

INFORME DE VIGILANCIA Y EVALUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

Informe SV-30-2026

PRIMER 2026 CUATRIMESTRE

Contenido

1.	Resumen.....	5
2.	Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).....	6
2.1.	Excedentes disponibles para exportación al MER.....	6
2.2.	Inyecciones totales al MER	9
2.3.	Inyecciones y retiros por país miembro	11
2.4.	Transacciones por tipo de mercado.....	16
2.5.	Transacciones por tipo de oferta.....	18
2.6.	Transacciones por tipo de actividad.....	20
2.7.	Evolución histórica de las inyecciones al MER hasta agosto de 2025	22
2.8.	Abastecimiento de demanda regional con energía del MER hasta abril de 2026.....	24
2.8.1.	Abastecimiento de demandas nacionales con energía del MER hasta abril de 2026 ..	24
3.	Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER).....	26
3.1.	Precios nacionales de los países miembros del MER	31
3.2.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	35
3.2.1.	Metodología de análisis de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	39
3.2.2.	Resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles	39
3.2.3.	Interpretación de resultados de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	40
4.	Transacciones con México.....	41
5.	Comportamiento de los agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER).....	43
5.1.	Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER	43
5.2.	Inyecciones y retiros por agente	43
6.	Análisis de la Competencia y la Eficiencia del Mercado Eléctrico Regional (MER).....	47
6.1.	Competencia en el MER.....	47
6.1.1.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR. 48	
6.1.2.	Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR... 50	
6.1.3.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados CF..... 52	
6.2.	Eficiencia del MER.....	53
6.2.1.	Índices de Concentración de Mercado.....	54
6.2.1.1.	Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1	55
6.2.1.2.	Coficiente de Gini e índice de Theil	58
6.2.1.2.1.	Análisis cuatrimestral.....	58
6.2.1.2.2.	Análisis mensual	61
6.2.2.	Índices de Poder de Mercado	62
6.2.2.1.	Correlación de los precios nacionales con el precio del MER	63

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

6.2.2.2.	Índice RSI (<i>Residual Supply Index</i>)	65
6.2.2.3.	Índice de Lerner.....	69
7.	Conciliación de las transacciones.....	73
8.	Generación y demanda en los países miembros del MER	76
8.1.	Energía demandada.....	76
8.2.	Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER).....	77
8.3.	Energía generada por tecnología en el MER	78
9.	Indicadores técnicos del MER.....	80
9.1.	Mantenimientos de instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR) ..	80
9.2.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).....	81
9.2.1.	Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS	84
9.3.	Eventos regionales ocurridos durante el primer cuatrimestre de 2026	85

Índice de Figuras

Figura 1.	Excedentes diarios disponibles para exportación al MER, enero-abril 2025 y 2026.....	7
Figura 2.	Excedentes disponibles para exportación al MER por país miembro, enero-abril 2026	8
Figura 3.	Inyecciones diarias al MER, enero-abril 2025 y 2026.....	10
Figura 4.	Inyecciones mensuales al MER, enero-abril 2025 y 2026.....	11
Figura 5.	Inyecciones al MER por país miembro, enero-abril 2026	12
Figura 6.	Retiros del MER por país miembro, enero-abril 2026.....	13
Figura 7.	Inyecciones mensuales al MER por país miembro, enero-abril 2026.....	14
Figura 8.	Retiros mensuales del MER por país miembro, enero-abril 2026	15
Figura 9.	Inyecciones al MER por tipo de mercado, enero-abril 2026	17
Figura 10.	Inyecciones al MER por tipo de oferta, enero-abril 2026.....	18
Figura 11.	Retiro del MER por tipo de oferta, enero-abril 2026.....	19
Figura 12.	Inyecciones por actividad de los agentes del MER, enero-abril 2026	20
Figura 13.	Retiros por actividad de los agentes del MER, enero-abril 2026.....	21
Figura 14.	Inyecciones diarias al MER, enero 2014-abril 2026.....	23
Figura 15.	Abastecimiento de demanda regional, enero 2014-abril 2026.....	24
Figura 16.	Abastecimiento de demandas nacionales, enero 2014-abril 2026	25
Figura 17.	Precios promedio diarios del MER, enero-abril 2026.....	27
Figura 18.	Precios máximos horarios del MER, enero-abril 2026	29
Figura 19.	Relación entre las inyecciones al MER y los precios promedio horarios del MER, enero-abril 2026	30
Figura 20.	Precios promedio diarios en los mercados nacionales, enero-abril 2026.....	32
Figura 21.	Precios promedio mensuales en los mercados nacionales, enero-abril 2026.....	33

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Figura 22. Precios nodales promedio por país miembro, enero-abril 2026.....	34
Figura 23. Precios del MER y precios del petróleo, enero-abril 2026	36
Figura 24. Precios del MER y precios del gas natural, enero-abril 2026.....	37
Figura 25. Precios del MER y precios del carbón térmico, enero-abril 2026	38
Figura 26. Correlación entre los precios del MER y los del petróleo y gas natural	40
Figura 27. Transacciones de Guatemala con México y precios asociados.....	42
Figura 28. Agentes con mayor cantidad de inyecciones, enero-abril 2026.....	45
Figura 29. Agentes con mayor cantidad de retiros, enero-abril 2026	46
Figura 30. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero 2014-abril 2026.....	57
Figura 31. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil), enero-abril 2026	59
Figura 32. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil), enero-abril 2026	60
Figura 33. Coeficientes de correlación entre los precios nacionales y los precios del MER, enero-abril 2026.....	64
Figura 34. Comportamiento del RSI de energía declarada, enero-abril 2026.....	66
Figura 35. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 5GICE, enero-abril 2026	71
Figura 36. Comportamiento del Índice de Lerner del agente 6GEGESA, enero-abril 2026.....	72
Figura 37. Conciliación de las transacciones, enero-abril 2026.....	74
Figura 38. Cargo Variable de Transmisión Neto (CVTn), enero-abril 2026	75
Figura 39. Consumo energético por país miembro, enero-abril 2026.....	76
Figura 40. Consumo energético regional, enero-abril 2026.....	77
Figura 41. Demanda máxima del SER, enero-abril 2026.....	77
Figura 42. Energía generada en la región por tecnología, enero-abril 2026 [%]	79
Figura 43. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur, enero-abril 2026 [MW].....	82
Figura 44. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte, enero-abril 2026 [MW].....	83
Figura 45. Eventos regionales, enero-abril 2026.....	86
Figura 46. Repercusiones por eventos regionales, enero-abril 2026.....	87

Índice de Tablas

Tabla 1. Abastecimiento de demandas nacionales, enero 2014-abril 2026.....	25
Tabla 2. Correlación entre los precios del MER y de los combustibles fósiles	40
Tabla 3. Precios promedio mensuales del MER, de México y de Guatemala.....	42
Tabla 4. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER a abril 2026.....	43

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Tabla 5. Agentes que ofertaron con precios elevados en el MOR (≥ 400 USD/MWh)	49
Tabla 6. Agentes que ofertaron con precios bajos en el MOR (≤ 10 USD/MWh).....	51
Tabla 7. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	53
Tabla 8. Índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero-abril 2026	56
Tabla 9. Evolución de índices de concentración en el MER (IHH, C4, C8, CR1), enero 2014-abril 2026.....	57
Tabla 10. Indicadores de desigualdad asociados a las inyecciones (Gini y Theil), enero-abril 2026.....	59
Tabla 11. Indicadores de desigualdad asociados a los retiros (Gini y Theil), enero-abril 2026.....	60
Tabla 12. Coeficientes de correlación entre los precios nacionales y los precios del MER, enero-abril 2026.....	64
Tabla 13. Principales agentes con participación relevante en el MER con base en el índice RSI, enero-abril 2026	67
Tabla 14. Índice de Lerner promedio, enero-abril 2026.....	69
Tabla 15. Consumo energético por país miembro, enero-abril 2026	76
Tabla 16. Energía generada por tecnología y por país miembro, enero-abril 2026 [GWh]	78
Tabla 17. Ejecución global de mantenimientos de instalaciones de la RTR, enero-abril 2026	80
Tabla 18. Ejecución por área de control de mantenimientos de instalaciones de la RTR, enero-abril 2026.....	81
Tabla 19. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Norte-Sur (MW), enero-abril 2026	82
Tabla 20. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en dirección Sur-Norte (MW), enero-abril 2026	83
Tabla 21. Valores de exportación de El Salvador a partir del 1 de enero de 2026 [MW].....	84
Tabla 22. Valores de importación de El Salvador a partir del 30 de marzo de 2026 [MW]	84
Tabla 23. Valores de exportación de El Salvador a partir del 22 de abril de 2026 [MW]	84
Tabla 24. Valores de importación de El Salvador del 01 al 06 de abril de 2026 [MW]	85

1. Resumen

En cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el presente informe describe las actividades de vigilancia y evaluación realizadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) al Mercado Eléctrico Regional (MER) durante el primer cuatrimestre de 2026. Asimismo, se presentan análisis específicos relacionados con el comportamiento operativo y comercial del mercado durante dicho período.

Durante estos meses, el MER operó en un entorno caracterizado por el comportamiento estacional de la generación renovable y la demanda energética. Adicionalmente, prevalecieron condiciones de estabilidad operativa en el Sistema Eléctrico Regional (SER), así como la ausencia de restricciones significativas en la Red de Transmisión Regional (RTR) durante la mayor parte del cuatrimestre.

Tras una reducción significativa de la demanda regional observada en febrero, el inicio y consolidación de la época cálida en la región favorecieron un incremento sostenido de esta, que alcanzó sus niveles más altos en marzo y abril. Estas condiciones incidieron en la evolución de los precios nacionales y regionales, así como en la dinámica de las exportaciones hacia el MER.

El comportamiento de los precios nacionales reflejó de manera directa la participación relativa de las fuentes renovables en cada país miembro, así como las condiciones de su demanda interna. Por ejemplo, Costa Rica registró en febrero un precio promedio mensual de 30.0 USD/MWh, el más bajo de la región, mientras que en abril alcanzó el valor más alto del cuatrimestre, con 214.4 USD/MWh, en un contexto de incremento sostenido de la demanda regional y cambios en las condiciones de oferta disponibles en el mercado.

A pesar de las condiciones de incremento de la demanda registradas durante los meses analizados, el volumen de inyecciones de energía al MER presentó un repunte aproximado del 19% con respecto al primer cuatrimestre de 2025, impulsado por una mayor disponibilidad de generación renovable, estimada en un aumento del 27%. Esta situación contribuyó a moderar el precio regional promedio, que disminuyó aproximadamente un 2%, al pasar de 102.3 USD/MWh en el primer cuatrimestre de 2025 a 100.5 USD/MWh en el mismo período de 2026.

En este contexto, la CRIE reafirma la importancia de mantener una supervisión y vigilancia permanentes del mercado, considerando la interacción entre los factores climáticos, operativos y estructurales que determinan la dinámica regional. El seguimiento continuo de los precios, las transacciones y los indicadores de concentración y poder de mercado constituye una herramienta fundamental para preservar la eficiencia, transparencia y equidad en el funcionamiento del MER, así como para promover una competencia efectiva en beneficio de los países miembros.

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el análisis de las transacciones registradas en el MER durante el primer cuatrimestre de 2026. En particular, se incluye la caracterización de los excedentes disponibles para exportación; las inyecciones totales; la distribución de inyecciones y retiros por país miembro y por tipo de actividad de los agentes; el comportamiento de las transacciones según los distintos tipos de mercado y de oferta; así como la evolución histórica de las inyecciones y los retiros, y el grado de cobertura de las demandas nacionales y de la demanda regional con energía proveniente del MER.

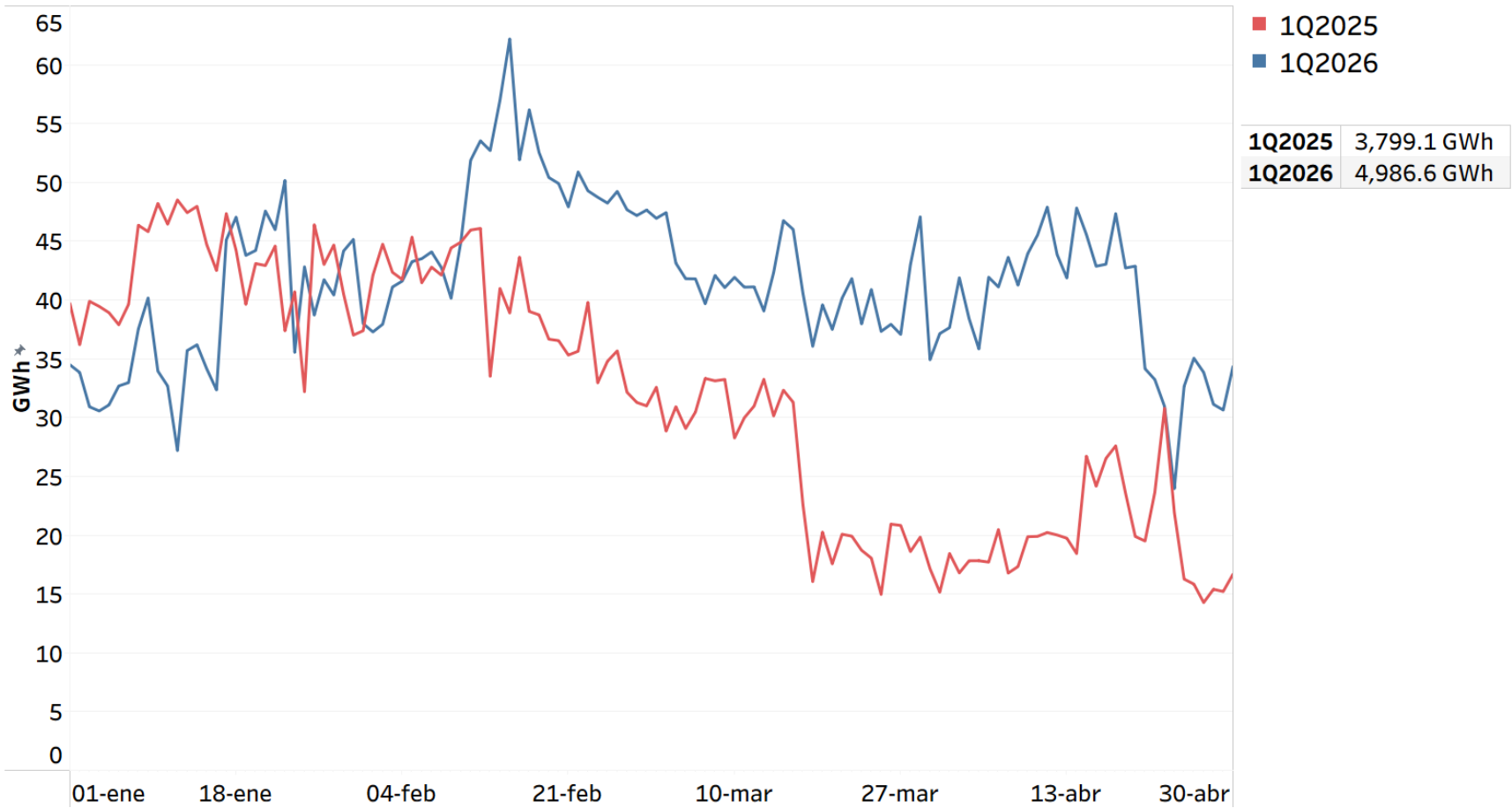
2.1. Excedentes disponibles para exportación al MER

Desde la perspectiva de los excedentes disponibles para exportación al MER, se observa un incremento significativo de aproximadamente 31% en el primer cuatrimestre de 2026 respecto al mismo período de 2025, alcanzando un valor de 4,986.6 GWh. Este comportamiento se asocia principalmente al repunte de la generación renovable en la región, estimado en aproximadamente 27%.

En la Figura 1 se presenta la comparación entre ambos cuatrimestres, observándose que en 2025 hubo días, particularmente durante los meses de marzo y abril, en los que se registraron los valores más bajos de excedentes disponibles para exportación al MER. Este comportamiento estuvo asociado a una reducción de la generación renovable regional, luego de que durante los primeros meses del año se presentara una breve fase del fenómeno climático “*La Niña*”, la cual favoreció temporalmente una mayor disponibilidad de recursos hídricos en la región. En contraste, durante el primer cuatrimestre de 2026, si bien se identifican períodos con cierta volatilidad en los excedentes, el comportamiento general respondió a la estacionalidad propia de los países miembros, alcanzándose en algunos días disponibilidades superiores a 50 GWh.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

FIGURA 1. EXCEDENTES DIARIOS DISPONIBLES PARA EXPORTACIÓN AL MER, ENERO-ABRIL 2025 Y 2026

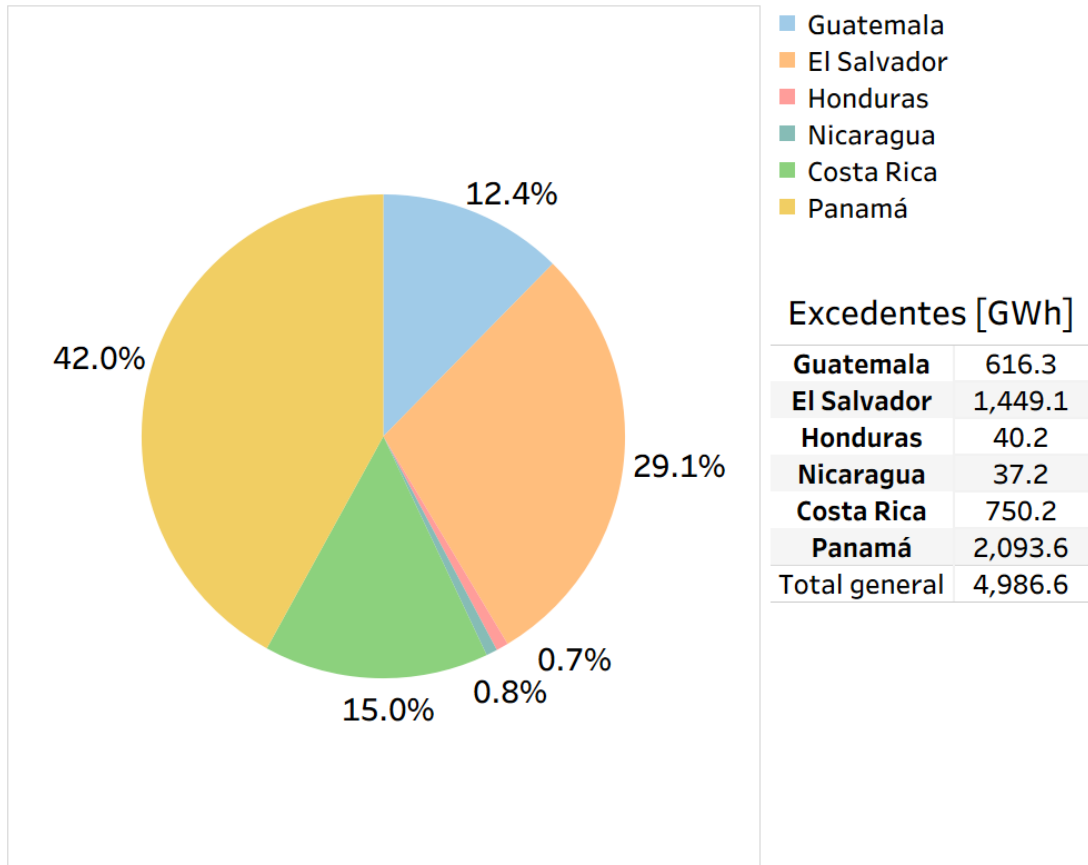


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por otro lado, la Figura 2 muestra el desglose de los excedentes disponibles para exportación por país miembro. En este sentido, se observa que Panamá y El Salvador fueron los países con mayor disponibilidad de generación para exportación durante el primer cuatrimestre de 2026, con participaciones de 42.0% y 29.1%, respectivamente, seguidos por Costa Rica con 15.0% y Guatemala con 12.4%. En contraste, Honduras y Nicaragua aportaron únicamente el 0.8% y 0.7% de los excedentes disponibles, respectivamente, durante el período analizado.

FIGURA 2. EXCEDENTES DISPONIBLES PARA EXPORTACIÓN AL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



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

Este comportamiento responde, en gran medida, a las características de las matrices de generación de cada sistema eléctrico nacional. En particular, los países con mayor participación en la oferta de excedentes presentan una mayor diversificación de fuentes, especialmente renovables, lo que favorece la disponibilidad de energía para exportación.

Por el contrario, aquellos con menor participación muestran una mayor dependencia de tecnologías basadas en combustibles fósiles, lo que limita su capacidad de ofrecer excedentes al mercado regional. Sin embargo, otro aspecto que influye en la colocación de excedentes en el MER son las condiciones de abastecimiento de la demanda local, las cuales pueden propiciar la priorización de la generación interna para dicho abastecimiento.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

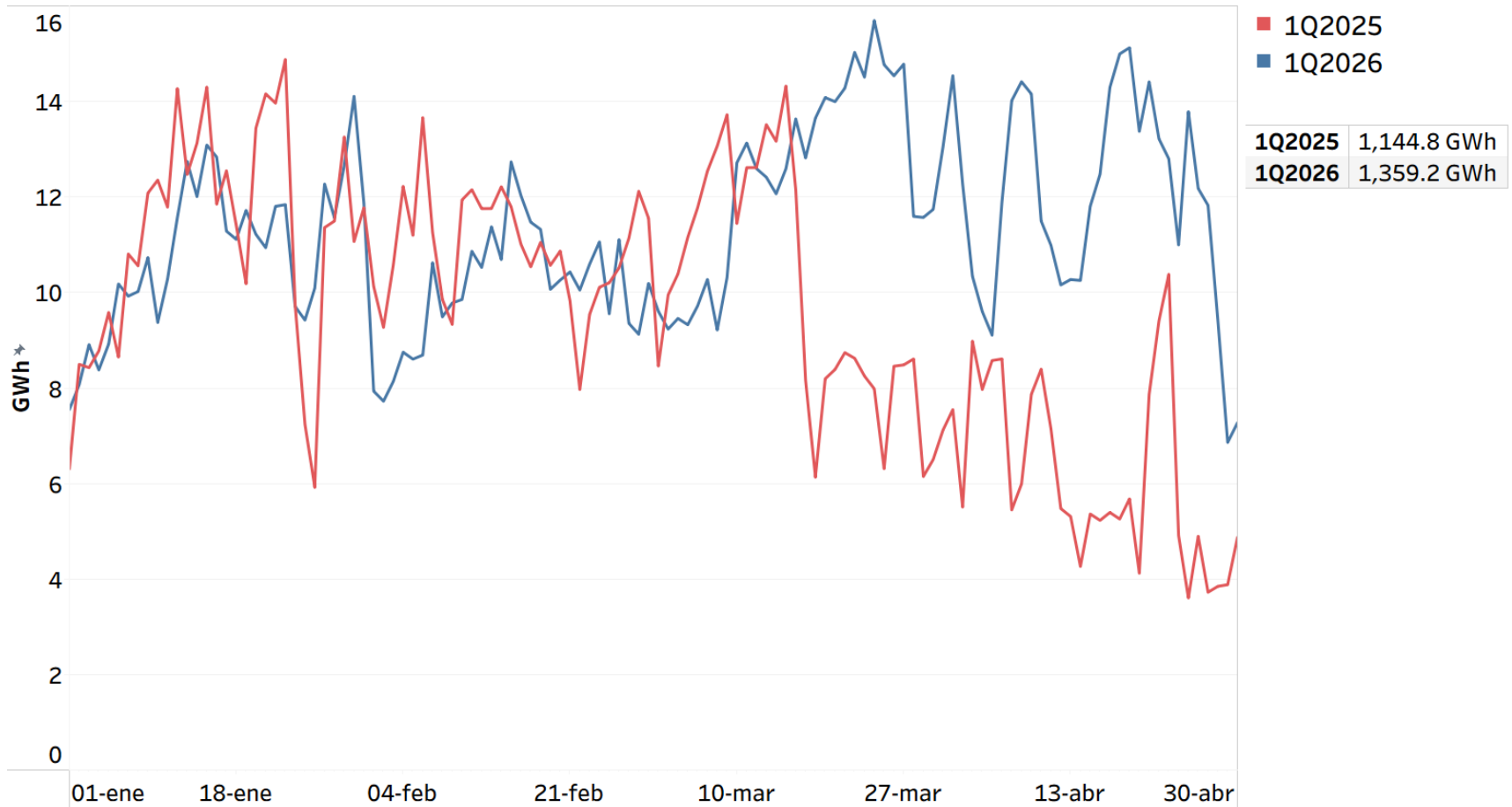
2.2. Inyecciones totales al MER

Durante el primer cuatrimestre de 2026, el volumen total de inyecciones de energía al MER alcanzó los 1,359.2 GWh, lo que representa un incremento aproximado del 19% respecto al mismo período de 2025 (1,144.8 GWh). Este crecimiento estuvo explicado en gran medida por una mayor disponibilidad de generación renovable en la región, particularmente de origen hidroeléctrico (+0.14%), eólico (+5.40%), solar (+20.60%) y a base de biomasa (+2.20%), en contraste con una leve reducción de la generación geotérmica (-1.20%).

Como se observa en la Figura 3, las inyecciones registraron un comportamiento relativamente estable durante la mayor parte del cuatrimestre, con valores diarios comprendidos entre 8 GWh y 16 GWh. Estos niveles fueron superiores a los observados en el mismo período de 2025, cuando las exportaciones regionales se situaron principalmente entre 4 GWh y 14 GWh.

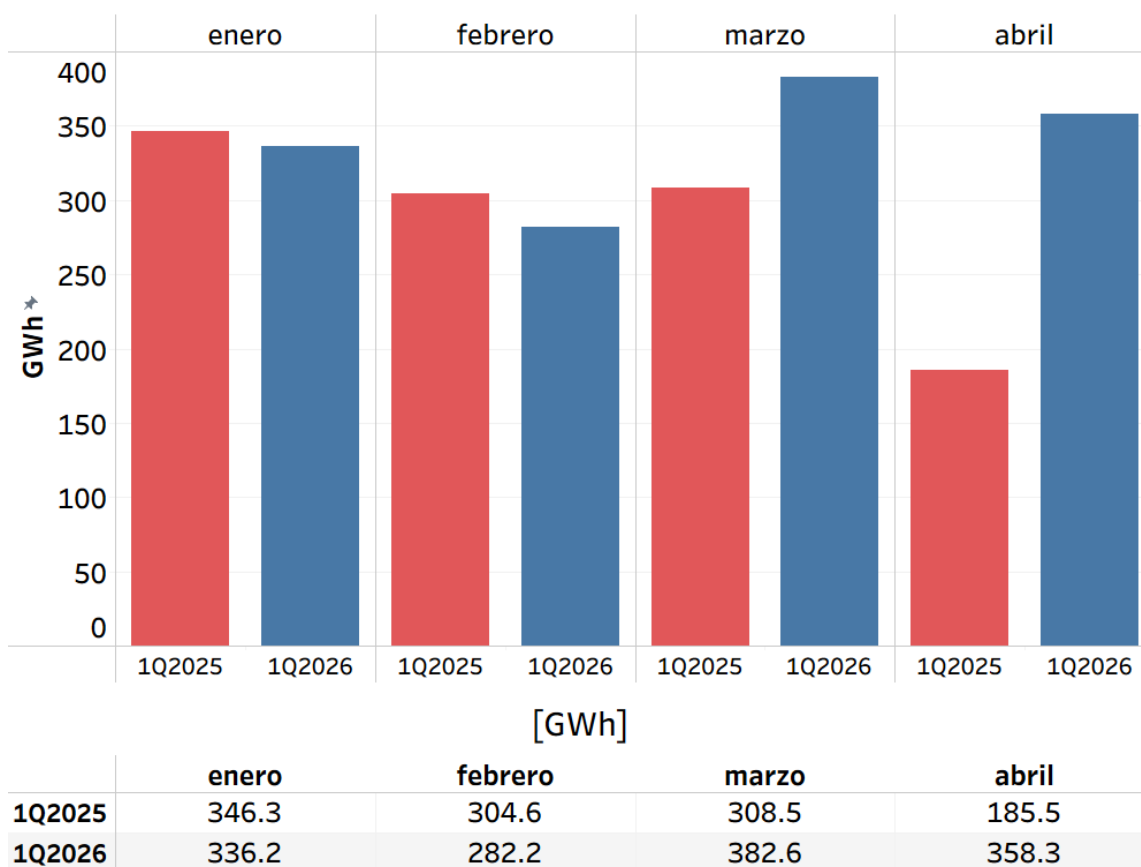
Las condiciones favorables de generación renovable, aunadas a la ausencia de restricciones relevantes en el Sistema Eléctrico Regional (SER) y en la Red de Transmisión Regional (RTR), facilitaron una mayor disponibilidad de excedentes de energía para su comercialización en el MER. Como resultado, se mantuvo un patrón de exportación sostenido durante la mayor parte del período analizado, contribuyendo al incremento de las transacciones regionales con relación al primer cuatrimestre de 2025.

FIGURA 3. INYECCIONES DIARIAS AL MER, ENERO-ABRIL 2025 Y 2026



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

FIGURA 4. INYECCIONES MENSUALES AL MER, ENERO-ABRIL 2025 Y 2026



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

2.3. Inyecciones y retiros por país miembro

Panamá se posicionó como el principal país exportador al MER durante el primer cuatrimestre de 2026, con un total de 518.2 GWh, equivalente al 38.13% de la energía total inyectada. Le siguieron Guatemala, con 452.8 GWh (33.31%); El Salvador, con 332.3 GWh (24.45%); y Costa Rica, con 52.3 GWh (3.85%). Por su parte, Honduras y Nicaragua registraron participaciones marginales de 3.5 GWh (0.26%) y 0.1 GWh (0.01%), respectivamente.

