



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-29-2026

ABRIL
2026

*UNA VISTA
AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL*

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	3
2.	Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	5
2.1.	Excedentes de energía disponibles	5
2.2.	Transacciones totales	9
2.3.	Inyecciones por país miembro	12
2.4.	Retiros por país miembro	14
3.	Transacciones por tipo de mercado	16
4.	Transacciones por tipo de oferta	18
4.1.	Inyecciones	19
4.1.1.	Análisis	19
4.2.	Retiros	20
4.2.1.	Análisis	21
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	22
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	25
6.1.	Precios máximos del MER	26
6.1.1.	Dinámica general de los precios máximos	26
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	29
7.1.	Correlación estadística	29
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	33
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	35
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	37
9.	Monitoreo del MER	39
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	39
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	41
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	43
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	45
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	46
10.	Indicadores técnicos	47
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)	47
10.2.	Eventos regionales	49

Índice de Figuras

Figura 1. Excedentes diarios ofrecidos al MER.....	7
Figura 2. Excedentes ofrecidos al MER por país miembro.....	8
Figura 3. Inyecciones diarias al MER	11
Figura 4. Inyecciones al MER por país miembro	13
Figura 5. Retiros del MER por país miembro	16
Figura 6. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	17
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de oferta	20
Figura 8. Retiros del MER por tipo de oferta	22
Figura 9. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes	23
Figura 10. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	24
Figura 11. Variación intermensual del consumo interno por país miembro	25
Figura 12. Precios promedio diarios del MER	27
Figura 13. Precios máximos diarios del MER.....	28
Figura 14. Precios del MER y de los combustibles fósiles	32
Figura 15. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER	34
Figura 16. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER	36
Figura 17. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales	38
Figura 18. Agentes con más inyecciones al MER	40
Figura 19. Agentes con más retiros del MER	42

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	31
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales	37
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	38
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	44
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	46
Tabla 6. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	47
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur [MW]	48
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW]	48
Tabla 9. Valores de importación total de El Salvador del 01 al 06 de abril de 2026 [MW]	48
Tabla 10. Valores de exportación total de El Salvador a partir del 22 de abril de 2026 [MW].....	48
Tabla 11. Evento que afectó la operación regional en abril 2026.....	49

1. Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Mediante Resolución No. CRIE-08-2026 (emitida el 17 de abril de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la **Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (EMPROSA)**, para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘ENESOLAR-2/APAS’ para la inyección de hasta 15 MW AC, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (EMPROSA)**, lo siguiente: // a) Que deberá cumplir con lo indicado por el Centro Nacional de Despacho de Carga de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (CNDC-ENATREL) y la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en relación con la disponibilidad permanente del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), el cual deberá ser recargado exclusivamente desde la misma planta solar y mantenerse operativo durante toda la vida útil de ésta. Asimismo, deberá tomar en consideración que, en caso de que el BESS se encuentre indisponible, la planta podría ser desconectada o su despacho podría ser restringido por parte del CNDC con el objetivo de cumplir con los requerimientos de reserva del sistema requeridos por la normativa nacional y regional vigente. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (EMPROSA)** y al **Centro Nacional de Despacho de Carga de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (CNDC-ENATREL)** que, durante la operación en tiempo real del proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘ENESOLAR-2/APAS’ para la inyección de hasta 15 MW AC, deberán verificar que el funcionamiento de la central fotovoltaica concuerde con los análisis técnicos incluidos en el respectivo estudio de conexión, en especial los requerimientos establecidos en el numeral 4.12 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/Certificacion-de-resolucion-CRIE-08-2026-SConexion-Ensolar-Apas-2.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-09-2026 (emitida el 17 de abril de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la **Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios***

(EMPROSA), para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado 'ENESOLAR-1/APAS' para la inyección de hasta 52.132 MW AC, (...)"

"(...) INSTRUIR a la Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (EMPROSA), lo siguiente: // a) Que deberá cumplir con lo indicado por el Centro Nacional de Despacho de Carga de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (CNDC-ENATREL) en relación con la disponibilidad permanente del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), el cual deberá ser recargado exclusivamente desde la misma planta solar y mantenerse operativo durante toda la vida útil de esta. Deberá además tomar en consideración que en caso de que el BESS se encuentre indisponible, la planta podría ser desconectada o restringido su despacho por parte del CNDC con el objetivo de cumplir con los requerimientos de reserva del sistema requeridos por la normativa nacional y regional vigente. (...)"

"(...) INSTRUIR a la Empresa de Operación, Protección de los Sistemas de Bombeo y Resguardo de las Instalaciones de la Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados Sanitarios (EMPROSA) y al Centro Nacional de Despacho de Carga de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (CNDC-ENATREL) que, durante la operación en tiempo real del proyecto de generación fotovoltaica denominado 'ENESOLAR-1/APAS' para la inyección de hasta 52.132 MW AC, deberán verificar que el funcionamiento de la central fotovoltaica concuerde con los análisis técnicos incluidos en el respectivo estudio de conexión, en especial los requerimientos establecidos en el numeral 4.12 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)."

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/Certificacion-de-resolucion-CRIE-09-2026-SConexion-EMPROSA-Enelsolar-1.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-10-2026 (emitida el 17 de abril de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

"(...) APROBAR la solicitud de modificación de la titularidad del proyecto de generación fotovoltaica denominado 'Planta Santa Ana IV' para la inyección de hasta 55 MWn, establecida en la resolución CRIE-11-2025, a efecto de que se reconozca como titular a Renovatio Solar, Sociedad Anónima de Capital Variable (RENOVATIO SOLAR, S.A. DE C.V.), en sustitución de Aes Next, Limitada de Capital Variable (AES NEXT, LTDA. DE C.V.)"

"(...) DETERMINAR que RENOVATIO SOLAR, S.A. DE C.V., en su calidad de nuevo titular del proyecto de generación fotovoltaica denominado: 'Planta Santa Ana IV' para la inyección de hasta 55 MWn, asume la totalidad de las obligaciones técnicas, legales y regulatorias establecidas en la resolución CRIE-11-2025, incluyendo aquellas instruidas originalmente a AES NEXT, LTDA. DE C.V."

"(...) ESTABLECER que la presente modificación se limita a la titularidad del proyecto de generación fotovoltaica denominado: 'Planta Santa Ana IV' para la inyección de hasta 55

MWn, manteniéndose vigentes sus características técnicas, capacidad instalada, punto de conexión y condiciones operativas, conforme a lo aprobado mediante la resolución CRIE-11-2025.”.

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/Resolucion-modificacion-de-titular-Proyecto-Santa-Ana-IV-1.pdf

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Abril de 2026 estuvo caracterizado por un comportamiento particular en lo que respecta a la demanda regional, ya que el consumo interno de los países miembros, con excepción de Honduras, presentó una reducción respecto al mes previo, así como por aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales.

En este contexto, destacó un incremento intermensual moderado de la generación hidroeléctrica, con excepción de Panamá, donde se evidenció nuevamente un mayor aporte de la generación a base de gas natural, en contraste con una disminución relativa de los aportes renovables en su matriz de generación.

Estos factores contrastan con lo observado en marzo del mismo año, mes que estuvo influenciado principalmente por el aumento del consumo interno en todos los países miembros y, por ende, a nivel regional, así como por el incremento de los aportes renovables en las matrices de generación de dichos países.

En este sentido, durante abril de 2026 se observó la estabilización de la época cálida en la región, proceso que comenzó a evidenciarse a mediados de febrero del mismo año, alcanzó un punto de mayor intensidad en marzo y que, durante abril, mostró una moderación sin retornar a condiciones previas observadas al inicio de la referida época.

En términos generales, estos factores incidieron en la dinámica de disponibilidad de excedentes de energía, así como en su requerimiento durante abril de 2026, lo cual se reflejó en un descenso generalizado, respecto a marzo del mismo año, de las inyecciones y los retiros en el MER, con excepción de Guatemala tanto en inyecciones como en retiros, y de Nicaragua en el caso de las inyecciones.

2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo a la evaluación de las transacciones totales, así como de su desagregación por país miembro, tipo de mercado, tipo de oferta y tipo de actividad de los agentes, resulta pertinente analizar el comportamiento de la energía ofertada al MER en abril de 2026.

Por ello, el volumen total de excedentes de energía, así como su detalle por país miembro, presentados en las Figuras 1 y 2, respectivamente, corresponden a la suma de las ofertas de oportunidad y de los compromisos contractuales¹ de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones comerciales y operativas del MER.

En ese sentido, durante abril de 2026 los excedentes de energía en el MER presentaron una variabilidad moderada, con valores diarios que oscilaron aproximadamente entre 24 GWh y 48 GWh, evidenciando la sensibilidad de la disponibilidad de energía frente a las condiciones operativas y de demanda de corto plazo en la región (véase la Figura 1).

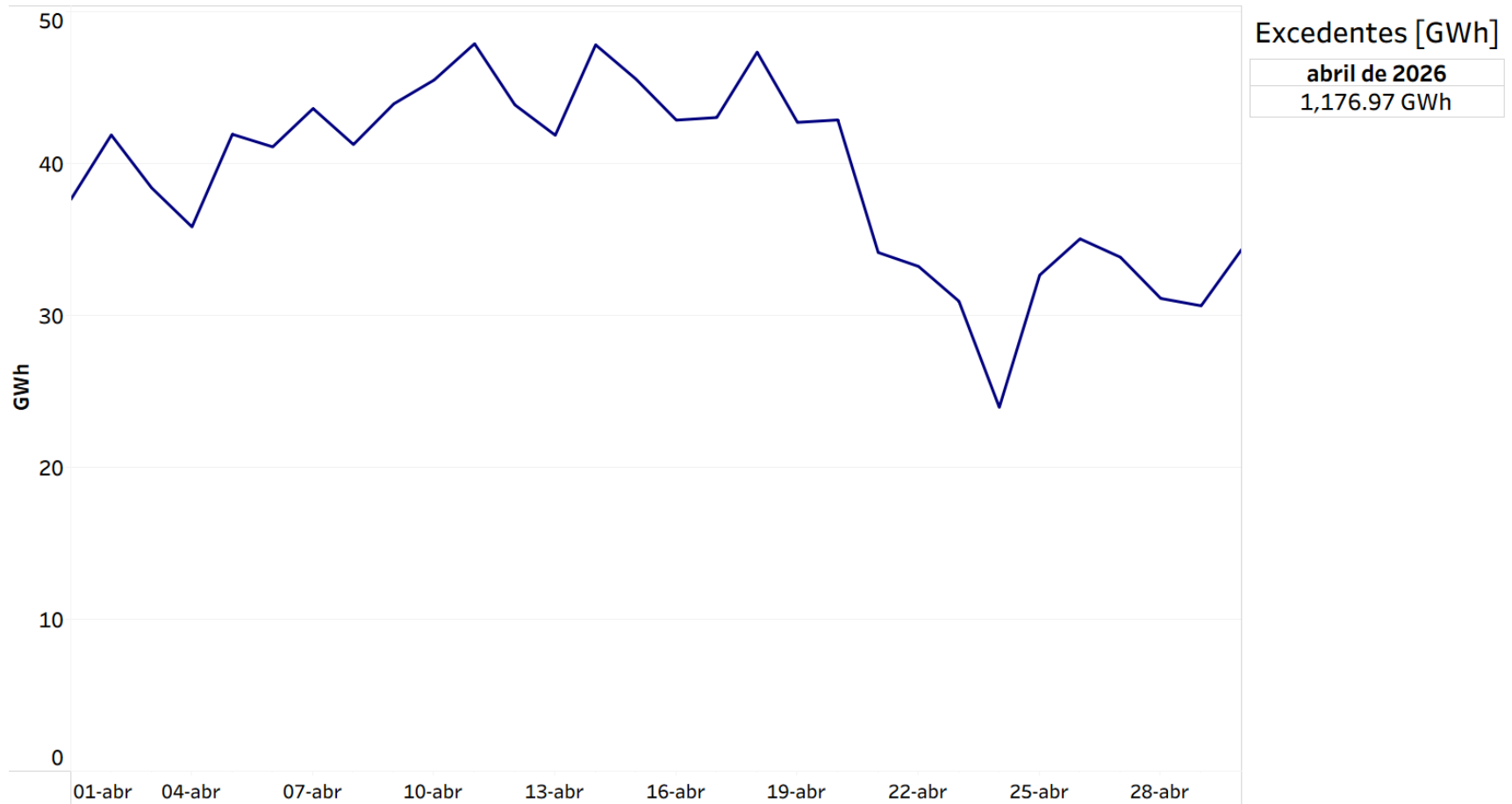
A lo largo del mes analizado se identifican tres etapas diferenciadas:

- ✓ **Fase inicial** con niveles relativamente moderados de excedentes.
- ✓ **Fase intermedia** en la que se observa un incremento progresivo que alcanza los valores máximos del período hacia mediados del mes.
- ✓ **Fase final** caracterizada por una disminución relevante acompañada de fluctuaciones diarias.

Este comportamiento resulta coherente, entre otros factores, con la evolución del consumo interno en los países miembros, así como con los aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales. Asimismo, a pesar de las variaciones observadas, los excedentes se mantuvieron dentro de un rango acotado, sin registrar cambios abruptos, lo que refleja condiciones operativas estables en el sistema regional durante el cuarto mes de 2026.

