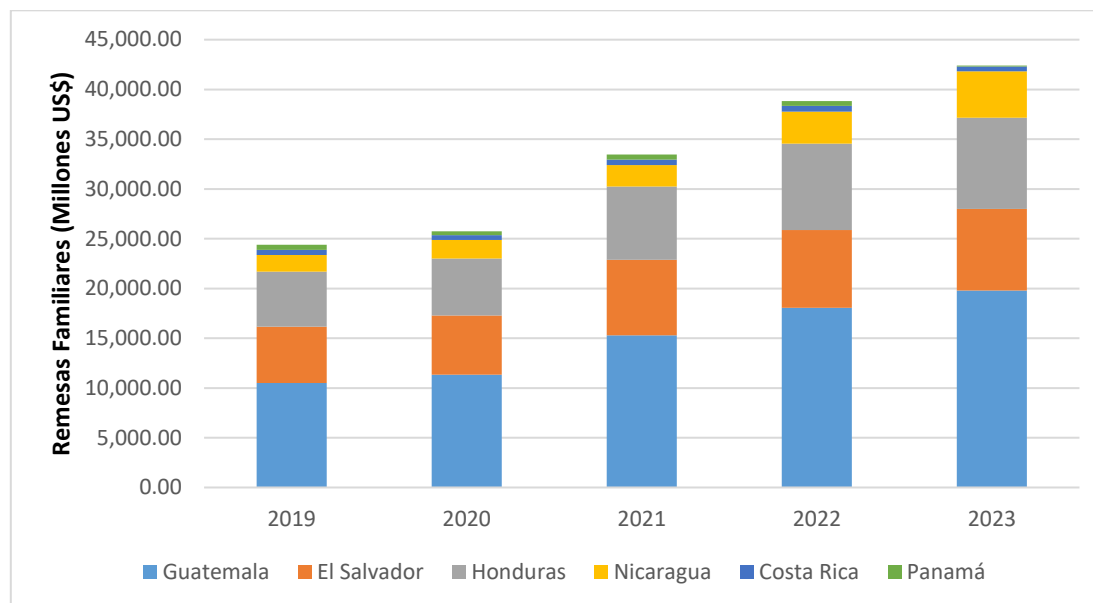
CA: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica

CAPARD: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y República Dominicana

En la Figura 1 se presenta la evolución anual del período 2019-2023 de los ingresos por concepto de remesas familiares por país. Según la definición de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (SECMCA), *“Las remesas familiares comprenden las transferencias corrientes realizadas por los emigrantes (personas que se domicilian en una economía y que permanecen en ella durante un año o más), empleados en la nueva economía de la que se les considera residentes”*.

Se destaca la relevancia de estas remesas en países como Guatemala, El Salvador y Honduras, donde constituyen una parte significativa del Producto Interno Bruto (PIB) de cada uno.

Figura 1. Ingresos de divisas en concepto de remesas en los países de América Central 2019-2023



Fuente: Elaboración propia con información del SECMCA

2.1. ÍNDICE DE PRECIOS DE PRETRÓLEO

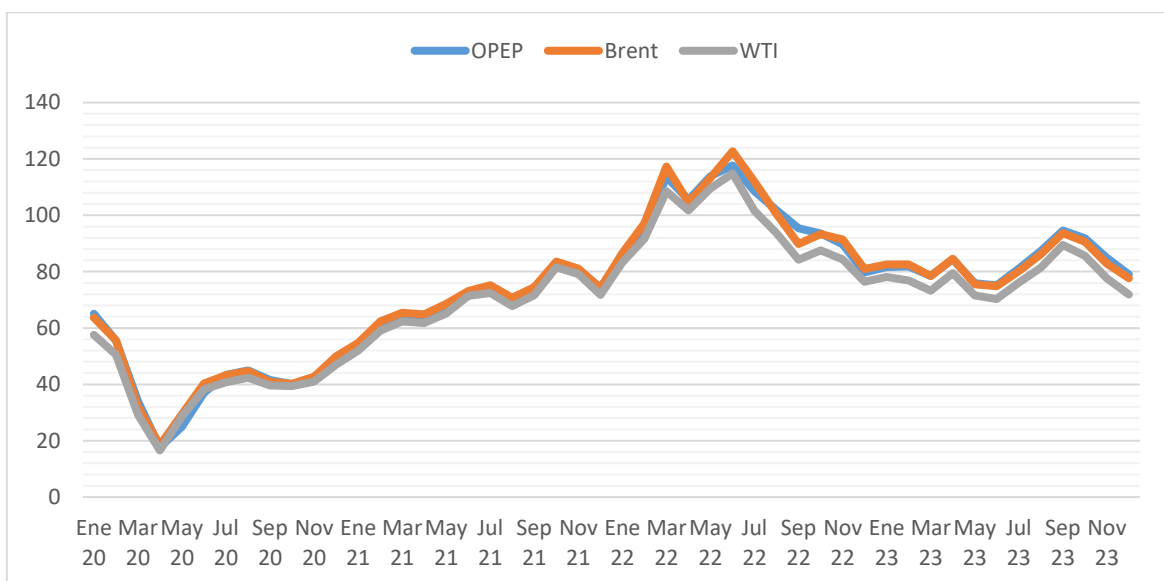
La evolución de las referencias Brent, OPEP y West Texas Intermediate (WTI) es un tema de gran relevancia debido a su impacto en el mercado energético mundial. Tras las significativas alzas registradas durante 2022, cuando los precios superaron los 120 dólares por barril en algunos casos durante los primeros meses del conflicto entre Rusia y Ucrania, el costo comenzó a descender gradualmente en 2023. A pesar de las diversas fluctuaciones experimentadas, el WTI se mantuvo como el crudo de referencia más económico durante todo el año.

Tabla 3. Precio promedio del petróleo crudo para el 2023 (dólares por barril)

MES	OPEP	Brent	WTI
Enero	\$81.62	\$82.50	\$78.12
Febrero	\$81.86	\$82.59	\$76.83
Marzo	\$78.45	\$78.43	\$73.28
Abril	\$84.36	\$84.64	\$79.45
Mayo	\$75.81	\$75.47	\$71.58
Junio	\$75.19	\$74.84	\$70.25
Julio	\$81.06	\$80.11	\$76.07
Agosto	\$87.33	\$86.15	\$81.39
Septiembre	\$94.60	\$93.72	\$89.43
Octubre	\$91.85	\$90.60	\$85.64
Noviembre	\$84.92	\$82.94	\$77.69
Diciembre	\$79.02	\$77.63	\$71.90

Fuente: Elaboración propia con información de Statista 2024.

<https://es.statista.com/estadisticas/1104750/precio-medio-semanal-del-barril-de-brent-opec-y-wti/>

Figura 2. Histórico del precio promedio del petróleo crudo (dólares por barril)

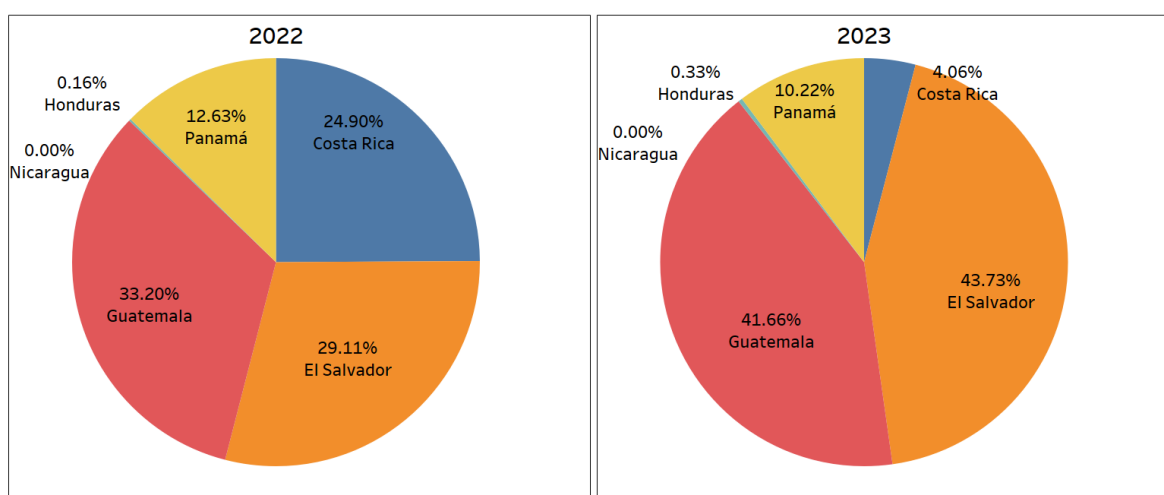
Fuente: Elaboración propia con información de Statista 2024

3. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER

3.1. INYECCIONES Y RETIROS

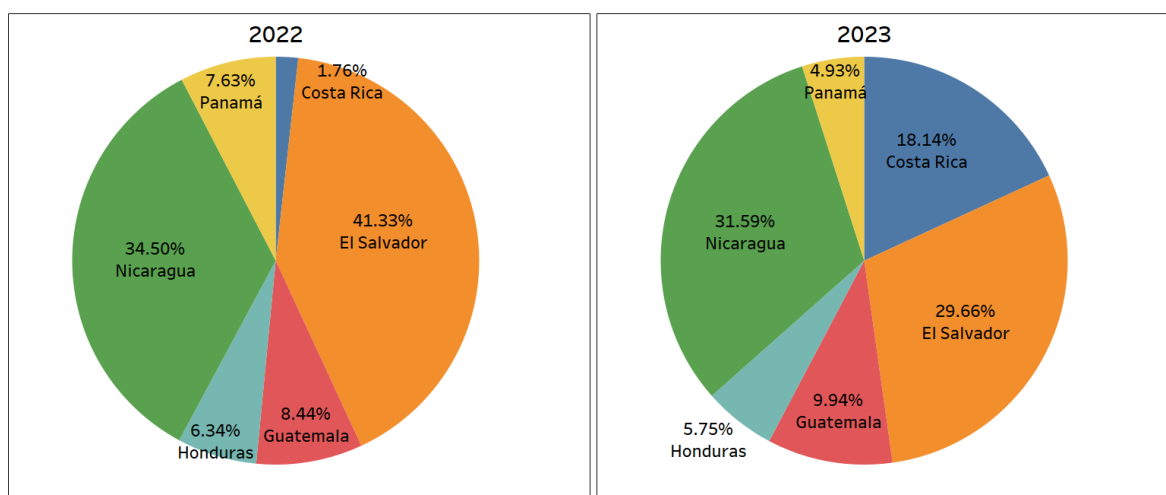
Durante el 2023, se realizaron inyecciones en el MER por un volumen de 2,649,305 MWh, que representó una disminución de 14.76 % con respecto al año 2022, el cual registró 3,108,009 MWh. Los países que más inyectaron para el 2023 fueron: El Salvador con 43.73%, Guatemala con 41.66% y Panamá con 10.22%.

Figura 3. Inyecciones al MER por país, años 2022 y 2023 (%)



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

En cuanto a los retiros, se evidenció una reducción del 15.99%, descendiendo de 3,078,698 MWh en 2022 a 2,586,461 MWh en 2023. Nicaragua continúa liderando en la cantidad de retiros, alcanzando el 31.59%, mientras que Costa Rica experimentó un aumento en sus retiros del 1.76% en 2022 al 18.14% en 2023.

Figura 4. Retiros del MER por país, años 2022 y 2023 (%)

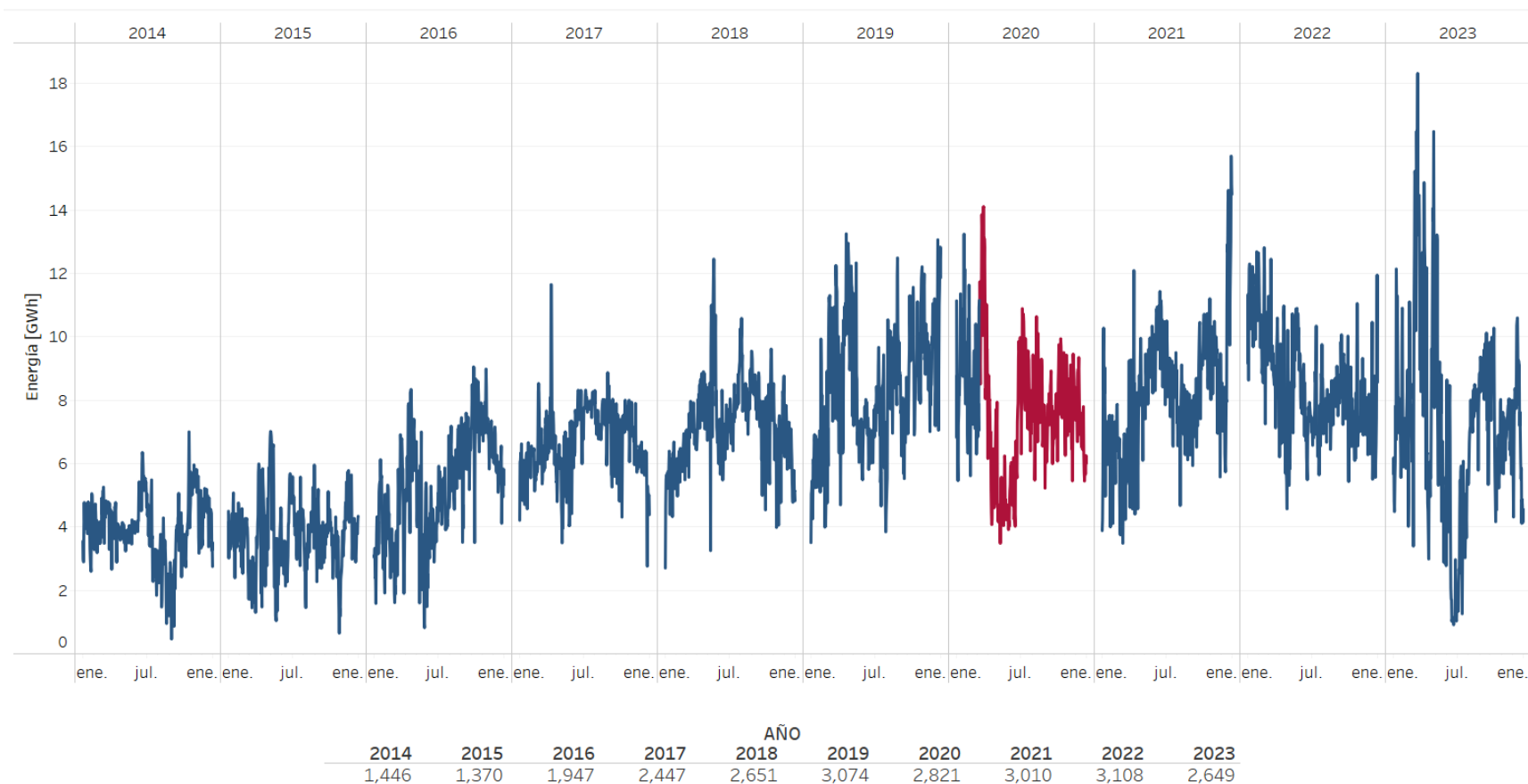
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

La disminución de las transacciones en el MER se atribuyó principalmente al fenómeno climático de El Niño.

3.2. EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES

Durante el período de 2014 a 2021, la Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de las inyecciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) se situó en un 11.04%. Esta cifra se vio afectada por la emergencia sanitaria derivada del COVID-19 ocurrida en 2020, generando una disminución del 8.24% en las inyecciones durante ese año. No obstante, a partir de 2021, las inyecciones en el MER experimentaron un repunte, alcanzando un total de 3,108 GWh en 2022, superando incluso los niveles registrados en 2019 de 3,074 GWh.

El fenómeno de El Niño, que impactó la región en el segundo cuatrimestre de 2023, provocó una nueva reducción en las transacciones, llevándolas a niveles comparables a los de 2018 (2,651 GWh). Este evento climático ejerció una influencia significativa en la dinámica del mercado eléctrico regional, evidenciando la sensibilidad de las inyecciones a factores medioambientales.