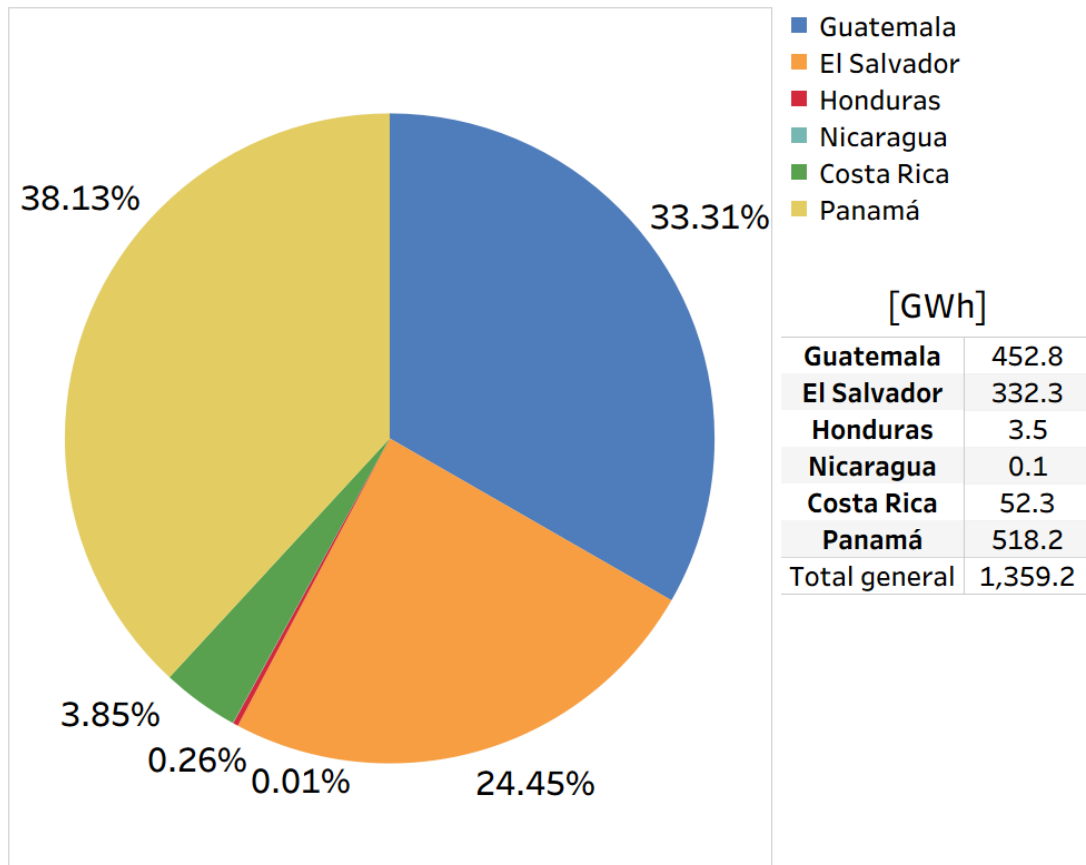
El liderazgo de Panamá y Guatemala en las exportaciones regionales estuvo respaldado por condiciones favorables para la generación renovable y, en el caso de Panamá, por el aporte relevante de sus centrales a gas natural. Por su parte, Costa Rica, gracias a su matriz de generación predominantemente renovable, logró sostener niveles de exportación durante determinados períodos del cuatrimestre, priorizando principalmente el abastecimiento de su demanda interna. Asimismo, El Salvador mantuvo una participación relevante, favorecida por un balance eficiente entre su generación nacional y las importaciones regionales.

En contraste, Honduras y Nicaragua mantuvieron una limitada capacidad de exportación debido a una mayor dependencia de generación térmica local. No obstante, ambos países

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

registraron un leve incremento en su contribución a las inyecciones de energía al MER en comparación con el primer cuatrimestre de 2025.

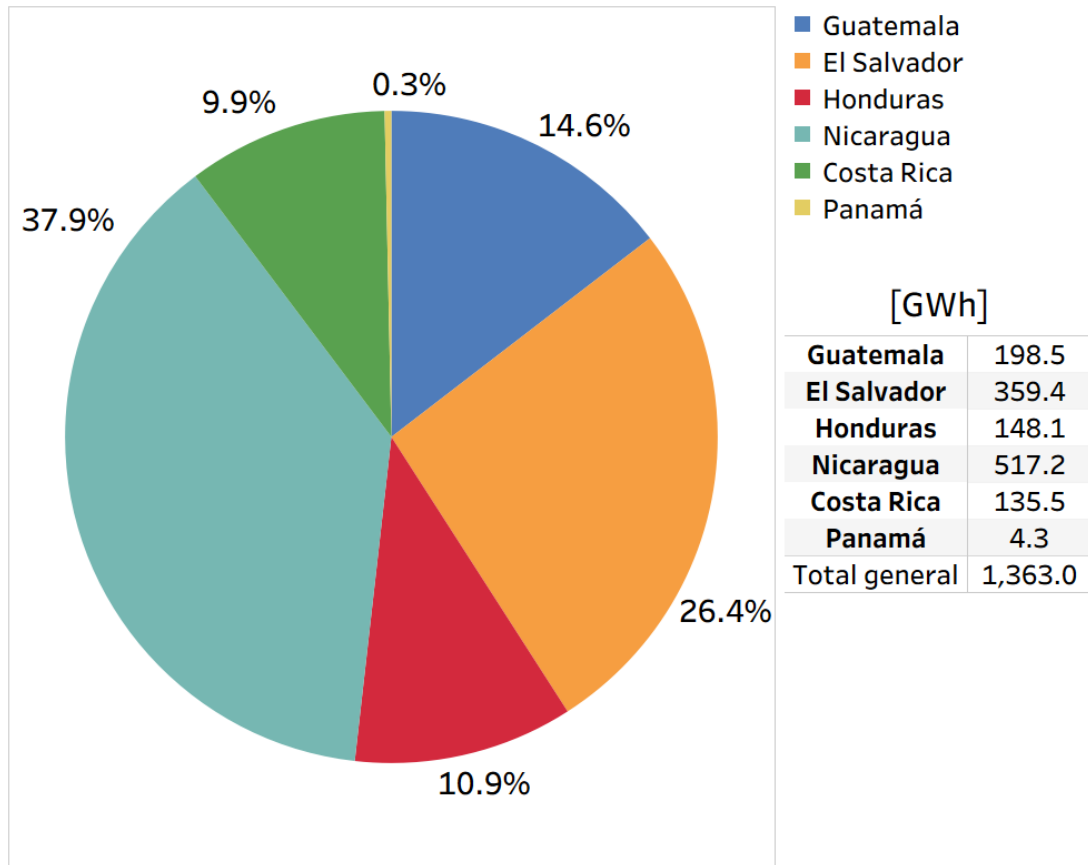
FIGURA 5. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



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

En cuanto a los retiros, Nicaragua se mantuvo como el principal país demandante de energía del MER, con 517.2 GWh (37.9%), seguido por El Salvador, con 359.4 GWh (26.4%); Guatemala, con 198.5 GWh (14.6%); Honduras, con 148.1 GWh (10.9%); y Costa Rica, con 135.5 GWh (9.9%). Por su parte, Panamá registró un volumen mínimo de retiro, con 4.3 GWh (0.3%).

FIGURA 6. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026

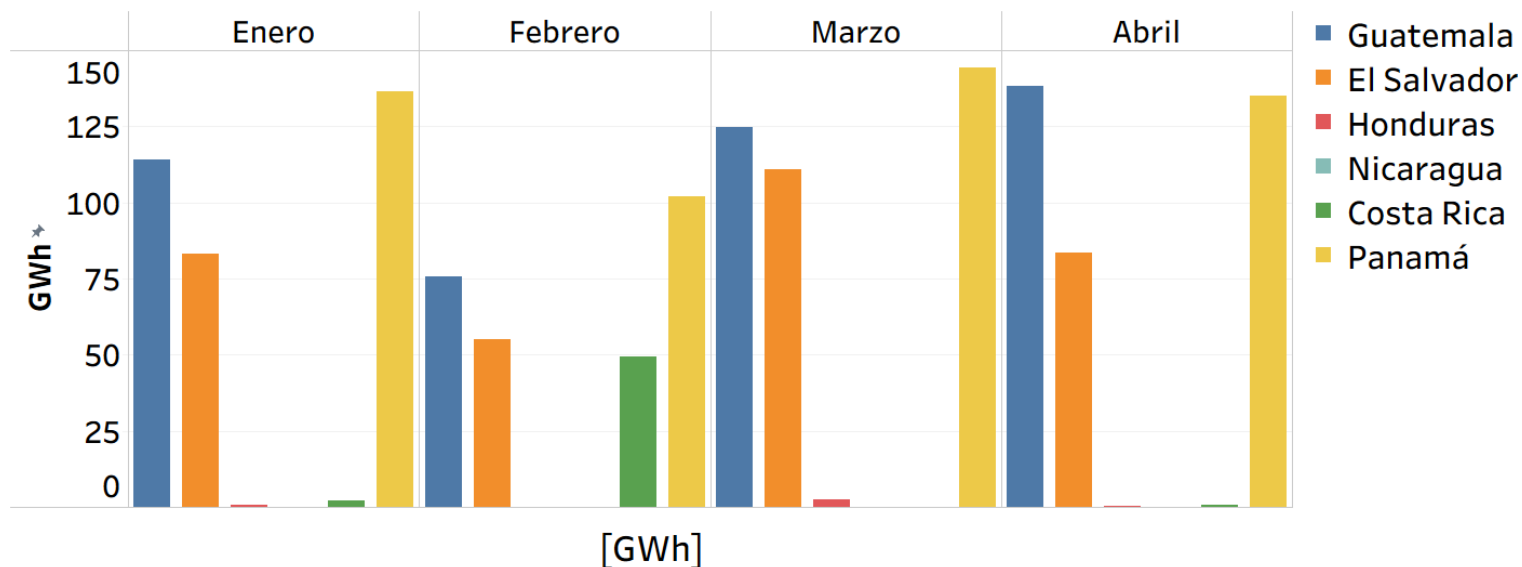


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

El comportamiento observado en las Figuras 5 y 6 (resultados acumulados por país) y en las Figuras 7 y 8 (resultados mensuales por país) refleja un aumento general de las transacciones de exportación desde los países con matrices de generación más diversificadas y con alta participación renovable (Panamá, Guatemala y El Salvador), aunado a un incremento en las importaciones regionales por parte de los países con mayor dependencia de generación térmica local (Nicaragua y Honduras).

Esta dinámica confirma la función del MER como un mecanismo de equilibrio regional, propiciado por un contexto más favorable de disponibilidad de generación renovable y por una operación interconectada sin restricciones relevantes durante el período de enero a abril de 2026.

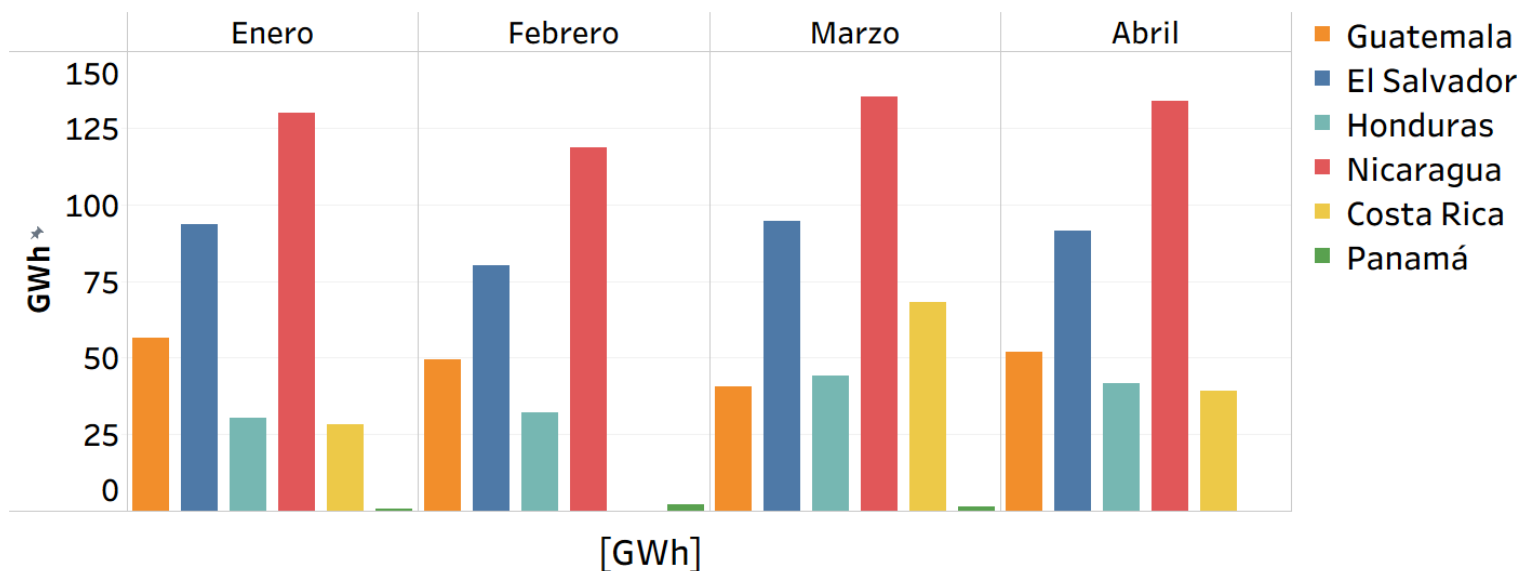
FIGURA 7. INYECCIONES MENSUALES AL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Total general
Guatemala	113.9	75.9	124.6	138.4	452.8
El Salvador	83.0	54.9	110.8	83.6	332.3
Honduras	0.5	0.1	2.6	0.4	3.5
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Costa Rica	2.0	49.3	0.1	0.8	52.3
Panamá	136.6	102.0	144.4	135.2	518.2

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

FIGURA 8. RETIROS MENSUALES DEL MER POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Total general
Guatemala	56.6	49.3	40.7	51.9	198.5
El Salvador	93.5	80.0	94.7	91.3	359.4
Honduras	30.5	32.0	44.0	41.6	148.1
Nicaragua	129.9	118.5	135.1	133.7	517.2
Costa Rica	28.2	0.0	68.3	39.0	135.5
Panamá	0.7	2.0	1.5	0.1	4.3

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

2.4. Transacciones por tipo de mercado

Entre enero y abril de 2026, el 88.3% de las inyecciones al MER, equivalentes a 1,200.4 GWh, se realizaron en el Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 11.7% restante, correspondiente a 158.9 GWh, se canalizó a través del Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

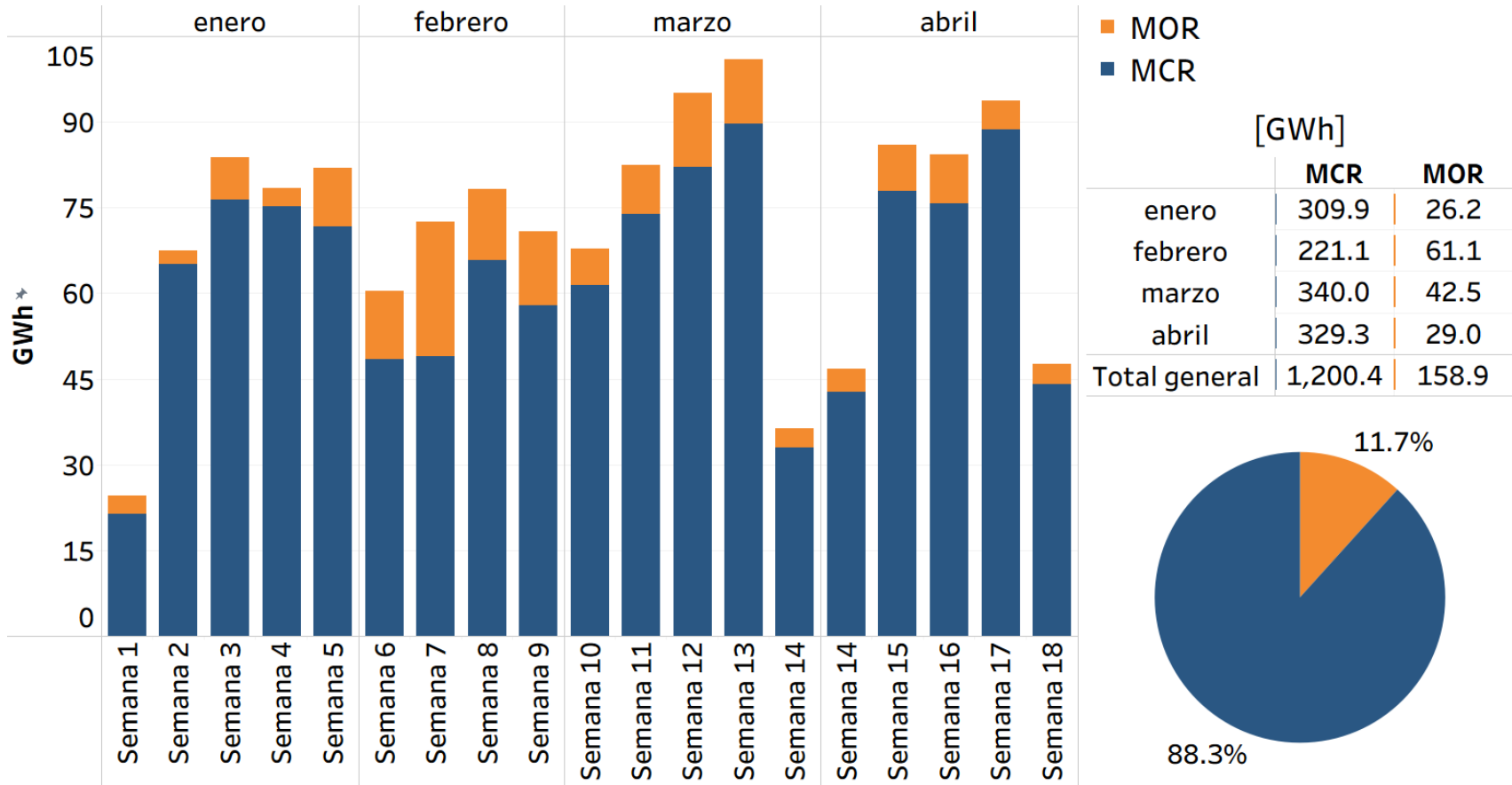
Como se observa en la Figura 9, el MCR mantuvo un claro predominio durante todo el período analizado, concentrando la mayor parte de las transacciones regionales de energía. Esta tendencia se registró en un contexto caracterizado por una mayor disponibilidad de generación renovable en la región y por condiciones operativas relativamente estables en el mercado regional, lo que permitió a los agentes respaldar sus compromisos contractuales y sostener un elevado nivel de intercambios de energía mediante contratos regionales.

A nivel mensual, febrero registró la menor participación del MCR, con 221.1 GWh, acompañada por el mayor volumen de transacciones en el MOR (61.1 GWh). Posteriormente, durante marzo y abril se observó una recuperación significativa de las inyecciones contractuales, alcanzando 340.0 GWh y 329.3 GWh, respectivamente, coincidiendo con los mayores niveles de transacciones totales del cuatrimestre. En términos semanales, los mayores volúmenes de inyección se registraron durante marzo y abril, con valores cercanos a 95 GWh y 105 GWh por semana, impulsados principalmente por las transacciones realizadas en el MCR.

Por su parte, el MOR mantuvo una participación complementaria a lo largo del cuatrimestre, facilitando el aprovechamiento de excedentes temporales de generación y contribuyendo a la optimización de los intercambios regionales de corto plazo. Su mayor relevancia se observó durante febrero, cuando representó aproximadamente el 21.7% de las inyecciones mensuales, en un contexto caracterizado por el menor consumo regional de energía del período analizado. En contraste, en enero, marzo y abril su participación se situó entre el 7.8% y el 11.1% del total mensual.

En conjunto, la evolución observada en la Figura 9 evidencia un mercado regional caracterizado por el predominio de las transacciones contractuales, respaldadas por condiciones favorables de generación y por una operación regional sin restricciones relevantes. Asimismo, refleja el papel complementario del MOR como mecanismo para canalizar excedentes de energía y atender oportunidades de intercambio de corto plazo entre los países miembros.

FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO, ENERO-ABRIL 2026



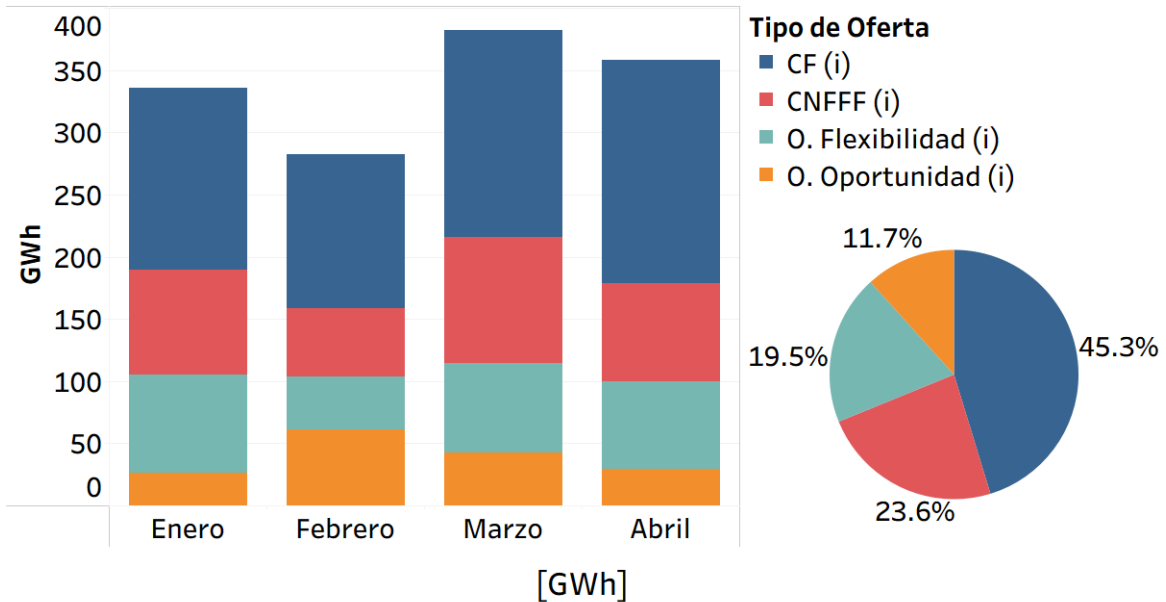
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

2.5. Transacciones por tipo de oferta

Para el período comprendido entre enero y abril de 2026, las inyecciones al MER se realizaron mayoritariamente mediante Contratos Firmes (CF), que representaron el 45.3% del total, equivalentes a 615.6 GWh. En segundo lugar, se ubicaron las inyecciones físicas de Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF), con 320.3 GWh (23.6%), seguidas de las Ofertas de Flexibilidad, con 264.5 GWh (19.5%), y las Ofertas de Oportunidad, con 158.9 GWh (11.7%).

El predominio de los CF y de los CNFFF refleja la relevancia de las transacciones contractuales durante el período analizado, impulsadas principalmente por condiciones operativas favorables en la región. Por su parte, las Ofertas de Flexibilidad y de Oportunidad mantuvieron una participación complementaria significativa, evidenciando el aprovechamiento de transacciones de corto plazo derivadas de períodos de baja demanda y alta disponibilidad de generación renovable.

FIGURA 10. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA, ENERO-ABRIL 2026



	CF (i)	CNFFF (i)	O. Flexibilidad (i)	O. Oportunidad (i)
Enero	146.6	84.6	78.7	26.2
Febrero	123.3	55.0	42.8	61.1
Marzo	166.3	101.5	72.2	42.5
Abril	179.3	79.2	70.8	29.0
Total general	615.6	320.3	264.5	158.9

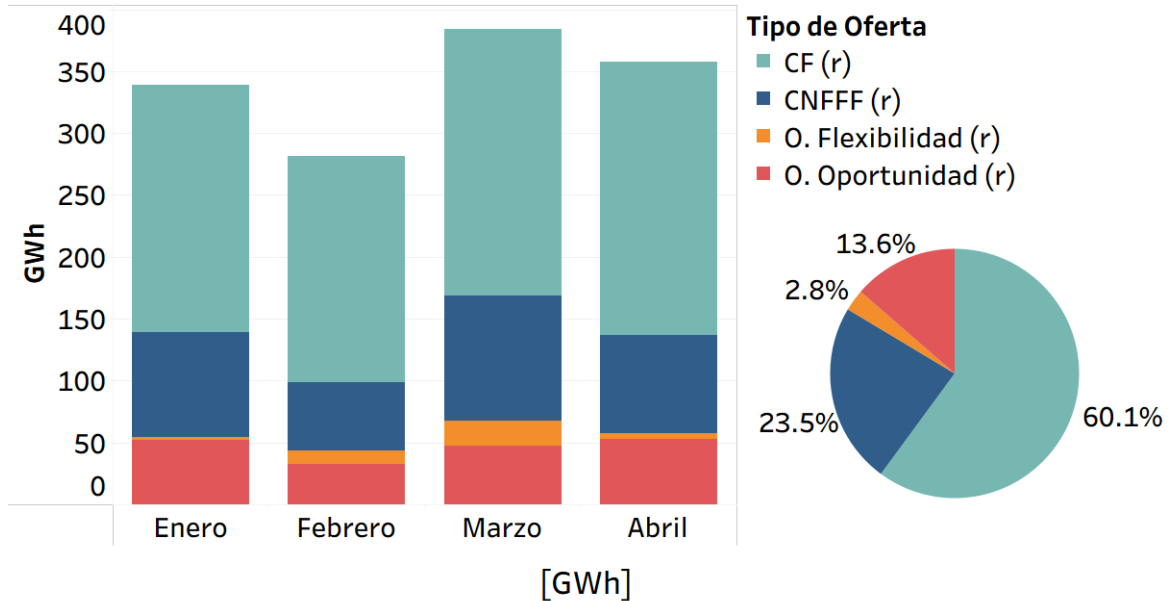
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

- **CF (i):** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF (i):** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Flexibilidad (i):** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Oportunidad (i):** Ofertas de oportunidad de inyección.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En lo que respecta a las importaciones, el 60.1% de la energía retirada se realizó bajo CF, equivalente a 819.2 GWh, seguido de los retiros físicos de los CNFFF, con 320.3 GWh (23.5%), las Ofertas de Oportunidad, con 185.4 GWh (13.6%), y las Ofertas de Flexibilidad, con una participación menor de 38.1 GWh (2.8%).

FIGURA 11. RETIRO DEL MER POR TIPO DE OFERTA, ENERO-ABRIL 2026



	CF (r)	CNFFF (r)	O. Flexibilidad (r)	O. Oportunidad (r)
Enero	200.4	84.6	2.5	51.8
Febrero	182.9	55.0	10.9	32.9
Marzo	215.4	101.5	19.7	47.7
Abril	220.4	79.2	5.0	52.9
Total general	819.2	320.3	38.1	185.4

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

- **CF (r):** Retiro requerido del Contrato Firme.
- **CNFFF (r):** Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Flexibilidad (r):** Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O. Oportunidad (r):** Ofertas de oportunidad de retiro.

El comportamiento mostrado en las Figuras 10 y 11 confirma que las transacciones vinculadas a contratos regionales constituyeron el principal mecanismo de comercialización de energía en el MER, complementadas por la participación de las Ofertas de Oportunidad y Flexibilidad. Este patrón es consistente con las condiciones operativas favorables registradas durante el primer cuatrimestre de 2026, las cuales permitieron la colocación y ejecución efectiva de las transacciones de inyección y retiro en el mercado regional.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

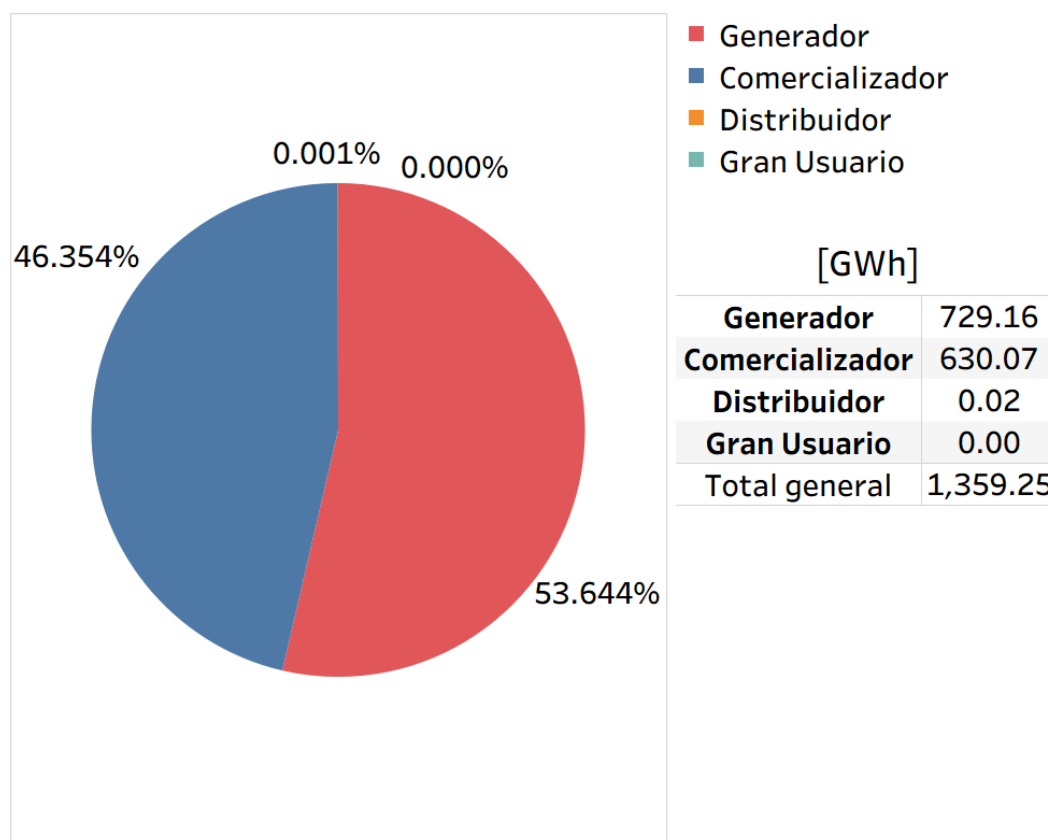
2.6. Transacciones por tipo de actividad

La estructura de las transacciones realizadas en el MER por tipo de actividad de los agentes durante el primer cuatrimestre de 2026 muestra una participación diferenciada, tanto en el lado de la oferta como de la demanda.

Con relación a las inyecciones, en la Figura 12 se observa que estas fueron realizadas prácticamente en su totalidad por agentes generadores y comercializadores. Los generadores concentraron la mayor participación, con 729.16 GWh, equivalentes al 53.644% del total, mientras que los comercializadores aportaron 630.07 GWh, correspondientes al 46.354%. Por su parte, la participación de los distribuidores fue marginal, con apenas 0.02 GWh (0.001%), correspondientes a transacciones realizadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (3DENEE), único agente distribuidor que registró tanto inyecciones como retiros de energía en el MER durante el período analizado.

