

# Evaluación del *MER* y del estado de competencia AÑO 2024

Informe SV-15-2025

COMISIÓN REGIONAL DE  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

## Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	6
2.	HECHOS RELEVANTES.....	7
3.	INDICADORES SOCIOECONÓMICOS.....	8
3.1.	PRECIO DEL PETRÓLEO.....	9
3.2.	PRECIO DEL GAS NATURAL.....	10
4.	TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER.....	12
4.1.	INYECCIONES Y RETIROS.....	12
4.2.	EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES.....	14
4.3.	TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO.....	17
4.4.	TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA.....	19
4.5.	CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER.....	21
4.6.	TRANSACCIONES BILATERALES.....	22
5.	PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MER.....	23
5.1.	PRECIOS NODALES PROMEDIO.....	23
5.2.	PRECIOS DEL COMBUSTIBLE.....	27
5.3.	PRECIOS DE LOS MERCADOS NACIONALES.....	30
5.4.	PRECIOS PROMEDIO EN LOS NODOS DE ENLACE.....	33
6.	AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER.....	34
6.1.	TRANSACCIONES POR AGENTE.....	35
7.	ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA Y COMPETENCIA EN EL MER.....	38
7.1.	EFICIENCIA DEL MERCADO.....	38
7.1.1.	Índice de Lerner.....	38
7.2.	ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	42
7.2.1.	Índice Herfindahl – Hirschman (IHH).....	43
7.2.2.	Coeficientes de Concentración C4 Y C8.....	43
7.2.3.	Resultados de Concentración de Mercado en 2024.....	45
7.2.4.	Evolución de dos Índices de Concentración IHH, C4 Y C8.....	47
7.3.	COMPETENCIA EN EL MER.....	48
7.3.1.	Análisis relacionado con las Ofertas de Oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a CF de inyección.....	51
7.3.2.	Análisis relacionado con ofertas de inyección con precios elevados en el MOR.....	57
8.	DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA.....	62
9.	CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA.....	65
10.	EVENTOS DE IMPACTO REGIONAL EN 2024.....	67
11.	CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN EN 2024.....	70

11.1. ACTUALIZACIONES SOLICITADAS POR LOS OS/OMS.....	73
12. ANEXO.....	78

## Índice de Figuras

Figura 1. Histórico del precio promedio del petróleo crudo (USD/Barril) .....	10
Figura 2. Histórico del precio promedio del gas natural (USD/Millón de BTU).....	12
Figura 3. Inyecciones al MER por país miembro, años 2023 y 2024 .....	13
Figura 4. Retiros del MER por país miembro, años 2023 y 2024.....	14
Figura 5. Evolución de las transacciones en el MER (GWh), en el período 2014-2024.....	15
Figura 6. Evolución de las transacciones en el MER por país miembro (GWh), en el período 2014-2024.....	16
Figura 7. Evolución de las inyecciones al MER por tipo de mercado (GWh), en el período 2014-2024 .....	18
Figura 8. Inyecciones anuales por tipo de oferta (GWh) .....	19
Figura 9. Retiros anuales por tipo de oferta (GWh).....	20
Figura 10. Abastecimiento de la demanda regional (GWh), en el período 2014-2024.....	21
Figura 11. Abastecimiento de las demandas nacionales con energía del MER (GWh), en el período 2014-2024 .....	22
Figura 12. Transacciones bilaterales entre Guatemala y México en 2024.....	22
Figura 13. Precios nodales máximos y promedio en el MER en 2024 (USD/MWh) .....	24
Figura 14. Evolución de precios nodales en el MER, en el período 2014-2024 (USD/MWh) .....	25
Figura 15. Relación entre los precios y las inyecciones en el MER en 2024.....	26
Figura 16. Evolución de los precios del MER y los precios del petróleo, en el período 2019-2024 .....	28
Figura 17. Evolución de los precios del MER y el precio del gas natural, en el período 2019-2024 .....	29
Figura 18. Precios promedio mensuales de los predespachos nacionales y del MER en 2024 (USD/MWh).....	31
Figura 19. Evolución de los precios de los predespachos nacionales y del MER (USD/MWh), en el período 2019-2024 .....	32
Figura 20. Precios promedio en los nodos de enlace en 2024 (USD/MWh).....	33
Figura 21. Principales agentes que inyectaron al MER en 2024.....	36
Figura 22. Principales agentes que retiraron del MER en 2024.....	37
Figura 23. Índice de Lerner diario en 2024.....	40
Figura 24. Evolución de índices de concentración, en el período 2014-2024.....	47
Figura 25. Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER) en 2024.....	62
Figura 26. Evolución de la Demanda Máxima anual por país miembro, en el período 2019-2024..	63
Figura 27. Evolución del consumo de energía eléctrica a nivel regional, en el período 2014-2024.	64

Figura 28. Evolución del consumo de energía eléctrica a nivel nacional, en el período 2014-2024	64
Figura 29. Capacidad instalada en la región en 2024 (MW)	66
Figura 30. Matriz de Generación Regional por tecnología en 2024	66
Figura 31. Eventos en el SER en 2024	68
Figura 32. Repercusiones por eventos en el SER en 2024	69

## Índice de Tablas

Tabla 1. Indicadores socioeconómicos del subsector eléctrico de los países miembros	8
Tabla 2. Variación porcentual del Índice del Producto Interno Bruto (PIB) e Índice de Precios al Consumidor (IPC), en el período 2017-2024	9
Tabla 3. Precio promedio del petróleo crudo en 2024 (USD/Barril)	10
Tabla 4. Precio promedio del gas natural en 2024 (USD/Millón de BTU)	11
Tabla 5. Inyecciones anuales por país miembro (GWh)	17
Tabla 6. Retiros anuales por país miembro (GWh)	17
Tabla 7. Precios promedio del MER, México y Guatemala en 2024 (USD/MWh)	23
Tabla 8. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, actualizados al 2024	34
Tabla 9. Evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER	34
Tabla 10. Índice de Lerner promedio en 2024	41
Tabla 11. Índices de concentración en el MER en 2024	46
Tabla 12. Evolución de índices de concentración, en el período 2014-2024	47
Tabla 13. Agentes que presentaron ofertas de oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a CF de inyección en 2024	49
Tabla 14. Agentes que presentaron ofertas de inyección con precios elevados en el MOR en 2024	50
Tabla 15. Notas enviadas en casos de precios de 0 USD/MWh asociados a CF de inyección	51
Tabla 16. Notas enviadas en casos de precios elevados en el MOR	51
Tabla 17. Error humano en la declaración de las ofertas	52
Tabla 18. Falta de garantía para realizar transacciones de oportunidad	52
Tabla 19. Riesgos financieros y fiscales asociados	53
Tabla 20. Volatilidad de precios asociados	53
Tabla 21. Declaraciones con justificaciones técnico-económicas insuficientes	56
Tabla 22. Volatilidad de precios asociados	57
Tabla 23. Riesgos técnicos y económicos asociados	59
Tabla 24. Demanda Máxima anual por país miembro, en el período 2019-2024	62
Tabla 25. Consumo de energía eléctrica por país miembro, en el período 2014-2024	63
Tabla 26. Capacidad disponible en los países del MER por tipo de recurso en 2024 (MW)	65
Tabla 27. Generación regional por país miembro y por tipo de tecnología en 2024 (GWh)	67

Tabla 28. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control Norte – Sur en 2024 (MW).....	71
Tabla 29. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control Sur – Norte en 2024 (MW).....	72
Tabla 30. Cuadro resumen importación total máxima El Salvador, valores vigentes del 25 marzo al 01 de abril 2024 (MW).....	73
Tabla 31. Cuadro resumen de importación total máxima de El Salvador, valores vigentes a partir del miércoles 01 de mayo y para el VIERNES 10 de mayo 2024 (MW).....	73
Tabla 32. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 23 de mayo 2024 (MW).....	73
Tabla 33. Valores de Exportación de Guatemala a partir del día 29 de mayo 2024 (MW) .....	74
Tabla 34. Valores de Exportación de Guatemala a partir del día 16 de junio 2024 (MW).....	74
Tabla 35. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 07 de julio 2024 (MW) .....	74
Tabla 36. Valores de exportación e importación de Panamá a partir del día 07 de julio 2024 (MW) .....	74
Tabla 37. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 01 de agosto 2024 (MW) .....	74
Tabla 38. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 03 de agosto 2024 (MW) .....	75
Tabla 39. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 03 de septiembre 2024 (MW) ....	75
Tabla 40. Importación N-S y S-N de Nicaragua a partir del 6 de septiembre 2024 (MW).....	75
Tabla 41. Actualización máxima capacidad de transferencia NS de El Salvador a partir del martes 01 de octubre 2024 (MW) .....	75
Tabla 42. Actualización máxima capacidad de exportación total de El Salvador a partir del martes 01 de octubre 2024 (MW) .....	75
Tabla 43. Valores de Exportación de El Salvador a partir del día 05 de octubre 2024 (MW).....	76
Tabla 44. Valores de importación de El Salvador a partir del día 24 de octubre 2024 (MW) .....	76
Tabla 45. Valores de importación de El Salvador a partir del día 29 de octubre 2024 (MW) .....	76
Tabla 46. Valores de importación de El Salvador a partir del día 01 de noviembre 2024 (MW) .....	76
Tabla 47. Cuadro resumen de importación máxima del El Salvador, valores vigentes a partir del domingo 10 de noviembre de 2024 (MW) .....	77
Tabla 48. Valores de Exportación de El Salvador a partir del predespacho del día 19 de noviembre 2024 (MW).....	77
Tabla 49. Cuadro resumen total de importación máxima del El Salvador, periodo del 20 de diciembre 2024 al 05 de enero 2025 (MW) .....	77
Tabla 50. Cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) con las inyecciones de los agentes en 2024.....	78

## 1. ANTECEDENTES

Derivado del objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), en el que se establece la “(...) *formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo, (...)*”, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) desarrolla actividades orientadas a garantizar un trato recíproco y no discriminatorio dentro de dicho mercado. Esto con el propósito de que el Mercado Eléctrico Regional (MER) contribuya al desarrollo sostenible de la región, asegurando al mismo tiempo el respeto y la protección del medio ambiente.

En la misma línea, entre los fines del Tratado Marco figuran “(...) *b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. // c. Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. // d. Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional. (...)*”.

En tal sentido, en el Tratado Marco se define al MER como “(...) *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 más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.*”.

Por ello, es fundamental que esta Comisión supervise y vigile las actividades realizadas en el MER, garantizando un adecuado nivel de apertura y competencia. Esto permite identificar cualquier comportamiento que limite o afecte la incorporación de nuevos participantes en el mercado.

En cuanto a la elaboración de informes alineados con el objeto y los fines del Tratado Marco, el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece lo siguiente: “*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. 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, (...)*”.

En este contexto, el presente informe de vigilancia y evaluación del MER ofrece un análisis de las principales variables asociadas a la operación técnica y comercial del mercado. Entre ellas se incluyen las transacciones de energía, los precios ofertados, la demanda eléctrica, la capacidad instalada y la generación, entre otras, correspondientes al horizonte del año 2024.

## 2. HECHOS RELEVANTES

Al igual que en el año anterior, en 2024 la región experimentó el fenómeno climático de “*El Niño*”, particularmente entre enero y junio. Este fenómeno se caracteriza por temperaturas elevadas y alteraciones en los patrones de precipitación, lo que, en el caso de América Central, se traduce en lluvias irregulares y por debajo de los niveles habituales. Como resultado, se registró una reducción significativa en la disponibilidad de generación hidroeléctrica, junto con un aumento en la demanda de electricidad.

Un hecho relevante en 2024 fue que el Ente Operador Regional (EOR), en su mayoría en respuesta a solicitudes de los Operadores del Sistema / Operadores del Mercado (OS/OMS), realizó dieciocho actualizaciones a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP). Esta medida se adoptó debido a la limitada disponibilidad de generación para exportar energía al MER, producto de las condiciones adversas ocasionadas por el fenómeno climático de “*El Niño*”.

A pesar de enfrentar un panorama energético similar al de 2023, en 2024 las inyecciones al MER aumentaron un 3.13%, pasando de 2,649 GWh a 2,732 GWh. Además, las inyecciones a través de Contratos Firmes mostraron una recuperación significativa, con un incremento del 42.34% respecto a 2023. De igual manera, los retiros mediante Contratos Firmes aumentaron un 60.69 % en comparación con el año anterior.

El crecimiento en las transacciones realizadas a través de Contratos Firmes, tanto en inyecciones como en retiros, sugiere que, tras la experiencia del fenómeno climático de “*El Niño*” en 2023, los agentes del mercado priorizaron la estabilidad de precios ofrecida por el Mercado de Contratos Regional (MCR) sobre la volatilidad observada en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), derivada de las fluctuaciones en la disponibilidad de generación renovable en la región.



### 3. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Como se mencionó inicialmente, uno de los principales objetivos del Tratado Marco es establecer las condiciones para el crecimiento del MER, garantizando un suministro de electricidad oportuno y sostenible que impulse el desarrollo económico y social de la región. Asimismo, busca asegurar que los beneficios del MER lleguen a toda la población.

En este contexto, el análisis de los principales indicadores socioeconómicos de los países miembros es fundamental, ya que permite evaluar su evolución en distintos periodos y escenarios. Esto facilita una comprensión integral del impacto de las actividades desarrolladas en el mercado. Cabe destacar que los indicadores socioeconómicos pueden variar según la fuente de consulta y la información disponible al momento de elaborar informes estadísticos sobre el subsector eléctrico de algún país o región.

En línea con lo anterior, la siguiente tabla muestra información demográfica de la población total, así como del Producto Interno Bruto (PIB) per cápita de América Central en 2024. También refleja el porcentaje de acceso a la electricidad y el consumo eléctrico per cápita en cada uno de los países miembros del MER para el horizonte analizado.

**TABLA 1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO DE LOS PAÍSES MIEMBROS**

País	Población Total	PIB per Cápita [USD]	Acceso a la electricidad [%]	Consumo eléctrico per cápita [kWh/hab]
<b>Guatemala</b>	18,406,400	6,295.05	92.60	741.30
<b>El Salvador</b>	6,338,200	5,606.97	99.42	995.30
<b>Honduras</b>	10,825,700	3,446.30	87.50	792.60
<b>Nicaragua</b>	6,916,100	2,877.65	99.57	689.00
<b>Costa Rica</b>	5,129,900	17,860.41	99.50	1,748.00
<b>Panamá</b>	4,515,600	19,369.48	94.90	2,644.70
<b>América Central</b>	<b>52,131,900</b>	<b>9,242.64</b>	<b>95.58</b>	<b>1,268.48</b>

Fuente: Elaboración propia con información de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), de Statista y de Expansión / Datosmacro.com.

<https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/>

<https://www.statista.com/statistics/>

<https://datosmacro.expansion.com/>

El crecimiento del PIB per cápita y del consumo eléctrico per cápita en comparación al año anterior, evidencian un desarrollo económico en la región que incide directamente en el aumento de la demanda de energía eléctrica de cada país, lo cual se puede verificar en secciones posteriores del presente informe. Asimismo, cabe destacar el incremento en el porcentaje de acceso a la electricidad en la región, que pasó del 94.99% en 2023 al 95.58% en 2024.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla, en 2024 la tasa de inflación continuó desacelerándose en comparación con 2022 y, en menor medida, respecto a 2023,



disminuyendo de 2.79 a 1.75. Además, el índice de variación del PIB mostró un ligero aumento en comparación con 2023, pasando de 3.47% a 3.9%.

**TABLA 2. VARIACIÓN PORCENTUAL DEL ÍNDICE DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) E ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (IPC), EN EL PERÍODO 2017-2024**

<b>Año</b>	<b>Variación Interanual del PIB Región CA [%]</b>	<b>Variación Interanual del PIB Región CAPARD [%]</b>	<b>Variación acumulada del IPC Región CA</b>	<b>Variación acumulada del IPC Región CAPARD</b>
<b>2017</b>	3.63	4.26	4.3	3.74
<b>2018</b>	2.43	3.84	2.39	1.76
<b>2019</b>	2.52	3.28	2.79	2.59
<b>2020</b>	-4.32	-7.52	2.89	2.91
<b>2021</b>	9.23	11.07	4.28	5.15
<b>2022</b>	3.98	5.76	8.96	7.71
<b>2023</b>	4.01	3.47	2.79	2.86
<b>2024</b>	n.d	3.9	1.75	1.97

Fuente: Elaboración propia con información de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (SECMCA).

<https://www.secmca.org/reporte-mensual-de-actividad-economica-bi/>

<https://www.secmca.org/reporte-mensual-de-inflacion-regional-bi/>

\*n.d (datos no disponibles al momento de la elaboración del presente informe).

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

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

### 3.1. PRECIO DEL PETRÓLEO

Los precios del petróleo, según las referencias OPEP, Brent y WTI, son indicadores clave debido a su impacto en el mercado energético mundial. En el caso del MER, el precio del petróleo es especialmente relevante, ya que influye en el costo de la electricidad en la región, sobre todo en períodos de escasez de generación a partir de fuentes renovables.

Según la tabla y la figura siguientes, tras el incremento registrado en 2022 debido al conflicto entre Rusia y Ucrania, el precio del petróleo mostró alzas un tanto más moderadas en 2023 y 2024, particularmente en épocas de escasez energética provocadas por el fenómeno climático de “El Niño”.

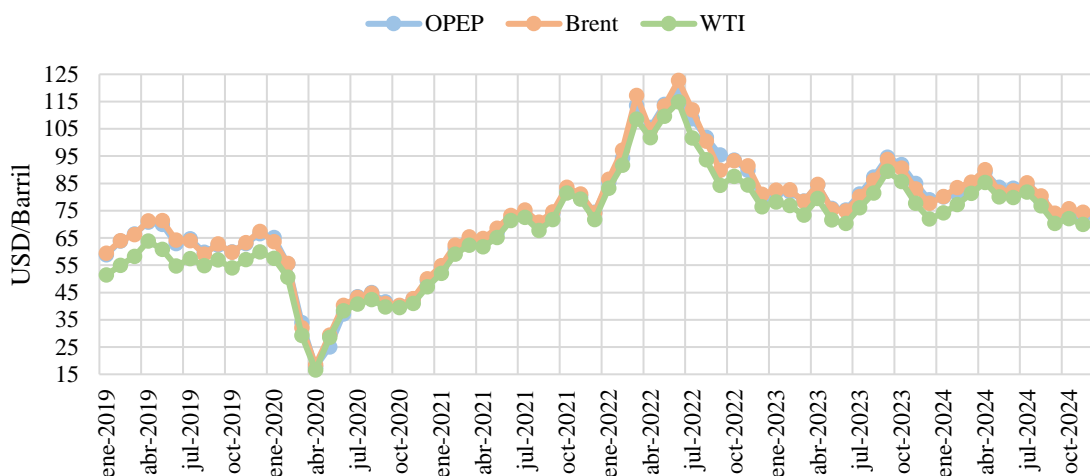
En 2024, el valor máximo del petróleo se alcanzó en abril, coincidiendo con las mayores afectaciones en la región causadas por dicho fenómeno. Este aumento en el precio del crudo respondió a la disminución de la disponibilidad de la generación renovable y al incremento en la demanda de combustibles fósiles para la producción de electricidad. Asimismo, se observa que, al igual que en 2023, la referencia WTI fue la más económica durante 2024.

TABLA 3. PRECIO PROMEDIO DEL PETRÓLEO CRUDO EN 2024 (USD/BARRIL)

Mes	OPEP	Brent	WTI
Enero	80.04	80.12	74.15
Febrero	81.22	83.48	77.25
Marzo	84.13	85.41	81.28
Abril	89.19	89.94	85.35
Mayo	83.59	81.75	80.02
Junio	83.25	82.25	79.77
Julio	84.44	85.15	81.80
Agosto	78.37	80.36	76.68
Septiembre	73.59	74.02	70.24
Octubre	74.64	75.63	71.99
Noviembre	72.95	74.35	69.95
Diciembre	72.99	73.86	70.12

Fuente: Elaboración propia con información de Expansión / Datosmacro.com.  
<https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/>

FIGURA 1. HISTÓRICO DEL PRECIO PROMEDIO DEL PETRÓLEO CRUDO (USD/BARRIL)



Fuente: Elaboración propia con información de Expansión / Datosmacro.com.  
<https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/>

### 3.2. PRECIO DEL GAS NATURAL

En los últimos cinco años, el gas natural ha ganado relevancia en la región debido al incremento en la capacidad instalada de centrales que utilizan este combustible, lo que permite abastecer tanto la demanda interna de cada país como la regional. Este crecimiento ha posicionado al gas natural como una alternativa competitiva frente a otras fuentes de generación, como el carbón mineral y el petróleo.

Uno de los principales factores que hacen al gas natural una opción atractiva, es su menor costo de producción de electricidad en comparación con las demás centrales térmicas que

utilizan combustibles fósiles. Su competitividad puede traducirse en una reducción en los Costos Marginales del Sistema (CMS) de cada país que posea esta tecnología en su matriz de generación, especialmente en periodos de baja disponibilidad de recursos renovables. Por ello, el seguimiento de la evolución del precio del gas natural es crucial para evaluar su impacto en el MER, dado que puede influir significativamente en los costos de generación y, en consecuencia, en los precios de la electricidad en la región.

En cuanto a la evolución del precio del gas natural en 2024, como se muestra en la siguiente tabla, el valor promedio mensual más elevado se registró en diciembre, mientras que el más bajo ocurrió en marzo.

**TABLA 4. PRECIO PROMEDIO DEL GAS NATURAL EN 2024 (USD/MILLÓN DE BTU)**

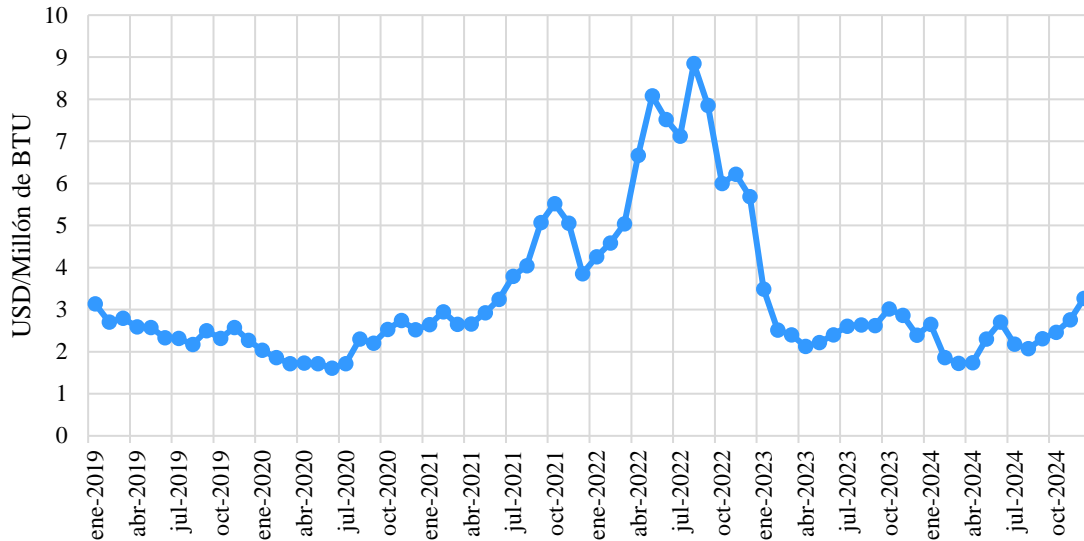
Mes	Precio Gas Natural
Enero	2.65
Febrero	1.86
Marzo	1.73
Abril	1.74
Mayo	2.30
Junio	2.70
Julio	2.18
Agosto	2.07
Septiembre	2.31
Octubre	2.46
Noviembre	2.75
Diciembre	3.27

*Fuente: Elaboración propia con información de FXEMPIRE.*

<https://www.fxempire.es/commodities/natural-gas>

Cabe destacar que tanto el petróleo como el gas natural, experimentaron un incremento considerable de precios en 2022 como consecuencia del conflicto entre Rusia y Ucrania. Sin embargo, posteriormente los precios regresaron a niveles más estables y moderados, similares a los observados antes del conflicto, como se ilustra en la siguiente figura.

FIGURA 2. HISTÓRICO DEL PRECIO PROMEDIO DEL GAS NATURAL (USD/MILLÓN DE BTU)



Fuente: Elaboración propia con información de FXEMPIRE.  
<https://www.fxempire.es/commodities/natural-gas>

En conclusión, el gas natural continúa consolidándose como una fuente de generación clave en la región. Su comportamiento de precios y su influencia en la competitividad del MER deben mantenerse bajo constante monitoreo, especialmente en contextos de volatilidad internacional o variabilidad en la generación renovable originados por fenómenos climáticos.

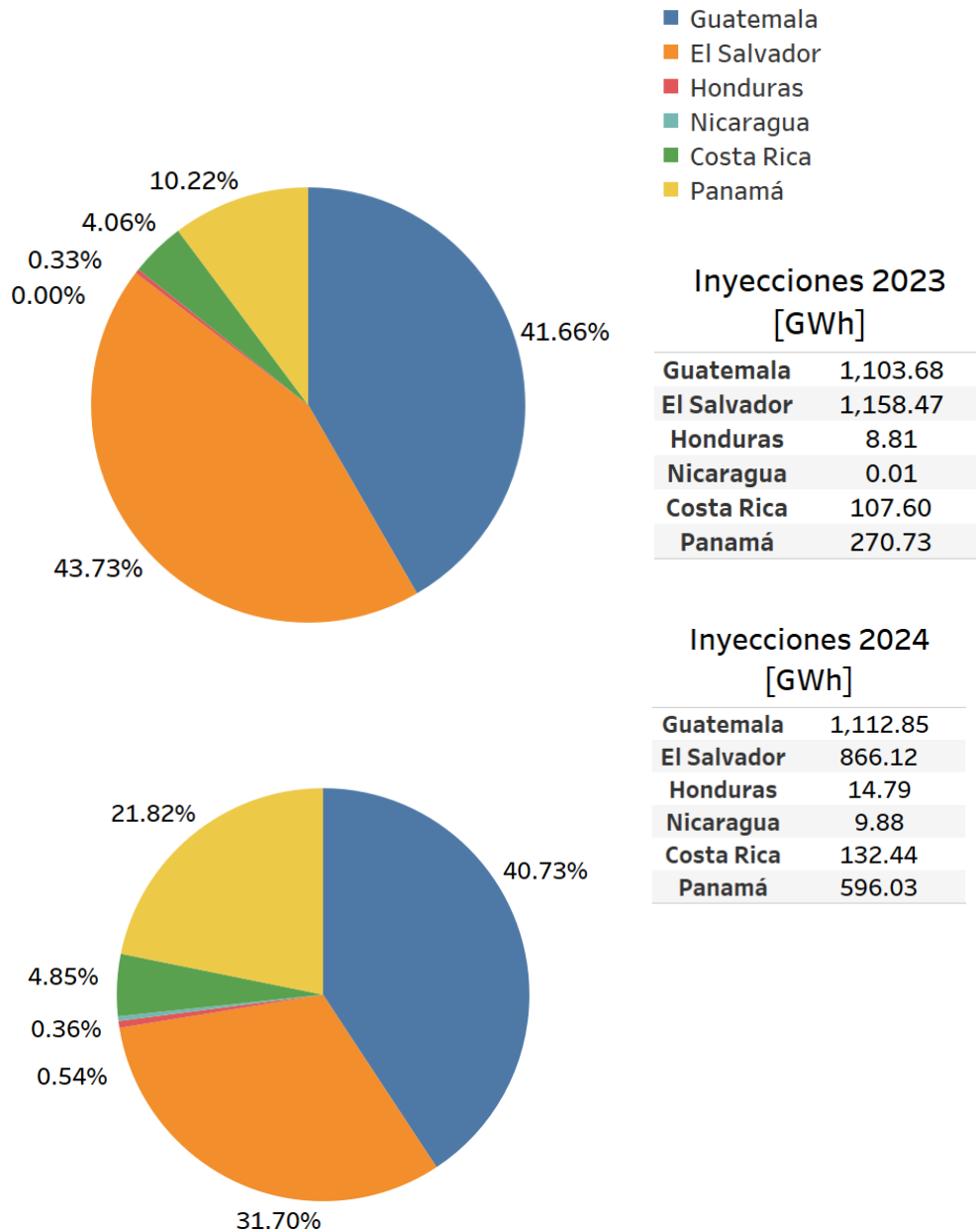
## 4. TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MER

Para analizar las transacciones de energía en el MER, es importante evaluar el volumen de inyecciones y retiros, la evolución de dichas transacciones, la cantidad de energía transada según el tipo de mercado y oferta, así como la contribución del MER a la cobertura de la demanda de electricidad en los países miembros. Además, resulta interesante examinar el comportamiento de las transacciones bilaterales entre México y Guatemala, dado su impacto en el abastecimiento eléctrico a nivel regional.