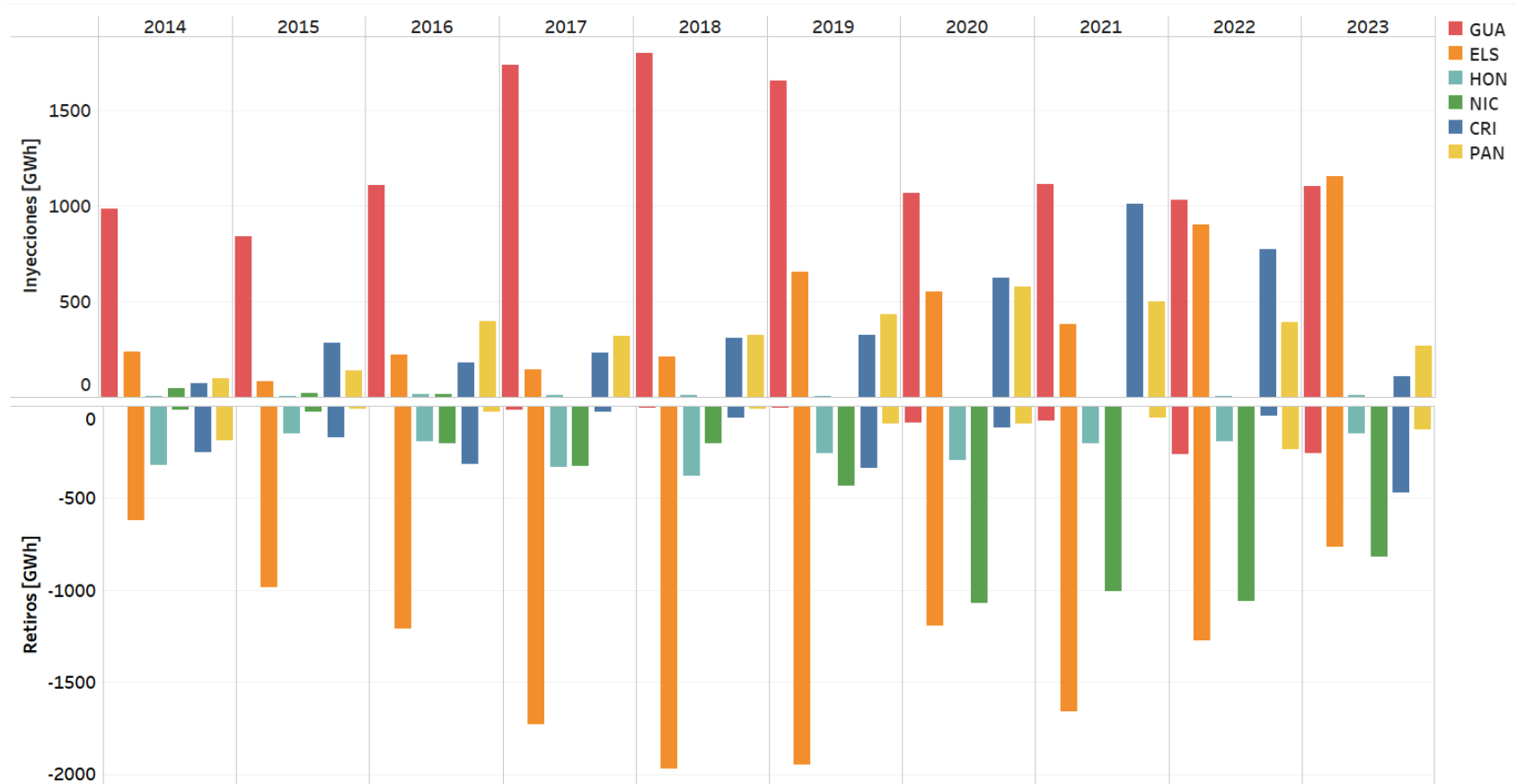
Figura 5. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional años 2014-2023 (GWh)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

En la siguiente figura se muestra la evolución de las inyecciones y de los retiros anuales en el MER, por país, durante los años 2014 al 2023. Es relevante destacar la transformación de El Salvador en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el período mencionado. Hasta el año 2022, El Salvador figuraba como el país con mayores retiros en el MER. Sin embargo, en el año 2023, experimentó un cambio significativo al convertirse en el país que más inyecta energía. En contraste, Nicaragua se posicionó como el principal demandante de energía en 2023, consolidándose como

uno de los países con mayores retiros en el MER desde el año 2020. Este cambio en los roles de los países en términos de inyecciones y retiros refleja la dinámica fluida y cambiante del mercado eléctrico regional en la región.

Figura 6. Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional por país. 2014-2023 (GWh).



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Tabla 4. Inyecciones Anuales por país (GWh)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	986.43	238.01	4.13	48.98	69.75	98.55
2015	842.98	82.23	2.70	21.51	281.39	139.65
2016	1,110.25	224.00	16.16	17.88	181.23	397.87
2017	1,741.13	143.80	12.69	1.03	229.96	318.24
2018	1,798.87	209.06	8.44	0.23	307.48	327.20
2019	1,657.13	656.71	5.86	0.15	322.56	431.51
2020	1,065.99	550.63	0.00	0.00	623.79	580.26
2021	1,116.11	379.39	2.55	0.00	1,009.02	503.16
2022	1,031.77	904.75	5.00	0.00	773.99	392.51
2023	1,103.68	1,158.47	8.81	0.01	107.60	270.73

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

Tabla 5. Retiros Anuales por país (GWh)

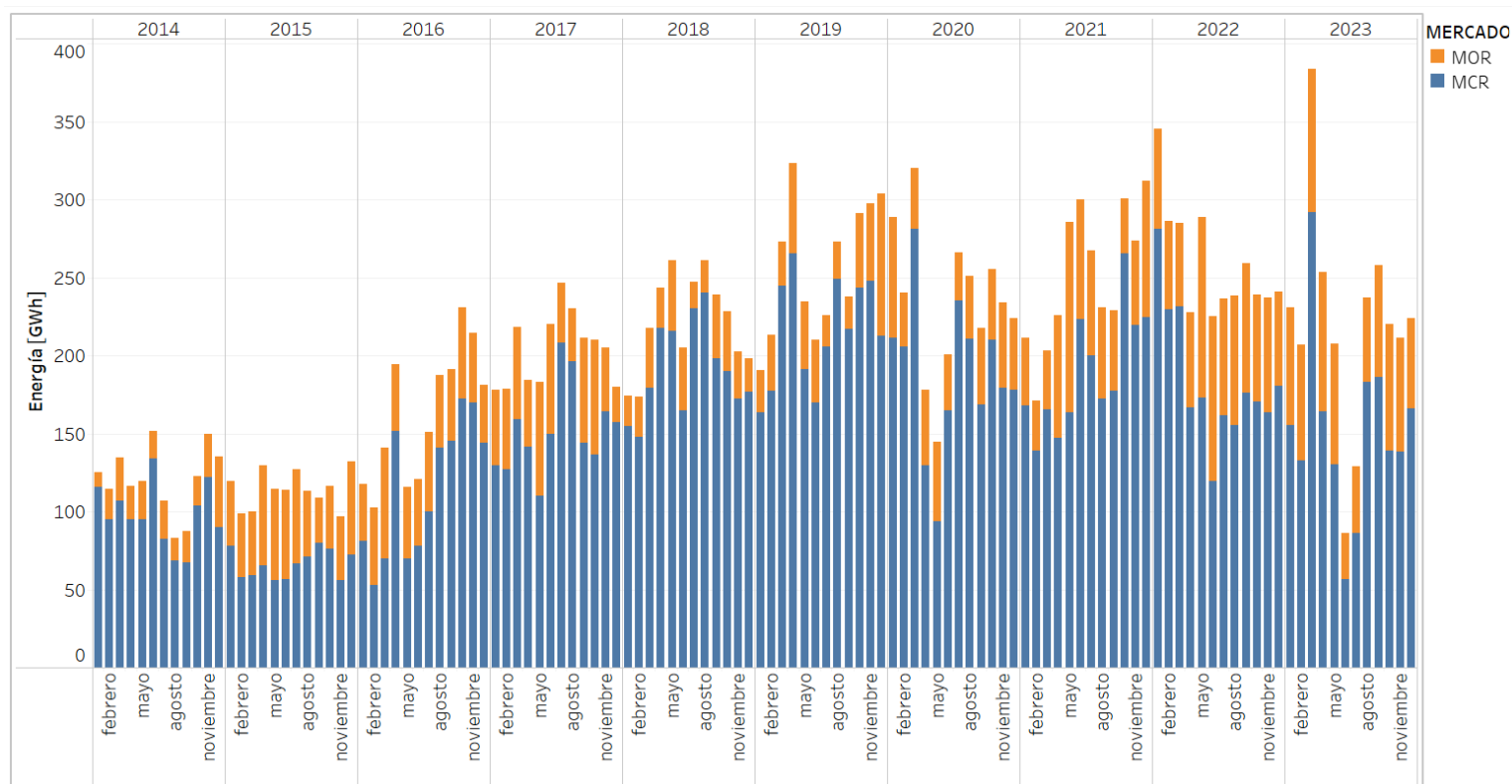
	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	1.43	618.75	320.36	22.32	251.53	189.25
2015	1.87	982.98	151.83	33.89	172.46	17.11
2016	5.16	1,212.22	195.25	204.81	313.37	30.02
2017	19.24	1,729.06	331.07	326.64	31.80	6.61
2018	9.68	1,968.32	381.34	201.10	65.70	14.66
2019	9.48	1,948.76	259.53	434.42	339.82	96.33
2020	92.10	1,193.23	292.01	1,070.69	117.69	97.41
2021	81.06	1,662.36	204.48	1,005.24	6.29	63.68
2022	259.72	1,272.48	195.20	1,062.19	54.23	234.88
2023	257.07	767.03	148.64	817.15	469.17	127.40

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

3.3. TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO

En el año 2023, el Mercado de Contratos Regional (MCR) fue responsable del 69.06% del total de las inyecciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mientras que el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) representó el 30.94% restante de las transacciones. La siguiente figura ilustra las proporciones de volumen de energía inyectada en el MER, desglosadas entre MCR y MOR, para el período comprendido entre los años 2014 y 2023.

Figura 7. Evolución de inyecciones al MER por tipo de Mercado de 2017 a 2023 (GWh)

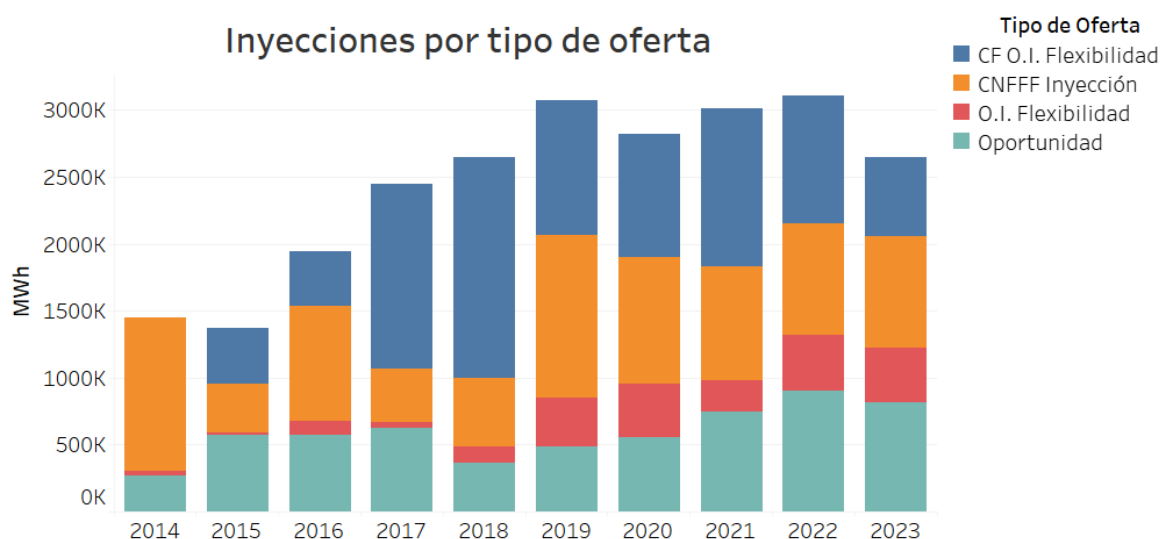


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

3.4. TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA

Durante el año 2023, se evidenció una notable reducción en las inyecciones a través de los Contratos Firmes, disminuyendo en un 38% en comparación con el año anterior. Las mayores inyecciones se canalizaron a través de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, representando el 31.6% del total, seguidas de las ofertas de oportunidad con el 30.9% del total.

Figura 8. Inyecciones anuales por tipo de oferta (MWh)



AÑO	CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
2014		1,137,816	36,755	271,265
2015	415,583	362,230	17,860	574,786
2016	409,737	860,102	106,348	571,190
2017	1,382,491	395,088	44,884	624,386
2018	1,649,755	512,981	125,387	363,151
2019	1,011,083	1,214,400	362,042	486,397
2020	922,021	946,676	399,599	552,372
2021	1,182,529	849,236	234,901	743,559
2022	955,598	830,767	422,015	899,629
2023	588,375	837,323	403,969	819,639

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

CF O.I. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.

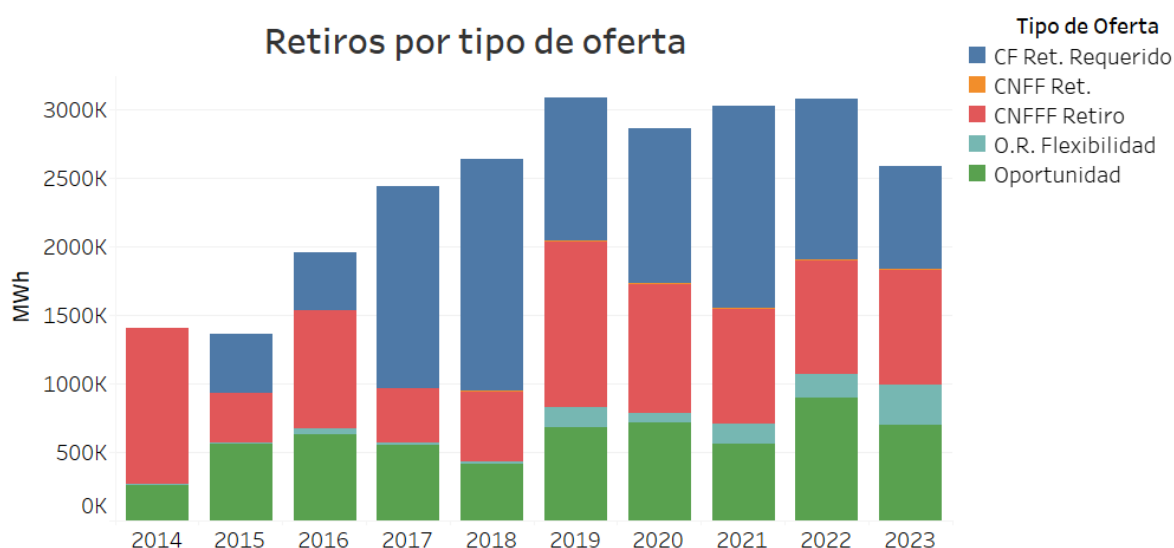
CNFFF Inyección: Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.

O.I. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.

Oportunidad: Ofertas de oportunidad de inyección.

En cuanto a los retiros, la mayoría se efectuó mediante los Contratos No Firmes Físico Flexibles, representando el 32.4% del total, seguido por el retiro requerido de los Contratos Firmes, que representó el 29.1% del total, y las ofertas de oportunidad, con el 27.2% del total.

Figura 9. Retiros anuales por tipo de oferta (MWh)



AÑO	CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad
2014		1,137,816	6,760	259,057
2015	429,639	362,230	600	567,663
2016	426,846	860,102	40,598	633,274
2017	1,482,226	395,088	18,073	549,030
2018	1,696,213	512,981	21,681	409,933
2019	1,047,741	1,214,400	144,549	681,639
2020	1,132,622	946,676	67,074	716,755
2021	1,467,998	849,236	144,362	561,517
2022	1,175,577	830,767	177,767	894,587
2023	753,286	837,323	293,451	702,401

Fuente: Elaboración propia con información de la base de datos del EOR.

CF Ret. Requerido: Retiro Requerido del Contrato Firme.

CNFFF Retiro: Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.

O.R. Flexibilidad: Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.

