



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL –MER–

INFORME SV-33-2026

**MAYO
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)	3
2.1.	Excedentes de energía disponibles	3
2.2.	Transacciones totales	7
2.3.	Inyecciones por país miembro	10
2.4.	Retiros por país miembro	12
3.	Transacciones por tipo de mercado	14
4.	Transacciones por tipo de oferta	16
4.1.	Inyecciones	17
4.1.1.	Análisis	17
4.2.	Retiros	18
4.2.1.	Análisis	19
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	20
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	23
6.1.	Precios máximos del MER	24
6.1.1.	Dinámica general de los precios máximos	24
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	27
7.1.	Correlación estadística	27
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	31
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	33
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	35
9.	Monitoreo del MER	37
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	37
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	39
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	41
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	42
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	43
10.	Indicadores técnicos	44
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)	44
10.2.	Eventos regionales	45

Índice de Figuras

Figura 1. Excedentes diarios ofrecidos al MER.....	5
Figura 2. Excedentes ofrecidos al MER por país miembro.....	6
Figura 3. Inyecciones diarias al MER	9
Figura 4. Inyecciones al MER por país miembro	11
Figura 5. Retiros del MER por país miembro	14
Figura 6. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	15
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de oferta	18
Figura 8. Retiros del MER por tipo de oferta	19
Figura 9. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes	21
Figura 10. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	22
Figura 11. Variación intermensual del consumo interno por país miembro	23
Figura 12. Precios promedio diarios del MER	25
Figura 13. Precios máximos diarios del MER.....	26
Figura 14. Precios del MER y de los combustibles fósiles	30
Figura 15. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER	32
Figura 16. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER	34
Figura 17. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales	36
Figura 18. Agentes con más inyecciones al MER	38
Figura 19. Agentes con más retiros del MER	40

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	29
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales	35
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	36
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	42
Tabla 5. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	43
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur [MW]	45
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW]	45
Tabla 8. Valores de exportación total de El Salvador a partir del 22 de mayo de 2026 [MW]	45
Tabla 9. Eventos que afectaron la operación regional.....	46

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

Mediante Resolución No. CRIE-11-2026 (emitida el 27 de mayo de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) Declarar no ha lugar la solicitud planteada por Generadora del Atlántico, S.A., toda vez que no se identificaron elementos técnicos suficientes que sustenten la necesidad de modificar el modelo de asignación de los Derechos de Transmisión ni la metodología de cálculo de los flujos y pérdidas actualmente aplicada en el Predespacho Regional, en los términos planteados por el solicitante.”.

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/06/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-11-2026.pdf

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

El quinto mes de 2026 estuvo caracterizado por un comportamiento al alza en el consumo energético regional, dado que el consumo interno de los países miembros registró un aumento relevante respecto al mes previo.

Asimismo, se observó heterogeneidad en los aportes de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, así como un incremento intermensual significativo en el aporte del gas natural en El Salvador y Panamá, países que cuentan con una capacidad de generación considerable basada en este combustible.

En este sentido, durante mayo del presente año se evidenciaron nuevamente los efectos de la época cálida en la región, cuya incidencia comenzó a manifestarse a mediados de febrero y que, durante abril, mostró una estabilización sin llegar a retornar a las condiciones observadas al inicio de dicho período.

En términos generales, estos elementos, junto con otros factores operativos que se analizan más adelante en el presente informe, incidieron en la dinámica de disponibilidad de excedentes de energía, así como en su requerimiento durante mayo de 2026.

2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo al análisis 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 evaluar el comportamiento de la energía ofertada al MER durante mayo 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 contractuales ¹ de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones comerciales y operativas del MER.

En ese sentido, durante mayo de 2026 los excedentes de energía en el MER presentaron una variabilidad moderada, con valores diarios que oscilaron aproximadamente entre 13 GWh y 41 GWh, evidenciando la sensibilidad de su disponibilidad ante la estacionalidad semanal, el despacho de generación y las condiciones operativas y de consumo de corto plazo en la región (véase la Figura 1).

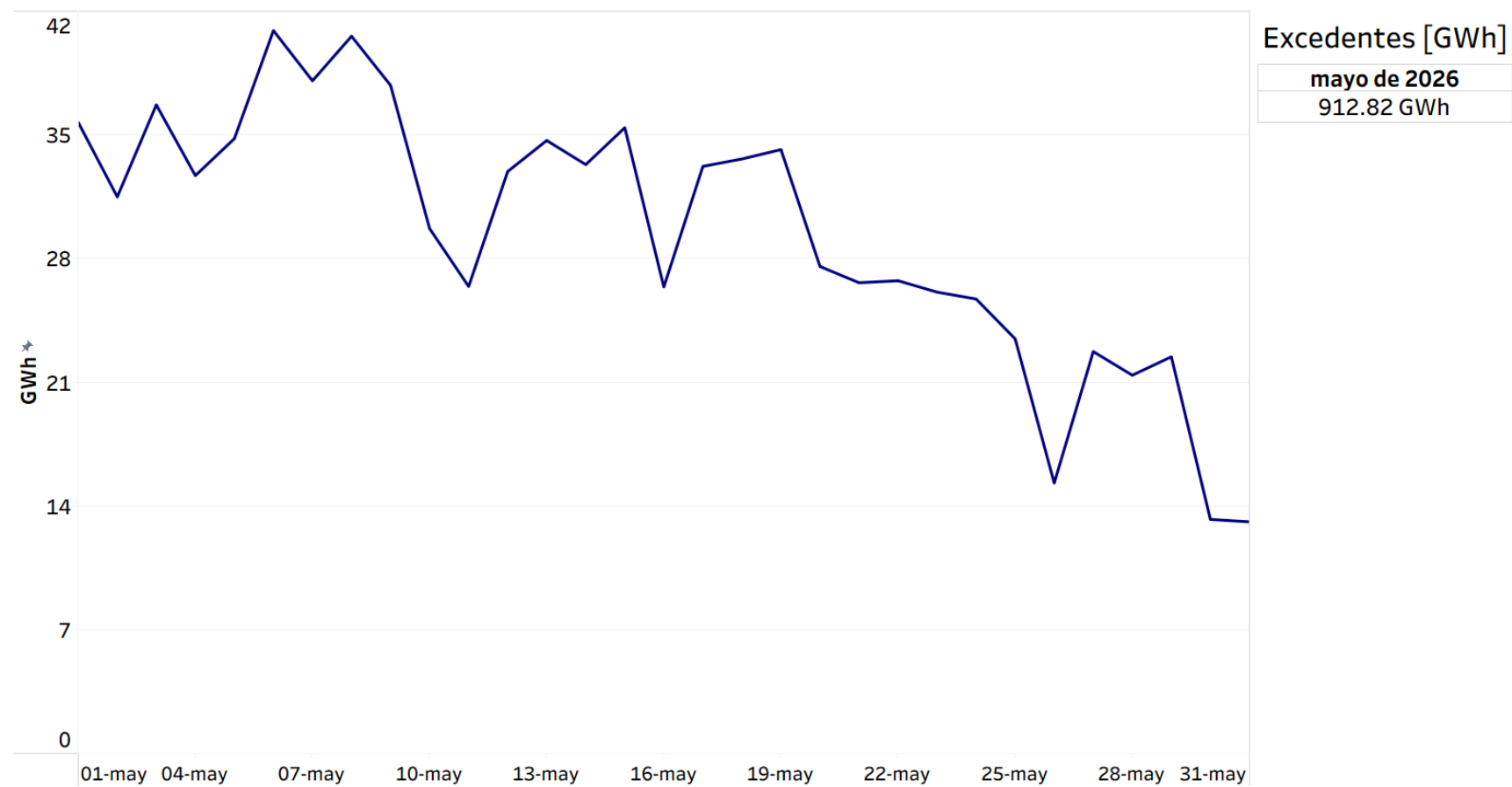
A lo largo del mes analizado se identifican tres etapas diferenciadas:

- ✓ **Fase inicial**, caracterizada por los niveles más elevados de excedentes diarios.
- ✓ **Fase intermedia**, en la que se observa un decremento de los excedentes diarios y su posterior estabilización entre el cierre de la primera quincena del mes y el inicio de la segunda.
- ✓ **Fase final**, caracterizada por una disminución relevante acompañada de fluctuaciones diarias.

Este comportamiento resulta coherente, entre otros factores, con la evolución del consumo energético regional, los aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, así como con escenarios operativos excepcionales registrados principalmente hacia finales del mes. Asimismo, a pesar de las variaciones observadas, los excedentes se mantuvieron dentro de un rango acotado, sin registrar cambios abruptos, lo que refleja un comportamiento del sistema regional consistente con las condiciones operativas propias de la época.

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



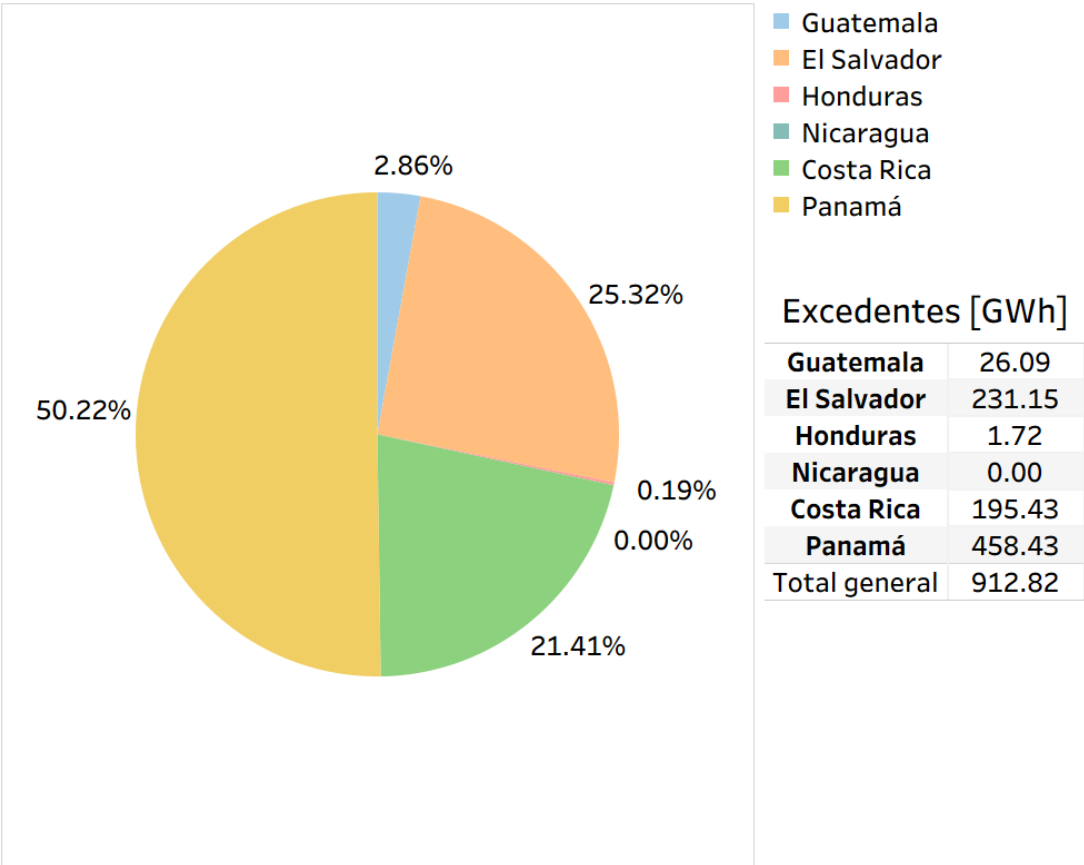
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Con relación al detalle por país miembro (véase la Figura 2), durante mayo de 2026 se observa que Panamá se consolidó nuevamente como el principal oferente de excedentes de energía, con una participación del 50.22% del total regional (458.43 GWh), seguido por El Salvador con un 25.32% (231.15 GWh). Costa Rica mantuvo su posición relativa en este rubro, ubicándose en un segundo nivel, con una participación de 21.41% (195.43 GWh).

Guatemala, en contraste, registró una disminución considerable en sus excedentes respecto al mes previo, aportando únicamente el 2.86% del total regional (26.09 GWh), derivado principalmente de condiciones hidrológicas desfavorables, así como de escenarios de incremento del consumo interno e indisponibilidad de centrales de generación locales.

En cuanto a los países con menor participación, Honduras presentó nuevamente un aporte marginal de excedentes de energía, con una contribución de 0.19% (1.72 GWh), mientras que Nicaragua no realizó ofertas de inyección durante mayo de 2026.

FIGURA 2. EXCEDENTES OFRECIDOS AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Al respecto, salvo Nicaragua, todos los países miembros dispusieron de excedentes de energía en magnitudes variables, en función de las características estructurales de sus matrices de generación, del comportamiento de su consumo interno y de las condiciones

operativas registradas a nivel local, 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 del consumo interno y por la disponibilidad de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional², lo cual repercute en los volúmenes de excedentes de energía que cada país ofrece al mercado regional para su comercialización.