### 4.1. INYECCIONES Y RETIROS

Durante el 2024, las inyecciones de energía en el MER alcanzaron un total de 2,732.11 GWh, reflejando un incremento del 3.13% en comparación con 2023, cuando se registraron 2,649.30 GWh. Los principales países inyectores durante 2024 fueron Guatemala (40.73%), El Salvador (31.70%) y Panamá (21.82%).

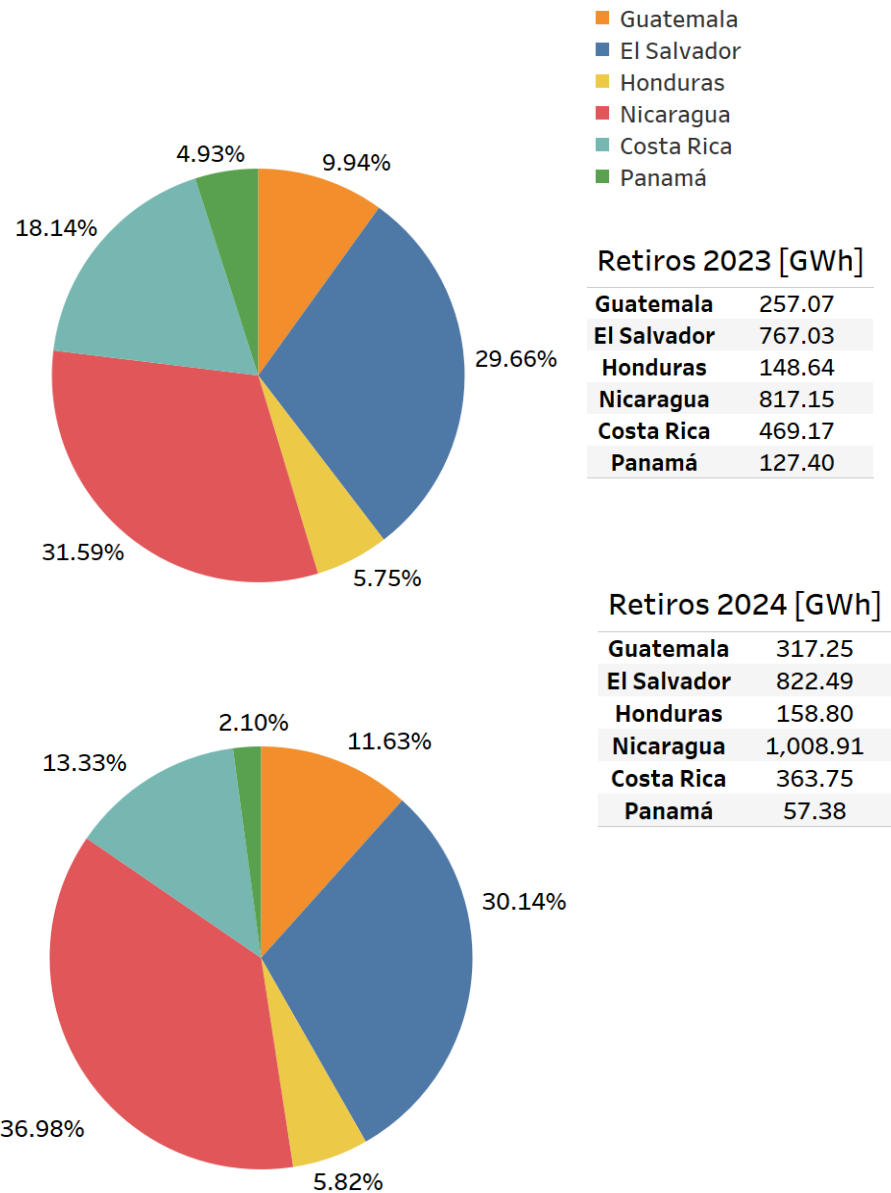
FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO, AÑOS 2023 Y 2024



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

En cuanto a los retiros, se observó un aumento del 5.49%, pasando de 2,586.46 GWh en 2023 a 2,728.58 GWh en 2024. Nicaragua mantuvo su posición como el mayor país importador, concentrando el 36.98% de los retiros, seguido por El Salvador con el 30.14%.

FIGURA 4. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO, AÑOS 2023 Y 2024



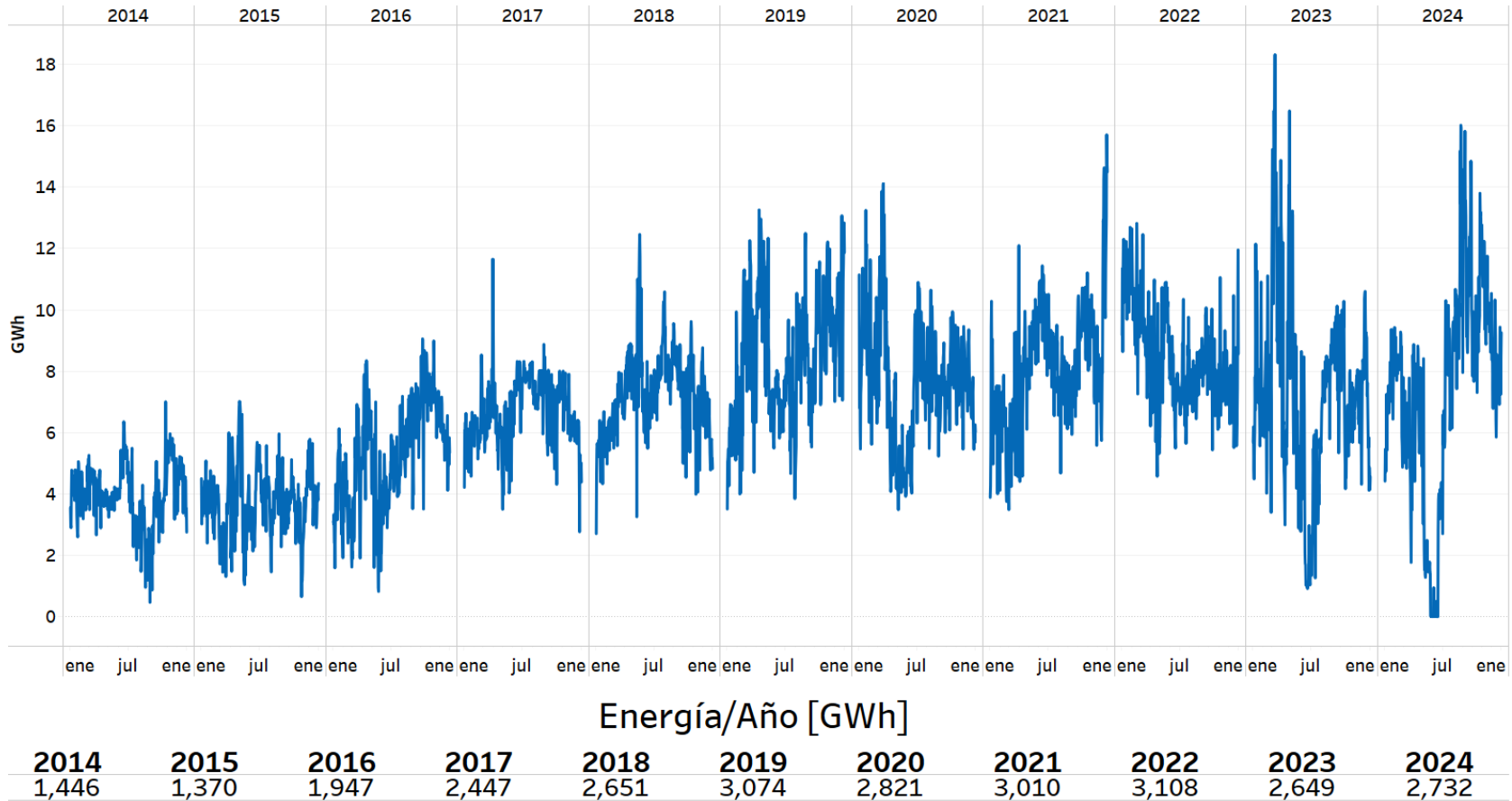
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

#### 4.2. EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES

Entre 2014 y 2021, la Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de las inyecciones en el MER fue del 11.04%. Sin embargo, a pesar de este crecimiento, la emergencia sanitaria provocada por la pandemia de COVID-19 en 2020 ocasionó una reducción del 8.24% en las inyecciones durante ese año. Posteriormente, en 2021, con la reactivación gradual de las actividades sociales y económicas en la región, las inyecciones al MER se recuperaron, alcanzando los 3,108 GWh en 2022. Este nivel superó incluso el registrado en 2019, antes de la crisis sanitaria, cuando las inyecciones totalizaron 3,074 GWh.

Por otro lado, el fenómeno climático de “El Niño”, que afectó la región principalmente durante el segundo cuatrimestre de 2023 y el primero de 2024, provocó una nueva reducción en las inyecciones al MER, llevándolas a niveles similares a los de 2018 (2,651 GWh). Esto evidencia el impacto significativo que los eventos climáticos pueden tener en la dinámica y el comportamiento del MER.

FIGURA 5. EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MER (GWh), EN EL PERÍODO 2014-2024

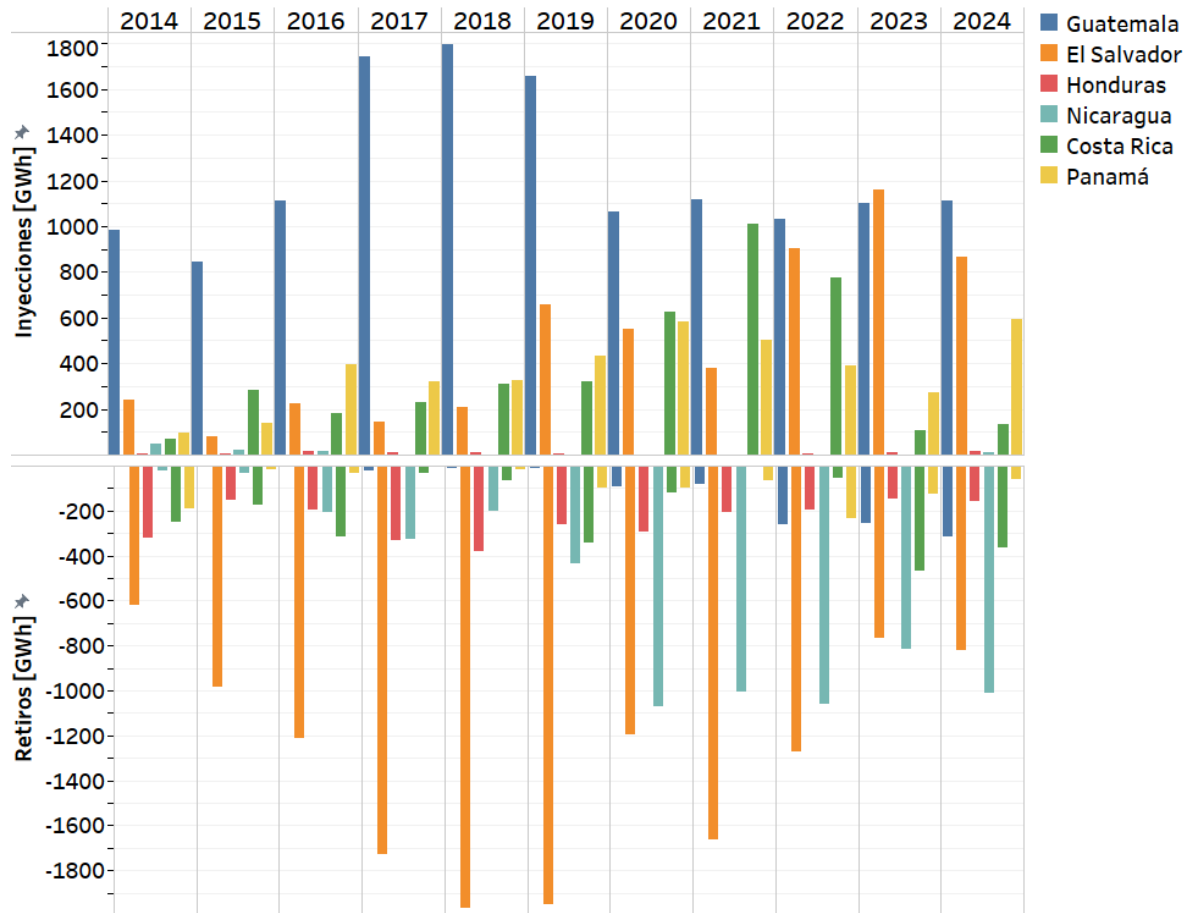


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.



La siguiente figura muestra la evolución de las inyecciones y retiros anuales de energía en el MER, desglosada por país miembro, durante el período 2014-2024. Es importante destacar el caso de El Salvador, que hasta 2022 fue el país con el mayor volumen de retiros de energía anuales. Sin embargo, en 2023 se convirtió en el principal país inyectando energía al MER, y en 2024, junto con Guatemala y Panamá, mantuvo esta posición.

FIGURA 6. EVOLUCIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MER POR PAÍS MIEMBRO (GWh), EN EL PERÍODO 2014-2024



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

Por otro lado, Nicaragua fue el país que más energía retiró en 2024, al igual que en 2023, consolidando un patrón que se observa desde 2020. Estos cambios en los roles de los países dentro del MER reflejan su dinamismo y la evolución de las distintas actividades que se desarrollan en el mercado.

**TABLA 5. INYECCIONES ANUALES POR PAÍS MIEMBRO (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
2024	1,112.85	866.12	14.79	9.88	132.44	596.03

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

**TABLA 6. RETIROS ANUALES POR PAÍS MIEMBRO (GWh)**

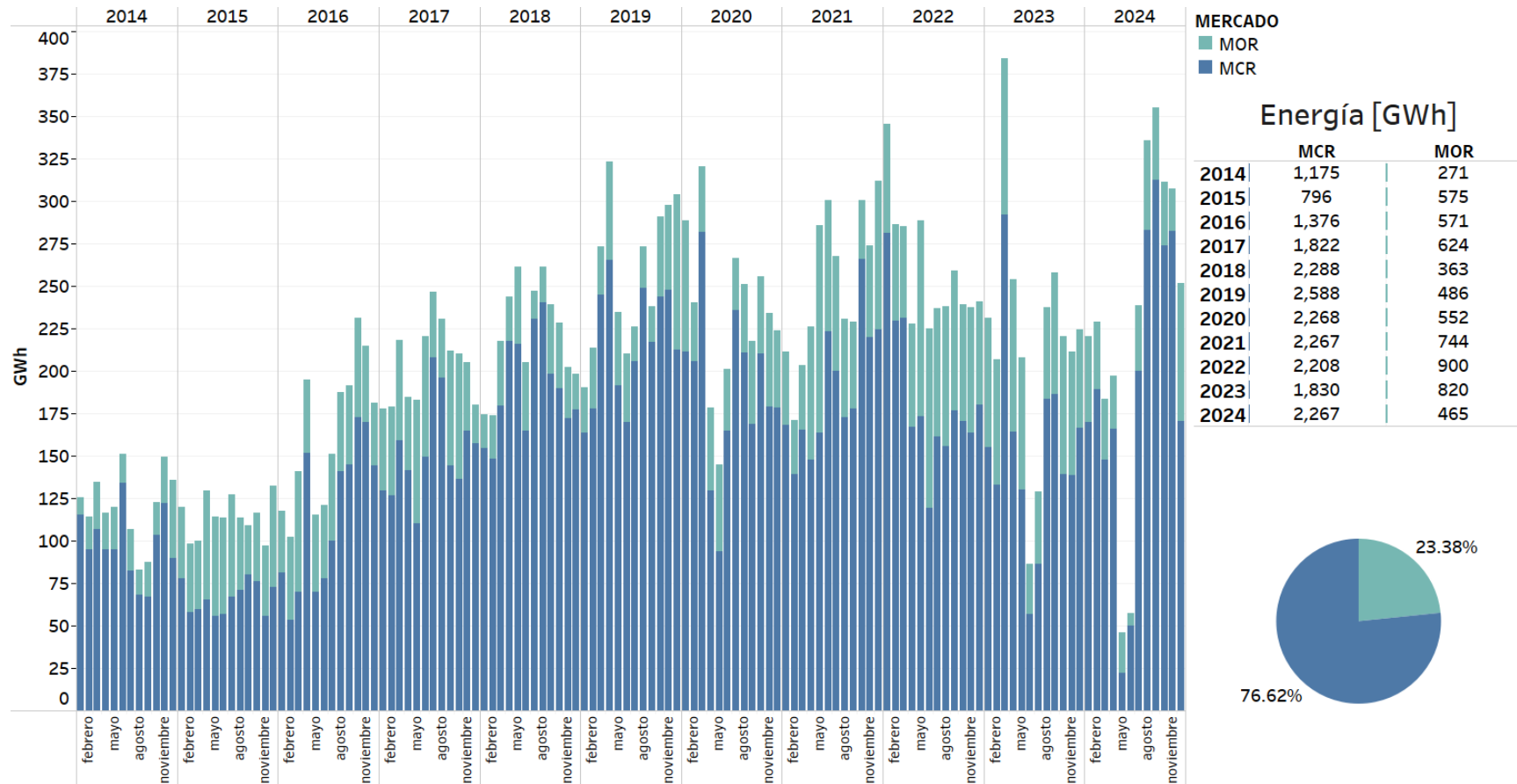
	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	1.43	618.75	320.36	22.32	251.53	189.25
2015	1.87	982.98	151.83	33.89	172.46	17.11
2016	5.16	1,212.22	195.25	204.81	313.36	30.02
2017	19.24	1,729.06	331.07	326.64	31.80	6.60
2018	9.68	1,968.32	381.34	201.10	65.70	14.66
2019	9.48	1,948.76	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
2024	317.25	822.49	158.80	1,008.91	363.75	57.38

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

#### 4.3. TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO

El MCR representó el 76.62% del total de inyecciones en el MER durante el 2024, mientras que el MOR aportó el 23.38%. La siguiente figura muestra la evolución de la participación de ambos mercados en las inyecciones de energía al MER durante el período 2014-2024.

FIGURA 7. EVOLUCIÓN DE LAS INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO (GWh), EN EL PERÍODO 2014-2024



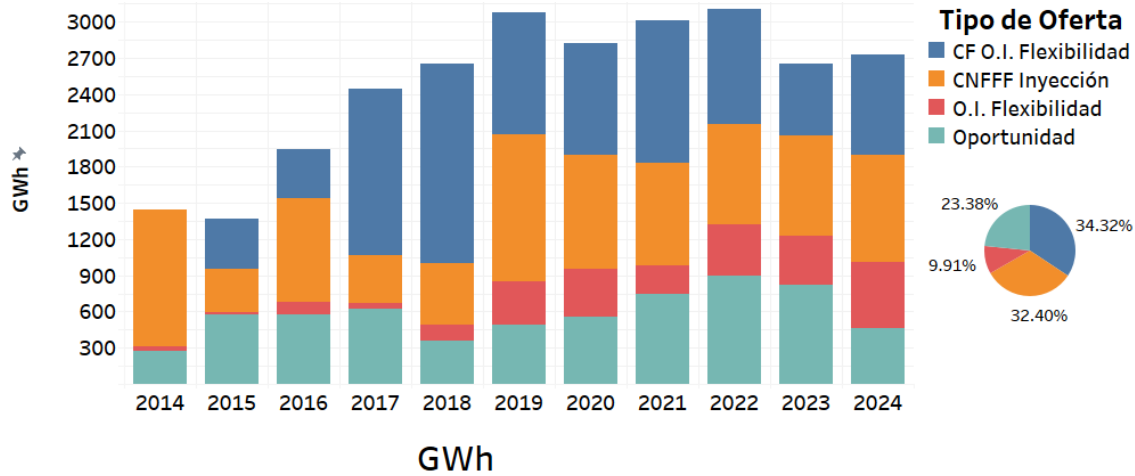
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

4.4. TRANSACCIONES POR TIPO DE OFERTA

En 2024, las inyecciones realizadas a través de Contratos Firmes mostraron una recuperación significativa en comparación con 2023, aumentando en un 42.34%. Como resultado, estos contratos representaron la mayor proporción de inyecciones al MER, con un 34.32% del total, seguidos por los Contratos No Firmes Físico Flexibles, que aportaron el 32.40%.

Por otro lado, las inyecciones en el MOR experimentaron una disminución del 43.29% respecto al año anterior, representando el 23.38% del total de inyecciones en 2024.

FIGURA 8. INYECCIONES ANUALES POR TIPO DE OFERTA (GWh)



	CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
2014		1,138	37	271
2015	416	362	18	575
2016	410	860	106	571
2017	1,382	395	45	624
2018	1,650	513	125	363
2019	1,011	1,214	362	486
2020	922	947	400	552
2021	1,183	849	235	744
2022	956	831	422	900
2023	588	837	404	820
2024	837	884	546	465

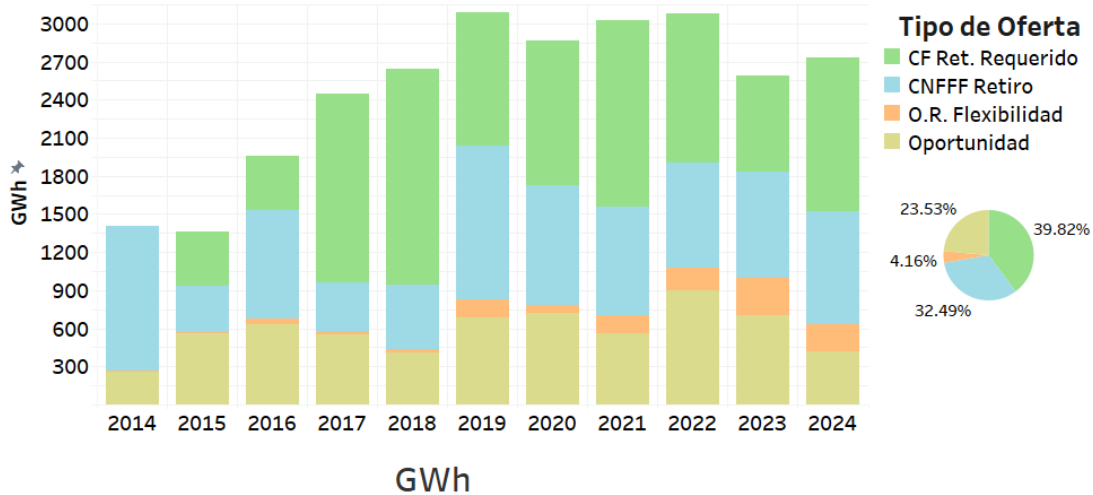
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

- **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.

Por su parte, la mayoría de los retiros de energía se realizó mediante Contratos Firmes, los cuales representaron el 39.82% del total, seguidos por los retiros efectuados a través de Contratos No Firmes Físico Flexibles, con un 32.49%, y aquellos realizados en el MOR, que alcanzaron el 23.53%.

Es importante destacar que los retiros a través de Contratos Firmes aumentaron un 60.69% en comparación con el año anterior, mientras que los retiros en el MOR disminuyeron un 40.31% en respecto al mismo período.

FIGURA 9. RETIROS ANUALES POR TIPO DE OFERTA (GWh)



	CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad
2014		1,138	7	259
2015	430	362	1	568
2016	427	860	41	633
2017	1,482	395	18	549
2018	1,696	513	22	410
2019	1,048	1,214	145	682
2020	1,133	947	67	717
2021	1,468	849	144	562
2022	1,176	831	178	895
2023	753	837	293	702
2024	1,210	884	216	419

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional 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.

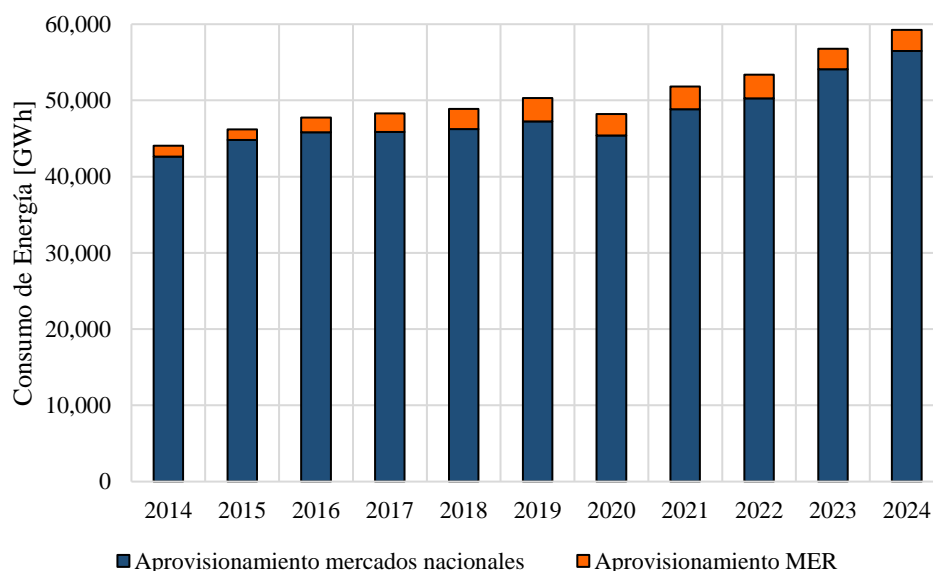
El aumento en las transacciones realizadas a través de Contratos Firmes en 2024, tanto en inyecciones como retiros, sugiere que, tras la experiencia del fenómeno climático de “El Niño” en 2023, los agentes del mercado priorizaron la estabilidad de precios asegurada en el MCR sobre la volatilidad observada en el MOR, derivada de las fluctuaciones en la disponibilidad de generación renovable en la región.

#### 4.5. CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER

Entre enero y diciembre de 2024, las transacciones en el MER abastecieron el 4.6% del consumo total de energía eléctrica en la región, registrando una leve disminución en comparación con 2023, cuando el porcentaje de abastecimiento fue del 4.7%. Es importante destacar que este porcentaje se ha mantenido prácticamente estable, lo que refleja el impacto del fenómeno climático de “El Niño” en 2023 y 2024. Dichas condiciones han limitado la recuperación del nivel de abastecimiento a través del MER en comparación con el período 2017-2022.