¹ Numerales 5.2.1 y 5.2.2 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

FIGURA 1. EXCEDENTES DIARIOS OFRECIDOS AL MER

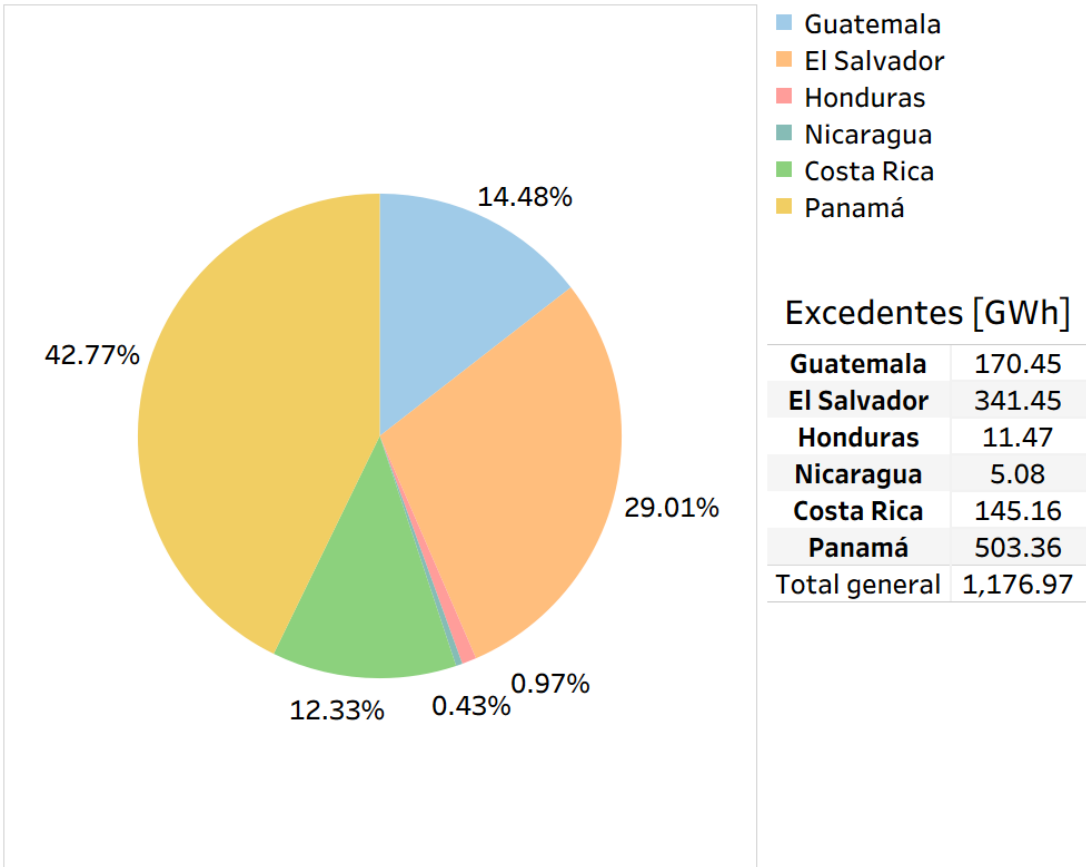


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Con relación al detalle por país miembro (véase la Figura 2), durante abril de 2026 se observa que Panamá se consolidó nuevamente como el principal oferente de excedentes de energía, con una participación del 42.77% del total regional (503.36 GWh), seguido por El Salvador con un 29.01% (341.45 GWh). Guatemala y Costa Rica mantuvieron su posición relativa en este rubro, ubicándose en un segundo nivel, con participaciones de 14.48% (170.45 GWh) y 12.33% (145.16 GWh), respectivamente.

Por su parte, Honduras y Nicaragua, en orden relativo invertido respecto al mes previo, presentaron nuevamente aportes marginales de excedentes de energía, con participaciones de 0.97% (11.47 GWh) y 0.43% (5.08 GWh), respectivamente.

FIGURA 2. EXCEDENTES OFRECIDOS AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Al respecto, todos los países miembros dispusieron de excedentes de energía en magnitudes variables, en función de las características estructurales de sus matrices de generación y del comportamiento de su demanda interna, aspectos que se analizan con mayor detalle en las secciones posteriores del presente informe.

Cabe destacar que, si bien existe la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, la cantidad de dichas

ofertas puede verse limitada por los requerimientos de cobertura de la demanda interna y por la disponibilidad de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional². Este es el caso particular de Nicaragua, donde la mayor parte de la energía disponible en su área de control se encuentra comprometida en contratos con las empresas distribuidoras nacionales, lo que restringe su volumen de excedentes para la comercialización en el mercado regional.

2.2. Transacciones totales

Con relación al comportamiento de las transacciones totales registradas durante abril de 2026, en la Figura 3 se observa la evolución diaria de las inyecciones realizadas en el mercado regional, las cuales se mantuvieron durante la mayor parte del mes dentro de un rango aproximado entre 9 GWh y 15 GWh. No obstante, en los dos últimos días del mes se registraron valores inferiores, cercanos a los 7 GWh.

Como se ha mencionado previamente, la dinámica de los excedentes de energía disponibles para el mercado y, en este caso, de las transacciones totales con detalle diario, las cuales se materializan en función de las condiciones comerciales y operativas del MER, estuvo influenciada por el comportamiento del consumo interno en cada país miembro, así como por los aportes de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales. No obstante, durante el mes analizado se presentaron condiciones excepcionales que también incidieron en dicha dinámica.

En ese sentido, resulta importante señalar que, para el área de control de El Salvador, se limitó la capacidad máxima de importación, alcanzando incluso valores de 0 MW en el período comprendido entre el 1 y el 6 de abril de 2026 (véase la Tabla 9). Según la información publicada por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web institucional, esta medida respondió a condiciones energéticas propias de la época. En particular, el OS/OM del área de control de El Salvador (UT) informó que los montos de importación máxima vigentes, aunados a las condiciones de generación base y demanda local, impedían el cumplimiento de los requerimientos de reserva rodante establecidos en la regulación nacional y regional. Lo anterior, según lo manifestado por la UT, se debe a que tecnologías como la geotérmica, eólica, solar y a base de biomasa presentan limitaciones para reducir su generación, lo que restringe la disponibilidad de recursos locales que puedan ajustarse para permitir importaciones desde el MER.

Adicionalmente, la UT gestionó ante el EOR la reducción de la capacidad máxima de exportación del área de control de El Salvador a 0 MW para el período comprendido entre el 22 y el 30 de abril (véase la Tabla 10). Esta solicitud se fundamentó en condiciones de disponibilidad de generación local, destacando que la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande registraba una cota de embalse por debajo de los 242 m.s.n.m., mientras que la Central

² Literal b), numeral 5.2.2 del Libro II del RMER.

Térmica Energía del Pacífico (EDP) presentaba restricciones de generación por falta de combustible.

Por otro lado, como se observa en la Figura 3, las inyecciones al MER presentaron un comportamiento descendente hacia finales del mes, particularmente a partir del 27 de abril. De acuerdo con los informes diarios de operación publicados por el EOR en su sitio web institucional³, durante los días 27 y 28 de abril el OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) solicitó la realización de redespachos por pérdida de recursos de generación. Asimismo, el AMM informó al Operador Regional que, debido a condiciones adversas en los embalses locales, se reducirían las exportaciones hacia el mercado regional. En este contexto, las transacciones en dichas fechas, así como en los días posteriores, se vieron afectadas tanto en su ejecución (redespachos) como en su programación, respectivamente.

En síntesis, el comportamiento diario de las inyecciones totales, si bien estuvo influenciado por las condiciones comerciales y operativas típicas del mes analizado, asociadas a la demanda y la generación en la región, también reflejó el impacto de condiciones excepcionales como las descritas. No obstante, a pesar de estas situaciones, el mercado regional mostró relativa estabilidad operativa, incluso ante escenarios caracterizados por una menor disponibilidad de recursos de generación para la atención de la demanda.

³ www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/ (Consultado el 2 de junio de 2026, desde Guatemala).

FIGURA 3. INYECCIONES DIARIAS AL MER



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

2.3. Inyecciones por país miembro

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 358.33 GWh en abril de 2026 (véase la Figura 4), lo que representó una disminución del 6.34% respecto a marzo del mismo año, cuando se registraron 382.57 GWh. Guatemala, Panamá y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países exportadores, con la particularidad de que Guatemala desplazó a Panamá como el principal exportador en esta ocasión, concentrando en conjunto, más del 99% de la energía inyectada al mercado regional.

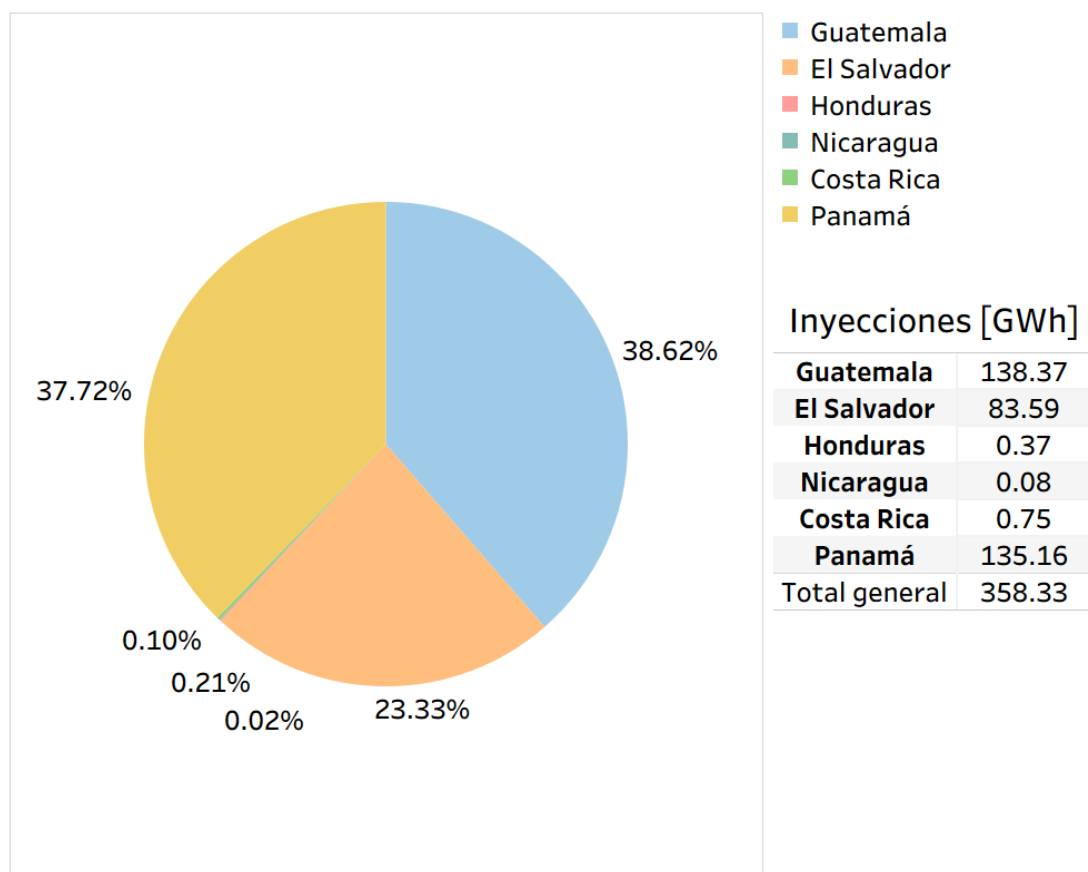
- ✓ **Guatemala (138.37 GWh – 38.62%):** Se consolidó en esta ocasión como el principal exportador del MER, registrando un aumento de 13.75 GWh en sus inyecciones con relación a marzo de 2026. Este comportamiento al alza estuvo asociado, en buena medida, al incremento intermensual de la generación interna de origen solar (+1.29 GWh), hidroeléctrico (+7.06 GWh) y a base de gas natural (+1.20 GWh), así como a la disminución del consumo interno respecto al mes previo (-8.55 GWh), lo cual permitió sostener niveles considerables de inyección, pese a las condiciones operativas atípicas registradas localmente hacia finales del mes.
- ✓ **Panamá (135.16 GWh – 37.72%):** Registró una disminución de 9.29 GWh en sus inyecciones respecto al mes previo, siendo desplazado como principal exportador del mercado regional. Este comportamiento se asocia principalmente al decremento intermensual de la generación renovable local de origen hidroeléctrico (-56.27 GWh), solar (-28.05 GWh) y eólico (-49.47 GWh). Cabe resaltar que, pese a la caída de la generación renovable, el aumento de la generación a base de gas natural (+87.27 GWh) permitió mantener un volumen importante de inyecciones.
- ✓ **El Salvador (83.59 GWh – 23.33%):** Presentó el mayor descenso intermensual en el volumen de inyecciones, registrando una reducción de 27.19 GWh. Este resultado se explica, fundamentalmente, por la disminución, respecto a marzo de 2026, de la generación geotérmica (-21.59 GWh), a base de gas natural (-19.75 GWh), a base de biomasa (-11.23 GWh), eólica (-9.88 GWh) y solar (-6.02 GWh), en concordancia con las condiciones de generación estimadas previamente, que dieron lugar a la actualización de los valores de máxima exportación del área de control de El Salvador durante el período comprendido entre el 22 y el 30 de abril de 2026.
- ✓ **Costa Rica (0.75 GWh – 0.21%):** Experimentó un aumento leve de 0.61 GWh en sus inyecciones al MER, en un contexto de incremento del aporte de todas las tecnologías de generación renovable en el país respecto al mes previo (+996.00 GWh). No obstante, se evidenció la limitación en los niveles de inyección al mercado regional. Este comportamiento es consistente con la matriz de generación de Costa Rica, caracterizada

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

por el predominio de fuentes renovables, lo que incidió en la priorización del abastecimiento interno con generación competitiva local durante el mes analizado.

- ✓ **Honduras (0.37 GWh – 0.10%):** Tuvo una disminución de 2.19 GWh en sus inyecciones respecto a marzo de 2026, manteniendo una participación marginal en las exportaciones al MER. Este comportamiento a la baja se asocia a la disminución de la generación eólica (-40.12 GWh), solar (-2.29 GWh) y geotérmica (-0.37 GWh), aunada al incremento del consumo interno (+17.09 GWh), en contraste con el mes previo.
- ✓ **Nicaragua (0.08 GWh – 0.02%):** Por segundo mes consecutivo presentó inyecciones al MER desde 2024, registrando incluso un aumento marginal de 0.06 GWh respecto al mes previo. Cabe destacar que el país experimentó un incremento intermensual en la generación hidroeléctrica (+4.94 GWh), así como una reducción del consumo interno de aproximadamente 15.58 GWh, lo que favoreció, aunque de forma limitada, la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

En ese sentido, el comportamiento generalizado a la baja observado en las inyecciones regionales de energía durante abril de 2026 se presentó en un contexto de menor demanda regional y de aportes diferenciados de la generación renovable en los sistemas eléctricos nacionales, así como de la participación relevante de la generación a base de gas natural en Panamá respecto al mes previo.