2.2. Transacciones totales

Con relación al comportamiento de las transacciones totales registradas durante mayo 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 6 GWh y 9 GWh. No obstante, en los primeros tres días del mes se registraron valores superiores a los 10 GWh, en contraste con episodios de volúmenes considerablemente bajos el 26 de mayo (0.8 GWh) y el último día del mes (2.2 GWh).

Como se ha indicado 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 heterogéneos 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, principalmente asociadas a escenarios de restricción y pérdida de generación en algunos países.

En ese sentido, resulta importante señalar que, para el área de control de El Salvador, se limitó la capacidad máxima de exportación a 0 MW durante las veinticuatro horas de todos los días del período comprendido entre el 22 y el 31 de mayo de 2026 (véase la Tabla 8), dado que el OS/OM de dicha área de control (UT) gestionó ante el Ente Operador Regional (EOR) la referida limitación. Esta solicitud se fundamentó en condiciones estimadas de disponibilidad de generación local, destacando que la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande registraba una cota de embalse por debajo de los 233 m.s.n.m., según la información reportada por la UT al EOR el 20 de mayo de 2026.

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 19 de mayo. De acuerdo con los informes diarios de operación publicados por el EOR en su sitio web institucional, durante los días de operación 19, 20, 25, 26, 27, 30 y 31 de mayo, los

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

OS/OM de las áreas de control de El Salvador (UT), Honduras (CND-ENEE) y Panamá (CND-ETESA) solicitaron la realización de redespachos debido a la pérdida de recursos de generación y a cambios topológicos en la Red de Transmisión Regional (RTR). Estas situaciones estuvieron asociadas con las centrales generadoras Nejapa Power y Acajutla, ubicadas en El Salvador; las centrales hidroeléctricas Estí, Fortuna, Changuinola y Bayano, ubicadas en Panamá; y la línea de transmisión de 230 kV Cerro de Hula–Pavana, ubicada en Honduras. En este contexto, las transacciones correspondientes a dichas fechas se vieron afectadas tanto en su programación, mediante los predespachos, como en su ejecución, mediante los redespachos.

En síntesis, el comportamiento diario de las inyecciones totales estuvo influenciado tanto por las condiciones comerciales y operativas típicas del mes analizado como por la ocurrencia de condiciones excepcionales. En este sentido, si bien el mercado regional mantuvo la continuidad de su operación, se evidenció una sensibilidad relevante de las transacciones ante escenarios de restricción y pérdida de generación, lo que se reflejó en variaciones significativas de los volúmenes transados en determinados períodos del mes.

FIGURA 3. INYECCIONES DIARIAS AL MER



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

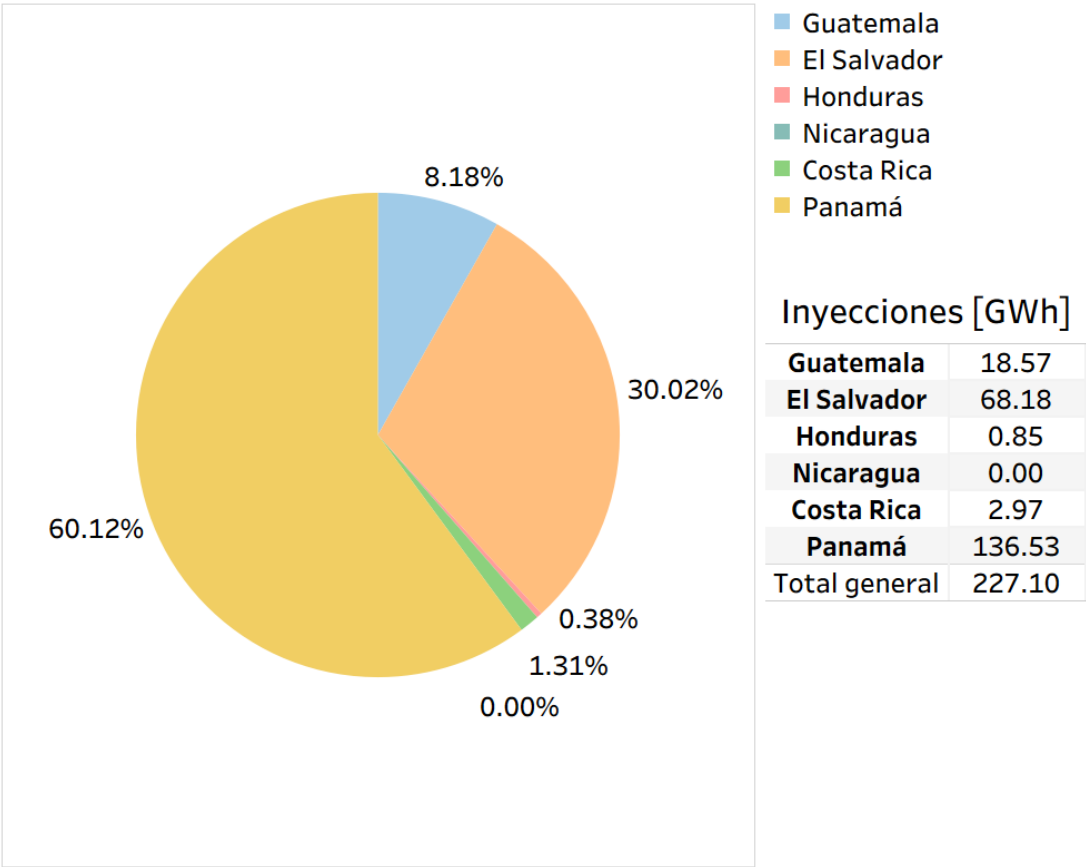
2.3. Inyecciones por país miembro

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 227.10 GWh en mayo de 2026 (véase la Figura 4), lo que representó una disminución del 36.62% respecto a abril del mismo año, cuando se registraron 358.33 GWh. Panamá, El Salvador y Guatemala se consolidaron nuevamente como los principales países exportadores, con la particularidad de que Guatemala registró un descenso significativo en sus inyecciones, lo que lo ubicó en la tercera posición durante el mes analizado. En conjunto, estos tres países concentraron más del 98% de la energía inyectada al mercado regional.

- ✓ **Panamá (136.53 GWh – 60.12%):** Registró un aumento de 1.37 GWh en sus inyecciones respecto al mes previo, retomando la posición como principal exportador del mercado regional. Este comportamiento se asocia principalmente al incremento intermensual de la generación hidroeléctrica (+11.11 GWh) y al aumento del aporte de la generación a base de gas natural (+55.31 GWh), lo que permitió mantener e incluso aumentar un volumen relevante de inyecciones.
- ✓ **El Salvador (68.18 GWh – 30.02%):** Presentó un descenso intermensual en el volumen de inyecciones de 15.41 GWh. Este resultado se explica, fundamentalmente, por la disminución, respecto a abril de 2026, de la generación a base de biomasa (-64.38 GWh), solar (-2.37 GWh) y eólica (-10.47 GWh), así como por el incremento del consumo interno (+58.72 GWh). Adicionalmente, los valores de máxima exportación del área de control de El Salvador durante el período comprendido entre el 22 y el 31 de mayo de 2026 se limitaron a 0 MW, como resultado de condiciones hidroeléctricas previstas para dichas fechas.
- ✓ **Guatemala (18.57 GWh – 8.18%):** Registró el mayor descenso en las inyecciones respecto al mes previo, con una reducción de 119.80 GWh. Este comportamiento a la baja estuvo asociado, en buena medida, a la disminución intermensual de la generación eólica (-13.53 GWh), hidroeléctrica (-49.68 GWh) y a base de biomasa (-77.01 GWh), así como al incremento del consumo interno respecto a abril de 2026 (+127.77 GWh), lo cual limitó significativamente sus niveles de excedentes exportables.
- ✓ **Costa Rica (2.97 GWh – 1.31%):** Experimentó un aumento leve de 2.22 GWh en sus inyecciones al MER, en un contexto de incremento significativo en el aporte de las tecnologías de generación renovable en el país respecto al mes previo (+1,139.84 GWh). No obstante, se evidenció una limitación en los niveles de inyección al mercado regional. Este comportamiento es consistente con la matriz de generación del área de control de Costa Rica, caracterizada por el predominio de fuentes renovables, lo que incidió en la priorización del abastecimiento interno mediante generación competitiva local durante el mes analizado.

- ✓ **Honduras (0.85 GWh – 0.38%):** Tuvo un aumento marginal de 0.48 GWh en sus inyecciones respecto a abril de 2026, manteniendo una participación reducida en las exportaciones al MER. Este comportamiento se asocia al incremento intermensual de la generación hidroeléctrica (+5.24 GWh), a base de biomasa (+6.47 GWh) y solar (+1.32 GWh).
- ✓ **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** Luego de dos meses consecutivos registrando inyecciones al MER, el país dejó de inyectar energía durante mayo de 2026, lo que representó una disminución de 0.08 GWh respecto al mes previo. Este comportamiento se asocia al decremento intermensual de la generación a base de biomasa (-10.13 GWh) e hidroeléctrica (-1.31 GWh), así como al incremento del consumo interno (+65.59 GWh), lo que limitó 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 mayo de 2026 se presentó en un contexto de mayor consumo regional, de aportes diferenciados de la generación renovable en los sistemas eléctricos

nacionales, de restricciones de exportación en El Salvador, así como de una participación importante de la generación a base de gas natural en Panamá.

2.4. Retiros por país miembro

El volumen total de retiros alcanzó los 226.77 GWh en mayo de 2026 (véase la Figura 5), lo que representó una disminución del 36.57% respecto al volumen registrado en abril del mismo año (357.54 GWh). Este comportamiento refleja un entorno en el que, si bien se registró un aumento considerable del consumo regional, se presentaron condiciones operativas que limitaron la disponibilidad de energía para su comercialización en el MER, tal como se analizó en la sección anterior del presente informe. En este contexto, cabe destacar que Guatemala se posicionó como el principal importador del MER durante el mes analizado.

- ✓ **Guatemala (73.19 GWh – 32.27%):** Fue el único país que presentó un incremento relevante en sus retiros respecto al mes previo (+21.26 GWh), con excepción de Panamá, que registró un aumento marginal (+0.11 GWh). En el caso de Guatemala, este comportamiento es consistente con el incremento del consumo interno (+127.77 GWh) respecto a abril de 2026, aunado a la reducción intermensual neta de la generación renovable local (-136.13 GWh).
- ✓ **Nicaragua (62.34 GWh – 27.49%):** En esta ocasión se posicionó como el segundo mayor consumidor en el mercado regional; sin embargo, presentó una disminución significativa de 71.37 GWh en sus retiros respecto al mes anterior. Este descenso intermensual se asoció principalmente a las condiciones operativas registradas en el sistema regional durante el mes analizado, en el que la disponibilidad de energía para su comercialización se vio reducida. Por otra parte, pese al incremento del consumo interno respecto a abril de 2026 (+65.59 GWh), se registró un aumento intermensual de la generación renovable local (+13.53 GWh), principalmente de origen solar, lo que permitió reducir en cierta medida el requerimiento de energía regional para el abastecimiento del país. Asimismo, dadas las condiciones operativas observadas en la región, el precio nacional de Nicaragua presentó episodios en los que fue más competitivo que el precio del MER (véase la Figura 16), lo que incidió en la menor materialización de compras en dichos períodos.
- ✓ **El Salvador (48.43 GWh – 21.36%):** También evidenció un descenso considerable en sus retiros respecto a abril de 2026 (-42.83 GWh), en un entorno caracterizado por el incremento de la generación hidroeléctrica (+11.71 GWh), geotérmica (+7.08 GWh) y del aporte de la generación a base de gas natural (+50.71 GWh). Asimismo, se registró un descenso intermensual en otras tecnologías renovables (-77.22 GWh), principalmente a base de biomasa, aunado al aumento del consumo interno (+58.72 GWh). En principio, estas condiciones podrían sugerir un mayor requerimiento de energía del MER para el abastecimiento local; no obstante, dado que El Salvador limitó su capacidad de

exportación a 0 MW durante aproximadamente un tercio del mes, se contó con una mayor disponibilidad de generación interna para atender el consumo local. Este comportamiento también se reflejó en un mayor aporte de la generación nacional a base de gas natural, en atención a la reducción observada en otras fuentes renovables.