La siguiente figura muestra el consumo de energía eléctrica a nivel regional, desglosando el aprovisionamiento a través de los mercados nacionales y las transacciones en el MER. Asimismo, se presenta la evolución del porcentaje de abastecimiento de la demanda eléctrica regional mediante transacciones en el MER para el período 2014-2024.

**FIGURA 10. ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA REGIONAL (GWh), EN EL PERÍODO 2014-2024**



#### COBERTURA DE LA DEMANDA REGIONAL (% ANUAL)

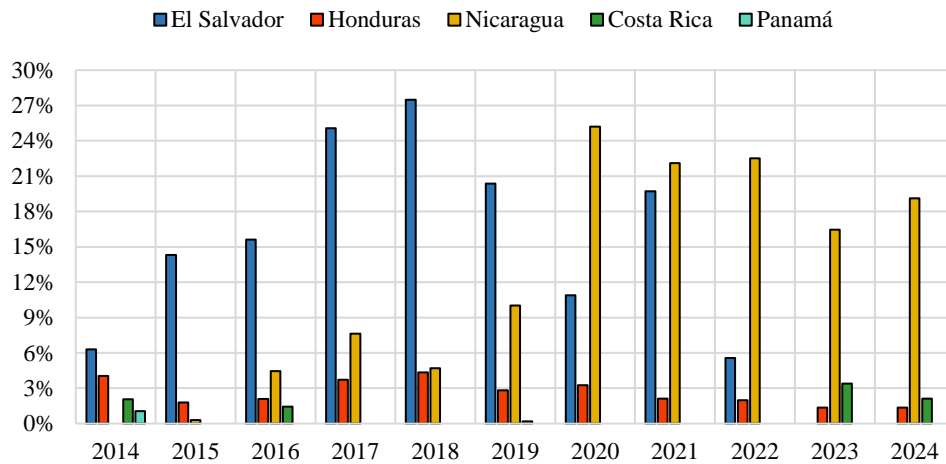
2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
3.3%	3.0%	4.1%	5.1%	5.4%	6.1%	5.8%	5.8%	5.8%	4.7%	4.6%

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

Durante el 2024, el MER desempeñó un papel importante en el abastecimiento de la demanda nacional de energía en varios países miembros. En este período, Nicaragua se destacó al cubrir el 19.1% de su demanda con energía del MER, seguido de Costa Rica con un 2.1% y Honduras con un 1.3%.

La siguiente figura ofrece una visión más detallada, resaltando los países que históricamente han sido netamente importadores. En ella se muestra el porcentaje de su demanda nacional abastecida a través de energía del MER durante el período 2014-2024.

FIGURA 11. ABASTECIMIENTO DE LAS DEMANDAS NACIONALES CON ENERGÍA DEL MER (GWh), EN EL PERÍODO 2014-2024



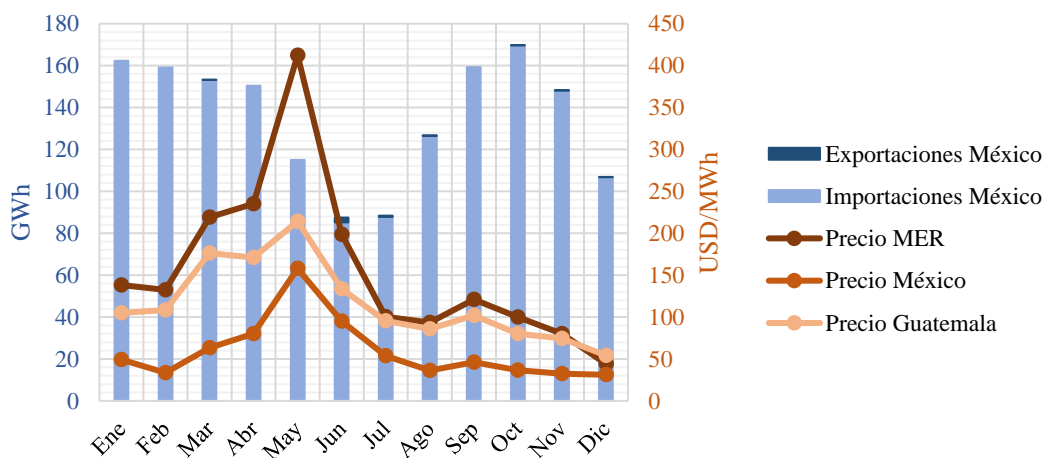
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

#### 4.6. TRANSACCIONES BILATERALES

A lo largo de 2024, Guatemala adquirió un total de 1,623.39 GWh de energía de México, a un precio promedio de 59.61 USD/MWh. En contraste, las exportaciones de Guatemala hacia México fueron mínimas, alcanzando únicamente 3.38 GWh. Durante los meses de enero, febrero, abril, mayo y septiembre, no se registraron ventas de energía a México.

Las compras de Guatemala a México fluctuaron entre un mínimo de 85.26 GWh en junio y un máximo de 169.65 GWh en octubre. En cuanto a los precios promedio en México, estos, al igual que los de Guatemala y el MER, alcanzaron sus niveles más altos entre marzo y junio, período en el que se tuvo con mayor intensidad los efectos del fenómeno climático de “El Niño”.

FIGURA 12. TRANSACCIONES BILATERALES ENTRE GUATEMALA Y MÉXICO EN 2024



Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). <https://rd.amm.org.gt/2025/02/21/analisis-mm-enero-2025/>



Es importante destacar que, en todo momento, los precios promedio en México fueron inferiores a los de Guatemala y el MER. Lo anterior resalta la importancia de las transacciones bilaterales como una alternativa para el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de Guatemala y, por ende, de la región.

**TABLA 7. PRECIOS PROMEDIO DEL MER, MÉXICO Y GUATEMALA EN 2024 (USD/MWH)**

	<b>MER</b>	<b>México</b>	<b>Guatemala</b>
<b>Enero</b>	138.13	49.15	105.02
<b>Febrero</b>	132.44	33.59	108.37
<b>Marzo</b>	219.14	63.20	176.32
<b>Abril</b>	234.97	79.98	170.82
<b>Mayo</b>	412.36	157.86	214.17
<b>Junio</b>	198.57	94.94	133.63
<b>Julio</b>	100.24	53.89	95.59
<b>Agosto</b>	93.42	36.26	86.03
<b>Septiembre</b>	121.11	46.19	101.73
<b>Octubre</b>	99.90	36.70	80.04
<b>Noviembre</b>	79.95	32.37	74.28
<b>Diciembre</b>	44.11	31.13	54.27

*Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).*

<https://rd.amm.org.gt/2025/02/21/analisis-mm-enero-2025/>

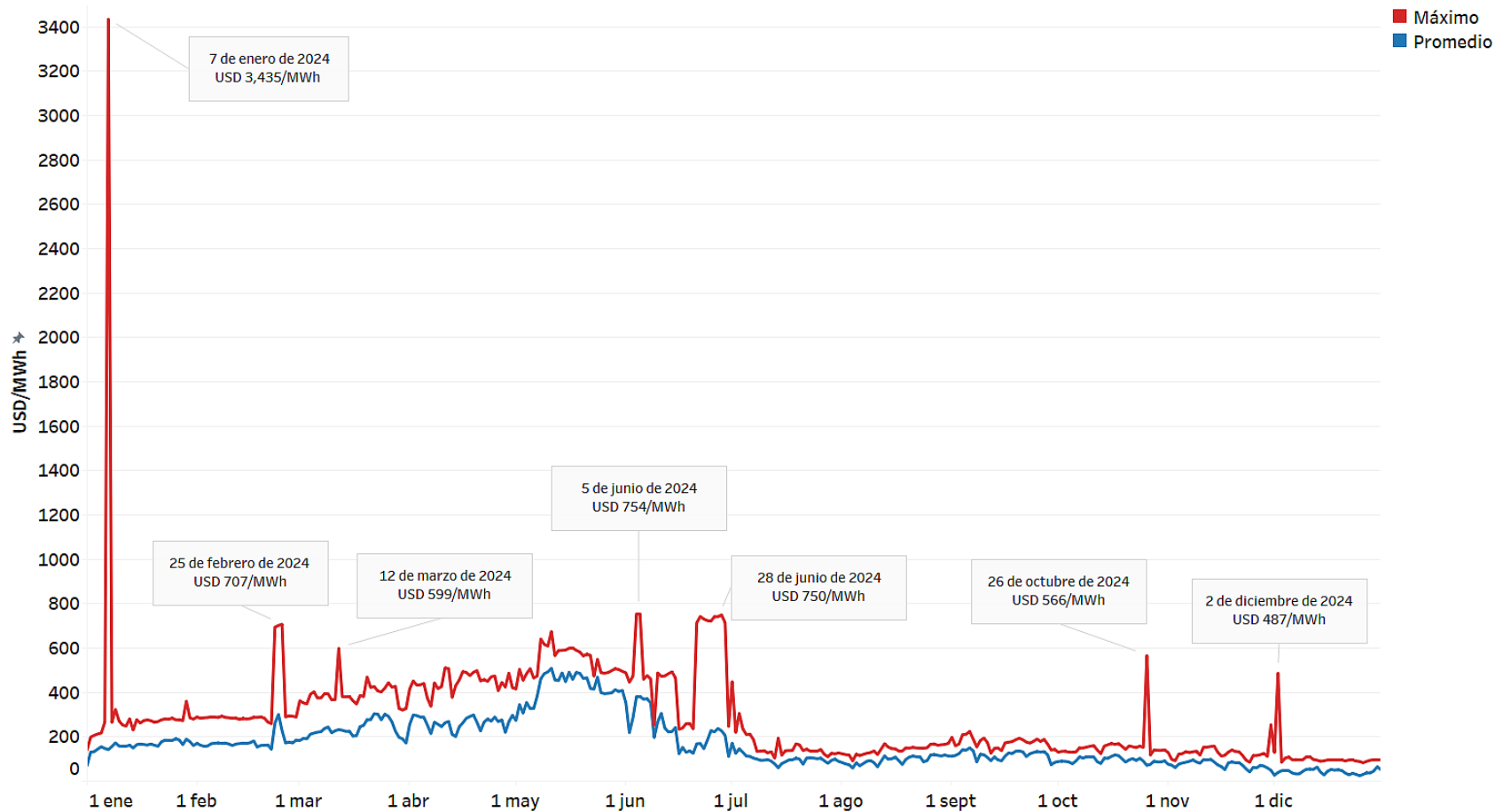
## **5. PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MER**

Con el objetivo de realizar un análisis integral de los precios de la energía en el MER, a continuación, se presentan comparaciones y evaluaciones relacionadas con los precios nodales promedio, los precios del combustible, los precios de los mercados nacionales de cada país miembro y los precios promedio en los nodos de enlace de los países interconectados. Este enfoque proporciona una visión global del impacto de los precios de la energía en las inyecciones, así como de otros factores relevantes, como el precio del petróleo y del gas natural.

### **5.1. PRECIOS NODALES PROMEDIO**

El precio nodal promedio del MER en 2024 fue de 167.31 USD/MWh, reflejando un incremento del 5.26% en comparación con 2023, cuando el promedio fue de 158.95 USD/MWh. Aunque se registró un aumento, la evolución de los precios en ambos años ha sido similar, diferenciándose principalmente en los meses en que el fenómeno de “*El Niño*” tuvo mayor impacto. La siguiente figura presenta los precios nodales máximos y promedio del MER, permitiendo visualizar la evolución de estos valores a lo largo de 2024.

FIGURA 13. PRECIOS NODALES MÁXIMO Y PROMEDIO EN EL MER EN 2024 (USD/MWH)

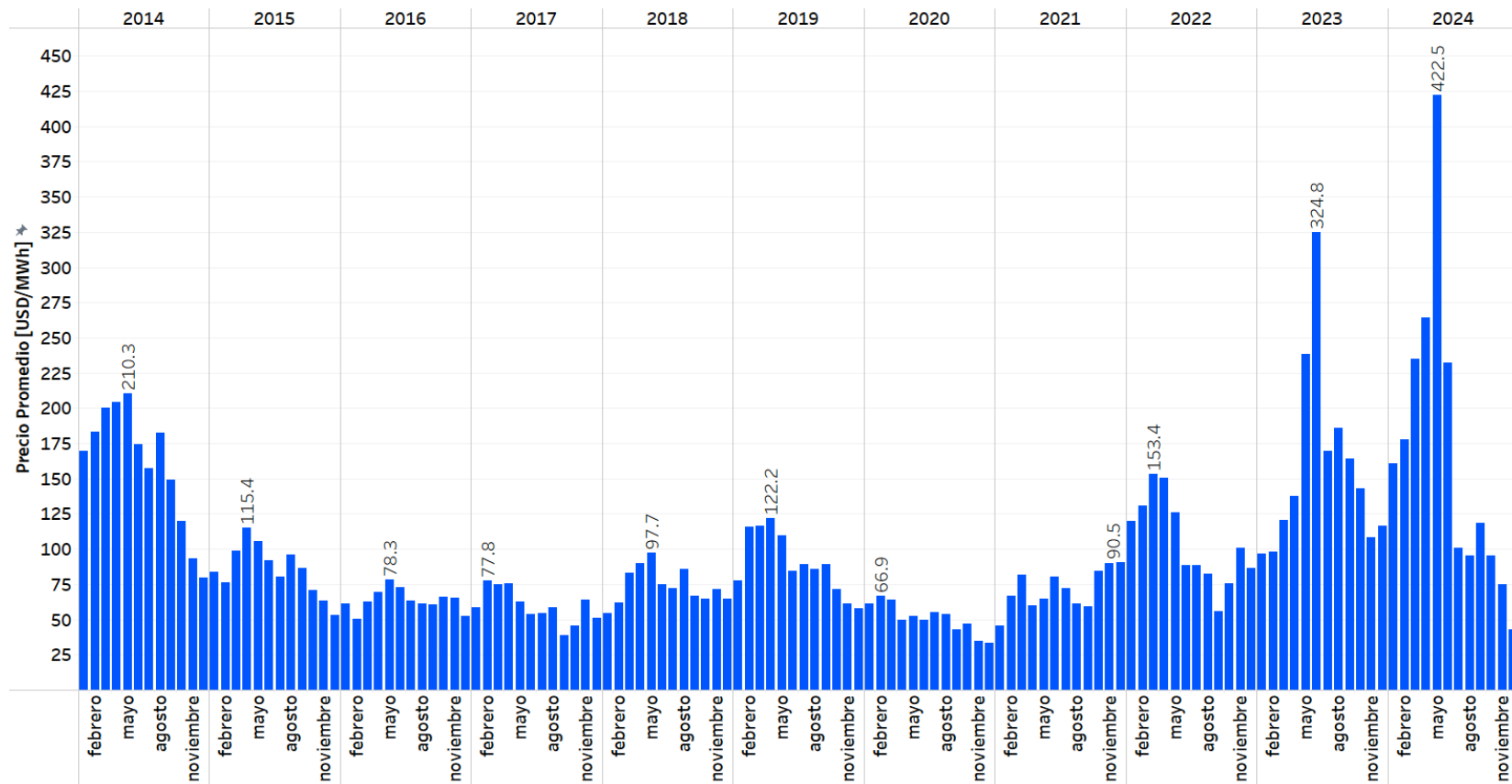


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Otro factor relevante es la presencia de ofertas marginales con precios significativamente elevados, como se muestra en la figura anterior, provenientes de su mayoría de Costa Rica. Estas ofertas, al ser consideradas en el proceso de optimización del predespacho regional, contribuyeron al aumento de los precios en el MER.

Además, a lo largo del año, se observaron periodos de congestión en ciertos elementos de la Red de Transmisión Regional (RTR), los cuales también incidieron en el alza de los precios nodales, incluso en situaciones donde no se declararon y, por lo tanto, no se despacharon ofertas en los nodos afectados. Un caso ilustrativo se presentó el 7 de enero de 2024, cuando se registró un precio máximo atípico de 3,435 USD/MWh. Este valor se explica por la congestión de la línea de transmisión Santa Marta – San Pedro Sula (3108 – 3203), ubicada en el área de control de Honduras, como parte del proceso de optimización del predespacho regional de esa fecha, pese a que no se despacharon ofertas en los nodos implicados.

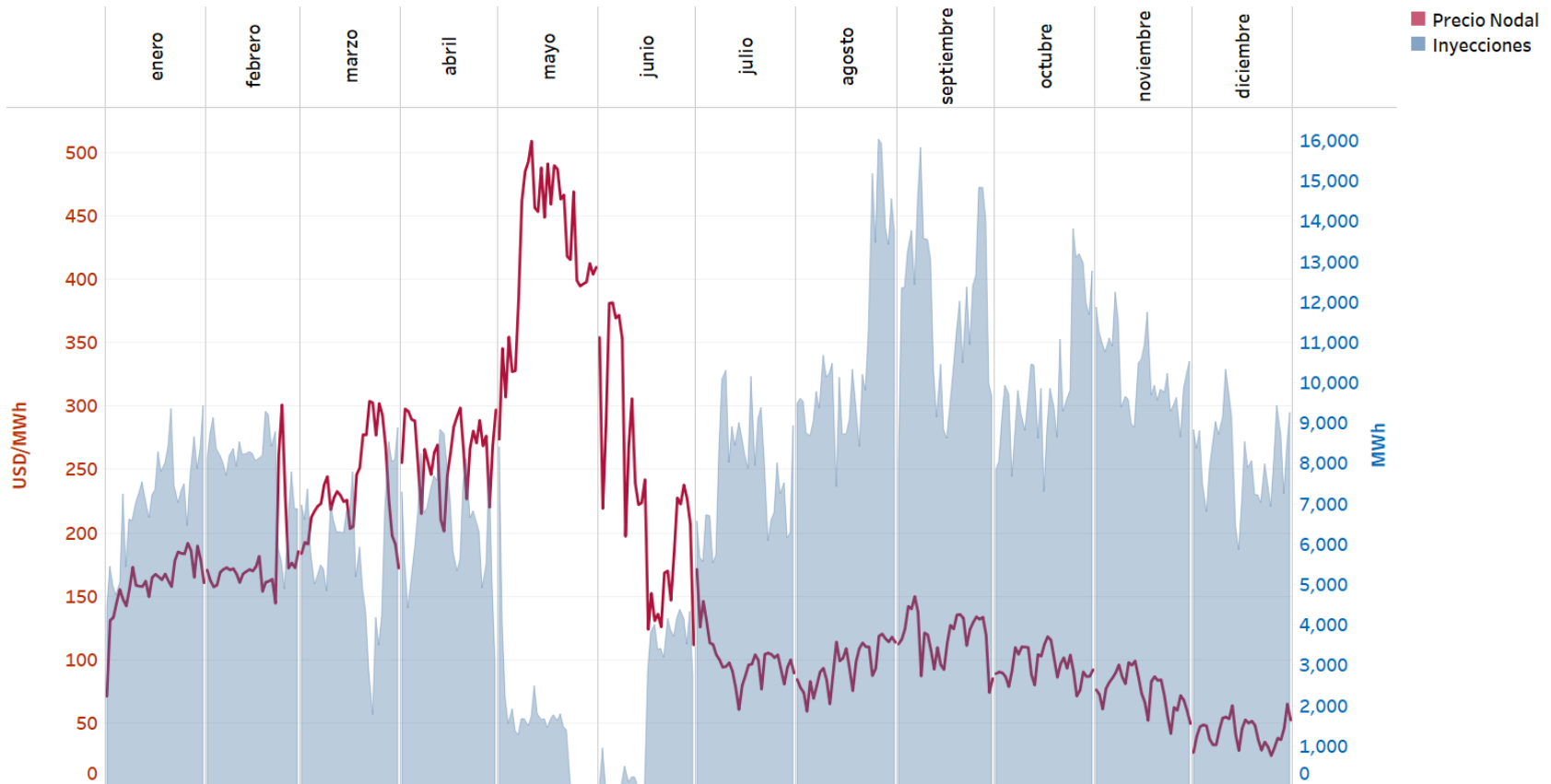
FIGURA 14. EVOLUCIÓN DE PRECIOS NODALES EN EL MER, EN EL PERÍODO 2014-2024 (USD/MWH)



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

La figura anterior muestra los precios nodales promedio mensuales durante el período 2014-2024, brindando una visión más detallada de la evolución anual y mensual de los precios en el MER. Esto permite identificar la dinámica de los precios a lo largo de los años, así como las variaciones estacionales y los impactos de eventos relevantes que han influido en su comportamiento, además de los efectos de fenómenos climáticos de distinta intensidad.

FIGURA 15. RELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS Y LAS INYECCIONES EN EL MER EN 2024



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

Las transacciones de energía eléctrica en la región están directamente influenciadas por los precios del MER, como se observa en la figura anterior. En ella se evidencia que las inyecciones tienden a disminuir cuando los precios aumentan y, por el contrario, aumentan cuando los precios disminuyen. Esto refleja la estrecha relación entre la evolución de los precios en el MER y el comportamiento de las transacciones de electricidad a nivel regional.

Cabe destacar que los precios en el MER están influenciados por la estacionalidad característica de la región, determinada principalmente por los países con mayor capacidad instalada de generación hidroeléctrica, así como por la matriz energética propia de cada nación. En este sentido, tanto en 2023 como en 2024, años en los que el fenómeno climático de “*El Niño*” estuvo presente, los precios del MER estuvieron directamente vinculados a los Costos Variables de Generación (CVG) de las centrales térmicas. Esto se debe a que dichas plantas fueron convocadas estratégicamente en períodos de escasez de generación renovable. Este factor clave no solo contribuyó al incremento de los precios en el MER, sino que también influyó en la reducción de las transacciones en el mercado.

### 5.2. PRECIOS DEL COMBUSTIBLE

Tras la recuperación social y económica que siguió a la crisis sanitaria del COVID-19, el consumo de combustibles a nivel mundial aumentó significativamente. Este incremento, junto con el conflicto entre Rusia y Ucrania, generó una fuerte presión al alza sobre los precios energéticos. Como resultado, el precio del crudo alcanzó un máximo promedio de aproximadamente 114 USD por barril en junio de 2022, mientras que el gas natural registró un precio promedio cercano a los 9 USD por MMBtu (*millones de unidades térmicas británicas*) en agosto del mismo año.

En los años siguientes, ambos mercados experimentaron una reducción significativa en sus precios. Durante 2023 y 2024, el crudo se estabilizó en un valor promedio de alrededor de 77 USD por barril, mientras que el gas natural se mantuvo por debajo de los 3 USD por MMBtu. En este contexto, resulta relevante evaluar si los precios de los combustibles durante el período de análisis incidieron en el comportamiento del precio del MER.

Durante 2024, la covarianza entre el precio del petróleo, tomando como referencia el WTI (*West Texas Intermediate*), y el precio del MER fue positiva (298.68), lo que indica una relación directa entre ambas variables, un aumento en los precios del petróleo estuvo asociado con incrementos en el precio del MER en buena parte del año.

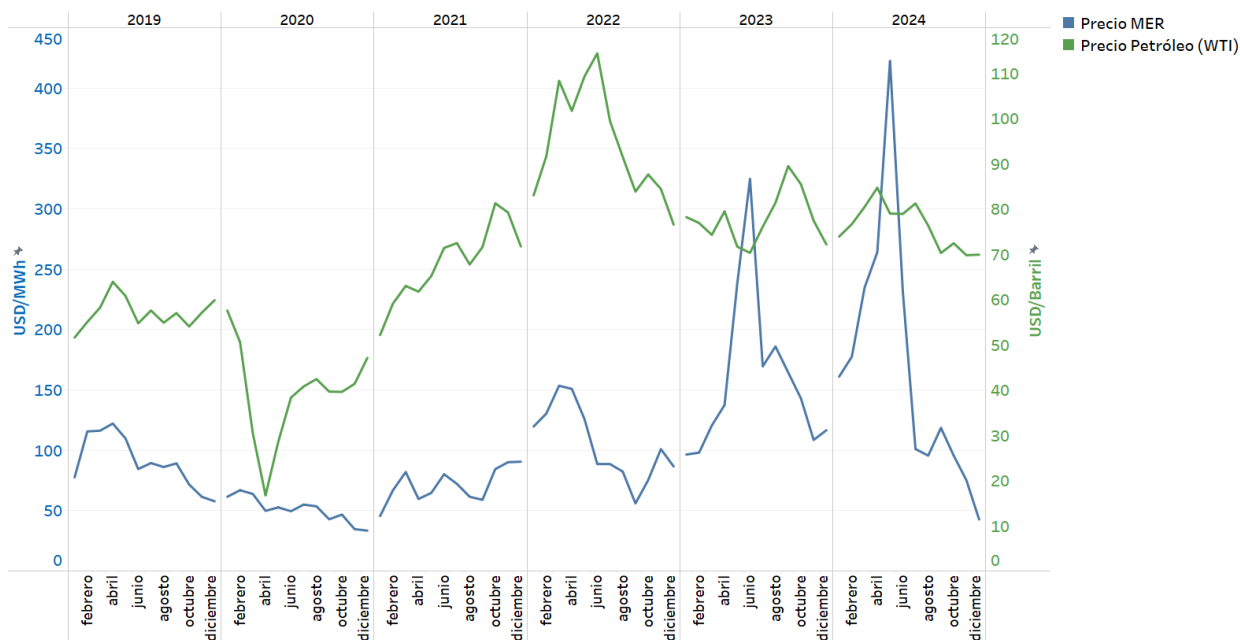
La covarianza mide el grado en que dos variables se mueven conjuntamente. Un valor positivo, como en este caso, señala que cuando una de las variables aumenta, la otra tiende a aumentar también. Sin embargo, este valor no tiene una interpretación absoluta clara, ya que depende de las unidades y escalas de las variables analizadas (USD por barril y USD por MWh, por ejemplo). Por esta razón, para evaluar con mayor precisión la relación entre ambas variables, se utilizó el coeficiente de correlación, el cual estandariza la covarianza y permite interpretarla en una escala común que va de -1 a 1, facilitando la comparación e interpretación del grado de asociación.

En este análisis, se utilizó como referencia el precio del petróleo WTI, dado que es uno de los indicadores más representativos a nivel mundial, debido al elevado volumen de producción petrolera de Estados Unidos. Con base en esta referencia, el coeficiente de correlación entre el precio del petróleo y el precio del MER fue de 0.53, lo que refleja una relación positiva moderada. Esto indica que, si bien existió una relación directa entre ambas variables, esta no fue constante a lo largo del tiempo; en algunos períodos, el incremento en el precio del petróleo estuvo claramente asociado con aumentos en el precio del MER, mientras que en otros momentos dicha relación fue menos evidente.

En conclusión, tanto la covarianza como el coeficiente de correlación evidencian la existencia de una relación entre el precio del petróleo y el precio del MER durante 2024. Si bien esta relación es moderada en términos generales, se vuelve más relevante en períodos de baja disponibilidad de recurso hídrico, cuando una mayor proporción de las ofertas de inyección presentadas al MER provienen de generación térmica basada en combustibles fósiles.