Esta distribución refleja la estructura operativa del MER, en la que la oferta de energía proviene principalmente de los agentes con capacidad de generación propia, complementada por la participación de los comercializadores como intermediarios en las transacciones regionales. La elevada participación de estos últimos evidencia un importante nivel de actividad comercial en el mercado regional y su contribución a facilitar los intercambios de energía entre los países miembros.

FIGURA 12. INYECCIONES POR ACTIVIDAD DE LOS AGENTES DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

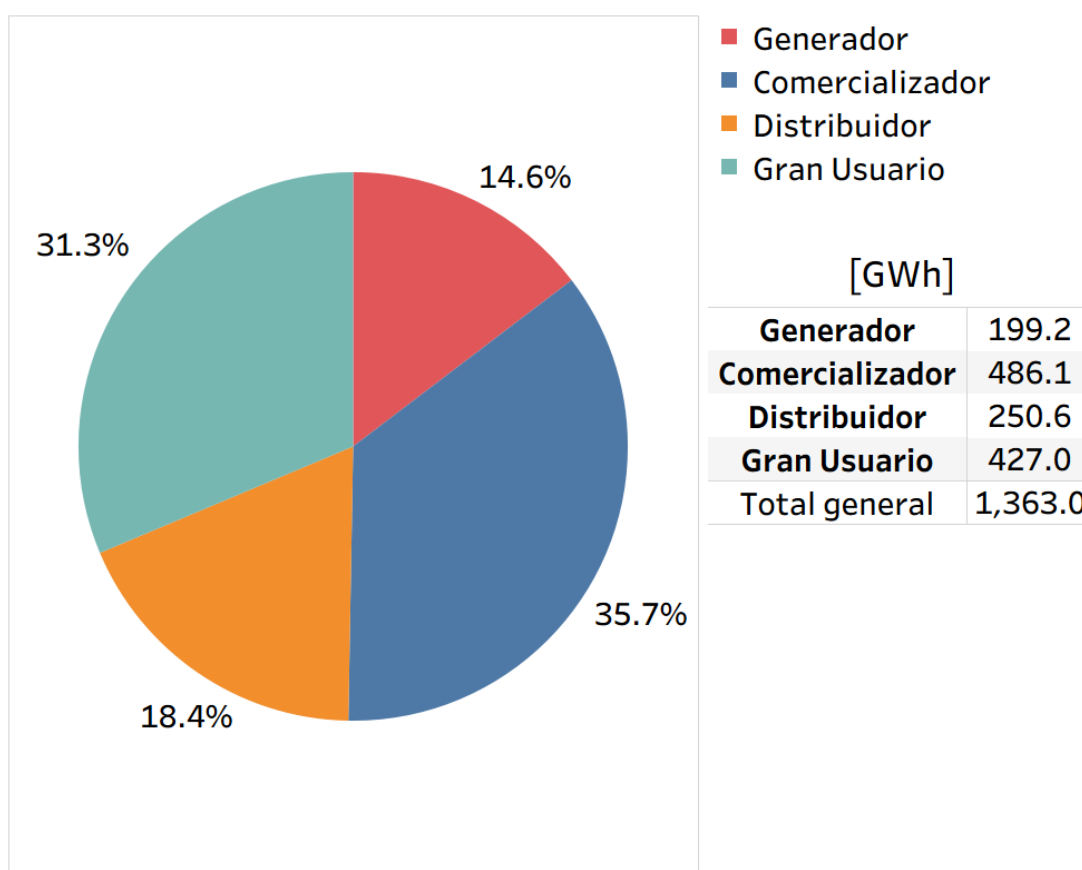
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por su parte, los retiros presentaron una estructura más diversificada. Los comercializadores concentraron la mayor participación, con 486.1 GWh (35.7%), seguidos por los grandes usuarios, con 427.0 GWh (31.3%); los distribuidores, con 250.6 GWh (18.4%); y los generadores, con 199.2 GWh (14.6%).

Este comportamiento evidencia que la demanda de energía en el MER estuvo desagregada entre sus cuatro tipos de agentes, destacando la participación de los comercializadores y grandes usuarios como principales demandantes durante el primer cuatrimestre de 2026. Asimismo, la participación de los distribuidores refleja su función de abastecimiento a la demanda final en los mercados nacionales, mientras que la presencia de generadores como agentes de retiro responde a condiciones operativas y comerciales asociadas a la gestión de sus transacciones, lo que les permite recurrir al mercado regional cuando los precios nacionales o sus costos de generación resultan menos competitivos que los precios del MER.

La participación de los grandes usuarios confirma la utilización de mecanismos de acceso directo al MER por parte de consumidores relevantes habilitados en los mercados nacionales, evidenciando la diversidad de agentes participantes y el grado de apertura existente en el mercado regional.

FIGURA 13. RETIROS POR ACTIVIDAD DE LOS AGENTES DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

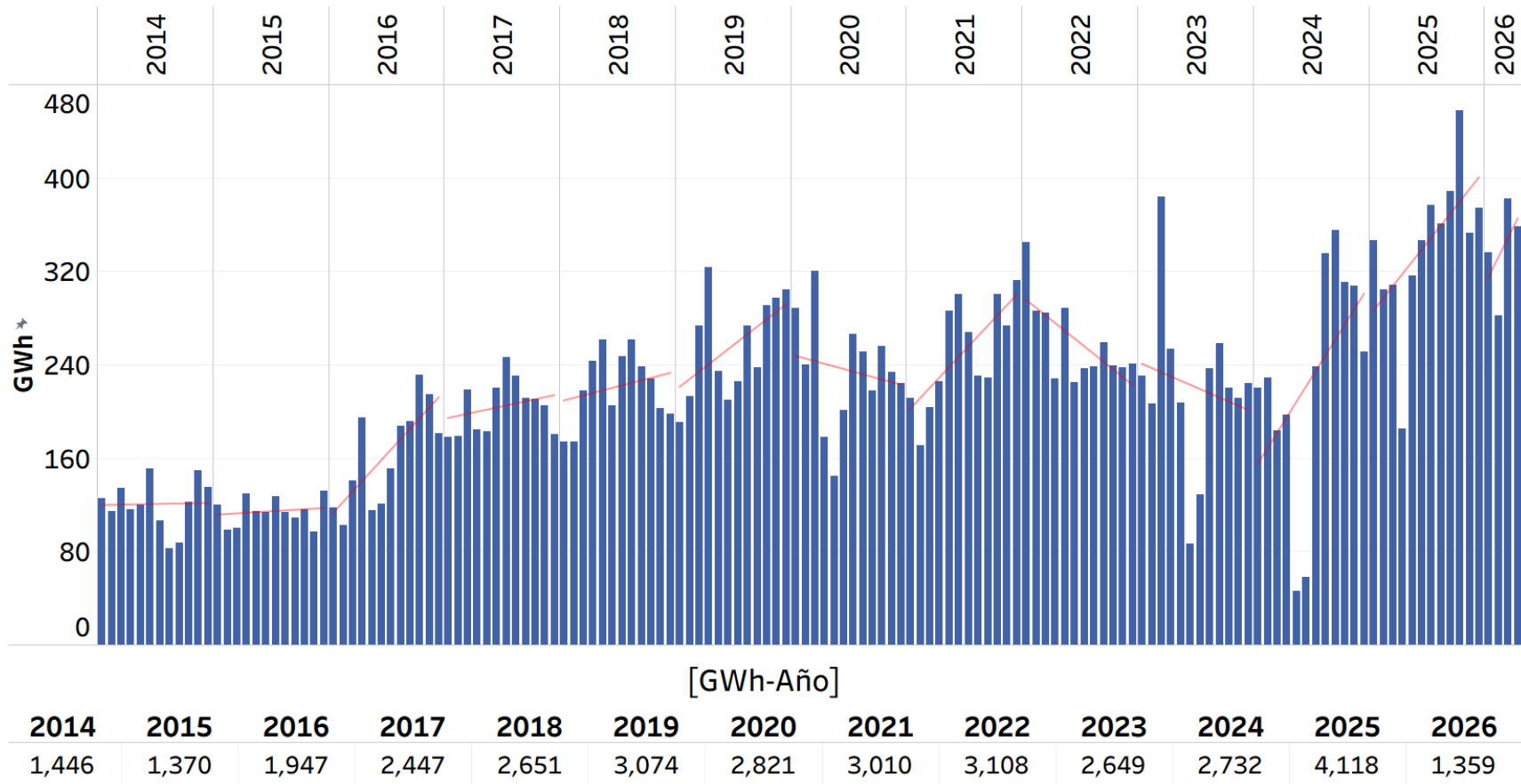
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En conjunto, los resultados muestran una clara participación diferenciada de los distintos agentes del mercado. Mientras que los generadores y los comercializadores lideraron las inyecciones de energía, los retiros se estructuraron de manera más equilibrada entre comercializadores, grandes usuarios, distribuidores y generadores, reflejando la diversidad de estrategias comerciales y necesidades de abastecimiento presentes en el MER.

2.7. Evolución histórica de las inyecciones al MER hasta agosto de 2025

La Figura 14 muestra la evolución de las inyecciones al MER desde enero de 2014 hasta abril de 2026. Los resultados registrados durante el primer cuatrimestre del presente año reflejan condiciones operativas incluso más favorables que las observadas durante el mismo período de 2025, alcanzando un volumen acumulado de 1,359 GWh. Esta evolución confirma el repunte de la generación renovable y la ausencia de restricciones relevantes en el SER y en la RTR durante el período analizado.

FIGURA 14. INYECCIONES DIARIAS AL MER, ENERO 2014-ABRIL 2026



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

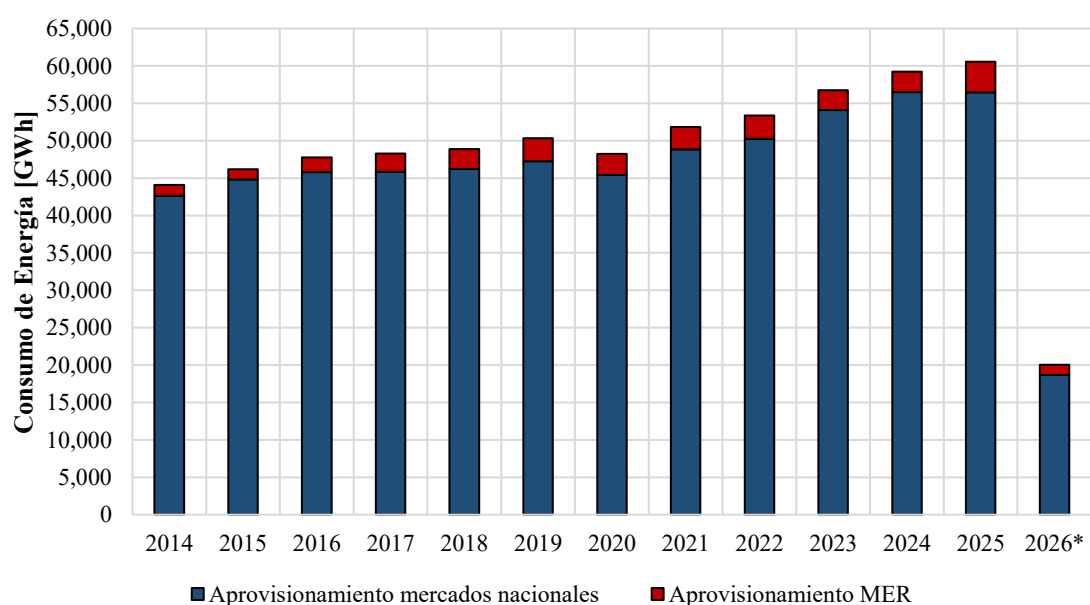
Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

2.8. Abastecimiento de demanda regional con energía del MER hasta abril de 2026

La Figura 15 muestra los volúmenes de energía consumida a nivel regional, desglosados según su fuente de aprovisionamiento: los Mercados Nacionales y el Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, presenta el porcentaje que representan las inyecciones al MER respecto del consumo total de energía de la región para el período comprendido entre enero de 2014 y abril de 2026.

Durante los primeros cuatro meses de 2026, el aprovisionamiento mediante inyecciones al MER alcanzó una cobertura aproximada del 6.8% de la demanda regional, manteniendo niveles similares a los observados durante el año anterior. Esta participación estuvo asociada, como se ha venido señalando en el presente informe, a condiciones operativas favorables en el sistema regional.

FIGURA 15. ABASTECIMIENTO DE DEMANDA REGIONAL, ENERO 2014-ABRIL 2026



COBERTURA DE LA DEMANDA REGIONAL (% ANUAL)												
2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026*
3.3%	3.0%	4.1%	5.1%	5.4%	6.1%	5.8%	5.8%	5.8%	4.7%	4.6%	6.8%	6.8%

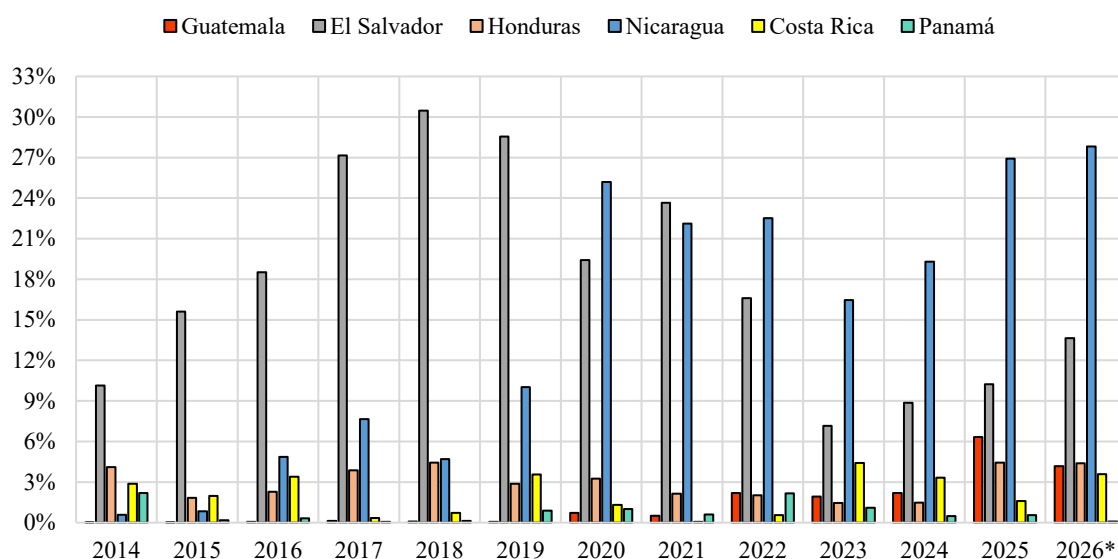
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

*De enero a abril de 2026

2.8.1. Abastecimiento de demandas nacionales con energía del MER hasta abril de 2026

La Figura 16 y la Tabla 1 presentan la evolución del porcentaje de aprovisionamiento de las demandas nacionales con energía proveniente del MER (retiros), para el período comprendido entre enero de 2014 y abril de 2026. Este indicador refleja la proporción de la demanda interna de cada país miembro que fue cubierta mediante compras en el mercado regional, lo que permite analizar el grado de dependencia de los mercados nacionales respecto al MER.

FIGURA 16. ABASTECIMIENTO DE DEMANDAS NACIONALES, ENERO 2014-ABRIL 2026



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

*De enero a abril de 2026

TABLA 1. ABASTECIMIENTO DE DEMANDAS NACIONALES, ENERO 2014-ABRIL 2026

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2014	0.0%	10.1%	4.1%	0.6%	2.9%	2.2%
2015	0.0%	15.6%	1.8%	0.8%	2.0%	0.2%
2016	0.1%	18.5%	2.3%	4.9%	3.4%	0.3%
2017	0.1%	27.2%	3.9%	7.7%	0.3%	0.1%
2018	0.1%	30.5%	4.4%	4.7%	0.7%	0.1%
2019	0.1%	28.6%	2.9%	10.0%	3.6%	0.9%
2020	0.7%	19.4%	3.3%	25.2%	1.3%	1.0%
2021	0.5%	23.7%	2.1%	22.1%	0.1%	0.6%
2022	2.2%	16.6%	2.0%	22.5%	0.6%	2.2%
2023	1.9%	7.2%	1.5%	16.5%	4.4%	1.1%
2024	2.2%	8.9%	1.5%	19.3%	3.3%	0.5%
2025	6.3%	10.2%	4.4%	26.9%	1.6%	0.5%
2026*	4.2%	13.6%	4.4%	27.8%	3.6%	0.1%

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

*De enero a abril de 2026

Destaca el caso de El Salvador, que muestra un crecimiento sostenido entre 2014 (10.1%) y 2018 (30.5%), alcanzando en ese último año su nivel histórico más alto. Posteriormente, se observa una tendencia descendente hasta 2023 (7.2%), seguida de una recuperación gradual durante 2024 (8.9%), 2025 (10.2%) y el primer cuatrimestre de 2026 (13.6%). Este comportamiento refleja una recuperación de la participación del MER en el abastecimiento de la demanda salvadoreña, aunque todavía por debajo de los niveles observados durante el período 2017-2019.

En Nicaragua, el comportamiento presenta dos etapas claramente diferenciadas. La primera se caracteriza por niveles relativamente bajos de dependencia del MER entre 2014 y 2019,

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

con valores iguales o inferiores al 10%. La segunda inicia en 2020, cuando el indicador alcanza el 25.2%, manteniéndose posteriormente en niveles elevados. Durante 2025 y el primer cuatrimestre de 2026 se registraron los valores más altos de toda la serie, con 26.9% y 27.8%, respectivamente, consolidando a Nicaragua como el principal importador neto de energía del MER y como el país con mayor participación del mercado regional en el abastecimiento de su demanda interna.

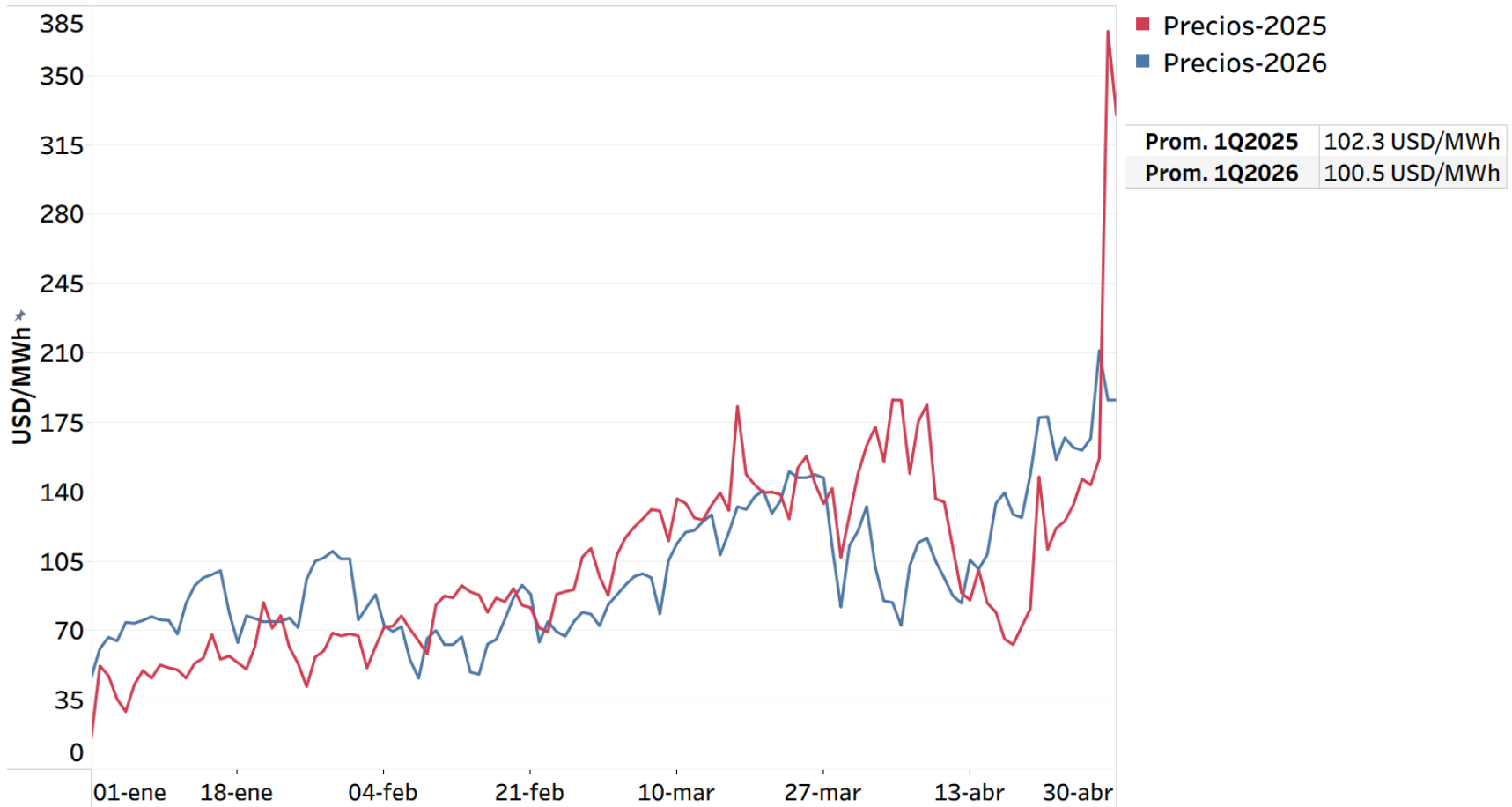
Para el resto de los países, los niveles de aprovisionamiento mediante energía proveniente del MER han sido más moderados. No obstante, Guatemala muestra una tendencia creciente durante los últimos años, alcanzando un máximo histórico de 6.3% en 2025 y manteniendo un nivel de 4.2% durante el primer cuatrimestre de 2026. Honduras también incrementó su participación respecto a los años previos, registrando 4.4% tanto en 2025 como en los cuatro primeros meses del presente año. Por su parte, Costa Rica ha mantenido una participación relativamente baja y variable, mientras que Panamá continúa registrando los menores niveles de dependencia del mercado regional, con valores inferiores al 1% durante la mayor parte de la serie analizada.

En conjunto, los resultados reflejan la relevancia que ha adquirido el MER como mecanismo complementario de suministro energético, particularmente para Nicaragua y El Salvador, así como el creciente aprovechamiento de este por parte de Guatemala y Honduras durante los últimos años.

3. Precios en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Durante el primer cuatrimestre de 2026, el precio promedio del MER fue de 100.5 USD/MWh, levemente inferior al registrado en el mismo período de 2025 (102.3 USD/MWh), lo que representa una reducción aproximada del 2%. Esta disminución es consistente con la mejora general de las condiciones de generación renovable prevalecientes en la región durante el período analizado.

FIGURA 17. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

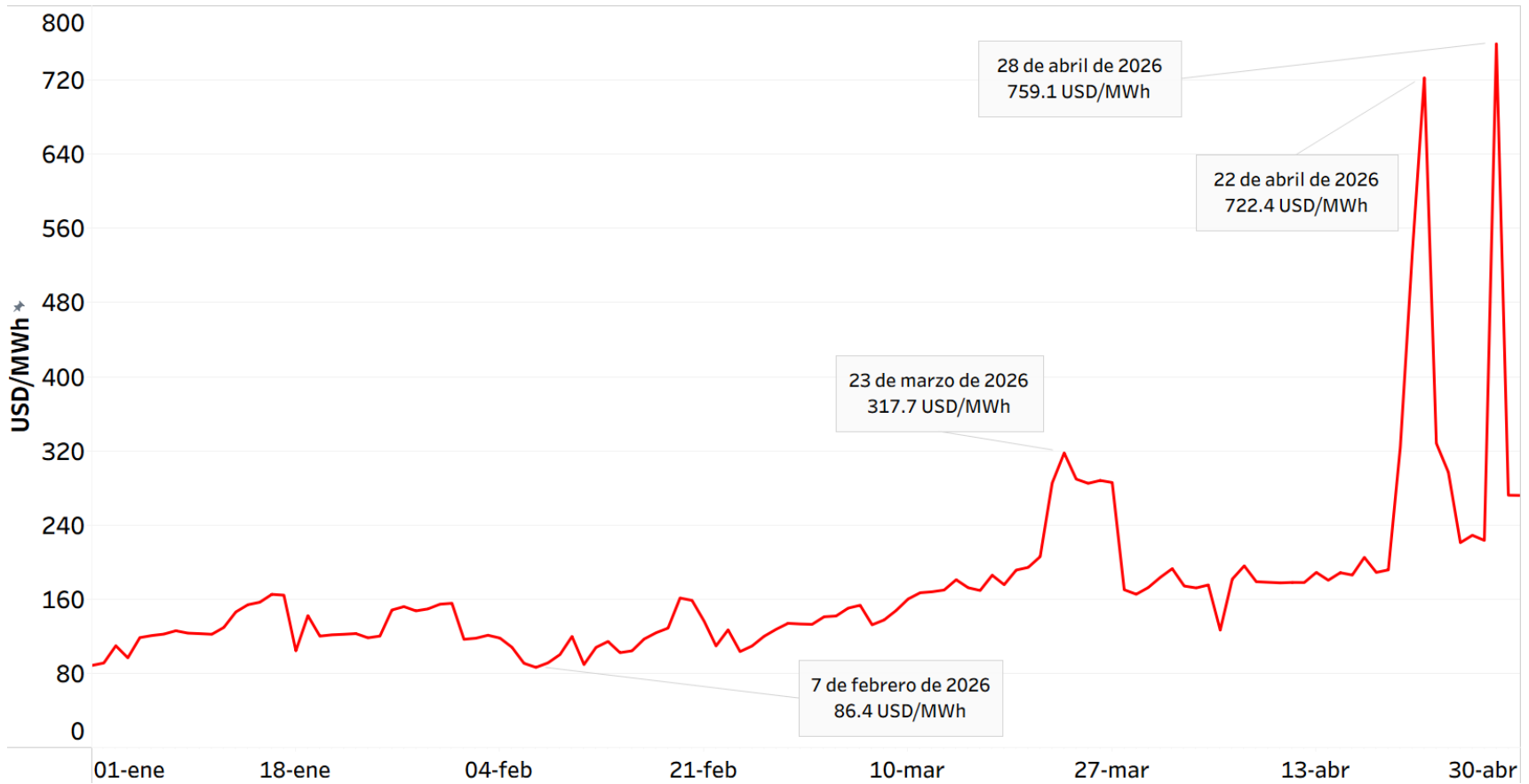
En la Figura 17 se observa que la evolución de los precios promedio diarios del MER durante el primer cuatrimestre de 2026 mantuvo un comportamiento similar al registrado en el mismo período de 2025. En ambos años se aprecia una tendencia general al alza conforme avanzó el cuatrimestre, asociada, entre otros factores, a la reducción progresiva de la disponibilidad de generación renovable y al aumento de la temperatura, condiciones características de la transición hacia la época cálida en la región.

No obstante, durante 2026 los precios mostraron una menor volatilidad y registraron un promedio de 100.5 USD/MWh, ligeramente inferior al promedio de 102.3 USD/MWh observado en el primer cuatrimestre de 2025. Asimismo, aunque en ambos períodos se presentaron incrementos de precios hacia finales de abril, los valores promedio máximos registrados en 2026 fueron considerablemente inferiores a los picos observados en 2025.

Por su parte, los precios máximos horarios del cuatrimestre se ubicaron entre 86.4 USD/MWh (7 de febrero de 2026) y 759.1 USD/MWh (28 de abril de 2026), como se observa en la Figura 18, reflejando un rango de variación considerable asociado tanto a escenarios de pérdida de generación en el área de control de Guatemala como a un comportamiento predominantemente estacional de carácter semanal.

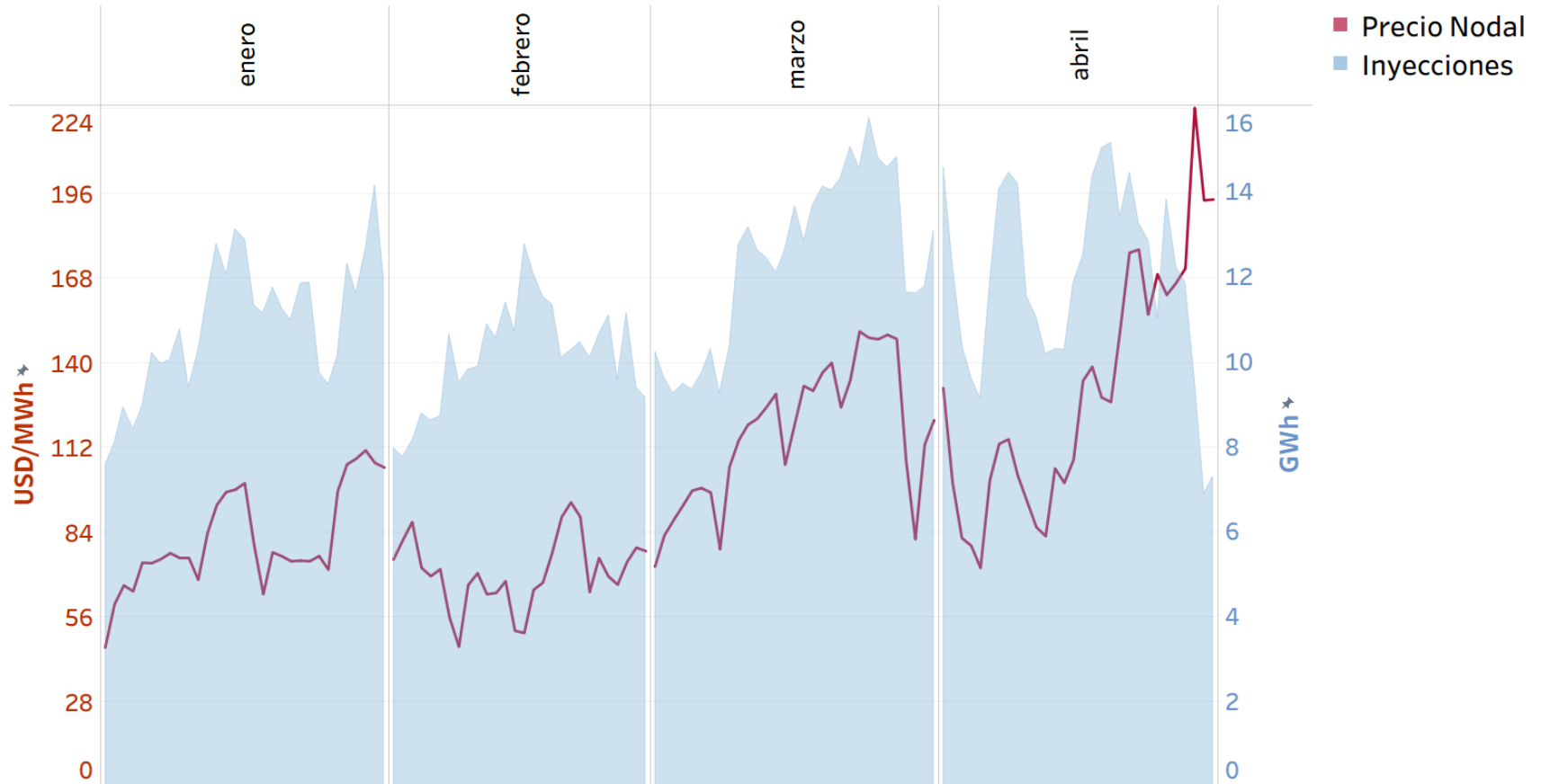
El análisis conjunto de los precios regionales y los volúmenes de inyección (Figura 19) muestra una relación inversa claramente definida entre ambas variables: los incrementos en las inyecciones al MER coincidieron con reducciones en el precio regional, mientras que los repuntes temporales de dichos precios se presentaron en momentos de menor disponibilidad de excedentes competitivos para exportación. En términos generales, el primer cuatrimestre de 2026 se caracterizó por una operación del mercado con precios relativamente estables durante la mayor parte del período analizado.

