



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

# ***INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-***

## **AGOSTO 2025**

**INFORME SV-42-2025**

A magnifying glass with a black handle and a silver rim, positioned in the bottom right corner. The lens is focused on the text below.

**UNA VISTA  
AL MERCADO  
ELÉCTRICO  
REGIONAL**

## Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2.	Transacciones por país miembro .....	6
2.1.	Inyecciones .....	7
2.2.	Retiros.....	8
3.	Transacciones por tipo de mercado.....	10
4.	Transacciones por tipo de oferta .....	11
4.1.	Inyecciones .....	11
4.2.	Retiros.....	13
5.	Precios del MER.....	15
5.1.	Factores explicativos.....	15
5.2.	Comparación con 2024 .....	16
5.3.	Precios máximos del MER.....	18
6.	Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	20
6.1.	Correlación estadística.....	20
6.2.	Evolución gráfica.....	21
6.3.	Conclusiones .....	23
7.	Precios nacionales.....	23
7.1.	Relación entre CMS nacionales y el precio del MER.....	27
7.1.1.	Correlación .....	27
7.1.2.	Covarianza .....	28
8.	Monitoreo del MER .....	31
8.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER .....	31
8.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	33
8.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER .....	35
8.4.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR.....	35
8.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes .....	36
8.6.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR.....	37
9.	Indicadores técnicos.....	38
9.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) agosto 2025 .....	38
9.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en agosto de 2025 .....	39

## Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro .....	9
Figura 2. Retiros del MER por país miembro .....	9
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	11
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta .....	12
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta .....	14
Figura 6. Precios promedio horarios del MER agosto 2024-2025.....	17
Figura 7. Precios máximos del MER agosto 2025.....	19
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural agosto 2025 .....	22
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER agosto 2025 .....	24
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER agosto 2025 .....	26
Figura 11. Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales agosto 2025 .....	30
Figura 12. Agentes con más inyecciones al MER agosto 2025.....	32
Figura 13. Agentes con más retiros del MER agosto 2025.....	34

## Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural agosto 2025 .....	20
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los CMS nacionales agosto 2025.....	28
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los CMS nacionales agosto 2025 .....	29
Tabla 4. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh .....	36
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	37
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh .....	38
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW) .....	38
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW) .....	39
Tabla 9. Valores de importación de El Salvador a partir del 01 de agosto de 2025 (MW) .....	39
Tabla 10. Eventos que afectaron la operación regional en agosto 2025 .....	40

## 1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-21-2025 (emitida el 28 de agosto de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la ‘MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER’, según el detalle del anexo I de la presente resolución.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-21-2025-Resultado-Consulta-Publica-01-2025.pdf>

---

Mediante resolución CRIE-22-2025 (emitida el 28 de agosto de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** que el monto de USD 606,829 correspondiente a intereses de cuentas corrientes e intereses de inversiones transitorias del año 2024, formará parte del fondo creado a través del acuerdo CRIE-03-145, para ejecutar las inversiones en servidumbres autorizadas por la CRIE; con esta adición el fondo queda en un monto total de USD 3,349,225.”.*

*“(...) **APROBAR** un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2025; en ese sentido, el IAR aprobado mediante la resolución CRIE-38-2024 pasa de un monto de USD 65,647,304 a un monto de USD 71,933,339, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a realizar los cálculos de Conciliación, Facturación y Liquidación de los Cargos de Transmisión que correspondan, incluyendo el Cargo Complementario de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC, conforme al ajuste del IAR del Resuelve Segundo de la presente resolución.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-22-2025-Ajuste-IAR-2025.pdf>

---

Mediante resolución CRIE-23-2025 (emitida el 28 de agosto de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Interamerican Solar, S. A.**, para conectar a la RTR de Nicaragua la central de generación fotovoltaica denominada ‘PROYECTO SOLAR EL JAGUAR II - 20 MW’, para la inyección de hasta 20 MW AC (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Interamerican Solar, S. A.**, que previo a la puesta en servicio de la central de generación fotovoltaica denominada: ‘PROYECTO SOLAR EL JAGUAR II - 20 MW’, para la inyección de hasta 20 MW AC, deberá cumplir con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”.*

*“(...) **INSTRUIR a Interamerican Solar, S. A.**, para que cumpla con lo indicado por el CNDC y ENATREL en relación con lo siguiente: // a) Mantener la disponibilidad permanente del sistema de almacenamiento BESS, el cual deberá ser recargado exclusivamente desde la misma planta solar y mantenerse operativo durante toda la vida útil de esta. // b) Instalar capacitores de 6.0 MVAR y 4.0 MVAR en las barras de 24.9 kV de las Subestaciones Sébaco y El Sauce, respectivamente, a fin de garantizar suficiente margen de reserva de potencia reactiva en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).”.*