La siguiente figura muestra la evolución del precio del petróleo y del MER a lo largo de 2024, así como durante el período 2019-2023, mostrando una relación moderada, en ciertos periodos, entre ambas variables. En términos generales, los resultados confirman que el precio de la energía en el MER estuvo influenciado por el precio del petróleo, particularmente en situaciones de escasez de generación renovable, donde la generación térmica marginal, dependiente en buena medida de combustibles fósiles

**FIGURA 16. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, EN EL PERÍODO 2019-2024**



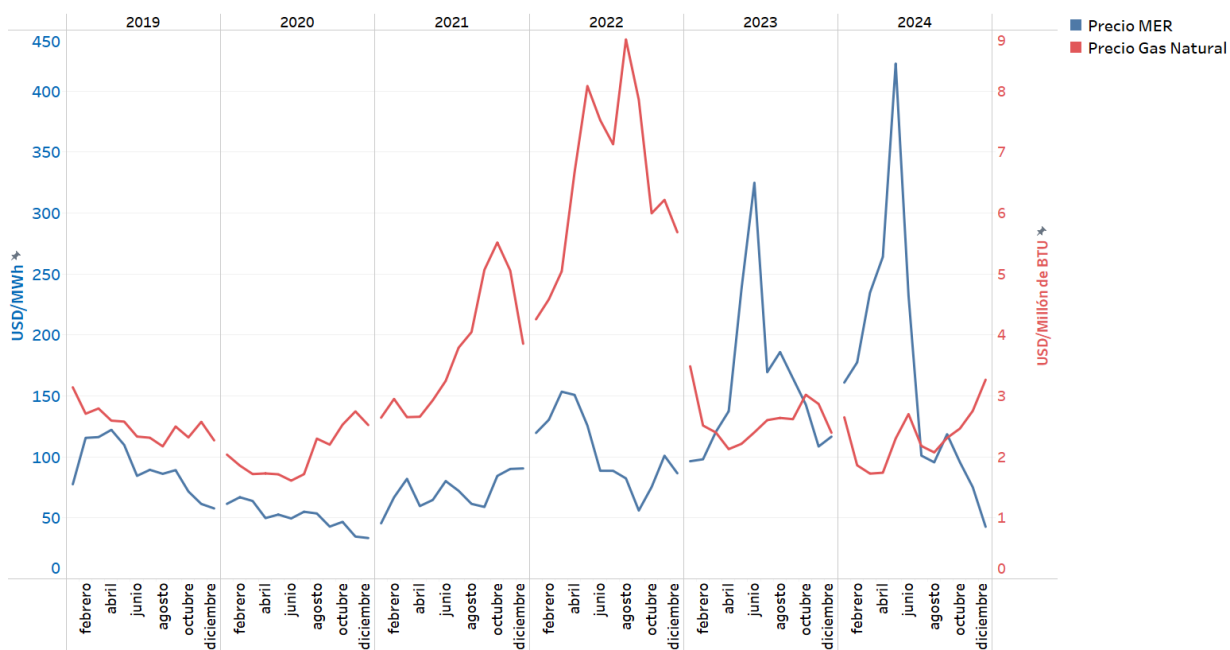
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de la Agencia Internacional de la Energía (EIA).

[www.eia.gov](http://www.eia.gov)

Por su parte, en 2024 la covarianza entre el precio del MER y el precio del gas natural fue negativa (-18.88), lo que sugiere una relación inversa entre ambas variables. En términos generales, esto implica que, cuando los precios del gas natural aumentaron, el precio del MER tendió a disminuir, y viceversa.

Complementando este resultado, el coeficiente de correlación entre ambas variables fue de -0.36, lo que refleja una correlación negativa baja. Esto indica que la relación entre el precio del gas natural y el precio del MER no solo fue débil, sino también insuficiente para ser predictiva o significativa. La siguiente figura muestra el comportamiento del precio del MER y el precio del gas natural durante 2024, así como en el período de 2019 a 2023, proporcionando una visión más clara de esta evaluación.

FIGURA 17. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL MER Y EL PRECIO DEL GAS NATURAL, EN EL PERÍODO 2019-2024



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de FXEMPIRE. [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)

Es importante destacar que, con el crecimiento proyectado de la capacidad instalada de generación a base de gas natural en la región, se espera que en los próximos años la relación entre el precio del MER y el del gas natural sea más directa. Esto se debe a los costos competitivos asociados a la producción de electricidad con este combustible, una tendencia que ya ha comenzado a evidenciarse en los primeros meses de 2025.



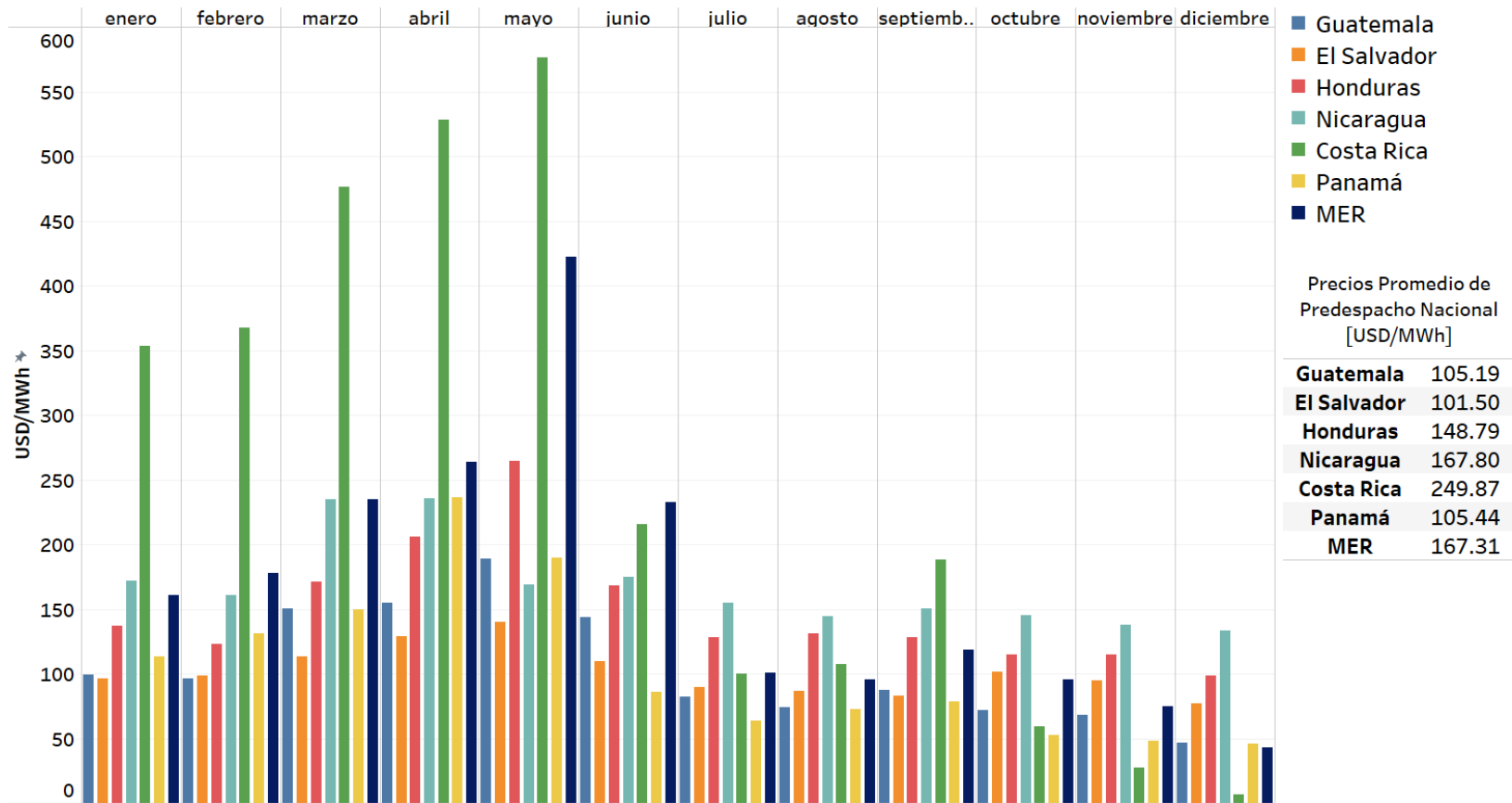
### 5.3. PRECIOS DE LOS MERCADOS NACIONALES

Las siguientes figuras muestran los precios promedio de los mercados nacionales de los países miembros durante el año 2024 (Figura 18), y en el caso de la Figura 19, su evolución histórica en el período comprendido entre 2019 y 2024. Se destaca que, una vez más, los precios más altos se registraron en Costa Rica y Nicaragua.

En el caso de Costa Rica, este comportamiento refleja su continua dependencia de la generación renovable, especialmente en contextos de disponibilidad hídrica limitada. Por su parte, en Nicaragua, los precios elevados se deben a la necesidad de importar energía más económica desde el MER, donde las condiciones de oferta resultan más competitivas en comparación con el mercado local.

Cabe destacar que, en 2024, los precios marginales de los mercados nacionales aumentaron, en promedio, un 7% con respecto al año anterior. Costa Rica presentó el incremento más pronunciado, con un 34 %. Además, los precios más altos se concentraron en los meses de enero a mayo.

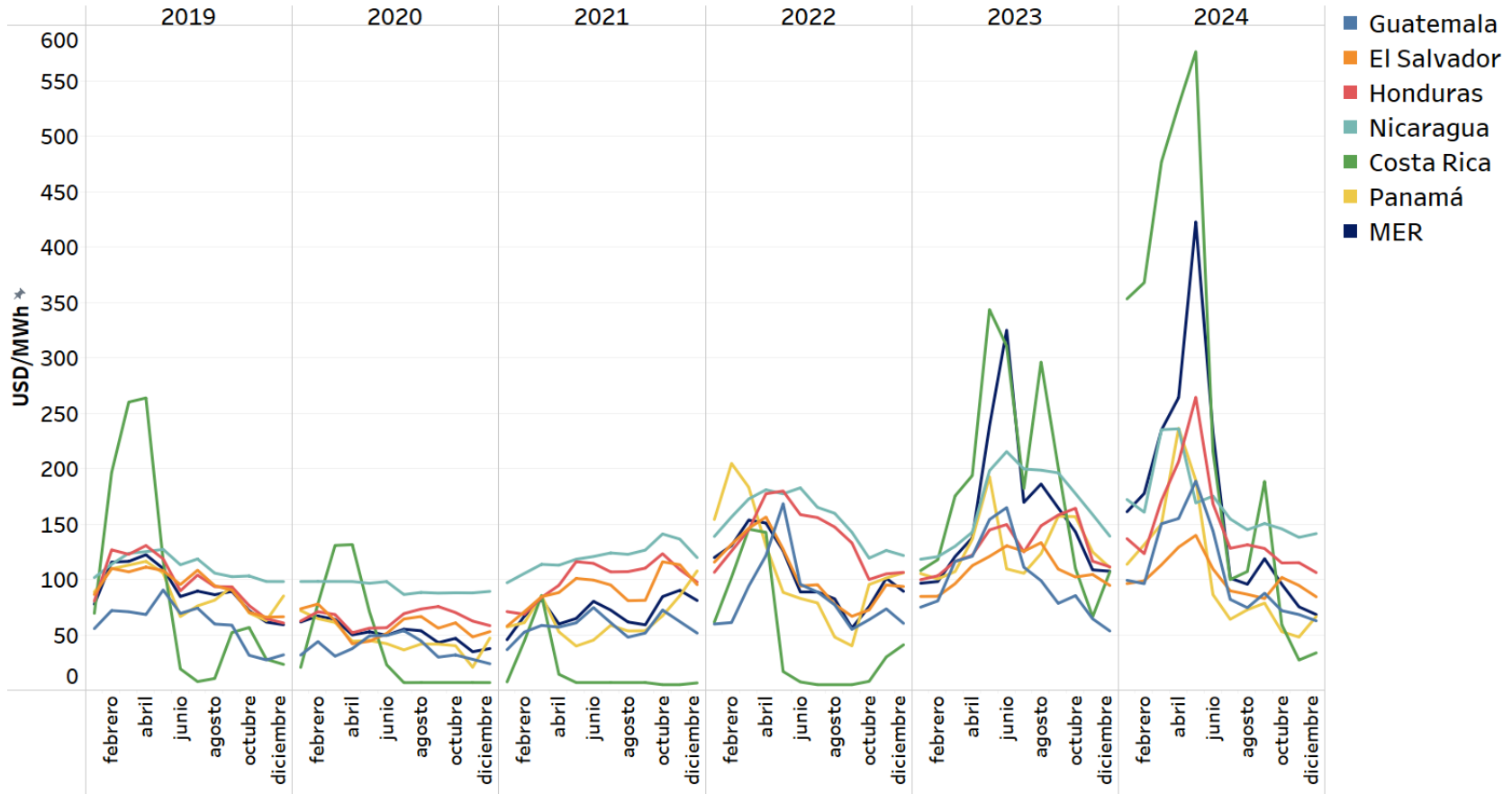
FIGURA 18. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE LOS PREDESPACHOS NACIONALES Y DEL MER EN 2024 (USD/MWh)



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

Como se mencionó anteriormente, la siguiente figura muestra la evolución de los precios promedio de los mercados nacionales desde 2019, resaltando el notable incremento registrado en 2024, incluso superior al de 2023, año en el que también se presentó el fenómeno climático de “El Niño” en la región. En particular, en 2024 se observa que el aumento más significativo en los precios nacionales se produjo durante el primer cuatrimestre y el inicio del segundo. Esto coincide con la transición hacia el final del fenómeno climático mencionado, lo que conllevó un aumento en la disponibilidad de generación renovable en la región.

FIGURA 19. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS PREDESPACHOS NACIONALES Y DEL MER (USD/MWh), EN EL PERÍODO 2019-2024



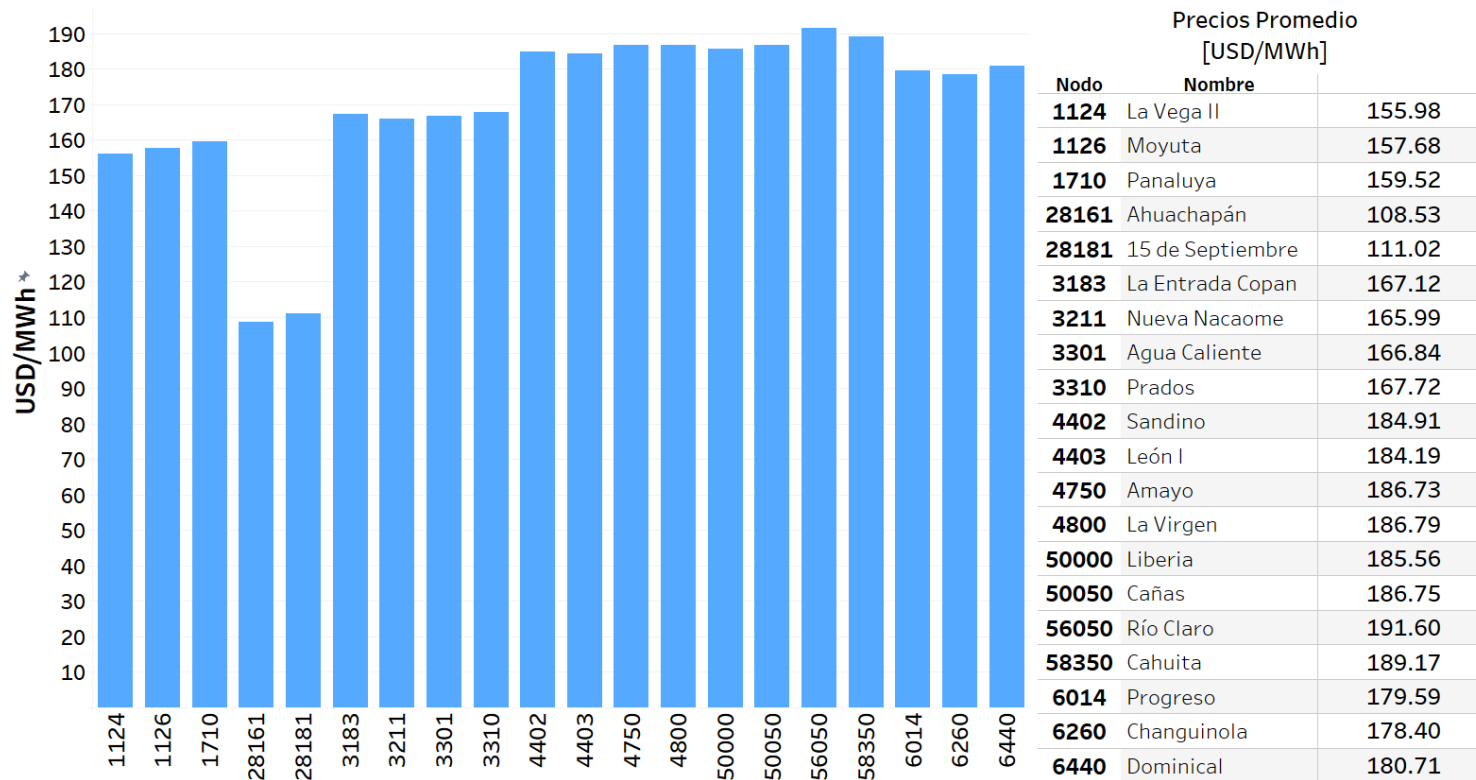
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR e información de los OS/OMS.

#### 5.4. PRECIOS PROMEDIO EN LOS NODOS DE ENLACE

La siguiente figura muestra los precios promedio en los nodos de enlace de la RTR durante 2024. La evaluación de estos precios es de gran importancia, ya que la mayoría de las ofertas de energía en el MER se realizan en dichos nodos.

Estos precios permiten estimar los diferenciales derivados del cálculo de los Costos Variables de Transmisión (CVT) y las rentas de congestión. Cabe destacar que los precios nodales más bajos se registraron en los nodos de enlace de El Salvador, con un promedio de 109.8 USD/MWh, mientras que los más altos se observaron en los nodos de enlace de Costa Rica, con un promedio de 188.3 USD/MWh.

**FIGURA 20. PRECIOS PROMEDIO EN LOS NODOS DE ENLACE EN 2024 (USD/MWH)**



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

## 6. AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER

Al 31 de diciembre de 2024, el número de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER ascendía a 317, lo que representa un incremento de 8 agentes en comparación con el año anterior. La siguiente tabla muestra la distribución de agentes por país miembro y por actividad.

**TABLA 8. AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER, ACTUALIZADOS AL 2024**

País	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	Total
Guatemala	30	3	59	21	<b>113</b>
El Salvador	62	8	13	1	<b>84</b>
Honduras	0	1	1	0	<b>2</b>
Nicaragua	0	6	18	20	<b>44</b>
Costa Rica	0	1	1	0	<b>2</b>
Panamá	0	0	72	0	<b>72</b>
<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>19</b>	<b>164</b>	<b>42</b>	<b>317</b>

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

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

- **Guatemala y El Salvador:** comercializadores, distribuidores, generadores y grandes usuarios.
- **Costa Rica y Honduras:** tienen un agente comprador (distribuidor) y un agente vendedor (generador).
- **Nicaragua:** distribuidores, generadores y grandes usuarios.
- **Panamá:** generadores, además el agente transmisor ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.) puede realizar compras para atender la demanda.

En la siguiente tabla se presenta la evolución de los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, desglosado por país miembro y por año.

**TABLA 9. EVOLUCIÓN DE LOS AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER**

País	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024
Guatemala	100	102	108	109	113	111	111	115	110	113
El Salvador	40	42	47	47	50	68	73	76	83	84
Honduras	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nicaragua	33	33	33	34	34	41	43	43	43	44
Costa Rica	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Panamá	38	38	40	43	51	61	65	70	69	72
<b>Total</b>	<b>215</b>	<b>219</b>	<b>232</b>	<b>237</b>	<b>252</b>	<b>285</b>	<b>296</b>	<b>308</b>	<b>309</b>	<b>317</b>

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

## 6.1. TRANSACCIONES POR AGENTE

Los agentes con mayores volúmenes de energía inyectada al MER en 2024 fueron de Guatemala, El Salvador y Costa Rica:

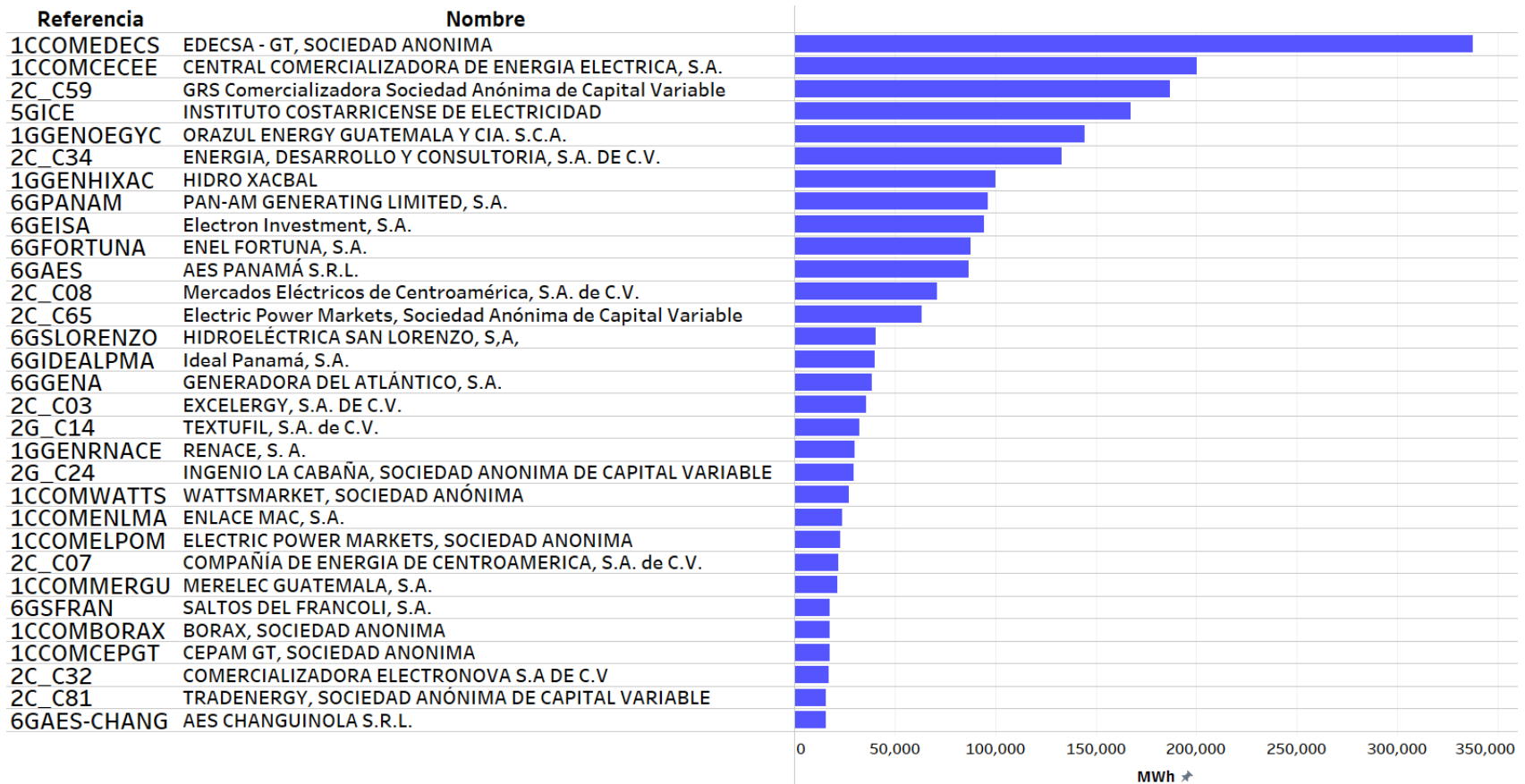
- *EDECSA – GT, SOCIEDAD ANONIMA (ICCOMEDECS)*, de Guatemala, registró un total de 337,548 MWh, representando el 13.90% del total.
- *CENTRAL COMERZIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A. (ICCOMCECEE)*, de Guatemala, registró un total 200,286 MWh, representando el 8.25% del total.
- *GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable (2C\_C59)*, de El Salvador, registró un total de 186,699 MWh, representando el 7.69% del total.
- *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)*, de Costa Rica, registró un total de 167,294 MWh, representando el 6.89% del total.
- *ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. (IGGENOEGYC)*, de Guatemala, registró un total de 144,483 MWh, representando el 5.95% del total.
- *ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V. (2C\_C34)*, de El Salvador, registró un total de 133,063 MWh, representando el 5.48% del total.
- *HIDRO XACBAL (IGGENHIXAC)*, de Guatemala, registró un total 100,027 MWh, representando el 4.12% del total.

Para el caso de los agentes que más energía retiraron del MER en 2024, fueron de Nicaragua, Costa Rica, El Salvador y Honduras:

- *EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA – ENATREL BLUEFIELDS (4DENATRELBLU)*, de Nicaragua, registró un total de 695,545 MWh, representando el 29.42% del total.
- *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)*, de Costa Rica, registró un total de 251,234 MWh, representando el 10.63% del total.
- *DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A. (4DDISNORTE)*, de Nicaragua, registró un total de 194,885 MWh, representando el 8.24% del total.
- *GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable (2C\_C59)*, de El Salvador, registró un total de 187,743 MWh, representando el 7.94% del total.
- *ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V. (2C\_C34)*, de El Salvador, registró un total de 141,899 MWh, representando el 6.00% del total.
- *Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C\_C08)*, de El Salvador, registró un total de 115,142 MWh, representando el 4.87% del total.
- *EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (3DENEE)*, de Honduras, registró un total de 104,810 MWh, representando el 4.43% del total.

Como se muestra en las siguientes figuras, los agentes que mayor volumen de energía inyectaron y retiraron en el MER durante 2024 corresponden a los países miembros con la mayor actividad en estos rubros, siendo Guatemala el principal vendedor y Nicaragua el principal comprador.