2.4. Retiros por país miembro

El volumen total de retiros alcanzó los 357.54 GWh en abril de 2026 (véase la Figura 5), lo que representó una disminución del 6.98% respecto al volumen registrado en marzo del mismo año (384.35 GWh). Este comportamiento refleja el descenso de la demanda regional, en un entorno caracterizado por la estabilización de la época cálida en la región, la cual alcanzó su punto máximo en el mes previo. Cabe destacar que, nuevamente, Nicaragua se posicionó como el principal importador del MER durante el mes analizado:

- ✓ **Nicaragua (133.71 GWh – 37.40%):** Se mantuvo como el principal país importador del MER; sin embargo, presentó una leve disminución de 1.40 GWh en sus retiros respecto al mes anterior. Este descenso intermensual se asoció principalmente a la reducción del consumo interno (-15.58 GWh) y al aumento de la generación hidroeléctrica (+4.94 GWh), lo que permitió compensar parcialmente la disminución de la generación geotérmica (-5.38 GWh), eólica (-22.18 GWh), a base de biomasa (-1.46 GWh) y solar (-0.05 GWh). Adicionalmente, la alta participación térmica en su matriz de generación, reflejada en precios nacionales persistentemente menos competitivos que el precio regional, particularmente durante las primeras tres semanas del mes, continuó condicionando su dependencia del MER.
- ✓ **El Salvador (91.26 GWh – 25.53%):** Evidenció un descenso de 3.46 GWh en sus retiros respecto a marzo de 2026, en un entorno caracterizado por el incremento de la generación hidroeléctrica (+7.69 GWh) y la reducción del consumo interno (-8.42 GWh). Estas condiciones compensaron parcialmente la caída de la generación local proveniente de otras tecnologías renovables (-48.72 GWh) y de la generación a base de gas natural (-19.75 GWh), incidiendo en la dinámica de requerimiento de energía del MER. Adicionalmente, durante el período comprendido entre el 1 y el 6 de abril de 2026, se restringió la capacidad de importación del país a 0 MW, principalmente en períodos de mercado de demanda media, en los que se estimó no contar con disponibilidad de reducción de generación local para optar por importaciones regionales.
- ✓ **Guatemala (51.93 GWh – 14.52%):** Fue el único país que presentó un incremento en sus retiros respecto al mes previo (+11.25 GWh), en coherencia con la disminución intermensual de la generación geotérmica (-2.38 GWh), eólica (-15.43 GWh) y a base de biomasa (-5.17 GWh), así como con el descenso de las importaciones de energía

provenientes de México (-6.29 GWh). Estas condiciones reforzaron el rol dual del país como exportador e importador en el mercado regional.

- ✓ **Honduras (41.55 GWh – 11.62%):** Registró un leve decremento de 2.50 GWh en sus retiros respecto a marzo de 2026. Este comportamiento se presentó en un contexto caracterizado por el repunte intermensual de la generación hidroeléctrica (+7.85 GWh) y a base de biomasa (+2.73 GWh), lo que permitió compensar parcialmente, en determinados períodos del mes, la reducción de la generación eólica (-40.12 GWh), solar (-2.29 GWh) y geotérmica (-0.37 GWh), así como el aumento del consumo interno (+17.09 GWh), reduciendo en cierta medida el requerimiento de importaciones provenientes del mercado regional.
- ✓ **Costa Rica (39.03 GWh – 10.92%):** Presentó el mayor descenso en los retiros respecto al mes previo (-29.23 GWh). Este resultado se vinculó principalmente a la reducción intermensual del consumo interno (-58.81 GWh) y al repunte de la generación renovable local (+996.00 GWh), escenario que redujo la necesidad de recurrir al MER para el abastecimiento de la demanda local.
- ✓ **Panamá (0.05 GWh – 0.01%):** Una vez más registró un decremento marginal en sus retiros respecto al mes anterior (-1.48 GWh), manteniendo una participación prácticamente nula como importador. Este comportamiento se presentó en un contexto de reducción intermensual del consumo interno (-15.01 GWh) y de caída de la generación renovable local (-133.79 GWh), escenario que fue compensado en gran medida por el aumento de la generación a base de gas natural (+87.27 GWh). La competitividad de los costos de generación asociados a dicho combustible fósil permitió mantener precios locales bajos en comparación con el precio del MER, limitando la necesidad de importaciones provenientes de este mercado.

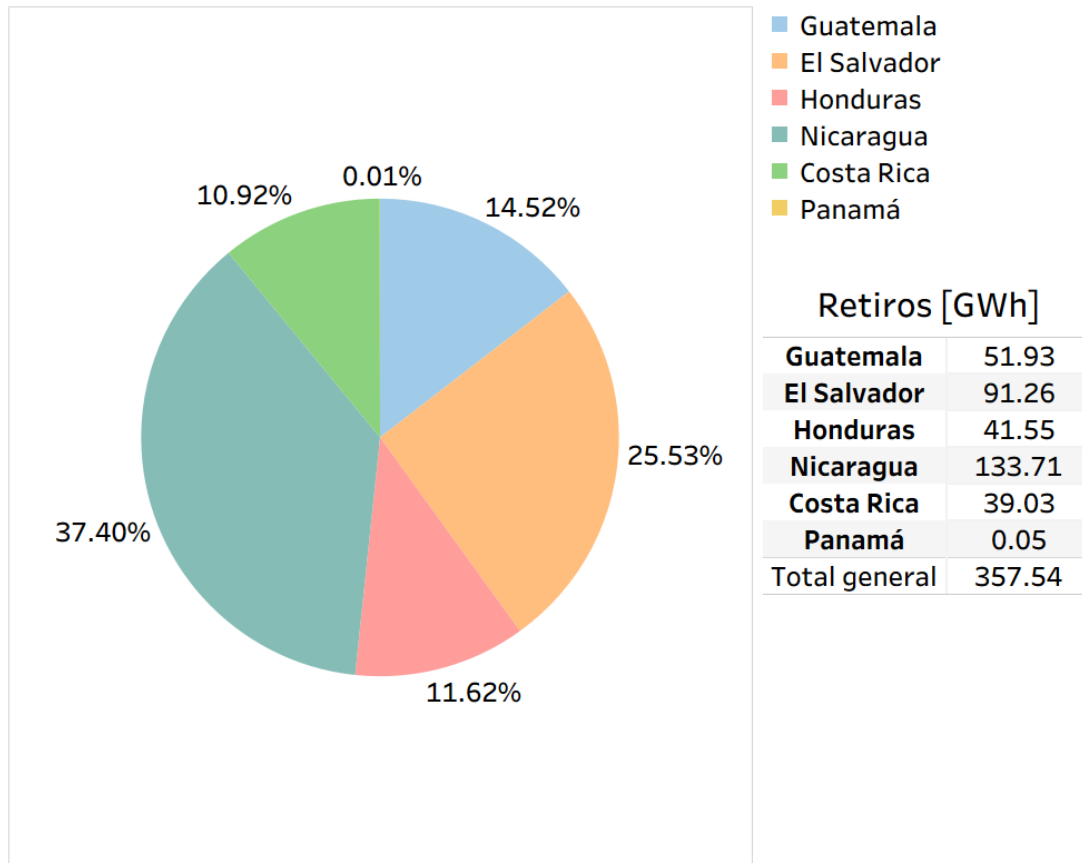
Con base en los resultados anteriores, se observa una disminución intermensual de los retiros regionales durante abril de 2026, explicada principalmente por el descenso de la demanda regional. Esta situación se tradujo en una menor dependencia de las importaciones provenientes del MER.

Finalmente, es importante resaltar que, para el caso de las inyecciones y los retiros de energía que se realizan en el MER, en el presente informe se analiza el comportamiento de dichas transacciones y su vinculación con condiciones climáticas, operativas, de despacho de generación y de demanda, entre otros factores locales y regionales. No obstante, también debe considerarse que la participación de los agentes en el mercado regional responde a factores económicos, financieros y de gestión de riesgos, entre otros, los cuales pueden influir en la decisión de colocar o requerir energía en dicho mercado.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

De esta manera, el mercado regional contribuye a la optimización del despacho, a la gestión eficiente de la demanda y a la articulación de estrategias comerciales por parte de los agentes, en función de las condiciones comerciales y operativas que se presenten en cada período analizado.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Cabe señalar que los datos mensuales de generación y consumo interno por país miembro fueron obtenidos de los sitios web oficiales de los respectivos Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS).

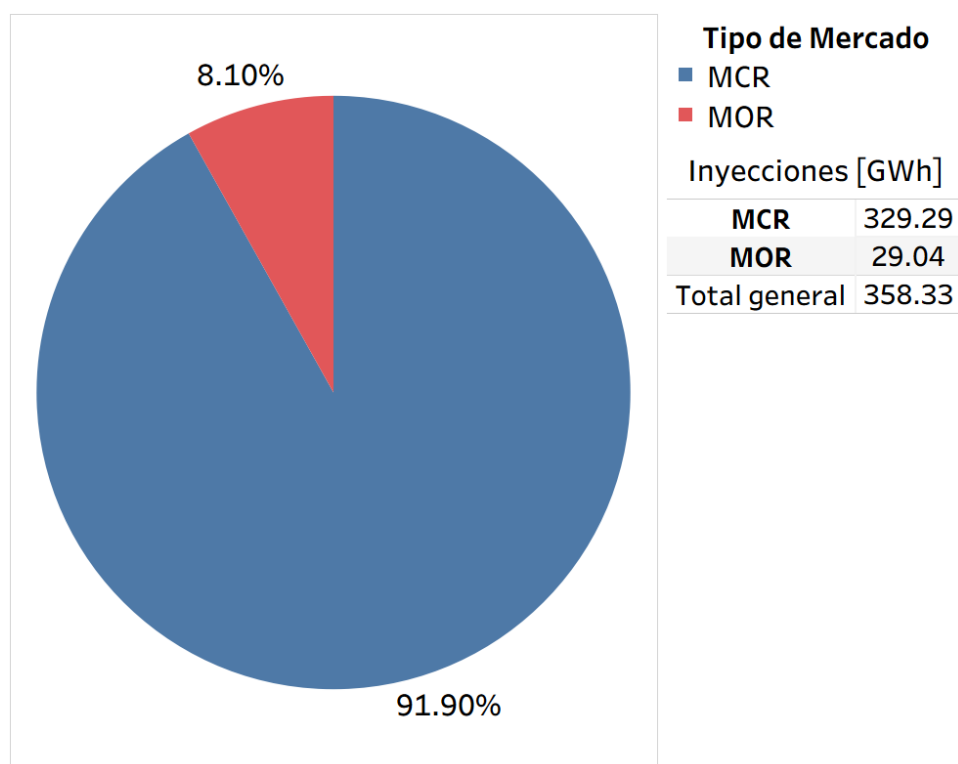
3. Transacciones por tipo de mercado

En abril de 2026, la dinámica de las transacciones realizadas en el MER evidenció nuevamente el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como el mecanismo más utilizado para canalizar las inyecciones de energía. Este comportamiento se presentó en un escenario caracterizado por la disminución intermensual moderada de la demanda

regional y por el aporte diferenciado de las fuentes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales.

Tal como se muestra en la Figura 6, el 91.90% de las inyecciones (329.29 GWh) se canalizó a través del MCR, mientras que el 8.10% restante (29.04 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución consolida la tendencia observada en meses anteriores, en la que los contratos son utilizados por los agentes del mercado como el principal instrumento para la colocación de energía en el mercado regional, aportando previsibilidad y continuidad a las transacciones.

FIGURA 6. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) mantuvieron su relevancia en un contexto de disminución intermensual de las inyecciones totales (-6.34%), en el que los principales países exportadores, Guatemala, Panamá y El Salvador, sostuvieron niveles significativos de participación en el MER, fundamentalmente mediante la gestión de sus compromisos contractuales.

En ese sentido, el comportamiento observado en los precios nacionales y en el precio regional durante abril de 2026 incidió en el aprovechamiento relativo del MOR (véase la Figura 16). En particular, el incremento y la mayor volatilidad del precio regional durante buena parte del mes repercutieron en la reducción de los diferenciales entre los precios

nacionales y el precio del MER, disminuyendo los incentivos económicos para concretar transacciones de corto plazo de compra y venta de energía. En este contexto, los agentes tendieron a optar en mayor medida por mecanismos contractuales previamente establecidos o por el abastecimiento mediante generación nacional, al reducirse la competitividad del MOR para operaciones adicionales de oportunidad.

En comparación con marzo de 2026, se observó un leve aumento en la participación relativa del MCR, que pasó de 88.88% a 91.90%, acompañado de una reducción marginal en la participación del MOR, que pasó de 11.12% a 8.10%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional similar a la del mes previo, confirmándose que los agentes mantuvieron su preferencia por los esquemas contractuales para la colocación de excedentes de energía en el mercado regional.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad. En abril de 2026, este tipo de ofertas alcanzó los 70.78 GWh, equivalente al 19.75% del total de inyecciones, razón por la cual su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR, al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En síntesis, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante abril de 2026 reafirma la importancia de los esquemas contractuales como mecanismos que aportan previsibilidad y continuidad a las transacciones del MER. Por su parte, el MOR continuó desempeñando un rol complementario, absorbiendo ajustes puntuales derivados de la operación diaria del mercado, con una participación relativa menor, en línea, en buena medida, con las condiciones de generación y demanda regional observadas durante el mes.

4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante abril de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada el mes anterior, aunque con ajustes asociados a la heterogeneidad en la disponibilidad de generación renovable en los sistemas eléctricos nacionales, así como al descenso moderado del consumo interno en la mayoría de los países miembros. Estas condiciones se tradujeron, además del decremento intermensual de las inyecciones y los retiros, en una disminución de las inyecciones de oportunidad, derivada de diferenciales de precios menos favorables para las transacciones de corto plazo.

En términos agregados, las ofertas asociadas a los Contratos Firmes (CF) continuaron concentrando la mayor proporción tanto de las inyecciones como de los retiros, reafirmando su papel central en la programación y el despacho de las transacciones de energía en el mercado regional.