*“(...) **INSTRUIR a Interamerican Solar, S. A.** que durante la etapa de aprobación del diseño técnico de detalle y parametrización del sistema de control y protecciones y previo a la puesta en operación de la central, deberá confirmar que cumple con el requerimiento establecido en el numeral 4.12.5, literal d), del libro III del RMER.”.*

*“(...) **INSTRUIR a Interamerican Solar, S. A.** para que, durante la operación en tiempo real del proyecto, garantice que la central funciona y responde de acuerdo 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 RMER.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-23-2025-Proyecto-Solar-El-Jaguar-II-1.pdf>

---

Mediante resolución CRIE-24-2025 (emitida el 29 de agosto de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR) y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), OS/OM de Guatemala**, para que, de forma coordinada, den cumplimiento al cronograma de trabajo relacionado con los análisis indicados por el AMM en su nota GG-616-2023, el cual fue remitido por el EOR a la CRIE mediante la nota EOR-GOS-26-10-2023-145. En ese sentido, el EOR deberá informar a esta Comisión, con periodicidad bimensual, sobre los avances en la ejecución del citado cronograma de trabajo, detallando el progreso alcanzado en cada una de las etapas del proceso de implementación de la referida acción remedial.”.*

*“(...) **INSTRUIR al Ente Operador Regional (EOR)** para que remita a la CRIE retroalimentación relacionada con eventos ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que hayan involucrado la actuación del EDACBF regional y que requieran una o más acciones remediales (como revisión y ajustes de protecciones, mantenimientos correctivos, entre otras); para ello, el EOR deberá remitir un informe detallado con periodicidad cuatrimestral, que incluya, al menos, la siguiente información: a) fecha y hora de ocurrencia, b) OS/OMS y agentes involucrados, c) descripción de las acciones emprendidas y a emprender orientadas a mitigar los eventos, d) estado de avance del total de acciones remediales que se encuentren en ejecución, e) resultados obtenidos y f) cualquier observación relevante. Estos informes deberán ser remitidos a la CRIE a más tardar a los primeros quince (15) días hábiles de los meses de mayo, septiembre y enero, respectivamente.”.*

*“(...) **INTRUIR** (sic) al Ente Operador Regional (EOR) a que consulte al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, sobre el modo de operación del AGC del sistema eléctrico de México y elabore un informe con las evidencias correspondientes. Dicho informe deberá ser remitido a esta Comisión para su registro oficial y como respaldo de las acciones llevadas a cabo por el EOR en relación con dicha verificación. Este informe deberá remitirse a la CRIE en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a que adquiera firmeza la presente resolución. En caso de requerirse un plazo adicional, por causas debidamente justificadas, el EOR deberá comunicarlo con la antelación debida al Secretario Ejecutivo de la CRIE, quien resolverá lo que corresponda sobre la solicitud de prórroga.”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) para que, de manera coordinada con el AMM y el agente transmisor ETCEE-INDE, realice los análisis pertinentes que permitan confirmar o descartar la necesidad de implementar la acción remedial de disparo del reactor de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes o en todo caso proponer acciones remediales adicionales que resulten de dicho análisis. Este análisis deberá enfocarse en identificar los potenciales riesgos para la integridad de las personas o los posibles daños a las instalaciones de transmisión involucradas, y que han dificultado la implementación de la acción remedial asociada al disparo del referido reactor. En ese sentido, el EOR deberá remitir a la CRIE, en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a que adquiera firmeza la presente resolución, el cronograma de trabajo correspondiente para llevar a cabo estos análisis, el cual deberá incluir de forma detallada cada una de las etapas del proceso de análisis. Asimismo, el Operador Regional deberá informar a esta Comisión, con periodicidad bimensual, los avances obtenidos en la ejecución de dicho cronograma de trabajo.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-24-2025-Resultado-investigacion-enlace-extrarregional-del-SER.pdf>

---

## 2. Transacciones por país miembro

Durante agosto de 2025, el comportamiento de las inyecciones y retiros en el MER reflejó un cambio notable en la dinámica regional, impulsado principalmente por variaciones significativas en la disponibilidad de generación renovable y en la demanda interna de los países miembros. Este mes se observó una marcada influencia de factores climáticos, que determinaron tanto la oferta exportable como las necesidades de importación en el mercado regional.