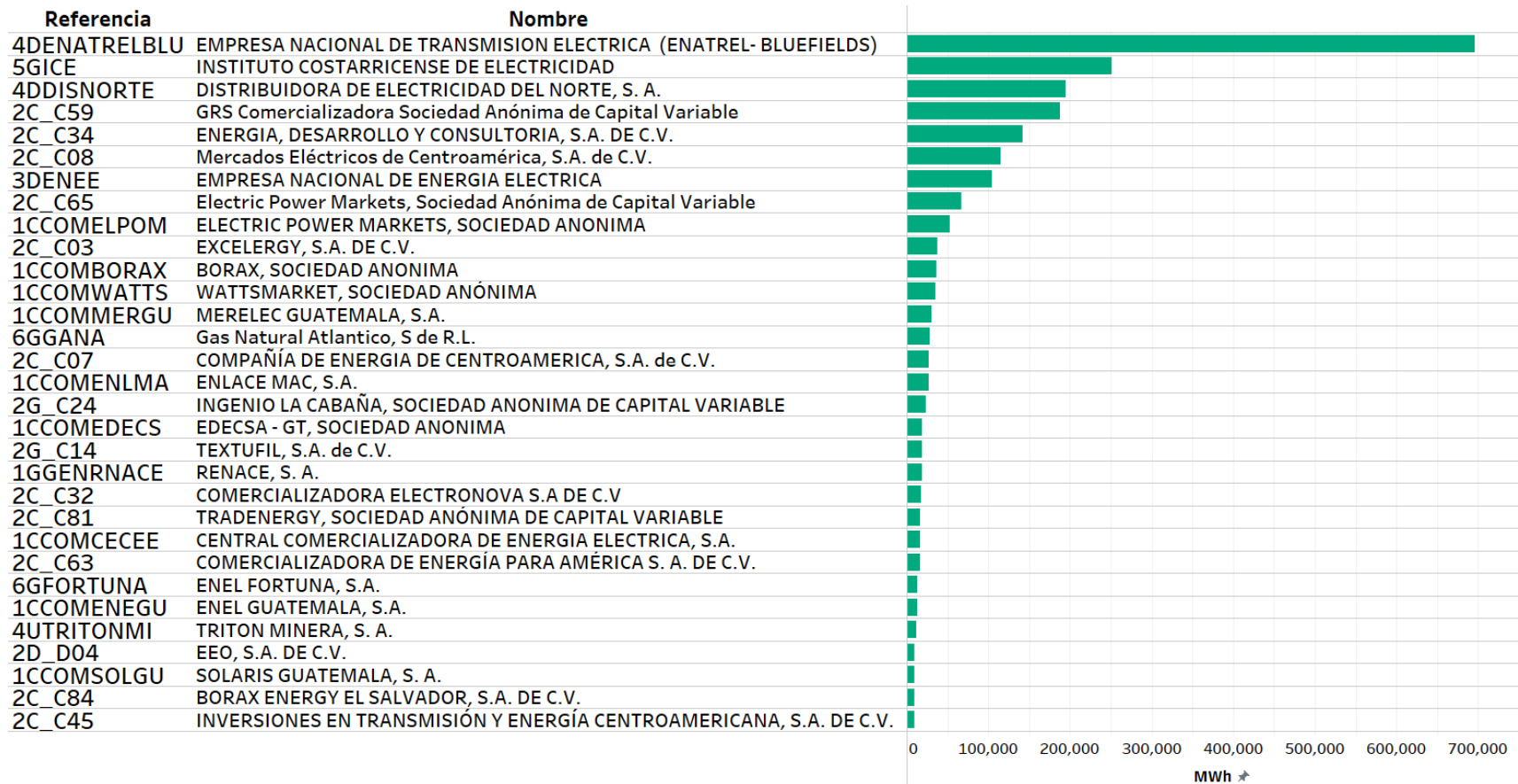
FIGURA 21. PRINCIPALES AGENTES QUE INYECTARON AL MER EN 2024



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



FIGURA 22. PRINCIPALES AGENTES QUE RETIRARON DEL MER EN 2024



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

## 7. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA Y COMPETENCIA EN EL MER

El objetivo de un mercado competitivo es garantizar que ninguno de sus participantes tenga la capacidad de influir en los precios de los bienes o servicios, promoviendo así tarifas justas y eficientes. Sin embargo, el subsector eléctrico presenta características particulares que lo hacen especialmente complejo. La electricidad, en su mayoría, no puede almacenarse en grandes volúmenes y debe ser generada en el momento exacto en que se demanda. Además, la demanda eléctrica es inelástica, lo que significa que los consumidores continúan adquiriéndola incluso cuando los precios son elevados. Esta combinación de factores hace que el sector sea especialmente vulnerable al ejercicio de poder de mercado. Por ello, resulta importante analizar el comportamiento de los agentes que participan en el mercado, a fin de identificar posibles distorsiones y garantizar condiciones de competencia efectivas.

En este contexto, y antes de mencionar los resultados de los indicadores aplicados, es importante introducir brevemente los conceptos teóricos asociados al análisis de eficiencia, competencia y estructura de mercado.

### 7.1. EFICIENCIA DEL MERCADO

Los efectos negativos derivados del funcionamiento desregulado de un mercado se conocen como fallas e ineficiencias, las cuales pueden generar consecuencias no deseadas. Entre las principales fallas de mercado se encuentran las siguientes:

- **Poder de mercado:** Ocurre cuando ciertos participantes tienen la capacidad de influir en los precios debido a una alta concentración en el mercado. Esta situación suele derivar en precios más elevados en comparación con los de un mercado competitivo.
- **Monopolios y falta de competencia:** Se presenta cuando en un país una sola empresa controla la totalidad de los servicios, lo que puede generar transferencias innecesarias o duplicidad de costos.
- **Restricciones en la transmisión de electricidad:** Estas limitaciones pueden dar lugar a mercados aislados, lo que incrementa tanto los precios de la electricidad como los costos de transmisión.
- **Externalidades:** Surgen cuando un participante toma decisiones unilaterales que afectan al mercado, sin considerar el impacto sobre los demás actores.

#### 7.1.1. Índice de Lerner

En los numerales 2.6.6 y 2.6.8 del Libro IV del RMER, relacionados con la supervisión y vigilancia del MER, se establece que el poder de mercado es una de las situaciones en las que la CRIE debe evaluar la aplicación de medidas para mitigar sus efectos adversos. En términos generales, este análisis implica calcular la participación de un agente en el mercado, su capacidad de actuar unilateralmente y su influencia en la fijación de precios.

Según el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, el poder de mercado es un concepto amplio y general que hace referencia a la capacidad de un agente económico para

operar de manera independiente en el mercado. Se considera abusivo cuando un agente impone, directa o indirectamente, precios de compra o venta, o cuando limita la producción con el fin de aumentar los precios.

En este contexto, la CRIE tiene la responsabilidad de garantizar que no se obstaculice la competencia en el mercado, evitando comportamientos independientes y anómalos en el MER. Dada la situación observada que se desprende de la Regulación Regional, se procede a analizar si los precios de inyección ofertados por los distintos agentes en 2024 podrían responder a alguna conducta restrictiva de la competencia.

Para este análisis, la sección de Definiciones del Libro I del RMER establece lo siguiente:

***“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 mide la capacidad de una empresa para fijar su precio por encima del costo marginal, con valores que oscilan entre 0 y 1. Un valor más alto indica un mayor poder de mercado. Expresado matemáticamente, este índice se representa de la siguiente manera:

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

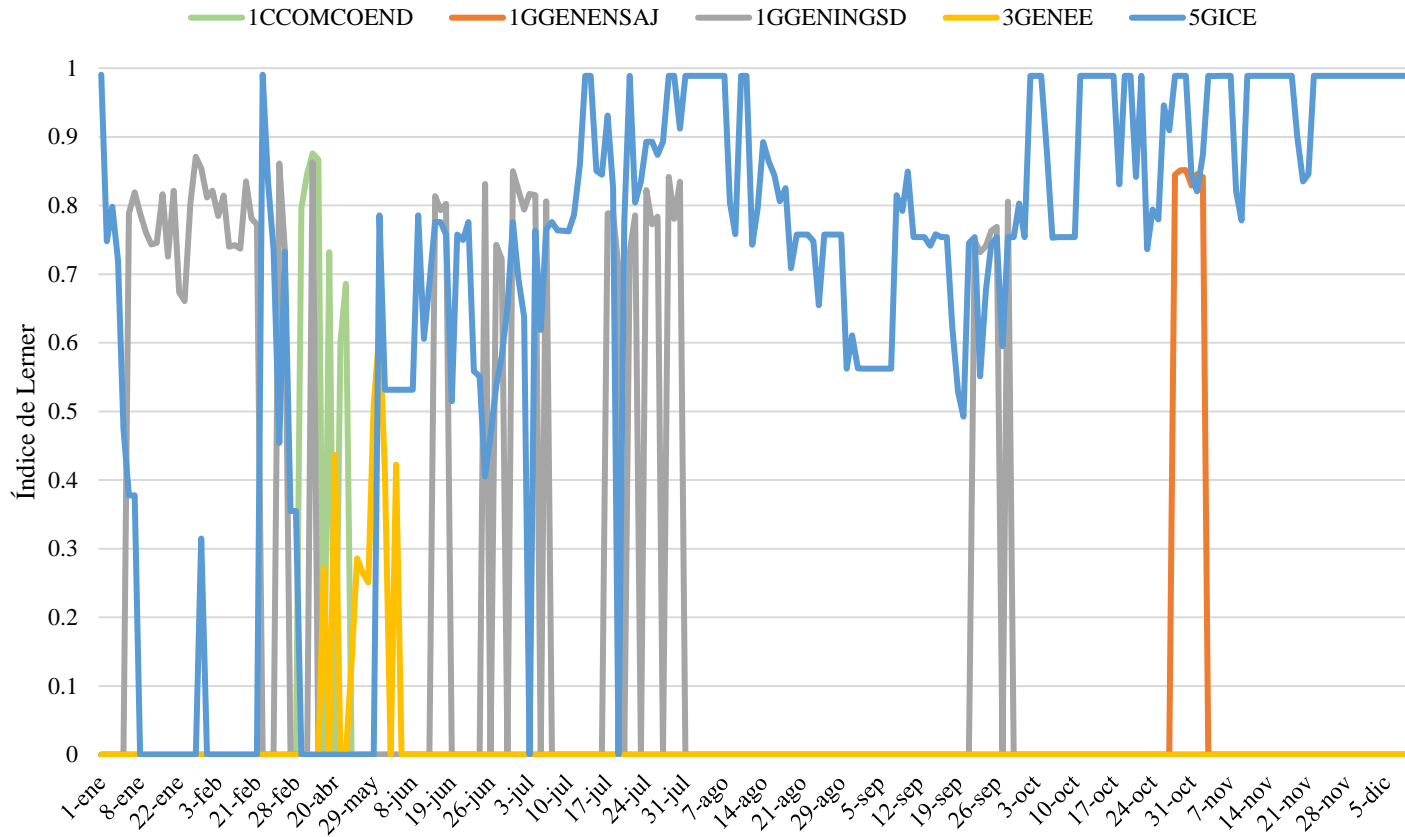
Donde:

- $L$  = Índice de Lerner;
- $P$  = Precio del bien en el mercado;
- $CM_g$  = Costo Marginal del productor más caro que abastece la demanda.

En un mercado de competencia perfecta, una empresa establece su precio igual al costo marginal en el corto plazo ( $P = CM_g$ ), lo que resulta en un índice de Lerner de cero (0), indicando la ausencia de poder de mercado.

Para analizar el poder de mercado de los agentes en 2024, se identificaron aquellos que presentaron las ofertas de inyección con los precios más elevados y, simultáneamente, declararon la mayor cantidad de energía a dichos precios. Este análisis permitió filtrar a los agentes con la mayor posibilidad de ejercer poder de mercado en algún momento del año. La siguiente figura muestra la evolución del índice de Lerner para los cinco agentes cuyas ofertas de inyección estuvieron asociadas a los precios más altos y a los mayores volúmenes de energía declarada en cada día de 2024.

FIGURA 23. ÍNDICE DE LERNER DIARIO EN 2024



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

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Se observa que los agentes *COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO, S.A. (ICCOMCOEND)* y *EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (3GENEE)* solo presentaron ofertas de inyección con precios elevados durante el primer semestre de 2024, lo que resultó en los índices de Lerner promedio más bajos.

Por otro lado, el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)* mostró un índice de Lerner sostenido a lo largo del año, ubicándose como el segundo más alto en 2024. En contraste, los agentes *SAN DIEGO, S.A. (IGGENINGSD)* y *ENERGÍAS SAN JOSÉ, S.A. (IGGENENSAJ)* presentaron un índice de Lerner con un comportamiento más variable y esporádico.

En particular, el índice de Lerner promedio de *ENERGÍAS SAN JOSÉ, S.A. (IGGENENSAJ)* refleja que fue el agente que, en menor cantidad de días, declaró precios elevados en sus ofertas de inyección al MER. Esto influyó en que su índice de Lerner promedio fuera más alto que el de los otros cuatro agentes.

La siguiente tabla muestra el índice de Lerner promedio anual para los cinco agentes analizados.

**TABLA 10. ÍNDICE DE LERNER PROMEDIO EN 2024**

Referencia	Agente	Índice de Lerner
IGGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	0.79
ICCOMCOEND	COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	0.77
IGGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	0.84
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	0.36
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	0.81

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

En este análisis, se identifican tres agentes con un índice de Lerner promedio alto o mayormente sostenido a lo largo del año: *5GICE*, *IGGENENSAJ* y *IGGENINGSD*. Sin embargo, de estos tres, solo *5GICE* tuvo despacho y estableció señales de precios en los nodos de la RTR.

A pesar de ello, la energía despachada por *5GICE* a precios elevados fue baja (0.13 GWh) en comparación con el total de energía transada en el MER durante 2024 (2,732 GWh). Además, como se detalla más adelante, las ofertas de inyección con precios elevados presentadas por este agente han sido justificadas técnica y económicamente, principalmente debido a la disponibilidad de generación en condiciones de escasez y a factores favorables en Costa Rica, dependiendo de la época del año. Por lo tanto, se concluye que, aunque estos agentes presentaron un índice de Lerner promedio alto en 2024, no poseen una capacidad significativa para influir en la fijación de precios en el MER.

La Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE continuará monitoreando este tipo de declaraciones, conforme a lo establecido en el Libro IV del RMER. En caso de detectar

que un agente está ejerciendo poder de mercado, se tomarán las acciones necesarias por parte de esta Comisión.

## 7.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO

Según el numeral 2.8.6 del Libro IV del RMER citado a continuación, esta Comisión llevará a cabo los análisis sobre la estructura del MER necesarios para evaluar la competencia en dicho 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.”.*

En tal sentido, los siguientes factores pueden colocar a un agente en una posición de poder de mercado:

- 1. Participación significativa en el mercado:** Un agente con una cuota de mercado elevada puede influir en los precios a través del ejercicio de poder de mercado. En este sentido, su posición dominante se determina en función de las inyecciones totales de energía a nivel regional.
- 2. Presencia en múltiples países del MER:** Los agentes que poseen o controlan unidades de generación o empresas comercializadoras en varios países pueden incrementar su influencia en el mercado. Por ello, es fundamental evaluar sus participaciones de mercado en toda la región.

El análisis de la cuota de mercado es una primera aproximación para identificar una posible posición dominante. En términos generales, se considera que una participación inferior al 30% – 35% no otorga poder de mercado. Sin embargo, esta métrica por sí sola no es concluyente, por lo que deben evaluarse otros factores como el número de agentes, estructura de precios, tecnologías empleadas y ubicación geográfica, entre otros.

Según la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), una empresa cuya participación de mercado sea inferior al 20% en cada período analizado no se considera dominante. Por el contrario, si este indicador supera el 20%, puede existir evidencia de una posición de poder en el mercado.

Para complementar este análisis, se calculan diversos indicadores de concentración, los cuales se detallan a continuación:

#### 7.2.1. Índice Herfindahl – Hirschman (IHH)

Se define como un índice que mide el grado de concentración del mercado, calculado como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de las “*n*” empresas que lo conforman. Este índice se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

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

Donde:

- $S_i$  es la participación porcentual de cada empresa “*i*” dentro del mercado.
- $N$  es el número total de empresas.

Las instituciones responsables de regular la competencia en los mercados de Estados Unidos emplean los siguientes rangos para determinar el nivel de concentración del mercado:

- “*Desconcentradas*” ( $IHH < 1,000$ )
- “*Moderadamente concentradas*” ( $1,000 \leq IHH \leq 1,800$ )
- “*Altamente concentradas*” ( $IHH > 1,800$ )

Al analizar el índice IHH, es fundamental considerar la complejidad del mercado eléctrico, incluyendo factores como la inelasticidad de la demanda, el tipo de competencia, la estructura de los contratos y el alcance geográfico del mercado, entre otros. Para el análisis de las empresas en el MER, se tomaron en cuenta aquellas con mayor participación, es decir, las que registraron los mayores volúmenes de ventas o inyecciones de energía.

#### 7.2.2. Coeficientes de Concentración C4 Y C8

Se busca fomentar la competencia entre las empresas de un mercado mediante una estructura eficiente. Este concepto se analiza comúnmente en estudios económicos y su cálculo se basa en ratios o ponderaciones en función del tamaño total del sector.

Los índices más utilizados son el C4 y el C8, los cuales miden la concentración del mercado comparando la participación de las cuatro y ocho empresas más grandes con el resto del sector o subsector.

Para este análisis, las empresas se ordenan de mayor a menor según su participación o porcentaje de mercado. En particular, se considera la suma de la participación porcentual de los cuatro y ocho agentes que inyectaron el mayor volumen de energía al MER durante el período de estudio.

- **C4: Coeficiente de concentración de las cuatro empresas más grandes**

$$C4 = \frac{S_1 + S_2 + S_3 + S_4}{T}$$

Donde:

- $S_1 + S_2 + S_3 + S_4$  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  $25\% \leq C4 \leq 60\%$ , el conjunto de empresas se encuentra moderadamente concentrado;
- Si  $C4 > 60\%$ , el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado.

Por lo tanto, un coeficiente  $C4$  superior al 60% indica una alta concentración de mercado, lo que corresponde a una estructura oligopólica.

- **C8: Coeficiente de concentración de las ocho empresas más grandes**

$$C8 = \frac{S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8}{T}$$

Donde:

- $S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8$  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  $25\% \leq C8 \leq 60\%$ , el conjunto de empresas se encuentra moderadamente concentrado;
- Si  $C8 > 60\%$ , el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado.

Si las principales empresas de un mercado acumulan una participación conjunta demasiado alta, podrían llegar a acuerdos no manifiestos sobre precios o segmentación del mercado.



### 7.2.3. Resultados de Concentración de Mercado en 2024

En 2024, el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) registró un valor de **452.47**, lo que indica que, según los criterios basados en este índice, el mercado no presenta una concentración significativa.

Por otro lado, la Cuota de Mercado de los cuatro principales participantes (C4) fue del **31.98%**, mientras que la de los ocho principales (C8) alcanzó el **49.48%**, lo que señala un nivel de concentración moderado.

El valor de C4 sugiere que las cuatro principales empresas tienen una participación relativamente baja en el mercado total, reflejando una distribución más equitativa. Sin embargo, C8 revela que las ocho principales empresas poseen una participación más significativa, lo que indica que la concentración del mercado es más notable cuando se consideran un mayor número de agentes.

La diferencia entre C4 y C8 sugiere que, aunque las cuatro mayores empresas no dominan el mercado, existe un grupo más amplio de compañías que contribuyen a la concentración general. En otras palabras, la concentración del mercado se hace más evidente al incluir un número mayor de participantes en el análisis.

En conclusión, aunque en 2024 el mercado mostró un nivel de concentración moderado, es fundamental continuar monitoreando el comportamiento de los agentes en el MER y tomar medidas en caso de detectar una concentración excesiva.

La siguiente tabla resume los principales indicadores de concentración de mercado. Para un desglose detallado del cálculo por agente en 2024, se puede consultar el Anexo del presente informe.

TABLA 11. ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER EN 2024

No.	Agente	País	Energía Inyectada [MWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
1	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	Guatemala	338,192	12.38	153.23
2	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	Guatemala	204,244	7.48	55.89
3	GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable	El Salvador	186,786	6.84	46.74
4	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	Guatemala	144,487	5.29	27.97
5	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	El Salvador	137,233	5.02	25.23
6	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	132,440	4.85	23.50
7	Electron Investment, S.A.	Panamá	108,288	3.96	15.71
8	HIDRO XACBAL	Guatemala	100,027	3.66	13.40
9	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	Panamá	98,830	3.62	13.09
10	ENEL FORTUNA, S.A.	Panamá	91,781	3.36	11.29
11	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.	El Salvador	89,432	3.27	10.71
12	AES PANAMÁ S.R.L.	Panamá	87,442	3.20	10.24
13	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	El Salvador	73,911	2.71	7.32
14	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	El Salvador	63,532	2.33	5.41
15	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A,	Panamá	54,029	1.98	3.91
	<b>Subtotal</b>		1,910,655	69.93	
	<b>Resto</b>		821,459	30.07	
	<b>Total</b>		2,732,115	100	
	<b>IHH</b>		452.47		
	<b>C4 [%]</b>		31.98		
	<b>C8 [%]</b>		49.48		

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

7.2.4. Evolución de dos Índices de Concentración IHH, C4 Y C8

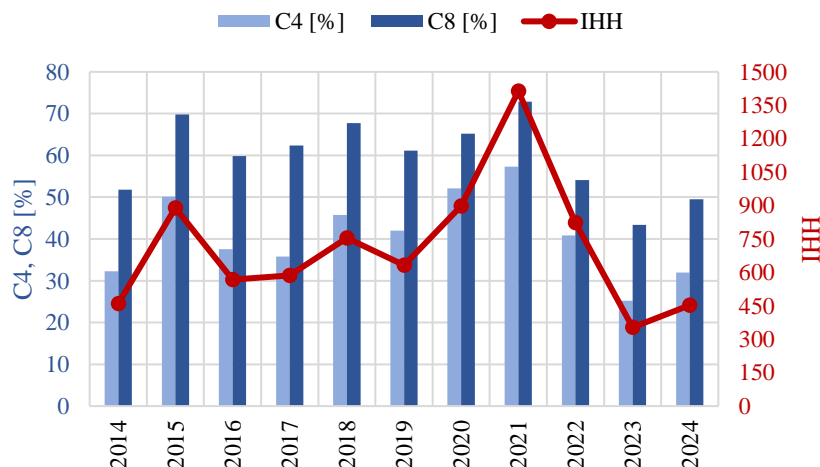
La evolución de los índices de concentración entre 2014 y 2024 muestra un crecimiento sostenido hasta 2021, seguido de una disminución que alcanza su punto más bajo en 2023. La baja concentración en ese año se debe a la limitada oferta de los agentes, influenciada por el fenómeno climático de “El Niño”. En 2024, aunque dicho fenómeno climático volvió a presentarse y los índices de concentración permanecieron bajos, se observa un ligero aumento en comparación con el año anterior. A continuación, se presenta un resumen anual en la tabla y la figura siguientes.

**TABLA 12. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN, EN EL PERÍODO 2014-2024**

Año	IHH	C4 [%]	C8 [%]
2014	460.64	32.26	51.83
2015	890.09	50.10	69.79
2016	568.34	37.56	59.86
2017	587.05	35.76	62.40
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
2024	452.47	31.98	49.48

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

**FIGURA 24. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN, EN EL PERÍODO 2014-2024**



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

### 7.3. COMPETENCIA EN EL MER

La CRIE, en el marco de sus funciones de supervisión y vigilancia del MER, conforme a lo dispuesto en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, lleva a cabo procedimientos destinados a supervisar y vigilar las actividades en dicho mercado, así como la conducta de los agentes, los OS/OMS y el EOR. Estos procedimientos permiten identificar, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.1 del Libro IV del RMER, lo siguiente:

“(…)

- (a) El cumplimiento o conformidad con la Regulación Regional*
- (b) conductas anómalas o inapropiadas, incluyendo, pero sin limitarse a comportamientos unilaterales o interdependientes que resulten en posibles abusos de poder de mercado o en comportamientos anticompetitivos o especulativos;*
- (c) defectos y otras ineficiencias de la Regulación Regional, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;*
- (d) fallas en el diseño y la estructura del MER, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;*
- (e) acciones correctivas que deberán tomarse para mitigar las conductas, defectos, fallas e ineficiencias mencionadas anteriormente.”.*

En el marco de estos procedimientos, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 2.2 del Libro IV del RMER, elaboró informes cuatrimestrales y mensuales durante 2024, además del presente informe anual. Estos informes se realizaron con el fin de detallar principalmente las diversas actividades de vigilancia y evaluación del mercado realizadas en cada período precedente, incluyendo el análisis del comportamiento de los agentes, con base en lo establecido en el numeral 2.8.7 del Libro IV del RMER.

Del análisis del comportamiento de los agentes en 2024, se identificaron casos en los que agentes ofrecieron inyecciones de oportunidad asociadas a Contratos Firmes (CF) a 0 USD/MWh, mientras que en otros casos las ofertas de inyección en el MOR mostraron precios elevados. En cumplimiento de lo establecido en el literal i) del numeral 1.5.2.2 del Libro I del RMER y en el numeral 2.2.7 del Libro IV del RMER, complementados por los numerales 2.1.1 y 2.2.1 del mismo libro, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE solicitó a los respectivos agentes las justificaciones técnico-económicas que sustentaron dichos precios.

Las respuestas proporcionadas por los agentes involucrados han sido evaluadas y analizadas de manera integral, resaltando principalmente la importancia de aplicar buenas prácticas en la supervisión y vigilancia de su conducta en el mercado. Esto contribuye al cumplimiento de los objetivos de la CRIE, en concordancia con el artículo 22 del Tratado Marco, labor que

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

es llevada a cabo en todo momento por la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de esta Comisión.

Al respecto, se analizaron dos casos específicos dentro del horizonte de estudio. Estos casos fueron los siguientes:

- Ofertas de Oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a CF de inyección.
- Ofertas de Oportunidad de inyección con precios elevados en el MOR.

El análisis de cada caso se llevó a cabo conforme a lo establecido en el capítulo 2 del Libro IV del RMER. Para los dos casos, fue necesario solicitar información a los agentes involucrados, en cumplimiento de lo dispuesto en el literal i) del numeral 1.5.2.2 del Libro I del RMER y en el numeral 2.2.7 del Libro IV del RMER. Esta solicitud tuvo como propósito obtener las justificaciones técnico-económicas que respaldaron las declaraciones de precios presentadas.

**TABLA 13. AGENTES QUE PRESENTARON OFERTAS DE OPORTUNIDAD CON PRECIOS DE 0 USD/MWH ASOCIADAS A CF DE INYECCIÓN EN 2024**

Referencia	Nombre	Energía Declarada y Despachada [MWh]
1CCOMCEEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	181,259.53
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	10,648.69
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	8,371.59
6GSFRAN	SALTOS DEL FRANCOLI, S.A.	6,896.60
1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	3,505.31
6GDESHIDCORP	DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	3,164.95
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	2,806.00
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	1,676.05
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.	1,176.75
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	175.75
1CCOMVIELG	VITOL ELECTRICIDAD DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANONIMA	165.76
1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	114.00
6GAES	AES PANAMÁ S.R.L.	56.45
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA	1.58

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

**TABLA 14. AGENTES QUE PRESENTARON OFERTAS DE INYECCIÓN CON PRECIOS ELEVADOS EN EL MOR EN 2024**

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	436,980.00	129.12	579.41	628.50
1GGENINGS	SAN DIEGO, S. A.	4,148.26	-	706.90	1,000.00
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	492.00	-	441.63	600.00
1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	238.00	-	400.00	400.00
1CCOMCOEND	COMERCIALIZADORA DE ENERGIA PARA EL DESARROLLO, S. A.	93.74	-	441.88	444.00
1GGENCEAIG	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	67.28	-	400.00	400.00
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	39.18	-	415.92	450.00
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA	17.03	-	405.14	407.20
1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	7.49	-	436.67	450.00
1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	1.29	-	400.00	400.00
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA	0.07	-	1,128.61	1,128.61

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

En el caso de las ofertas de oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a CF de inyección, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE envió veinte (20) notas a los agentes involucrados, con el fin de solicitar las justificaciones técnico-económicas que respaldaron los precios declarados.

Por otra parte, las ofertas de inyección con precios elevados en el MOR, requirió que la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE enviara a los agentes involucrados, seis (6) notas también para solicitar las justificaciones técnico-económicas que respaldaron la decisión de declarar precios elevados.