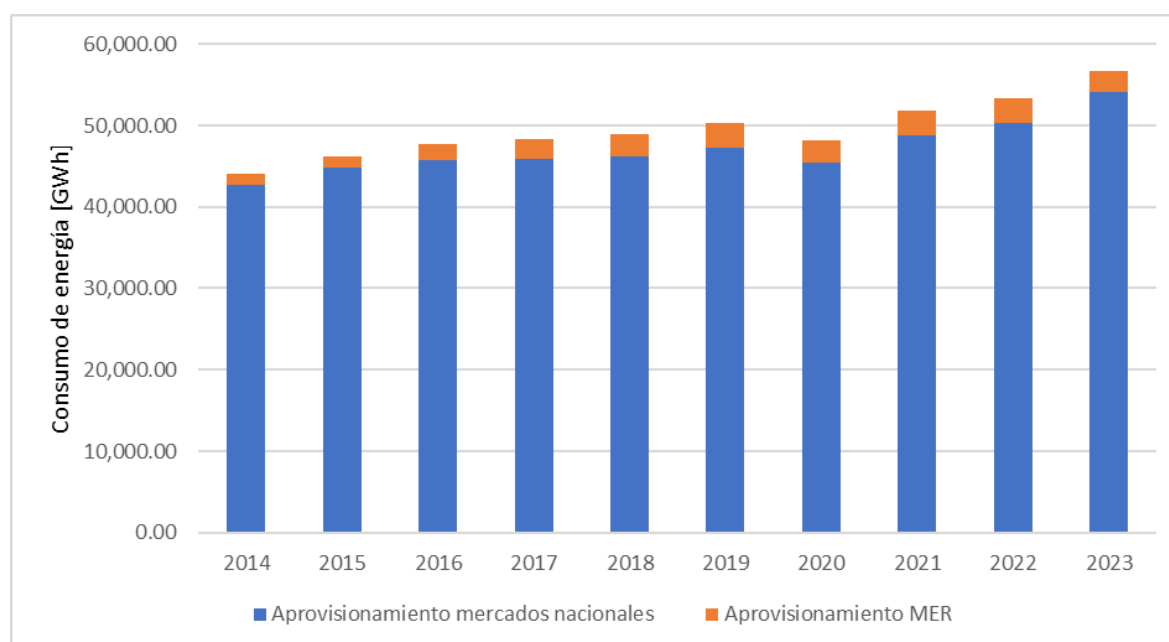
Oportunidad: Ofertas de oportunidad de retiro.

3.5. CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER

Durante el periodo de enero a diciembre de 2023, las inyecciones al Mercado Eléctrico Regional (MER) representaron un 4.7% del consumo total de energía eléctrica en la región. Esta proporción es inferior a la registrada en años precedentes (2020-2022), la cual fue de 5.8%.

La Figura 10 presenta los volúmenes de consumo de energía eléctrica a nivel regional, desglosados por fuente de aprovisionamiento en gigavatios hora. Además, se muestra la proporción en porcentaje de las inyecciones en el MER con respecto al consumo total anual durante el período de 2014 a 2023.

Figura 10. Abastecimiento de la demanda regional de 2014 a 2023 (GWh)

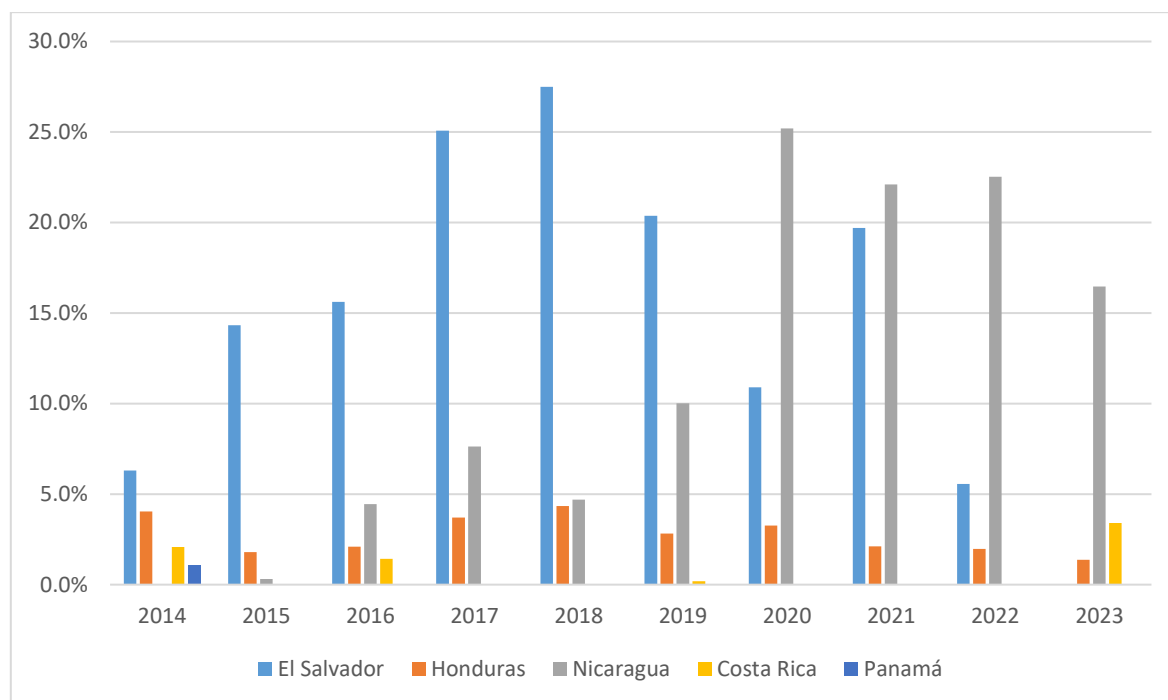


COBERTURA DE LA DEMANDA REGIONAL (% ANUAL)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
3.3%	3.0%	4.1%	5.1%	5.4%	6.1%	5.8%	5.8%	5.8%	4.7%

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

En el período de enero a diciembre de 2023, se observa el papel importante del Mercado Eléctrico Regional (MER) en el abastecimiento de la demanda nacional de energía para varios países de la región. Durante este período, Nicaragua destacó al cubrir el 16.3% de su demanda nacional con energía del MER, seguido por Costa Rica con el 3.6% y Honduras con el 1.3%. La figura siguiente presenta una perspectiva más detallada, destacando aquellos países que son netamente importadores y mostrando la proporción porcentual del consumo nacional satisfecho a través del MER, abarcando el período de 2014 a 2023.

Figura 11. Cubrimiento de la demanda nacional por compras al MER de 2014 a 2023

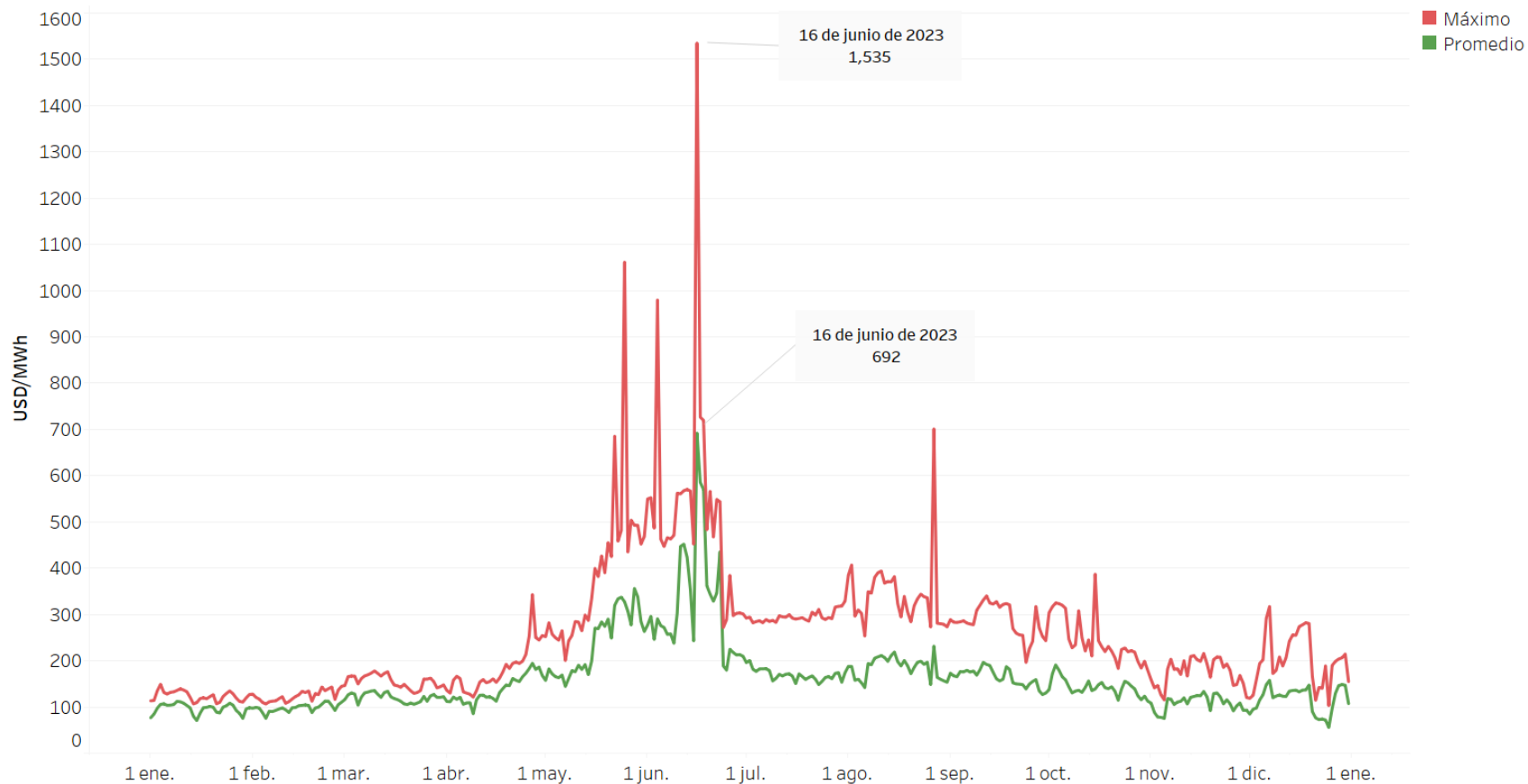
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

4. PRECIOS EN EL MER

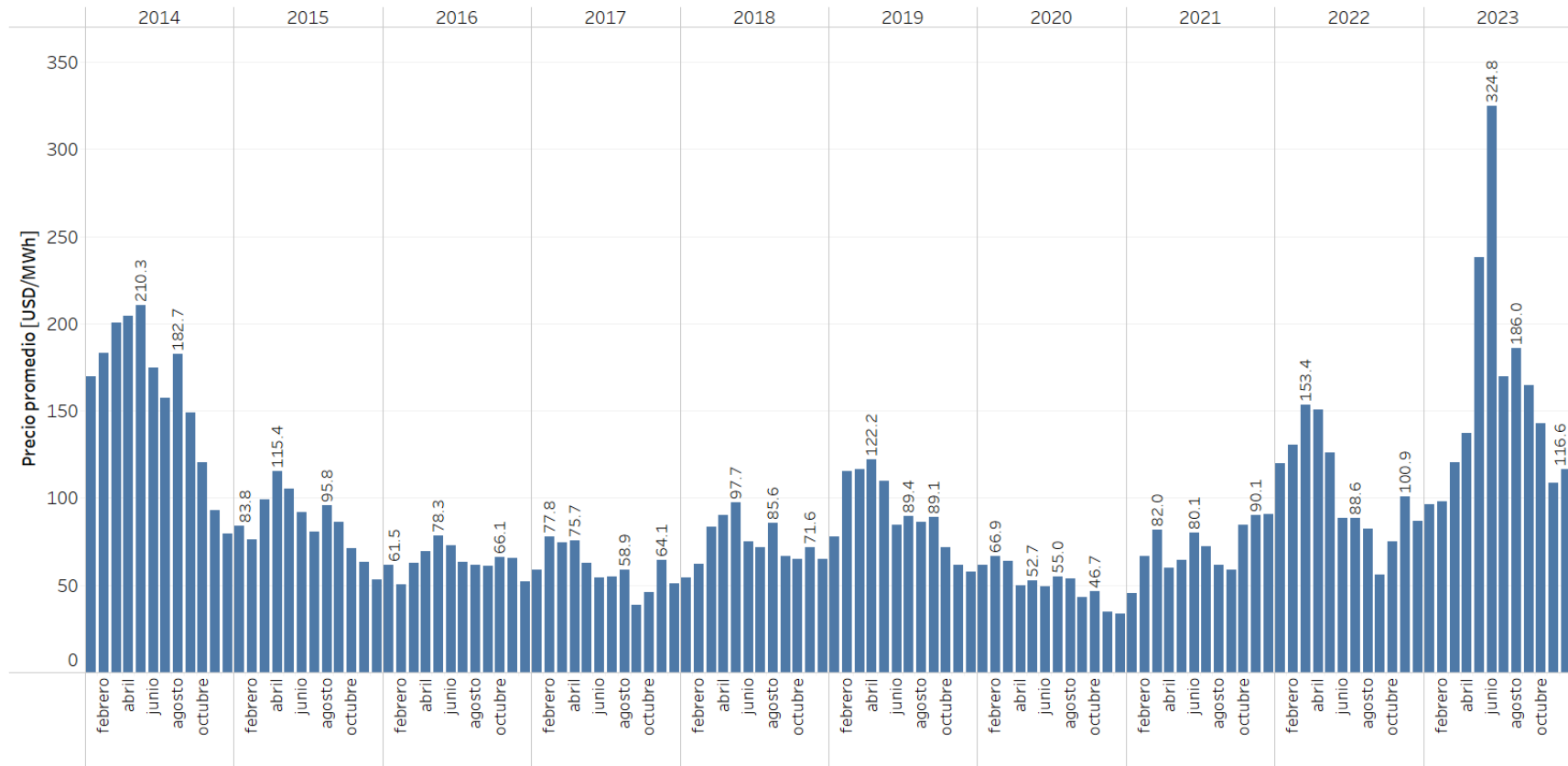
4.1. PRECIOS NODALES PROMEDIO

El precio promedio del Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el año 2023 fue de 158.95 US\$/MWh, experimentando un aumento del 6.1% en comparación con el año anterior (2022). Este incremento se atribuye principalmente a la sequía ocasionada por el fenómeno climático de El Niño, especialmente notable en los meses de mayo y junio. Además, las ofertas marginales resultantes del proceso de optimización del predespacho regional, con precios superiores a los 400 US\$/MWh, también contribuyeron a este aumento de precios.

La Figura 12 ilustra los precios nodales máximos y promedio en el Mercado Eléctrico Regional (MER), ofreciendo una visión comparativa de los precios a lo largo del año 2023. Por otro lado, en la Figura 13 se detallan los precios nodales promedio mensuales durante el período comprendido entre 2014 y 2023, proporcionando una visión más detallada de la evolución mensual de los precios en el MER a lo largo de estos años. Es importante destacar que estas representaciones gráficas permiten una mejor comprensión de la dinámica de precios en el MER.

Figura 12. Precios nodales promedio y máximo en el MER para 2023 (US\$/MWh)

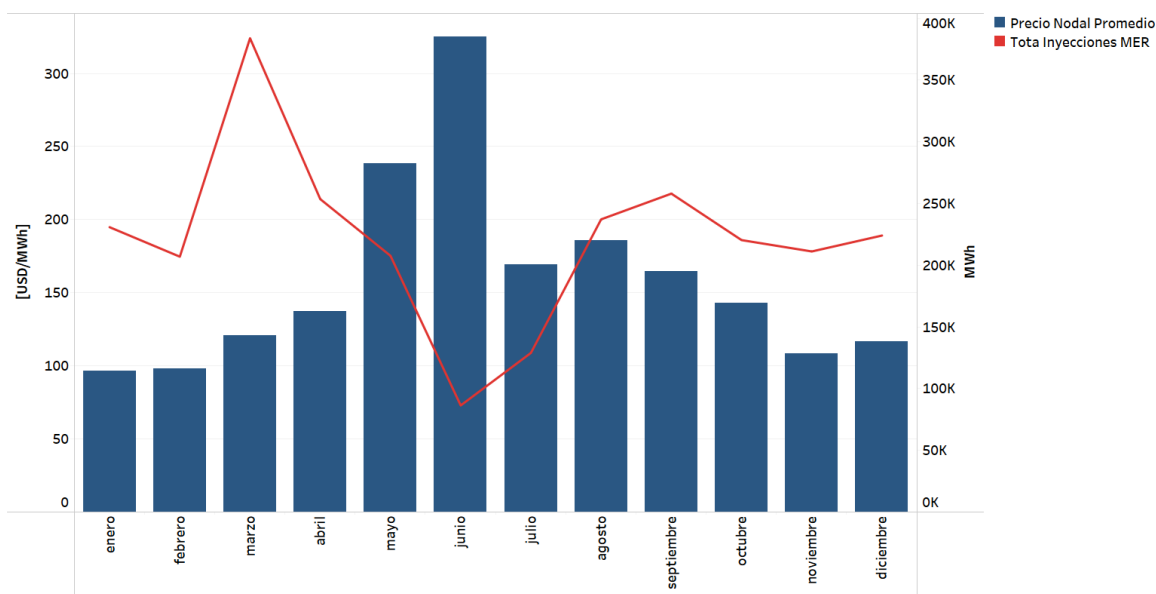
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Figura 13. Evolución de Precios Nodales en el MER. 2019-2023 (US\$/MWh)

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Las transacciones regionales están directamente influenciadas por los precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER), como se evidencia claramente en la siguiente figura. En ella, se observa cómo las inyecciones disminuyen cuando los precios aumentan. Este fenómeno subraya la estrecha relación entre los precios y el comportamiento de las transacciones en el mercado regional.