## 2.1. Inyecciones

En el ámbito de las inyecciones, Panamá y Guatemala lideraron como principales exportadores netos:

- **Panamá** alcanzó el primer lugar, con 129.77 GWh (36%). Este resultado estuvo respaldado por una reducción de 42.4 GWh en generación renovable, principalmente hidroeléctrica, según datos del CND-ETESA, que fue compensada por un aumento de 48 GWh en generación no renovable, lo cual permitió sostener altos niveles de exportación. Según el Boletín Climático de CATHALAC – agosto 2025, la disminución de lluvias en las cuencas de Bayano y Chagres limitó la hidrología, obligando a una mayor participación de plantas térmicas para atender la creciente demanda interna (+4.7 GWh) y mantener excedentes competitivos para el MER.
- **Guatemala** se posicionó en segundo lugar con 116.19 GWh (32.24%), reflejando un saldo exportador robusto a pesar de condiciones internas menos favorables. El país experimentó una reducción de 63.5 GWh en generación renovable, principalmente hidroeléctrica, compensada parcialmente con un incremento de 97 GWh en generación no renovable, según datos del AMM. Esta compensación permitió abastecer un incremento intermensual de 5.9 GWh en la demanda interna, mientras se mantuvo capacidad para exportar al mercado regional.
- **El Salvador** inyectó 96.76 GWh (26.84%), evidenciando una mayor competitividad de su matriz energética durante el mes. Esto se debió a un incremento de 18.7 GWh en generación renovable y una reducción de 26.5 GWh en generación no renovable, según datos de la UT, lo que optimizó su oferta interna y sostuvo su participación exportadora. Esta mejora estuvo asociada a lluvias moderadas que favorecieron la generación hidroeléctrica, según el informe meteorológico nacional de agosto 2025.
- **Costa Rica** registró un volumen mucho menor de inyecciones, con 17.17 GWh (4.76%), a pesar de haber experimentado un aumento extraordinario de 1,099.5 GWh en generación renovable. Este comportamiento se explica por la prioridad dada al abastecimiento de su demanda interna (-3.9 GWh), lo que limitó los excedentes disponibles para exportación. Según el Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica, el repunte renovable se relaciona con un incremento en la pluviosidad y la intensificación de los vientos alisios en la vertiente del Pacífico Norte.
- **Honduras** presentó inyecciones marginales, con apenas 0.55 GWh (0.15%), mientras que Nicaragua no realizó inyecciones al MER, manteniendo la misma condición observada en los últimos meses de 2024 y lo que va de 2025.

En conjunto, las cifras muestran que el liderazgo exportador se concentró en Panamá y Guatemala, mientras que Costa Rica, pese a su fuerte repunte renovable, optó por destinar la mayor parte de su generación a su propio sistema.

## 2.2. Retiros

En materia de retiros, la concentración se mantuvo en Nicaragua, Guatemala, El Salvador y Honduras:

- **Nicaragua** se consolidó como el principal importador, con 135.78 GWh (37.30%), reflejando su alta dependencia de generación térmica local y la limitada capacidad de generación renovable. Esta situación estuvo relacionada con condiciones climáticas adversas, particularmente la sequía persistente en el norte del país, reportada por el INETER en su Boletín Climático de agosto 2025, que redujo la disponibilidad hidroeléctrica y obligó a un mayor requerimiento del MER.
- **Guatemala** registró retiros por 100.85 GWh (27.70%), manteniéndose como uno de los principales compradores del MER, aunque con una ligera disminución en su participación porcentual respecto a julio. Este comportamiento refleja el efecto combinado del crecimiento de la demanda interna y la reducción en la generación renovable, factores que incrementaron su necesidad de apoyo del mercado regional para equilibrar su sistema eléctrico.
- **El Salvador** retiró 77.46 GWh (21.28%), mostrando un aumento intermensual significativo. A pesar de la optimización de su matriz energética y la mejora en la generación renovable, al igual que Guatemala, dependió en mayor medida del MER para asegurar el balance entre su oferta y demanda eléctrica, evidenciando la relevancia de la integración regional para la estabilidad de su sistema.
- **Honduras** demandó 45.74 GWh (12.57%), en línea con su tendencia histórica de importaciones debido a la alta participación térmica en su matriz y precios internos elevados respecto al precio promedio regional.
- **Panamá** reportó retiros marginales de 3.39 GWh (0.93%), mientras que Costa Rica prácticamente no demandó energía del MER, con apenas 0.80 GWh (0.22%), reafirmando su condición de exportador neto.