FIGURA 18. PRECIOS MÁXIMOS HORARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 19. RELACIÓN ENTRE LAS INYECCIONES AL MER Y LOS PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

3.1. Precios nacionales de los países miembros del MER

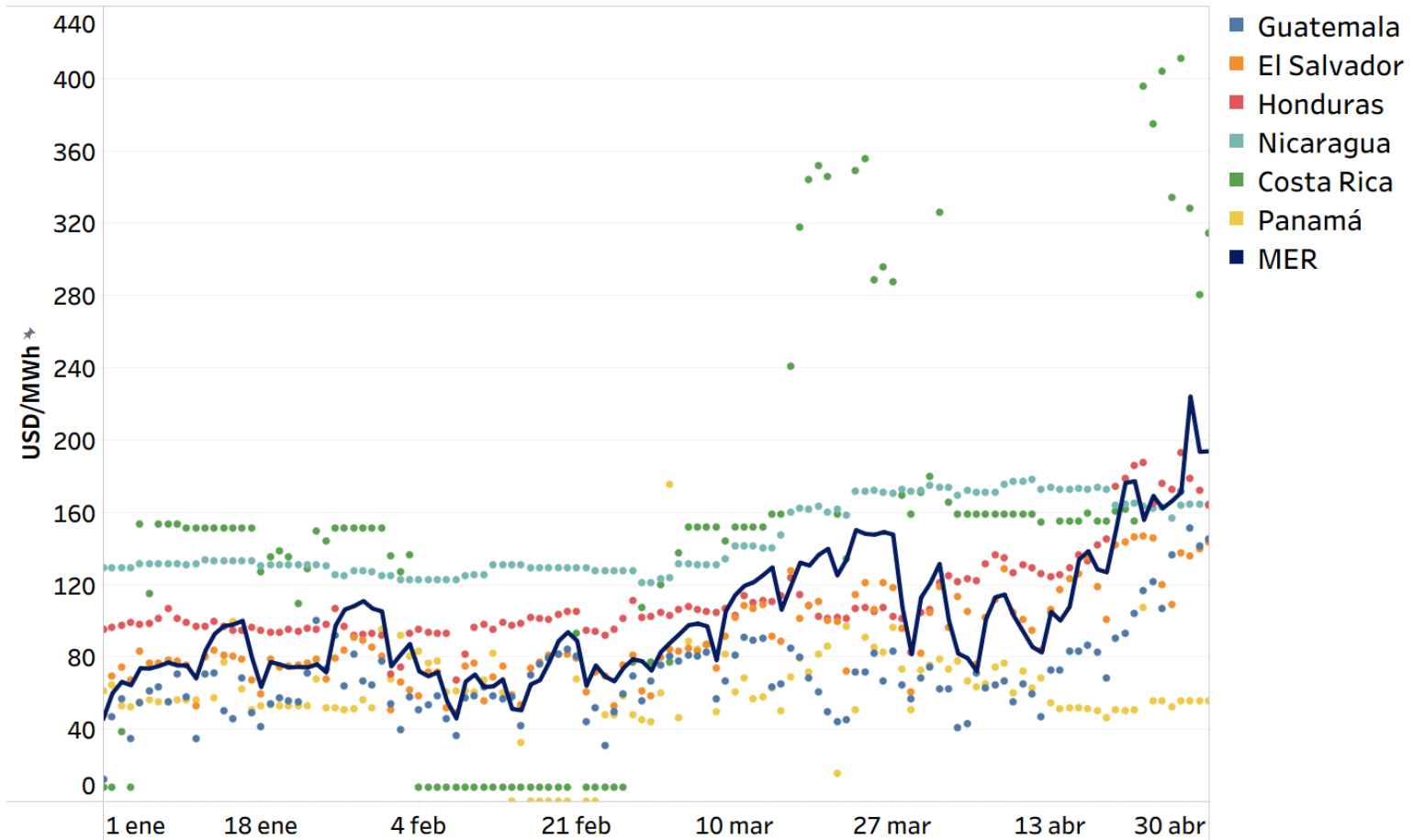
Durante el período comprendido entre enero y abril de 2026, los precios nacionales de los países miembros del MER registraron una tendencia ascendente, reflejando las condiciones operativas propias de la época cálida en la región.

Como se aprecia en las Figuras 20 y 21, los precios nacionales promedio mensuales más altos correspondieron a Costa Rica (214.4 USD/MWh), Nicaragua (169.4 USD/MWh) y Honduras (146.9 USD/MWh), evidenciando las particularidades de sus estructuras de generación, sus patrones de demanda y las condiciones operativas prevalecientes durante los meses analizados. Por su parte, Costa Rica y Panamá presentaron los precios promedio mensuales más bajos del cuatrimestre, con 30.0 USD/MWh y 45.5 USD/MWh, respectivamente, impulsados, entre otros factores, por una significativa reducción de la demanda regional.

Guatemala y El Salvador registraron precios nacionales promedio mensuales intermedios, con valores mínimos de 57.8 USD/MWh y 67.3 USD/MWh, respectivamente, coherentes con un perfil de generación mixto que combina fuentes térmicas y renovables. En el contexto regional, los precios de los mercados nacionales mantuvieron una correspondencia directa con la estructura de costos de generación de cada sistema eléctrico, la disponibilidad estacional de recursos renovables y el comportamiento de la demanda interna.

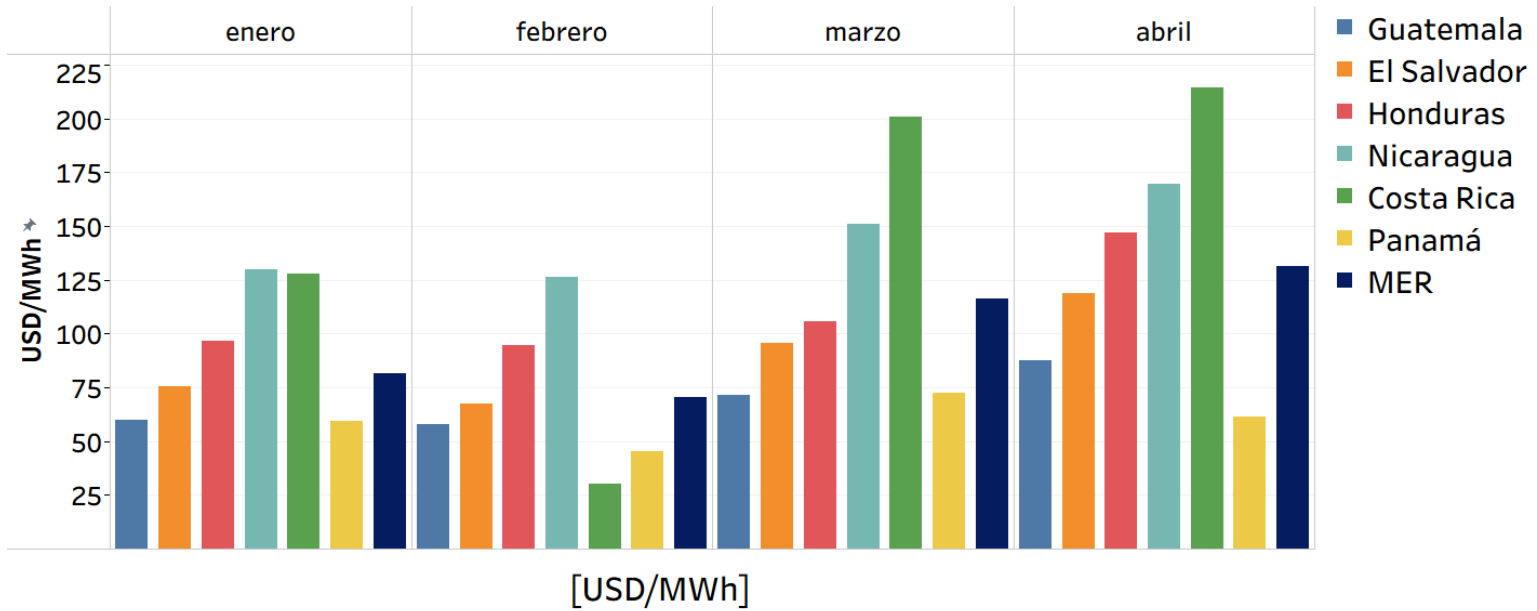
La Figura 22 presenta los precios nodales promedio por país miembro durante el período de enero a abril de 2026. Los valores más bajos se observaron en las áreas de control de Panamá (66.1 USD/MWh) y El Salvador (100.1 USD/MWh), los valores intermedios se registraron en Guatemala (104.3 USD/MWh) y Costa Rica (108.3 USD/MWh), mientras que los más altos correspondieron a Nicaragua (112.9 USD/MWh) y Honduras (110.4 USD/MWh), reflejando las particularidades estructurales de sus matrices de generación, así como la influencia de las condiciones de abastecimiento interno y de sus fuentes de aprovisionamiento durante el cuatrimestre analizado.

FIGURA 20. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 21. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES, ENERO-ABRIL 2026



	enero	febrero	marzo	abril
Guatemala	59.8	57.8	71.3	87.4
El Salvador	75.5	67.3	95.8	118.9
Honduras	96.6	94.6	105.8	146.9
Nicaragua	130.1	126.4	150.9	169.4
Costa Rica	128.0	30.0	201.0	214.4
Panamá	59.2	45.5	72.4	61.2
MER	81.6	70.6	116.5	131.3

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

FIGURA 22. PRECIOS NODALES PROMEDIO POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



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

3.2. Precios del MER y de los combustibles fósiles

En la Figura 23 se observa que el precio del petróleo (línea roja) registró una tendencia general al alza durante el primer cuatrimestre de 2026. Tras iniciar el año en valores cercanos a 58.0 USD/Barril, el precio de dicho combustible fósil mostró incrementos graduales hasta superar los 100.0 USD/Barril durante marzo y abril, alcanzando valores próximos a 115.0 USD/Barril a inicios de abril. Posteriormente, presentó una leve moderación, aunque manteniéndose en niveles elevados respecto a los registrados al inicio del período.

Por su parte, la evolución del precio del gas natural (véase la Figura 24, línea verde) mostró un comportamiento opuesto al del petróleo. Luego de registrar valores superiores a 5 USD/MMBTU durante enero, el gas natural presentó una tendencia descendente durante la mayor parte del cuatrimestre, situándose cerca de 2.6 USD/MMBTU hacia finales de abril.

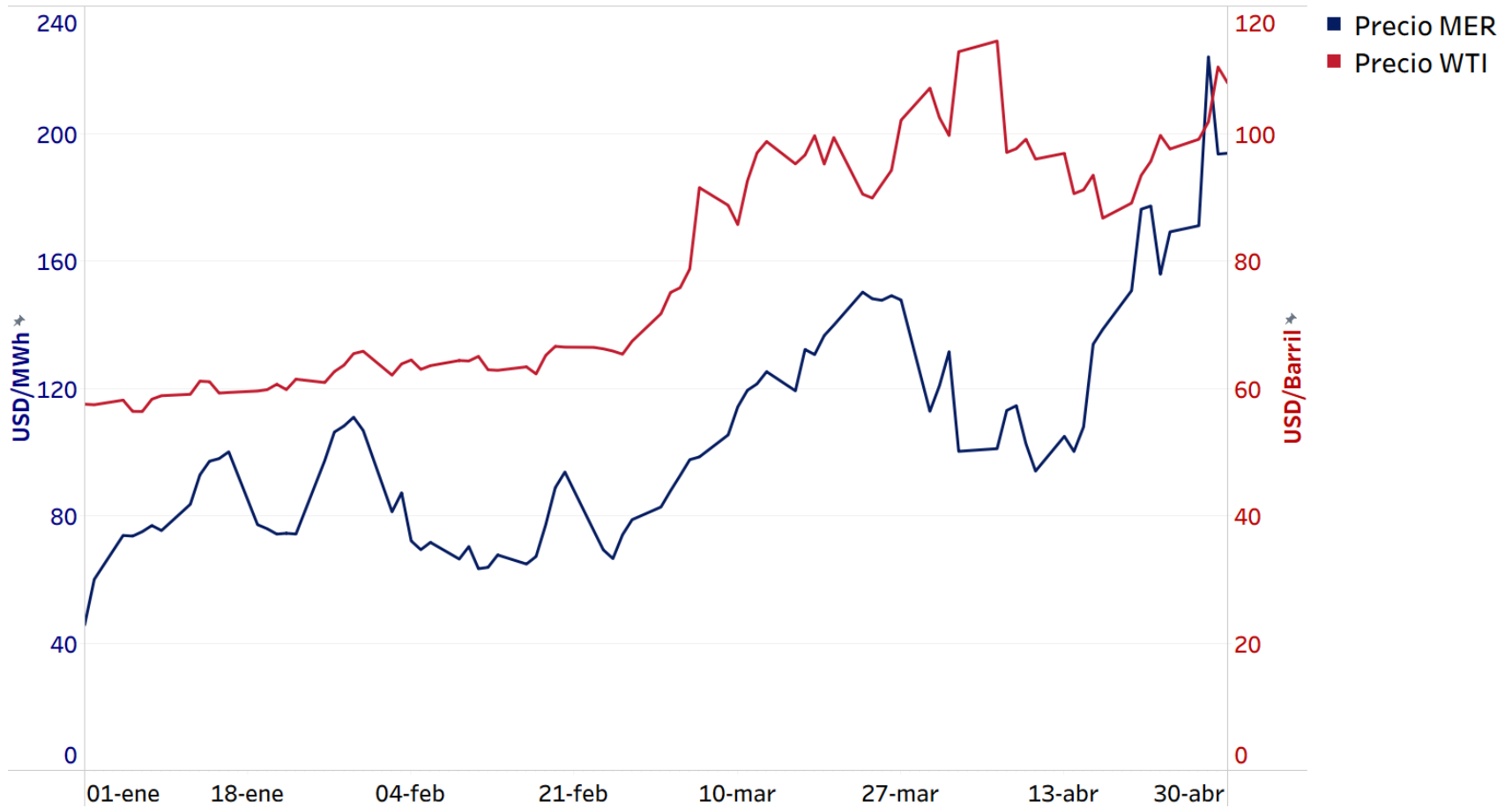
En cuanto al carbón térmico (véase la Figura 25, línea anaranjada), su cotización mantuvo una tendencia ascendente moderada durante el período analizado. Los precios evolucionaron desde niveles cercanos a 106.0 USD/Tonelada en enero hasta valores próximos a 140 USD/Tonelada durante abril, registrando posteriormente una relativa estabilización.

En contraste con la evolución de los combustibles fósiles, el precio promedio diario del MER (véanse las Figuras 23, 24 y 25, línea azul) presentó una dinámica influenciada principalmente por las condiciones operativas y de disponibilidad de generación en la región. Durante el cuatrimestre se observó una tendencia general al alza, sin embargo, la mayor parte del período registró precios dentro de rangos moderados, con excepción de algunos incrementos significativos observados hacia finales de abril, cuando el precio promedio diario superó los 200.0 USD/MWh, asociados a escenarios de pérdida de generación en el área de control de Guatemala.

A diferencia de lo observado en los precios internacionales de los combustibles fósiles, la evolución del precio del MER no mostró una correspondencia directa con ninguno de estos indicadores económicos durante el período analizado. Si bien el incremento del precio del petróleo y del carbón térmico pudo contribuir a elevar los costos marginales debido al requerimiento de algunas unidades térmicas de generación, el comportamiento del mercado regional estuvo determinado principalmente por factores propios del SER, tales como la disponibilidad de generación renovable, la evolución de la demanda y la ocurrencia de episodios operativos que afectaron temporalmente la oferta de energía.

A continuación, el análisis profundiza en la relación entre el precio del MER y el de los combustibles fósiles, con el propósito de identificar el grado de asociación existente entre dichas variables y evaluar en qué medida las fluctuaciones de los mercados internacionales pudieron influir en la formación del precio regional. Para el caso del petróleo se utilizó como referencia el WTI (*West Texas Intermediate*), mientras que para el gas natural y el carbón térmico se emplearon los índices *Henry Hub* y *Newcastle Coal*, respectivamente, por constituir referencias ampliamente utilizadas en los mercados energéticos internacionales.

FIGURA 23. PRECIOS DEL MER Y PRECIOS DEL PETRÓLEO, ENERO-ABRIL 2026



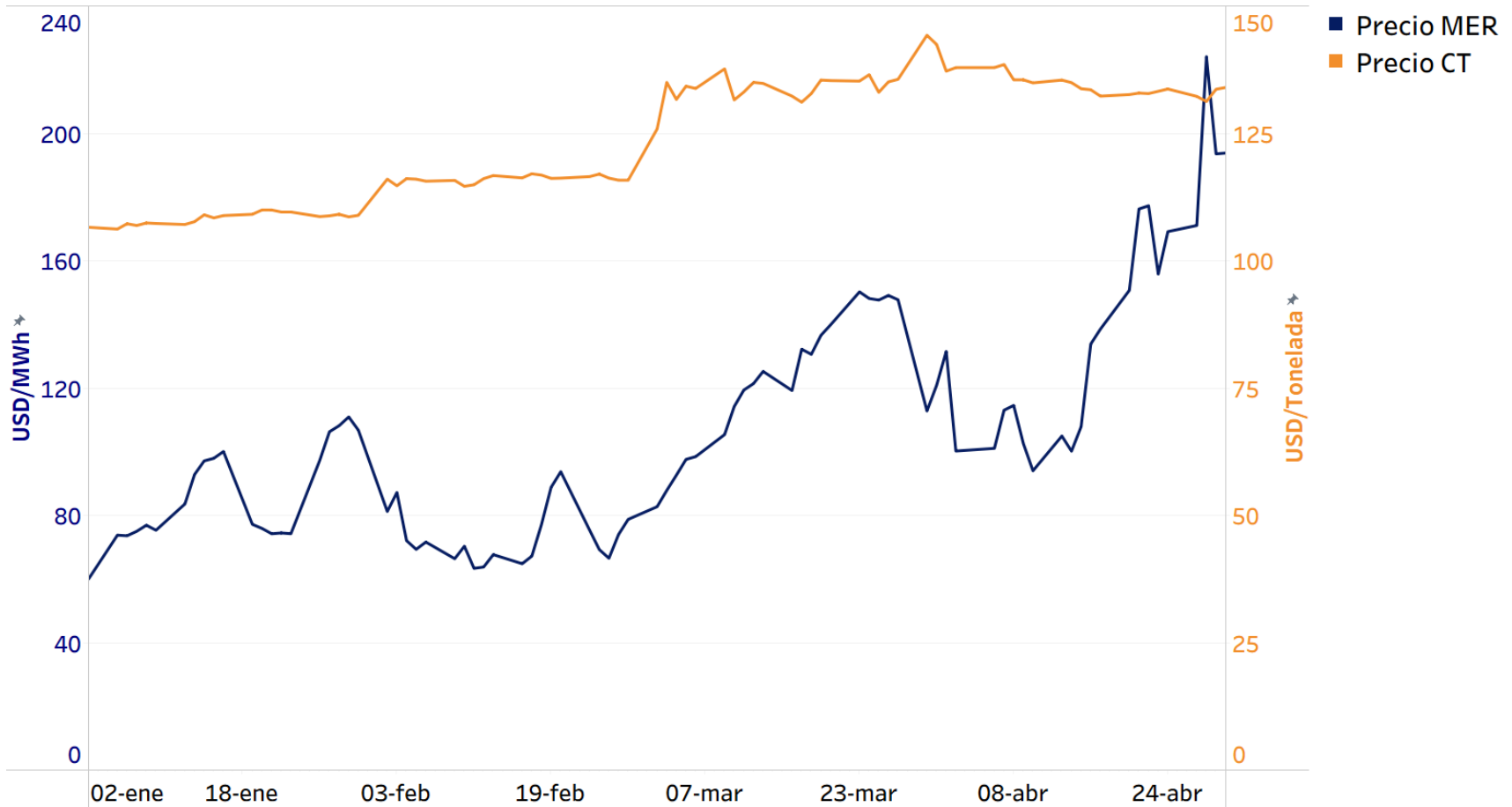
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de eia.gov.

FIGURA 24. PRECIOS DEL MER Y PRECIOS DEL GAS NATURAL, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 25. PRECIOS DEL MER Y PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO, ENERO-ABRIL 2026



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de es.investing.com/.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

3.2.1. Metodología de análisis de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles

Para el análisis de la relación entre los precios del MER y los precios de los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón térmico), se utilizó el coeficiente de correlación de *Spearman*. Esta metodología fue seleccionada debido a que no requiere que los datos cumplan con ciertos supuestos estadísticos, como la existencia de una relación lineal o una distribución normal de los valores.

En términos simples, una relación lineal implica que al aumentar (o disminuir) una variable, la otra también aumenta (o disminuye) de forma proporcional, siguiendo una línea recta. Por ejemplo, si el precio del petróleo subiera 10%, y eso causara un aumento similar y consistente en el precio del MER, se estaría presentando una relación lineal.

Sin embargo, en los mercados energéticos este tipo de comportamiento no siempre se presenta. Es común que existan comportamientos no lineales, donde los aumentos o disminuciones en los precios de un insumo como el petróleo, el gas natural o el carbón térmico no provocan cambios proporcionales ni constantes en los precios del MER. Estos comportamientos pueden estar influenciados por múltiples factores simultáneos, efectos retardados, condiciones del sistema regional, entre otros.

Además, los datos analizados pueden no seguir una distribución normal, es decir, una distribución simétrica en forma de campana, donde la mayoría de los valores se concentran cerca del promedio. En los precios de mercados energéticos, es frecuente encontrar valores atípicos o extremos (picos de precio), que distorsionan los análisis estadísticos tradicionales como el coeficiente de *Pearson*.

En este contexto, el coeficiente de *Spearman* resulta más apropiado, ya que se basa en los rangos de los datos y permite detectar relaciones monótonas, es decir, relaciones en las que una variable tiende a aumentar o disminuir de forma consistente cuando la otra varía, aunque no sea de manera proporcional. Por ejemplo, si al aumentar el precio del gas natural generalmente también aumentan los precios del MER, sin importar que lo hagan en distinta magnitud o con alguna dispersión, se consideraría una relación monótona.

Por estas razones, el coeficiente de *Spearman* proporciona un análisis más flexible y robusto para evaluar la posible influencia de los precios del petróleo, del gas natural y del carbón térmico sobre los precios nodales del mercado regional, en contextos complejos y dinámicos como los que se presentan en dicho mercado.

3.2.2. Resultados de correlación entre precios del MER y combustibles fósiles

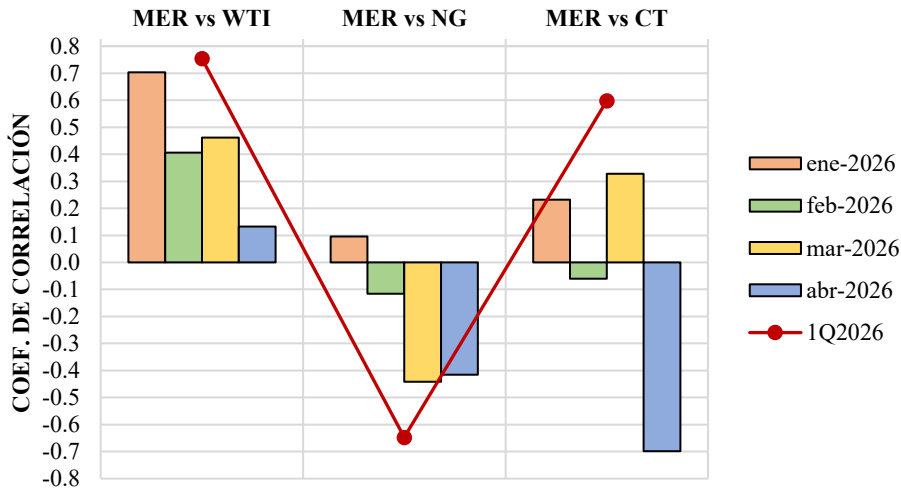
A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el coeficiente de correlación de *Spearman*, aplicado para evaluar la relación entre los precios del MER y los precios internacionales del petróleo (WTI), del gas natural (NG) y del carbón térmico (CT) durante el primer cuatrimestre de 2026.

TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

	MER vs WTI	MER vs NG	MER vs CT
1Q2026	0.75	-0.65	0.60
ene-2026	0.70	0.10	0.23
feb-2026	0.41	-0.12	-0.06
mar-2026	0.46	-0.44	0.33
abr-2026	0.13	-0.42	-0.70

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de eia.gov, fxempire.es y es.investing.com/.

FIGURA 26. CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DEL MER Y LOS DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR, de eia.gov, fxempire.es y es.investing.com/.

3.2.3. Interpretación de resultados de correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 2 y en la Figura 21, el análisis de los coeficientes de correlación de *Spearman* para el primer cuatrimestre de 2026 evidencia distintos niveles de asociación entre el precio del MER y los mercados internacionales de combustibles fósiles.

En términos acumulados del cuatrimestre, se observa una correlación positiva alta entre el precio del petróleo (WTI) y el precio del MER (0.75). A nivel mensual, esta relación se mantuvo positiva durante todo el período analizado, aunque con distinta intensidad, registrando sus valores más altos en enero (0.70) y marzo (0.46). En febrero la correlación disminuyó a 0.41 y en abril se redujo a 0.13, reflejando un menor grado de asociación entre ambas variables. Estos resultados sugieren que, durante el primer cuatrimestre de 2026, los incrementos en el precio del petróleo coincidieron, en términos generales, con aumentos en los precios regionales de la energía. Sin embargo, a nivel mensual se presentaron variaciones asociadas, entre otros factores, a las condiciones de generación y demanda en el MER.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En cuanto al gas natural (NG), se registró una correlación acumulada negativa moderada (-0.65), constituyendo la relación inversa más marcada entre los combustibles fósiles analizados. Mientras que en enero la correlación fue prácticamente nula (0.10), a partir de febrero se observó una relación negativa que se intensificó durante marzo (-0.44) y abril (-0.42). Este comportamiento se explica, en parte, por la tendencia descendente observada en los precios internacionales del gas natural durante el período analizado, mientras que el precio del MER mostró una tendencia general al alza, influenciada principalmente por los factores operativos regionales característicos de la transición hacia la época cálida.

Por su parte, el carbón térmico (CT) presentó una correlación positiva moderada para el cuatrimestre (0.60), aunque con variaciones importantes entre los distintos meses. Mientras que en enero (0.23) y marzo (0.33) se registraron correlaciones positivas bajas, en febrero la relación fue prácticamente nula (-0.06). En contraste, abril presentó una correlación negativa alta (-0.70), coincidiendo con incrementos relevantes en el precio del MER asociados a condiciones operativas particulares del sistema regional, mientras que los precios internacionales del carbón térmico mantuvieron un comportamiento relativamente estable. Este resultado evidencia que la relación entre ambas variables no fue uniforme a lo largo del cuatrimestre analizado.

En conclusión, los coeficientes de correlación de *Spearman* muestran que, durante el primer cuatrimestre de 2026, el precio del MER presentó una asociación positiva relevante con los precios internacionales del petróleo y del carbón térmico, y una relación inversa con el del gas natural. No obstante, las variaciones observadas a nivel mensual evidencian que la formación de precios en el mercado regional continuó estando influenciada principalmente por factores propios del SER, tales como la disponibilidad de generación renovable, el comportamiento de la demanda regional y las condiciones operativas prevalecientes.

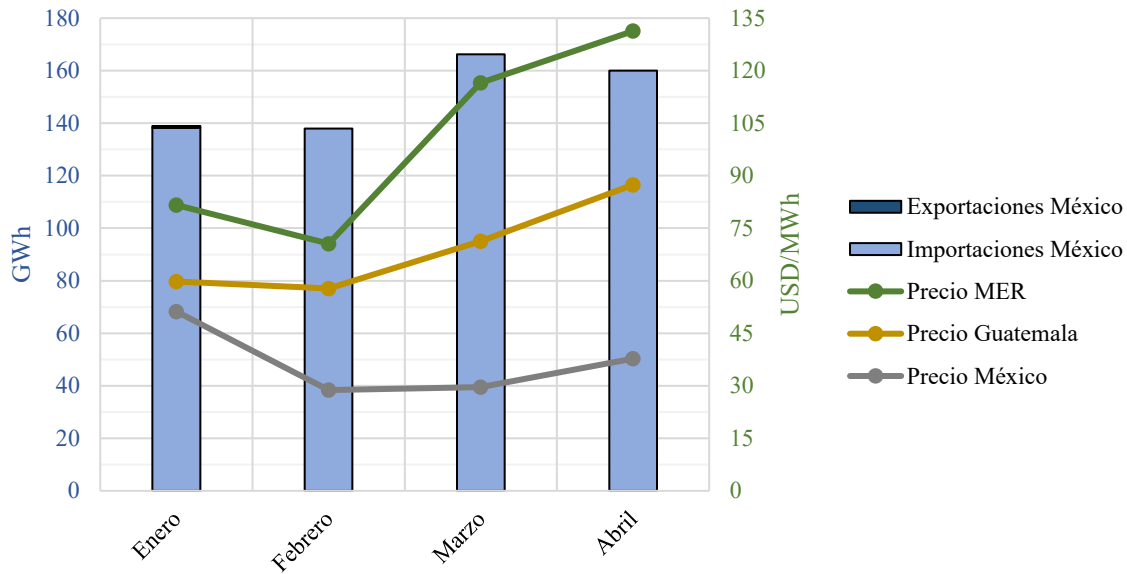
4. Transacciones con México

Entre enero y abril de 2026, Guatemala importó un total estimado de 602.00 GWh desde México, a un precio promedio de 36.85 USD/MWh, mientras que las exportaciones hacia dicho país fueron prácticamente nulas (0.81 GWh). Este comportamiento confirma la persistencia de un flujo netamente importador, sustentado en la mayor competitividad del mercado eléctrico mexicano frente a los precios observados en Guatemala y en el MER.