- ✓ **Honduras (36.12 GWh – 15.93%):** Registró un leve decremento de 5.43 GWh en sus retiros respecto a abril de 2026. Este comportamiento se presentó en un contexto caracterizado por el repunte intermensual de la generación hidroeléctrica (+5.24 GWh), a base de biomasa (+6.47 GWh) y solar (+1.32 GWh), lo que permitió compensar parcialmente, en determinados períodos del mes, la reducción de la generación eólica (-0.29 GWh) y geotérmica (-0.15 GWh), así como el aumento significativo del consumo interno (+168.35 GWh). En este contexto, se redujo en cierta medida el requerimiento de importaciones provenientes del mercado regional.
- ✓ **Costa Rica (6.53 GWh – 2.88%):** Presentó un descenso relevante en los retiros respecto al mes previo (-32.50 GWh). Este resultado se vinculó principalmente al repunte de la generación renovable local (+1,139.84 GWh), el cual permitió compensar ampliamente el incremento intermensual del consumo interno (+71.49 GWh), escenario que redujo la necesidad de recurrir al MER para el abastecimiento local.
- ✓ **Panamá (0.16 GWh – 0.07%):** Durante el mes analizado registró un incremento marginal en sus retiros respecto al mes anterior (+0.11 GWh), manteniendo una participación prácticamente nula como importador. Este comportamiento se presentó en un contexto de incremento intermensual de la generación hidroeléctrica (+11.11 GWh) y de un mayor aporte de la generación a base de gas natural (+55.31 GWh), lo que permitió compensar la disminución de la generación solar (-2.69 GWh) y eólica (-16.01 GWh), así como el incremento del consumo interno (+60.30 GWh). Adicionalmente, la competitividad de los costos de generación asociados al gas natural permitió mantener precios locales bajos en comparación con el precio del MER, limitando la necesidad de importaciones provenientes de este mercado.

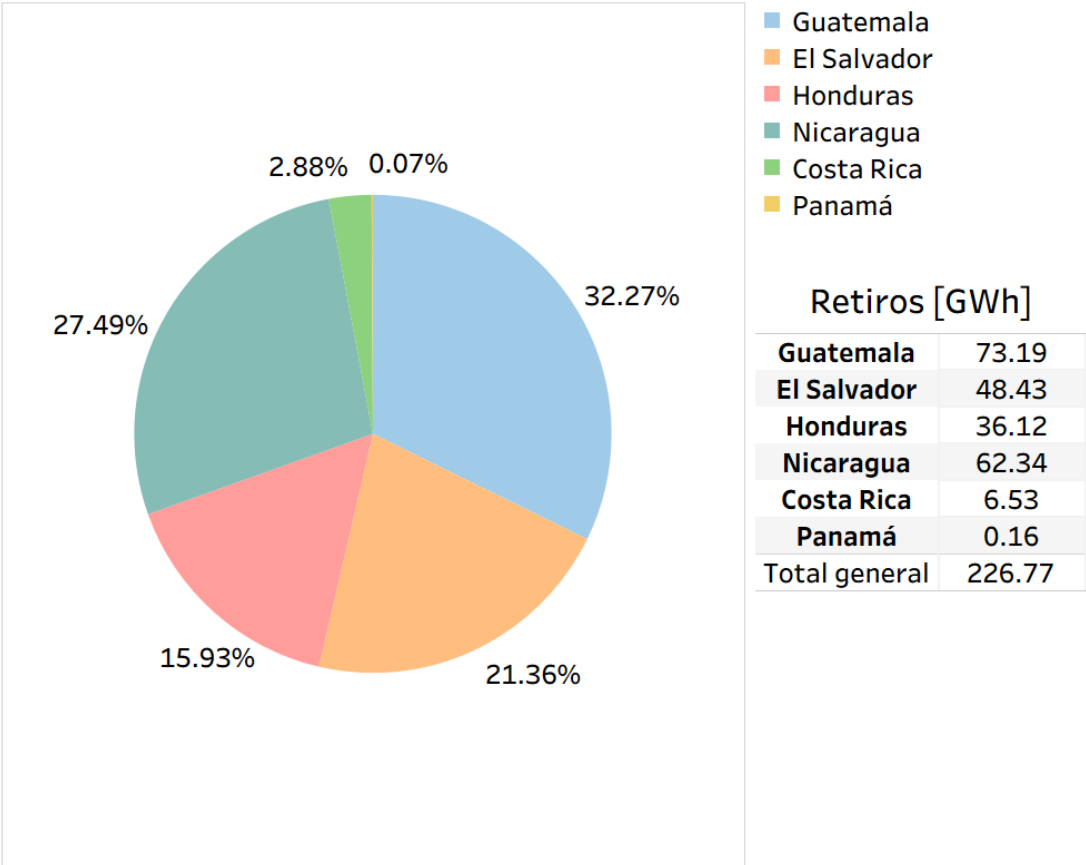
Con base en los resultados anteriores, la disminución intermensual observada en los retiros regionales durante mayo de 2026 se explica principalmente por el descenso en la disponibilidad de energía para su comercialización en el MER. Esta situación se presentó en un contexto de aumento del consumo regional y de aportes heterogéneos de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales.

Finalmente, es importante resaltar que, en el presente informe, el análisis de las inyecciones y los retiros de energía en el MER considera su comportamiento y su vinculación con condiciones climáticas, operativas, de despacho de generación y de consumo, entre otros factores locales y regionales. No obstante, también debe tenerse en cuenta 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 incidir en la decisión de colocar o requerir energía.

De esta manera, el mercado regional contribuye a la optimización del despacho, a la gestión eficiente de la energía a consumir y a la articulación de estrategias de compra y venta 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).

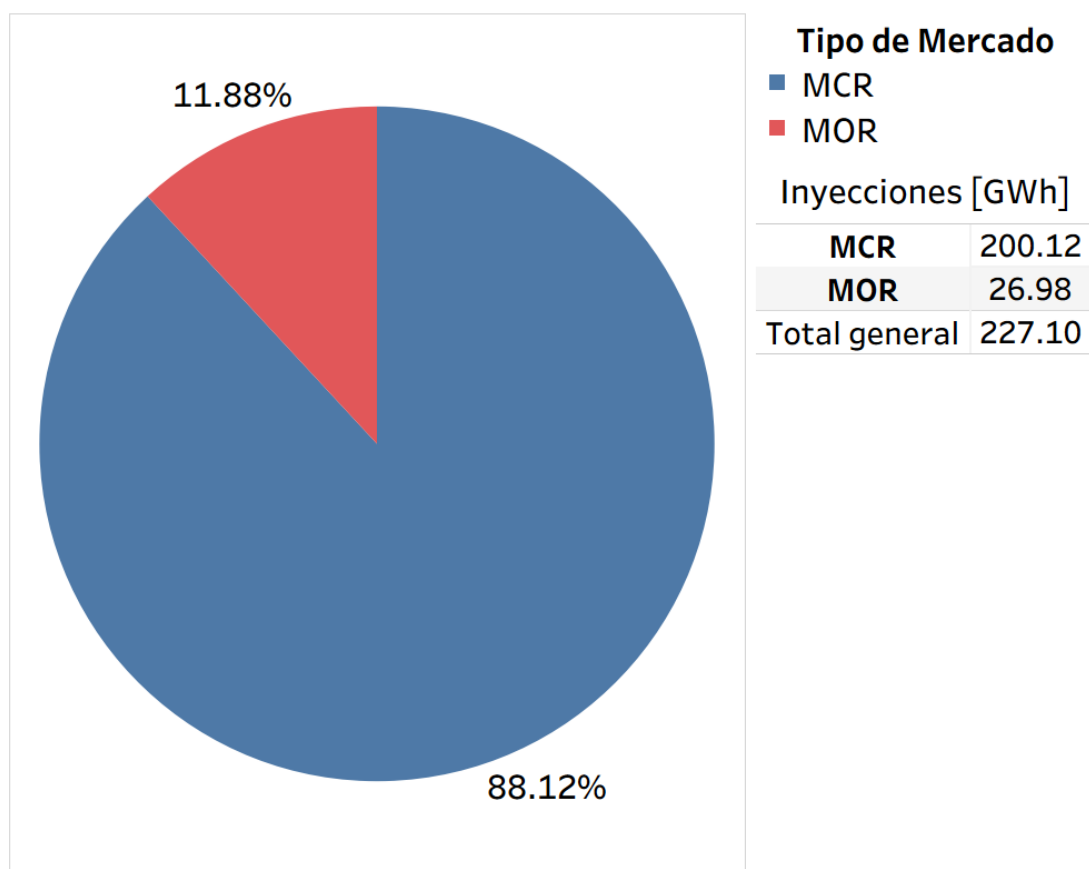
3. Transacciones por tipo de mercado

En mayo de 2026, la dinámica de las transacciones realizadas en el MER evidenció nuevamente el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como el principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía. Este comportamiento se presentó en

un escenario caracterizado por el aumento intermensual significativo del consumo regional, el aporte diferenciado de las fuentes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales y la ocurrencia de escenarios operativos excepcionales durante el mes.

Tal como se muestra en la Figura 6, el 88.12% de las inyecciones (200.12 GWh) se canalizó a través del MCR, mientras que el 11.88% restante (26.98 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución consolida la tendencia observada históricamente en el MER, en la que los contratos constituyen el principal instrumento para la colocación de energía, 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 importancia en un contexto de disminución intermensual de las inyecciones totales (-36.62%), en el que los principales países exportadores, Panamá, El Salvador y Guatemala, 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 mayo 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 la mayor parte del mes incidieron en 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.

En comparación con abril de 2026, se observó una leve disminución en la participación relativa del MCR, que pasó de 91.90% a 88.12%, acompañada de un incremento marginal en la participación del MOR, que pasó de 8.10% a 11.88%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional similar a la del mes previo, confirmando 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 junto con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad. En mayo de 2026, este tipo de ofertas alcanzó los 37.86 GWh, equivalente al 16.67% 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 mayo 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 con las condiciones de generación y consumo regional observadas durante el mes.

4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante mayo de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada el mes anterior, aunque con ajustes asociados al aumento del consumo energético regional, a la heterogeneidad en la disponibilidad de generación renovable en los sistemas eléctricos nacionales, así como a condiciones operativas excepcionales registradas hacia finales del mes. Estos escenarios se tradujeron, además del decremento intermensual significativo de las transacciones, en una disminución de las ofertas 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 227.10 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 114.33 GWh – 50.35%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 47.93 GWh – 21.10%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 37.86 GWh – 16.67%
- **Ofertas de Oportunidad:** 26.98 GWh – 11.88%

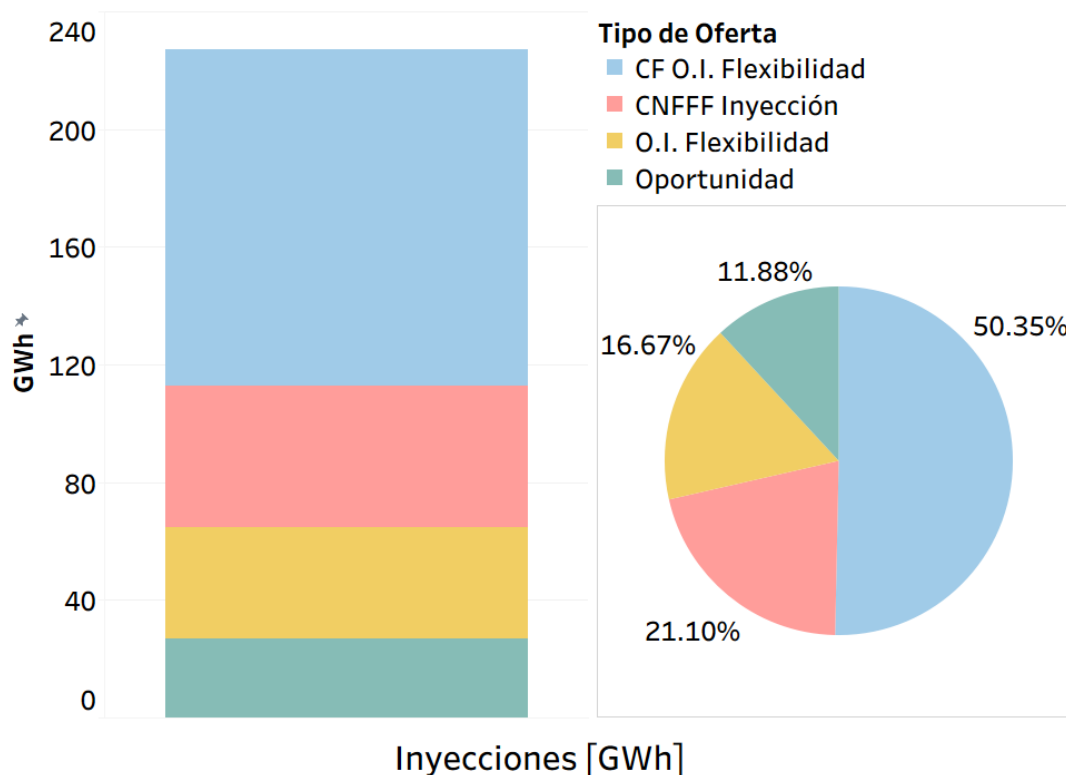
4.1.1. Análisis

Durante mayo 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 (-36.62%), en el que, a pesar de dicha reducción, los principales países exportadores sostuvieron una participación significativa en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos.