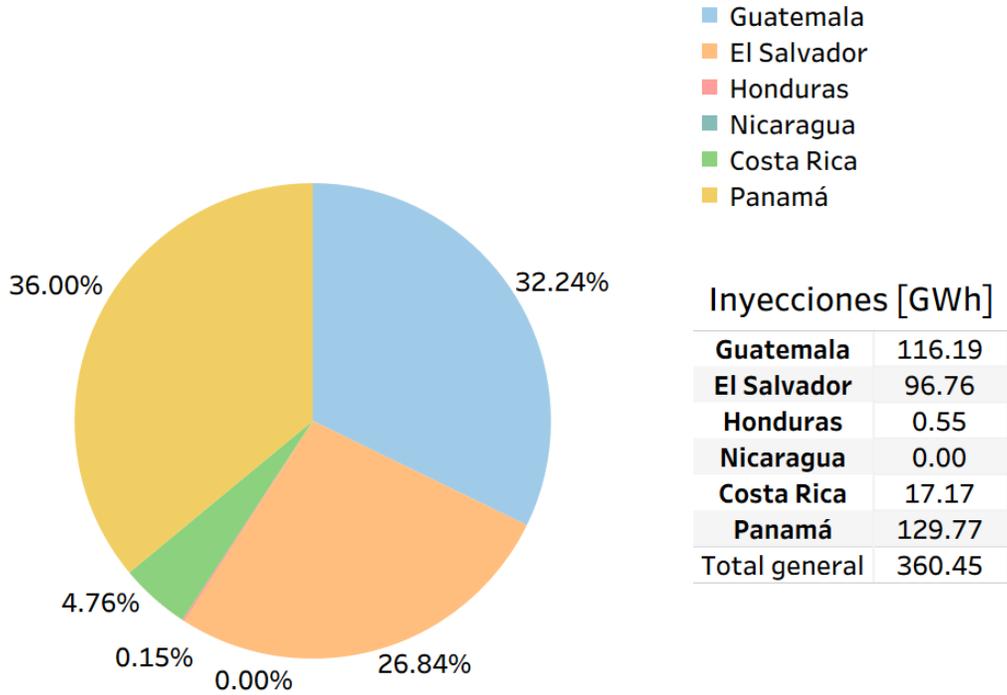
El comportamiento de agosto de 2025 reafirma el papel del MER como plataforma de optimización regional. Panamá y Guatemala lideraron las exportaciones, con matrices más flexibles para responder a las variaciones climáticas y de demanda, mientras Nicaragua y Honduras consolidaron su rol como principales importadores netos, evidenciando su dependencia estructural del mercado.

En este mes, los factores climáticos desempeñaron un papel determinante: la sequía en Nicaragua y la reducción de lluvias en Panamá limitaron la generación hidroeléctrica, mientras que en Costa Rica las condiciones favorables impulsaron de manera significativa la generación renovable, aunque esta se destinó principalmente al mercado interno.

Estas dinámicas resaltan la importancia del MER como mecanismo compensador que facilita la cobertura de la demanda regional con base en los excedentes más eficientes y

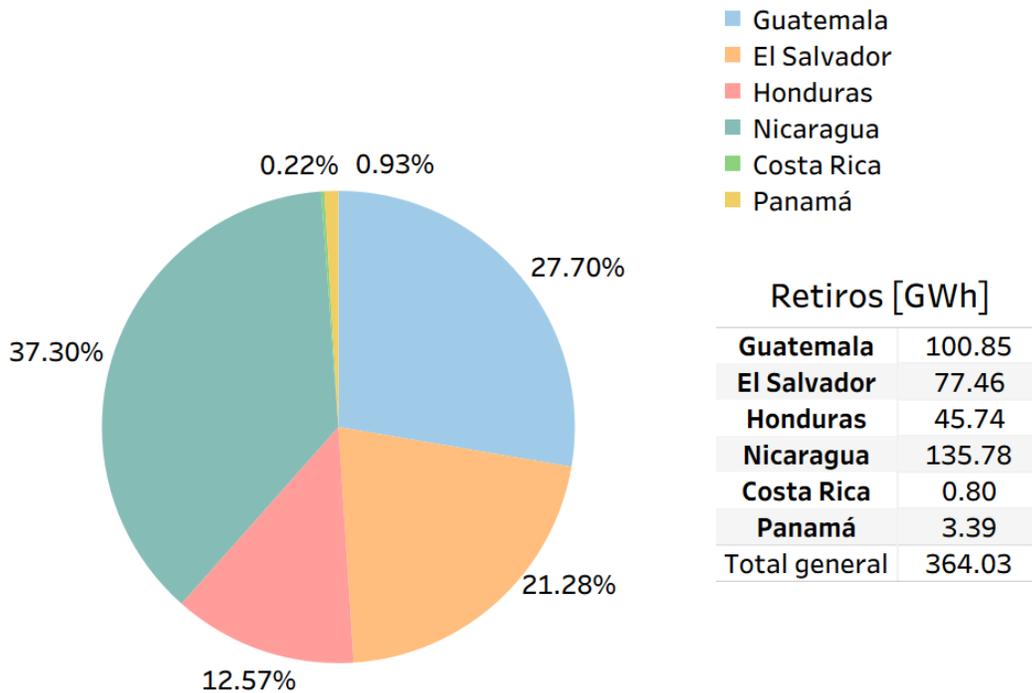
competitivos, mitigando los efectos de las variaciones climáticas y de oferta energética en cada país.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