4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 358.33 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 179.34 GWh – 50.05%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 79.17 GWh – 22.09%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 70.78 GWh – 19.75%
- **Ofertas de Oportunidad:** 29.04 GWh – 8.10%

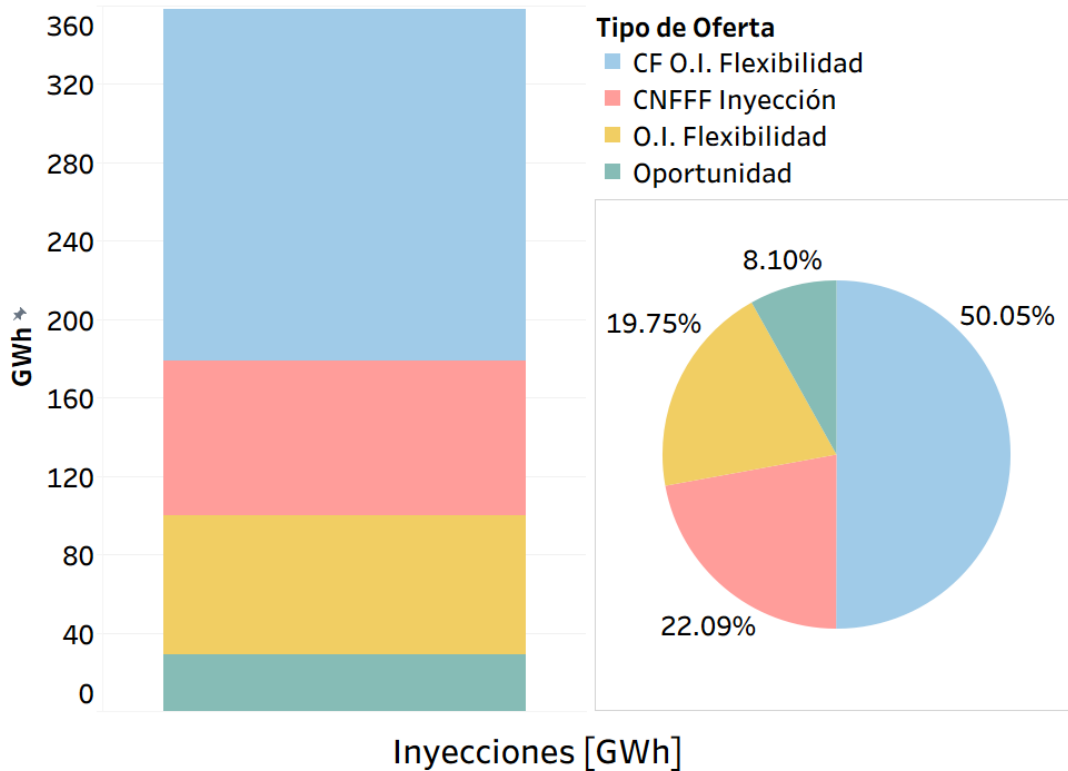
4.1.1. Análisis

Durante abril de 2026, las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la importancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Este comportamiento se observó en un contexto de disminución intermensual de las inyecciones totales (-6.34%), en el que, a pesar de dicha reducción, los principales países exportadores sostuvieron una participación relevante en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos.

Si bien el descenso de la demanda regional habría incentivado una mayor colocación de energía a través de ofertas de corto plazo, este efecto se vio parcialmente contrarrestado por la variabilidad en los aportes de generación renovable en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales. Lo anterior se tradujo en diferenciales más moderados entre los precios nacionales y el precio regional, particularmente durante la primera mitad del mes para el caso de los países oferentes, y en la segunda mitad del mes para el caso de los países compradores. Esto repercutió en una menor disponibilidad de excedentes de corto plazo, así como en un menor requerimiento de estos. En consecuencia, las ofertas de oportunidad mostraron una disminución considerable en su participación absoluta y, en menor medida, en términos relativos respecto a marzo del mismo año.

En este contexto, el 72% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 28% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
179.34	79.17	70.78	29.04	358.33

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

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

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 357.54 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 220.45 GWh – 61.66%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 79.17 GWh – 22.14%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 5.00 GWh – 1.40%
- **Ofertas de Oportunidad:** 52.93 GWh – 14.80%

4.2.1. Análisis

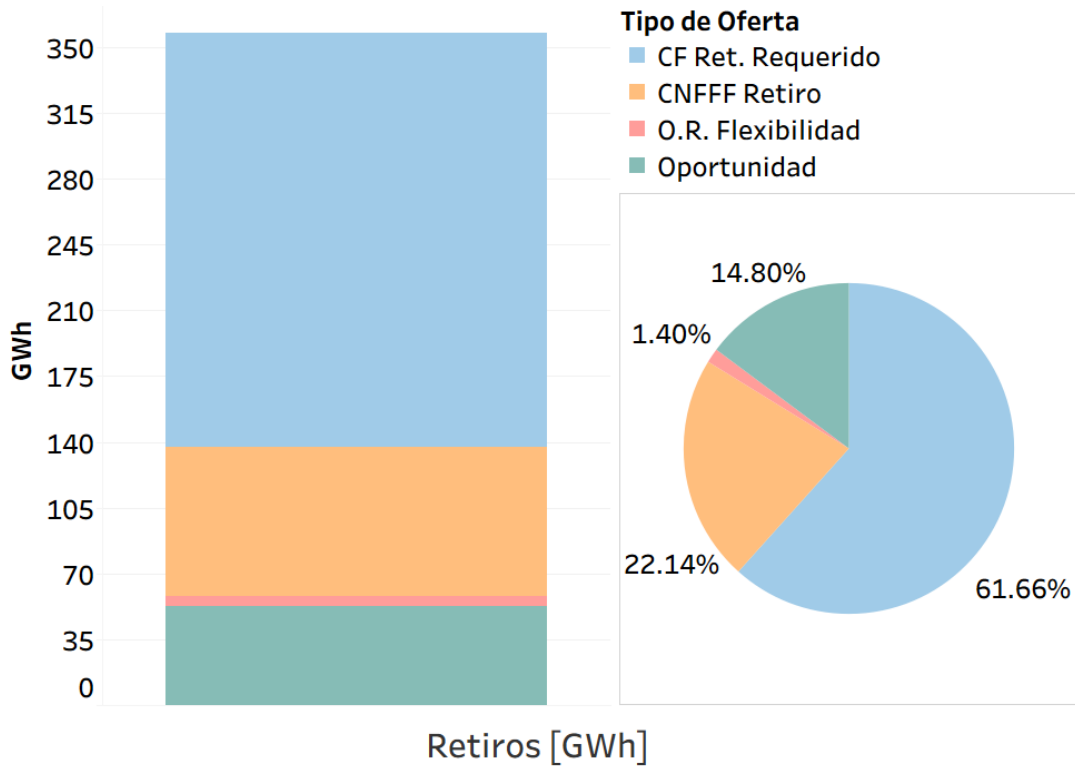
De manera similar a lo observado en meses anteriores, los CF continuaron siendo, con diferencia, el principal componente de los retiros, al concentrar la mayor proporción del total regional (61.66%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar cobertura firme para la atención de la demanda, particularmente en países como Nicaragua y El Salvador, que se posicionaron nuevamente como los principales compradores del MER.

En términos intermensuales, los retiros realizados por los países miembros mostraron un decremento generalizado respecto a marzo de 2026. Nicaragua se consolidó nuevamente como el principal importador neto del mercado regional, pese a evidenciar una leve reducción intermensual de aproximadamente 1.4% en el volumen de sus retiros del MER.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (22.14%), en línea con su función de complementar la cobertura de la demanda bajo condiciones operativas específicas, a pesar del descenso tanto absoluto como relativo en los requerimientos asociados a los retiros físicos de energía respecto al mes previo. En contraste, las ofertas de oportunidad mantuvieron una participación similar (14.80%), en coherencia con un entorno en el que se priorizó el abastecimiento interno con recursos locales y mediante retiros contractuales, principalmente firmes. Asimismo, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal (5.00%).

En ese sentido, los CF y los CNFFF concentraron el 84% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación que brindan certidumbre en la cobertura de la demanda. Por su parte, las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 16% restante, desempeñando un rol complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos en el sistema regional.

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
220.45	79.17	5.00	52.93	357.54

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

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

5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones por tipo de actividad de los agentes durante abril de 2026 permitió identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y demanda en el MER, evidenciando el rol específico que desempeña cada categoría en la dinámica de los intercambios de energía. En esta ocasión, dicho análisis se enmarca en un escenario caracterizado por la heterogeneidad en los aportes renovables a la matriz de generación regional y por la disminución moderada del consumo interno en la mayoría de los países miembros.

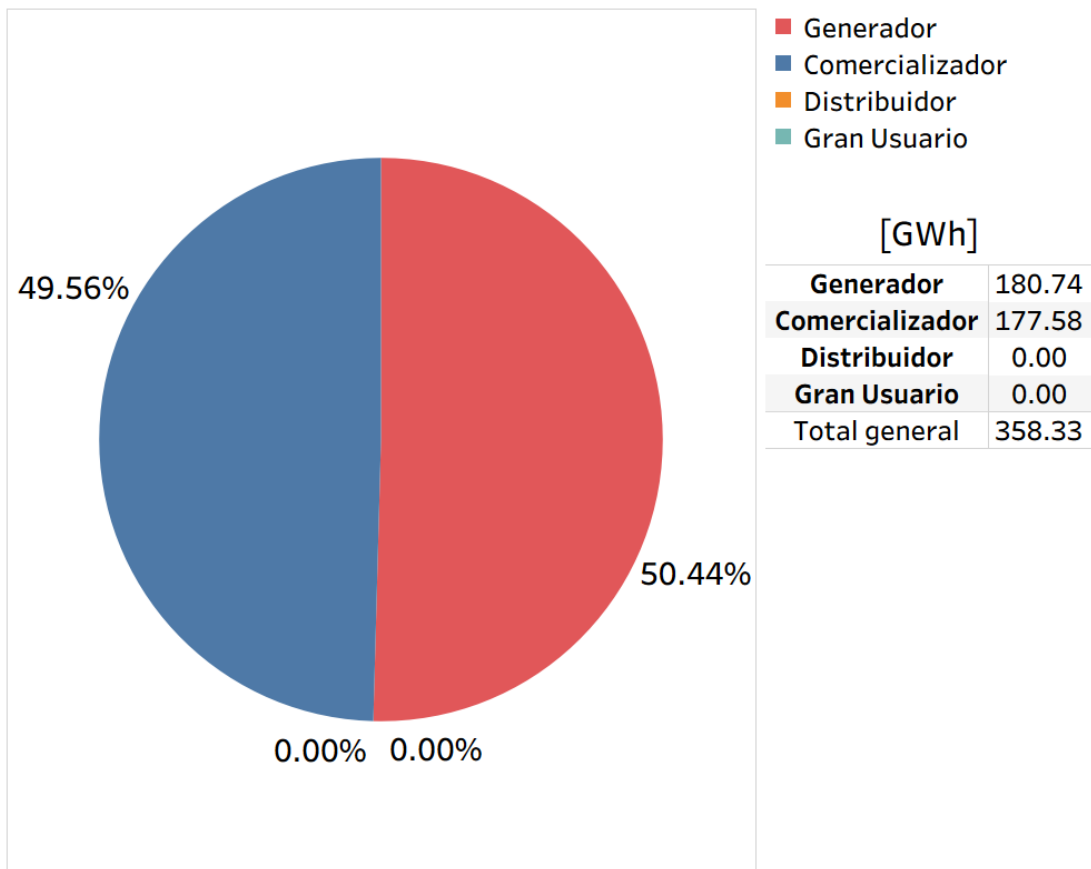
En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 9), estas se concentraron exclusivamente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el total de la energía exportada al MER. A diferencia del mes anterior, en el que de forma

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

excepcional y marginal se registró la participación de un agente distribuidor, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (3DENEE), durante abril no se observaron inyecciones por parte de este tipo de agente.

En términos absolutos, los generadores aportaron 180.74 GWh (50.44%) y los comercializadores 177.58 GWh (49.56%). Este resultado refleja una participación predominante de los agentes generadores, en un contexto en el que la colocación de excedentes en el mercado regional fue gestionada principalmente desde la oferta primaria de suministro y, de manera complementaria, a través de esquemas de comercialización.

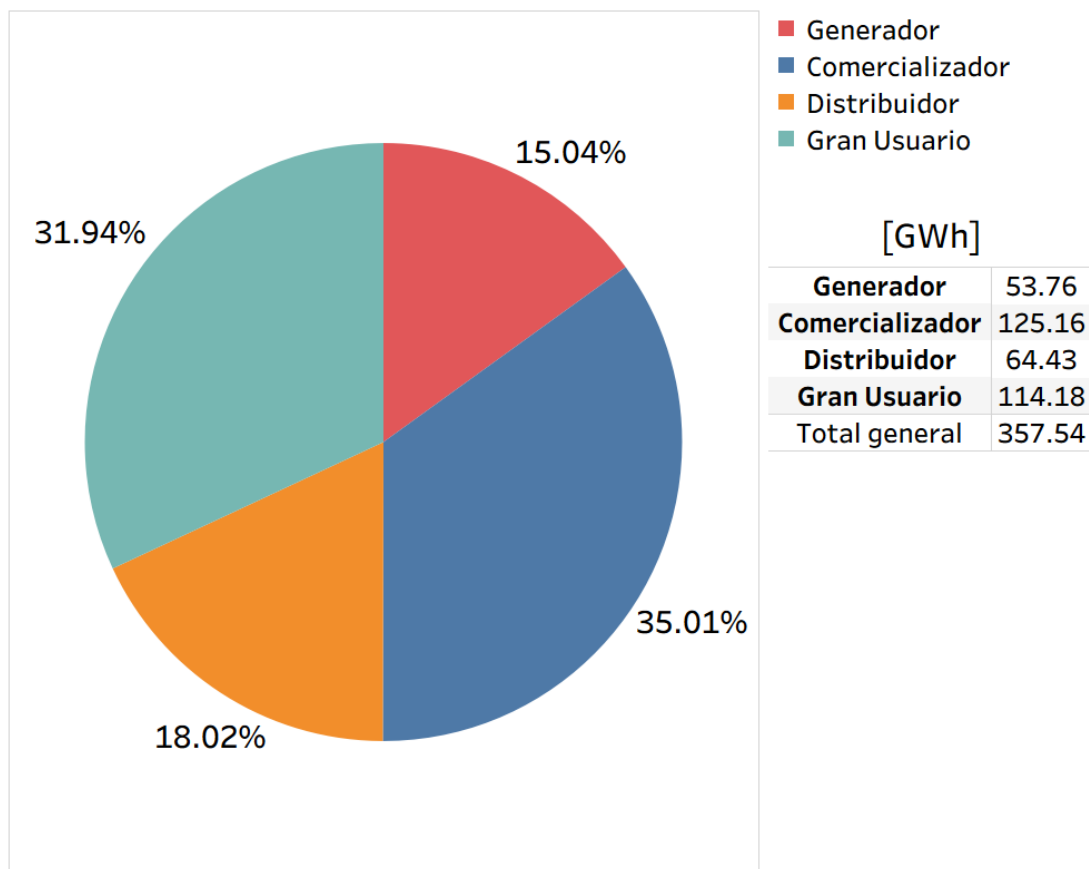
FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

En cuanto a los retiros (véase la Figura 10), al igual que en meses anteriores, se observa una estructura más diversificada. Los comercializadores se posicionaron nuevamente como el principal grupo demandante, con 125.16 GWh (35.01%), seguidos por los grandes usuarios con 114.18 GWh (31.94%), los distribuidores con 64.43 GWh (18.02%) y, finalmente, los generadores, que registraron 53.76 GWh (15.04%).