Si bien el aumento relevante del consumo regional habría incentivado un incremento en la utilización del MER para el abastecimiento local de los países miembros y, por ende, la posibilidad de canalizar un mayor volumen de inyecciones de energía, este efecto se vio contrarrestado por las condiciones operativas registradas durante el mes analizado. En particular, mayo de 2026 se caracterizó por la variabilidad en los aportes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales y, principalmente, por escenarios de pérdida y limitación de generación en algunas áreas de control, lo que redujo la disponibilidad de energía para su comercialización en el mercado regional.

En este contexto, el 71.45% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 28.55% 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
114.33	47.93	37.86	26.98	227.10

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

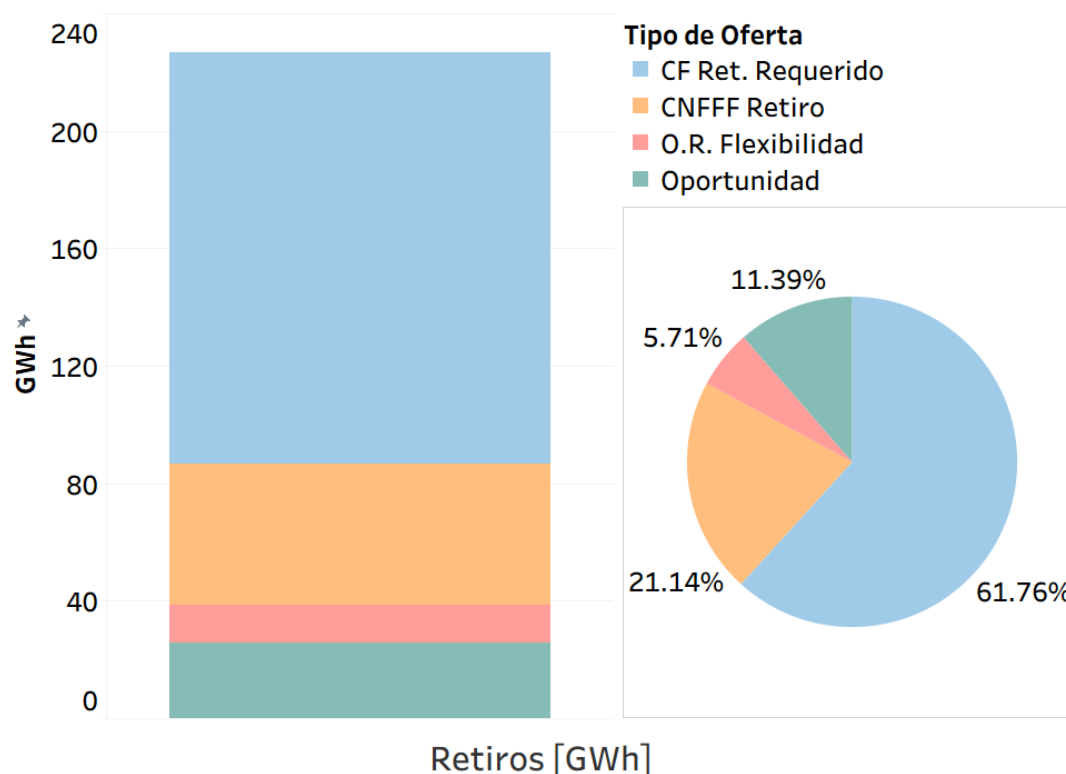
- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme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

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 226.77 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 140.05 GWh – 61.76%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 47.93 GWh – 21.14%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 12.96 GWh – 5.71%
- **Ofertas de Oportunidad:** 25.83 GWh – 11.39%

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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.

4.2.1. Análisis

De manera similar a lo observado en meses anteriores, durante mayo de 2026 los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros en el mercado regional, al concentrar la mayor proporción del total (61.76%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar una cobertura firme para la atención del consumo energético, particularmente en países como Guatemala, Nicaragua, El Salvador y Honduras, que se mantuvieron entre los principales compradores del MER.

En términos intermensuales, los retiros realizados por los países miembros mostraron un decremento generalizado respecto a abril de 2026, con excepción de Guatemala, que registró un aumento moderado en este rubro (+21.26 GWh), y Panamá, que presentó un incremento marginal (+0.11 GWh). Guatemala se posicionó como el mayor consumidor del

MER durante el período analizado, como consecuencia de las condiciones operativas descritas previamente para dicho país. Le siguió Nicaragua, que se consolidó como el principal importador neto del mercado regional, pese a evidenciar una considerable reducción intermensual de aproximadamente 53.38% en el volumen de sus retiros.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (21.14%), en línea con su función de complementar la cobertura del consumo ante escenarios operativos específicos, pese al 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 conservaron una participación similar (11.39%), en coherencia con un entorno en el que se priorizó el abastecimiento interno mediante recursos locales y retiros contractuales, principalmente firmes. Asimismo, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal (5.71%).

En ese sentido, los CF y los CNFFF concentraron el 82.90% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación que brindan certidumbre en la cobertura del consumo energético. Por su parte, las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 17.10% restante, desempeñando un papel complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos del sistema regional.

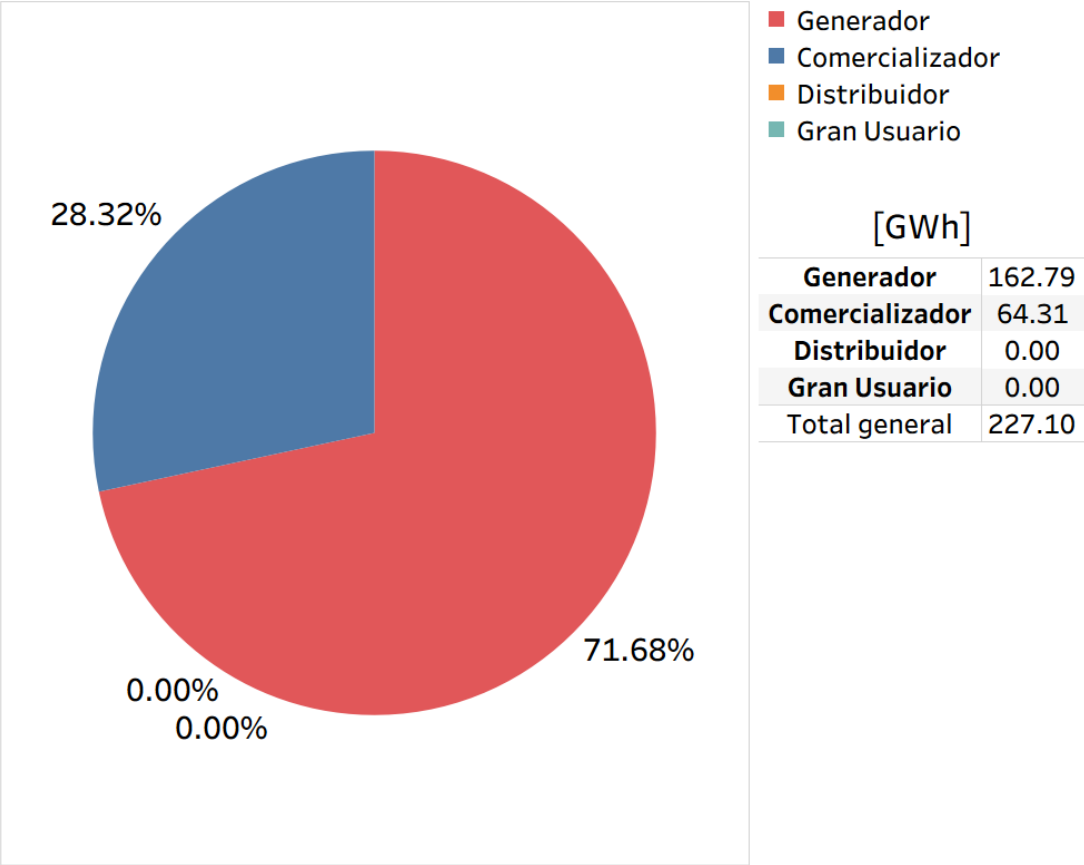
5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones por tipo de actividad de los agentes durante mayo de 2026 permitió identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y consumo 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, el aumento significativo del consumo interno en los países miembros y condiciones excepcionales de disponibilidad de generación en algunas áreas de control.

En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 9), estas se concentraron exclusivamente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el 100% de la energía exportada al MER.

En términos absolutos, los generadores aportaron 162.79 GWh (71.68%) y los comercializadores 64.31 GWh (28.32%). Este resultado refleja que la colocación de excedentes en el mercado regional fue gestionada principalmente a partir de la oferta primaria de energía proveniente de los agentes generadores y, de manera complementaria, mediante esquemas de comercialización.

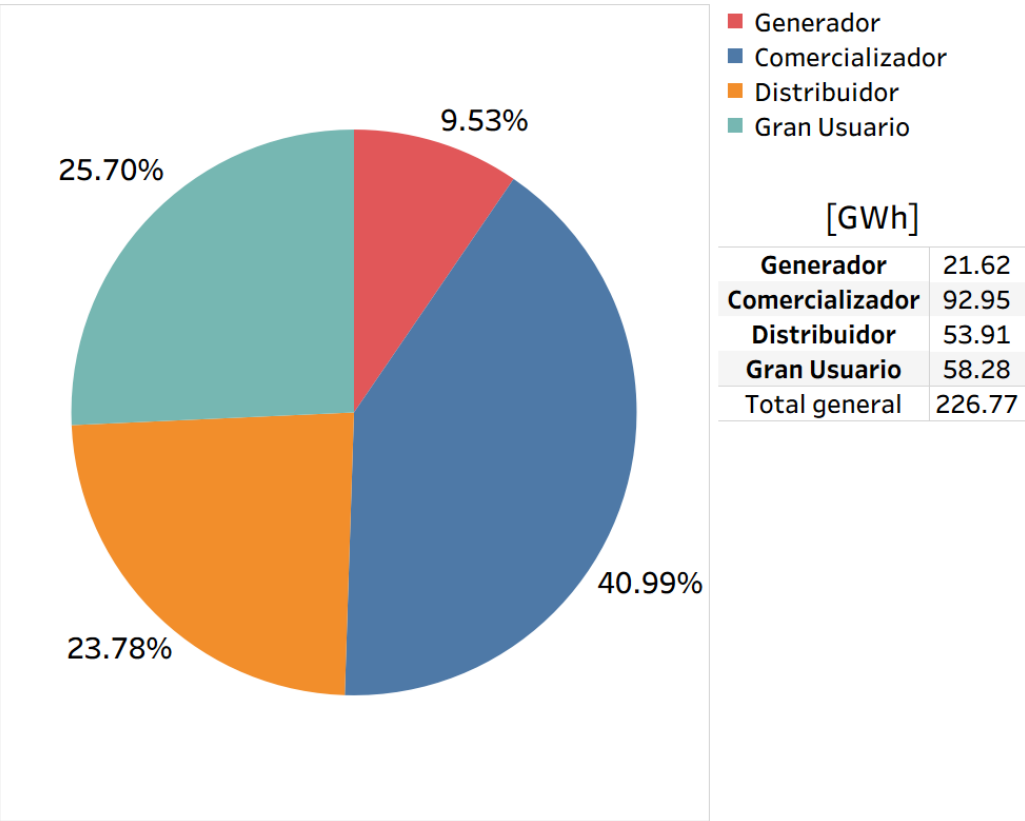
FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

En cuanto a los retiros (véase la Figura 10), se observa una estructura más diversificada. Los comercializadores se posicionaron nuevamente como el principal grupo demandante, con 92.95 GWh (40.99%), seguidos por los grandes usuarios con 58.28 GWh (25.70%), los distribuidores con 53.91 GWh (23.78%) y, finalmente, los generadores, que registraron 21.62 GWh (9.53%).

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 consumidores 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. Este comportamiento pone de manifiesto la capacidad de estos agentes para ajustar su estrategia operativa y comercial dentro del mercado regional. Asimismo, durante 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 mayo 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 el consumo presenta una mayor diversificación, incorporando distintas 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 los precios del sistema regional.