Figura 14. Relación Inyecciones al MER y Precios Promedios por mes en 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Es importante resaltar que los precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER) son influenciados por la estacionalidad característica de la región y por la matriz energética propia de cada país. No obstante, en el año 2023, se evidenciaron otros factores que merecen consideración. En particular, durante el segundo cuatrimestre de ese año, los precios estuvieron directamente vinculados a los costos asociados a la generación térmica, influenciados por la temporada seca. Este fenómeno resultó en un aumento de los precios y, de igual manera, en una disminución de las transacciones en el mercado.

4.2. PRECIOS DE COMBUSTIBLE

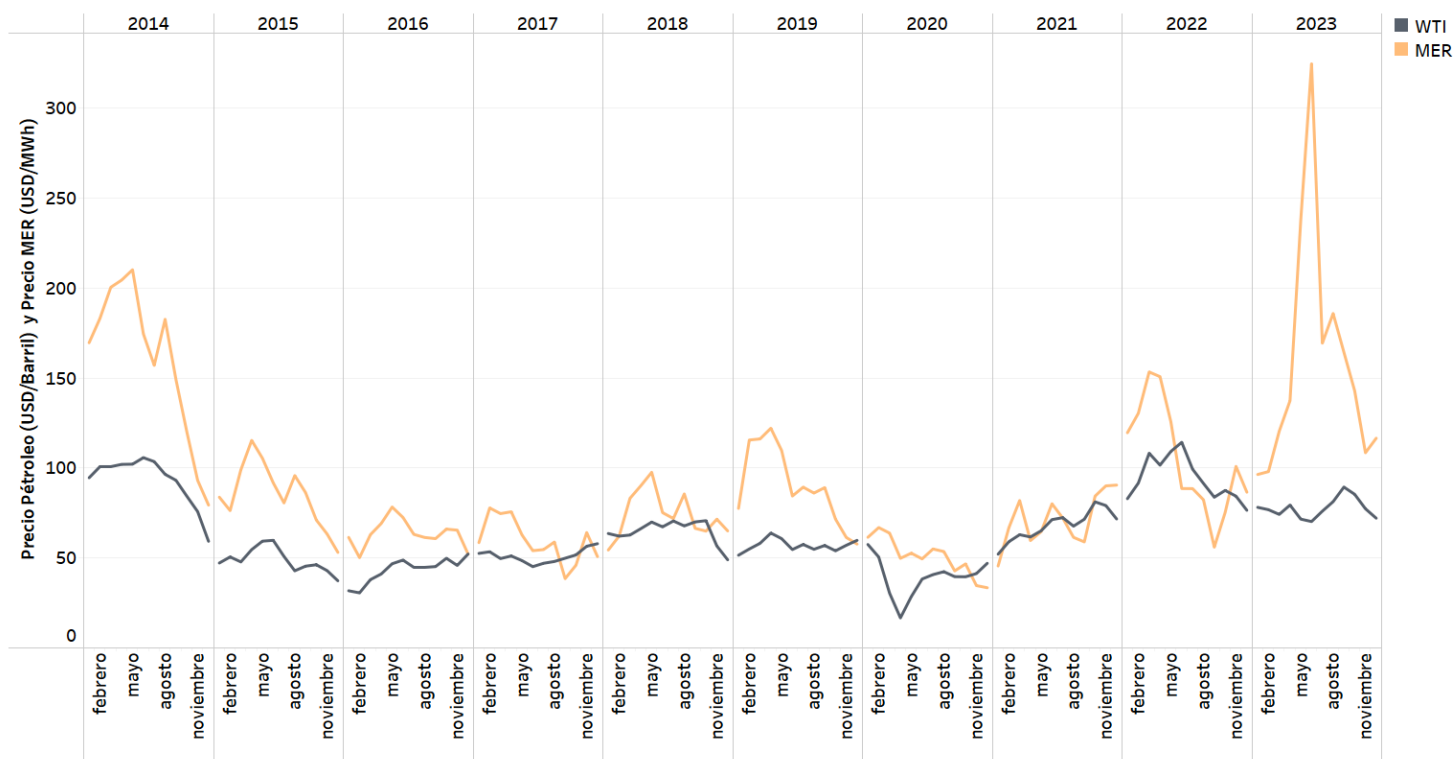
Con la recuperación económica tras la crisis sanitaria de la COVID-19 y el aumento en el consumo a nivel mundial, la demanda de combustible experimentó un notable crecimiento. Este fenómeno tuvo un impacto significativo en los precios del crudo, alcanzando un máximo de 114 US\$/Barril en junio de 2022. Sin embargo, posteriormente, se observó un descenso para el año 2023, manteniéndose por debajo de los 90 US\$/Barril.

En el mismo periodo, el coeficiente de correlación entre el precio del petróleo WTI y el precio del MER (Mercado Eléctrico Regional) para el año 2023 fue de -0.32, señalando una correlación negativa. Este resultado indica que mientras los precios del petróleo disminuían, los precios nodales del MER aumentaban.

Este comportamiento fue notablemente evidente durante los meses de mayo, junio y julio, principalmente influenciado por las condiciones de sequía que impactaron la región. Es importante destacar que los precios de las ofertas de inyección de los agentes se determinan según su propia discreción y no necesariamente reflejan el costo variable de generación del agente oferente.

En la siguiente gráfica se muestra la relación entre los precios del WTI (West Texas Intermediate) y los precios del MER (Mercado Eléctrico Regional). El WTI representa una mezcla de diversos petróleos crudos locales estadounidenses.

Figura 15. Evolución de los precios del MER en comparación de los precios del Petróleo de 2014 a 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR y de precios del petróleo publicada por la Agencia Internacional de la Energía (EIA, 2023)

4.3. PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES

En las siguientes figuras se presentan los precios promedios nacionales en la región para el año 2023. Se destaca que los precios más altos se registran en Costa Rica y Nicaragua. En el caso de Costa Rica, esto se debe a su dependencia de la generación hidroeléctrica, en el caso de Nicaragua, esto se atribuye a la necesidad de cubrir parte de su demanda mediante compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER), motivada por los precios más favorables que ofrece este mercado.

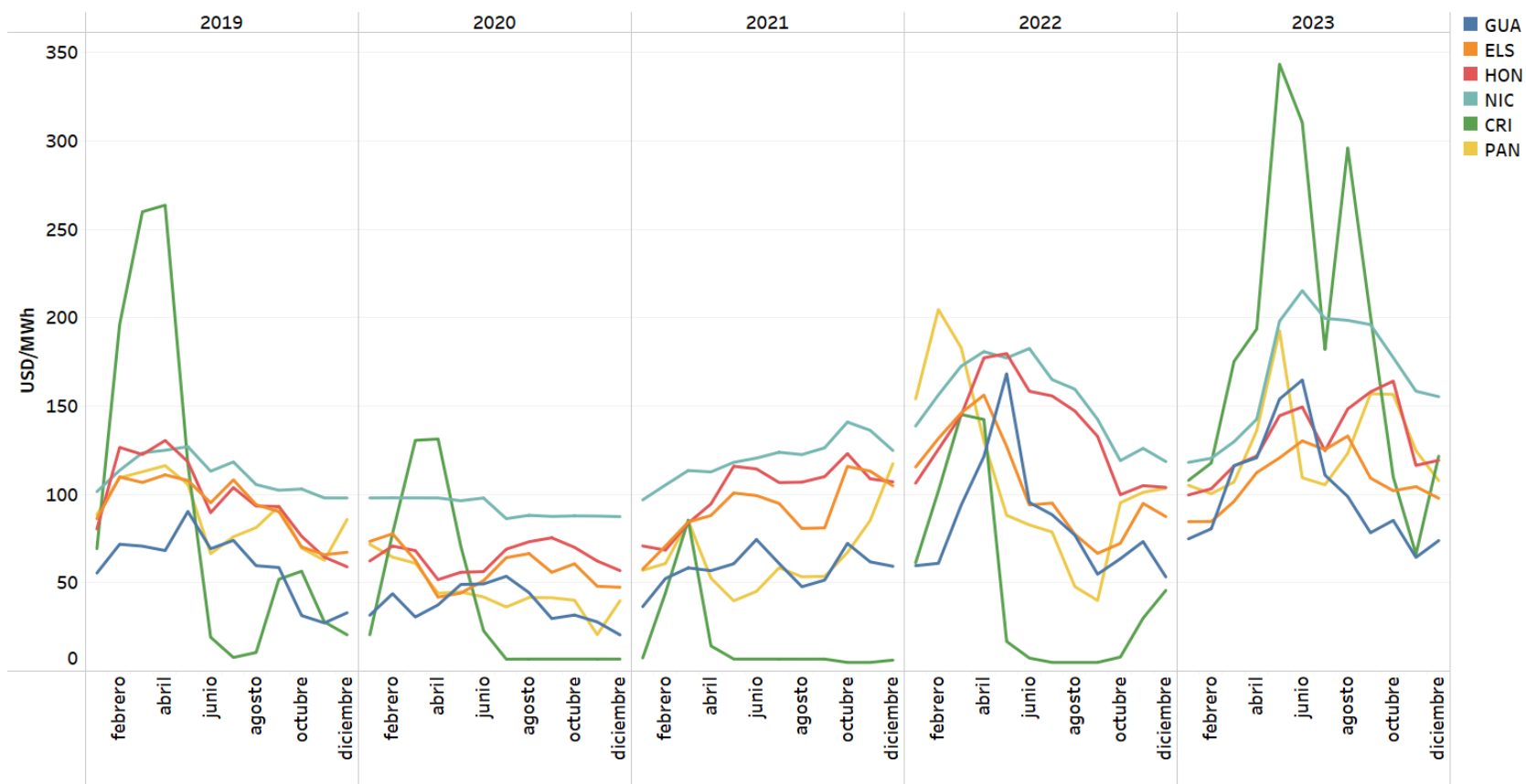
También es crucial destacar que los precios marginales nacionales en el 2023 experimentaron un aumento promedio del 30% con respecto al año 2022. El incremento más notable se observa en Costa Rica, con un aumento del 296%. Se destaca que los precios más altos se registraron en los meses de mayo, junio y agosto.

Figura 16. Precios promedio de Predespacho de los Sistemas Nacionales 2023 (US\$/MWh)

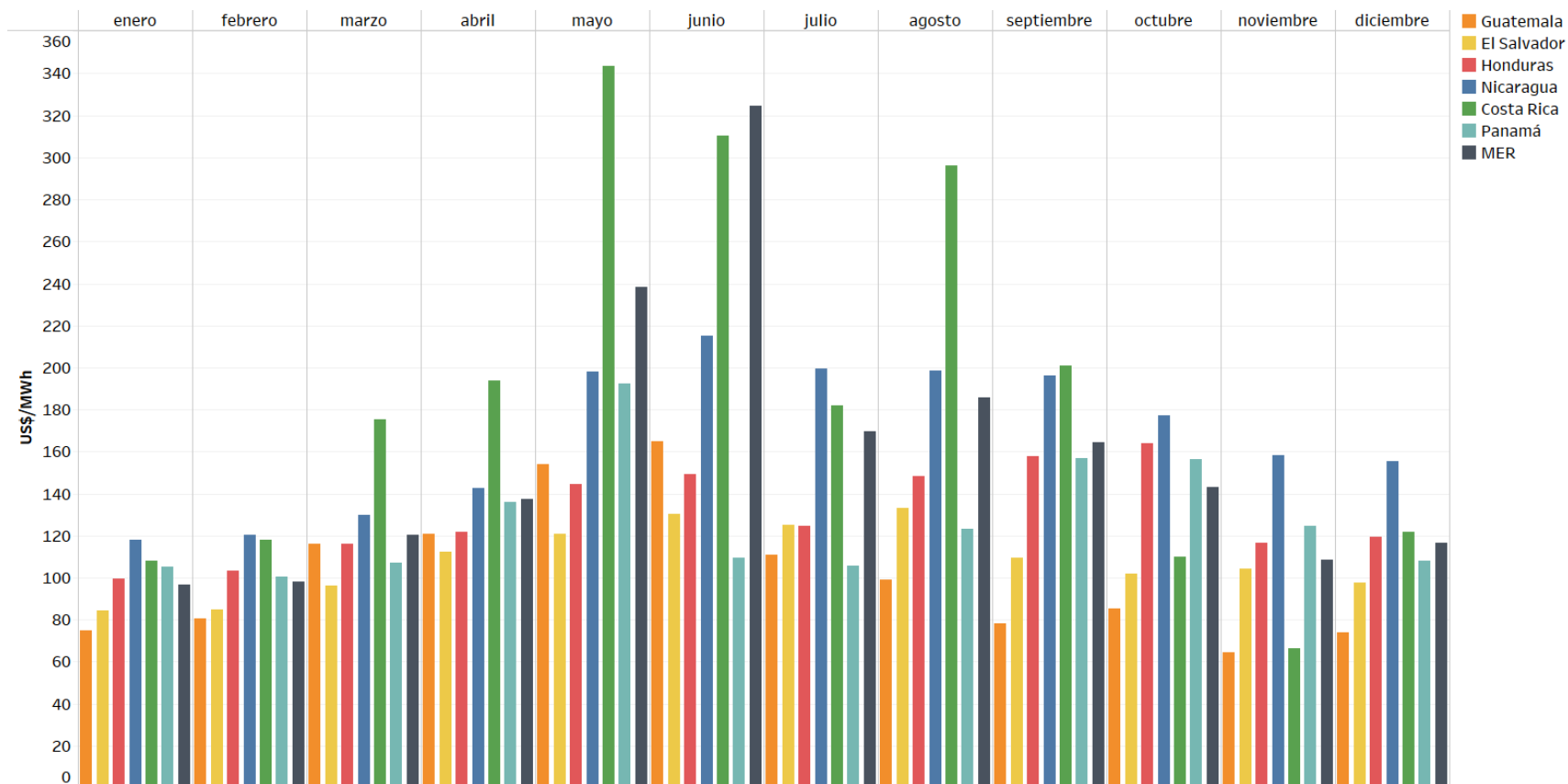


Fuente: Elaboración propia con información de cada OS/OM

En la Figura 17 se visualiza la evolución de los precios promedio de los mercados nacionales desde 2019, destacando claramente el aumento registrado en el año 2023. Por otro lado, la Figura 18 proporciona un análisis más detallado del año 2023, revelando un incremento sustancial en los precios promedio de los mercados nacionales durante los meses de mayo a agosto. Estos meses coinciden con la transición de la época seca a la época lluviosa, lo que puede haber contribuido significativamente al aumento observado.