FIGURA 10. RETIROS DEL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

La participación de los generadores como demandantes de energía responde a necesidades operativas y contractuales específicas, tales como la gestión de su producción en función de sus compromisos comerciales o el cumplimiento de contratos previamente adquiridos. Esto evidencia la capacidad de los agentes para ajustar su comportamiento operativo y comercial dentro del mercado regional. Asimismo, este comportamiento refleja que, en determinados períodos del mes, los generadores pueden recurrir al MER cuando los precios regionales resultan más competitivos que sus propios costos de generación, e incluso que las alternativas disponibles en sus mercados nacionales, optimizando así el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Finalmente, la estructura observada durante abril de 2026 confirma que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se concentra en un número reducido de tipos de agentes, mientras que la demanda presenta una mayor diversificación, incorporando distintos perfiles de consumo y estrategias de adquisición. Esta dinámica contribuye a una asignación eficiente de los recursos energéticos, al permitir que los excedentes disponibles sean canalizados hacia los agentes con mayores requerimientos, en función de las condiciones operativas y de precios del sistema regional.

6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

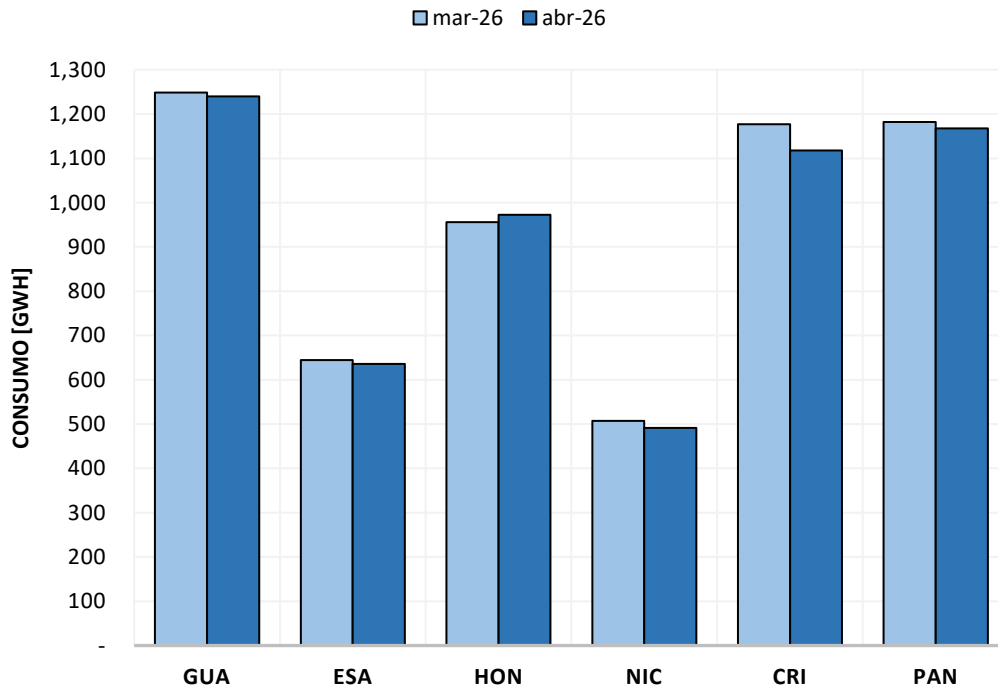
El precio promedio del MER durante abril de 2026 se ubicó en 131.33 USD/MWh, lo que representa una disminución de aproximadamente 7.55% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 142.06 USD/MWh (véase la Figura 12).

Este resultado interanual responde principalmente a escenarios de pérdida y baja disponibilidad de generación térmica en Guatemala y Panamá, respectivamente, registrados particularmente en los últimos días de abril de 2025, lo que repercutió en el incremento del precio regional en dicho período.

Adicionalmente, se observa un incremento moderado del precio del MER, cercano al 12.74% respecto a marzo de 2026, cuando el valor promedio mensual se situó en aproximadamente 116.49 USD/MWh, lo que evidencia la estabilización de la tendencia al alza en los niveles de precios, asociada a la época cálida en la región.

En términos operativos, el comportamiento del precio del MER durante abril de 2026 refleja un entorno caracterizado por aportes diferenciados de generación renovable en las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales y por el decremento intermensual moderado de la demanda interna de la mayoría de los países miembros (véase la Figura 11).

FIGURA 11. VARIACIÓN INTERMENSUAL DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



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

6.1. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante abril de 2026 presentaron un comportamiento menos volátil, aunque con valores puntualmente más elevados en comparación con el mes previo, tal como se aprecia en la Figura 13.

En particular, los valores oscilaron entre aproximadamente 127 USD/MWh y 759 USD/MWh, reflejando un entorno operativo caracterizado por una estabilización en la exigencia del despacho marginal regional durante la mayor parte del mes. No obstante, entre el 22 y el 28 de abril se registraron valores considerablemente elevados, asociados a escenarios de pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala, lo que dio lugar a la realización de redespachos regionales y, en consecuencia, al incremento significativo del precio del MER, al requerirse el despacho de generación de mayor costo para el abastecimiento de la demanda local y regional, respectivamente.

Para el resto de los días del mes, se observó un comportamiento más estable, con una tendencia moderada al alza. Este comportamiento estuvo vinculado a la estabilización de la época cálida en la región, la cual incidió en la variabilidad de los aportes renovables a la matriz de generación regional. En este contexto, el sistema regional, a pesar de presentar una disminución moderada de la demanda, continuó requiriendo generación térmica de mayor costo, lo que se tradujo en la persistencia, aunque más moderada, de niveles elevados en los precios máximos diarios.

El valor más alto se registró el 28 de abril de 2026, cuando el precio máximo del MER alcanzó los 759.1 USD/MWh, coincidiendo con un día típico de la semana con niveles elevados de demanda, así como con la pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala, como fue mencionado previamente.

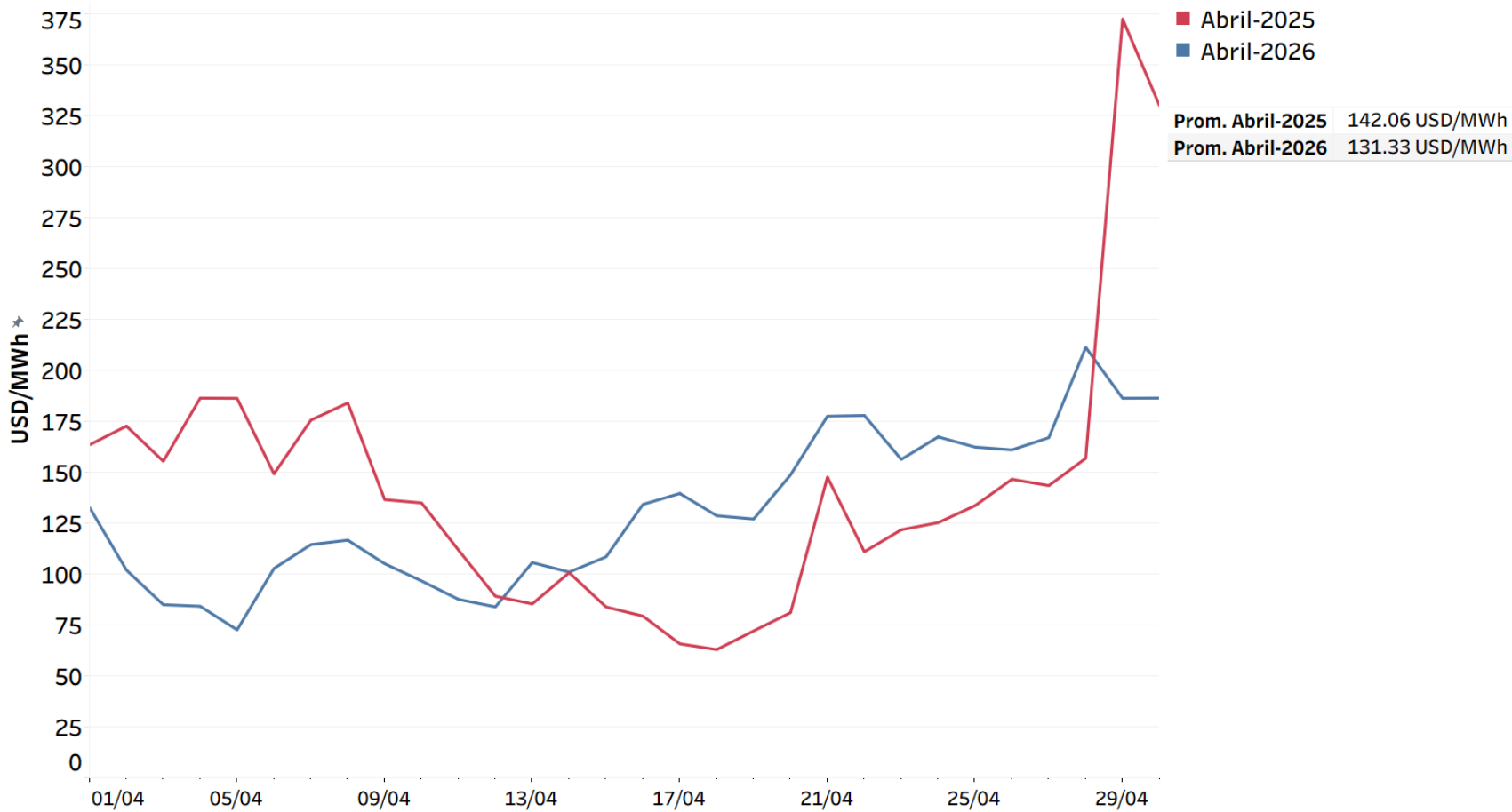
6.1.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo del cuarto mes del presente año, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Tendencia ascendente, con incrementos progresivos y más moderados hacia la segunda mitad del mes.
- Presencia de valores máximos elevados en períodos específicos, que respondieron a escenarios operativos particulares.

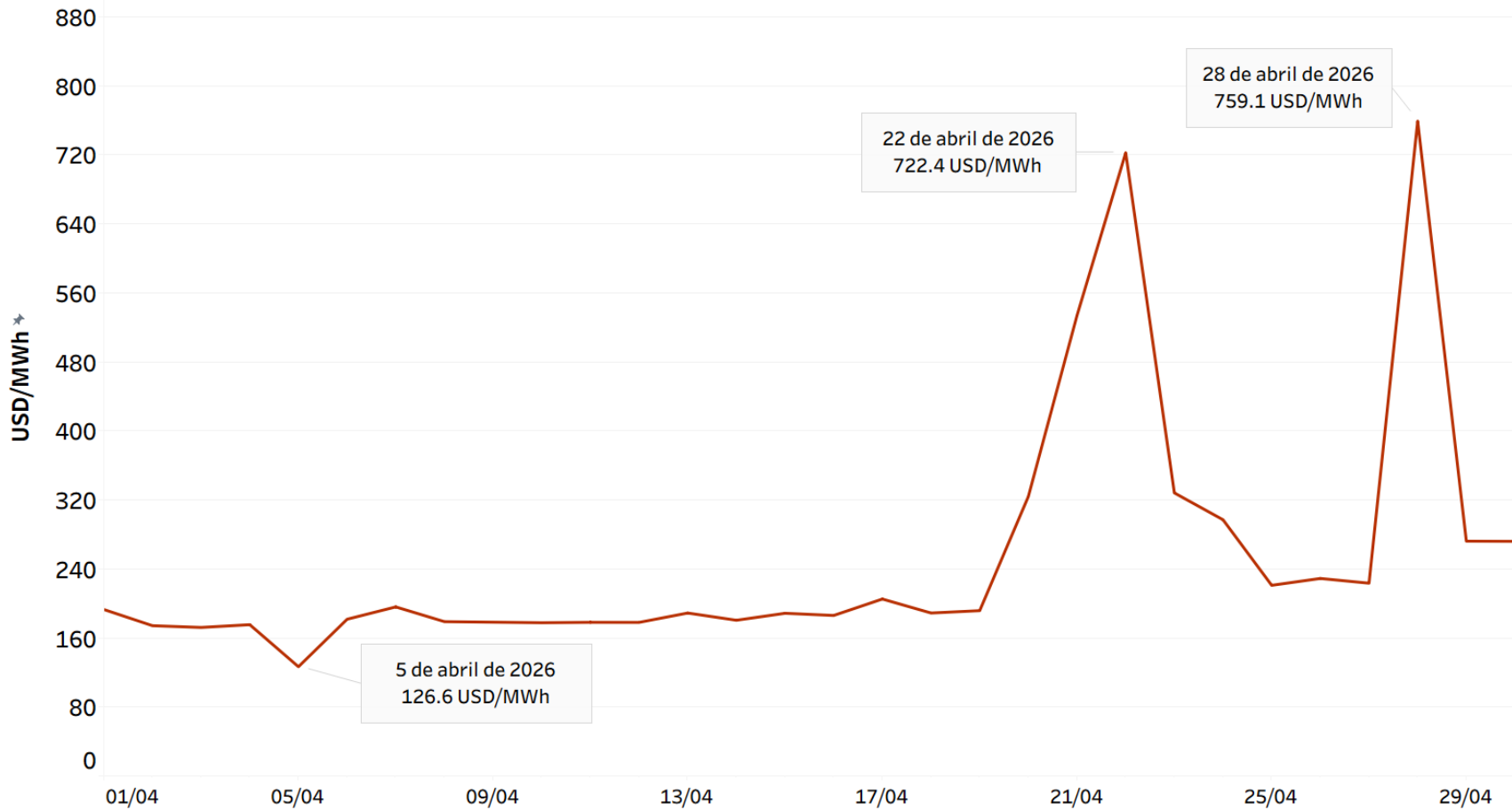
En conclusión, el comportamiento de los precios máximos diarios durante abril de 2026 refleja un mercado regional que operó de manera relativamente estable, en un contexto caracterizado por el descenso moderado de la demanda regional, aunado a la variabilidad en los aportes de generación renovable de los sistemas eléctricos nacionales respecto a mes previo.

FIGURA 12. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER



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

FIGURA 13. PRECIOS MÁXIMOS DIARIOS DEL MER



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

7. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante abril de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron comportamientos diferenciados, en un contexto caracterizado por aportes renovables heterogéneos a la matriz de generación regional y por el descenso moderado del consumo interno en la mayoría de los países miembros.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 131.33 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron dinámicas diferenciadas (véase la Figura 14): una tendencia general a la baja en el caso del gas natural y del carbón térmico, con variaciones relativamente acotadas, y un comportamiento más volátil en el caso del petróleo. Este comportamiento se observó en un entorno aún influenciado por factores geopolíticos que incidieron en los mercados energéticos internacionales.

En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) presentó un comportamiento volátil a lo largo del mes, con valores que oscilaron aproximadamente entre 86 USD/Barril y 114 USD/Barril, mostrando una recuperación hacia el cierre del período. Por su parte, el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, mantuvo una tendencia general a la baja desde niveles cercanos a 2.9 USD/MMBTU al inicio del mes hasta valores próximos a 2.5 USD/MMBTU hacia finales de abril. En cuanto al carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, se observó una ligera tendencia descendente, con precios que pasaron de aproximadamente 137 USD/Tonelada al inicio del mes a valores cercanos a 131 USD/Tonelada hacia el cierre del período.