Como se muestra en la Figura 27, los precios promedio mensuales de la energía en México se mantuvieron por debajo de los registrados en Guatemala y en el MER durante todo el período analizado. En abril, la diferencia alcanzó su punto máximo, tras un incremento progresivo asociado a las características propias de los mercados de Guatemala y del MER durante la transición hacia la época cálida, con precios de 37.77 USD/MWh en México, frente a 87.40 USD/MWh en Guatemala y 131.30 USD/MWh en el MER.

El comportamiento de las importaciones provenientes del sistema eléctrico mexicano estuvo determinado principalmente por la necesidad de Guatemala de acceder a energía competitiva para el abastecimiento local, en complemento de las importaciones realizadas en el MER.

FIGURA 27. TRANSACCIONES DE GUATEMALA CON MÉXICO Y PRECIOS ASOCIADOS



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de rd.amm.org.gt/.

Cabe destacar que el contrato firme de importación entre Guatemala y México fue despachado bajo criterio económico durante el cuatrimestre, debido a su mayor competitividad frente a la generación térmica local. Este contrato, asociado a una central a gas natural, estuvo vinculado a los precios internacionales de dicho combustible, los cuales se mantuvieron en un rango moderado de entre 2.536 USD/MMBTU y 5.996 USD/MMBTU, reforzando así la conveniencia de su despacho.

TABLA 3. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DEL MER, DE MÉXICO Y DE GUATEMALA

	MER [USD/MWh]	Guatemala [USD/MWh]	México [USD/MWh]
ene-2026	81.60	59.80	51.23
feb-2026	70.60	57.80	28.78
mar-2026	116.50	71.30	29.62
abr-2026	131.30	87.40	37.77

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de rd.amm.org.gt/.

En conjunto, los precios del mercado mexicano mantuvieron una estabilidad relativa frente a la volatilidad moderada observada en el mercado guatemalteco y en el MER. Este comportamiento estuvo asociado, en gran medida, a la evolución de los precios internacionales del gas natural, principal fuente de generación en el sistema eléctrico de México. Lo anterior contrastó con la mayor variabilidad observada en el MER y en el mercado guatemalteco, permitiendo sostener un flujo constante de importaciones durante el período analizado. Estos resultados confirman que las condiciones operativas prevalecientes en los tres mercados determinaron el equilibrio de las transacciones eléctricas de Guatemala con México durante el primer cuatrimestre de 2026.

5. Comportamiento de los agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el número de agentes autorizados para operar en el MER al cierre de abril de 2026, así como los principales agentes que realizaron inyecciones y retiros durante el primer cuatrimestre del referido año.

5.1. Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER

Al 30 de abril de 2026, el número de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER ascendía a 330, manteniéndose sin variación respecto a diciembre de 2025. No obstante, durante el primer cuatrimestre de 2026 se retiró del MER un agente generador de Guatemala y se incorporó un nuevo agente generador de Panamá. En la siguiente tabla se presenta el desglose de agentes autorizados por país miembro y por tipo de actividad:

TABLA 4. AGENTES AUTORIZADOS PARA REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER A ABRIL 2026

País	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	Total
Guatemala	32	3	57	21	113
El Salvador	67	8	14	1	90
Honduras	0	1	1	0	2
Nicaragua	0	6	19	20	45
Costa Rica	0	1	1	0	2
Panamá	0	0	78	0	78
Total	99	19	170	42	330

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

De acuerdo con el mercado eléctrico de cada país miembro, participan en el mercado regional 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.

5.2. Inyecciones y retiros por agente

Los agentes con los mayores volúmenes de inyección al MER durante el primer cuatrimestre de 2026 correspondieron a Guatemala, Panamá y El Salvador, en concordancia con la participación de dichos países en las exportaciones regionales registradas durante el período analizado.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

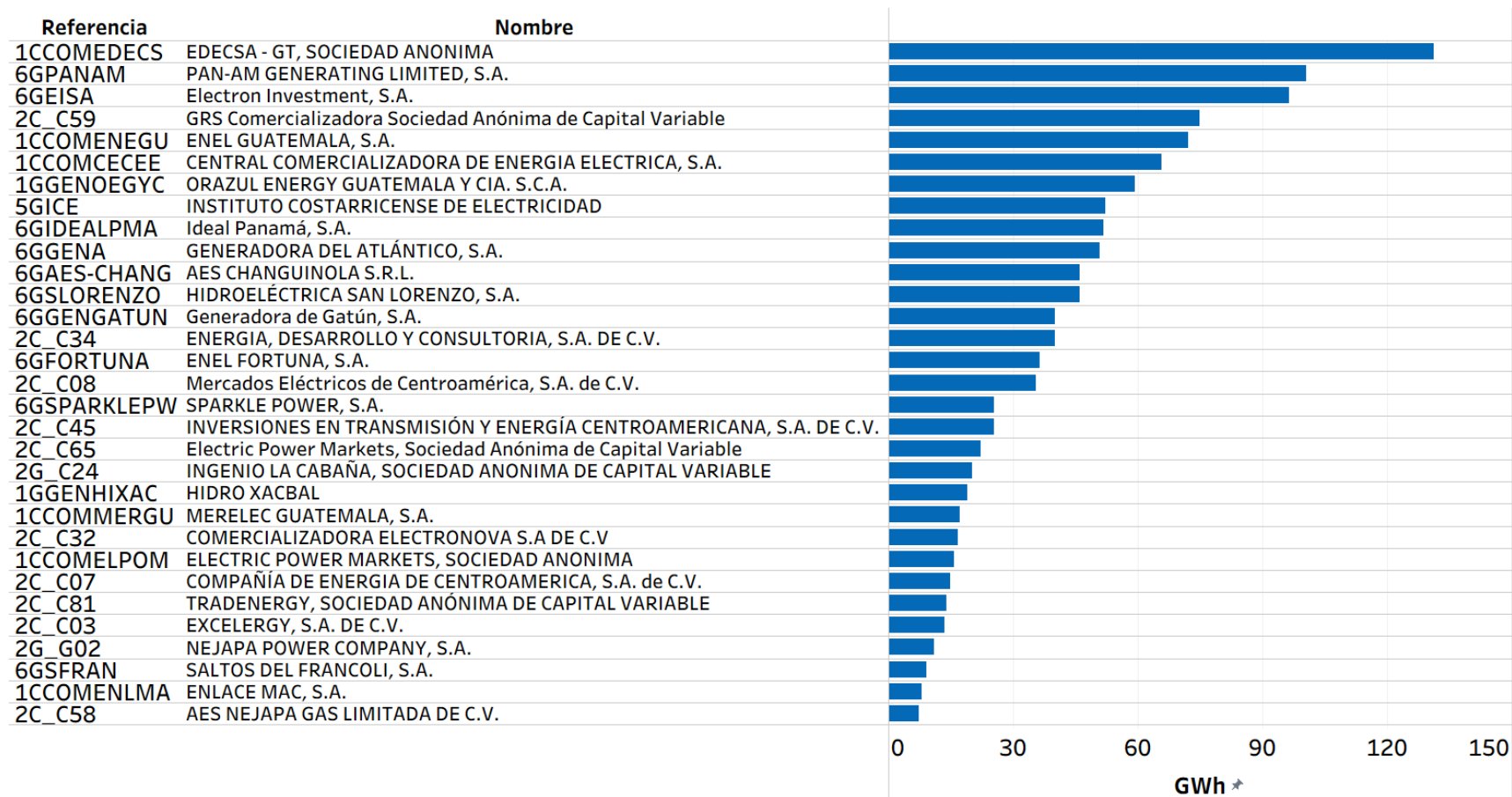
- *Edecsa – GT, S. A.* (1CCOMEDECS) registró un total de 131 GWh inyectados, lo que representa el 9.65% del total.
- *Pan-Am Generating Limited, S. A.* (6GPANAM) registró un total de 101 GWh inyectados, lo que representa el 7.40% del total.
- *Electron Investment, S. A.* (6GEISA) registró un total de 96 GWh inyectados, lo que representa el 7.09% del total.
- GRS Comercializadora S. A. de C. V. (2C_C59) registró un total de 75 GWh, lo que representa el 5.50% del total.
- *Enel Guatemala, S. A.* (1CCOMENEGU) registró un total de 72 GWh, lo que representa el 5.31%.

En cuanto a los volúmenes de retiro del MER, la mayor participación correspondió a dos agentes de Nicaragua, uno de Honduras, uno de Costa Rica y uno de El Salvador. Asimismo, se observa una diferencia significativa en la cantidad de energía retirada por el principal agente consumidor nicaragüense, el cual concentró una proporción considerable del volumen total demandado en el mercado regional.

- *Edenisa Energy Trading, S. A.* (4UEDETSA) registró un total de 420 GWh retirados, lo que representa el 30.79% del total.
- *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE/3GENEE) registró un total de 148 GWh retirados, lo que representa el 10.86% del total.
- *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) registró un total de 135 GWh retirados, lo que representa el 9.94% del total.
- *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel – Bluefields* (4DENATRELBLU) registró un total de 90 GWh retirados, lo que representa el 6.62% del total.
- GRS Comercializadora S. A. de C. V. (2C_C59) registró un total de 77 GWh, lo que representa el 5.64% del total.

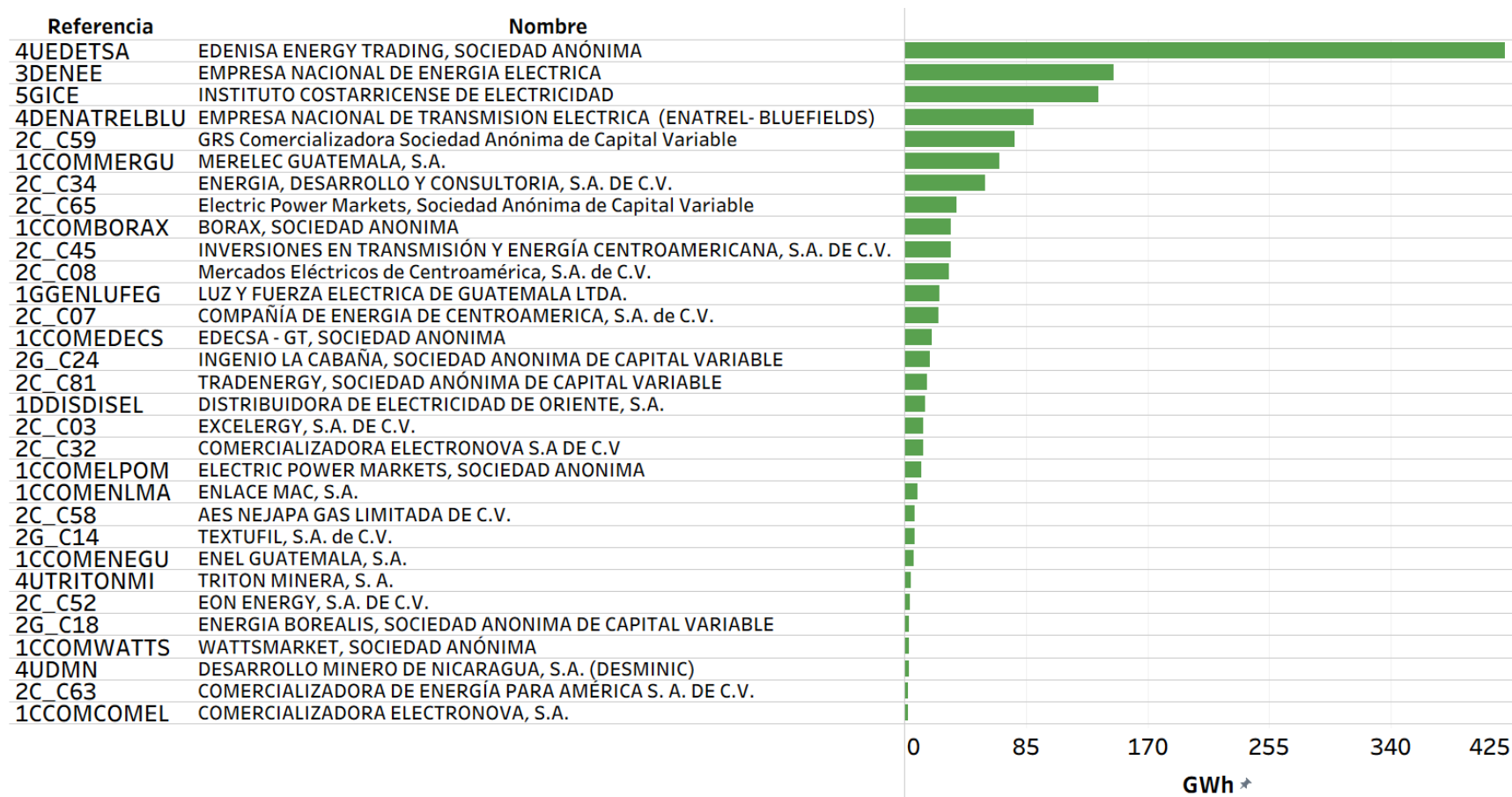
Estos agentes pertenecen a los países miembros que más energía transaron en el MER durante el primer cuatrimestre de 2026, y su participación fue determinante en los volúmenes totales de inyecciones y retiros registrados durante dicho período.

FIGURA 28. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE INYECCIONES, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 29. AGENTES CON MAYOR CANTIDAD DE RETIROS, ENERO-ABRIL 2026



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

6. Análisis de la Competencia y la Eficiencia del Mercado Eléctrico Regional (MER)

Esta sección presenta el análisis de la competencia y eficiencia del MER en el primer cuatrimestre de 2026. Dicho análisis se basa en los criterios y procedimientos de supervisión y vigilancia establecidos en la Regulación Regional, así como en herramientas e indicadores reconocidos internacionalmente.

6.1. Competencia en el MER

En el ejercicio de sus funciones de supervisión y vigilancia del MER, esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), lleva a cabo un monitoreo continuo de las actividades desarrolladas en dicho mercado, abarcando las conductas de los agentes, de los Operadores del Sistema/Operadores del Mercado (OS/OMS) y del Ente Operador Regional (EOR). En este contexto, dichos procedimientos de seguimiento permiten, conforme a lo dispuesto en el numeral 2.1.1 del Libro IV del RMER, identificar:

“(…)

- (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 y en cumplimiento de lo establecido en el apartado 2.2 del Libro IV del RMER, la CRIE elabora informes mensuales, cuatrimestrales y anuales. Estos informes tienen como objetivo principal, detallar las actividades de vigilancia y evaluación realizadas en el MER en cada período precedente, incluyendo el análisis del comportamiento de los agentes, con base en el numeral 2.8.7 del citado Libro IV.

Del análisis efectuado durante el primer cuatrimestre de 2026, se identificaron casos en los que algunos agentes realizaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Firmes (CF) con precios de 0 USD/MWh. Asimismo, se observaron ofertas de inyección en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) con precios elevados y, en contraste, ofertas de retiro con precios significativamente bajos. Ante estos escenarios, y conforme al literal i) del numeral 1.5.2.2 del Libro I y al Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE solicitó a los agentes involucrados las justificaciones técnico-económicas que sustentaron los precios declarados.

Las respuestas obtenidas fueron analizadas integralmente por esta Comisión, destacando la relevancia de mantener prácticas constantes de supervisión y vigilancia sobre las actividades del MER. En este sentido, la actuación oportuna de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE ha sido clave para que, cuando corresponda, los agentes adopten medidas de seguimiento y corrijan internamente sus mecanismos de formulación de precios, especialmente en el MOR. Estas acciones, desempeñadas de forma permanente por dicha Coordinación, contribuyen directamente al cumplimiento de los objetivos institucionales de la CRIE establecidos en el artículo 22 del Tratado Marco.

Cabe mencionar que el monitoreo y seguimiento realizados durante el primer cuatrimestre de 2026, da continuidad a las acciones efectuadas en los períodos mensuales de dicho año. A continuación, se presentan los principales resultados y el detalle de las acciones emprendidas por esta Comisión para preservar una competencia óptima en el MER.

6.1.1. Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR

Durante los primeros cuatro meses de 2026, se identificó la participación de diez agentes que realizaron ofertas de inyección en el MOR con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, según se detalla en la Tabla 5. Cabe destacar que, de este grupo, solo las ofertas de un agente resultaron con despacho en dicho cuatrimestre, cuyo análisis se presenta a continuación.

El *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) encabezó, al igual que en 2025, la lista de agentes con declaraciones de precios en este rango, ofertando un volumen de 198,360.00 MWh con un precio promedio de 484.55 USD/MWh y un máximo de 660.00 USD/MWh.

De acuerdo con las justificaciones remitidas por el agente 5GICE a esta Comisión, dichas ofertas corresponden a excedentes térmicos de la planta Moín III. Esta central opera con diésel y sus costos de generación se ven incrementados por un impuesto nacional del 31% sobre el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad. En este contexto, y dada la elevada penetración de generación renovable en Costa Rica, el referido agente prioriza dicho recurso para el abastecimiento interno, destinando al MER únicamente la generación térmica no convocada. Por lo tanto, las ofertas de inyección en el MOR realizadas por el agente costarricense tienden a reflejar los costos de las unidades térmicas, que son las disponibles para exportación.

Es importante señalar que, del total ofertado por el agente 5GICE durante el primer cuatrimestre de 2026, se despacharon únicamente 2.71 MWh, lo que evidencia su baja

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

incidencia en la formación de señales de precios en dicho lapso temporal. Cabe destacar que, si bien se presentó despacho de estas ofertas a precios relativamente elevados, dicho volumen representó aproximadamente tan solo el 0.0002% del total de inyecciones realizadas en el MER durante el período de enero a abril de 2026.

TABLA 5. AGENTES QUE OFERTARON CON PRECIOS ELEVADOS EN EL MOR (≥ 400 USD/MWh)

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	198,360.00	2.71	484.55	660.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S. A.	28,520.93	0.00	701.33	879.56
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S. A.	7,463.99	0.00	713.90	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	1,642.74	0.00	755.90	977.52
6GP-ANCHO	PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	71.66	0.00	879.56	879.56
6GGENISA	GENERADORA DEL ISTMO, S. A.	71.66	0.00	879.56	879.56
6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S. A.	71.66	0.00	879.56	879.56
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	31.38	0.00	450.00	450.00
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S. A.	24.00	0.00	450.00	450.00
1CCOMECONO	ECONOENERGÍA, S. A.	2.62	0.00	7,738.00	7,738.00

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

En el caso de Panamá, los agentes 6GEGESA (*Empresa de Generación Eléctrica, S. A.*), 6GSLORENZO (*Hidroeléctrica San Lorenzo, S. A.*), 6GACP (*Autoridad del Canal de Panamá*), 6GP-ANCHO (*Paso Ancho Hydro-Power, Corp.*), 6GGENISA (*Generadora del Istmo, S. A.*), y 6GPANAM (*Pan-Am Generating Limited, S. A.*) declararon precios promedio y máximos entre 701.33 USD/MWh y 977.52 USD/MWh, respectivamente.

Los propios agentes explicaron a la CRIE, que tales valores provienen de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de Control de Panamá (CND-ETESA). Estas plantillas incluyen precios predeterminados para ciertos puntos de inyección, y fueron declaradas sin modificaciones manuales por parte de los respectivos agentes, en cumplimiento del marco regulatorio aplicable en el mercado eléctrico panameño.

Por su parte, se identificaron también ofertas aisladas de oportunidad con precios elevados por parte de los agentes guatemaltecos 1GGENRNACE (*Renace, S. A.*), 1CCOMIONEN (*Ion Energy, S. A.*) y 1CCOMECONO (*Econoenergía, S. A.*). De acuerdo con la información remitida a esta Comisión, las justificaciones técnico-económicas presentadas y evidenciadas por estos agentes fueron las siguientes:

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

- **1GGENRNACE y 1CCOMIONEN:** Las ofertas presentadas en los períodos de mercado 18, 19, 20 y 21 del 22 de abril de 2026 fueron realizadas considerando una estructura de costos que incluye no solo la componente de energía o precio de oportunidad, sino también otros cargos, costos de sistema y exposiciones asociadas a la participación en el MER. En ese sentido, los precios declarados por ambos agentes resultan consistentes con las condiciones operativas registradas en el área de control de Guatemala durante dicho mes, en el que, a partir de su segunda mitad, se observó un incremento de los precios nacionales asociado a condiciones operativas excepcionales, incluyendo la estabilización de la época cálida en la región y escenarios de pérdida de generación local que repercutieron en la realización de redespachos regionales.
- **1CCOMECONO (*Econoenergía, S. A.*):** El precio declarado correspondió a un error involuntario aislado, sin que representara la intención deliberada de ofertar energía al MER a un precio de tal magnitud (7,738.00 USD/MWh). El agente indicó, además, que el valor correcto debió ser 77.38 USD/MWh, en concordancia con los precios ofertados en períodos de mercado subsiguientes.

La revisión integral de estas justificaciones permitió concluir que las ofertas con precios elevados no respondieron a estrategias especulativas, sino a condiciones operativas, procedimientos automáticos o errores involuntarios de registro.

En consecuencia, y considerando que el volumen de ofertas despachadas representó una fracción mínima respecto al total de inyecciones realizadas en el primer cuatrimestre de 2026, su impacto sobre la formación de precios en el mercado regional fue prácticamente nulo.

En ese sentido, si bien las ofertas con precios elevados mantuvieron un efecto operativo muy bajo, estas continúan siendo objeto de monitoreo permanente por parte de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE, en resguardo de la eficiencia, transparencia y equilibrio competitivo del MER.

6.1.2. Agentes que ofertaron con precios iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR

En el caso de las ofertas de retiro realizadas en el MOR durante el primer cuatrimestre de 2026, como se observa en la Tabla 6, se identificó que veintiún agentes presentaron precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh. Adicionalmente, se observa una alta concentración de la energía asociada a estas ofertas de compra en agentes de El Salvador, los cuales representaron el 99.83% del volumen total ofertado, mientras que agentes de Guatemala aportaron el 0.17% restante.

En el caso de los agentes de El Salvador, se identificaron ofertas de compra con precios de hasta 0 USD/MWh, mientras que para los agentes de Guatemala se observaron ofertas de hasta 7.02 USD/MWh.

Con relación a estos casos, en los que se identificaron ofertas de retiro en el MOR con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh, la CRIE solicitó a los agentes involucrados las

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

correspondientes justificaciones técnico-económicas. A partir de la información recabada, se identificaron diversos factores explicativos, los cuales varían según las condiciones particulares de cada mercado y sistema eléctrico nacional.

TABLA 6. AGENTES QUE OFERTARON CON PRECIOS BAJOS EN EL MOR (≤ 10 USD/MWH)

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S. A. DE C. V.	42,480.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S. A. DE C. V.	3,567.40	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S. A. DE C. V.	2,930.00	9.38	5.00
2C_C86	INVERSIONES APH S. A. DE C. V.	196.00	4.48	3.10
2C_C89	DESARROLLOS AGRÍCOLAS SANTA MARTA, S. A. DE C. V.	165.00	0.00	0.00
2C_C69	COMERCIALIZADORA DE LUZ Y FUERZA, S. A. DE C. V.	163.00	5.00	5.00
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S. A. DE C. V.	159.00	6.08	5.00
2C_C55	INTELLERGY S. A. DE C. V.	120.00	3.00	3.00
2C_C03	EXCELERGY, S. A. DE C. V.	65.00	6.25	4.40
2C_C67	EIS POWER, S. A. DE C. V.	17.00	7.65	7.50
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, S. A.	9.77	9.19	7.02
1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	9.74	9.19	7.02
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, S. A.	9.73	9.17	7.02
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S. A.	9.59	9.15	7.02
1CCOMSECOE	SERVICIOS COMERCIALES DE ENERGIA, S. A.	9.59	9.17	7.02
1CCOMBORAX	BORAX, S. A.	9.56	9.27	7.02
1CCOMELESE	ELECTRON SERVICES, S. A.	9.34	9.13	7.02
1CCOMENLMA	ENLACE MAC, S. A.	9.25	9.14	7.02
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S. A.	7.63	9.12	7.02
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A.	0.80	9.88	9.84
1CCOMCEPGT	CEPAM GT, S. A.	0.55	9.88	9.84

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

Para el caso de las justificaciones técnico-económicas presentadas por los agentes salvadoreños, se observó que este comportamiento se enmarca en estrategias mediante las cuales han señalado que su participación como compradores en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de alta incertidumbre.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Asimismo, dichos agentes indicaron que consideran condiciones como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios nacionales bajos en comparación con los precios del MER, lo cual desincentiva la compra de energía regional para su posterior reventa en el mercado nacional. En este contexto, las ofertas a precios bajos buscan asegurar que cualquier adquisición en el MER resulte económicamente conveniente frente a las alternativas locales, incorporando criterios de mitigación de riesgos.

En el caso de los agentes guatemaltecos, las justificaciones proporcionadas ante esta Comisión se circunscriben a planteamientos similares a los expuestos por los agentes salvadoreños, en los que, en términos generales, se busca aprovechar la compra de energía proveniente del mercado regional cuando esta resulta más competitiva que la energía disponible localmente, considerando análisis previos de carácter operativo, económico, financiero y de gestión de riesgos. No obstante, en el mercado eléctrico guatemalteco, la regulación nacional otorga la facultad y responsabilidad al OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) de estimar los precios máximos a los cuales los agentes pueden ofertar en el MOR. Para febrero de 2026, particularmente durante los días 3, 4, 5, 6, 7, 9 y 28, se registraron condiciones operativas excepcionales que propiciaron escenarios estimados de baja demanda y autosuficiencia energética en Guatemala, lo que se tradujo en precios máximos de compra relativamente bajos.

Si bien estos comportamientos no constituyen, en principio, una infracción a la Regulación Regional, su recurrencia justifica un monitoreo continuo por parte de la CRIE, con el fin de asegurar que estas prácticas no generen distorsiones en la competencia ni en la formación eficiente de precios. En este sentido, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de esta Comisión mantiene una evaluación permanente de estas estrategias, en resguardo de una operación del MER alineada con los principios de eficiencia y transparencia establecidos en el RMER.

6.1.3. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados CF

Durante el período de enero a abril de 2026, un total de tres agentes, uno de Costa Rica y dos de Guatemala, presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, asociadas a energía de CF (véase la Tabla 7). A continuación, se detalla la participación de los agentes en los casos excepcionales identificados:

- *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) lideró este tipo de ofertas, concentrando el 76.25% del total.
- *Renace, S. A.* (1GGENRNACE), ocupó el segundo lugar con una participación del 18.67 del total%.
- *Ion Energy, S. A.* (1CCOMIONEN), completó la lista de agentes vinculados a ese tipo de ofertas, concentrando el 5.08% del total

Del volumen total de energía declarado mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF (819,166.20 MWh), únicamente el 0.37% (3,062.45 MWh) fue ofertado a un precio de 0 USD/MWh.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Los agentes involucrados presentaron a la CRIE las justificaciones técnico-económicas que respaldaron la declaración de ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF a un precio de 0 USD/MWh. Entre las principales razones expuestas y evidenciadas se destacaron las siguientes:

- Intención de exportar al precio más eficiente ante escenarios de baja demanda interna y condiciones favorables de generación local.
- Proyecciones realizadas con base en escenarios supuestos en los que el precio regional superaría al precio nacional en determinados períodos de mercado.

Cabe señalar que la Regulación Regional no contempla actualmente mecanismos específicos para establecer límites de precios en este tipo de ofertas, lo cual podría permitir prácticas que, bajo determinadas condiciones, afecten la competencia en el MER. En este sentido, la CRIE, a través de la Coordinación de Supervisión y Vigilancia, mantiene un monitoreo constante sobre la evolución de estas prácticas y su impacto en la formación de precios a nivel regional.

Al igual que en los casos de ofertas declaradas en el MOR con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, o iguales o inferiores a 10 USD/MWh, esta Comisión también realiza un seguimiento detallado de aquellas declaradas a 0 USD/MWh en el MCR. Esta práctica, en particular, transforma los CF en compromisos físicos, lo que puede alterar la dinámica del mercado regional.

TABLA 7. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	2,335.00
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	571.90
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S. A.	155.55

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

6.2. Eficiencia del MER

Para evaluar la eficiencia del MER durante primer cuatrimestre de 2026, se calcularon diversos indicadores ampliamente utilizados a nivel internacional para el análisis de la concentración y del poder de mercado. Estos indicadores permiten identificar posibles distorsiones en la competencia y evaluar si los precios y cantidades transadas reflejan condiciones consistentes con una operación eficiente del mercado.

En el contexto de un mercado eléctrico interconectado como el MER, resulta fundamental que el ente regulador, realice evaluaciones periódicas que integren tanto los volúmenes de energía ofertada y transada como los precios declarados. Estos elementos constituyen la base para analizar la formación de señales económicas y valorar la eficiencia en la asignación de recursos dentro del mercado regional.

Bajo este enfoque, se estimaron indicadores agrupados en dos categorías, de acuerdo con su propósito analítico: (i) concentración de mercado y (ii) poder de mercado. El uso de estas métricas se encuentra respaldado por la literatura especializada en competencia y regulación de mercados eléctricos, incluyendo estudios como *Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market* (Borenstein et al., 2002), el *Competition Assessment Toolkit*, Vol. 2 de la OECD (2011), así como referencias fundamentales en economía de sistemas eléctricos como *Power System Economics: Designing Markets for Electricity* (Stoft, 2002) y los enfoques metodológicos utilizados en los informes de monitoreo de mercado de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los Estados Unidos.

6.2.1. Índices de Concentración de Mercado

Estos índices permiten identificar si pocas empresas concentran la oferta en el mercado, lo que podría limitar la competencia:

1. IHH (Índice de Herfindahl – Hirschman)

- **Definición:** suma de los cuadrados de las participaciones de mercado (en %) de todos los agentes.
- **Interpretación:** Valores altos (por ejemplo, >1,500) indican alta concentración. En mercados eléctricos, un IHH elevado sugiere que pocos agentes dominan el despacho o la comercialización.