Figura 17. Evolución de los Precios de Predespacho de los Sistemas Nacionales de 2019 a 2023 (US\$/MWh)

Fuente: Elaboración propia con información de la página web de OS/OM

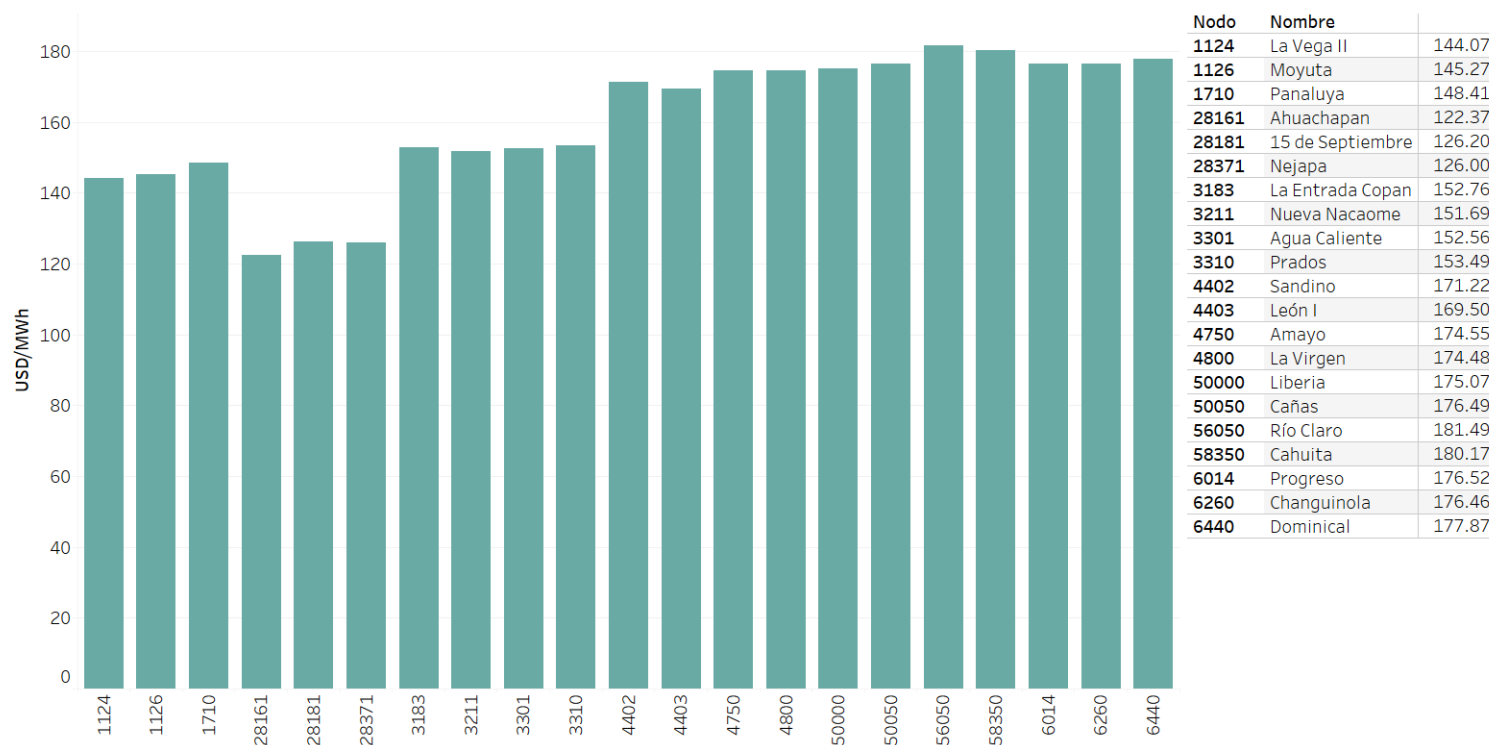
Figura 18. Precios promedio mensuales en los predespachos de los sistemas nacionales y del MER en 2023 (US\$/MWh)

Fuente: Elaboración propia con información de la página web de OS/OM

4.4. PRECIOS PROMEDIO POR NODO DE ENLACE

La Figura 19 presenta los precios promedio por nodo de enlace correspondientes al año 2023. El análisis de los precios en los nodos de enlace es de suma importancia, ya que la mayoría de las ofertas de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) se llevan a cabo en estos puntos. Estos precios ofrecen una estimación de los diferenciales que podrían surgir al calcular los Costos Variables de Transmisión y las rentas de congestión. Es relevante señalar que los precios nodales más bajos, con un promedio de 125 US\$/MWh, se observan en El Salvador, en contraste con los precios más altos, que promedian 178 US\$/MWh y se localizan en Costa Rica.

Figura 19. Precios Promedios por Nodo de Enlace para 2023 (US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

5. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER

Al 31 de diciembre del 2023 la cantidad de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER fue de 309, lo que representa la incorporación de 1 agente adicional respecto al año anterior. En el siguiente cuadro se desglosa por tipo y por país:

Tabla 6. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER para 2023

País	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	Total
Guatemala	29	3	57	21	110
El Salvador	61	8	13	1	83
Honduras	0	1	1	0	2
Nicaragua	0	6	17	20	43
Costa Rica	0	1	1	0	2
Panamá	0	0	69	0	69
Total	90	19	158	42	309

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional del EOR

De acuerdo con el mercado de cada país, participan los siguientes tipos de agentes:

- Guatemala y El Salvador: generadores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios.
- Costa Rica y Honduras tienen un agente comprador y un agente vendedor.
- Nicaragua: generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Panamá: agentes generadores y el transmisor ETESA puede realizar compras para la demanda.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de agentes autorizados para realizar transacciones por país y por año:

Tabla 7. Evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER

País	CANTIDAD DE AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER								
	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023
Guatemala	100	102	108	109	113	111	111	115	110
El Salvador	40	42	47	47	50	68	73	76	83
Honduras	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nicaragua	33	33	33	34	34	41	43	43	43
Costa Rica	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Panamá	38	38	40	43	51	61	65	70	69
Total	215	219	232	237	252	285	296	308	309

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional del EOR

5.1. TRANSACCIONES POR AGENTE

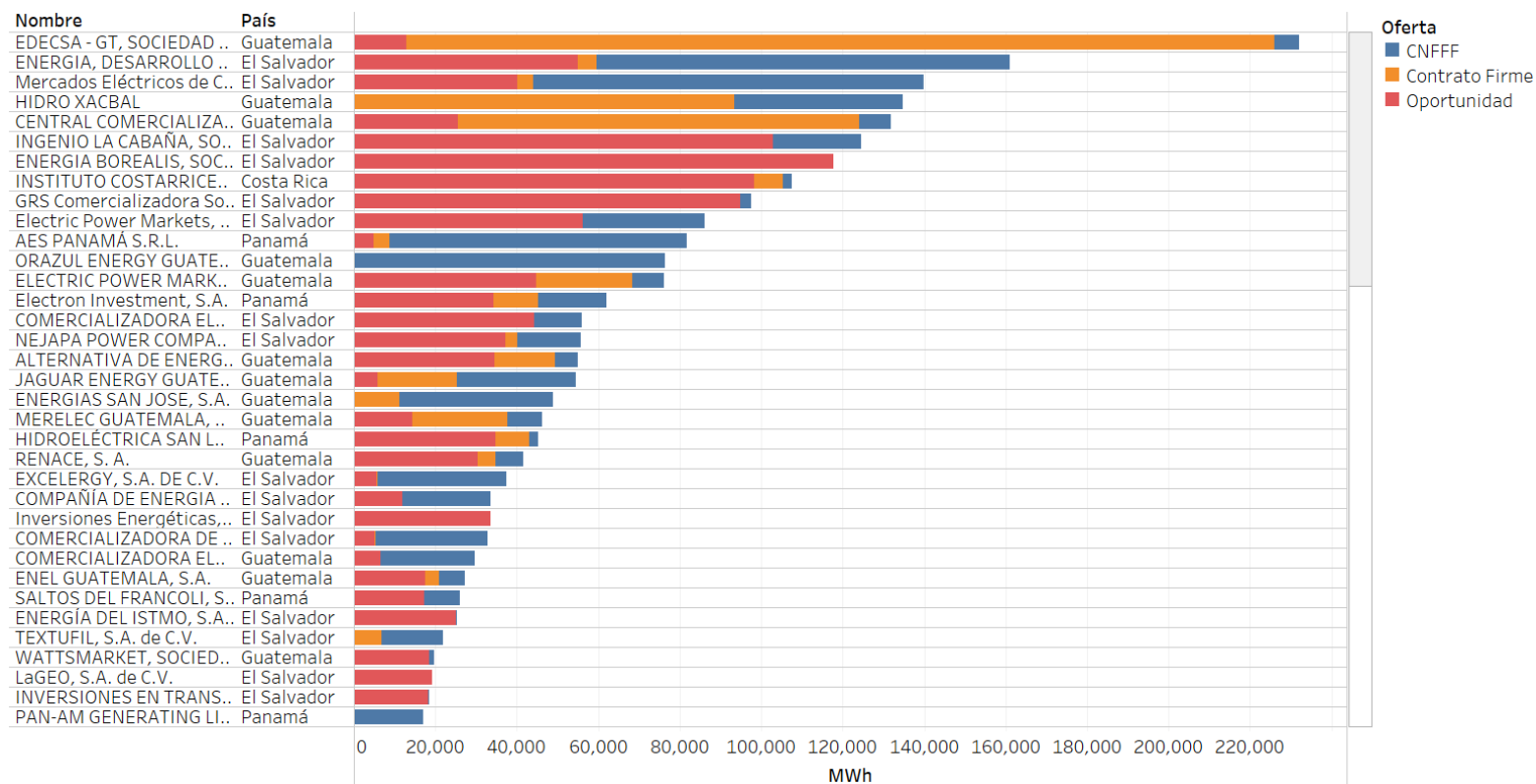
Los agentes con mayores ventas de energía al MER para el período de análisis fueron de El Salvador y de Guatemala:

- EDECSA-GT, Sociedad Anónima (1CCOMEDECS), de El Salvador, registró un total de 232.13 GWh, representando el 8.76% del total.
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34), de El Salvador, registró un total de 161.01 GWh, representando el 6.08% del total.
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08), de El Salvador, registró un total de 139.86 GWh, representando el 5.28% del total.
- Hidro Xacbal (1GGENHIXAC), de Guatemala, registró un total de 134.86 GWh, representando el 5.09% del total.
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE), de Guatemala, registró un total de 131.95 GWh, representando el 4.98% del total.

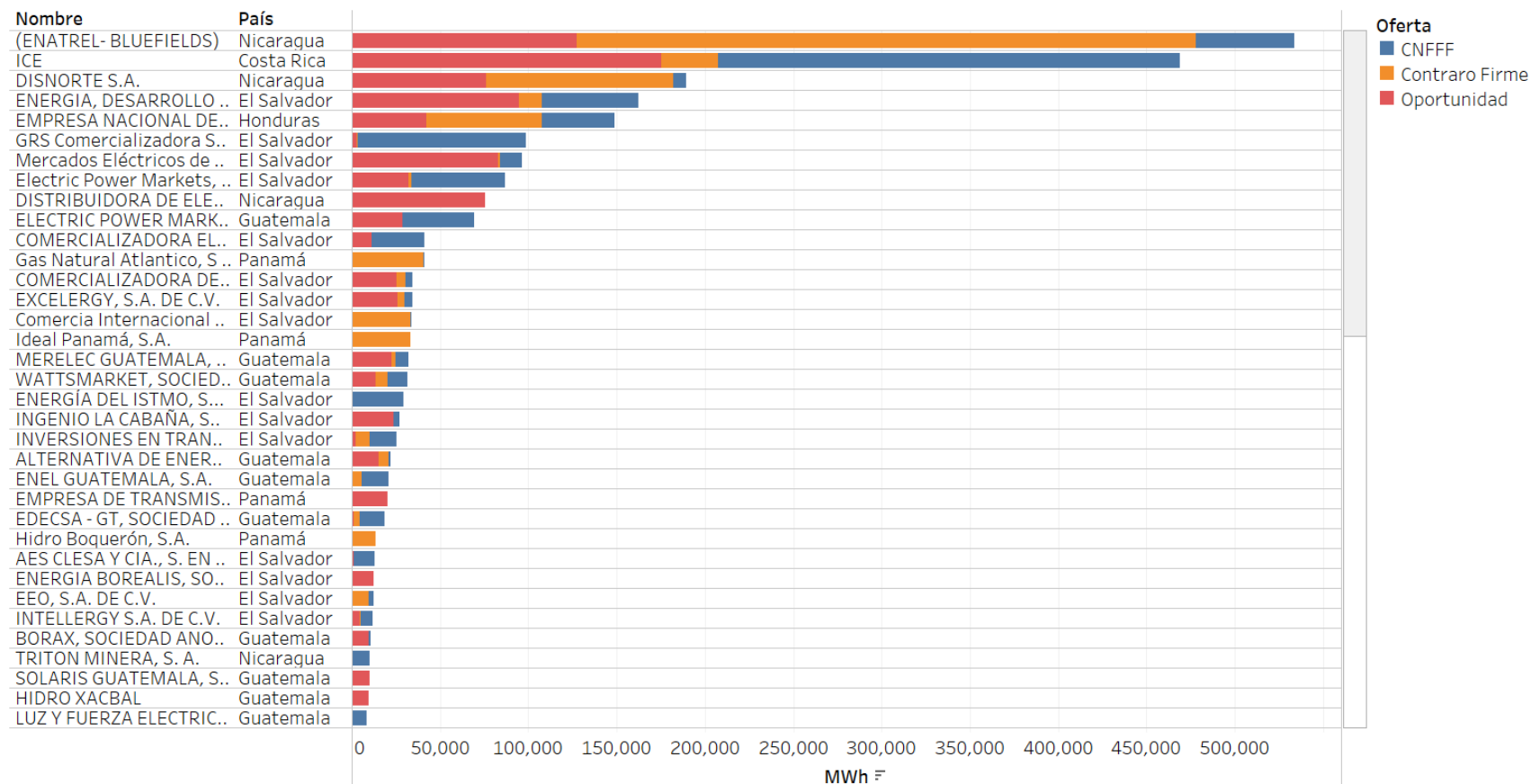
Para el caso de los agentes que más compraron energía en el MER, en el período de análisis, se observa que los tres que más retiraron provienen de Costa Rica y Nicaragua, seguidos de El Salvador y Honduras.

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREI-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU), de Nicaragua, registró un total de 533.55 GWh, representando el 20.63% del total.
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE), de Costa Rica, registrando un total de 469.174 GWh, representando el 18.14% del total.
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE), de Nicaragua, registró un total de 189.65 GWh, representando el 7.33% del total.
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34), de El Salvador, registrando un total de 162.54 GWh, representando el 6.28% del total.
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DNEEE), de Honduras, registrando un total de 135.06 GWh, representando el 5.22% del total.

En las Figuras 20 y 21, se puede observar los agentes que más inyectaron y retiraron energía en el MER, con la energía separada por su tipo de transacción.

Figura 20. Principales agentes que inyectaron en el MER para el año 2023

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional del EOR

Figura 21. Principales agentes que retiraron en el MER para el año 2023

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional del EOR

6. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER

El objetivo de un mercado en competencia es que ninguno de los agentes pueda influir en el precio del bien o servicio, y que se obtengan precios lo más justos posibles. Sin embargo, el sector eléctrico es un mercado complejo puesto que la electricidad no se almacena y, además, la demanda es inelástica, pues se compra a un precio con independencia del consumo, lo que hace al sector susceptible de poder de mercado.

6.1. EFICIENCIA DEL MERCADO

Los efectos negativos en un mercado producto de un funcionamiento no controlado se conocen como fallas o ineficiencias del mercado, que pueden conducir a acciones no deseables. Entre las principales fallas de mercado se tienen las siguientes:

- Poder de mercado, como la posibilidad de los agentes de influir en los precios, producto de una alta concentración. Por lo general esta concentración conlleva precios mayores a los de un mercado en competencia.
- La existencia de empresas o agentes, con características de monopolio dentro de sus países, en el cual todos los servicios los provea una sola empresa, y donde podrían existir transferencias o duplicidad de costos.
- Las restricciones en transmisión de electricidad pudiendo generar mercados aislados y aumentar tanto los precios de electricidad como los costos de transmisión.
- Las externalidades que surgen cuando un agente toma decisiones unilaterales que puedan afectar el mercado.

6.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO

De acuerdo con el numeral 2.8.6 del citado Libro IV del RMER, la CRIE realizará los análisis sobre la estructura del MER que permitan una evaluación de la competencia en el mercado.

“2.8.6 Análisis de la Estructura del Mercado

La CRIE realizará los siguientes análisis relacionados con la estructura y concentración del Mercado:

a) Evaluar la composición del Mercado usando índices u otras medidas cuantitativas de concentración de mercados. Para este propósito se considerarán las participaciones de mercado de los agentes del MER.

b) Evaluar las participaciones de mercado de los agentes, midiendo la participación combinada de los agentes más grandes del Mercado.

c) Evaluar índices de suministro residual, considerando la cantidad total de suministro en competencia cuando se excluyen determinados agentes del mercado.”

Con relación a los factores que pueden colocar a un agente en posición de poder de mercado:

1. Tener una participación de mercado significativa que le permita influenciar los precios del mismo, es decir, mediante el ejercicio de poder de mercado. Para esto la posición dominante de un agente del mercado está determinada por las inyecciones totales a nivel regional.
2. Agentes pueden poseer o controlar unidades de generación o empresas comercializadoras en varios países del MER, por lo que es importante ver las participaciones de mercado en toda la región.

El examen de la cuota de mercado suele ser la primera aproximación para determinar si una empresa muestra una posición dominante. En términos generales una cuota por debajo del 30% - 35% se considera que no da lugar a poder de mercado; aunque por sí sola no es representativa, debiéndose tomar en cuenta otros elementos y análisis adicionales, como el número de agentes, ofertas de precios, tecnologías, situación geográfica, etc.

De acuerdo con la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), si la participación de mercado de una empresa es menor al 20% en cada uno de los periodos considerados, entonces esta empresa no posee una posición dominante en el mercado. En cambio, si este indicador supera el 20%, se considera que existe evidencia para una posición en el mercado.

Con relación a los cálculos de indicadores de concentración, se analizan los siguientes:

6.2.1. Índice Herfindahl - Hirschmann (IHH):

Se define como un índice del grado de concentración del mercado, calculado como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de las “n” empresas del Mercado. Utiliza la información de cuotas de mercado de las empresas del mercado, según la siguiente fórmula:

$$H = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

Donde:

S_i es la participación porcentual de cada empresa dentro del mercado

N es el número total de empresas.