7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a abril de 2026 mostraron una relación diferenciada entre el precio del MER y los precios internacionales de los combustibles fósiles, observándose, en términos generales, una incidencia limitada de estos últimos en la formación del precio regional:

- **WTI vs. MER:**
 - Covarianza: **32.66**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.13**

Los valores positivos de covarianza⁴ y del coeficiente de *Spearman*⁵ indican la existencia de una relación directa de muy baja magnitud entre el precio del petróleo y el precio del MER. Estos resultados sugieren una coincidencia parcial en las tendencias de ambos mercados durante el mes; sin embargo, esta relación no implica necesariamente una causalidad directa, sino más bien una convergencia temporal en un contexto caracterizado, entre otros aspectos, por la volatilidad del precio del petróleo y la estabilización de la época cálida en la región.

No obstante, derivado de las condiciones operativas observadas durante abril de 2026, pudieron presentarse episodios puntuales en los que el despacho marginal regional estuvo asociado a centrales térmicas que utilizan este combustible fósil, sin que ello constituyera una condición predominante a lo largo del mes.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **-2.05**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.42**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman*, al registrar valores negativos, evidencian la existencia de una correlación inversa de magnitud moderada entre el precio del gas natural y el precio del MER, en concordancia con el comportamiento divergente observado entre ambos mercados.

Este resultado sugiere que, si bien la generación a base de gas natural tuvo una participación relevante en términos de volumen durante abril de 2026, su incidencia en la formación del precio marginal del sistema regional fue limitada. En efecto, el aumento intermensual en la generación a base de este combustible, particularmente en Panamá (+87.27 GWh) y, en menor medida, en Guatemala (+1.20 GWh), estuvo asociado principalmente a condiciones de despacho no marginales o a generación de base, lo que contribuye a explicar su relación inversa con el precio del MER.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **-54.88**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.70**

Por su parte, el precio del carbón térmico evidenció, al igual que el del gas natural, una correlación inversa con el precio del MER, aunque de mayor magnitud. Este resultado

⁴ Covarianza: Medida estadística que indica la dirección de la relación lineal entre dos variables numéricas. Determina si ambas variables aumentan o disminuyen juntas (covarianza positiva) o si una aumenta mientras la otra disminuye (covarianza negativa).

⁵ Coeficiente de correlación de *Spearman*: Herramienta estadística robusta utilizada para medir la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, especialmente cuando estas relaciones no son lineales o los datos no siguen una distribución normal. A diferencia de *Pearson*, *Spearman* trabaja con rangos (posiciones) de los datos en lugar de sus valores reales, lo que lo hace menos sensible a valores atípicos.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

refleja una relación divergente entre el comportamiento de ambos mercados, en línea con la limitada incidencia del despacho basado en carbón térmico en la formación del precio regional.

Dadas las condiciones operativas registradas en abril de 2026, la generación a partir de carbón térmico habría operado predominantemente como generación base, particularmente en países como Guatemala y Honduras, que cuentan con capacidad instalada asociada a este combustible. En este contexto, es probable que dichas centrales hayan operado a niveles relativamente constantes, sin incidir de manera significativa en el despacho marginal del sistema regional. En consecuencia, su impacto sobre la formación del precio del MER habría sido limitado.

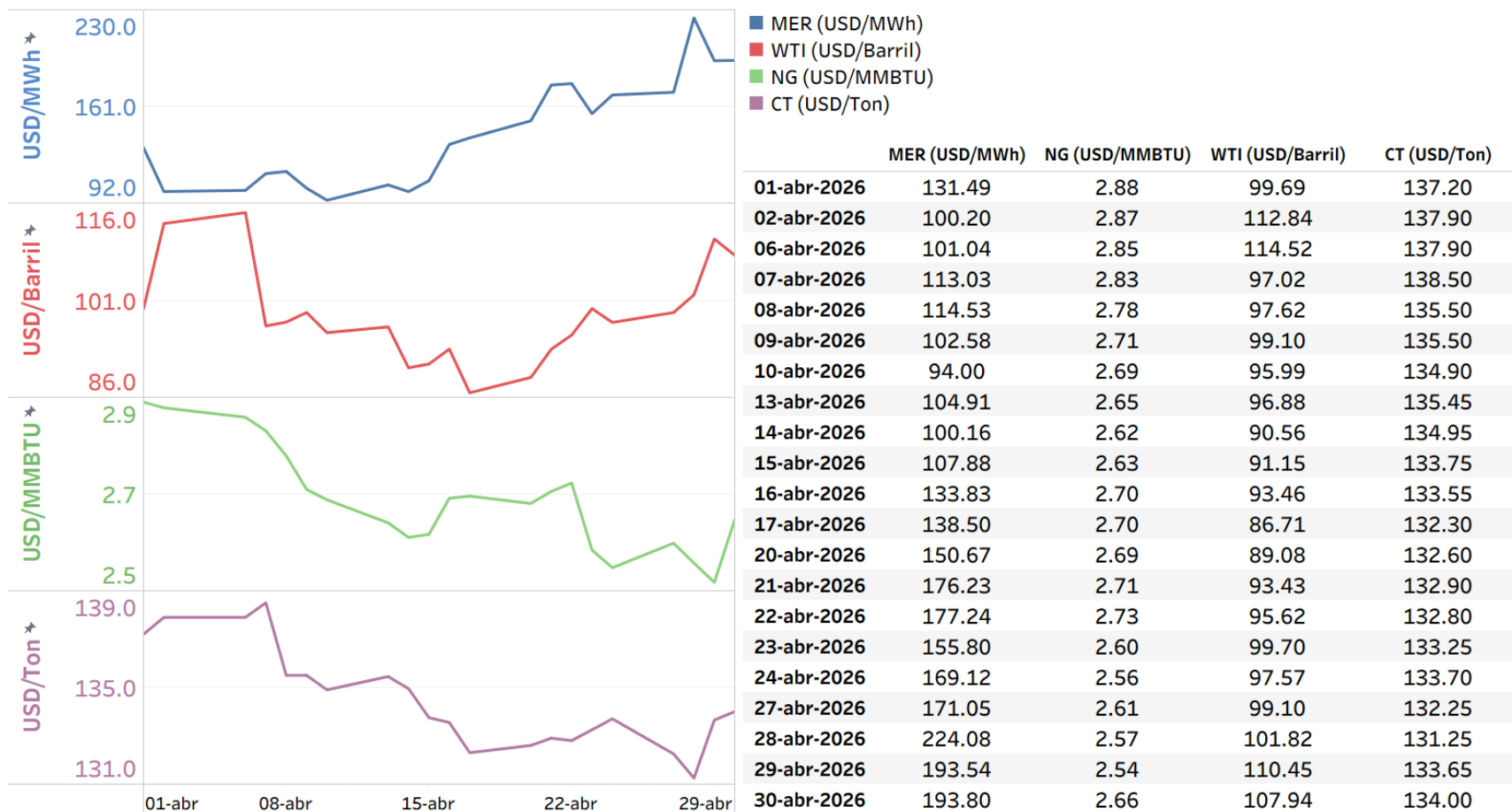
En ese sentido, los resultados estadísticos de abril de 2026 confirman que las correlaciones y covarianzas observadas entre los precios de los combustibles fósiles y el precio del MER estuvieron determinadas predominantemente por factores propios del sistema regional, tales como la disponibilidad de generación, la configuración del despacho y la dinámica de la demanda.

TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	32.66
NG (x), MER (y)	-2.05
CT (x), MER (y)	-54.88
Coeficiente de correlación de Spearman (ρ)	
WTI (x), MER(y)	0.13
NG (x), MER (y)	-0.42
CT (x), MER (y)	-0.70

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

FIGURA 14. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



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

8. Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)

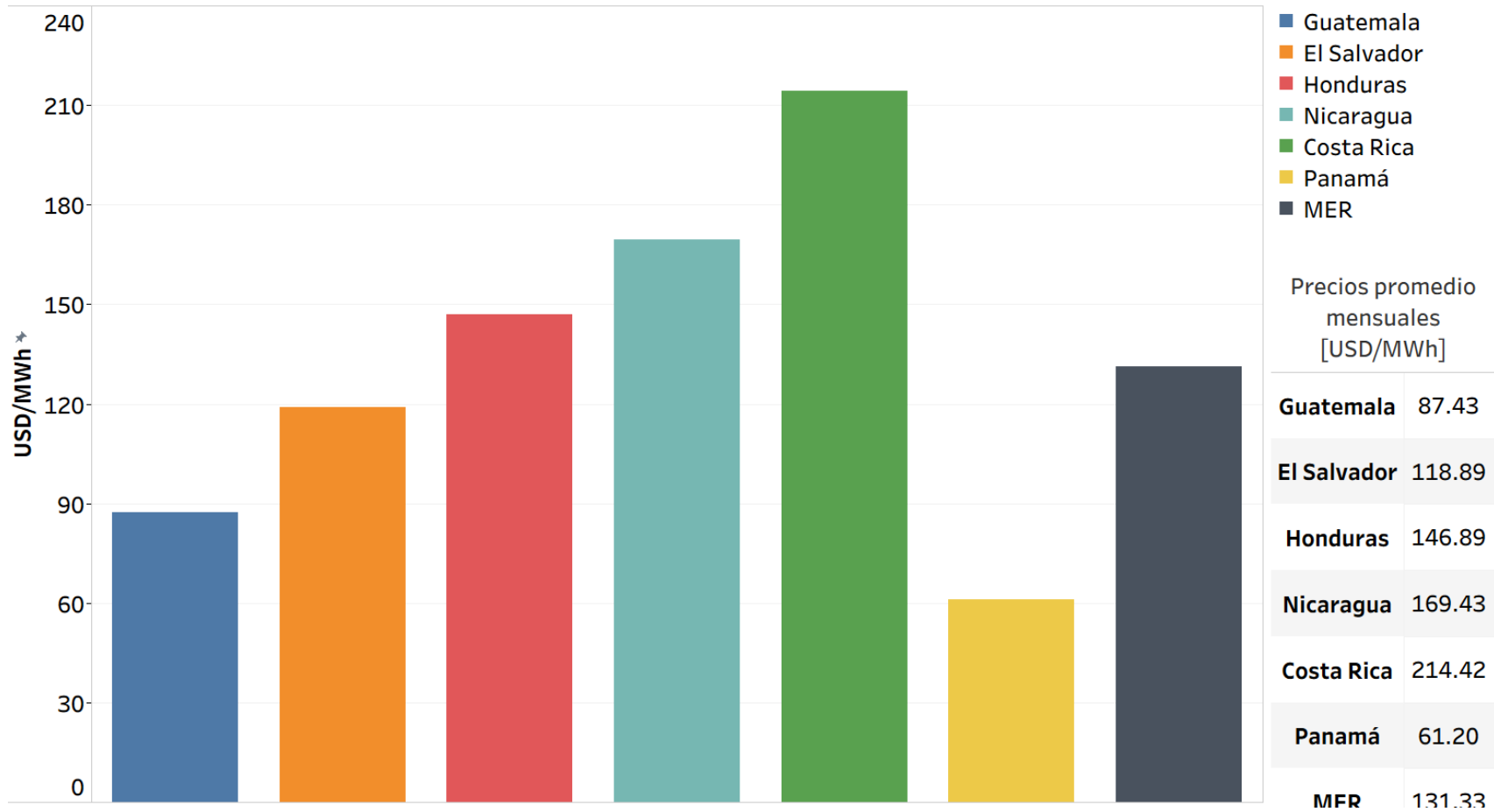
Los precios promedio nacionales, tanto diarios como mensuales, mostraron comportamientos diferenciados entre los países miembros durante abril de 2026, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como las condiciones operativas registradas en el mes, caracterizadas por aportes renovables heterogéneos al despacho regional y por el descenso generalizado del consumo interno, con excepción de Honduras.

Tal como se aprecia en la Figura 15, Costa Rica registró, al igual que en el mes anterior, el precio promedio mensual más elevado de la región, con 214.42 USD/MWh, seguida por Nicaragua (169.43 USD/MWh) y Honduras (146.89 USD/MWh). Cabe destacar que los tres países presentaron niveles superiores al precio promedio del MER (131.33 USD/MWh). En contraste, Panamá registró el precio promedio más bajo, con 61.20 USD/MWh, seguida por Guatemala (87.43 USD/MWh) y El Salvador (118.89 USD/MWh), países que mostraron precios más competitivos que el del MER.

El comportamiento observado en Costa Rica resulta particularmente relevante, ya que el país registró niveles de precio elevados en un contexto de incremento de la generación renovable interna y de disminución del consumo local respecto a marzo de 2026. Esta dinámica evidencia que, la mayor disponibilidad de generación renovable no se tradujo en excedentes exportables significativos, pese al menor requerimiento de energía para el abastecimiento local, lo que sí se reflejó en una menor necesidad de recurrir al mercado regional.

Por su parte, Panamá, Guatemala y El Salvador, que registraron precios promedio mensuales inferiores al del MER, mostraron un comportamiento coherente con sus condiciones de generación y demanda. En estos países, los resultados se asocian a matrices de generación más diversificadas y competitivas, que favorecen niveles de precio nacionales inferiores al regional, incluso en escenarios de variabilidad en la disponibilidad de recursos renovables y en el consumo interno. En cuanto a Honduras, si bien registró un precio cercano al del MER, este se mantuvo en niveles relativamente elevados, en parte debido a su dependencia estructural de generación térmica. Esta condición también se observó en Nicaragua, que continuó reflejando una estructura de costos dominada por generación térmica, lo que explica la persistencia de precios elevados a lo largo del mes.

FIGURA 15. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

8.1. Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER

La Figura 16 muestra la evolución diaria de los precios promedio nacionales y su comparación con el precio del MER durante abril de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada variabilidad entre los países miembros, coherente con las condiciones regionales de generación y demanda observadas en el mes.

Costa Rica registró los niveles de precio más altos del período, con valores promedio que en varios días superaron los 300 USD/MWh e incluso alcanzaron niveles cercanos a 400 USD/MWh hacia la segunda mitad del mes, evidenciando un comportamiento atípico que también se había observado en marzo de 2026. Este resultado se asocia a un contexto en el que, pese al incremento de la generación renovable y a la disminución del consumo local, el sistema eléctrico nacional operó en condiciones de despacho marginal más exigentes en determinados días, lo que derivó en precios elevados.