6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

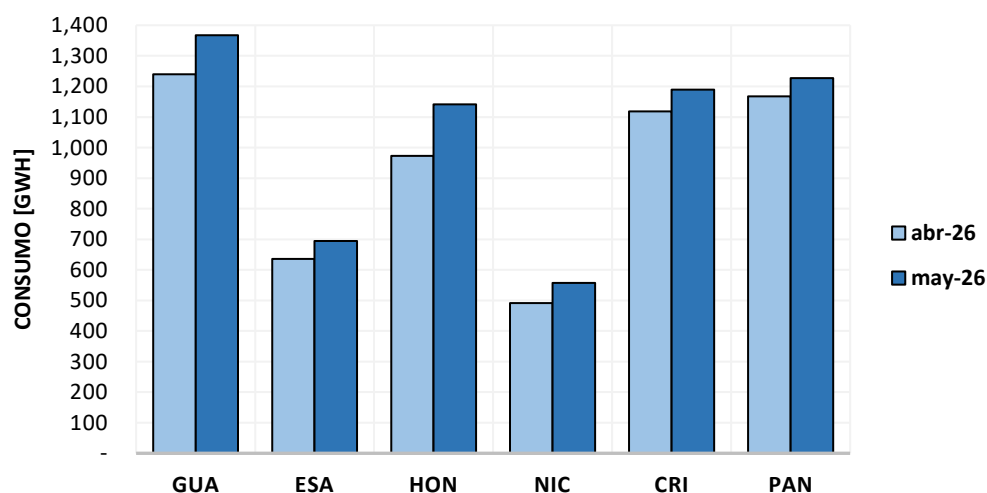
El precio promedio del MER durante mayo de 2026 se ubicó en 215.14 USD/MWh, lo que representa un repunte significativo de aproximadamente 81.46% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 118.56 USD/MWh (véase la Figura 12).

Este resultado interanual responde, entre otros factores, a escenarios de pérdida y limitada disponibilidad de generación en El Salvador, Panamá y Guatemala, registrados principalmente hacia finales del mes, lo que repercutió en el incremento del precio regional en dicho período. Asimismo, según información publicada por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web oficial, específicamente en los anexos de los Documentos de Transacciones Económicas y Regionales (DTER)³, se registró un incremento aproximado de 430.54 GWh en el consumo regional en mayo de 2026 respecto al mismo mes de 2025, equivalente a una variación de 7.94%.

Adicionalmente, se observa un incremento relevante del precio del MER, cercano al 63.82% respecto a abril de 2026, cuando el valor promedio mensual se situó en aproximadamente 131.33 USD/MWh, lo que evidencia la continuidad 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 mayo de 2026 refleja un entorno caracterizado por la heterogeneidad de los aportes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, por el incremento intermensual del consumo interno de los países miembros (véase la Figura 11) y por condiciones operativas excepcionales registradas principalmente hacia finales del mes.

FIGURA 11. VARIACIÓN INTERMENSUAL DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



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

³ www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/informes-publicos-de-procesos-comerciales/ (Consultado el 10 de julio de 2026, desde Guatemala).

6.1. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante mayo de 2026 presentaron un comportamiento similar al del mes previo, definido por una tendencia relativamente estable, con valores puntualmente más elevados, principalmente hacia finales del mes, tal como se aprecia en la Figura 13.

En particular, los valores oscilaron entre aproximadamente 234 USD/MWh y 743 USD/MWh, reflejando un entorno operativo caracterizado por una mayor exigencia del despacho marginal regional durante gran parte del mes. No obstante, entre el 19 y el 26 de mayo se registraron valores considerablemente elevados, asociados a escenarios de pérdida y limitación de recursos de generación en las áreas de control de El Salvador, Panamá y Guatemala. Estas condiciones en la región dieron lugar a la realización de redespachos regionales, lo que derivó en un incremento significativo del precio del MER, al requerirse generación de mayor costo para el abastecimiento del consumo local y regional.

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 continuidad 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 requirió generación térmica de mayor costo, lo que se tradujo en la persistencia de niveles elevados en los precios máximos diarios.

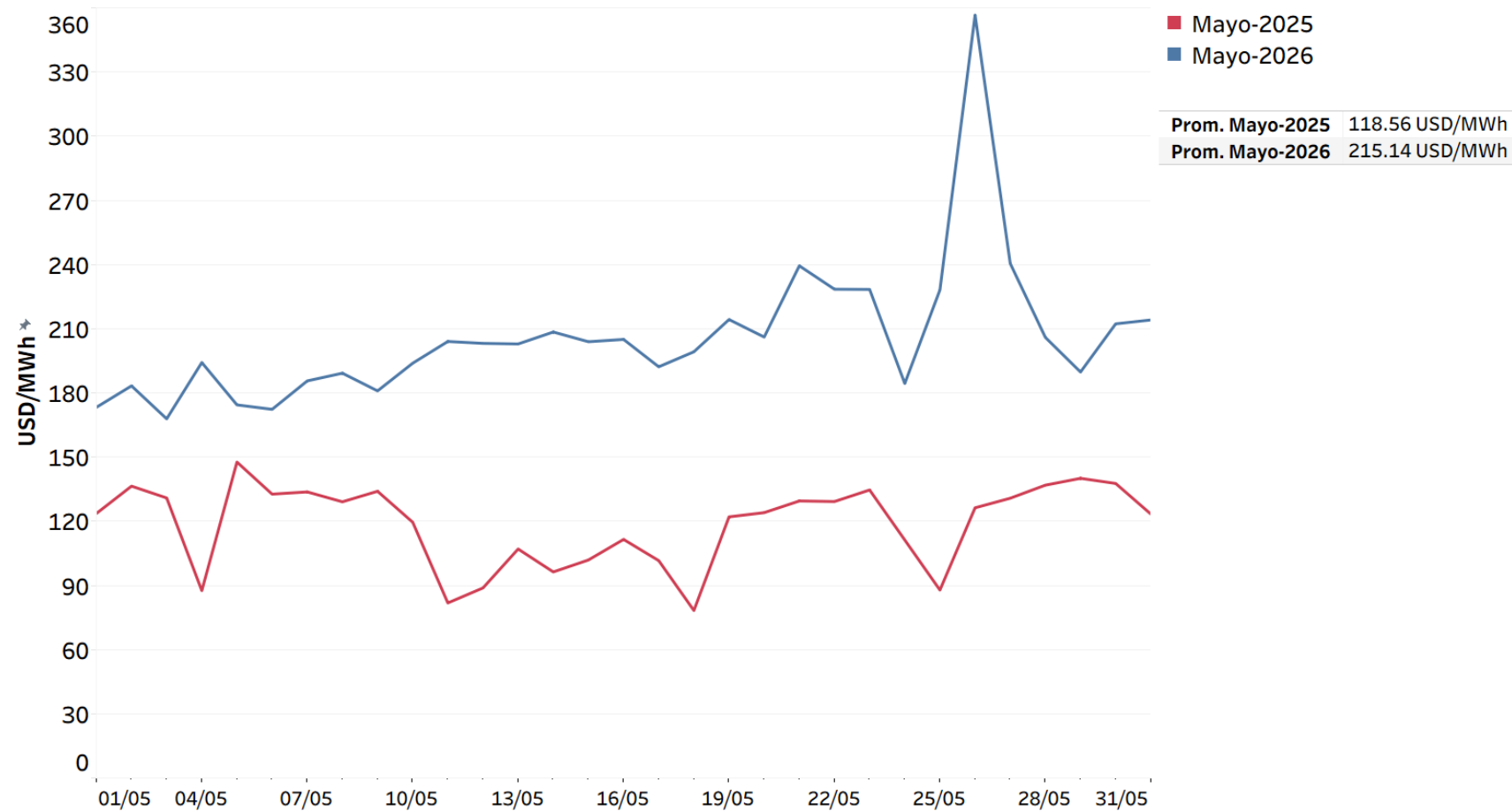
6.1.1. Dinámica general de los precios máximos

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

- Tendencia al alza con alta volatilidad, observándose incrementos progresivos durante la primera mitad del mes y por fluctuaciones más pronunciadas en la segunda mitad.
- Episodios marcados por una mayor exigencia en el despacho marginal regional, particularmente entre el 19 y el 26 de mayo, lo que derivó en incrementos significativos en los precios máximos diarios.
- Presencia de valores máximos excepcionalmente elevados en períodos puntuales, destacando el 19, 23 y 26 de mayo, los cuales reflejaron condiciones operativas particularmente exigentes en el sistema regional.

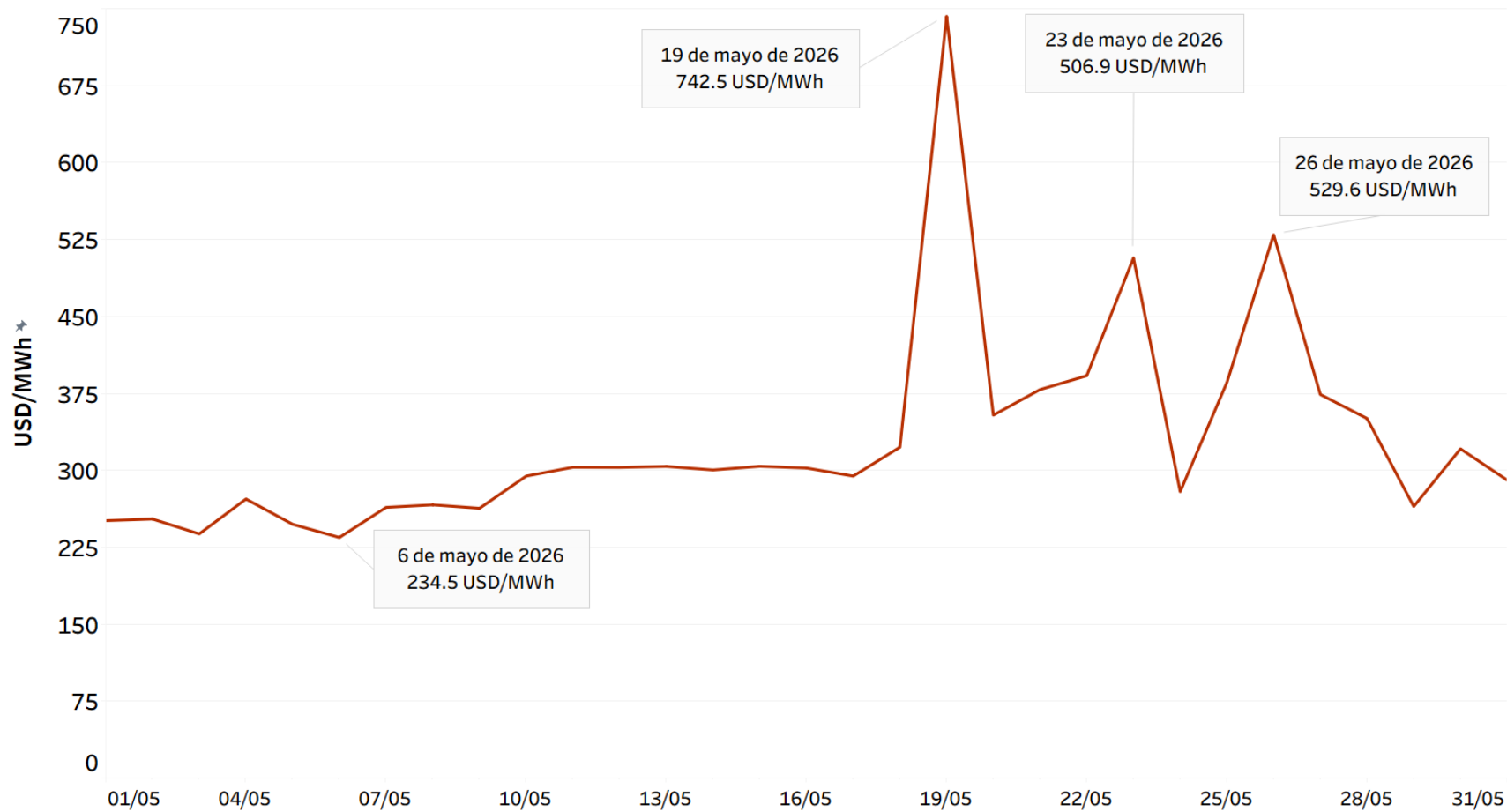
En síntesis, el comportamiento de los precios máximos diarios durante mayo de 2026 refleja un mercado regional con mayor nivel de exigencia operativa respecto al mes previo, en un contexto caracterizado por el incremento del consumo regional, la variabilidad en los aportes de generación renovable y la ocurrencia de escenarios operativos que limitaron la disponibilidad de recursos de generación, lo que se tradujo en una mayor volatilidad y en niveles elevados de precios en el MER.

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 mayo de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron dinámicas diferenciadas, en un contexto caracterizado por aportes renovables heterogéneos en las matrices de generación de los países miembros, el incremento relevante tanto interanual como intermensual del consumo regional, así como por la ocurrencia de escenarios operativos excepcionales que limitaron la disponibilidad de generación en las áreas de control de El Salvador, Panamá y Guatemala.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 215.14 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron tendencias diferenciadas (véase la Figura 14), en donde se observa una evolución general al alza en el caso del gas natural, y una trayectoria descendente en el caso del petróleo y del carbón térmico. Esta dinámica se dio 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*) registró valores en un rango aproximado de 90-108 USD/barril, con una tendencia a la baja hacia el cierre del período. Por su parte, el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, mostró una tendencia general ascendente, pasando de niveles cercanos a 2.7 USD/MMBTU al inicio del mes a valores próximos a 3.2 USD/MMBTU hacia finales de mayo. En cuanto al carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, se observó una ligera tendencia descendente, con precios que disminuyeron de aproximadamente 134 USD/Tonelada al inicio del mes a niveles cercanos a 131 USD/Tonelada hacia el cierre del período.