A continuación, se detallan las referencias de las notas enviadas por la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE a los agentes involucrados:

**TABLA 15. NOTAS ENVIADAS EN CASOS DE PRECIOS DE 0 USD/MWH ASOCIADOS A CF DE INYECCIÓN**

No.	Agentes	Notas enviadas
1	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A. (1CCOMCECEE)	CRIE-SV-41-2024, CRIE-SV-03-2025
2	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA (1CCOMCEPGT)	CRIE-SV-42-2024
3	ION ENERGY, S.A. (1CCOMIONEN)	CRIE-SV-43-2024, CRIE-SV-05-2025
4	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A. (1GGENALENR)	CRIE-SV-44-2024, CRIE-SV-06-2025
5	RENACE, S. A. (1GGENRNACE)	CRIE-SV-45-2024, CRIE-SV-10-2025
6	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)	CRIE-SV-46-2024, CRIE-SV-11-2025
7	ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU)	CRIE-SV-04-2025
8	ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (1GGENENSAJ)	CRIE-SV-07-2025
9	SAN DIEGO, S. A. (1GGENINGSD)	CRIE-SV-08-2025
10	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. (1GGENOEGYC)	CRIE-SV-09-2025
11	AES PANAMÁ S.R.L. (6GAES)	CRIE-SV-12-2025
12	DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP. (6GDESHIDCORP)	CRIE-SV-13-2025
13	ENEL FORTUNA, S.A. (6GFORTUNA)	CRIE-SV-14-2025
14	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A. (6GGENA)	CRIE-SV-15-2025
15	SALTOS DEL FRANCOLI, S.A. (6GSFRAN)	CRIE-SV-16-2025

Fuente: Elaboración propia.

**TABLA 16. NOTAS ENVIADAS EN CASOS DE PRECIOS ELEVADOS EN EL MOR**

No.	Agentes	Notas enviadas
1	SAN DIEGO, S. A. (1GGENINGSD)	CRIE-SV-37-2024
2	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A. (1GGENCEAIG)	CRIE-SV-38-2024
3	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (3GENEE)	CRIE-SV-39-2024
4	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)	CRIE-SV-40-2024, CRIE-SV-18-2025
5	ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (1GGENENSAJ)	CRIE-SV-17-2025

Fuente: Elaboración propia.

### 7.3.1. Análisis relacionado con las Ofertas de Oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a CF de inyección

Tras la revisión de las respuestas enviadas por los agentes involucrados en la declaración de ofertas de oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociados a los CF de inyección, se identificaron varios aspectos relevantes que fueron objeto de análisis, entre los cuales destacan los siguientes:

- Error humano en la declaración de las ofertas.
- Falta de garantía para realizar transacciones de oportunidad.
- Riesgos financieros y fiscales asociados.
- Volatilidad de precios asociados.

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

- Declaraciones sin justificación suficiente.

Es importante señalar que, excepto en el caso en que se detectó un error humano en la declaración, los aspectos relevantes observados buscaban priorizar el despacho de los CF mediante generación local, en lugar de hacerlo a través de ofertas de oportunidad del MER.

A continuación, se detallan los principales argumentos presentados por los agentes involucrados para cada uno de los aspectos identificados:

**TABLA 17. ERROR HUMANO EN LA DECLARACIÓN DE LAS OFERTAS**

Agente	Argumento
<b>CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA (1CCOMCEPGT)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “(...) apegado a los lineamientos establecidos quiero manifestar que la operación del día 19/06/2024 en el periodo de la hora 21, por error humano se oferto un valor de US\$0.00, ya que la instrucción que se tenía fue inyectar las 24hrs y en el proceso no se visualizo que el valor estaba erróneo.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por el agente respectivo.

**TABLA 18. FALTA DE GARANTÍA PARA REALIZAR TRANSACCIONES DE OPORTUNIDAD**

Agentes	Argumentos
<b>ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Durante el mes de enero 2025 se hicieron transacciones de exportación de energía de Guatemala a Nicaragua producto de la subasta de A2501. Acorde los incisos d y e, Enel Guatemala actualmente tiene constituido una garantía por arriba del mínimo necesario para realizar transacciones en el MER, pero actualmente no lo suficientemente grande para hacer frente a las transacciones de flexibilización con volúmenes acorde a lo ganado en la subasta A2501, derivado de actualización de permisos y gestiones internas.”</li> <li>• “Actualmente se está gestionando un aumento significativo de dicha garantía para poder iniciar con la declaración de flexibilización para dicho contrato. Sin embargo se declaran a precios de flexibilización bajos para exportar la energía desde el mercado Guatemalteco y mantener activa la transacción de exportación acorde a nuestros compromisos comerciales.”</li> </ul>
<b>GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A. (6GGENA)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “El numeral 1.3.4 Contratos Firmes, específicamente el punto 1.3.4.3 Coordinación de la información del libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) punto c, establece que la parte vendedora a través de su OS/OM, hará ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional como mínimo por un valor igual a la energía requerida por el comprador, por lo que 6GGENA ha cumplido con dicho apartado presentando una oferta de energía de flexibilización, indicando que su valor de compra es de cero debido a que se buscaba viabilizar el derecho firme, tomando en cuenta que en la fecha observada en la nota, 6GGENA contaba con poca garantía para respaldar las obligaciones de pago en el MER, lo cual le impedía realizar operaciones de flexibilidad, situación que ha cambiado a partir del 16 de enero de 2025, fecha en donde procedimos a incrementar nuestra garantía y a ejecutar compras en el MER.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.



**TABLA 19. RIESGOS FINANCIEROS Y FISCALES ASOCIADOS**

Agentes	Argumentos
<b>ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. (IGGENOEGYC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “(...) debido a que Orazul Energy Guatemala y Cia. S.C.A. es un agente generador y un acreedor neto del Sistema Eléctrico Guatemalteco no necesita colocar una garantía monetaria adicional ante el operador del mercado de Guatemala para poder exportar; en cambio si lo hace desde una flexibilización en el MER si necesita colocar garantías adicionales, lo cual tiene un costo financiero hundido que de momento la empresa no considera financieramente eficiente realizarlo. Debido a ello decidimos que la energía exportada salga de Guatemala y por ende ponemos los precios de flexibilización buscando que la energía salga de Guatemala.”</li> </ul>
<b>ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (IGGENENSAJ)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Requisitos Fiscales: Adicionalmente, se debe considerar la componente asociada a las declaraciones y la documentación exigida por la entidad encargada de la recaudación fiscal en Guatemala. La flexibilización de la energía conlleva consecuencias financieras que afectan la rentabilidad de las transacciones regionales realizadas por la empresa, ya que se puede incurrir en sobrecostos no reconocidos.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

**TABLA 20. VOLATILIDAD DE PRECIOS ASOCIADOS**

Agentes	Argumentos
<b>RENACE, S. A. (IGGENRNACE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Por este medio nos permitimos indicar que la principal razón, por la cual, dichas ofertas han sido operadas bajo ese esquema, es que se busca priorizar el despacho desde el mercado guatemalteco, puesto que históricamente los precios del mercado guatemalteco han sido mucho más competitivos, (...)”</li> <li>• “En la gráfica anterior tenemos el precio ex ante vs los costos de GT, y si bien estos costos son variables y dependen de cada agente, la regla general es que el precio ex ante, tiende a ser mayor.”</li> <li>• “Así mismo, aprovechamos a recordar que las condiciones económicas que utiliza cada agente para evaluar sus ofertas, dependen de las características y estructura del mercado donde operan, así como del rol que juegue este agente en el momento de operación.”</li> </ul>
<b>ION ENERGY, S.A. (ICCOMIONEN)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Por este medio nos permitimos indicar que la principal razón por la cual, dichas ofertas han sido operadas bajo ese esquema, es que se busca priorizar el despacho desde el mercado guatemalteco, puesto que históricamente los precios del mercado guatemalteco han sido mucho más competitivos, (...)”</li> <li>• “En esta grafica tenemos el precio ex ante vs los costos de GT, y si bien estos costos son variables y dependen de cada agente, la regla general es que el precio ex ante, tiende a ser mayor.”</li> <li>• “Así mismo, aprovechamos a recordar que las condiciones económicas que utiliza cada agente para evaluar sus ofertas, dependen de las características y estructura del mercado donde operan, así como del rol que juegue este agente en el momento de operación.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

Continuación de tabla 20

Agentes	Argumentos
<p><b>ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A. (1GGENALENR)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>“Tomando en cuenta que mi representada posee plantas de generación hidroeléctrica con costos de producción correspondientes a dicha tecnología y considerando que durante el período consultado existía riesgo de imposibilidad de exportación de energía por la declaración del estado de emergencia del sistema eléctrico de Guatemala por parte del Ministerio de Energía y Minas, el precio de las ofertas de oportunidad de los contratos indicados buscaban evitar la posibilidad de flexibilizar la energía, toda vez que el precio ex ante en dichas fechas era mayor que la expectativa nuestro costo de suministro local.”</i></li> <li>• <i>“Tomando en cuenta que mi representada posee plantas de generación hidroeléctrica con costos de producción correspondientes a dicha tecnología, el precio de las ofertas de oportunidad de los contratos indicados buscaba minimizar el costo de suministro de estos.”</i></li> </ul>
<p><b>INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>“Para las fechas indicadas de julio y agosto, el ICE declaró CF de inyección al MER con ofertas de generación proveniente de recursos renovables, principalmente en horas de la madrugada donde existía riesgo de vertimiento y baja demanda nacional. Por tal motivo la oferta de flexibilidad en el MOR con precio 0 lo que indicaba era el interés del ICE de que se ejecutara el CF y no desplazar dicha generación con ofertas en el MOR.”</i></li> <li>• <i>“Para las fechas indicadas de noviembre y diciembre, el ICE declaró CF de inyección al MER con ofertas de generación proveniente de recursos renovables, en donde existía riesgo de vertimiento y baja demanda nacional. Por tal motivo la oferta de flexibilidad en el MOR con precio US\$0.00/MWh, lo que indicaba era el interés del ICE de que se ejecutara el CF y no desplazar dicha generación con ofertas en el MOR.”</i></li> <li>• <i>“Cuando por la inestabilidad del clima, principalmente en los periodos de transición de estación seca a húmeda y viceversa, exista el riesgo de tener que suplir el CF de inyección con recursos de generación de fuentes térmicas, el ICE puede valorar hacer ofertas de flexibilidad en el MOR para sustituir la generación local.”</i></li> <li>• <i>“A partir de las evidencias presentadas, se concluye que el ICE complementa la declaración de los CF de inyección a partir de fuentes de generación renovables, con ofertas de flexibilidad en el MOR, basándose en la normativa regional y teniendo en cuenta la aversión al riesgo implícita, así como las condiciones específicas del sistema de generación y las condiciones climáticas, tanto actuales como pronosticadas para el futuro inmediato.”</i></li> </ul>
<p><b>ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>“Para el mes de noviembre y diciembre, en los días y horas donde se realizó la transacción, se puede observar en las gráficas que el promedio de precio spot en Guatemala acorde al predespacho del AMM estuvo por debajo de los precios ex antes. Como agente regional pensando en la optimización de las transacciones se buscó exportar con el precio más eficiente asociada a la energía excedente proveniente de las plantas de Enel (acorde a lo indicado en el inciso f). Es por ello que se realizó la declaración con precios ex antes de flexibilidad bajos para que dicha energía se abasteciera del mercado eléctrico guatemalteco.”</i></li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

Continuación de tabla 20

Agentes	Argumentos
<p><b>ENEL FORTUNA, S.A. (6GFORTUNA)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Al aproximarse las fechas de fin de año. El 23 de diciembre, el IMHPA (Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá) publicó el “Pronóstico Semanal de Aportes”, Semana No. 52. Donde se menciona que para la Cuenca 108 del Río Chiriquí (donde se encuentra el embalse de Fortuna), pronosticaban un aporte de caudal por encima de la media móvil para la mayoría de las centrales hidroeléctricas que son abastecidas por la misma cuenca. El incremento en los caudales de la central Fortuna reflejó una tendencia muy similar al pronóstico del IMHPA. Que nos colocaba en un posible riesgo de verter en los días subsecuentes. Esto llevó a que Enel Fortuna buscara utilizar una mayor cantidad de energía apalancada en el mercado local durante los primeros siete (7) días del año. De lo contrario este recurso tendría una alta probabilidad de pérdida. Para poderlos instrumentar y poder utilizar dicho recurso existente en Fortuna y optimizar el costo de la comercialización de nuestra energía se utilizó la energía de Panamá.”</li> </ul>
<p><b>ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (1GGENENSAJ)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Mantenimiento Programado: La central generadora San José estuvo sujeta a un mantenimiento mayor programado durante los meses de noviembre y diciembre de 2024. Esta condición operativa tuvo un impacto directo en la oferta de precios a la contraparte, la cual se ajustó en función del precio SPOT nacional, teniendo en cuenta la volatilidad de los precios ex-ante en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Por lo tanto, la oferta no pudo estar sujeta a las condiciones del MER.”</li> </ul>
<p><b>SAN DIEGO, S. A. (1GGENINGSJ)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Como parte del procedimiento establecido por San Diego, S.A. para la declaración de ofertas de flexibilidad asociadas a la inyección de Contratos Firmes al MER, se establece un precio de flexibilización determinado conforme a la siguiente fórmula: (...)”</li> <li>• “(...) los precios de las ofertas de flexibilidad asociadas a la inyección de Contratos Firmes al MER, para los cuales se solicita aclaración, han sido determinados conforme al procedimiento establecido. Dado que nuestro POE previsto para las horas en cuestión es inferior a US\$5.00/MWh, se procedió a declarar el precio de flexibilización del cual se solicita aclaración. Cabe destacar que los precios previstos por San Diego, S.A. se cumplieron en gran parte de las horas mencionadas.”</li> <li>• “(...) este mismo procedimiento ha sido aplicado de manera consistente durante todo el mes de enero y en los días transcurridos hasta la fecha de febrero. Parte de esto se puede observar en la siguiente tabla, donde también se destaca que en el día 03/01/2025, además de los precios de los cuales se solicita aclaración, existen ofertas con precios de flexibilización de US\$50.00/MWh.”</li> </ul>
<p><b>AES PANAMÁ S.R.L. (6GAES)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “(...) entendemos que los agentes habilitados para realizar transacciones en el MER tienen la libertad de declarar los precios que, conforme a las condiciones de mercado y sus modelos de negocio, resulten económicamente viables y favorables en sus ofertas de flexibilidad. En este contexto, los precios de la oferta de flexibilidad asociados a la inyección de Contratos Firmes al MER por nuestra empresa el 19 de octubre de 2024, con un volumen de 56.45 MWh, fueron declarados en US\$0.00/MWh. Esta decisión se adoptó bajo la expectativa de que el Costo Marginal del Sistema (CMS) sería de US\$0.00/MWh en algunas horas, con el fin de asegurar el despacho de energía desde el mercado panameño.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

**TABLA 21. DECLARACIONES CON JUSTIFICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS INSUFICIENTES**

<b>Agente</b>	<b>Argumento</b>
<b>CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELECTRICA, S.A. (ICCOMCEEE)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• “La declaración de precios de las referidas ofertas se realiza con un valor de US\$0/MWh de acuerdo con la intención de nuestra representada, Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A., de que la energía para el cumplimiento de sus compromisos contractuales sea despachada físicamente desde el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, sin participar en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).”</li></ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por el agente respectivo.

De los principales argumentos presentados por los agentes involucrados, se desprende de las tablas anteriores que, solo un agente proporcionó una justificación insuficiente o carente de los argumentos necesarios para respaldar la declaración de precios de las ofertas de oportunidad asociadas a CF de inyección. Se trata del agente *CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A. (ICCOMCEEE)*.

Es importante destacar que este agente es un comercializador de Guatemala, lo que dificulta verificar el tipo de generación con el que respalda sus transacciones. También se resalta que, con base en los informes mensuales de supervisión y vigilancia del MER, ha sido el agente con mayor volumen de transacciones en el período analizado, especialmente a través de CF de inyección con ofertas de oportunidad asociadas a precios de 0 USD/MWh.

En virtud de lo anterior, es relevante señalar que, actualmente, la Regulación Regional no contempla el instrumento normativo para establecer límites mínimos ni máximos en las declaraciones de precios asociados a las ofertas de oportunidad vinculadas a CF de inyección. Esta ausencia de regulación de precios ha sido destacada por la mayoría de los agentes en sus respuestas, amparándose principalmente en el literal c) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER. Dicho numeral únicamente regula el volumen de energía que debe asociarse a las ofertas de oportunidad correspondientes, sin definir parámetros específicos para los precios declarados. Sin embargo, la presentación de estas ofertas con tales características podría limitar o afectar la participación de agentes con intención genuina de inyectar energía al MER a precios competitivos, reduciendo así sus oportunidades de mercado.

Ante esta situación, y con base en los análisis previos del Grupo de Vigilancia del Mercado (GVM), así como en lo dispuesto en los numerales 2.6.8 y 2.8.8.1 del Libro IV del RMER, esta Comisión se encuentra evaluando la factibilidad y procedencia de un instrumento normativo que permita establecer precios mínimos y máximos en las ofertas de oportunidad asociadas a CF de inyección. De confirmarse su viabilidad e implementación, dicho instrumento contribuiría a mitigar posibles abusos de poder de mercado por parte de algunos agentes.

Al mismo tiempo, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE sigue monitoreando constantemente la evolución de estas ofertas con tales características, en cumplimiento de la Regulación Regional. Además, la CRIE ha solicitado al agente comercializador de Guatemala que amplíe las justificaciones técnico-económicas que respaldan la declaración de sus ofertas de oportunidad asociadas a CF de inyección.

### 7.3.2. Análisis relacionado con ofertas de inyección con precios elevados en el MOR

A diferencia del análisis de los argumentos presentados por los agentes involucrados en la declaración de ofertas de oportunidad con precios de 0 USD/MWh, asociadas a los CF de inyección, los casos relacionados con ofertas de inyección a precios elevados en el MOR resultan más específicos. Además, se observa que la cantidad de agentes que realizaron declaraciones con estas características es menor en comparación con el análisis anterior.

Aun así, se han identificado aspectos relevantes que permitieron clasificar los principales argumentos presentados por los agentes involucrados y, posteriormente, realizar un análisis global de las ofertas de inyección con precios elevados en el MOR durante el 2024. Dichos aspectos relevantes son los siguientes:

- Volatilidad de precios asociados.
- Riesgos técnicos y económicos asociados.

Es importante destacar que, tras la revisión de las justificaciones técnico-económicas presentadas por los agentes involucrados, se identificó que en dos casos particulares, los agentes indicaron que han implementado medidas internas para evitar declarar ofertas de inyección con precios elevados en el MOR cuando las condiciones del MER no justifiquen dichos precios.

**TABLA 22. VOLATILIDAD DE PRECIOS ASOCIADOS**

Agente	Argumentos
<b>SAN DIEGO, S. A. (IGGENINGSD)</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>“Dentro el procedimiento establecido por San Diego, S.A. para la declaración semanal desde inicios del año 2024, se tenía la declaración del precio con base en los históricos recientes de los promedios diarios de los costos marginales en Guatemala, juntamente con los sobrecostos por generación forzada y los costos por servicios complementarios aplicables, según lo dispuesto en las Normas de Coordinación Comercial 5 y 8, respectivamente.”</i></li><li>• <i>“(…) los precios de inyección ingresados en el plazo de declaración semanal para ofertas de inyección con generación no despachada para cubrir demanda nacional se establecen con relación a una utilidad bruta del 50% tomando en cuenta los costos marginales promedios diarios y costos adicionales de mercado. Lo anterior permitía una cobertura del riesgo ante los costos marginales máximos horarios que eventualmente se presentan y a los cuales está sujeto San Diego, S.A. ante la variación de las condiciones con las que se realiza el predespacho nacional para la obtención de ofertas y la realidad operativa en tiempo real.”</i></li></ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

Continuación de tabla 22

Agentes	Argumentos
<p><b>SAN DIEGO, S. A. (1GGENINGSO)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>“Derivado del incremento significativo del promedio diario de los costos marginales el procedimiento establecido por San Diego, S.A. presentó incrementos en los precios declarados para las ofertas de oportunidad para generación no despachada para cubrimiento de demanda nacional. Cabe destacar que, al tratarse de centrales térmicas de arranque lento y al estar el sistema en estado de emergencia con limitación de generación disponible, se tenía la consideración que las centrales de San Diego, S.A. siempre estarían convocadas a plena carga brindando toda su generación para cubrimiento de demanda nacional. Por esta razón, en el día a día, no se había percatado que dichas ofertas de inyección de oportunidad aparecían como ofertas generadas de forma automática y declaradas para los predespachos regionales.”</i></li> <li>• <i>“Por lo tanto, las declaraciones durante el proceso de programación semanal para ofertas de oportunidad de generación no despachada para cubrimiento de demanda nacional que propiciaron los precios en cuestión para los periodos mencionados se basaron en las referencias de margen anteriormente descritas, considerando el comportamiento histórico de los costos marginales, así como los sobrecostos asociados a la generación forzada y los servicios complementarios.”</i></li> <li>• <i>“San Diego, S.A. valora las actividades de monitoreo realizadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y manifiesta que derivado de la de la notificación se ha percatado de la existencia de dichas ofertas y se han adecuado los procesos para garantizar el monitoreo de generación de ofertas de oportunidad por generación no despachada para cubrir demanda nacional y que los precios futuros de estas ofertas no puedan ser considerados elevados.”</i></li> </ul>
<p><b>CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A. (1GGENCEAIG)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>“(…) hacemos de su conocimiento que el precio ofertado es derivado de la alta volatilidad de los precios regionales provocada por los costos de los Costos Variables de Transmisión (CVT’s) que en el pasado han provocado que se lleven a cabo transacciones regionales, fuera de nuestro control, que afectan el flujo de caja de la Empresa al no tener previstos los cargos detallados dentro de las diferentes publicaciones que realiza el EOR/AMM y que deben ser cancelados en los tiempos indicados en la Normativa nacional/regional. Consideramos que con este valor, se compensa cualquier variación en los costos de estas transacciones regionales imprevistas, sin consecuencias financieras para la Empresa.”</i></li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.



Continuación de tabla 22

Agente	Argumento
<p><b>ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (1GGENENSAJ)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “(...) la alta volatilidad de los precios ex-ante del MER en el pasado ha provocado que se realicen transacciones regionales fuera de nuestro control. Estas transacciones, cuyos cargos mayoristas de internalización y los impuestos recaudados por el ente fiscal en Guatemala han impactado negativamente el flujo de caja de la empresa. Por esta razón, el precio declarado fuera levemente superior a los Costos Variables de Generación (CVG) de la última central en Lista de Mérito del Sistema Nacional Interconectado (SNI), con un valor de 371.63 US\$/MWh.”</li> <li>• “Sin embargo, posterior a las fechas indicadas, y como resultado de una nueva evaluación financiera dentro de la empresa y en cumplimiento con la normativa nacional, los precios de inyección ofertados en el MOR fueron ajustados a valores inferiores. Dadas las condiciones actuales y proyectadas del SNI, no se prevé un aumento en estos precios ofertados hasta que las condiciones y nuestro análisis financiero lo requieran.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

**TABLA 23. RIESGOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS ASOCIADOS**

Agentes	Argumentos
<p><b>EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (3GENEE)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Honduras se encontraba en esos momentos con una fuerte temporada de escasez de energía, que se manifestaba claramente en horarios fuera de producción Fotovoltaica, los pocos excedentes de energía que disponíamos era en los horarios de plena producción solar, incluso en esos horarios estábamos teniendo grandes incertidumbres en el pronóstico de esta energía, debido a eventos climatológicos no antes vistos en Honduras, derivados de una fuerte contaminación del ambiente que provocaba una bruma bastante densa.”</li> <li>• “Por la situación antes indicada, que nos hacía que la incertidumbre del día siguiente fuera aún más alta que en la normalidad de los casos, nos veíamos expuestos a quedar iguales a los costos de energía no suministrada aprobados para el mercado nacional, al tener el riesgo de despachar la unidad que termina siendo más costosa, equivalente al costo de energía no suministrada, ante una variación del recurso fotovoltaico.”</li> <li>• “El analista de mercado para cumplir con los compromisos pactados, realizo las ofertas tomando como criterio priorizar el no terminar perdiendo dinero en una transacción regional de venta, de tal modo que tiene autorizado valorizar el riesgo a un posible costo de oferta igual a la suma del costo de energía no suministrada más el posible costo de vertimiento solar (Costo de contratos Fotovoltaicos) más una ganancia de entre el 10 y 25% de la transacción. Esa decisión de valorar ese riesgo, bajo esta situación termino en las cantidades y precios ofrecidos en los horarios que se preveía algún excedente en el predespacho Nacional.”</li> <li>• “La ganancia entre el 10 y 20% también pretende recuperar los costos de servicios complementarios y peajes de transmisión nacional, cargo de operador y regulador nacional, que según la regulación nacional todos los compradores en el mercado deben pagar.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

Continuación de tabla 23

Agentes	Argumentos
<b>INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “El ICE debe pagar impuestos por el uso de los combustibles para la generación de electricidad, siendo el valor de este impuesto cercano al 31%. El resto de los países de la región tienen tasas impositivas menores, por lo que tecnologías similares, pueden tener costos variables mucho menores.”</li> <li>• “Las ofertas de inyección al mercado de oportunidad MOR que ha realizado el ICE en el periodo de junio a agosto del 2024, a precios por encima de los US\$600.00/MWh corresponden a excedentes de generación de la planta térmica Moín III (diésel).”</li> <li>• “Las ofertas de inyección al mercado de oportunidad MOR que ha realizado el ICE en el periodo de setiembre 2024 a enero del 2025, a precios entre los US\$594.00/MWh y los US\$610.50/MWh corresponden a excedentes de generación de la planta térmica Moín III (diésel).”</li> <li>• “A partir de las evidencias presentadas, se concluye que el ICE formula ofertas al MOR basándose en la normativa regional y teniendo en cuenta la aversión al riesgo implícita, así como las condiciones específicas del sistema de generación y las condiciones climáticas, tanto actuales como pronosticadas para el futuro inmediato. Estas ofertas se fundamentan en la utilización de recursos renovables y en la generación térmica con combustibles fósiles. Además, se consideran las unidades de generación que el ICE tiene disponibles para el MER, las cuales tienen una alta probabilidad de no ser requeridas en el despacho de generación nacional, lo que permite optimizar el despacho regional.”</li> <li>• “Cuando, en función de las condiciones meteorológicas, no se anticipan excedentes de plantas de generación que utilizan recursos renovables, el ICE ofrece al MOR únicamente las plantas térmicas que no están predespachadas. Estas ofertas se realizan a precios de mercado, teniendo en cuenta los criterios de desempeño y los requerimientos de reserva tanto a nivel nacional como regional, en respuesta a la posible pérdida de generación.”</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por los agentes respectivos.

Luego de la revisión respectiva de la información enviada a esta Comisión, se observó que la mayoría de los agentes argumenta que actualmente no existe un límite máximo para la declaración de precios asociados a las ofertas de oportunidad de inyección en el MOR. Esta situación se sustenta en el literal a) del numeral 5.3.2 del Libro II del RMER, donde únicamente se establece el límite indicativo a partir del cual los agentes pueden ofertar la venta de energía, sin contemplarse un instrumento normativo que provea restricciones específicas sobre los precios declarados.

Además, se evidenció que, gracias a la oportuna actuación de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE al solicitar dichas justificaciones, dos agentes ajustaron sus procesos internos para la formulación de precios asociados a sus ofertas de oportunidad de inyección. El objetivo de estos ajustes fue garantizar que los precios reflejen el comportamiento real del MER y evitar prácticas anticompetitivas, como la retención económica, descrita en el numeral 2.8.8.4 del Libro IV del RMER. Los agentes que adoptaron estas mejoras internas fueron: *SAN DIEGO, S. A. (IGGENINGSD)* y *ENERGIAS SAN JOSE, S.A. (IGGENENSAJ)*. Estos ajustes permiten prevenir la declaración de ofertas de oportunidad de inyección con



precios elevados cuando las condiciones del MER no lo justifican, promoviendo así la transparencia y la competencia justa en el mercado.