2. C4 (Concentración de los 4 principales agentes)

- **Definición:** Suma de las cuotas de mercado de los 4 mayores participantes.
- **Interpretación:** Si supera el 40 – 50%, podría indicar preocupaciones de competencia. Útil para detectar cuasi-oligopolios.

3. C8 (Concentración de los 8 principales agentes)

- **Definición:** Igual que el C4, pero extendido a los 8 mayores.
- **Interpretación:** Igual que el C4, pero extendido a los 8 mayores. Da una visión más amplia de la estructura competitiva del mercado.

4. CR1 (Cuota del principal agente)

- **Definición:** Participación de mercado del agente más grande.
- **Interpretación:** Si un solo agente tiene más del 30 – 35%, podría ejercer influencia significativa sobre el mercado.

5. Gini (Coeficiente de Gini)

- **Definición:** Mide la desigualdad en la distribución de participación entre agentes. Va de 0 (igualdad total) a 1 (máxima desigualdad).
- **Interpretación:** En mercados eléctricos, un Gini alto indica que pocos actores controlan gran parte del mercado.

6. Theil (Índice de Theil)

- **Definición:** Índice de desigualdad alternativo al Gini, con mayor capacidad de descomposición.
- **Interpretación:** Permite descomponer por submercados o tecnologías (ejemplo: térmico vs. renovable). Valores altos reflejan concentración.

6.2.1.1. Índice IHH e indicadores C4, C8 y CR1

Durante el primer cuatrimestre de 2026, el análisis de concentración de mercado en el MER evidencia una estructura regional que, desde una perspectiva agregada, no presenta indicios de concentración significativa ni de dominancia estructural. El valor del *Índice de Herfindahl-Hirschman* (IHH), estimado en 422.9, se ubica ampliamente por debajo del umbral que caracteriza a los mercados no concentrados ($< 1,500$), según los criterios establecidos por organismos internacionales como la *Federal Trade Commission* (FTC) de los Estados Unidos. Este resultado es consistente con la participación de múltiples agentes en las inyecciones al MER, lo que refleja una estructura competitiva a nivel regional.

Adicionalmente, al analizar indicadores complementarios como el C4 (29.6%), el C8 (48.0%) y el CR1 (9.7%, correspondiente al agente guatemalteco *Edecsa, GT, S. A.*), se identificó una concentración moderada-baja asociada a un grupo reducido de agentes. No obstante, este comportamiento es consistente con la naturaleza de los sistemas eléctricos, donde ciertos agentes, particularmente aquellos con mayor capacidad instalada o disponibilidad de recursos renovables, tienden a registrar una participación más significativa en el mercado. Para el caso particular del cuatrimestre analizado, esta situación no representó un escenario que generara preocupación en términos de concentración en el MER.

En este contexto, si bien no se identifican señales de concentración preocupantes desde el punto de vista estructural, los resultados sugieren la conveniencia de mantener un monitoreo continuo sobre la evolución de la participación de los principales agentes, especialmente ante cambios en las condiciones climáticas, de demanda o de disponibilidad de generación que podrían incidir en la dinámica competitiva del mercado regional.

TABLA 8. ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO-ABRIL 2026

No.	Agente	País	Energía Inyectada [GWh]	Participación Porcentual [%]	Cuadrado de Participación Porcentual
1	EDECSA - GT, S. A.	Guatemala	131.2	9.7	93.2
2	PAN-AM GENERATING LIMITED, S. A.	Panamá	100.6	7.4	54.7
3	ELECTRON INVESTMENT, S. A.	Panamá	96.4	7.1	50.3
4	GRS COMERCIALIZADORA S. A. DE C. V.	El Salvador	74.8	5.5	30.3
5	ENEL GUATEMALA, S. A.	Guatemala	72.2	5.3	28.2
6	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S. A.	Guatemala	65.6	4.8	23.3
7	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	Guatemala	59.3	4.4	19.1
8	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	52.3	3.9	14.8
9	IDEAL PANAMÁ, S. A.	Panamá	51.7	3.8	14.5
10	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S. A.	Panamá	50.8	3.7	14.0
11	AES CHANGUINOLA S. R. L.	Panamá	46.1	3.4	11.5
12	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S. A.	Panamá	46.0	3.4	11.5
13	GENERADORA DE GATÚN, S. A.	Panamá	40.2	3.0	8.7
14	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA, S. A. DE C. V.	El Salvador	40.0	2.9	8.7
15	ENEL FORTUNA, S. A.	Panamá	36.5	2.7	7.2
		Subtotal	963.6	70.9	
		Resto	395.7	29.1	
		Total	1,359.2	100.0	
		IHH	422.9		
		C4 [%]	29.6		
		C8 [%]	48.0		
		CR1 [%]	9.7		

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

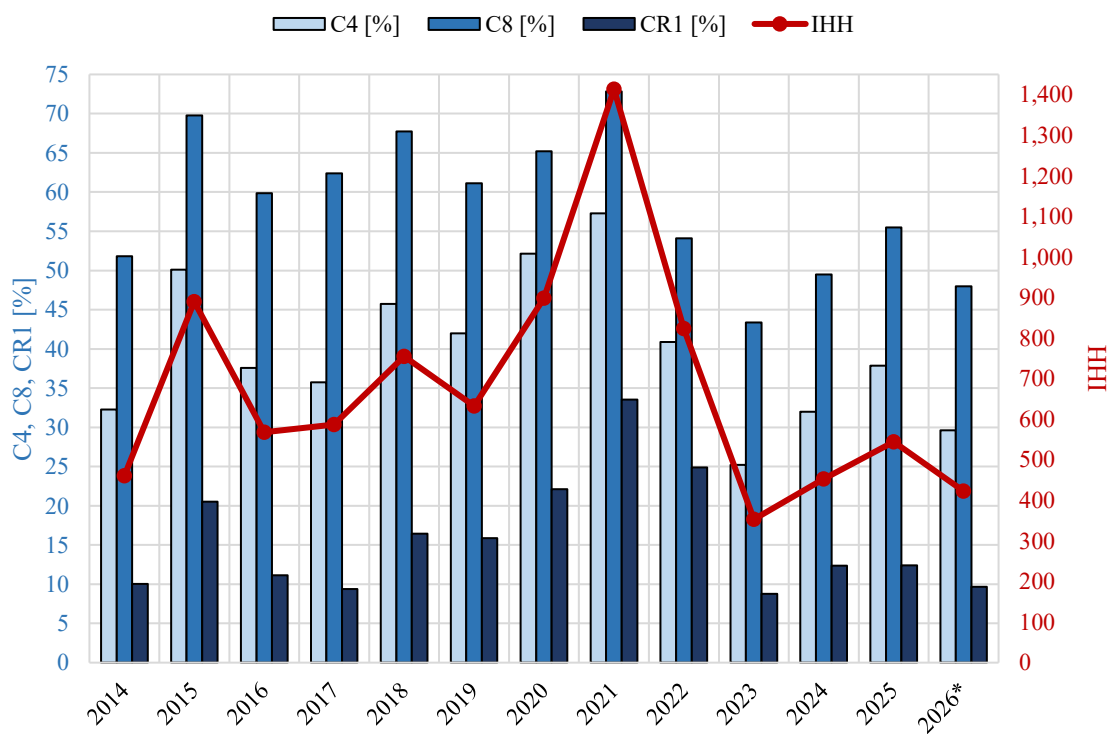
TABLA 9. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO 2014-ABRIL 2026

Año	IHH	C4 [%]	C8 [%]	CR1 [%]
2014	460.6	32.3	51.8	10.0
2015	890.1	50.1	69.8	20.5
2016	568.3	37.6	59.9	11.1
2017	587.1	35.8	62.4	9.4
2018	754.8	45.8	67.7	16.4
2019	632.9	42.0	61.1	15.9
2020	898.2	52.1	65.2	22.1
2021	1413.4	57.3	72.8	33.5
2022	823.4	40.9	54.1	24.9
2023	353.2	25.2	43.4	8.8
2024	452.4	32.0	49.5	12.4
2025	544.0	37.9	55.5	12.4
2026*	422.9	29.6	48.0	9.7

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

*De enero a abril de 2026

FIGURA 30. EVOLUCIÓN DE ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN EL MER (IHH, C4, C8, CR1), ENERO 2014-ABRIL 2026



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

*De enero a abril de 2026

6.2.1.2. Coeficiente de Gini e índice de Theil

A continuación, se presenta el análisis e interpretación de los resultados del coeficiente de Gini y del índice de Theil, tanto a nivel cuatrimestral como mensual, con el objetivo de identificar el comportamiento de estos indicadores de forma global durante el primer cuatrimestre de 2026 y de manera desagregada por mes.

6.2.1.2.1. Análisis cuatrimestral

Los indicadores de desigualdad, particularmente el coeficiente de Gini y el índice de Theil, al evaluarse conjuntamente, ofrecen una visión más granular que pone en evidencia una alta concentración a nivel de agentes, tanto en la oferta como en la demanda. Estos indicadores, comúnmente utilizados en economía para medir la desigualdad en la distribución de ingresos o riqueza, se aplican también al análisis de mercados eléctricos para evaluar la distribución de variables como generación (inyecciones) y consumo (retiros) entre distintos actores.

El coeficiente de Gini varía entre 0 (igualdad perfecta) y 1 (máxima desigualdad), y mide la dispersión relativa de una variable, permitiendo identificar qué tan equitativamente está distribuida entre los participantes. Por su parte, el índice de Theil se basa en la teoría de la entropía de la información, que proviene de la estadística y la termodinámica, y se utiliza para cuantificar el grado de desorden o incertidumbre en un sistema. En este contexto, un sistema donde todos los participantes tienen igual participación representa máxima entropía (es decir, máxima equidad), mientras que uno en el que pocos concentran la mayoría de los recursos tiene baja entropía (alta desigualdad). A diferencia del coeficiente de Gini, el índice de Theil no tiene un límite superior fijo y puede tomar valores mayores a 1 cuando la concentración es muy alta, especialmente si hay muchos participantes y uno o pocos de ellos concentran la mayoría del recurso analizado.

Una de las ventajas del índice de Theil frente al coeficiente de Gini es su capacidad de descomposición: permite analizar qué parte de la desigualdad se origina en diferencias dentro de un grupo (por ejemplo, entre agentes de un mismo país) y qué parte proviene de diferencias entre grupos (por ejemplo, entre países). Esta propiedad lo hace especialmente útil para identificar si la concentración observada en el mercado responde principalmente a la participación desigual entre países o a la concentración entre agentes dentro de un mismo país.

En este contexto, mientras que a nivel de país la distribución de las inyecciones y los retiros presenta una desigualdad moderada durante el primer cuatrimestre de 2026 (coeficiente de Gini de 0.52 para inyecciones y 0.40 para retiros; índice de Theil de 0.57 y 0.30, respectivamente), los valores a nivel de agentes fueron más elevados. En efecto, el coeficiente de Gini alcanza 0.77 para las inyecciones y 0.89 para los retiros, mientras que los índices de Theil respectivos ascienden a 1.18 y 2.00.

Esta diferencia en los niveles de desigualdad se interpreta con mayor claridad mediante el índice de Theil, ya que su capacidad de descomposición permite distinguir cuánto de la

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

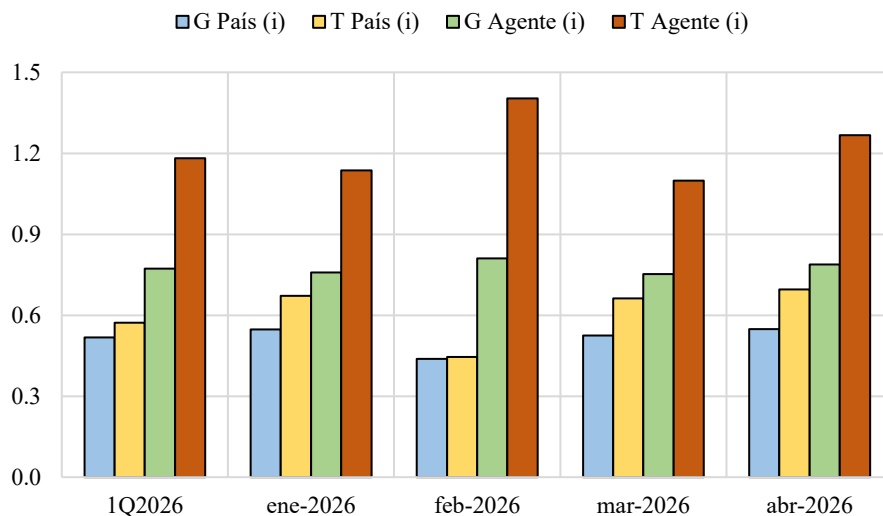
desigualdad total se debe a diferencias entre países y cuánto a desigualdades dentro de cada país. Así, aunque desde una perspectiva territorial el mercado muestra una distribución relativamente diversificada de las transacciones, el análisis a nivel de agente evidencia una mayor concentración de la actividad comercial en un grupo reducido de participantes, particularmente en el caso de los retiros.

TABLA 10. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2026

	<i>G</i> País (i)	<i>T</i> País (i)	<i>G</i> Agente (i)	<i>T</i> Agente (i)
1Q2026	0.52	0.57	0.77	1.18
ene-2026	0.55	0.67	0.76	1.14
feb-2026	0.44	0.45	0.81	1.40
mar-2026	0.52	0.66	0.75	1.10
abr-2026	0.55	0.70	0.79	1.27

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

FIGURA 31. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LAS INYECCIONES (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2026



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

La evaluación conjunta del coeficiente de Gini y del índice de Theil permite obtener una visión más completa de la concentración en el mercado. Mientras que el coeficiente de Gini proporciona una medida intuitiva de la desigualdad general, el índice de Theil aporta un valor analítico adicional al permitir diferenciar entre concentraciones asociadas a los países participantes y aquellas derivadas de la distribución de las transacciones entre agentes. Esta complementariedad resulta relevante para identificar con mayor precisión posibles focos de concentración y dar seguimiento a su evolución, especialmente ante cambios en las condiciones operativas, de demanda o de disponibilidad de generación en el sistema regional.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Esta divergencia entre los resultados a nivel de país y a nivel de agente evidencia que, si bien el mercado regional presenta una aparente diversificación desde una perspectiva geográfica, la operación efectiva del MER se encuentra significativamente concentrada en pocos participantes. Este patrón es consistente con la naturaleza de los sistemas eléctricos, donde ciertos agentes, debido a su capacidad instalada, acceso a recursos energéticos competitivos o posición estratégica en la red eléctrica, tienden a concentrar mayores volúmenes de transacción.

Desde la perspectiva de supervisión y vigilancia, estos resultados no implican, por sí mismos, la existencia de conductas anticompetitivas; no obstante, constituyen un insumo relevante para el monitoreo continuo del mercado. En particular, la concentración operativa observada podría amplificar sus efectos en escenarios de restricciones en la red regional, eventos operativos o variaciones en la disponibilidad de recursos renovables, con posibles implicaciones en la formación de precios y en las condiciones de competencia en el MER.

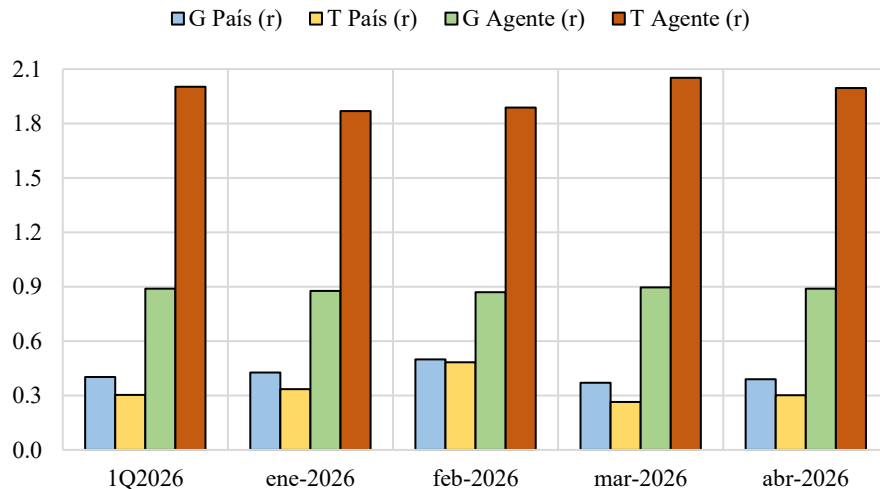
En ese sentido, a continuación se presenta el análisis mensual de estos indicadores, con el propósito de identificar y evaluar situaciones específicas observadas en cada período.

TABLA 11. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2026

	G País (r)	T País (r)	G Agente (r)	T Agente (r)
1Q2026	0.40	0.30	0.89	2.00
ene-2026	0.43	0.33	0.88	1.87
feb-2026	0.50	0.48	0.87	1.89
mar-2026	0.37	0.26	0.90	2.05
abr-2026	0.39	0.30	0.89	2.00

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

FIGURA 32. INDICADORES DE DESIGUALDAD ASOCIADOS A LOS RETIROS (GINI Y THEIL), ENERO-ABRIL 2026



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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

6.2.1.2.2. Análisis mensual

El análisis mensual del primer cuatrimestre de 2026 reafirma la influencia de las condiciones operativas, la disponibilidad de generación y la estructura de participación de los agentes en la dinámica del MER durante dicho período. En ese sentido, los indicadores Gini y Theil reflejaron, respectivamente, una distribución territorial relativamente diversificada de las transacciones, aunque con niveles de desigualdad mayores al evaluar la participación individual de los agentes.

Para el caso de las inyecciones, la concentración a nivel de agente se mantuvo relativamente estable durante el cuatrimestre, con coeficientes mensuales de Gini comprendidos entre 0.75 y 0.81, e índices de Theil entre 1.10 y 1.40. El mayor nivel de desigualdad se registró en febrero, cuando el coeficiente de Gini alcanzó 0.81 y el índice de Theil 1.40, reflejando una mayor concentración de las exportaciones regionales en un grupo reducido de agentes, debido a la baja demanda regional registrada en dicho mes. Por el contrario, marzo presentó los menores niveles de concentración por agente, con un coeficiente de Gini de 0.75 y un índice de Theil de 1.10, coincidiendo con una mayor distribución de las inyecciones entre los participantes del mercado, en un contexto de repunte del consumo interno en los países miembros, que habilitó la posibilidad de una mayor participación de agentes en las inyecciones al MER.

A nivel de país, las inyecciones mostraron una desigualdad moderada durante todo el período. El coeficiente de Gini osciló entre 0.44 en febrero y 0.55 en enero y abril, mientras que el índice de Theil fluctuó entre 0.45 y 0.70. Estos resultados reflejan que, si bien las exportaciones regionales estuvieron lideradas principalmente por Panamá, Guatemala y El Salvador, la participación territorial mantuvo un grado razonable de diversificación durante el cuatrimestre.

En cuanto a los retiros, los indicadores evidenciaron niveles de concentración por agente superiores a los observados en las inyecciones. El coeficiente de Gini se mantuvo entre 0.87 y 0.90, mientras que el índice de Theil osciló entre 1.87 y 2.05. El mayor nivel de desigualdad se registró en marzo, con un coeficiente de Gini de 0.90 y un índice de Theil de 2.05, reflejando una concentración significativa de las importaciones regionales en un número reducido de agentes, particularmente aquellos ubicados en los países con mayor dependencia estructural del MER para complementar su abastecimiento energético, aunado al repunte del consumo regional, que propició condiciones para recurrir al MER como complemento del abastecimiento interno de los principales demandantes de dicho mercado.

Por su parte, la concentración de los retiros a nivel de país permaneció en niveles moderados y relativamente estables. El coeficiente de Gini osciló entre 0.37 en marzo y 0.50 en febrero, mientras que el índice de Theil se mantuvo entre 0.26 y 0.48. Esta estabilidad territorial sugiere que el acceso al mercado regional para atender requerimientos de energía se mantuvo distribuido entre los distintos países miembros, aun cuando la demanda estuvo concentrada en pocos agentes dentro de cada mercado nacional, considerando las condiciones operativas registradas en cada mes.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

En conjunto, los resultados del primer cuatrimestre de 2026 reflejan un mercado regional con niveles moderados de concentración desde una perspectiva territorial, pero con una concentración mayor al analizar la participación individual de los agentes. Este comportamiento es consistente con la estructura operativa del MER y con las diferencias existentes entre los participantes en cuanto a capacidad de generación, disponibilidad de recursos energéticos y requerimientos de abastecimiento. Asimismo, los resultados confirman la importancia de mantener un seguimiento continuo de estos indicadores, con el fin de identificar oportunamente cambios en la estructura competitiva del mercado regional.

6.2.2. Índices de Poder de Mercado

El poder de mercado se define como la capacidad de uno o varios agentes para influir de manera significativa en el precio, la cantidad transada o las condiciones del mercado, desviándolas de los resultados que se obtendrían en un entorno competitivo. En mercados eléctricos, este poder puede ejercerse mediante decisiones estratégicas de oferta, retención de capacidad, modificación de precios ofertados o limitación de disponibilidad, especialmente en condiciones de restricciones operativas, alta concentración de la oferta o baja elasticidad de la demanda.

En el MER, la evaluación del poder de mercado resulta importante debido a la naturaleza concentrada de algunos sistemas eléctricos, la limitada capacidad de transmisión entre áreas de control y la dependencia de ciertos recursos de generación en determinados períodos operativos. Por ello, el análisis se realiza mediante indicadores cuantitativos que permiten identificar la existencia potencial de condiciones estructurales o comportamientos que podrían facilitar el ejercicio de poder de mercado.

A continuación, se presentan los principales índices utilizados para evaluar el poder de mercado:

1. Correlación de los precios nacionales con el precio del MER

- **Definición:** Correlación estadística (*Spearman*) entre los precios nacionales y el precio regional.
- **Interpretación:** Alta correlación puede indicar que ciertos agentes o áreas influyen significativamente en la formación de precios regionales.

2. RSI (*Residual Supply Index*)

- **Definición:** Mide si el mercado puede ser abastecido sin la oferta de un agente específico. $RSI = (Oferta\ Total - Oferta\ del\ Agente) / Demanda\ Total$
- **Interpretación:** $RSI < 1$ indica que el agente es “*pivotal*” y puede influir en el precio (potencial de poder de mercado).

3. Índice de Lerner

- **Definición:** Mide el margen entre el precio ofertado y el precio nacional: $(Precio\ Ofertado - Precio\ Nacional) / Precio\ Ofertado$

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

- **Interpretación:** Un valor positivo indica la capacidad del agente para fijar precios por encima del precio nacional, lo cual refleja poder de mercado.

Durante el primer cuatrimestre de 2026, el análisis del poder de mercado en el MER refleja un entorno de relativa estabilidad operativa y, por ende, un riesgo reducido de comportamiento estratégico por parte de los agentes. Este resultado obedece a la ausencia de restricciones operativas relevantes, factor que favoreció un mercado más competitivo y con menores oportunidades para el ejercicio efectivo de poder de mercado. No obstante, el análisis mantiene su relevancia, ya que la concentración en determinados agentes o países, incluso en escenarios operativos óptimos, puede originar situaciones puntuales de influencia sobre los precios regionales y la asignación del despacho, tanto de ofertas de oportunidad como de contratos.

6.2.2.1. Correlación de los precios nacionales con el precio del MER

En el contexto de la evaluación del poder de mercado durante el primer cuatrimestre de 2026, el análisis de la correlación entre los precios nacionales y el precio regional evidencia una dinámica de acoplamiento heterogénea, influenciada tanto por las condiciones operativas prevalecientes como por las características estructurales de cada país miembro. Los coeficientes de correlación de *Spearman* estimados para el período analizado muestran niveles de asociación relativamente elevados en la mayoría de los países, particularmente en El Salvador (0.71), Costa Rica (0.68), Honduras (0.66) y Guatemala (0.60). Por su parte, Nicaragua registró una correlación moderada (0.54), mientras que Panamá presentó el menor grado de asociación con el precio regional (0.16).

En un entorno caracterizado por condiciones operativas vinculadas a la ausencia de restricciones relevantes en el SER y la RTR, estos resultados sugieren que el precio regional reflejó, en términos generales, señales consistentes con las observadas en la mayoría de los mercados nacionales. No obstante, el grado de acoplamiento presentó diferencias relevantes entre países y entre meses, asociadas a las particularidades estructurales de cada sistema eléctrico.

El análisis mensual permite profundizar en esta dinámica. Durante enero, las correlaciones fueron positivas en todos los países miembros, aunque con distinta intensidad. Los mayores niveles de asociación se observaron en El Salvador (0.54), Guatemala (0.51) y Costa Rica (0.31), mientras que Honduras (0.13), Nicaragua (0.12) y Panamá (0.01) presentaron una relación más débil con el precio regional. En febrero se registró el primer desacople relevante del período analizado, correspondiente a Nicaragua (-0.09), mientras que el resto de los países mantuvo correlaciones positivas, destacando Guatemala (0.43), El Salvador (0.42) y Honduras (0.40), en un contexto caracterizado por la relevante disminución del consumo regional.

Durante marzo se observó un fortalecimiento generalizado del acoplamiento entre los precios nacionales y el precio regional. El Salvador registró la correlación mensual más alta (0.70), seguido por Costa Rica (0.63), Nicaragua (0.54) y Honduras (0.44). Este comportamiento

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

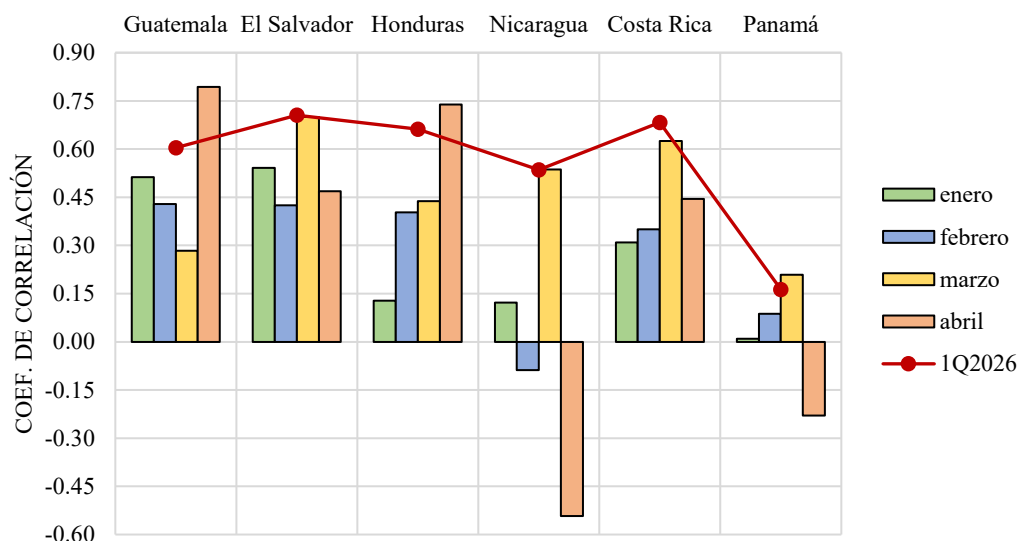
coincidió con un incremento de las transacciones regionales y una mayor participación del MER en el abastecimiento de los mercados nacionales.

TABLA 12. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2026

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1Q2026	0.60	0.71	0.66	0.54	0.68	0.16
ene-2026	0.51	0.54	0.13	0.12	0.31	0.01
feb-2026	0.43	0.42	0.40	-0.09	0.35	0.09
mar-2026	0.28	0.70	0.44	0.54	0.63	0.21
abr-2026	0.79	0.47	0.74	-0.54	0.44	-0.23

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

FIGURA 33. COEFICIENTES DE CORRELACIÓN ENTRE LOS PRECIOS NACIONALES Y LOS PRECIOS DEL MER, ENERO-ABRIL 2026



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

Por su parte, abril presentó resultados más heterogéneos. Guatemala (0.79) y Honduras (0.74) registraron las correlaciones mensuales más elevadas del período analizado, reflejando una alta correspondencia entre la evolución de sus precios nacionales y la señal de precios del MER. En contraste, Nicaragua (-0.54) y Panamá (-0.23) mostraron correlaciones negativas, evidenciando un desacople temporal respecto al comportamiento del mercado regional. En ambos casos, este resultado puede asociarse a condiciones particulares de abastecimiento y generación en sus respectivos sistemas eléctricos, que incidieron de manera diferenciada en la formación de sus precios nacionales.

Desde una perspectiva interpretativa, los resultados sugieren que los mercados de Guatemala, El Salvador, Honduras y Costa Rica mantuvieron una relación relativamente estrecha con las señales de precios del MER durante el primer cuatrimestre de 2026. Por el contrario, Nicaragua y Panamá presentaron una mayor variabilidad en su grado de acoplamiento,

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

reflejando una mayor influencia de factores internos en la formación de sus precios nacionales.

Desde el punto de vista metodológico, el uso de la correlación de *Spearman* permite identificar relaciones monótonas entre variables, reduciendo la sensibilidad del análisis frente a valores atípicos o fluctuaciones extremas. En este contexto, los resultados obtenidos indican que, bajo condiciones operativas favorables y una adecuada disponibilidad de recursos de generación, las señales de precios nacionales tendieron a mantener una relación consistente con la evolución del precio regional en la mayoría de los países miembros.