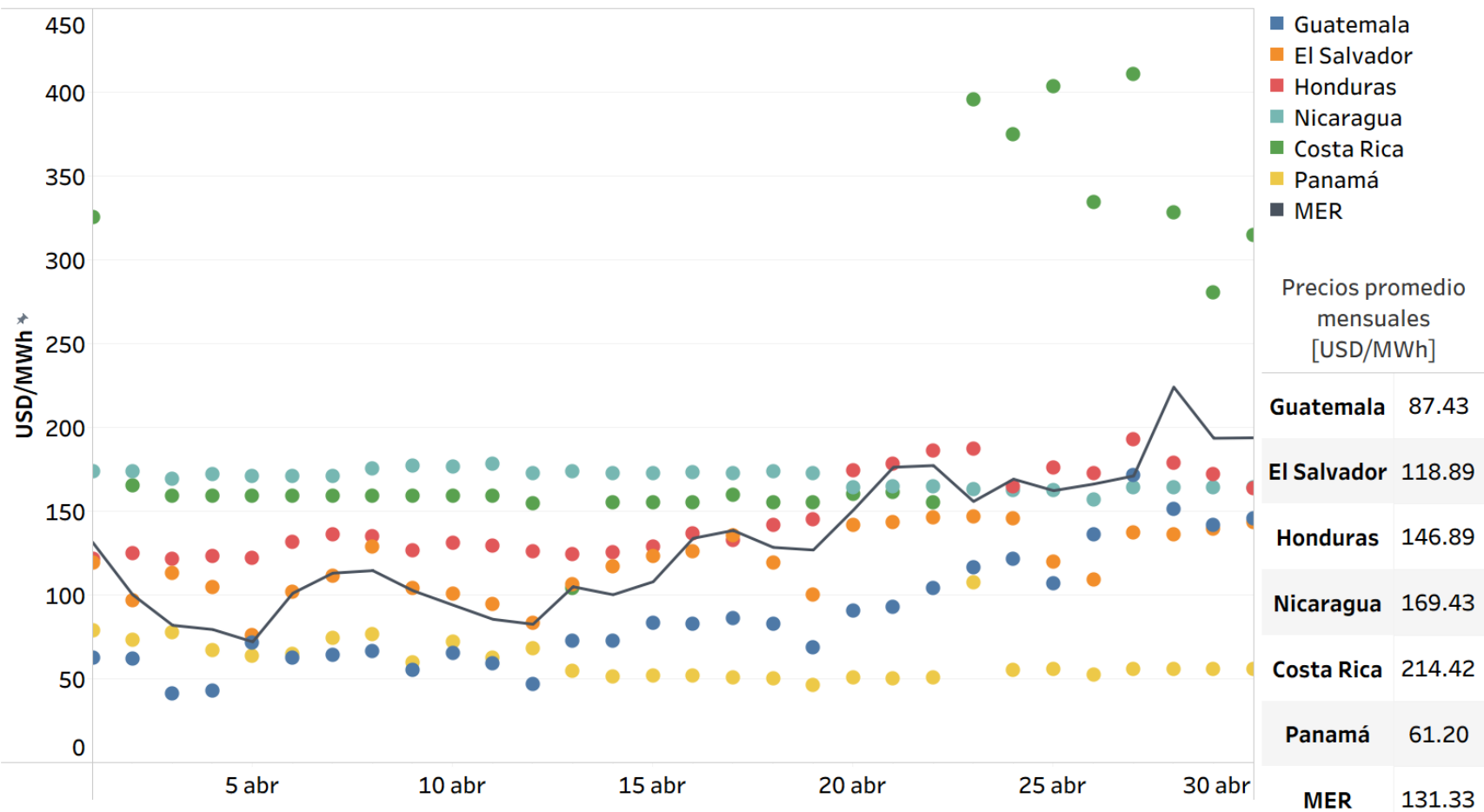
Nicaragua mantuvo precios diarios consistentemente elevados, con valores promedio concentrados entre los 160 USD/MWh y 180 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local y de las importaciones del mercado regional. Honduras también presentó precios elevados, con una tendencia creciente a lo largo del mes y valores que, en la mayoría de los días, se situaron por encima del precio del MER, en línea con la participación significativa de generación térmica en su despacho y el repunte de su consumo interno, siendo el único país que registró esta condición en abril de 2026.

Por su parte, Guatemala presentó, en la mayor parte de los días del mes, precios promedio inferiores a los del MER, consolidando su posición como un sistema relativamente competitivo en términos de costos de generación, aunque con algunos episodios puntuales hacia el cierre del mes en los que sus precios se aproximaron o superaron la referencia regional, evidenciando su rol dual como exportador e importador en el MER.

El Salvador mostró un comportamiento de precios promedio cercanos a los del MER, con una tendencia creciente hacia la segunda mitad del mes, en coherencia con la evolución del precio regional. Panamá, por su parte, presentó niveles de precio consistentemente bajos y relativamente estables a lo largo del período, con valores que oscilaron en torno a los 50-60 USD/MWh, reflejando condiciones favorables de generación y demanda local que limitaron la necesidad de recurrir a recursos de mayor costo.

En conclusión, el precio promedio diario del MER presentó una tendencia ascendente a lo largo del mes, con incrementos más pronunciados a partir de la segunda mitad, alcanzando sus valores más elevados hacia el cierre del período. En este contexto, el precio del MER se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, dependiendo del país, reafirmando su papel como referencia para la optimización de los intercambios de energía en la región.

FIGURA 16. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

8.2. Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER

El análisis estadístico mediante covarianza y el coeficiente de correlación de *Spearman* permite evaluar la intensidad y la dirección de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante abril de 2026.

Desde la perspectiva de la correlación, Guatemala ($\rho = 0.79$) y Honduras ($\rho = 0.74$) registraron los valores más elevados, evidenciando una relación directa de magnitud alta con el precio regional. En ambos casos, este comportamiento es consistente con la evolución observada en sus precios nacionales a lo largo del mes, particularmente durante la segunda mitad, en la que se alinearon con la tendencia ascendente del MER, en un contexto de mayor exigencia del despacho marginal regional.

El Salvador ($\rho = 0.47$) y Costa Rica ($\rho = 0.44$) presentaron correlaciones directas de magnitud moderada, mostrando una relación parcial con el precio regional. En el caso de El Salvador, este resultado es consistente con la cercanía observada entre su precio local y el del MER en determinados períodos del mes, así como con su participación tanto en compras como en ventas de energía. Para Costa Rica, la correlación moderada responde a la alta variabilidad de sus precios, los cuales, si bien alcanzaron niveles elevados en varios períodos del mes, no siguieron de forma consistente la dinámica del precio regional.

Por el contrario, Nicaragua ($\rho = -0.54$) y Panamá ($\rho = -0.23$) registraron correlaciones inversas, de magnitud moderada y baja, respectivamente. En el caso de Nicaragua, la correlación negativa refleja un comportamiento desacoplado respecto al MER, manteniendo precios consistentemente elevados a lo largo del mes, en línea con su estructura de costos basada predominantemente en generación térmica. En Panamá, la correlación inversa, aunque de baja magnitud, responde a la estabilidad de sus precios en niveles bajos, asociada a condiciones favorables de generación local, particularmente a partir de gas natural, lo que limitó su vinculación con la dinámica del precio regional.

TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES

ρ: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	0.79
El Salvador	0.47
Honduras	0.74
Nicaragua	-0.54
Costa Rica	0.44
Panamá	-0.23

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

Desde la óptica de la covarianza, Costa Rica (2,530.67) presentó el valor más elevado, seguida por Guatemala (1,412.95), Honduras (1,170.76) y El Salvador (1,065.35), lo que refleja una mayor magnitud en las variaciones conjuntas con el precio del MER. En contraste, Nicaragua (-185.94) y Panamá (-142.57) registraron valores negativos, en línea con las correlaciones inversas observadas. Destaca particularmente el caso de Costa Rica, cuya alta volatilidad de precios incidió significativamente en la magnitud de su covarianza con el mercado regional.

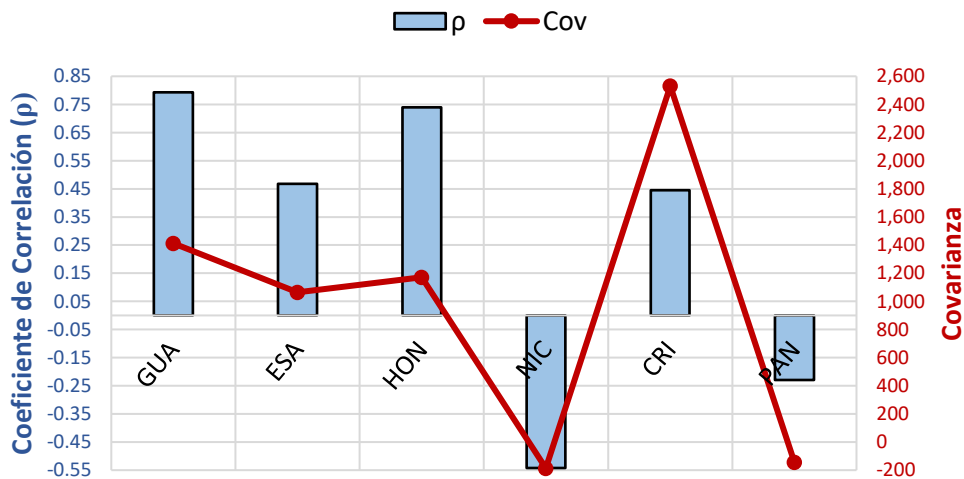
TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES

Cov: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	1,412.95
El Salvador	1,065.35
Honduras	1,170.76
Nicaragua	-185.94
Costa Rica	2,530.67
Panamá	-142.57

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

En conjunto, estos resultados indican que, durante abril de 2026, la relación entre los precios locales y el precio del MER estuvo influenciada por factores regionales, como la mayor exigencia del despacho marginal en ciertos períodos, así como por condiciones propias de cada sistema eléctrico nacional. Aunque algunos países mostraron mayor alineación con la dinámica regional, la formación de precios continuó respondiendo principalmente a factores internos, como la disponibilidad de generación, la estructura de costos y el comportamiento de la demanda.

FIGURA 17. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES



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

9. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE mantiene un monitoreo continuo de los principales agentes que participan en el MER, tanto por el lado de las inyecciones como de los retiros. Este seguimiento permite identificar a los agentes con mayor participación relativa en el mercado, así como posibles conductas que puedan derivar en precios atípicos dentro del MCR y del MOR.

9.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante abril de 2026, los cinco agentes que registraron los mayores volúmenes de inyecciones de energía al MER fueron los siguientes:

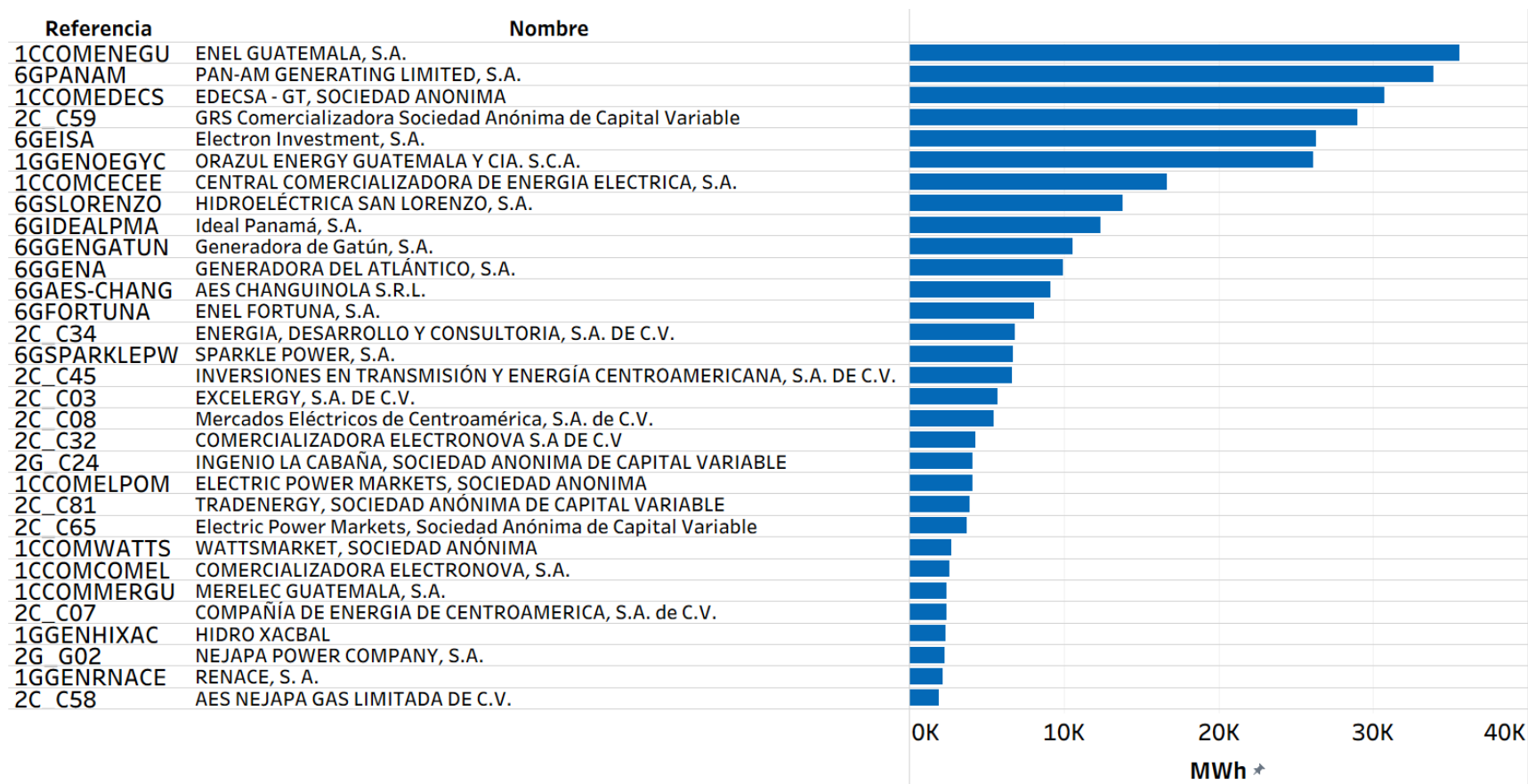
1. **Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)** – Guatemala: 35,585 MWh (9.93%)
2. **Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 33,915 MWh (9.46%)
3. **Edecsa-GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 30,719 MWh (8.57%)
4. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 29,003 MWh (8.09%)
5. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 26,343 MWh (7.35%)

Estos cinco agentes concentraron el 43.4% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 1CCOMENEGU se posicionó nuevamente como el principal exportador de energía en el mercado regional, en coherencia con el desempeño de Guatemala como principal país oferente durante abril de 2026. Este resultado puede asociarse al repunte intermensual moderado de la generación hidroeléctrica (+7.06 GWh), considerando además que, aunque se trata de un agente comercializador, está vinculado a una casa matriz con una de las mayores capacidades de generación hidroeléctrica del país.