7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a mayo de 2026 evidencian 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: **-1.60**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.04**

Los valores negativos de la covarianza⁴ y del coeficiente de *Spearman*⁵ indican una relación inversa de magnitud prácticamente nula entre el precio del petróleo y el precio del MER. En particular, el valor del coeficiente de *Spearman* ($\rho = -0.04$) sugiere que no existe una relación significativa entre ambas variables durante el mes analizado.

Estos resultados muestran que no existe una correspondencia clara en las tendencias de ambos mercados; sin embargo, esta aparente divergencia no implica una relación causal, sino que responde a la interacción de factores independientes, en un contexto caracterizado, entre otros aspectos, por la tendencia a la baja del precio del petróleo y la continuidad de la época cálida en la región.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **19.28**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.50**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman*, al registrar valores positivos, evidencian la existencia de una relación directa de magnitud moderada entre el precio del gas natural y el precio del MER. En particular, el valor del coeficiente de *Spearman* ($\rho = 0.50$) sugiere una correspondencia parcial en la evolución de ambos mercados durante el mes analizado.

Este resultado indica que, si bien la generación a base de gas natural tuvo una participación relevante en términos de volumen durante mayo de 2026, su incidencia en la formación del precio marginal del sistema regional no fue predominante. En efecto, el aumento intermensual en la generación asociada a este combustible, particularmente en Panamá (+55.31 GWh) y en El Salvador (+50.71 GWh), estuvo vinculado en buena medida a condiciones de despacho no marginales o a generación base, lo que contribuye a explicar la relación observada sin que ello implique una incidencia directa y sostenida en la formación del precio del MER.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **-6.45**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.17**

Por su parte, el precio del carbón térmico evidenció, al igual que el del petróleo, una correlación inversa de baja magnitud con el precio del MER. En particular, el valor del

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.

coeficiente de *Spearman* ($p = -0.17$) sugiere una relación débil entre ambas variables, sin que se observe una correspondencia clara en la evolución de ambos mercados durante el mes analizado.

Dadas las condiciones operativas registradas en mayo de 2026, la generación a partir de carbón térmico habría operado predominantemente como generación base, particularmente en Guatemala, que cuenta con capacidad instalada asociada a este combustible. En este contexto, dichas centrales habrían 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.

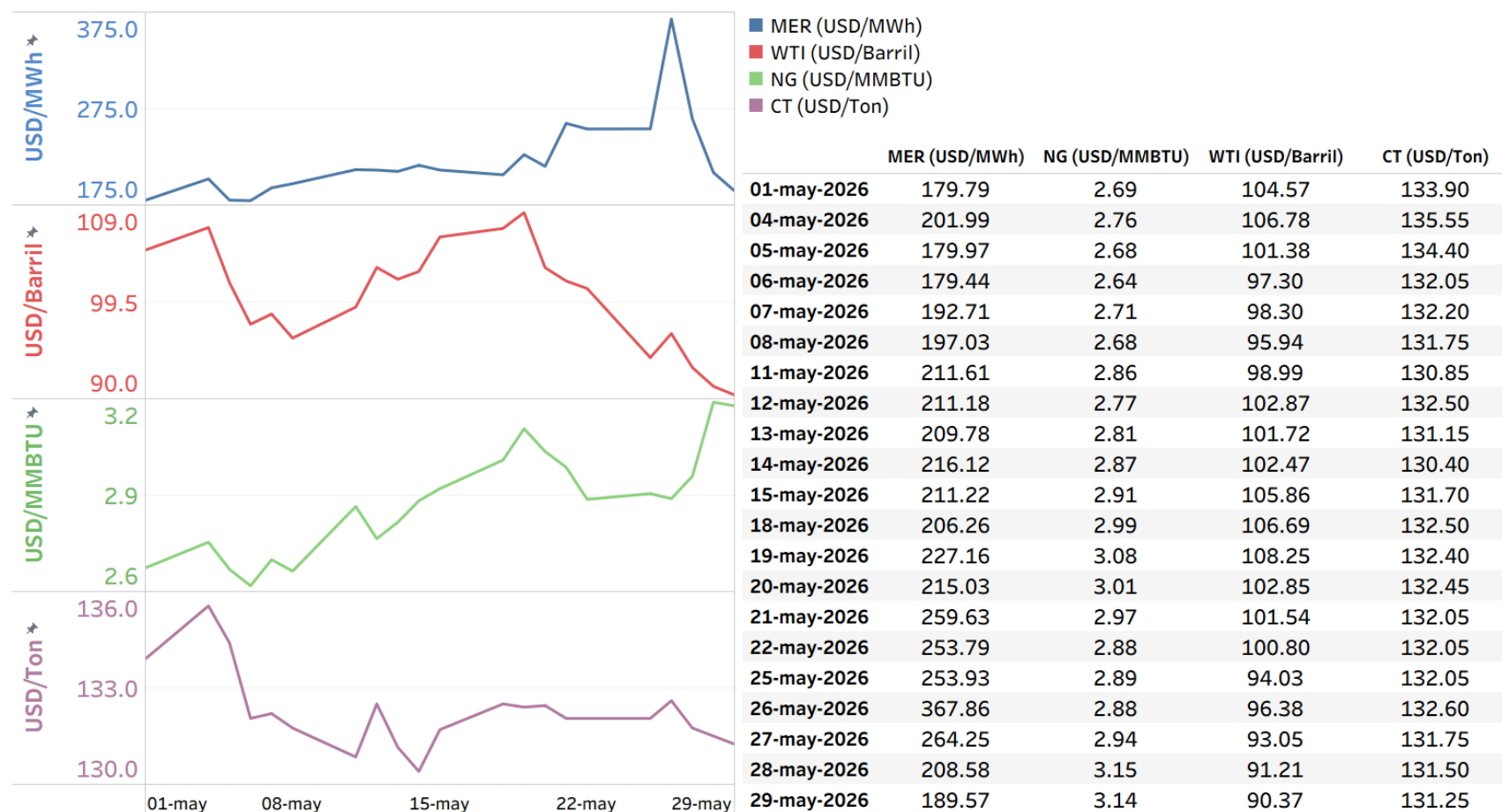
En ese sentido, los resultados estadísticos de mayo de 2026 confirman que las correlaciones y covarianzas observadas entre los precios de los combustibles fósiles y el precio del MER estuvieron determinadas predominantemente por factores propios del sistema regional, tales como la disponibilidad de generación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

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-1.60
NG (x), MER (y)	19.28
CT (x), MER (y)	-6.45
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.04
NG (x), MER (y)	0.50
CT (x), MER (y)	-0.17

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 mayo de 2026, reflejando la composición de sus matrices de generación y las condiciones operativas registradas en el mes analizado, caracterizadas por aportes heterogéneos de generación renovable, el aumento generalizado del consumo interno, así como escenarios de pérdida y limitación de generación y cambios topológicos en la Red de Transmisión Regional (RTR).

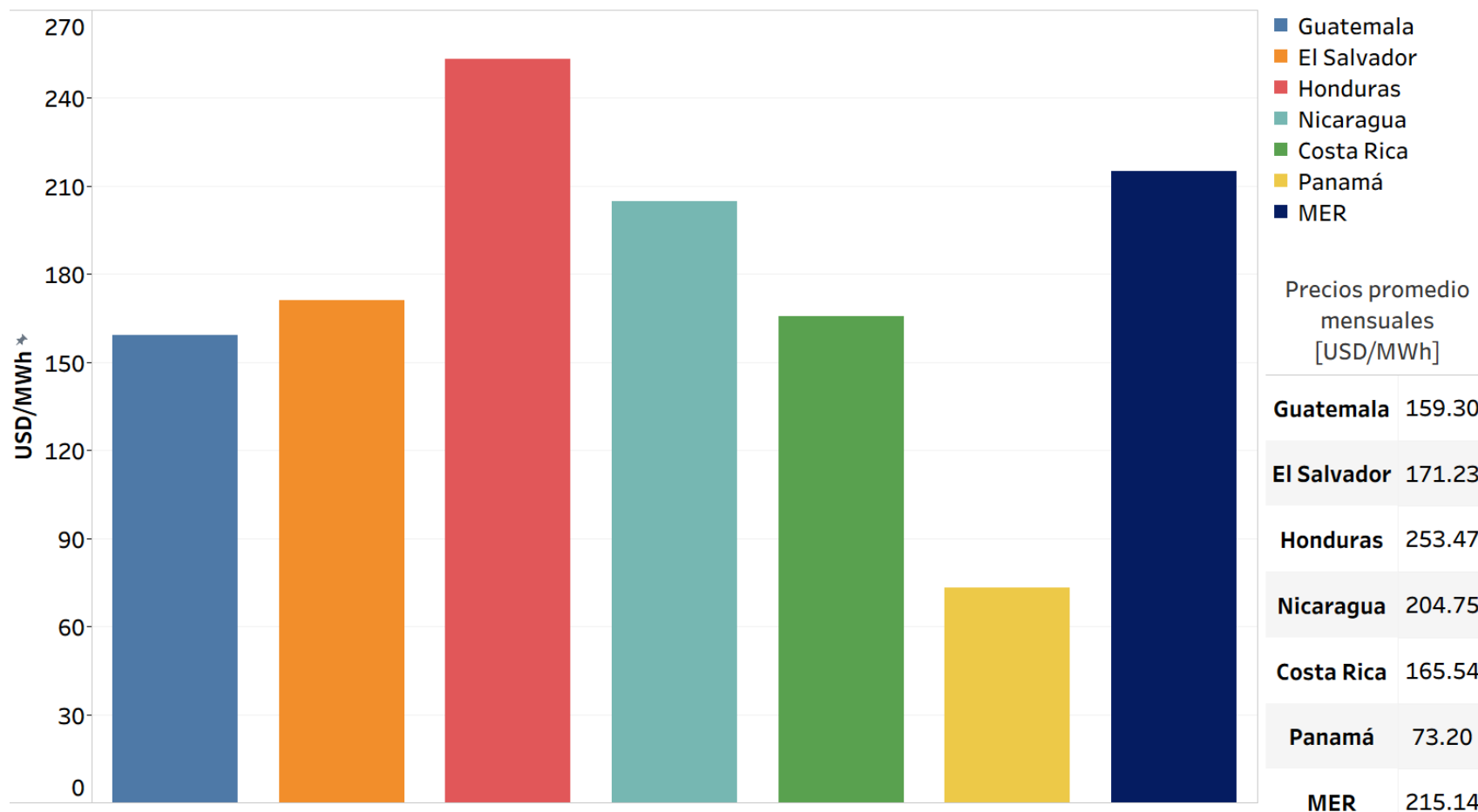
Tal como se aprecia en la Figura 15, Honduras registró el precio promedio mensual más elevado de la región, con 253.47 USD/MWh, siendo el único país con un precio nacional superior al del MER (215.14 USD/MWh). Le siguieron Nicaragua (204.75 USD/MWh), El Salvador (171.23 USD/MWh), Costa Rica (165.54 USD/MWh) y Guatemala (159.30 USD/MWh). En contraste, Panamá registró el precio promedio mensual más bajo, con 73.20 USD/MWh. En conjunto, estos países presentaron precios inferiores al del MER.

Cabe resaltar el comportamiento observado en Honduras, ya que en meses previos Nicaragua y Costa Rica habían liderado los precios promedio mensuales más elevados. Sin embargo, en mayo de 2026 Honduras registró el mayor incremento del consumo interno respecto al mes previo (+168.35 GWh), lo que se tradujo en un aumento del requerimiento de generación térmica local y, en consecuencia, en la tendencia al alza del despacho marginal en dicho país.

Por su parte, Nicaragua se posicionó en el segundo lugar, manteniendo precios nacionales elevados en línea con su estructura de costos de generación, aunque por debajo de los niveles observados en Honduras y del precio regional. Este comportamiento es consistente con la participación térmica relevante en su matriz de generación.

En contraste, Panamá, Guatemala, Costa Rica y El Salvador, que registraron precios promedio mensuales inferiores al del MER, también mostraron comportamientos coherentes con sus condiciones de generación y consumo. En estos países, los resultados se asocian a matrices de generación más diversificadas y competitivas, que favorecen niveles de precios nacionales inferiores al regional, incluso en escenarios de variabilidad en la disponibilidad de recursos renovables y en el requerimiento energético interno.

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 mayo de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada variabilidad entre los países miembros, así como una tendencia creciente respecto al mes previo, coherente con las condiciones operativas observadas en la región durante el período analizado.