Las instituciones encargadas de competencia en los E.E.U.U. utilizan los siguientes valores:

“desconcentradas” (H menor a 1,000),

“moderadamente concentradas” (H entre 1,000 y 1,800) y

“altamente concentradas” (H superior a 1,800).

Con respecto al índice IHH se debe tomar en consideración la complejidad del mercado eléctrico: elasticidad de la demanda, el estilo de la competencia, los contratos y el alcance geográfico del mercado. Para efectos de las empresas participantes en el MER, se consideraron las empresas más “grandes” del mercado, esto es, con mayores ventas o inyecciones al MER.

6.2.2. Coeficientes de concentración C4 y C8:

Se busca promover la competencia entre las empresas existentes en un mercado a través de una estructura eficiente. Este concepto suele desarrollarse en estudios económicos y su cálculo se basa en ratios o ponderaciones con base en el total del tamaño del sector.

Los índices más habituales son C4 y C8, se refieren a la comparación de las cuatro u ocho empresas más grandes de un sector con el resto.

El número/posición que ocupa cada empresa del mercado se ordenan de mayor a menor de acuerdo con la ponderación o porcentaje resultante. Para este análisis se considera la suma de la participación porcentual de los cuatro y ocho agentes que más inyectan energía al MER.

C4 (Coeficiente de concentración de las cuatro empresas más grandes)

$$C4 = \frac{S1 + S2 + S3 + S4}{T}$$

Donde:

S1, S2, S3, S4 son las cuotas de mercado de las cuatro principales empresas.

T es la suma de todas las cuotas de mercado

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si $C4 < 25\%$ del total de operaciones, el conjunto de empresas no está concentrado;

Si $25\% \leq C4 \leq 60\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C4 > 60\%$, el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado.

De acuerdo con Pereyra y Triunfo un C4 que exceda un 60% es un indicador que el mercado está altamente concentrado coincidiendo con una estructura oligopólica.

C8 (Coeficiente de concentración de las ocho empresas más grandes)

$$C8 = \frac{S1 + S2 + S3 + S4 + S5 + S6 + S7 + S8}{T}$$

Donde:

S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8 son las cuotas de mercado de las ocho principales empresas.

T es la suma de todas las cuotas de mercado

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si $C8 < 25\%$, el conjunto de empresas no está concentrado;

Si $25\% \leq C8 \leq 60\%$, se encuentra moderadamente concentrado.

Si $C8 > 60\%$ el conjunto de empresas está altamente concentrado.

Si las mayores empresas participantes de un mercado suman una cuota conjunta de mercado demasiado alta, entre estos agentes podrán llegar a un acuerdo reservado respecto de los precios, o respecto de la segmentación del mercado.

6.2.2.1. Resultados para el 2023:

En el año 2023, el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) registró un valor de **353.19**. La aplicación de indicadores basados en el IHH indica que el mercado no presenta concentración significativa.

Por otro lado, la Cuota de Mercado de los cuatro principales participantes (C4) alcanzó un **25.21%**, mientras que la Cuota de Mercado de los ocho principales participantes (C8) se situó en un **43.39%**, señalando así un nivel de concentración moderado en el mercado.

El resultado del C4 sugiere que las cuatro principales empresas tienen una participación relativamente baja en el mercado total. Esto indica una distribución más equitativa de la participación en el mercado entre las principales empresas. Sin embargo, el C8 muestra que las ocho principales empresas tienen una participación más significativa en el mercado total. Esto sugiere que, al considerar un número mayor de empresas, la concentración en el mercado es más pronunciada que la que sugiere el C4.

Tanto el C4 como el C8 indican un grado significativo de concentración en el mercado, pero el C8 proporciona una visión más amplia al considerar a más empresas en el cálculo, lo que revela un mayor grado de concentración en comparación con el C4.

La discrepancia entre el C4 y el C8 podría indicar que, si bien las cuatro principales empresas tienen una participación relativamente baja, un número mayor de empresas está participando activamente en el mercado y contribuyendo a la concentración general. En resumen, los resultados sugieren que, la concentración del mercado es más pronunciada cuando se considera un mayor número de empresas.

En conclusión, a pesar que el 2023 demuestra que existe una concentración de mercado moderada, se deberá de seguir vigilando el comportamiento de los agentes en el MER y tomar acciones en el caso que se observe una concentración de mercado alta.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los indicadores de concentración de mercado, para obtener un desglose detallado del cálculo de cada agente que participó en el año 2023, se puede consultar el Anexo 1.

Tabla 8. Índices de concentración del MER para el 2023

No.	Agente	País	Energía Inyectada (MWh)	Participación Porcentual (%)	Cuadrado de Participación Porcentual
1	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	Guatemala	232,128.59	8.76	76.77
2	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	El Salvador	161,007.11	6.08	36.93
3	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.	El Salvador	139,863.94	5.28	27.87
4	HIDRO XACBAL	Guatemala	134,856.94	5.09	25.91
5	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	Guatemala	131,945.10	4.98	24.80
6	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	124,451.29	4.70	22.07
7	ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	117,709.95	4.44	19.74
8	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	107,602.49	4.06	16.50
9	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	El Salvador	97,515.67	3.68	13.55
10	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	El Salvador	86,208.09	3.25	10.59
11	AES PANAMÁ S.R.L.	Panamá	81,730.03	3.08	9.52
12	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	Guatemala	76,399.69	2.88	8.32
13	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA	Guatemala	76,125.78	2.87	8.26
14	Electron Investment, S.A.	Panamá	62,007.95	2.34	5.48
15	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V.	El Salvador	55,848.14	2.11	4.44
	Subtotal		1,685,401	63.62	
	Resto		963,905	36.38	
	TOTAL		2,649,305.34	100	
				IHH	353.18
				C4	25.21
				C8	43.39

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

6.2.2.2. Evolución de los indicadores de concentración IHH, C4 y C8:

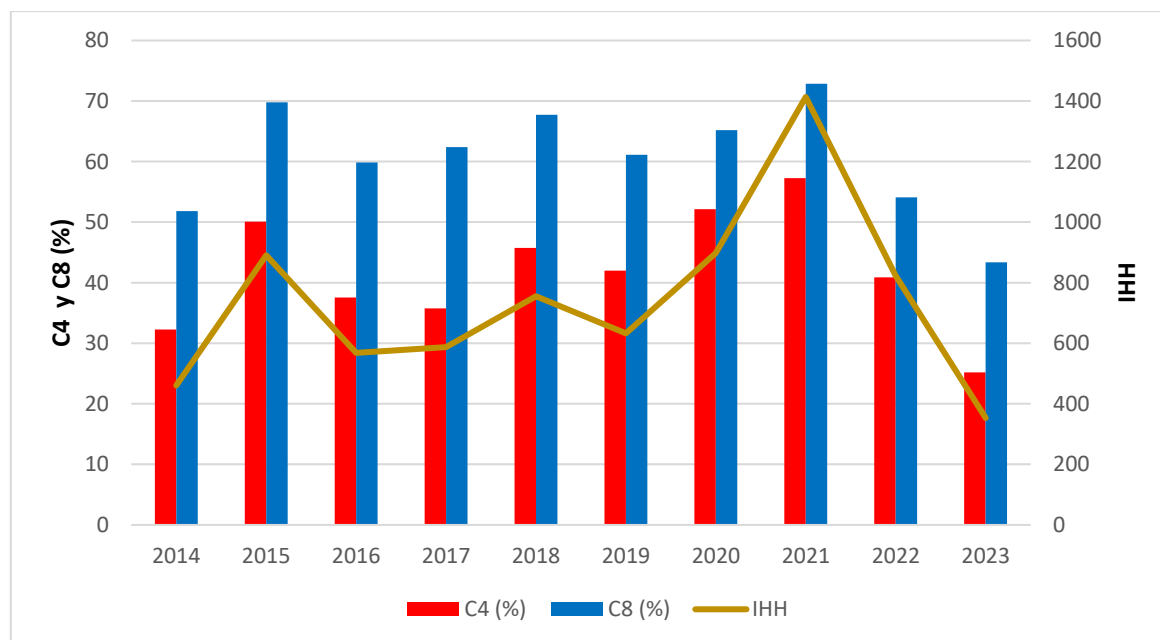
La trayectoria de los índices de concentración de 2014 a 2023 revela un crecimiento constante hasta el año 2021, seguido por una disminución que alcanza sus valores más bajos en 2023. La escasa oferta de los agentes, resultado del fenómeno de El Niño en 2023, evidencia una baja concentración para ese año. Se presenta un resumen anual en la tabla y la figura siguientes.

Tabla 9. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023

	IHH	C4 (%)	C8 (%)
2014	460.64	32.26	51.83
2015	890.09	50.1	69.79
2016	568.34	37.56	59.86
2017	587.05	35.76	62.4
2018	754.78	45.75	67.72
2019	632.88	41.98	61.13
2020	898.17	52.13	65.21
2021	1413.35	57.28	72.83
2022	823.37	40.87	54.11
2023	353.19	25.21	43.39

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

Figura 22. Evolución de Indicadores de concentración de 2014 a 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

6.2.3. Índice de Lerner

En los numerales 2.6.6 y 2.6.8 del Libro IV del RMER, relativo a la supervisión del MER, se menciona que el poder de mercado es una de las situaciones en las cuales la CRIE debe tomar medidas para investigar y corregir. En términos generales este análisis consiste en el cálculo de la participación del agente en el mercado, posibilidad de actuaciones unilaterales y de fijar precios.

Según el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, el poder de mercado es amplio y general, y se refiere a la capacidad que tiene un agente económico de actuar en el mercado de manera independiente, considerándose abusivo imponer directa o indirectamente precios de compra o de venta, o limitar la producción para que aumenten los precios.

En todo caso, la CRIE tiene el deber de velar que no se permita obstaculizar la competencia en el mercado, evitando comportamientos independientes en el MER. Dada la situación observada, se procede a determinar si los precios de inyección ofertados por los distintos agentes, para 2023, podrían corresponder a alguna conducta restrictiva a la competencia.

En un mercado en competencia, las empresas participarán con precios por encima del Costo Marginal (CMg) y competirán reduciendo sus precios hasta acercarse a dicho costo, con el fin de competir con las empresas más eficientes (aquellas con menores costos).

Para efectos de este análisis, en la sección de *Definiciones* del Libro I del RMER se indica: **“Índice de Lerner:** Es un indicador utilizado para medir el poder de mercado, el cual se calcula como la diferencia entre el precio de un bien en un mercado y los costos marginales del productor más caro que abastece la demanda, dividido por el precio del bien”.

Este índice estima la capacidad que tiene la empresa para establecer su precio por encima del costo marginal y varía entre un máximo de 1 y un mínimo de 0, un número mayor implica un mayor poder de mercado. Llevada esta definición a una formulación matemática, se tiene que este índice representa:

$$L = \frac{P - CMg}{P}$$

Donde:

L = Índice de Lerner;

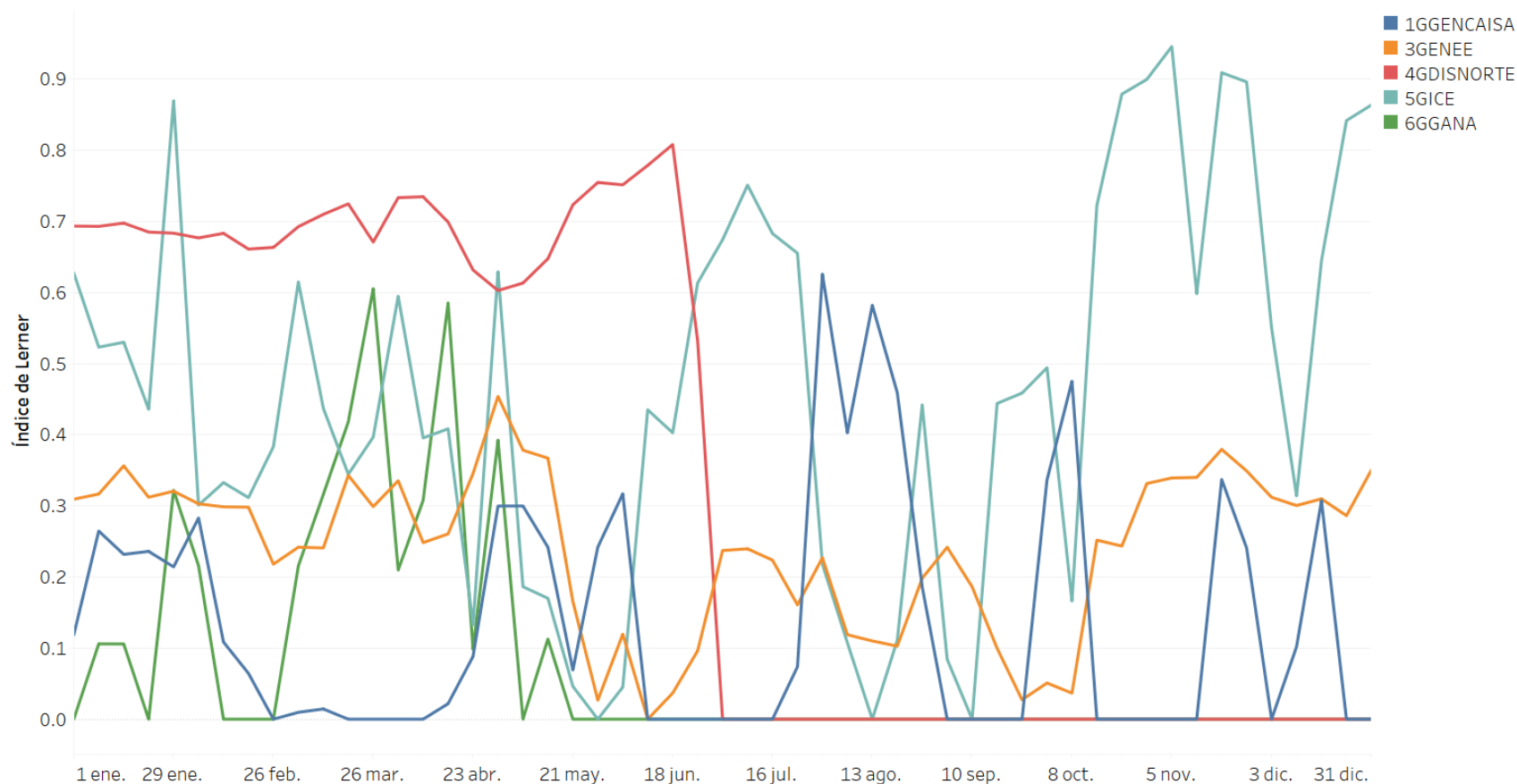
P = Precio;

CMg = Costo Marginal

Una empresa que participa en el mercado en competencia perfecta, el precio sería igual al Costo Marginal en el corto plazo, ($P = CM$), y el índice de Lerner será = 0; o sea, no tiene poder de mercado.

Para analizar el poder de mercado de los agentes en 2023, se evaluaron aquellos que presentaron las ofertas de inyección con los precios más altos y que además fueron despachados al menos una vez con dichos precios. Esto se realizó con el fin de filtrar las ofertas que no fueron despachadas y, por lo tanto, no pudieron ejercer ningún poder de mercado. La siguiente figura muestra el índice de Lerner de los 5 agentes con las ofertas de inyección más altas en 2023 por semana:

Figura 23. Índice de Lerner semanal en 2023



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR e información de los OS/OM

Se observa que los agentes Distribuidora de Electricidad del Norte (4GDISNORTE) y Gas Natural Atlántico (6GGANA) solo presentaron ofertas de inyección con precios altos durante el primer semestre del año. Por otro lado, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) mostró el índice de Lerner más alto hacia finales de año. La Compañía Agrícola Industrial Santa Ana (1GGENCAISA) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3GENEE) exhibieron un comportamiento variable a lo largo del año, aunque en promedio su índice de Lerner se mantuvo por debajo de 0.5, lo que indica que no tuvieron la capacidad para fijar precios en el mercado de manera significativa.

En la siguiente Tabla se muestra el promedio del índice de Lerner para todo el año de los mismos 5 agentes analizados:

Tabla 10. Promedio de índice de Lerner para el 2023

Referencia	Agente	Índice de Lerner
1GGENCAISA	Compañía Agrícola Industrial Santa Ana	0.42
3GENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	0.27
4GDISNORTE	Distribuidora de Electricidad del Norte	0.70
5GICE	Instituto Costarricense de Electricidad	0.62
6GGANA	Gas Natural Atlántico	0.68

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR e información de los OS/OM

En este análisis, se destacan tres agentes con un índice de Lerner alto: 4GDISNORTE, 6GGANA y 5GICE. Sin embargo, de estos tres, solo dos tuvieron despacho y establecieron señales de precios en los nodos de la RTR, que fueron 4GDISNORTE y 5GICE. A pesar de esto, la cantidad de energía despachada, con estos precios altos, por estos dos agentes es bastante baja en comparación con el total de energía transada en el MER. Por lo tanto, se concluye que, aunque tienen un índice de Lerner alto, estos dos agentes no poseen una capacidad significativa para fijar precios en el mercado.