En el caso del agente 1CCOMEDECS, también de Guatemala, se reforzó su relevancia dentro del MER, actuando como intermediario en la colocación de energía en el mercado regional. Este comportamiento se dio en un contexto influenciado, además del incremento de la generación hidroeléctrica, por el aumento de la generación renovable proveniente de otras tecnologías, que en conjunto alcanzaron aproximadamente 2.50 GWh adicionales respecto al mes previo, así como por la disminución del consumo interno (-8.55 GWh).

Por su parte, el agente salvadoreño 2C_C59 aportó un volumen considerable de inyecciones, favorecido por el aumento intermensual de la generación hidroeléctrica local (+7.69 GWh) y la disminución del consumo interno (-8.42 GWh), lo que amplió la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER. Los agentes panameños 6GPANAM y 6GEISA también registraron una participación importante, en un contexto caracterizado por un mayor despacho de generación a partir de gas natural (+87.27 GWh) y por el descenso del consumo interno (-15.01 GWh). Estas condiciones también favorecieron la disponibilidad de excedentes de energía competitivos para su colocación en el mercado regional.

FIGURA 18. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER



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

9.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, durante abril de 2026, los cinco agentes que registraron los mayores volúmenes de compras de energía en el MER fueron los siguientes:

1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSA)** – Nicaragua: 112,539 MWh (31.48%)
2. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE)** – Honduras: 41,552 MWh (11.63%)
3. **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 39,029 MWh (10.92%)
4. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 29,885 MWh (8.36%)
5. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 19,530 MWh (5.46%)

En conjunto, estos agentes concentraron el 67.85% de los retiros totales del MER durante el mes analizado, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En este contexto, dicha posición estuvo liderada principalmente por el gran usuario 4UEDETSA.

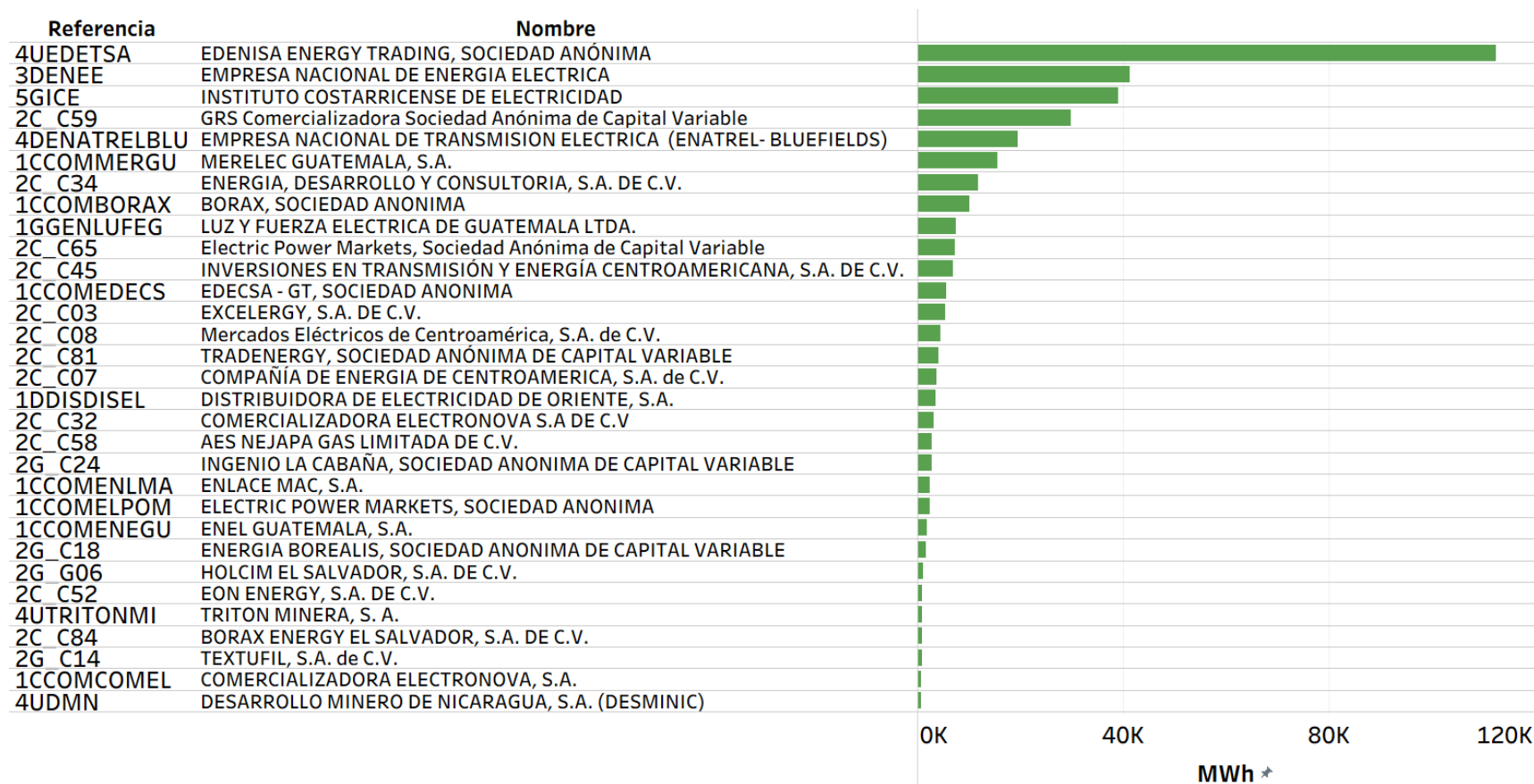
Por su parte, Honduras volvió a destacar por la participación de su único agente activo (3DENEE/3GENEE), tanto en compras como en ventas. Su intervención estuvo asociada, en buena medida, a niveles de precios nacionales relativamente elevados, especialmente durante la primera mitad del mes, en comparación con el precio del MER, lo que incentivó su participación como comprador en el mercado regional.

En el caso de Costa Rica, destacó su participación como importador relevante a través de su único agente activo en el MER (5GICE), en un entorno en el que los precios nacionales se ubicaron, en la mayoría de los días, por encima del precio regional, lo que favoreció la adquisición de energía del MER como complemento para el abastecimiento local.

Para El Salvador, el agente comercializador 2C_C59, que también destacó en las inyecciones, se posicionó entre los principales demandantes del MER, en un contexto en el que el país mantuvo el rol dual de oferente y demandante que lo ha caracterizado a lo largo de 2025 y en lo que va de 2026.

Finalmente, también resulta relevante destacar al agente distribuidor nicaragüense 4DENATRELBLU, que continuó registrando volúmenes significativos de retiro. Este comportamiento es coherente con el rol estructural de Nicaragua como principal importador de energía en el mercado regional.

FIGURA 19. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

En coherencia con los resultados anteriores, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes exportadores e importadores continúa siendo un elemento fundamental para:

- ✓ Identificar patrones de comportamiento, tales como variaciones en los volúmenes transados, cambios en la concentración del mercado o modificaciones en la participación relativa de los agentes.
- ✓ Detectar ofertas atípicas, ya sea con precios excepcionalmente altos, bajos o nulos, que puedan distorsionar el orden de mérito o la señal de precios del mercado regional.
- ✓ Evaluar cambios estructurales en la participación de los agentes, como el desplazamiento en el liderazgo de los principales exportadores o compradores, que puedan incidir en la dinámica competitiva del mercado.
- ✓ Fortalecer la transparencia y la competencia efectiva, verificando que la operación del MER se desarrolle conforme al marco regulatorio vigente y contribuya a la eficiencia económica y operativa del sistema regional.

Finalmente, el seguimiento permanente de los agentes con mayor presencia en las transacciones del mercado regional constituye una herramienta clave para anticipar riesgos operativos y comerciales, así como para verificar que la dinámica del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional, en concordancia con las condiciones de despacho y demanda registradas durante el mes respectivo.

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

Durante abril de 2026 se identificaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de seis agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4.

Para el mes analizado, resultaron despachadas únicamente ofertas asociadas al Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE), por un volumen de 2.71 MWh, equivalente a tan solo el 0.00076% del total de inyecciones registradas, por lo que el despacho de estas ofertas tuvo una incidencia limitada en la formación de los precios nodales del mercado regional.

En ese sentido, su monitoreo permanente continúa siendo un elemento relevante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que este tipo de declaraciones puede reflejar estrategias particulares de comercialización, así como configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, la implementación de ajustes correctivos.

TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 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	76,824.00	2.71	513.81	660.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	7,481.93	0.00	523.10	879.56
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	2,195.30	0.00	548.25	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	358.42	0.00	534.27	534.27
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

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

El agente 5GICE encabezó nuevamente este grupo, al declarar 76,824.00 MWh con un precio promedio de 513.81 USD/MWh y un precio máximo de 660.00 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica a partir de combustibles fósiles, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, particularmente en escenarios de alta disponibilidad de generación renovable, en los cuales se prioriza el abastecimiento del consumo interno con energía de bajo costo y se oferta al MER únicamente la generación térmica no convocada.

Por su parte, los agentes panameños Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA), Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A. (6GSLORENZO) y Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) declararon en conjunto volúmenes relevantes de energía, con precios promedio y máximos que alcanzaron 879.56 USD/MWh en la mayoría de los casos. Estos valores se explican por la utilización de plantillas automáticas de ofertas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). De acuerdo con la información remitida previamente a esta Comisión por dichos agentes, este mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial.

En el caso de los agentes guatemaltecos Renace, S. A. (1GGENRNACE) e Ion Energy, S.A. (1CCOMIONEN), quienes por primera vez en lo que va de 2026 ofertaron precios de 450 USD/MWh, manifestaron y evidenciaron ante esta Comisión, cuando se les solicitó la justificación técnico-económica correspondiente, que las ofertas presentadas en los períodos de mercado 18, 19, 20 y 21 del 22 de abril fueron elaboradas 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 abril de 2026, en el que, a partir de la segunda mitad del mes, 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.

9.4. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes

En abril de 2026, dos agentes del MER presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al facilitar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, los agentes guatemaltecos Renace, S. A. (1GGENRNACE) e Ion Energy, S.A. (1CCOMIONEN) declararon 339.91 MWh y 80.55 MWh, respectivamente, mediante ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh vinculadas a CF. Este comportamiento da continuidad a una práctica observada en períodos anteriores, la cual ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por ambos agentes. En términos generales, dichos agentes han señalado que las ofertas a 0.00 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a CF, en coherencia con la alta participación de fuentes renovables en sus respectivas matrices de generación.

En ese sentido, esta estrategia se observó en un entorno caracterizado por el incremento de la generación hidroeléctrica local respecto al mes previo (+7.06 GWh), así como por la disminución intermensual del consumo interno (-8.55 GWh).

En este contexto, las justificaciones presentadas por ambos agentes resultan consistentes con el comportamiento de la generación y la demanda en Guatemala durante el período analizado.

TABLA 5. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	339.91
1CCOMIONEN	ION ENERGY, S.A.	80.55

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

En conjunto, estas ofertas representaron únicamente el 0.19% del total de la energía declarada mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF durante abril de 2026, un porcentaje marginal, similar al 0.10% observado en marzo del mismo año.

9.5. Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR

La vigilancia de las ofertas de oportunidad de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh constituye una herramienta relevante para identificar oportunamente posibles estrategias comerciales que podrían incidir en la señal de precios del MER. Este tipo de declaraciones puede responder tanto a la intención de asegurar adquisiciones de energía a precios mínimos como al cumplimiento formal de la obligación regulatoria de ofertar, aun cuando no exista una expectativa efectiva de materialización de dichas compras.

Durante abril de 2026, tres agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6, con valores ofertados que oscilaron entre 1.00 USD/MWh y 10.00 USD/MWh. Este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, en las que los agentes 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 incertidumbre.

Asimismo, indican que consideran factores como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios nacionales bajos en comparación con el precio 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 gestión de riesgos.

TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE RETIRO OFERTADOS IGUALES O MENORES A 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.	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	894.83	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	670.00	10.00	10.00

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

Bajo este enfoque, dichas ofertas no necesariamente obedecen a intentos de distorsión del mercado, sino que responden a una conducta racional orientada a la optimización de costos, en un entorno caracterizado por la coexistencia de un mercado regional y mercados locales. No obstante, su recurrencia y magnitud son objeto de monitoreo permanente por parte de la CRIE, con el propósito de verificar que estas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni comprometan la eficiencia del despacho regional.

10. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante abril de 2026 fueron las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos relacionados con la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.

10.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) correspondientes a abril de 2026.

Cabe señalar que estos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador (UT), en atención a las condiciones previstas de demanda interna, así como a la situación operativa del parque nacional de generación, particularmente en lo relativo a los aportes de la generación eólica, fotovoltaica, geotérmica y a base de biomasa. Dichas actualizaciones aplicaron a los predespachos del 1 al 6 de abril de 2026.

Adicionalmente, la UT gestionó una nueva actualización de las MCTP a partir del 22 de abril de 2026, considerando que el nivel del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande se encontraba por debajo de los 242.00 m.s.n.m., así como la restricción de generación de la Central Térmica Energía del Pacífico (EDP) por falta de combustible.

TABLA 7. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR [MW]

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	230	200	20
Media	300	210	300	20
Mínima	300	210	290	20

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial del EOR.

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

TABLA 8. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE [MW]

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	260	300	200
Media	300	150	300	200
Mínima	300	260	300	200

Fuente: Elaboración propia con información obtenida del sitio web oficial del EOR.

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

- Las solicitudes de actualización realizadas por la UT dieron lugar a los siguientes resultados:

TABLA 9. VALORES DE IMPORTACIÓN TOTAL 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/>

TABLA 10. VALORES DE EXPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 22 DE ABRIL DE 2026 [MW]

Escenario de Demanda	Exportación Norte-Sur	Exportación Sur-Norte	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.

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

1.1. Eventos regionales

Durante abril de 2026 se registró un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que derivó en la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Los detalles de dicho evento se presentan en la Tabla 11.

TABLA 11. EVENTO QUE AFECTÓ LA OPERACIÓN REGIONAL EN ABRIL 2026

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
N° 71-4-2026	28-abr-26	06:40:00	06:54:00	Panamá	Pérdida de 495 MW de generación por disparo de las unidades 1, 2 y 3 de la Central Gatún, debido a falla en el suministro de gas.	59.248	I	199.91

Fuente: Elaboración propia con base en los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.
<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/>