Costa Rica registró, a inicios del mes, los niveles de precio promedio diario más elevados, con valores que superaron los 275 USD/MWh e incluso alcanzaron niveles cercanos a 400 USD/MWh el 2 de mayo. Posteriormente, se observó una tendencia a la baja acompañada de una relativa estabilización, en un contexto asociado al incremento gradual de la generación renovable local respecto al mes previo.

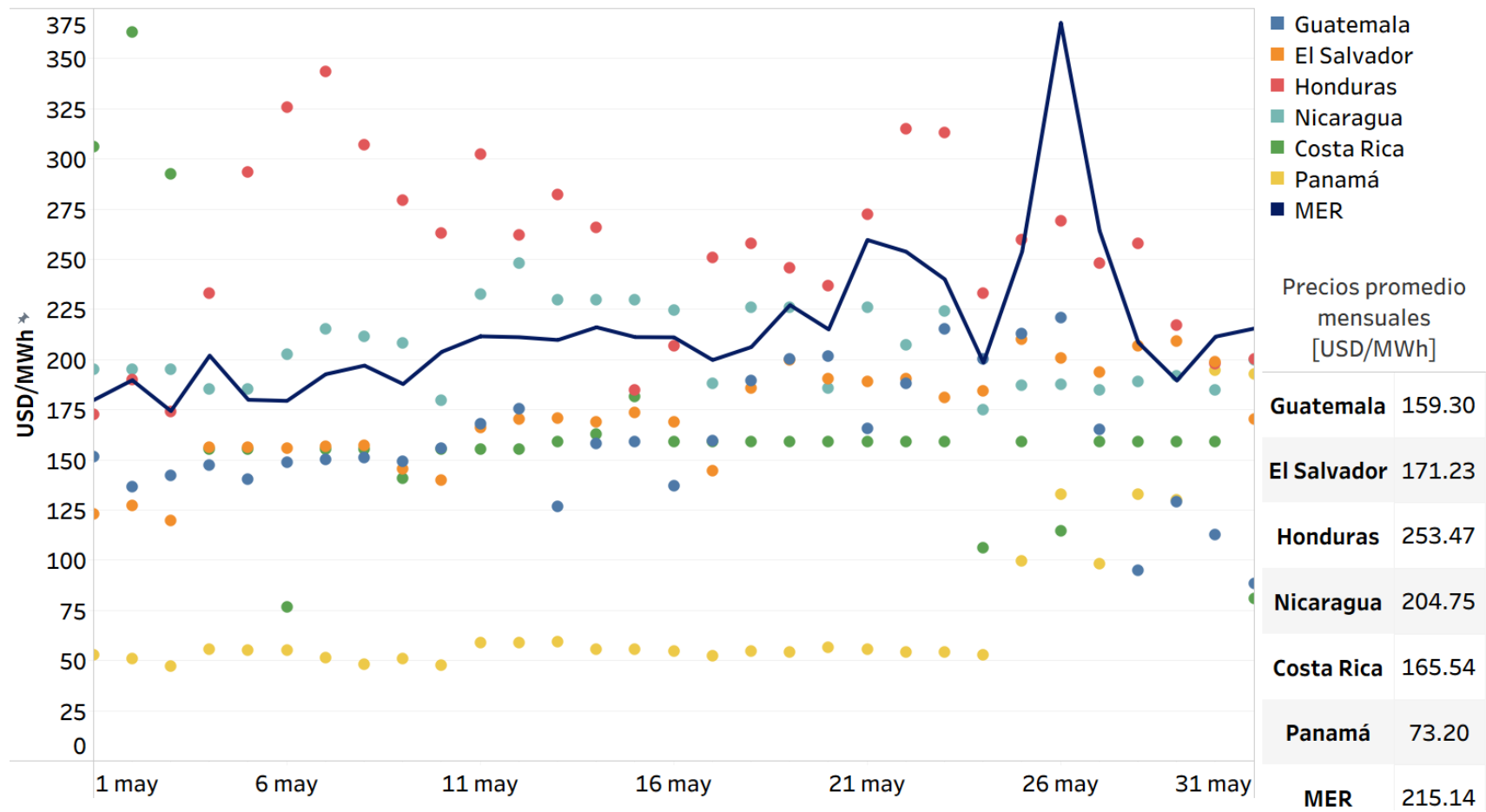
Honduras y Nicaragua mantuvieron precios promedio diarios consistentemente elevados, con valores concentrados entre los 200 USD/MWh y 350 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local y, en determinados períodos, de las importaciones del mercado regional.

Por su parte, El Salvador y Guatemala presentaron, durante la mayor parte de los días del mes, precios promedio inferiores a los del MER, consolidando su posición como sistemas relativamente competitivos en términos de costos de generación. No obstante, hacia el cierre del mes se observaron episodios puntuales en los que sus precios se aproximaron a la referencia regional, evidenciando su rol dual como exportadores e importadores en el MER.

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 50-125 USD/MWh, reflejando condiciones favorables de generación y consumo local en la mayoría de los días del mes, lo cual limitó la necesidad de recurrir a recursos de mayor costo.

En conclusión, el precio promedio diario del MER presentó una tendencia ascendente a lo largo de mayo de 2026, con incrementos más pronunciados a partir de su segunda mitad, alcanzando los valores más elevados hacia el cierre del mes. 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 el mercado regional.

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 mayo de 2026.

Desde la perspectiva de la correlación, El Salvador ($\rho = 0.59$) registró el valor más elevado, evidenciando una relación directa de magnitud moderada con el precio regional. Este comportamiento es consistente con la evolución observada en su precio nacional a lo largo del mes, particularmente durante la segunda mitad, en la que mostró una mayor alineación con la tendencia ascendente del MER, en un contexto de mayor exigencia del despacho marginal regional.

Guatemala ($\rho = 0.43$) y Honduras ($\rho = 0.32$) presentaron correlaciones directas de magnitud moderada y baja, respectivamente, reflejando una relación parcial con el precio regional. En el caso de Guatemala, este resultado se asocia a su rol dual como exportador e importador en el MER, mientras que en Honduras responde a su condición de importador relevante, en un entorno caracterizado por elevados niveles de consumo interno y mayor dependencia de generación térmica.

Por su parte, Nicaragua ($\rho = 0.16$), Panamá ($\rho = 0.17$) y Costa Rica ($\rho = 0.01$) registraron correlaciones directas de muy baja magnitud, evidenciando una relación débil con el precio del MER. En estos casos, los precios nacionales respondieron en mayor medida a condiciones internas de cada sistema eléctrico, tales como la estructura de costos de generación, la disponibilidad de recursos renovables y la dinámica del consumo energético, sin una correspondencia clara con la evolución del precio regional.

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

ρ : Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	0.43
El Salvador	0.59
Honduras	0.32
Nicaragua	0.16
Costa Rica	0.01
Panamá	0.17

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, El Salvador (27,269.44) presentó el valor más elevado, seguido por Guatemala (19,742.50), Honduras (14,576.28), Panamá (7,869.65) y Nicaragua

(7,373.68), lo que refleja una mayor magnitud en las variaciones conjuntas con el precio del MER. En contraste, Costa Rica (447.42) registró el valor más bajo, en línea con su correlación prácticamente nula. Estos resultados evidencian diferencias importantes en la sensibilidad de los precios nacionales frente a las variaciones del mercado regional.

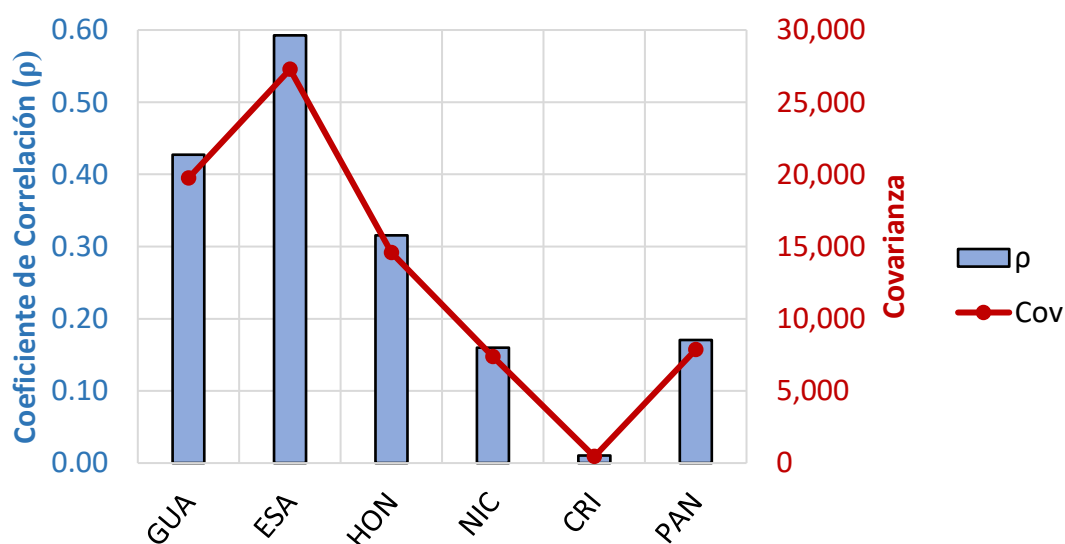
TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES

Cov: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	19,742.50
El Salvador	27,269.44
Honduras	14,576.28
Nicaragua	7,373.68
Costa Rica	447.42
Panamá	7,869.65

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, los resultados estadísticos de mayo de 2026 evidencian que, si bien todos los países presentaron relaciones directas con el precio del MER, estas fueron, en su mayoría, de magnitud moderada a muy baja. En este contexto, la dinámica de los precios nacionales continuó estando influenciada tanto por factores regionales, particularmente la mayor exigencia del despacho marginal durante el mes analizado, como por condiciones estructurales propias de cada sistema eléctrico. En consecuencia, la formación de precios respondió predominantemente a factores internos asociados a la disponibilidad y la estructura de costos de generación y el comportamiento del consumo de energía.

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

1. **Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 34,553 MWh (15.21%)
2. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 25,651 MWh (11.29%)
3. **Generadora del Atlántico, S.A. (6GGENA)** – Panamá: 15,067 MWh (6.63%)
4. **Ideal Panamá, S.A. (6GIDEALPMA)** – Panamá: 15,033 MWh (6.62%)
5. **Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34)** – El Salvador: 12,924 MWh (5.69%)

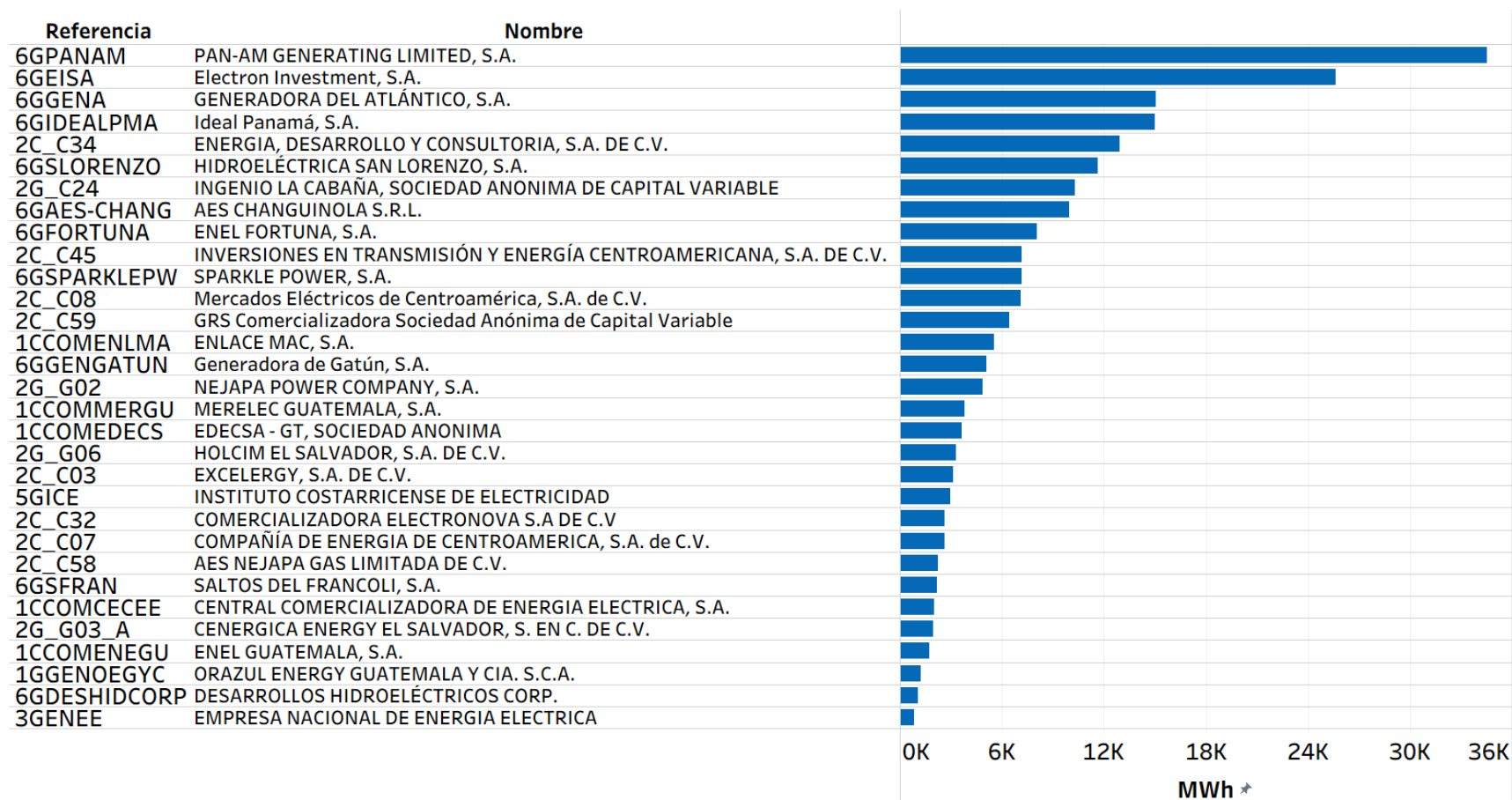
Estos cinco agentes concentraron el 45.44% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 6GPANAM se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional, en coherencia con el desempeño de Panamá como principal país oferente durante mayo de 2026. Este resultado se asocia al repunte intermensual de la generación hidroeléctrica (+11.11 GWh) y, de manera más significativa, al incremento de la generación a base de gas natural (+55.31 GWh).