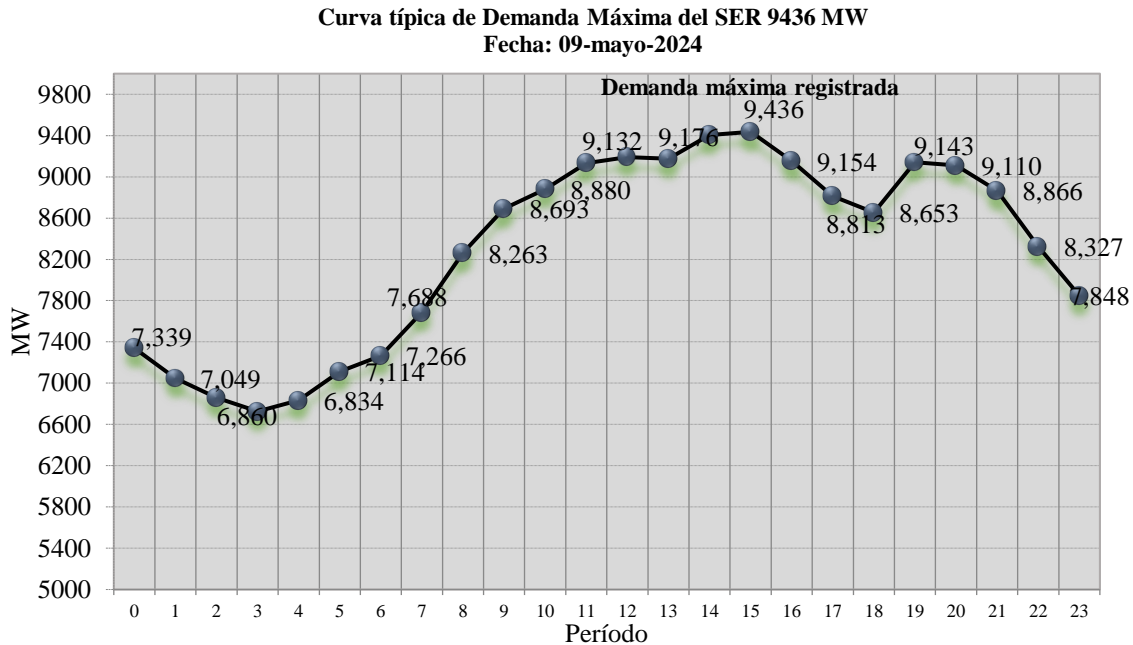
Otra consideración relevante es que el período analizado abarcó también la finalización del fenómeno climático “*El Niño*” en la región, lo que generó un aumento en la disponibilidad de energía en el MER en comparación con los primeros meses de 2024. Este contexto resalta la importancia de que la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE continúe con el monitoreo constante del comportamiento y la evolución de las ofertas de oportunidad con precios elevados, a lo largo de todas las épocas del año, debido a que, especialmente en períodos de escasez de energía en el MER, podría aumentar el riesgo de prácticas anticompetitivas, como la retención económica mencionada anteriormente.

Finalmente, como se mencionó en la conclusión del análisis anterior sobre las ofertas de oportunidad con precios de 0 USD/MWh asociadas a los CF de inyección, la falta del instrumento normativo para establecer precios mínimos y máximos asociados a las ofertas de oportunidad en el MER podría favorecer prácticas anticompetitivas. Este análisis refuerza la necesidad de evaluar y considerar la implementación de límites de precios en los diferentes mercados del MER, tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad, lo cual ya se está realizando por parte de esta Comisión. Todo el proceso regulatorio que se está realizando en este sentido, se alinea con los objetivos de la CRIE, establecidos en el Artículo 22 del Tratado Marco, para garantizar la transparencia, eficiencia y competencia justa en el MER.

## 8. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA

En 2024, la demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) se registró en la misma fecha y horario que el año anterior, el 9 de mayo a las 15:00 horas. En esta ocasión, alcanzó los 9,436.06 MW, lo que representa un incremento de aproximadamente 101 MW (1.07%) en comparación con la demanda máxima de 2023, que fue de 9,335.45 MW.

**FIGURA 25. DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL (SER) EN 2024**



Fuente: Información proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

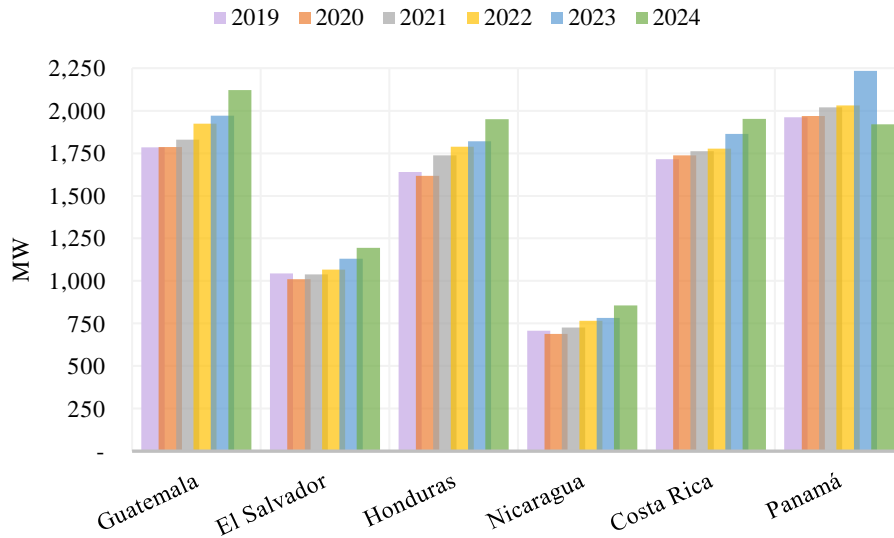
En cuanto a la demanda máxima por país en 2024, Guatemala registró el valor más alto a nivel regional, alcanzando los 2,121.80 MW, seguido de Costa Rica con 1,953.01 MW, Honduras con 1,949.76 MW y Panamá con 1,921.00 MW. La siguiente tabla y gráfica presentan la evolución de la demanda máxima de los países miembros entre 2019 y 2024, basada en los informes mensuales y anuales de los OS/OMS y los Reguladores Nacionales.

**TABLA 24. DEMANDA MÁXIMA ANUAL POR PAÍS MIEMBRO, EN EL PERÍODO 2019-2024**

País	Demanda Máxima [MW]					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Guatemala	1,785.60	1,787.16	1,829.53	1,923.05	1,970.00	2,121.80
El Salvador	1,044.00	1,010.00	1,038.00	1,066.70	1,131.00	1,194.00
Honduras	1,639.40	1,618.31	1,738.28	1,788.83	1,819.95	1,949.76
Nicaragua	707.53	689.04	727.21	765.80	783.68	855.30
Costa Rica	1,715.80	1,737.75	1,763.00	1,776.38	1,863.50	1,953.01
Panamá	1,961.00	1,969.00	2,020.00	2,031.00	2,235.00	1,921.00

Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OMS y Reguladores Nacionales.

FIGURA 26. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA ANUAL POR PAÍS MIEMBRO, EN EL PERÍODO 2019-2024



Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OMS y Reguladores Nacionales.

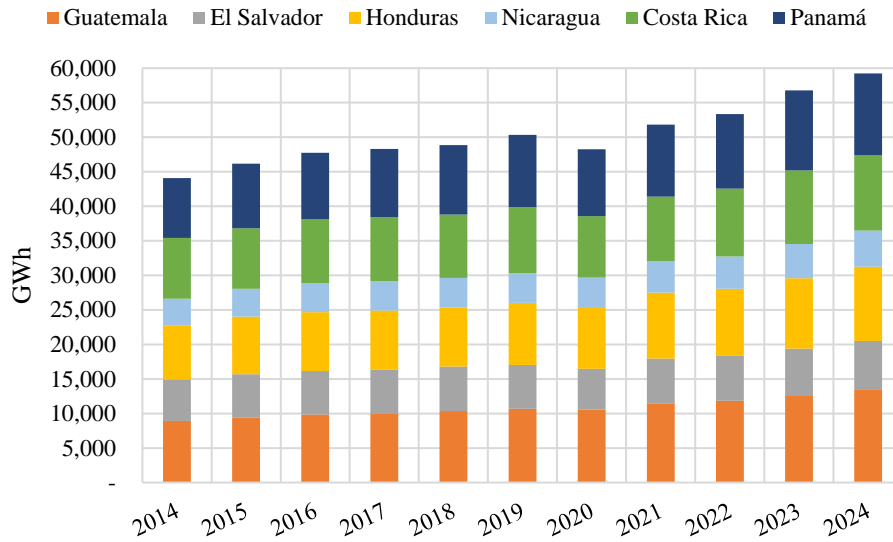
Durante 2024, se registró un aumento del 4.36% en el consumo de energía eléctrica en los países miembros en comparación con 2023. La tabla y las figuras siguientes presentan la evolución del consumo de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como regional, durante el período 2014-2024.

TABLA 25. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PAÍS MIEMBRO, EN EL PERÍODO 2014-2024

Consumo de Energía [GWh]						
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	8,915.13	6,047.81	7,821.70	3,844.20	8,773.61	8,665.86
2015	9,398.29	6,289.64	8,325.21	4,047.46	8,768.12	9,357.55
2016	9,832.70	6,327.19	8,520.30	4,209.02	9,220.76	9,639.49
2017	10,018.41	6,324.19	8,576.63	4,269.03	9,223.00	9,885.47
2018	10,374.97	6,399.54	8,572.99	4,280.81	9,191.72	10,060.87
2019	10,676.46	6,341.07	8,993.58	4,335.22	9,517.47	10,467.53
2020	10,579.71	5,896.71	8,954.08	4,248.21	8,910.05	9,646.07
2021	11,454.26	6,509.13	9,530.76	4,547.15	9,367.94	10,428.09
2022	11,823.58	6,608.02	9,606.63	4,716.46	9,786.82	10,825.81
2023	12,550.49	6,823.22	10,219.95	4,964.25	10,640.47	11,562.34
2024	13,397.29	7,122.03	10,721.55	5,224.91	10,924.87	11,845.08

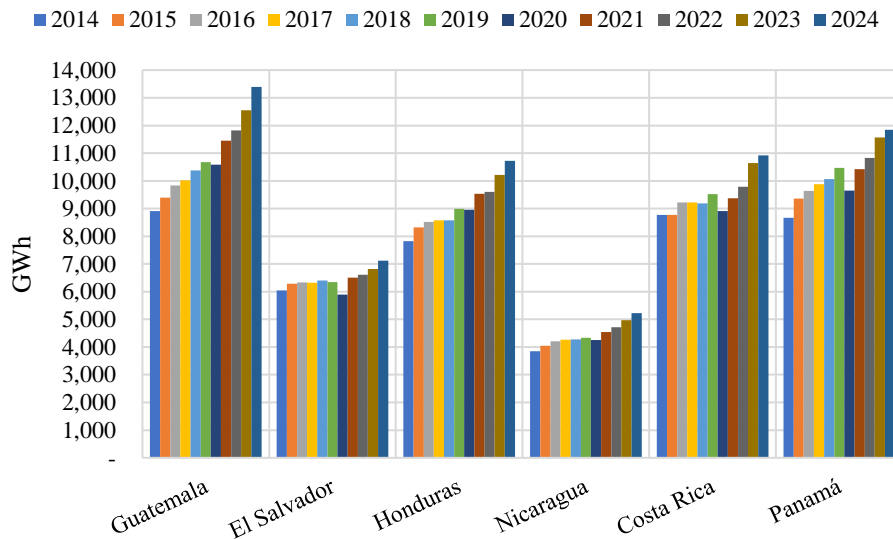
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

FIGURA 27. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL REGIONAL, EN EL PERÍODO 2014-2024



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

FIGURA 28. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL, EN EL PERÍODO 2014-2024



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

## 9. CAPACIDAD DISPONIBLE Y ENERGÍA GENERADA

Según el informe “*PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2025-2026*”, elaborado por el EOR, la capacidad de generación disponible en los países del MER al cierre de diciembre de 2024 ascendió a **18,632.70 MW**. De este total, el 38.9% corresponde a centrales hidroeléctricas, el 35.4% a termoeléctricas, el 8.8% a solares, el 7.1% a eólicas, el 6.7% a centrales de biomasa y el 3.1% a geotérmicas. A continuación, se presenta un desglose detallado de la capacidad disponible por país y por tipo de recurso.

**TABLA 26. CAPACIDAD DISPONIBLE EN LOS PAÍSES DEL MER POR TIPO DE RECURSO EN 2024 (MW)**

<i>Recurso</i>	<i>Guatemala</i>	<i>El Salvador</i>	<i>Honduras</i>	<i>Nicaragua</i>	<i>Costa Rica</i>	<i>Panamá</i>	<i>Total</i>
<b><i>Hidroeléctrico</i></b>	1,513.00	623.20	922.10	225.20	2,187.50	1,776.60	<b>7,247.60</b>
<i>Solar</i>	112.70	240.30	504.70	54.00	21.40	702.40	<b>1,635.50</b>
<i>Eólico</i>	109.80	54.00	238.10	186.60	402.30	336.00	<b>1,326.80</b>
<i>Geotermia</i>	39.20	174.50	35.00	120.00	205.70	-	<b>574.40</b>
<i>Biomasa</i>	578.90	208.00	233.90	146.00	37.30	40.10	<b>1,244.20</b>
<i>Biogás</i>	6.20	-	-	-	-	-	<b>6.20</b>
<i>Gas Natural</i>	15.10	378.50	-	-	-	1,037.20	<b>1,430.80</b>
<i>Fuel Oil</i>	682.30	708.70	1,058.80	548.90	507.60	563.30	<b>4,069.60</b>
<i>Carbón</i>	992.60	-	105.00	-	-	-	<b>1,097.60</b>
<b><i>Total</i></b>	<b>4,049.80</b>	<b>2,387.20</b>	<b>3,097.60</b>	<b>1,280.70</b>	<b>3,361.80</b>	<b>4,455.60</b>	<b>18,632.70</b>

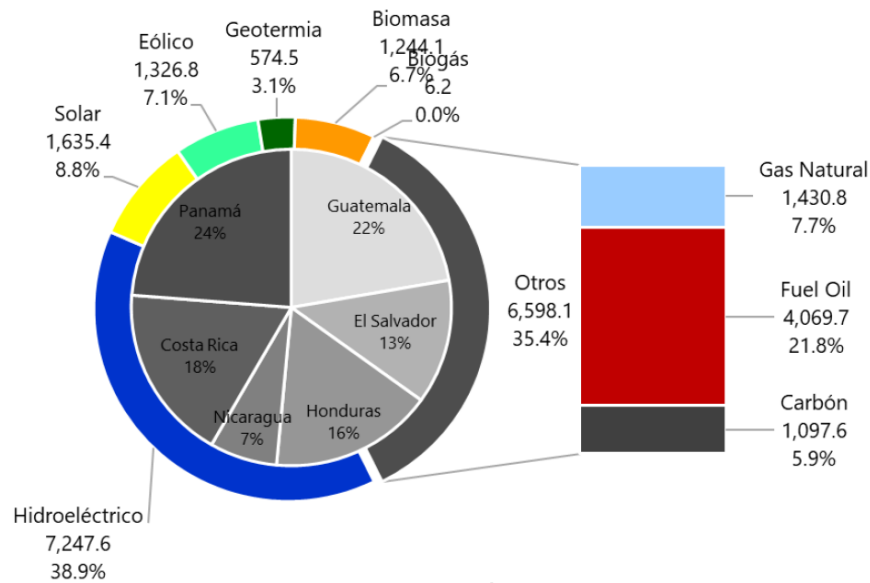
Fuente: Elaboración propia con información del EOR.

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

Como se muestra en la siguiente figura, la capacidad de generación disponible con recursos renovables representa el 64.6% del total, mientras que la generación con combustibles fósiles alcanza el 35.4%. Dentro de estas tecnologías no renovables, la mayor proporción corresponde a la generación con derivados del petróleo, con un 21.8%.

Por otro lado, en cuanto a la capacidad total disponible por país, Panamá y Guatemala destacan por tener las mayores capacidades de generación en la región, con participaciones del 23.91% y 21.73%, respectivamente.

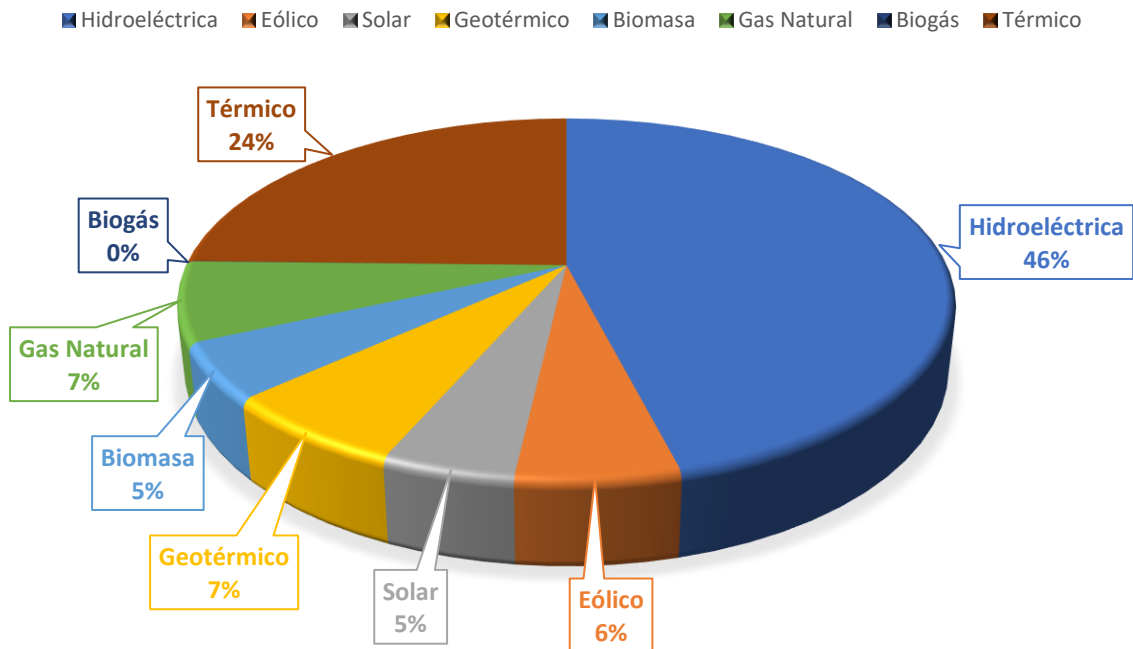
FIGURA 29. CAPACIDAD INSTALADA EN LA REGIÓN EN 2024 (MW)



Fuente: Informe “PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL 2025-2026”.  
<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-de-planeamiento-operativo/>

Durante 2024, el 68.24% de la generación en la región tuvo origen en fuentes renovables, mientras que el 31.76% se asocia a centrales que operan con combustibles fósiles.

FIGURA 30. MATRIZ DE GENERACIÓN REGIONAL POR TECNOLOGÍA EN 2024



Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OMS.

**TABLA 27. GENERACIÓN REGIONAL POR PAÍS MIEMBRO Y POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2024 (GWh)**

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Biogás	Térmico	Total
<i>Guatemala</i>	5,334.17	286.43	252.10	275.04	1,593.41	74.30	18.20	5,283.76	<b>13,117.41</b>
<i>El Salvador</i>	2,111.90	146.50	543.60	1,455.50	528.00	2,126.70	0.00	417.10	<b>7,329.30</b>
<i>Honduras</i>	3,810.43	664.06	1,002.76	241.48	274.93	0.00	0.00	4,942.02	<b>10,935.68</b>
<i>Nicaragua</i>	693.74	557.62	43.75	684.01	600.49	0.00	0.00	1,846.88	<b>4,426.49</b>
<i>Costa Rica</i>	8,412.30	1,239.50	25.80	1,498.10	59.90	0.00	0.00	1,331.00	<b>12,566.60</b>
<i>Panamá</i>	7,959.78	667.77	1,040.04	0.00	0.00	2,179.91	0.00	1,331.87	<b>13,179.37</b>
<b>TOTAL</b>	<b>28,322.32</b>	<b>3,561.88</b>	<b>2,908.06</b>	<b>4,154.13</b>	<b>3,056.72</b>	<b>4,380.91</b>	<b>18.20</b>	<b>15,152.63</b>	<b>61,554.85</b>
<b>%</b>	<b>46.01%</b>	<b>5.79%</b>	<b>4.72%</b>	<b>6.75%</b>	<b>4.97%</b>	<b>7.12%</b>	<b>0.03%</b>	<b>24.62%</b>	

Fuente: Elaboración propia con información de los OS/OMS.

## 10. EVENTOS DE IMPACTO REGIONAL EN 2024

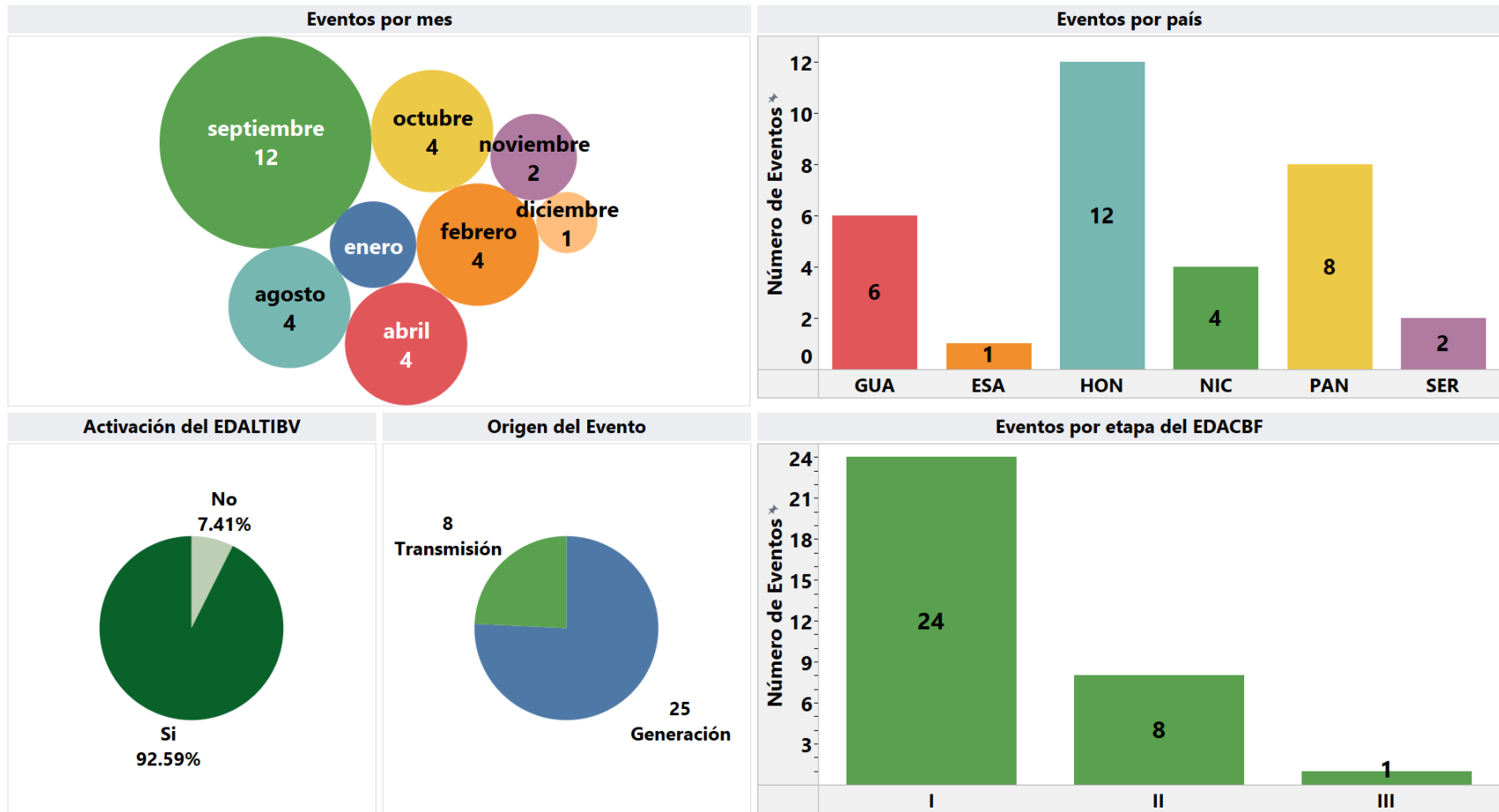
Se registraron treinta y tres (33) eventos que involucraron desconexión de carga a través del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia regional (EDACBF) en 2024. Es relevante destacar que el 92.59% de estos eventos (31) estuvieron precedidos por condiciones que provocaron la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV), resultando en la desconexión del SER del sistema eléctrico de México. Por otro lado, el 7.41% restante (2 eventos) no implicó la activación del EDALTIBV.

En términos de frecuencia, septiembre fue el mes con la mayor cantidad de eventos de impacto regional, alcanzando un total de doce (12), mientras que diciembre presentó el menor número, con solo un (1) evento registrado (en marzo, mayo, junio y julio no se registraron eventos de impacto regional). A nivel de origen, Honduras fue el país con mayor incidencia, con doce (12) eventos, seguido de Panamá con ocho (8) y Guatemala con seis (6). En cuanto a la severidad, veinticuatro (24) eventos alcanzaron la primera etapa del EDACBF, ocho (8) llegaron a la segunda etapa y uno (1) avanzó hasta la tercera etapa, lo que evidencia distintos niveles de afectación y respuesta del SER.

La cantidad de carga desconectada también varió significativamente entre países. Honduras lideró con un total de 466 MW de carga desconectada, seguido por Guatemala con 414 MW y Costa Rica con 244 MW. Estas cifras reflejan la magnitud de los eventos y su impacto en la continuidad del suministro eléctrico.

En términos económicos, Guatemala fue el país más afectado durante 2024, con un Costo de Energía No Suministrada (CENS) de 779,319 USD/MWh. En contraste, El Salvador registró el menor impacto económico, con un CENS de 35,578 USD/MWh. Es importante señalar que la valorización de la Energía No Suministrada (ENS) se realiza conforme a la metodología aplicada en cada país, lo que genera diferencias en la cuantificación de los costos asociados a las interrupciones del suministro eléctrico a nivel regional.