La Unidad de Supervisión y Vigilancia del MER continuará monitoreando los precios de inyección ofertados por los agentes, según lo establecido en el Libro IV del RMER. En caso de detectar que un agente está ejerciendo poder de mercado, se tomarán las medidas necesarias.

6.3. OFERTAS DE INYECCIÓN Y RETIRO CON PRECIOS DE 0US\$/MWh

En la regulación de los diferentes mercados, se espera que los precios sean equivalentes a sus costos medios de largo plazo ($p > \min \text{CMeLP}$), como se explica teóricamente en el modelo de competencia; y, de esta manera, el regulador puede supervisar y evaluar si se deben tomar medidas tales como techos de precios. Para efectos de análisis, los precios iguales a costos medios de largo plazo es una condición de equilibrio competitivo en el largo plazo.

No obstante, la falta de información sobre los costos y precios contractuales en el Mercado Eléctrico Regional (MER) dificulta el cálculo para evaluar beneficios extraordinarios en los contratos. Sin embargo, se han identificado situaciones particulares en relación con los precios ofertados en el MER, durante el 2023, se observaron ofertas de inyección al MER con precios de 0 US\$/MWh, por un total de 126,627.87 MWh. En contraste, la cantidad total de energía de retiro ofertada con precios de 0 US\$/MWh fue de 55,199.73 MWh. A continuación, se presenta en la tabla la energía declarada por país, aunque no necesariamente despachada, con precios de 0US\$/MWh:

Tabla 11. Energía declarada en el MER con precios 0US\$/MWh por tipo de mercado para 2023

País	Retiros MOR (MWh)	Inyección MCR (MWh)	Retiros MCR (MWh)
Guatemala	13.23	119,121.87	39,276.64
El Salvador	30.00	16.00	-
Costa Rica	73.00	7,170.00	-
Panamá	2,982.04	320.00	12,824.82

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

En relación con la presentación de ofertas con precios de 0US\$/MWh, se ha observado que en el Mercado de Contratos Regional (MCR), la regulación regional vigente no establece precios máximos o mínimos para la declaración de estas ofertas. En otras palabras, los agentes tienen libertad para fijar el precio de la oferta de flexibilidad según consideren adecuado. Por otro lado, para el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), la regulación únicamente indica lo siguiente:

“5.3.2 Para las ofertas de inyección deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al MER deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el respectivo mercado nacional y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER (...)”.

“5.4.2 Para las ofertas de retiro deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio que corresponderá al precio máximo hasta el cual estará dispuesto a comprar la energía ofertada y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER (...)

Con lo anteriormente mencionado, no existen impedimentos en la regulación regional para que los agentes puedan presentar ofertas de oportunidad de retiro y ofertas de flexibilidad con precios de 0US\$/MWh. Este comportamiento de los agentes posiblemente se deba a las siguientes razones:

- Para las ofertas de oportunidad de retiro: Cumplir con lo establecido en el numeral 5.2.2 del Libro II del RMER *“Todos los agentes autorizados a realizar transacciones en el MER estarán obligados a presentar ofertas de oportunidad al MER. Cada OS/OM deberá poner todos los días a consideración del EOR las ofertas de inyección y retiro en cada nodo de la RTR correspondiente”*.
- Para las ofertas de flexibilidad de retiro asociadas a la inyección del Contrato No Firme Físico Flexible: Es posible que lo hagan de esa manera para no flexibilizar su oferta y únicamente cumplir con lo establecido en el numeral 5.5.2 del Libro II del RMER *“Cada parte de un Contrato No Firme Físico Flexible, por intermedio del OS/OM correspondiente, efectuará la oferta de flexibilidad en su respectivo nodo de inyección o retiro asociado al contrato”*.

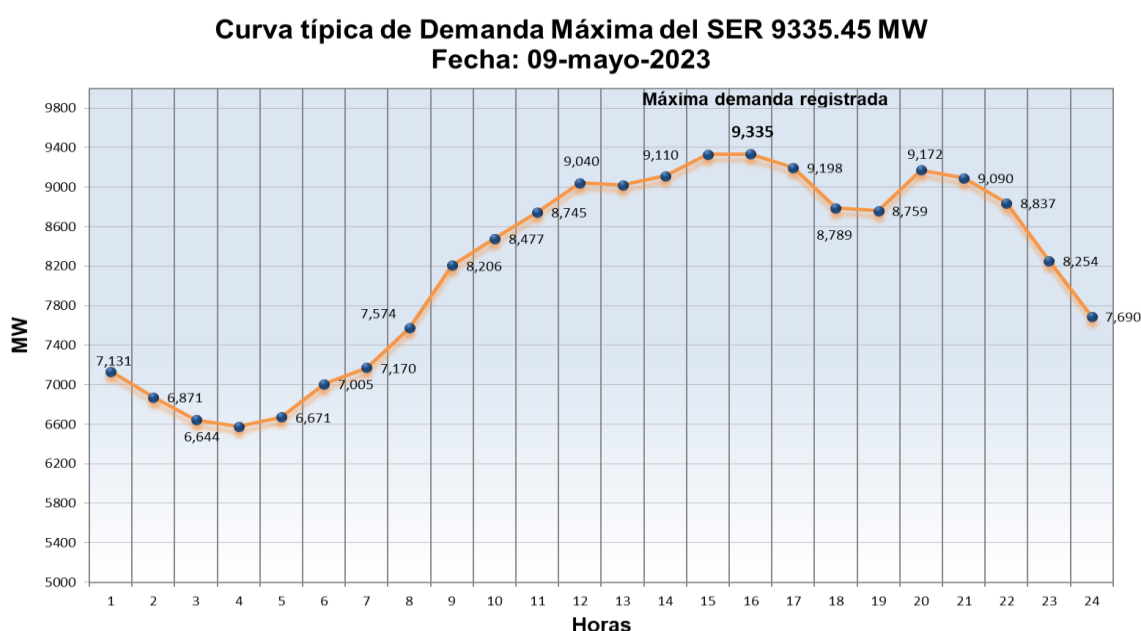
En conclusión, todo parece indicar que las ofertas de retiro con precios de US\$0/MWh se realizan para cumplir con la regulación regional vigente. Actualmente la CRIE se encuentra realizando el análisis de los precios piso y precios techo de estas ofertas a través del informe *“Propuestas a corto plazo para un mejor funcionamiento del MER”*.

Por otro lado, se ha notado que las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte inyectora del Contrato Firme, declaradas con precios de 0US\$/MWh, probablemente se realizan con el fin de que el inyector satisfaga el retiro requerido de dicho contrato, evitando así la necesidad de comprar energía en el Mercado de Oportunidad Regional. Este patrón de comportamiento deberá seguir siendo monitoreado, y en caso necesario, se deberá llevar a cabo un análisis exhaustivo para abordar esta situación y garantizar que no afecte la competitividad del MER.

7. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) se registró el 9 de mayo 2023 a las 15:00 horas y fue de 9,335.45 MW, lo que representó un incremento del 3.9% en comparación de la demanda máxima observada en el año 2022 la cual fue de 8,982 MW.

Figura 24. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) para 2023



Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Con respecto a la demanda máxima (demanda instantánea) en el año 2023 por país, se observa que Panamá registró el valor más alto a nivel regional, alcanzando los 2,235 MW. Le siguen Guatemala con 1,970 MW, Costa Rica con 1,863 MW y Honduras con 1,820 MW.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de la demanda máxima de los países de la región de 2019 a 2023, con información de los informes mensuales y anuales de los Operadores del Sistema y Mercado (OS/OM) y Reguladores Nacionales.

Tabla 12. Demanda Máxima anual por país (MW)

País	Demanda Máxima en MW				
	2019	2020	2021	2022	2023
Guatemala	1,785.60	1,787.16	1,829.53	1,923.05	1,970.00
El Salvador	1,044.00	1,010.00	1,038.00	1,066.70	1,131.00
Honduras	1,639.40	1,618.31	1,738.28	1,788.83	1,819.95
Nicaragua	707.53	689.04	727.51	765.8	783.68
Costa Rica	1,715.80	1,737.75	1,763.00	1,776.38	1,863.50
Panamá	1,961.00	1,969.00	2,020.00	2,031.00	2,235.00

Fuente: Informes mensuales y anuales de los OS/OM

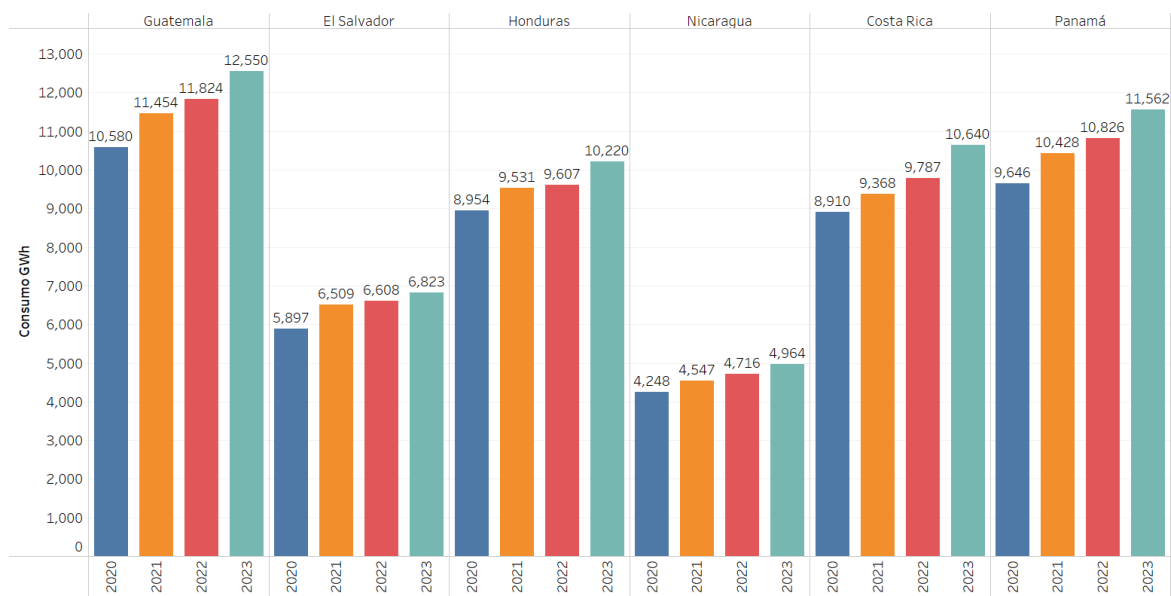
En el año 2023, se registró un incremento en el consumo de energía en los países de la región del 6.36% con respecto al año 2022. En la siguiente tabla se presenta la evolución del consumo de energía por país y a nivel regional para el período 2014-2023.

Tabla 13. Consumo de energía anual por país (GWh)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
AÑO 2014	8,915.13	6,047.81	7,821.70	3,844.20	8,773.61	8,665.86
AÑO 2015	9,398.29	6,289.64	8,325.21	4,047.46	8,768.12	9,357.55
AÑO 2016	9,832.70	6,327.19	8,520.30	4,209.02	9,220.76	9,639.49
AÑO 2017	10,018.41	6,324.19	8,576.63	4,269.03	9,223.00	9,885.47
AÑO 2018	10,374.97	6,399.54	8,572.99	4,280.81	9,191.72	10,060.87
AÑO 2019	10,676.46	6,341.07	8,993.58	4,335.22	9,517.47	10,467.53
AÑO 2020	10,579.71	5,896.71	8,954.08	4,248.21	8,910.05	9,646.07
AÑO 2021	11,454.26	6,509.13	9,530.76	4,547.15	9,367.94	10,428.09
AÑO 2022	11,823.58	6,608.02	9,606.63	4,716.46	9,786.82	10,825.81
AÑO 2023	12,550.49	6,823.22	10,219.95	4,964.25	10,640.47	11,562.34

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Figura 25. Consumo de energía eléctrica por país y año (GWh)



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

8. CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA

Según el “Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025”, elaborado por el EOR, la capacidad de generación disponible en los países del MER a finales de diciembre de 2023 alcanzó los **17,542.5 MW**. De esta capacidad, el 40.4 % corresponde a centrales hidroeléctricas, el 31.7 % a termoeléctricas, el 9.3 % a centrales solares fotovoltaicas, el 7.6 % a centrales de biomasa, el 7.5 % a centrales eólicas, el 3.2 % a centrales geotérmicas y el 0.3 % a generación distribuida participante del mercado mayorista guatemalteco. A continuación, se presenta un desglose detallado de la capacidad por país y tipo de recurso.

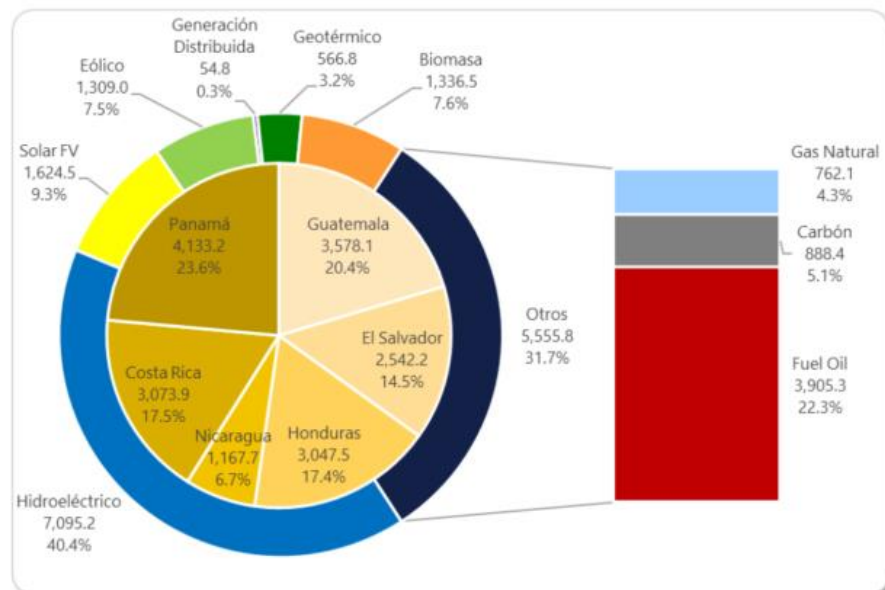
Tabla 14. Capacidad disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW) para 2023

Tecnología	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total C.A.
Hidroeléctrico	1,530.70	623.2	922.1	139.2	2,101.80	1,778.20	7,095.20
Solar FV	80	392.3	504.7	37	21.4	589.1	1,624.50
Eólico	102.5	50	238.1	186.6	395.8	336	1,309.00
Generación Distribuida	54.8						54.80
Geotérmico	33.6	181.5	35	110	206.7		566.80
Biomasa	671.2	208	233.9	146	37.3	40.1	1,336.50
Gas Natural	2.6	378.5				381	762.10
Carbón	483.4		105			300	888.40
Fuel Oil	619.3	708.7	1,008.70	548.9	310.9	708.8	3,905.30
Total	3,578.10	2,542.20	3,047.50	1,167.70	3,073.90	4,133.20	17,542.50

Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025.

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo>

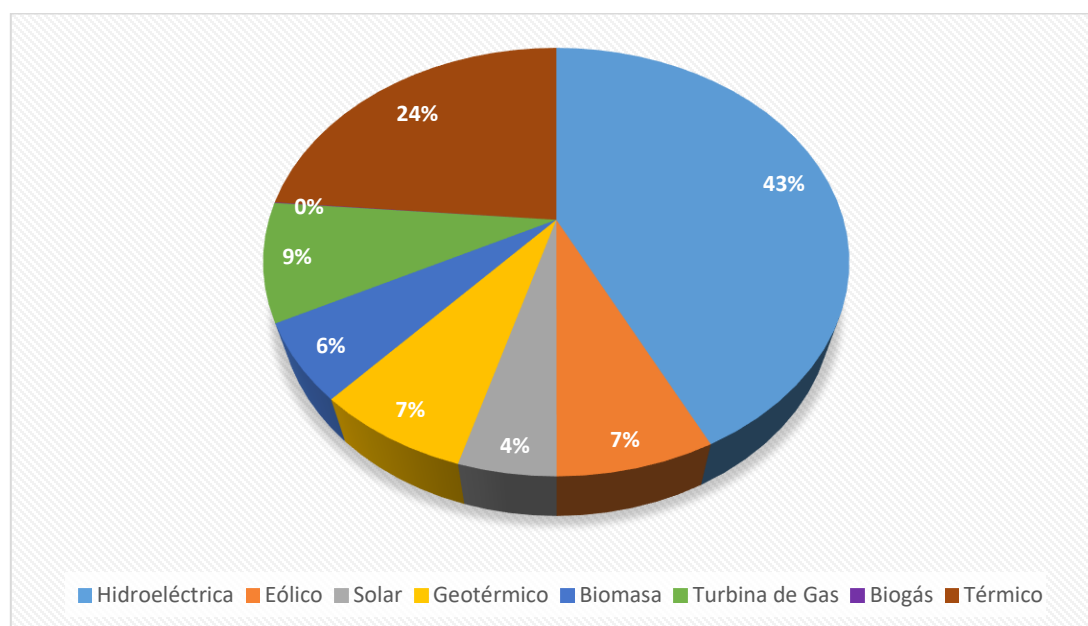
Como se puede apreciar en la Figura 25, la proporción de capacidad disponible con recursos renovables alcanza el 68.3 %, mientras que la proporción de capacidad disponible con combustibles fósiles es del 31.7 %, destacando la generación con derivados de petróleo como la de mayor proporción, con un 22.3 %. Respecto a la capacidad disponible total por país, se destaca que Panamá y Guatemala poseen las mayores capacidades en la región, con proporciones del 23.6 % y 20.4 %, respectivamente.