Estas condiciones también se reflejaron en el desempeño de los agentes 6GEISA, 6GGENA y 6GIDEALPMA, pertenecientes al área de control de Panamá, los cuales registraron una participación relevante en las inyecciones al MER.

Por su parte, el agente salvadoreño 2C_C34 aportó un volumen considerable de inyecciones, favorecido por el aumento intermensual de la generación hidroeléctrica (+11.71 GWh), geotérmica (+7.08 GWh) y a base de gas natural (+50.71 GWh), lo que amplió la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER.

Cabe resaltar que, durante el mes analizado, ningún agente de Guatemala se posicionó entre los principales exportadores de energía al mercado regional, en coherencia con las condiciones operativas registradas en dicho país durante mayo de 2026.

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 del consumo, durante mayo 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. (4UEDETS)** – Nicaragua: 58,233 MWh (25.68%)
2. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE)** – Honduras: 34,821 MWh (15.36%)
3. **Merelec Guatemala, S.A. (1CCOMMERGU)** – Guatemala: 22,336 MWh (9.85%)
4. **Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C_C34)** – El Salvador: 15,955 MWh (7.04%)
5. **Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (1DDISEMELG)** – Guatemala: 11,765 MWh (5.19%)

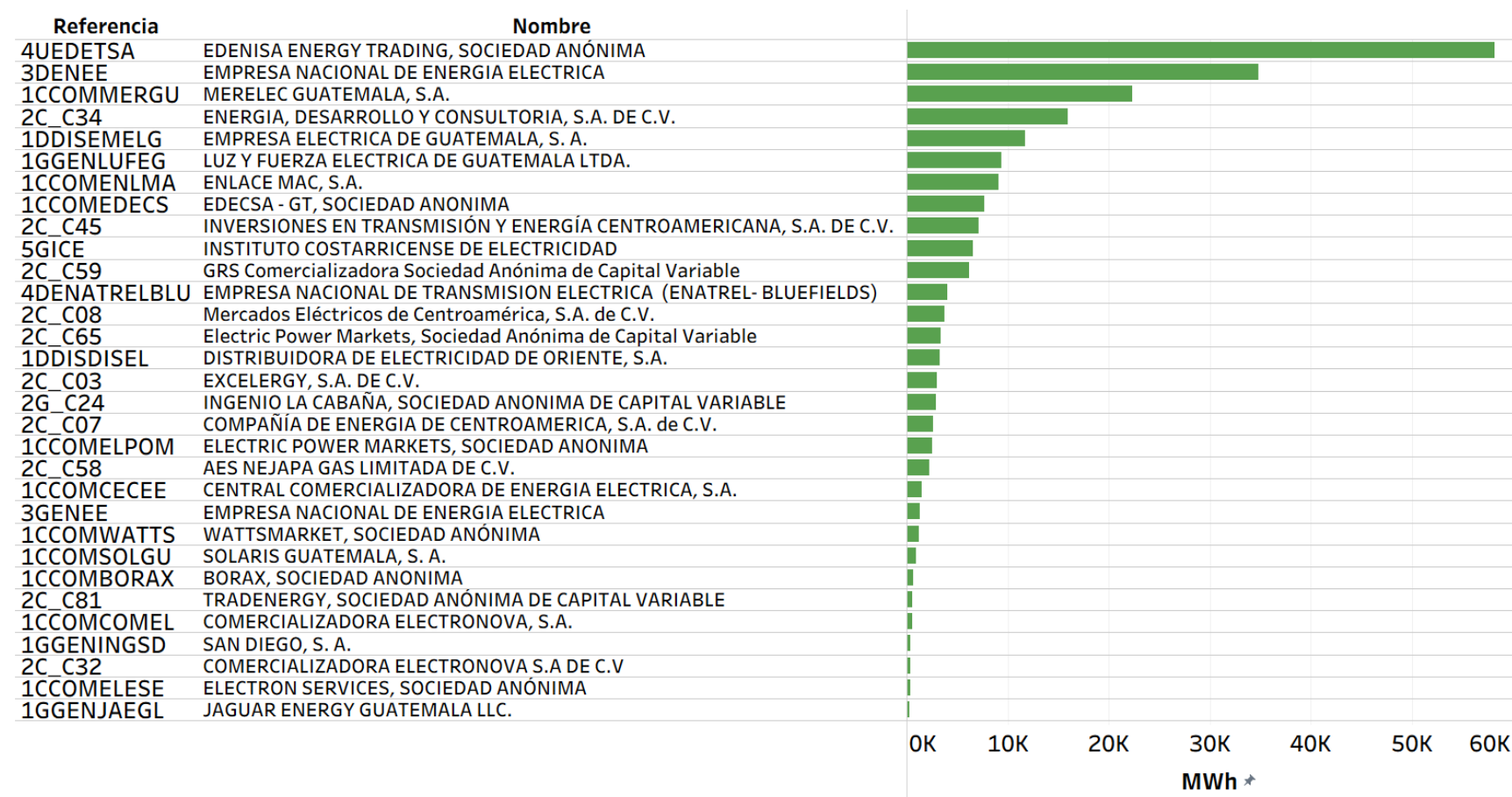
En conjunto, estos agentes concentraron el 63.12% del total de los retiros del MER durante el mes analizado, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En este contexto, dicha posición estuvo liderada principalmente por el gran usuario 4UEDETS.

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

En el caso de Guatemala, que se caracterizó por condiciones operativas excepcionales durante mayo de 2026, se observa la participación del agente comercializador 1CCOMMERGU como intermediario para la adquisición de energía en el mercado regional con destino al abastecimiento local. Asimismo, destaca la participación, por primera vez desde 2025 y en lo que va de 2026, de un agente distribuidor, en este caso 1DDISEMELG, que se posicionó como uno de los principales consumidores en el MER.

Para El Salvador, el agente comercializador 2C_C34, que también destacó en las inyecciones, se posicionó entre los principales consumidores en el MER, en un contexto en el que el país mantuvo el rol dual de exportador e importador que lo ha caracterizado a lo largo de 2025 y en lo que va de 2026.

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

Para el mes analizado, no se despacharon ofertas asociadas a este nivel de precios, incluso en un entorno operativo que requirió una mayor exigencia del despacho de generación en la región. En consecuencia, dichas ofertas no incidieron directamente en la formación de los precios regionales del MER durante mayo de 2026.

En ese sentido, el monitoreo permanente de este tipo de ofertas continúa siendo un elemento importante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que estas declaraciones pueden 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	68,280.00	0.00	482.47	660.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	8,371.13	0.00	476.61	476.61
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	619.02	0.00	534.27	534.27

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

El agente 5GICE encabezó nuevamente este grupo, al declarar 68,280.00 MWh con un precio promedio de 482.47 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 menor 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) y Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) declararon en conjunto volúmenes relevantes de energía, con precios promedio y máximos de 476.61 USD/MWh y 534.27 USD/MWh, respectivamente. 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.

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

En mayo de 2026, los agentes del MER no presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Cabe recordar que 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 de esta Comisión, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER. En este contexto, se considera necesario mantener el monitoreo permanente de este tipo de ofertas, independientemente de las condiciones operativas del sistema regional.

En resumen, durante el mes analizado, como se ha abordado a lo largo del presente informe, se presentaron condiciones operativas excepcionales que limitaron los volúmenes de excedentes de energía disponibles para su comercialización en el MER. Asimismo, dichas condiciones influyeron en los incentivos asociados a las inyecciones provenientes directamente de las áreas de control en las que se produce la energía. En ese sentido, esta situación favoreció la participación del mercado regional, el cual continuó ofreciendo alternativas competitivas para la atención del consumo energético de los países miembros, en función de las condiciones operativas registradas en mayo de 2026.

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 importante 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 mayo de 2026, dos agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 5, con valores ofertados que oscilaron entre 1 USD/MWh y 5 USD/MWh. Este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, en las que los agentes salvadoreños han señalado que su participación como compradores en el MOR se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de incertidumbre.

TABLA 5. 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.	11,160.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	987.42	1.00	1.00

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

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.

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

En términos técnicos, los factores más relevantes durante mayo de 2026 fueron las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos o fallas que involucraron 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 Ente Operador Regional (EOR) con relación a las MCTP correspondientes a mayo de 2026.

Cabe señalar que el OS/OM del área de control de El Salvador (UT) gestionó ante el EOR una actualización de las MCTP, la cual, tras la revisión y validación por parte de dicho Operador Regional, se hizo efectiva a partir del 22 de mayo de 2026, derivada de las condiciones estimadas del despacho de generación en dicha área de control.

Lo anterior se fundamenta en que el nivel del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande se encontraba por debajo de los 233 m.s.n.m., conforme a la información reportada por la UT al EOR el 20 de mayo del mismo año.

TABLA 6. 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	240	210	30
Media	300	270	260	30
Mínima	300	220	300	30

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 7. 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.

- La gestión de actualización realizada por la UT dio lugar a los siguientes resultados:

TABLA 8. VALORES DE EXPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 22 DE MAYO 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/>

10.2. Eventos regionales

Durante mayo de 2026 se registraron siete eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que involucraron la activación del EDACBF regional. El detalle correspondiente se presenta en la Tabla 9.

TABLA 9. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora 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° 77-5-2026	3-may-26	09:11:00	09:30:00	Honduras	Pérdida de 55.49 MW de generación en el área de control de Honduras y toma súbita de 30 MW de carga en el área de control de Guatemala.	59.237	I	253.33
N° 86-5-2026	13-may-26	11:12:00	11:42:00	Guatemala	Disparo de las líneas de transmisión de 138 kV Escuintla - Costa Sur y Moyuta - Pasaco, provocando la pérdida de 136 MW de generación debido a la desconexión de la planta fotovoltaica Horus y de la planta térmica Costa Sur.	59.202	I	297.42
N° 95-5-2026	21-may-26	12:01:00	13:34:00	Panamá	Disparo del transformador 2 de la subestación La Esperanza por pérdida de servicios auxiliares. Lo anterior provoca la pérdida de 137.5 MW de generación de las unidades 1, 2 y 3 de la planta Changuinola.	59.200	I	332.18
N° 96-5-2026	22-may-26	12:47:00	12:58:00	Panamá	Disparo del transformador 2 de la subestación La Esperanza (opera relé 59N). Lo anterior provoca la pérdida de 174 MW de generación de las unidades 1 y 2 de la planta Changuinola.	59.193	I	318.76
N° 97-5-2026	25-may-26	10:59:14	11:03:00	Panamá	Disparo de 148 MW de generación asociada a la unidad 2 de la planta Cobre Panamá	59.298	I	69.00
N° 98-5-2026	25-may-26	14:58:36	16:24:00	Panamá	Pérdida de 640 MW de carga en el área de control de Panamá.	59.086	II	373.37
N° 99-5-2026	30-may-26	09:37:00	09:55:00	Panamá	Pérdida de 281.7 MW de generación de las unidades 1 y 2 de la planta Cobre Panamá, debido al disparo de las líneas de transmisión de 230 kV Botija - Punta Rincón 230-44 y 230-43.	59.029	II	518.80

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

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/reportes-de-eventos-del-ser/>