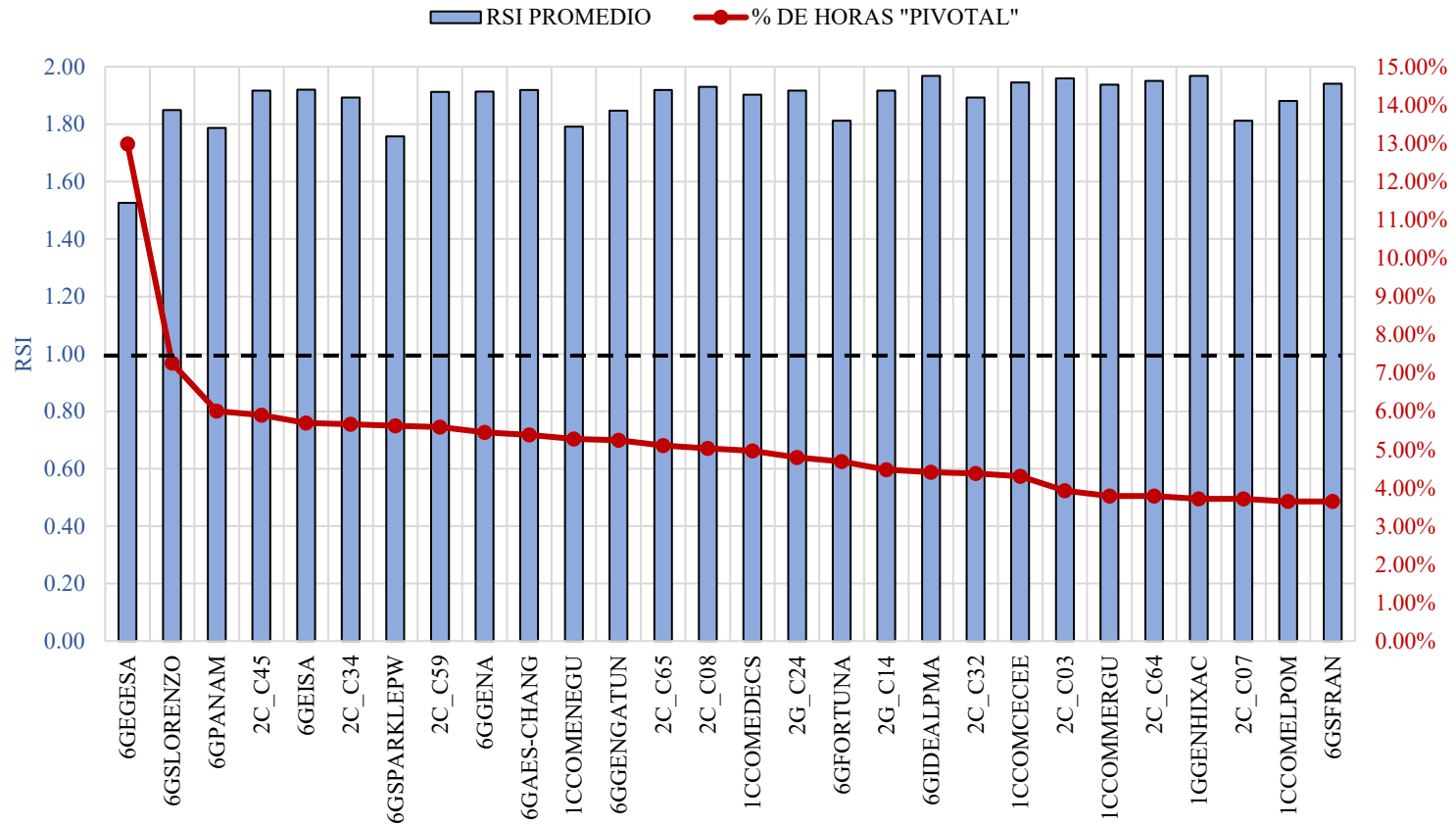
En consecuencia, los desacoples observados en determinados países y meses se explican principalmente por condiciones particulares de cada sistema eléctrico, tales como la composición de su matriz de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, las condiciones operativas internas y el comportamiento de la demanda local. A partir de los resultados analizados, no se identifican indicios de comportamientos estratégicos sistemáticos asociados al ejercicio de poder de mercado, sino respuestas consistentes con las condiciones operativas prevalcientes en cada mercado nacional.

6.2.2.2. Índice RSI (*Residual Supply Index*)

El RSI (*Residual Supply Index*) mide cuánta capacidad de generación estaría disponible en el sistema si se excluyera a un agente específico, comparándola con la demanda total. Teóricamente, cuando el RSI de un agente es mayor a 1, significa que la demanda puede ser satisfecha sin necesidad de recurrir a su oferta, por lo que el agente no es considerado “*pivotal*” y su capacidad de influir en el precio es limitada. En cambio, si el RSI es menor o igual a 1, se considera que su oferta es indispensable para abastecer la demanda, colocándolo en una posición potencial de poder de mercado.

Durante los primeros cuatro meses de 2026, el análisis del índice RSI evidencia que el MER operó bajo condiciones cercanas al umbral de competencia efectiva, aunque con episodios puntuales de dependencia operativa respecto a determinados agentes. El RSI promedio cuatrimestral calculado con base en energía declarada se situó en torno a 1.91. Este resultado sugiere que, desde una perspectiva estructural, el sistema regional contó con niveles adecuados de suficiencia de oferta, aunque con márgenes que, en determinados períodos de mercado, pudieron aproximarse a condiciones más ajustadas, tal como se analiza a continuación.

FIGURA 34. COMPORTAMIENTO DEL RSI DE ENERGÍA DECLARADA, ENERO-ABRIL 2026



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

TABLA 13. PRINCIPALES AGENTES CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN EL MER CON BASE EN EL ÍNDICE RSI, ENERO-ABRIL 2026

AGENTE	RSI PROMEDIO	CANTIDAD DE HORAS "PIVOTAL" (RSI < 1)	% DE HORAS "PIVOTAL"
6GEGESA	1.53	374	12.99%
6GSLORENZO	1.85	209	7.26%
6GPANAM	1.79	173	6.01%
2C C45	1.92	170	5.90%
6GEISA	1.92	164	5.69%
2C C34	1.89	163	5.66%
6GSPARKLEPW	1.76	162	5.63%
2C C59	1.91	161	5.59%
6GGENA	1.91	157	5.45%
6GAES-CHANG	1.92	155	5.38%
1CCOMENEGU	1.79	152	5.28%
6GGENGATUN	1.85	151	5.24%
2C C65	1.92	147	5.10%
2C C08	1.93	145	5.03%
1CCOMEDECS	1.90	143	4.97%
2G C24	1.92	138	4.79%
6GFORTUNA	1.81	135	4.69%
2G C14	1.92	129	4.48%
6GIDEALPMA	1.97	127	4.41%
2C C32	1.89	126	4.38%
1CCOMCECEE	1.95	124	4.31%
2C C03	1.96	113	3.92%
1CCOMMERGU	1.94	109	3.78%
2C C64	1.95	109	3.78%
1GGENHIXAC	1.97	107	3.72%
2C C07	1.81	107	3.72%
1CCOMELPOM	1.88	105	3.65%
6GSFRAN	1.94	105	3.65%

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Este comportamiento se ve reforzado al analizar la frecuencia de horas o períodos de mercado en condición “*pivotal*” ($RSI < 1$). En particular, agentes como 6GEGESA (12.99%), 6GSLORENZO (7.26%), 6GPANAM (6.01%), 2C_C45 (5.90%) y 6GEISA (5.69%) presentan una proporción relevante de horas del cuatrimestre en las que su participación resultó indispensable para satisfacer la demanda regional. Estos resultados evidencian que, aun bajo condiciones estructurales de suficiencia de oferta, existen períodos de mercado en los que determinados agentes adquieren una mayor relevancia operativa.

En este contexto, la condición de agente “*pivotal*” no necesariamente implica el ejercicio efectivo de poder de mercado, pero sí indica la existencia de ventanas operativas en las que dichos agentes poseen la capacidad potencial de influir en la formación de precios. Este fenómeno es consistente con la naturaleza del MER, donde la disponibilidad de recursos renovables y la distribución geográfica de la generación repercuten en dependencias temporales en función de las condiciones climáticas, la demanda y las restricciones de la red regional de transmisión.

Un caso particular es el del agente panameño 6GEGESA (*Empresa de Generación Eléctrica, S. A.*), que presenta un RSI promedio de 1.53 con base en energía declarada y el mayor porcentaje de horas en condición “*pivotal*” (12.99%). Este resultado refleja que, si bien el sistema regional cuenta con capacidad suficiente para abastecer su demanda, existen períodos de mercado en los que la oferta residual asociada se aproxima a niveles ajustados, incrementando la relevancia de este agente dentro del MER.

De manera similar, otros agentes relevantes presentan porcentajes de horas en condición “*pivotal*” en un rango entre aproximadamente 3.70% y 7.30% del total cuatrimestral, lo cual evidencia la existencia de episodios en los que la oferta disponible sin dichos agentes también resulta limitada. Este patrón sugiere que, aunque el mercado no presenta concentración estructural (como lo indica el bajo valor del $IHH = 422.9$), sí se observan condiciones de mayor estrechez de oferta en momentos específicos.

Desde una perspectiva temporal, este comportamiento está estrechamente vinculado a la estacionalidad del sistema regional. Durante el primer cuatrimestre de 2026, correspondiente a la época cálida en la región, el incremento de la demanda energética y la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica tienden a reducir los márgenes de oferta de dicho sistema, aumentando la probabilidad de que se presenten condiciones de “*pivotalidad*”.

Como se observa en la Figura 34, el ordenamiento de los agentes en función del RSI basado en energía declarada permite identificar aquellos con mayor frecuencia de participación en condiciones cercanas al umbral de suficiencia. Este enfoque refleja la capacidad potencial del sistema regional y permite identificar a los agentes cuya exclusión reduce de manera más significativa los márgenes de oferta disponibles.

En síntesis, los resultados para el primer cuatrimestre de 2026 indican que el MER operó bajo condiciones estructuralmente competitivas, pero con algunos episodios de mayor estrechez de oferta, en los cuales ciertos agentes desempeñaron un papel “*pivotal*”. Estas condiciones no evidencian, por sí mismas, un ejercicio sistemático de poder de mercado, pero

sí justifican la necesidad de un monitoreo continuo, especialmente en escenarios de alta demanda, restricciones de la red de transmisión o variaciones en la disponibilidad de recursos renovables, que puedan amplificar la dependencia del sistema regional respecto a un número reducido de agentes.

6.2.2.3. Índice de Lerner

Complementando el análisis de poder de mercado, los resultados del Índice de Lerner para los primeros cuatro meses de 2026 evidencian que ciertos agentes registraron márgenes significativamente superiores a sus precios nacionales en distintos momentos del cuatrimestre. En particular, el agente 5GICE (*Instituto Costarricense de Electricidad*) presentó un índice promedio de 0.75, mientras que el agente panameño 6GEGESA (*Empresa de Generación Eléctrica, S. A.*) alcanzó un valor promedio de 0.92. Estos niveles reflejan diferencias sustanciales entre los precios ofertados y los precios nacionales de referencia en sus respectivos sistemas eléctricos, lo cual, en principio, podría interpretarse como una señal de poder de mercado.

TABLA 14. ÍNDICE DE LERNER PROMEDIO, ENERO-ABRIL 2026

Referencia	Agente	Índice de Lerner
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	0.75
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S. A.	0.92

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

No obstante, un análisis más detallado de la evolución temporal del índice y de las condiciones operativas del sistema regional permite matizar esta interpretación. En el caso del agente 5GICE, los márgenes elevados se explican principalmente por la naturaleza de las ofertas de inyección realizadas en el MOR. De acuerdo con las justificaciones remitidas a esta Comisión, dichas ofertas corresponden a excedentes térmicos de la planta Moín III, cuya generación a base de diésel está sujeta a un impuesto nacional cercano al 31% sobre combustibles fósiles. En un contexto de alta penetración de generación renovable en Costa Rica, el agente prioriza el abastecimiento interno con recursos de bajo costo, destinando al MER únicamente la generación térmica no convocada. En consecuencia, los precios ofertados reflejan los costos relativamente elevados de estas unidades térmicas, sin que ello implique necesariamente una estrategia deliberada de maximización de rentas en el mercado regional.

Por su parte, en el caso del agente panameño 6GEGESA, los altos valores del Índice de Lerner están asociados, en gran medida, a disposiciones operativas del mercado eléctrico nacional. Según lo indicado por el propio agente, los precios de oferta elevados provienen de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá. Dichas plantillas contienen valores predeterminados para ciertos puntos de inyección y son utilizadas sin modificaciones manuales, en cumplimiento del marco regulatorio nacional. En este sentido, los precios ofertados no necesariamente reflejan

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

una estrategia comercial activa por parte del agente panameño, sino más bien un procedimiento operativo estandarizado.

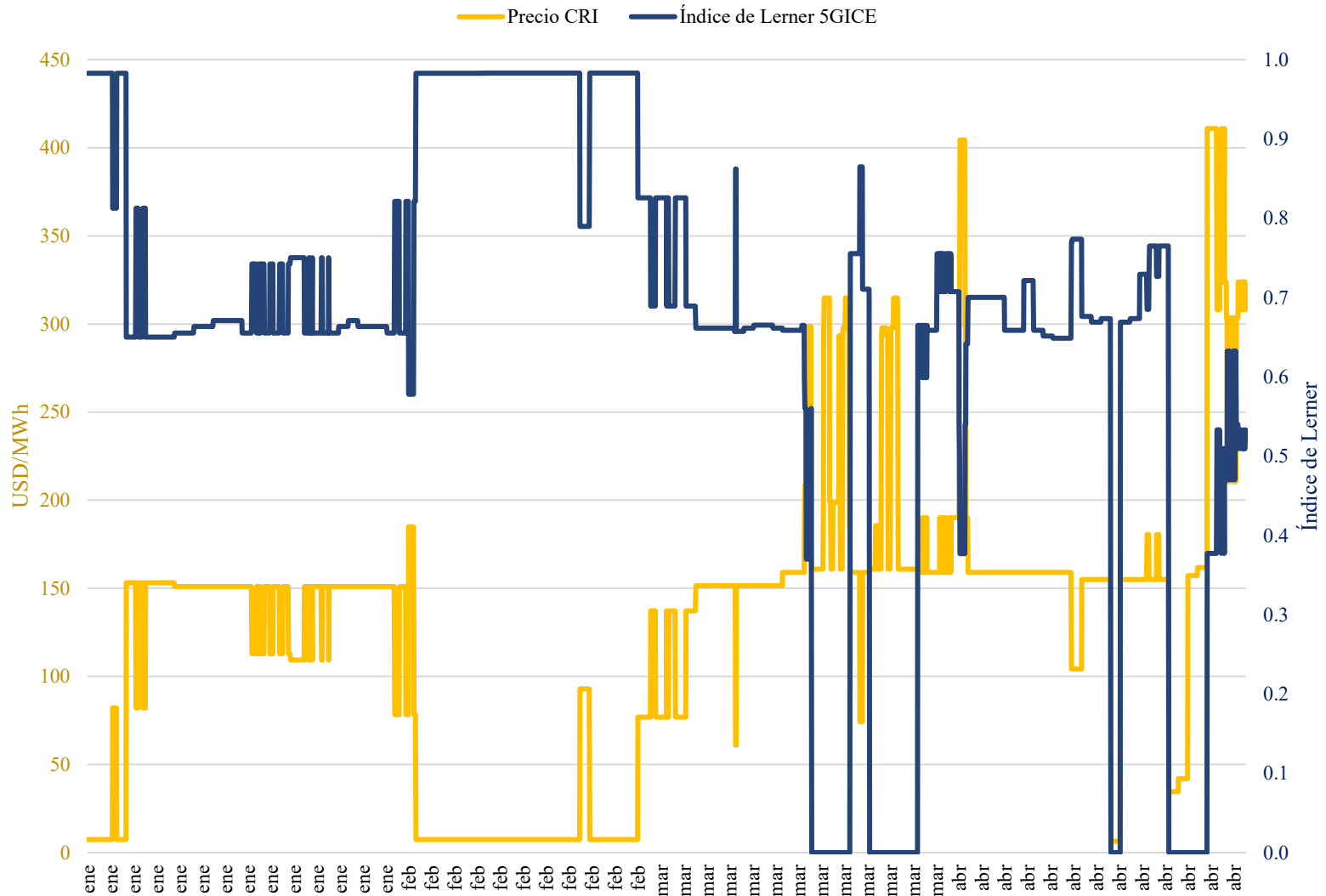
Adicionalmente, el análisis de las series temporales del Índice de Lerner (véanse las Figuras 35 y 36) muestra que, si bien los valores elevados son frecuentes, su comportamiento está estrechamente vinculado a condiciones específicas del sistema, tales como la disponibilidad de generación, la estructura de costos de las tecnologías marginales y la dinámica de los precios en los mercados nacionales. En particular, no se observa una relación sistemática entre picos de precios en el MER y aumentos sostenidos en el Índice de Lerner que sugieran un ejercicio estratégico y recurrente de poder de mercado.

En este contexto, los resultados del Índice de Lerner deben interpretarse de manera complementaria con otros indicadores, como el RSI y las métricas de concentración. Mientras que el RSI evidencia la existencia de episodios de dependencia operativa respecto a ciertos agentes, el Índice de Lerner muestra que los márgenes elevados observados responden, en gran medida, a factores estructurales y regulatorios, más que a conductas anticompetitivas sistemáticas.

En síntesis, aunque el análisis agregado de los indicadores de poder de mercado no evidencia una situación de dominancia estructural en el MER, sí se identifican condiciones específicas en las que ciertos agentes alcanzan posiciones temporales de influencia en el abastecimiento regional. Estas situaciones están asociadas principalmente a la disponibilidad de recursos, la estructura de costos de generación y las reglas operativas de los mercados nacionales, más que a un ejercicio deliberado de poder de mercado.

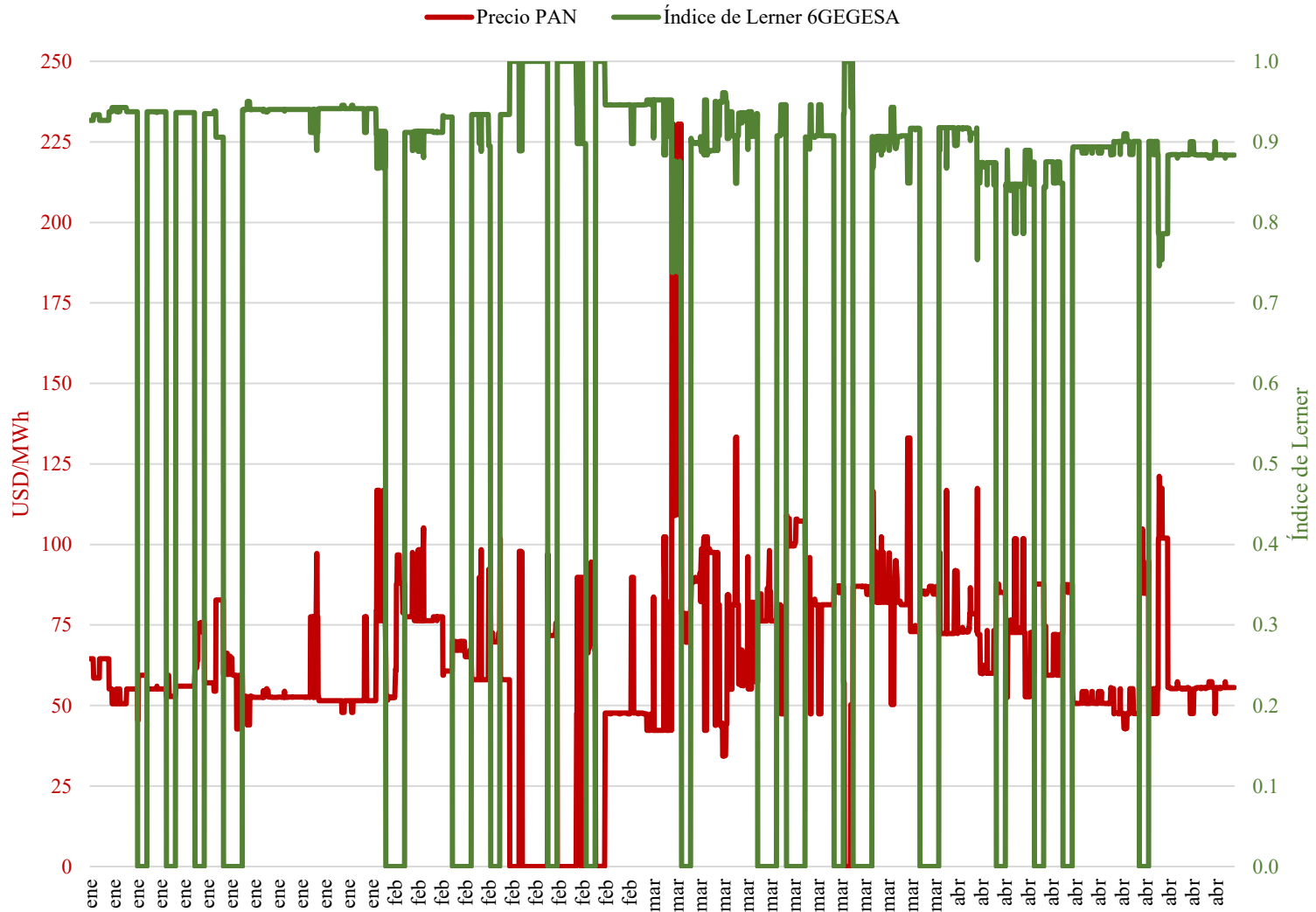
Estos hallazgos refuerzan la importancia de mantener una supervisión y vigilancia permanente del comportamiento de los agentes del MER, independientemente de las condiciones operativas o climáticas. En este sentido, el monitoreo conjunto de indicadores como el RSI, el Índice de Lerner y la correlación de precios constituye una herramienta integral para que la CRIE identifique oportunamente posibles riesgos para la competencia y adopte medidas preventivas que aseguren la eficiencia, transparencia y buen funcionamiento del mercado regional.

FIGURA 35. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 5GICE, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 36. COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE LERNER DEL AGENTE 6GEGESA, ENERO-ABRIL 2026



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

7. Conciliación de las transacciones

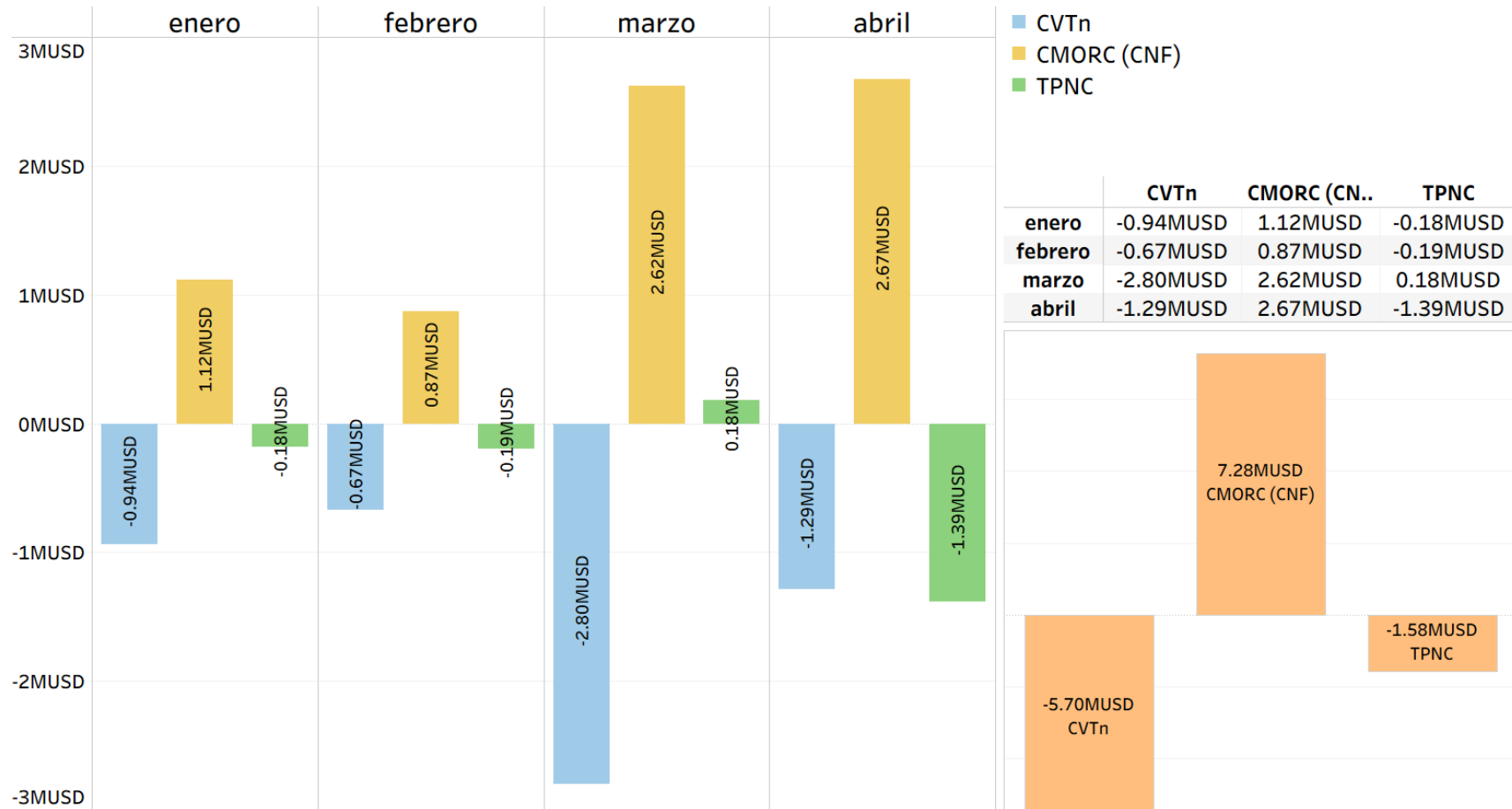
En la Figura 37 se presentan los montos conciliados correspondientes a las transacciones en el MER durante el período de enero a abril de 2026. Para este análisis, se consideró únicamente el cálculo del Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual (CMORC) de los Contratos No Firmes, dado que el CMORC de los Contratos Firmes se compensa directamente con la Renta de Congestión.

A nivel cuatrimestral, el Cargo Variable de Transmisión Neto (CVT_n) registró un saldo acumulado de aproximadamente USD -5,699,663, lo que representa un abono neto a favor de la Cuenta General de Compensación (CGC) por dicho monto. Este resultado evidencia que, durante el primer cuatrimestre de 2026, la dinámica de flujos en la red regional generó, en términos agregados, una proporción significativamente mayor de abonos que de cargos a la CGC asociados al uso de la infraestructura de transmisión.

La Figura 38 muestra el comportamiento diario del CVT_n en el mismo período. Como se observa, este indicador mantuvo valores diarios negativos durante todo el cuatrimestre, los cuales corresponden a abonos netos a favor de la CGC conforme a la convención de signos aplicable. Asimismo, se identifican períodos con mayores valores en términos absolutos, particularmente durante la segunda quincena de marzo. No obstante, no se identificaron eventos relevantes que hayan afectado de forma extraordinaria el comportamiento de los flujos regionales ni la utilización de la infraestructura de transmisión.

En resumen, los resultados observados durante el primer cuatrimestre de 2026 reflejan una tendencia favorable en los procesos de conciliación de las transacciones en el MER, así como en la gestión del CVT_n , lo cual evidencia una operación eficiente y equilibrada del mercado regional en dicho período analizado.

FIGURA 37. CONCILIACIÓN DE LAS TRANSACCIONES, ENERO-ABRIL 2026



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

- **CMORC:** Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual.
- **TPNC:** Transacciones Programada No Comprometida en Contratos.
- **CVT_n:** Cargo Variable de Transmisión Neto.

FIGURA 38. CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN NETO (CVT_n), ENERO-ABRIL 2026



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

8. Generación y demanda en los países miembros del MER

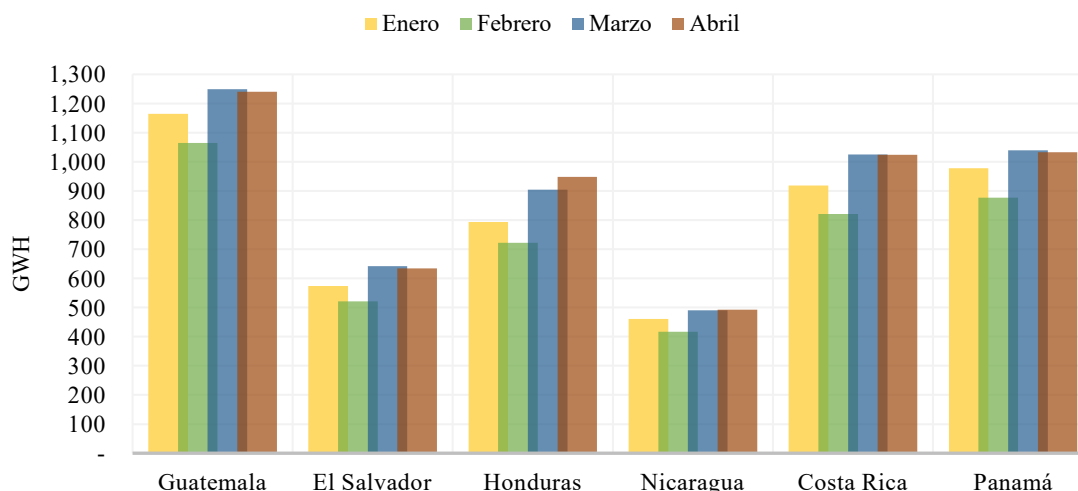
A continuación, se presenta la información y el análisis relacionados con el consumo de energía en el MER, así como con la generación regional correspondiente al período de enero a abril de 2026.

8.1. Energía demandada

Tal como se observa en las Figuras 39 y 40, marzo y abril registraron los mayores niveles de consumo energético regional durante el cuatrimestre. Esta tendencia está estrechamente relacionada con la transición hacia la época cálida, lo que se reflejó en un consumo más elevado en comparación con los dos meses previos, cuando el impacto de episodios de frentes fríos moderó el requerimiento de energía eléctrica.

En cuanto a la distribución por país, Guatemala se posicionó como el principal consumidor de energía, seguida por Panamá y Costa Rica.