Figura 26. Capacidad instalada en la región para 2023 (MW)

Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2024-2025.

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo>

En lo que respecta a la generación en la región, en el 2023 el 67.47% provino de fuentes renovables, mientras que el 32.53% de combustibles derivados del petróleo y gas natural.

Figura 27. Matriz de Generación Regional por Tecnología 2023

Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OM

Tabla 15. Generación por tipo de tecnología y país para 2023 (GWh)

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Biogás	Térmico	TOTAL
Guatemala	5,571.88	343.96	245.92	285.44	1,625.32	0.00	23.64	4,126.73	12,222.89
El Salvador	1,483.30	167.50	539.10	1,478.40	532.30	2,480.60	0.00	706.70	7,387.90
Honduras	3,174.96	767.33	988.27	254.52	520.28	0.00	0.00	4,822.33	10,527.69
Nicaragua	420.25	634.00	26.78	707.14	657.28	0.00	0.00	1,903.40	4,348.85
Costa Rica	8,327.02	1,461.25	8.95	1,479.25	55.18	0.00	0.00	608.07	11,939.72
Panamá	6,060.22	891.65	819.24	0.00	0.00	2,736.73	1.42	1,685.55	12,194.81
TOTAL	25,037.64	4,265.69	2,628.26	4,204.75	3,390.36	5,217.33	25.06	13,852.77	58,621.86
%	42.71%	7.28%	4.48%	7.17%	5.78%	8.90%	0.04%	23.63%	

Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OM

9. CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN PARA 2023

En las Tablas 15 y 16 se muestra un resumen de los valores de las Capacidades Operativas de Transmisión entre áreas de control adyacentes para los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, tanto en dirección Norte-Sur como en dirección Sur-Norte. Estos valores son identificados por el EOR al inicio de cada mes.

Tabla 16. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Norte – Sur para 2023

	Escenario de Demanda	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Enero	Máxima	300	210	290	220
	Media	300	220	300	250
	Mínima	300	210	300	280
Febrero	Máxima	300	210	300	220
	Media	300	190	300	240
	Mínima	300	200	270	280
Marzo	Máxima	300	200	210	230
	Media	300	210	300	240
	Mínima	300	200	230	280
Abril	Máxima	300	180	180	220
	Media	300	200	300	240
	Mínima	300	210	290	280
Mayo	Máxima	300	220	230	210
	Media	300	210	300	220
	Mínima	300	180	300	280
Junio	Máxima	300	220	220	220
	Media	300	210	300	80
	Mínima	300	190	300	270
Julio	Máxima	300	200	200	210
	Media	300	220	290	80
	Mínima	300	200	300	270
Agosto	Máxima	300	190	190	220
	Media	290	220	220	230
	Mínima	300	210	300	260
Septiembre	Máxima	300	220	190	220
	Media	270	220	250	230
	Mínima	300	200	300	270
Octubre	Máxima	300	220	190	210
	Media	270	220	260	220
	Mínima	300	220	300	300
Noviembre	Máxima	300	220	190	230
	Media	280	220	300	220
	Mínima	300	210	300	300
Diciembre	Máxima	300	220	240	220
	Media	300	210	300	230
	Mínima	300	200	300	290

Fuente: Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia elaborado por el EOR

Tabla 17. Capacidades Operativas de Transmisión (MW) entre áreas de control Sur – Norte para 2023

	Escenario de Demanda	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Enero	Máxima	300	220	270	200
	Media	300	100	220	200
	Mínima	300	230	230	200
Enero	Máxima	300	220	270	200
	Media	300	90	220	200
	Mínima	300	220	200	200
Marzo	Máxima	300	220	270	200
	Media	300	110	250	200
	Mínima	300	220	220	200
Abril	Máxima	300	220	240	200
	Media	300	90	220	200
	Mínima	300	230	230	200
Mayo	Máxima	300	220	280	200
	Media	300	90	220	200
	Mínima	300	220	210	200
Junio	Máxima	300	220	300	0
	Media	300	90	220	0
	Mínima	300	220	220	0
Julio	Máxima	300	220	220	0
	Media	300	90	240	0
	Mínima	300	220	220	0
Agosto	Máxima	300	230	300	0
	Media	300	90	250	0
	Mínima	300	220	240	0
Septiembre	Máxima	300	220	300	0
	Media	300	80	280	0
	Mínima	300	220	220	0
Octubre	Máxima	300	220	300	0
	Media	300	70	260	0
	Mínima	300	220	230	0
Noviembre	Máxima	300	220	240	0
	Media	300	80	240	0
	Mínima	300	220	220	0
Diciembre	Máxima	300	220	260	0
	Media	300	110	220	0
	Mínima	300	220	220	0

Fuente: Estudios de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia elaborado por el EOR

(*) Los valores mostrados en las tablas 15 y 16, representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

9.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OM

Durante el transcurso del año, los OS/OM de El Salvador y Panamá solicitaron actualizaciones en los valores de las Capacidades Operativas de Transmisión, principalmente en lo que respecta a la exportación e importación total de energía. Es importante destacar que, en mayo y junio, debido al Fenómeno climático de El Niño, ambos OS/OM solicitaron actualizaciones significativas. Panamá restringió su capacidad de exportación a 0 MW, mientras que El Salvador limitó su capacidad de exportación al valor máximo equivalente al total de sus Contratos Firmes de inyección regional.

En las siguientes Tablas se muestra un resumen de las actualizaciones solicitadas por los OS/OM para las Capacidades Operativas de Transmisión:

Tabla 18. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 20 de marzo de 2023

Día/hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a viernes	220	220	205	195	210	220	260	180	125	115	100	120	110	160	200	250	270	60	60	60	60	60	275	235
Sábados	220	220	205	195	210	220	205	100	50	15	0	0	0	0	20	60	165	60	60	60	60	60	275	235
Domingos	220	220	205	195	210	180	145	35	0	0	0	0	0	0	0	100	60	60	60	60	60	60	275	235

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 19. Actualización de la exportación total de Panamá (MW) a partir del 05 de mayo de 2023

Demanda	Valor Vigente	Valor Solicitado
Máxima	200	0
Media	200	0
Mínima	200	0

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 20. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 16 de mayo de 2023

Demanda	Exportación Total
Máxima	50
Media	50
Mínima	50

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 21. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023

Día/hora	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Lunes a domingo	140	160	170	240	200	160	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	60	60	60	60	60	40	70

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 22. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de junio de 2023

Demanda	Exportación Total
Máxima	39
Media	39
Mínima	39

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

**A partir del 4 de octubre de 2023 los valores de máxima exportación para El Salvador regresaron a ser los valores publicados por el EOR y vigentes a partir del 1 de octubre de 2023.*

Tabla 23. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) para el 30 de noviembre de 2023

Demanda	Exportación Total
Máxima	40
Media	40
Mínima	40

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 24. Actualización de la exportación total de El Salvador (MW) a partir del 01 de diciembre de 2023

Demanda	Exportación Total
Máxima	50
Media	50
Mínima	50

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

Tabla 25. Actualización de la importación total de El Salvador (MW) para los domingos, a partir del 03 de diciembre de 2023

Hora	Importación total
08:00 – 08:59	35
09:00 – 09:59	0
10:00 – 10:59	0
11:00 – 11:59	0
12:00 – 12:59	10
13:00 – 13:59	55
14:00 – 14:59	100

Fuente: Elaboración propia con información de la página web del EOR

ANEXOS

Anexo 1. Cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) con las inyecciones de los agentes en 2023

	Referencia	Nombre de Agente	Inyección (MWh)	Participación Porcentual (%)	Cuadrado de Participación Porcentual
1	1CCOMEDECS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	232,128.59	8.761866332	76.77030161
2	2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	161,007.11	6.077333099	36.93397776
3	2C_C08	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.	139,863.94	5.279268401	27.87067485
4	1GGENHIXAC	HIDRO XACBAL	134,856.94	5.090275543	25.9109051
5	1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	131,945.10	4.980366052	24.80404602
6	2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	124,451.29	4.697506509	22.0665674
7	2G_C18	ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	117,709.95	4.443049422	19.74068817
8	5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	107,602.49	4.061536026	16.49607489
9	2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	97,515.67	3.680801358	13.54829864
10	2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	86,208.09	3.253988442	10.58844078
11	6GAES	AES PANAMÁ S.R.L.	81,730.03	3.084960658	9.516982264
12	1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	76,399.69	2.883763254	8.316090503
13	1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA	76,125.78	2.873424204	8.256566655
14	6GEISA	Electron Investment, S.A.	62,007.95	2.3405361	5.478109238
15	2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	55,848.14	2.108029526	4.443788483
16	2G_G02	NEJAPA POWER COMPANY, S.A.	55,689.64	2.102046909	4.418601207
17	1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	55,075.03	2.078847843	4.321608353
18	1GGENJAEGL	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	54,500.23	2.057151703	4.231873127
19	1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	48,898.60	1.84571407	3.406660428
20	1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.	46,106.84	1.740336953	3.028772709
21	6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	45,310.54	1.710280078	2.925057944
22	1GGENRNACE	RENACE, S. A.	41,551.01	1.568373766	2.459796269
23	2C_C03	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	37,536.05	1.416826191	2.007396455
24	2C_C07	COMPañIA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S.A. de C.V.	33,632.60	1.269487614	1.611598802
25	2C_C17	Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.	33,596.71	1.268132836	1.60816089
26	2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.	32,899.51	1.241816353	1.542107854
27	1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	29,572.81	1.116247852	1.246009267
28	1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	27,136.86	1.024300882	1.049192296
29	6GSFRAN	SALTOS DEL FRANCOLI, S.A.	26,043.65	0.983036857	0.966361463
30	2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.	25,347.57	0.956763027	0.915395489
31	2G_C14	TEXTUFIL, S.A. de C.V.	21,807.54	0.823141838	0.677562485
32	1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA	19,783.39	0.746738916	0.557619008
33	2C_C05	LaGEO, S.A. de C.V.	19,126.90	0.721959137	0.521224995
34	2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	18,225.80	0.687946485	0.473270367
35	6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	17,083.44	0.644827144	0.415802046
36	2C_C04	COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA	16,818.83	0.634839205	0.403020817
37	1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.	15,779.78	0.595619528	0.354762623
38	1GGENCAISA	COMPañIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.	15,066.31	0.568689186	0.32340739
39	1GGENTERMI	TÉRMICA, S. A.	14,487.34	0.54683542	0.299028976
40	1CCOMBORAX	BORAX, SOCIEDAD ANONIMA	14,064.72	0.530883163	0.281836932
41	6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	13,457.81	0.507975007	0.258038607
42	2D_D03	AES CLESA Y CIA., S. EN C. DE C.V.	12,490.88	0.471477402	0.22229094
43	2C_C70	Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.	12,085.56	0.45617855	0.208098869
44	2C_C69	Comercializadora de Luz y Fuerza, S.A. DE C.V.	11,976.47	0.452060772	0.204358942
45	2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	11,704.30	0.441787491	0.195176187
46	1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	11,524.40	0.434997084	0.189222463
47	1GGENINGSO	SAN DIEGO, S. A.	10,068.65	0.380048718	0.144437028
48	1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	8,825.00	0.333106149	0.110959706
49	3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	8,640.37	0.326137077	0.106365393
50	1CCOMCOELG	COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	8,575.97	0.323706364	0.10478581
51	6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	8,517.30	0.321491783	0.103356967
52	2C_C79	Energy Connection, S.A. de C.V.	8,201.15	0.309558527	0.095826482
53	1GGENOXECO	OXEC, S. A.	8,077.73	0.3049	0.09296401
54	1GGENEMGEE	EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE	7,044.35	0.265894394	0.070699829
55	1GGENGENEP	GENEPAL, S. A.	5,599.81	0.211368841	0.044676787
56	2C_C52	EON ENERGY, S.A. DE C.V.	5,255.14	0.198359204	0.039346374
57	6GGANA	Gas Natural Atlantico, S de R.L.	4,763.90	0.17981691	0.032334121
58	2C_C73	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. DE C.V.	4,596.79	0.173509105	0.03010541
59	6GHBOQUERON	Hidro Boquerón, S.A.	3,994.29	0.150767446	0.022730823
60	6GAES-CHANG	AES CHANGUINOLA S.R.L.	3,729.90	0.140787811	0.019821208

EVALUACIÓN DEL MER Y DEL ESTADO DE COMPETENCIA

61	GGGENISA	Generadora del Istmo, S.A.	3,518.74	0.132817458	0.017640477
62	2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	3,353.57	0.126583072	0.016023274
63	2D_D04	EEO, S.A. DE C.V.	3,255.26	0.122872096	0.015097552
64	1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	2,745.67	0.103637469	0.010740725
65	2G_G03	CENERGICA ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	2,544.76	0.096053858	0.009226344
66	1GGENINGUN	INGENIO LA UNION, S.A.	2,497.92	0.094285999	0.00888985
67	2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	2,160.65	0.081555152	0.006651243
68	1GGENRENGU	RENOVABLES DE GUATEMALA, S.A.	1,309.58	0.049431033	0.002443427
69	1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.	1,245.00	0.046993451	0.002208384
70	2C_C27	COMERCIO DE ENERGIA REGIONAL, S.A. DE C.V.	1,178.00	0.044464486	0.001977091
71	2C_C62	ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	927.14	0.034995604	0.001224692
72	1GGENTECNO	TECNOGUAT, S. A.	660.78	0.024941746	0.000622091
73	2C_C68	ENERGY BUSINESS RETAILERS EL SALVADOR, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	548.00	0.020684667	0.000427855
74	1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA	537.56	0.020290489	0.000411704
75	1GGENAGRPO	AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A.	425.66	0.016066778	0.000258141
76	6GCESIAALT	Alternegy, S.A.	400.96	0.01513442	0.000229051
77	1GGENPANTA	Pantaleon S.A	397.75	0.015013181	0.000225396
78	2C_C71	ENERNEXT SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	330.27	0.012466324	0.000155409
79	2C_C74	ECO ENERGIA DE CENTROAMERICA S.A. DE C.V.	256.79	0.009692729	9.3949E-05
80	1GGENGRGEO	GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S.A.	233.63	0.008818387	7.7764E-05
81	1CCOMVIELG	VITOL ELECTRICIDAD DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANONIMA	229.90	0.008677822	7.53046E-05
82	3DNEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	170.54	0.006437084	4.1436E-05
83	2C_C35	Comercia Internacional El Salvador, S.A. de C.V.	140.00	0.005284404	2.79249E-05
84	6GCESIACENT	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	131.07	0.00494741	2.44769E-05
85	1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	124.06	0.004682737	2.1928E-05
86	2C_C75	COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE AHUACHAPÁN, SOCIEDAD ANÓNIMA	92.84	0.003504315	1.22802E-05
87	2C_C80	WORLD RESOURCES CORP. S.A. DE C.V.	60.93	0.002299697	5.28861E-06
88	1GGENCOELL	COMPAÑIA ELECTRICA LA LIBERTAD, S. A.	45.08	0.001701578	2.89537E-06
89	6GSPARKLEPW	SPARKLE POWER, S.A.	42.77	0.001614461	2.60648E-06
90	1GGENINPAG	INGENIO PALO GORDO, S.A.	32.52	0.001227341	1.50636E-06
91	2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	18.00	0.000679423	4.61616E-07
92	4GDISNORTE	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.	11.20	0.000422715	1.78688E-07
93	2D_D02	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	4.00	0.000150983	2.27959E-08
94	1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	2.52	9.51193E-05	9.04768E-09