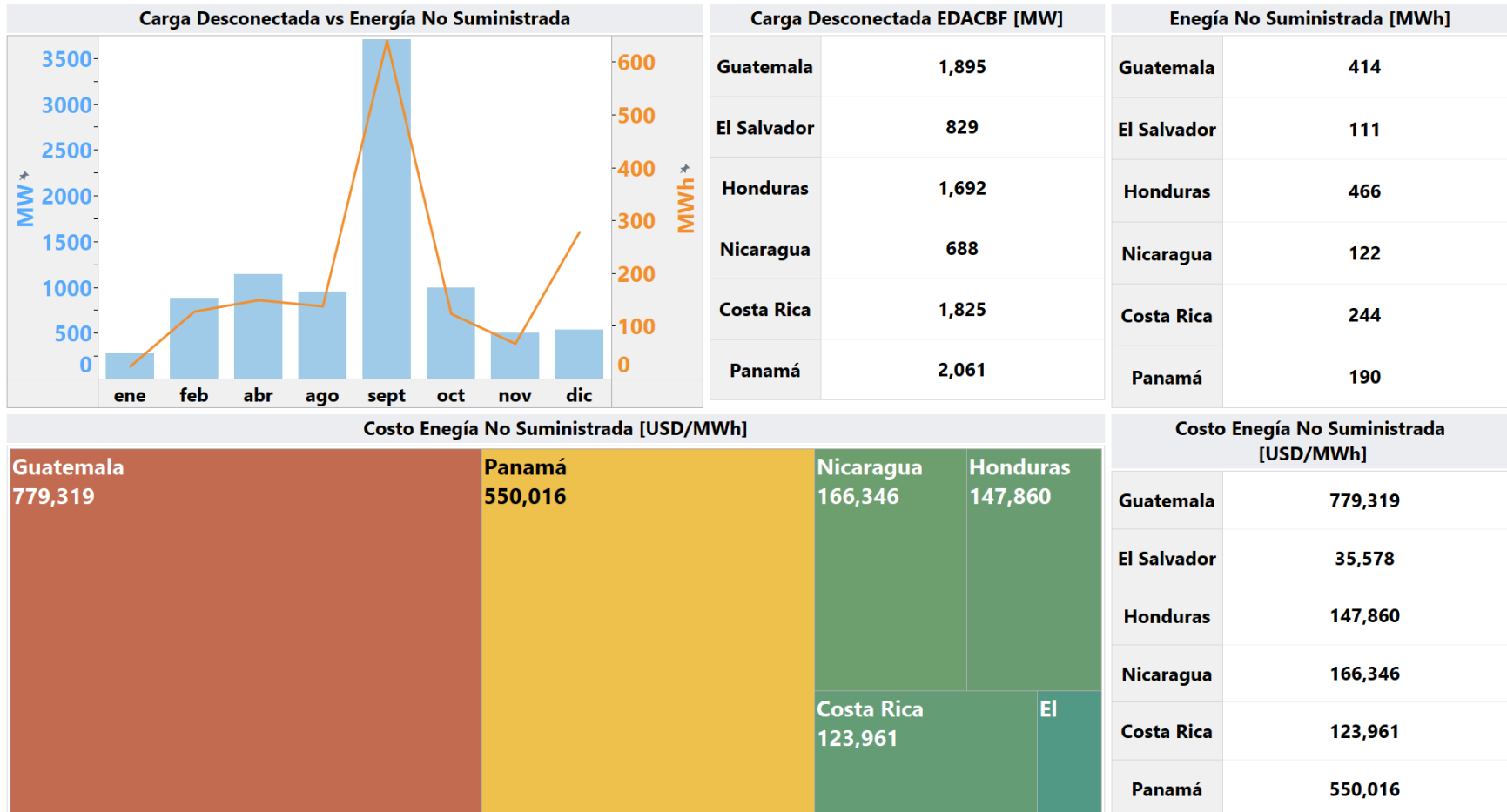
FIGURA 31. EVENTOS EN EL SER EN 2024



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de los informes finales de eventos elaborados por el EOR e información proporcionada por los OS/OMS.



FIGURA 32. REPERCUSIONES POR EVENTOS EN EL SER EN 2024



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de los informes finales de eventos elaborados por el EOR e información proporcionada por los OS/OMS.

Dada la relevancia de estos eventos y sus implicaciones tanto técnicas como económicas, es fundamental que la CRIE continúe con la vigilancia y monitoreo respectivo y brinde un seguimiento coordinado junto con el EOR y los OS/OMS. Este accionar conjunto permite identificar patrones, evaluar la efectividad de los esquemas de protección y proponer acciones preventivas o correctivas para mitigar futuros eventos de impacto regional. Además, fortalece la capacidad de respuesta ante contingencias, garantizando una mayor estabilidad y confiabilidad en el SER.

En conclusión, la supervisión activa y el trabajo colaborativo entre la CRIE, el EOR y los OS/OMS resultan esenciales para minimizar las consecuencias de los eventos de desconexión de carga y asegurar la continuidad del suministro eléctrico en la región.

## 11. CAPACIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN EN 2024

Las siguientes tablas presentan un resumen de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) entre áreas de control adyacentes para los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, en ambas direcciones, Norte-Sur y Sur-Norte. Estos valores son calculados por el EOR al inicio de cada mes, utilizando la Base de Datos Operativa Regional.

TABLA 28. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR EN 2024 (MW)

		Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Enero	Máxima		300	210	240	230
	Media		300	200	300	240
	Mínima		300	200	280	280
Febrero	Máxima		300	210	200	230
	Media		300	200	300	250
	Mínima		300	200	300	280
Marzo	Máxima		300	210	200	210
	Media		300	260	300	230
	Mínima		300	240	280	280
Abril	Máxima		300	160	160	210
	Media		300	200	250	240
	Mínima		300	240	260	270
Mayo	Máxima		300	220	170	200
	Media		300	270	300	220
	Mínima		300	250	300	270
Junio	Máxima		300	230	230	200
	Media		300	280	300	90
	Mínima		300	260	300	250
Julio	Máxima		300	240	240	200
	Media		300	280	300	90
	Mínima		300	240	300	260
Agosto	Máxima		300	250	190	70
	Media		300	270	280	70
	Mínima		300	240	300	70
Septiembre	Máxima		300	250	250	10
	Media		300	280	280	10
	Mínima		300	260	300	10
Octubre	Máxima		300	260	220	10
	Media		300	230	270	10
	Mínima		300	250	300	10
Noviembre	Máxima		300	280	230	10
	Media		300	270	280	10
	Mínima		300	240	300	10
Diciembre	Máxima		300	220	190	10
	Media		300	230	300	10
	Mínima		300	200	300	10

Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.

**TABLA 29. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE EN 2024 (MW)**

		Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN- CRI
Enero	Máxima		300	220	220	0
	Media		300	100	220	0
	Mínima		300	220	220	0
Febrero	Máxima		300	220	220	0
	Media		300	100	220	0
	Mínima		300	220	220	0
Marzo	Máxima		300	190	300	0
	Media		300	100	250	0
	Mínima		300	250	300	0
Abril	Máxima		300	240	300	0
	Media		300	100	240	0
	Mínima		300	250	300	0
Mayo	Máxima		300	250	300	0
	Media		300	130	280	0
	Mínima		300	250	300	0
Junio	Máxima		300	250	300	0
	Media		300	130	290	0
	Mínima		300	260	300	0
Julio	Máxima		300	250	300	0
	Media		300	130	300	0
	Mínima		300	270	300	0
Agosto	Máxima		300	250	300	200
	Media		300	130	270	200
	Mínima		300	260	300	200
Septiembre	Máxima		300	240	300	200
	Media		300	120	280	200
	Mínima		300	240	300	200
Octubre	Máxima		300	240	300	100
	Media		300	120	270	100
	Mínima		300	250	300	100
Noviembre	Máxima		300	240	300	200
	Media		300	120	270	200
	Mínima		300	250	300	200
Diciembre	Máxima		300	250	300	200
	Media		300	100	300	200
	Mínima		300	240	300	200

Fuente: Elaboración propia con información de estudios MCTP realizados por el EOR.

(\*) Los valores mostrados en las tablas 28 y 29, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

### 11.1. ACTUALIZACIONES SOLICITADAS POR LOS OS/OMS

A lo largo del año, los OS/OM solicitaron actualizaciones en los valores de MCTP, principalmente en lo referente a las capacidades de exportación e importación. Cabe destacar que la mayoría de estas solicitudes estuvieron motivadas por la baja disponibilidad de generación renovable en la región, lo que redujo o incluso anuló la capacidad de exportación, como consecuencia del impacto del fenómeno climático de “El Niño”.

Las siguientes tablas presentan un resumen de cada actualización solicitada por los OS/OM para las MCTP. Estas han sido obtenidas de los “*Informes técnicos de seguridad operativa para la validación de la solicitud del OS/OM*” del EOR y de las notas oficiales en las que dicho Operador Regional comunicó a los OS/OMS de la región los resultados de dichas solicitudes.

**TABLA 30. CUADRO RESUMEN IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA EL SALVADOR, VALORES VIGENTES DEL 25 MARZO AL 01 DE ABRIL 2024 (MW)**

Día	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 25 de marzo	230	230	230	230	230	230	120	120	70	45	40	50	40	65	120	120	120	240	240	240	240	240	230	230
Martes 26 de marzo	230	230	230	230	230	230	120	90	25	5	10	30	20	55	115	120	120	240	240	240	240	240	230	230
Miércoles 27 de marzo	230	230	230	230	230	230	120	85	25	0	0	0	0	0	60	110	120	240	240	240	240	240	230	230
Jueves 28 de marzo	210	185	165	155	150	155	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	240	240	240	240	240	230	230
Viernes 29 de marzo	210	185	165	155	150	155	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	240	240	240	240	240	230	230
Sábado 30 de marzo	210	185	165	155	150	155	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	240	240	240	240	240	230	230
Domingo 31 de marzo	210	185	165	155	150	155	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	240	240	240	240	240	230	230
Lunes 1 de abril	230	220	200	190	195	215	120	120	80	55	45	50	50	90	120	120	120	240	240	240	240	240	230	230

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-22-03-2024-026.

**TABLA 31. CUADRO RESUMEN DE IMPORTACIÓN TOTAL MÁXIMA DE EL SALVADOR, VALORES VIGENTES A PARTIR DEL MIÉRCOLES 01 DE MAYO Y PARA EL VIERNES 10 DE MAYO 2024 (MW)**

Máxima Importación Total (MW) a partir del 01 de mayo de 2024																								
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	90	90	90	90	90	90	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	10	10	10	10	10	90	90
Sábados	90	90	90	90	90	90	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	10	10	10	10	10	90	90
Domingos	90	90	90	90	90	90	50	50	35	0	0	0	0	25	50	50	50	10	10	10	10	10	90	90
01 y 10 de mayo	90	90	90	90	90	90	50	50	35	0	0	0	0	25	50	50	50	10	10	10	10	10	90	90

Fuente: Anexo I de nota EOR-GPO-26-04-2024-033.

**TABLA 32. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 23 DE MAYO 2024 (MW)**

Periodo	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínima	0	0	0

Fuente: Nota EOR-GOS-23-05-2024-039.

**TABLA 33. VALORES DE EXPORTACIÓN DE GUATEMALA A PARTIR DEL DÍA 29 DE MAYO 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	0	0	0
<b>Media</b>	0	0	0
<b>Mínima</b>	0	0	0

Fuente: Nota EOR-GOS-28-05-2024-040.

**TABLA 34. VALORES DE EXPORTACIÓN DE GUATEMALA A PARTIR DEL DÍA 16 DE JUNIO 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)
<b>Demanda Máxima</b>	75
<b>Demanda Media</b>	85
<b>Demanda Mínima</b>	300

Fuente: Nota EOR-GOS-15-06-2024-048.

**TABLA 35. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 07 DE JULIO 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	45	45	45
<b>Media</b>	45	45	45
<b>Mínima</b>	45	45	45

Fuente: Nota EOR-GOS-05-07-2024-054.

**TABLA 36. VALORES DE EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE PANAMÁ A PARTIR DEL DÍA 07 DE JULIO 2024 (MW)**

Período	Exportación Total (MW)	Importación Total (MW)
<b>Máxima</b>	200	80
<b>Media</b>	200	80
<b>Mínima</b>	200	80

Fuente: Nota EOR-GOS-06-07-2024-055.

**TABLA 37. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 01 DE AGOSTO 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	40	40	40
<b>Media</b>	40	40	40
<b>Mínima</b>	40	40	40

Fuente: Nota EOR-GOS-30-07-2024-069.

**TABLA 38. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 03 DE AGOSTO 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	300	300	300
<b>Media</b>	300	210	300
<b>Mínima</b>	300	230	300

Fuente: Nota EOR-GOS-02-08-2024-072.

**TABLA 39. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 03 DE SEPTIEMBRE 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	30	30	30
<b>Media</b>	30	30	30
<b>Mínima</b>	30	30	30

Fuente: Nota EOR-GOS-02-09-2024-088.

**TABLA 40. IMPORTACIÓN N-S Y S-N DE NICARAGUA A PARTIR DEL 6 DE SEPTIEMBRE 2024 (MW)**

Escenario	Valor solicitado (MW) de Importación	
	NS	SN
Demanda Mínima	<b>200</b>	

Fuente: Nota EOR-GOS-04-09-2024-093.

**TABLA 41. ACTUALIZACIÓN MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA NS DE EL SALVADOR A PARTIR DEL MARTES 01 DE OCTUBRE 2024 (MW)**

Hora	Capacidad de transferencia Norte-Sur (MW)
07:00 – 07:59	130
08:00 – 08:59	125
09:00 – 09:59	85
10:00 – 10:59	75
11:00 – 11:59	90
12:00 – 12:59	75
13:00 – 13:59	95
14:00 – 14:59	160

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-30-09-2024-127.

**TABLA 42. ACTUALIZACIÓN MÁXIMA CAPACIDAD DE EXPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR A PARTIR DEL MARTES 01 DE OCTUBRE 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>00:00 – 23:59</b>	75	75	75

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-30-09-2024-127.

**TABLA 43. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 05 DE OCTUBRE 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
<b>Máxima</b>	300	300	300
<b>Media</b>	170	300	300
<b>Mínima</b>	240	300	300

Fuente: Nota EOR-GOS-04-10-2024-132.

**TABLA 44. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 24 DE OCTUBRE 2024 (MW)**

Período	Importación Norte-Sur (MW)	Importación Sur-Norte (MW)	Importación total (MW)
<b>00:00 –05:59</b>	150	150	150
<b>23:00 –23:59</b>	150	150	150

Fuente: Nota EOR-GOS-23-10-2024-150.

**TABLA 45. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 29 DE OCTUBRE 2024 (MW)**

Período	Importación Norte-Sur (MW)	Importación Sur-Norte (MW)	Importación total (MW)
<b>00:00 –05:59</b>	150	150	150
<b>22:00 –23:59</b>	150	150	150

Fuente: Nota EOR-GOS-28-10-2024-155.

**TABLA 46. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL DÍA 01 DE NOVIEMBRE 2024 (MW)**

Período	Importación Norte-Sur (MW)	Importación Sur-Norte (MW)	Importación total (MW)
<b>06:00 –06:59</b>	140	130	140
<b>07:00 –13:59</b>	240	150	240
<b>14:00 –14:59</b>	50	40	50
<b>15:00 –15:59</b>	140	130	140
<b>16:00 –16:59</b>	100	110	110
<b>22:00 –22:59</b>	50	40	50
<b>23:00 –23:59</b>	70	60	70

Fuente: Nota EOR-GOS-31-10-2024-159.



**TABLA 47. CUADRO RESUMEN DE IMPORTACIÓN MÁXIMA DEL EL SALVADOR, VALORES VIGENTES A PARTIR DEL DOMINGO 10 DE NOVIEMBRE DE 2024 (MW)**

Máxima Importación Total (MW) a partir del 10 de noviembre 2023																								
Fecha/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
Domingo 10 Nov	150	150	150	150	150	150	140	190	85	45	35	60	95	155	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Lunes 11 Nov a sábado 16 Nov	150	150	150	150	150	150	140	240	240	240	240	240	240	240	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Domingo 17 Nov	150	150	150	150	150	150	140	190	135	105	100	125	160	215	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Lunes 18 Nov a sábado 23 Nov	150	150	150	150	150	150	140	240	240	240	240	240	240	240	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Domingo 24 Nov	150	150	150	150	150	150	140	190	85	45	35	60	95	155	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Lunes a viernes a partir del 25 Nov	150	150	150	150	150	150	140	240	215	195	200	220	230	240	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Sábados a partir del 30 Nov	150	150	150	150	150	150	140	205	160	125	115	110	115	130	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70
Domingos a partir del 1 de Dic	150	150	150	150	150	150	140	105	0	0	0	0	0	45	50	140	110	60	60	60	60	60	50	70

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-08-11-2024-163.

**TABLA 48. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL PREDESPACHO DEL DÍA 19 DE NOVIEMBRE 2024 (MW)**

Período	Exportación Norte-Sur (MW)	Exportación Sur-Norte (MW)	Exportación total (MW)
Máxima	30	30	30
Media	30	30	30
Mínima	30	30	30

Fuente: Nota EOR-GOS-18-11-2024-116.

**TABLA 49. CUADRO RESUMEN TOTAL DE IMPORTACIÓN MÁXIMA DEL EL SALVADOR, PERIODO DEL 20 DE DICIEMBRE 2024 AL 05 DE ENERO 2025 (MW)**

Máxima Importación Total (MW) a partir del 20 de diciembre 2024 al 05 de enero 2025																											
Mes	Fecha/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		
Diciembre	20	100	100	100	100	100	100	140	95	15	0	0	0	0	5	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70		
	21	100	100	100	100	100	100	140	40	15	0	0	0	0	0	10	100	110	10	10	10	10	10	50	70		
	22	100	100	100	100	100	100	100	90	0	0	0	0	0	0	0	65	110	10	10	10	10	10	50	70		
	23	100	100	100	100	100	100	140	50	0	0	0	0	0	0	0	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70	
	24	100	100	100	100	100	100	90	0	0	0	0	0	0	0	0	20	110	110	10	10	10	10	10	50	70	
	25	100	100	100	100	100	100	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	110	110	10	10	10	10	10	50	70
	26	100	100	100	100	100	100	85	70	0	0	0	0	0	0	0	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70	
	27	100	100	100	100	100	100	140	10	0	0	0	0	0	0	10	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70	
	28	100	100	100	100	100	100	90	0	0	0	0	0	0	0	0	10	65	110	10	10	10	10	10	50	70	
	29	100	100	100	95	95	95	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	110	10	10	10	10	10	50	70	
	30	100	100	100	100	100	100	105	0	0	0	0	0	0	0	0	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70	
31	100	100	100	100	100	100	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85	10	10	10	10	10	50	70		
Enero	01	100	100	100	95	85	60	10	0	0	0	0	0	0	0	0	45	10	10	10	10	10	10	50	70		
	02	100	100	100	100	100	80	80	0	0	0	0	0	0	5	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70		
	03	100	100	100	100	100	100	140	95	15	0	0	0	0	5	50	140	110	10	10	10	10	10	50	70		
	04	100	100	100	100	100	100	140	40	15	0	0	0	0	0	10	100	110	10	10	10	10	10	50	70		
	05	100	100	100	100	100	100	90	0	0	0	0	0	0	0	0	65	110	10	10	10	10	10	50	70		

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-19-12-2024-187.

12. ANEXO

TABLA 50. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN (IHH) CON LAS INYECCIONES DE LOS AGENTES EN 2024

No.	Referencia	Agente	Energía Inyectada [MWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
1	ICCOMEDCS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	338,192.42	12.3784126	153.2250986
2	ICCOMCEEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	204,244.41	7.475689614	55.88593521
3	2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable	186,786.36	6.836695483	46.74040513
4	1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	144,487.11	5.288471632	27.9679322
5	2C_C34	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S.A. DE C.V.	137,232.82	5.022952427	25.23005108
6	5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	132,439.75	4.847518022	23.49843097
7	6GEISA	Electron Investment, S.A.	108,288.08	3.963526116	15.70953927
8	1GGENHIXAC	HIDRO XACBAL	100,027.49	3.661174634	13.4041997
9	6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	98,830.01	3.617344774	13.08518322
10	6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	91,781.39	3.359353584	11.2852565
11	2C_C08	Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.	89,432.08	3.273364988	10.71491834
12	6GAES	AES PANAMÁ S.R.L.	87,441.66	3.200512114	10.24327779
13	2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	73,911.28	2.705277509	7.318526399
14	2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	63,531.99	2.325377926	5.407382497
15	6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	54,028.67	1.977540358	3.910665868
16	1GGENRNACE	RENACE, S. A.	50,158.95	1.835902083	3.370536459
17	6GIDEALPMA	Ideal Panamá, S.A.	42,025.52	1.538205018	2.366074678
18	2G_G03_A	CENERGICA ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	40,774.53	1.492416529	2.227307096
19	2C_C03	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	39,374.27	1.441164579	2.076955345
20	2G_C14	TEXTUFIL, S.A. de C.V.	38,957.76	1.425919611	2.033246738
21	6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	38,701.83	1.416552362	2.006620593
22	2G_C18	ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	34,494.52	1.262557724	1.594052005
23	1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.	33,123.27	1.212367552	1.469835082
24	1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA	32,206.66	1.178818191	1.389612328
25	6GSFRAN	SALTOS DEL FRANCOLI, S.A.	31,296.87	1.14551827	1.312212108
26	1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA	30,416.59	1.113298429	1.239433391
27	2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	30,162.87	1.104012032	1.218842567
28	1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	24,666.23	0.902825669	0.815094189
29	1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S.A.	23,976.82	0.877591845	0.770167447
30	2C_C07	COMPAÑÍA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S.A. de C.V.	22,319.91	0.816946293	0.667401245
31	1CCOMCEPGT	CEPAM GT, SOCIEDAD ANONIMA	21,215.27	0.776514607	0.602974934
32	1CCOMBORAX	BORAX, SOCIEDAD ANONIMA	19,766.20	0.723476385	0.52341808
33	2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	16,073.45	0.588315254	0.346114838
34	6GAES-CHANG	AES CHANGUINOLA S.R.L.	15,710.37	0.575025987	0.330654886
35	2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.	15,025.94	0.549974842	0.302472327
36	3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	14,770.89	0.540639546	0.292291118
37	1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	11,685.06	0.42769282	0.182921148
38	1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	11,346.05	0.415284665	0.172461353

Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Continuación de tabla 51

No.	Referencia	Agente	Energía Inyectada [MWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
39	2C_C84	BORAX ENERGY EL SALVADOR, S.A. DE C.V.	10,416.93	0.381277307	0.145372385
40	1GGENJA EGL	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	9,593.21	0.351127583	0.12329058
41	1GGENENSAJ	ENERGIAS SAN JOSE, S.A.	8,646.19	0.316464945	0.100150062
42	2G_G02	NEJAPA POWER COMPANY, S.A.	8,643.25	0.316357666	0.100082173
43	6GHBOQUERON	Hidro Boquerón, S.A.	8,529.49	0.312193602	0.097464845
44	2C_C35	Comercia Internacional El Salvador, S.A. de C.V.	8,394.47	0.307251569	0.094403527
45	2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.	8,071.92	0.295445988	0.087288332
46	6GDESHIDCORP	DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	7,820.77	0.286253402	0.08194101
47	1CCOMCOELG	COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A.	7,814.63	0.286028594	0.081812357
48	2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	7,748.23	0.283598425	0.080428067
49	1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.	6,929.35	0.253625707	0.064325999
50	4DENATRELBLU	EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA (ENATREL- BLUEFIELDS)	6,595.00	0.241388117	0.058268223
51	1CCOMCOECA	COMERCIALIZADORA ORAZUL ENERGY DE CENTROAMERICA, LIMITADA	6,359.44	0.232766224	0.054180115
52	2C_C70	Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.	5,741.07	0.210132656	0.044155733
53	2D_D03	AES CLESA Y CIA., S. EN C. DE C.V.	5,011.02	0.183411889	0.033639921
54	6GGENISA	Generadora del Istmo, S.A.	4,960.91	0.181577705	0.032970463
55	2C_C52	EON ENERGY, S.A. DE C.V.	4,697.67	0.171942641	0.029564272
56	1CCOMVIELG	VITOL ELECTRICIDAD DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANONIMA	4,567.70	0.167185629	0.027951035
57	2C_C17	Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.	4,201.03	0.153764889	0.023643641
58	1CCOMENREN	ENRENOV, S.A.	3,957.29	0.144843521	0.020979646
59	2C_C73	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE S.A. DE C.V.	3,931.43	0.143897038	0.020706358
60	2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	3,525.66	0.129044989	0.016652609
61	4GDISNORTE	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.	3,280.00	0.120053529	0.01441285
62	2C_C04	COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA	3,042.36	0.111355578	0.012400065
63	1GGENPANTA	Pantaleon S.A.	2,975.11	0.108893931	0.011857888
64	1GGENCAISA	COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.	2,780.34	0.101764948	0.010356105
65	1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	2,727.36	0.099825973	0.009965225
66	6GHIDRO	Hidro Panama S.A.	2,577.43	0.094338319	0.008899718
67	1GGENEMGEE	EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE	2,452.83	0.089777713	0.008060038
68	1GGENINGS D	SAN DIEGO, S. A.	2,272.33	0.083171218	0.006917452
69	1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	2,161.27	0.079106052	0.006257767
70	6GHCAISAN	Hydro Caisán, S.A.	1,809.94	0.066246965	0.00438866
71	6GP-ANCHO	Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	1,801.59	0.065941341	0.00434826
72	1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	1,741.78	0.063752011	0.004064319
73	2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	1,333.51	0.048808604	0.00238228
74	2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	1,126.43	0.041229164	0.001699844
75	1GGENAGRPO	AGRO COMERCIALIZADORA DEL POLOCHIC, S. A.	681.74	0.024952833	0.000622644
76	2C_C05	LaGEO, S.A. de C.V.	627.71	0.022975098	0.000527855
77	2C_C86	INVERSIONES APH S.A. DE C.V.	619.72	0.02268276	0.000514508
78	1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	548.81	0.020087298	0.0004035

Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Continuación de tabla 51

No.	Referencia	Agente	Energía Inyectada [MWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
79	2G_G10_A	POTENCIA Y ENERGIA CORP. S.A. DE C.V.	507.40	0.018571695	0.000344908
80	1CCOMSECOE	SERVICIOS COMERCIALES DE ENERGIA, SOCIEDAD ANÓNIMA	410.95	0.015041499	0.000226247
81	1GGNOXECO	OXEC,S. A.	349.31	0.012785445	0.000163468
82	2D_D07	EMPRESA DISTRIBUIDORA ELECTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	347.65	0.012724722	0.000161919
83	1GGNRENGU	RENOVABLES DE GUATEMALA, S.A.	302.62	0.011076292	0.000122684
84	6GCALDERA	CALDERA ENERGY CORP.	255.92	0.009366994	8.77406E-05
85	6GHTERIBE	Hidroecológica del Teribe, S. A.	169.72	0.006212111	3.85903E-05
86	2C_C75	COMPAÑÍA DE LUZ ELÉCTRICA DE AHUACHAPÁN, SOCIEDAD ANÓNIMA	50.94	0.001864526	3.47646E-06
87	1GGGENGENES	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	40.02	0.001464653	2.14521E-06
88	3DNEEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	19.36	0.000708755	5.02334E-07
89	1GGNHIDCA	HIDROELECTRICA CANDELARIA S.A.	14.93	0.000546536	2.98702E-07
90	1GGDRPRSOG	PROYECTOS SOSTENIBLES DE GUATEMALA, S.A.	11.86	0.000434023	1.88376E-07
91	2C_C62	ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	8.00	0.000292813	8.57397E-08
92	1GGENINPAG	INGENIO PALO GORDO, S.A.	2.07	7.56923E-05	5.72932E-09
93	6GCELSIACENT	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	1.60	5.84529E-05	3.41674E-09
94	1GGENCOELL	COMPAÑIA ELECTRICA LA LIBERTAD, S. A.	0.01	2.92813E-07	8.57397E-14

Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.