FIGURA 39. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026



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

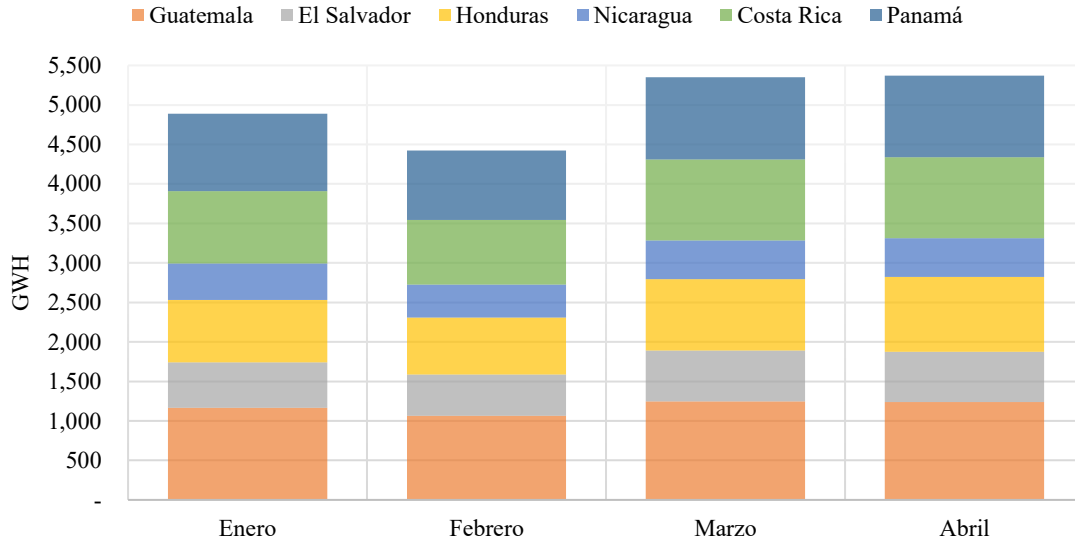
TABLA 15. CONSUMO ENERGÉTICO POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026

Consumo de Energía [GWh]						
Mes	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
ene-2026	1,165	574	793	460	918	978
feb-2026	1,064	521	722	417	821	877
mar-2026	1,249	642	904	491	1,025	1,039
abr-2026	1,240	634	948	492	1,023	1,032
Total	4,718	2,372	3,367	1,860	3,788	3,926

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

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

FIGURA 40. CONSUMO ENERGÉTICO REGIONAL, ENERO-ABRIL 2026

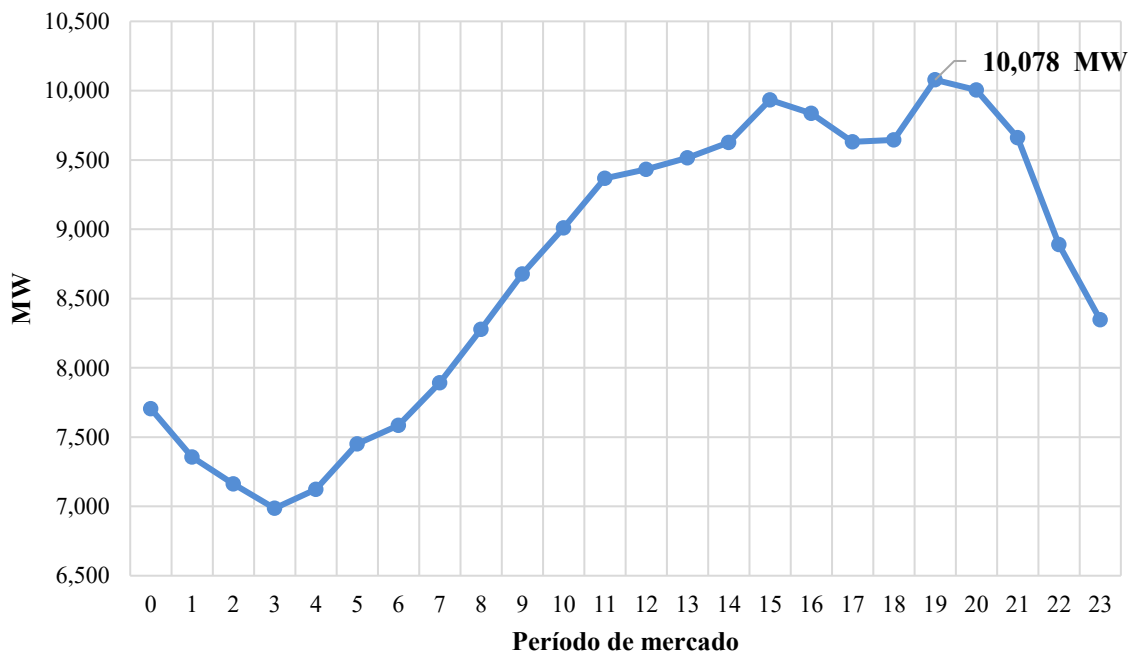


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

8.2. Demanda máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER)

La demanda máxima de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER), correspondiente al primer cuatrimestre de 2026, se registró el 28 de abril a las 19:00 horas, alcanzando un valor de 10,078 MW. Este dato representa un incremento del 5.43% en comparación con el mismo período de 2025, cuando la demanda máxima fue de 9,559 MW.

FIGURA 41. DEMANDA MÁXIMA DEL SER, ENERO-ABRIL 2026



Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

8.3. Energía generada por tecnología en el MER

Durante el primer cuatrimestre de 2026, el 73.64% de la energía generada en la región provino de fuentes renovables, siendo la hidroeléctrica la principal, con una participación del 38.73% del total generado.

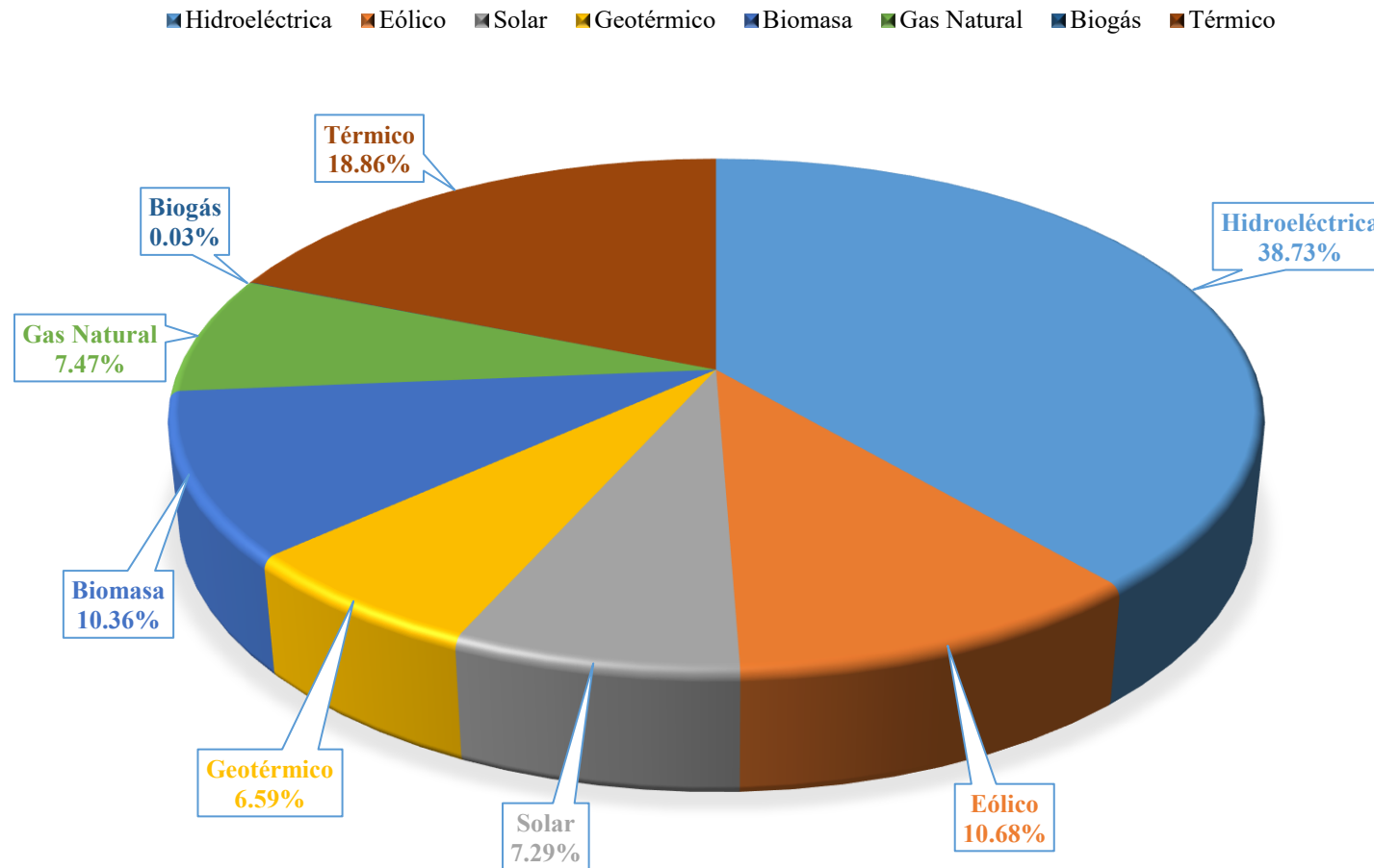
En cuanto a la generación por país miembro, Panamá se posicionó como el mayor productor de energía en la región, seguido por Guatemala, Costa Rica y Honduras. En menor medida le siguieron El Salvador y Nicaragua. La distribución de la energía generada por tipo de tecnología o fuente primaria, así como por país miembro, se presenta en la Tabla 16 y en la Figura 42.

TABLA 16. ENERGÍA GENERADA POR TECNOLOGÍA Y POR PAÍS MIEMBRO, ENERO-ABRIL 2026 [GWH]

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Biogás	Térmico	TOTAL
Guatemala	1,367.27	157.28	296.34	86.14	1,129.05	43.11	5.22	1,450.35	4,534.76
El Salvador	347.63	91.42	224.32	484.72	426.22	692.81	0.00	122.52	2,389.64
Honduras	1,058.06	331.65	381.29	71.85	215.27	0.00	0.00	1,265.43	3,323.55
Nicaragua	120.89	340.13	68.59	188.81	309.54	0.00	0.00	367.44	1,395.42
Costa Rica	2,740.87	758.63	14.99	517.69	40.14	0.00	0.00	213.85	4,286.18
Panamá	2,292.70	506.27	506.18	0.00	0.00	793.93	0.00	440.45	4,539.54
TOTAL	7,927.42	2,185.39	1,491.72	1,349.22	2,120.22	1,529.85	5.22	3,860.05	20,469.07
%	38.73%	10.68%	7.29%	6.59%	10.36%	7.47%	0.03%	18.86%	

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

FIGURA 42. ENERGÍA GENERADA EN LA REGIÓN POR TECNOLOGÍA, ENERO-ABRIL 2026 [%]



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

9. Indicadores técnicos del MER

Con relación a los principales indicadores técnicos del MER durante el primer cuatrimestre de 2026, se presenta a continuación la información sobre la ejecución de mantenimientos en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR), las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos regionales registrados en el referido período.

Cabe señalar que los datos y análisis incluidos en esta sección del informe estadístico cuatrimestral provienen principalmente de información proporcionada y/o publicada por el Ente Operador Regional (EOR), en el marco de las funciones que le otorga la Regulación Regional en lo relativo a la operación técnica y jerárquica del MER, en coordinación con los OS/OMS y los Agentes del mercado.

9.1. Mantenimientos de instalaciones asociadas a la Red de Transmisión Regional (RTR)

El porcentaje global de ejecución de los mantenimientos realizados en instalaciones asociadas a la RTR durante el primer cuatrimestre de 2026 fue de 41.72% respecto del total de trabajos programados en el Plan Anual de Mantenimientos (PAM). Estos trabajos fueron previamente coordinados entre el EOR, los OS/OMS y los agentes transmisores antes de ser formalmente incluidos en dicho plan.

Este resultado representa un incremento en la ejecución respecto del mismo período de 2025, cuando el porcentaje fue de 31.02%. Asimismo, al analizar la evolución interanual, se observa una reducción significativa en el porcentaje de cancelaciones de trabajos informadas por los OS/OMS al EOR, al pasar de 58.42% en el primer cuatrimestre de 2025 a 44.78% en el mismo período de 2026.

TABLA 17. EJECUCIÓN GLOBAL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR, ENERO-ABRIL 2026

Estado Final	Cantidad de SOLMANT (2025)	Porcentaje de Ejecución 2025 [%]	Cantidad de SOLMANT (2026)	Porcentaje de Ejecución 2026 [%]
Ejecutado según PAM	94	31.02%	136	41.72%
Ejecutado en otra fecha	32	10.56%	44	13.50%
Cancelado	177	58.42%	146	44.78%
Total	303		326	

Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

A continuación, se presentan los resultados de ejecución de mantenimientos por área de control, los cuales reflejan variaciones significativas entre países miembros, dependiendo en

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

parte del número de trabajos programados en el PAM para el período de enero a abril de 2026.

El área de control con mayor nivel de ejecución según el PAM fue Costa Rica, que alcanzó un 70.97% de cumplimiento de los mantenimientos programados. Le siguen El Salvador, con un 65.63%, y Honduras, con un 59.84%.

En contraste, el área de control con menor porcentaje de ejecución fue Panamá, con 0.00% de mantenimientos realizados respecto a los programados en el PAM. Le siguen Nicaragua con un 9.62% y Guatemala con 50.00%.

TABLA 18. EJECUCIÓN POR ÁREA DE CONTROL DE MANTENIMIENTOS DE INSTALACIONES DE LA RTR, ENERO-ABRIL 2026

OS/OM Solicitante	Cantidad de SOLMANT	Trabajos Ejecutados	Trabajos Ejecutados según PAM	% Ejecución General	% Cumplimiento PAM
AMM/GUA	24	22	12	91.67%	50.00%
UT/ESA	32	32	21	100.00%	65.63%
CND-ENEE/HON	127	79	76	62.20%	59.84%
CNDC-ENATREL/NIC	52	16	5	30.77%	9.62%
DOCSE-ICE/CRI	31	23	22	74.19%	70.97%
CND-ETESA/PAN	60	8	0	13.33%	0.00%

Fuente: Elaboración propia con información de proporcionada por la Gerencia de Operación del Sistema del EOR.

Con relación a los resultados previamente expuestos sobre la ejecución de mantenimientos en instalaciones asociadas a la RTR, el EOR ha informado a esta Comisión que las cancelaciones y reprogramaciones de solicitudes formalizadas en el PAM obedecen a diversas causas.

Entre dichas causas se encuentran: proyectos no ejecutados, decisiones operativas tomadas en tiempo real, limitaciones logísticas (como falta de personal o equipos), resultados de inspecciones que permiten determinar que no era necesaria la libranza, solicitudes de no ejecución por parte de otros OS/OMS, así como condiciones climáticas que impiden la realización de los trabajos programados.

9.2. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

En las siguientes Tablas y Figuras se resumen los valores de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) entre áreas de control adyacentes, considerando los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, en ambas direcciones de flujo, Norte-Sur y Sur-Norte. Estos valores son calculados mensualmente por el Ente Operador Regional (EOR) con base en información técnica proporcionada por los OS/OMS de las áreas de control de la región.

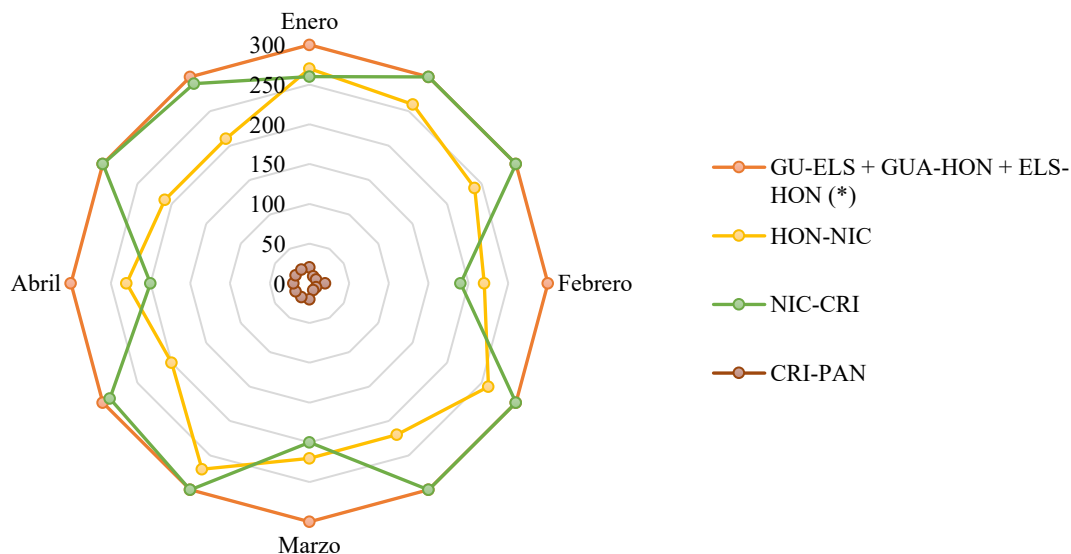
TABLA 19. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR (MW), ENERO-ABRIL 2026

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Enero	Máxima	300	270	260	20
	Media	300	260	300	10
	Mínima	300	240	300	10
Febrero	Máxima	300	220	190	20
	Media	300	260	300	10
	Mínima	300	220	300	10
Marzo	Máxima	300	220	200	20
	Media	300	270	300	20
	Mínima	300	200	290	20
Abril	Máxima	300	230	200	20
	Media	300	210	300	20
	Mínima	300	210	290	20

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

(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

FIGURA 43. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN NORTE-SUR, ENERO-ABRIL 2026 [MW]



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

(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

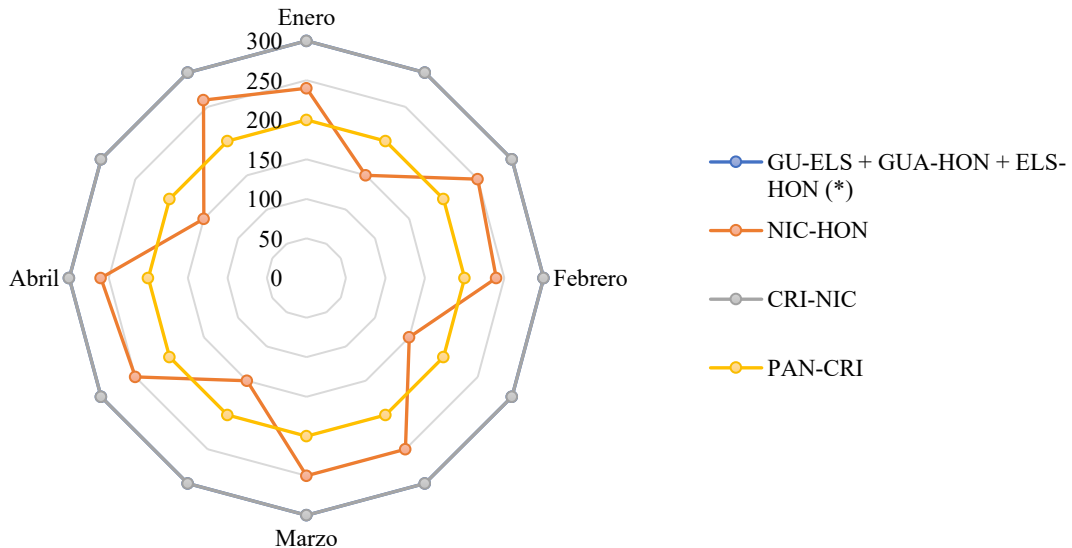
TABLA 20. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE (MW), ENERO-ABRIL 2026

	Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Enero	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	150	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Febrero	Máxima	300	240	300	200
	Media	300	150	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Marzo	Máxima	300	250	300	200
	Media	300	150	300	200
	Mínima	300	250	300	200
Abril	Máxima	300	260	300	200
	Media	300	150	300	200
	Mínima	300	260	300	200

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

(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

FIGURA 44. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA EN DIRECCIÓN SUR-NORTE, ENERO-ABRIL 2026 [MW]



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

(*) Los valores mostrados, representan la MCTP simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

9.2.1. Actualizaciones solicitadas por los OS/OMS

Durante los meses de enero a abril 2026, el OS/OM del área de control de El Salvador solicitó actualizaciones a los valores de las MCTP previamente calculados por el EOR. Es importante destacar que dichas solicitudes se fundamentaron en condiciones operativas internas excepcionales, estimadas por el operador salvadoreño para cada período específico.

Las siguientes Tablas presentan un resumen de cada una de las actualizaciones, con base en la información remitida por el EOR a los OS/OMS, en la cual el Operador Regional notificó su visto bueno a las respectivas solicitudes.

TABLA 21. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2026 [MW]

Escenario de Demanda	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total
Máxima	50	50	50
Media	50	50	50
Mínima	50	50	50

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

www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/

TABLA 22. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 30 DE MARZO DE 2026 [MW]

Hora	30-marzo-2026	31-marzo-2026
06:00-06:59	125	190
07:00-07:59	20	105
08:00-08:59	0	0
09:00-09:59	0	0
10:00-10:59	0	0
11:00-11:59	0	0
12:00-12:59	0	0
13:00-13:59	0	70
14:00-14:59	35	125
15:00-15:59	120	120
16:00-16:59	140	140

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

www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/

TABLA 23. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 22 DE ABRIL DE 2026 [MW]

Escenario de Demanda	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínima	0	0	0

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

www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/

TABLA 24. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR DEL 01 AL 06 DE ABRIL DE 2026 [MW]

Hora	1/04/2026	2/04/2026	3/04/2026	4/04/2026	5/06/2026	6/06/2026
06:00-06:59	185	135	90	90	90	250
07:00-07:59	100	10	0	0	0	135
08:00-08:59	0	0	0	0	0	65
09:00-09:59	0	0	0	0	0	5
10:00-10:59	0	0	0	0	0	0
11:00-11:59	0	0	0	0	0	5
12:00-12:59	0	0	0	0	0	20
13:00-13:59	10	0	0	0	0	60
14:00-14:59	80	0	0	0	0	120
15:00-15:59	120	45	0	0	0	120
16:00-16:59	140	140	110	130	140	140

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

<https://www.enteoperador.org/historico-estudios-de-maximas-capacidades-de-transferencia/>

9.3. Eventos regionales ocurridos durante el primer cuatrimestre de 2026

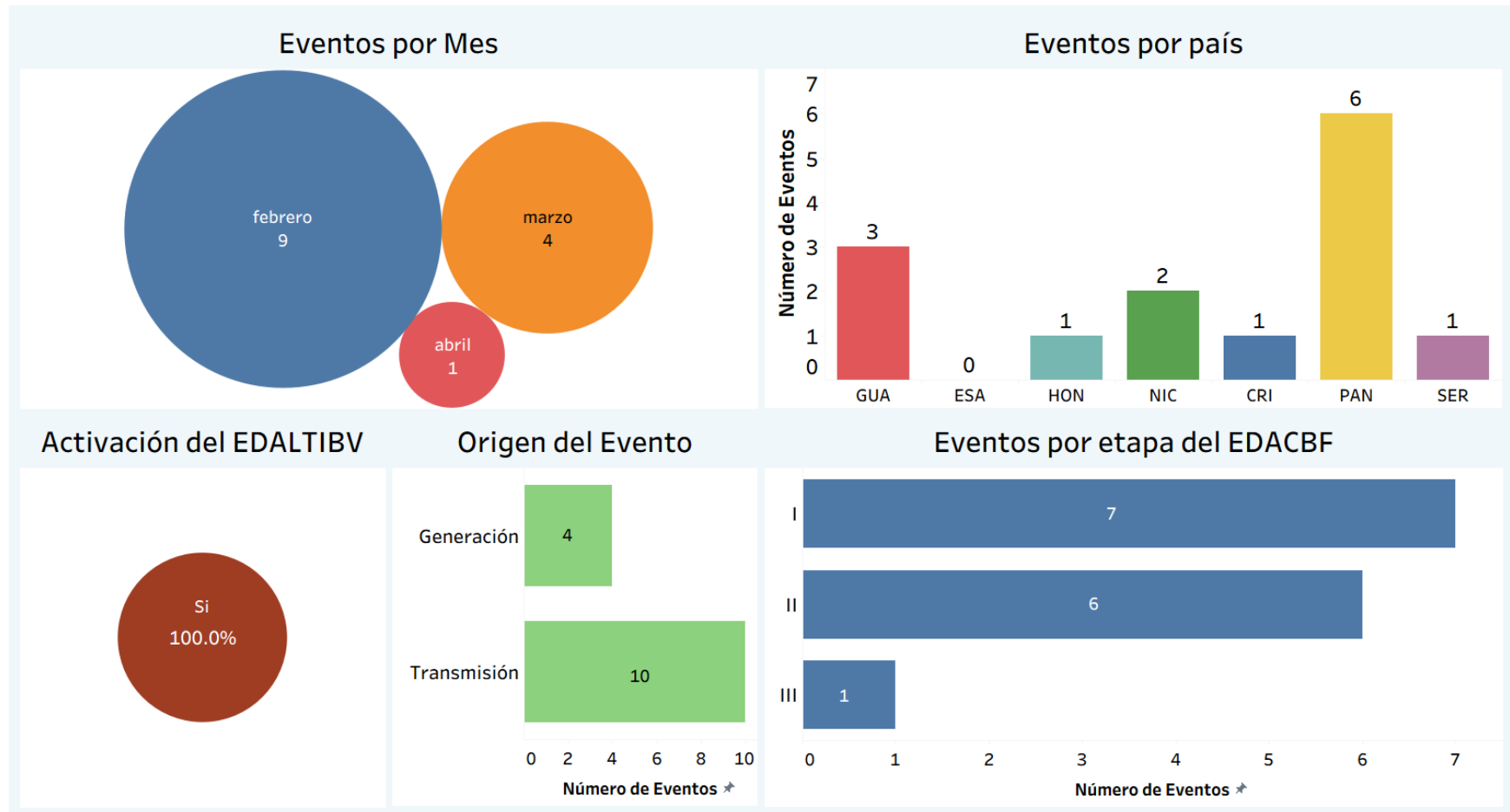
Durante el primer cuatrimestre de 2026 se registraron catorce eventos que implicaron la desconexión de demanda mediante el Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). En todos estos casos, previamente actuó el Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje (EDALTIBV), desconectando el enlace extrarregional entre el SER y el sistema eléctrico de México.

De los eventos ocurridos, cuatro se originaron por fallas a nivel de generación y diez por fallas a nivel de transmisión. En cuanto a su distribución temporal, nueve ocurrieron en febrero, cuatro en marzo y uno en abril; durante enero no se reportaron eventos que implicaran la actuación del EDACBF. Destaca que el área de control de Panamá registró el origen de la mayor cantidad de eventos, con un total de seis. Los demás eventos se originaron en las áreas de control de Guatemala (3), Nicaragua (2), Honduras (1) y Costa Rica (1). Asimismo, no se registraron eventos regionales originados en el área de control de El Salvador, mientras que un evento se originó a nivel del SER, involucrando a más de un área de control.

Respecto a la severidad, siete de los eventos activaron la primera etapa del EDACBF (umbral de frecuencia de 59.3 Hz), seis alcanzaron la segunda etapa (59.1 Hz) y uno llegó a la tercera etapa (58.9 Hz).

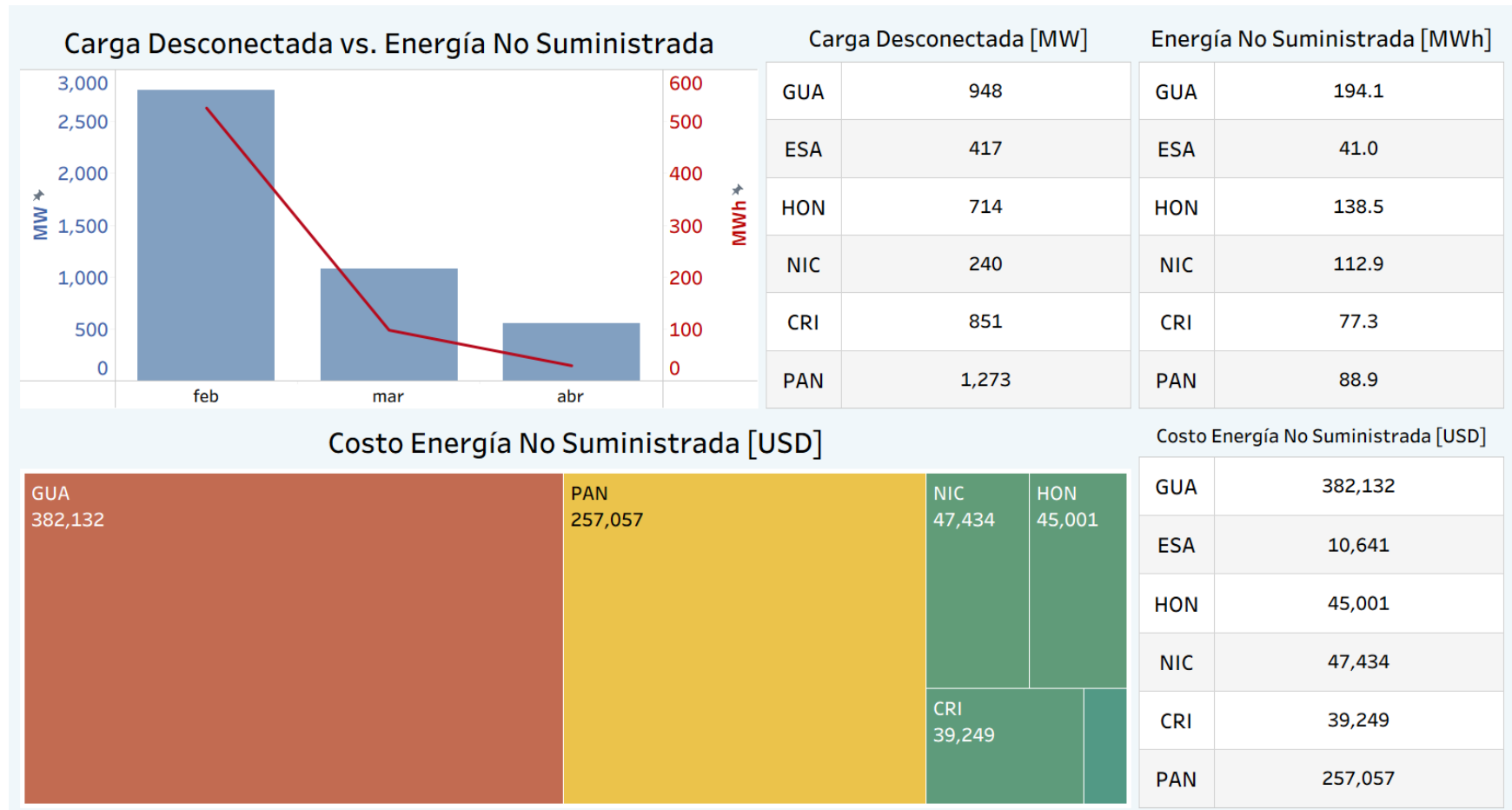
Como resultado, las áreas de control de Panamá y Guatemala fueron las más afectadas, con desconexiones de carga de 1,273 MW y 948 MW, respectivamente. Con relación a la energía no suministrada, las áreas de control de Guatemala y Honduras fueron las más afectadas, con 194.1 MWh y 138.5 MWh, respectivamente, durante el período analizado. Las Figuras 45 y 46 presentan el detalle de los eventos regionales registrados en el primer cuatrimestre de 2026, incluyendo el cálculo del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) realizado por los OS/OMS de cada área de control.

FIGURA 45. EVENTOS REGIONALES, ENERO-ABRIL 2026



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

FIGURA 46. REPERCUSIONES POR EVENTOS REGIONALES, ENERO-ABRIL 2026



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