### 3. Transacciones por tipo de mercado

En agosto de 2025, el 89.24% de las inyecciones de energía al MER (321.65 GWh) se canalizó a través de declaraciones en el Mercado de Contratos Regional (MCR) asociadas a contratos (firmes y no firmes, incluyendo ofertas de flexibilidad), mientras que el 10.76% restante (38.79 GWh) correspondió a declaraciones directas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución marca un cambio estructural importante respecto a julio, cuando el MCR tuvo una participación del 74.31% (279.7 GWh) y el MOR del 25.69% (96.7 GWh).

En términos absolutos, el MCR registró un aumento sustancial de 41.95 GWh (+15% intermensual), mientras que el MOR experimentó una caída drástica de 57.91 GWh (-59.9% intermensual). Este comportamiento refleja un retorno a la estabilidad contractual luego de la marcada volatilidad observada en julio, mes en el que la abundancia de excedentes renovables favoreció la negociación de transacciones *spot*.

El fortalecimiento del MCR durante agosto está estrechamente vinculado con la dinámica climática y operativa analizada previamente. Por un lado, el incremento significativo de la generación renovable en Costa Rica (+1,099.5 GWh) se destinó prioritariamente al abastecimiento interno, limitando la oferta para el MOR. Por otro lado, en Panamá, la reducción de lluvias en las cuencas hidroeléctricas obligó a un mayor uso de generación térmica, lo que llevó a privilegiar los intercambios bajo esquemas contractuales, asegurando así la cobertura de sus compromisos y de la demanda interna, que creció en 4.7 GWh.

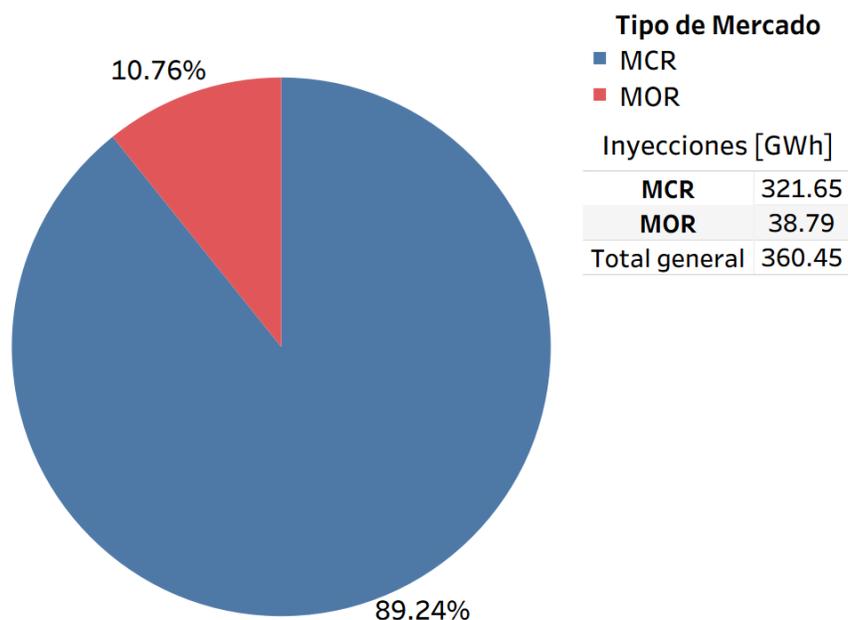
Comparando la evolución anual, agosto destaca como el mes con mayor predominio del MCR en 2025, superando incluso los niveles observados en marzo (86.81%). Este comportamiento confirma que, en escenarios de menor disponibilidad de excedentes renovables para exportación, los agentes tienden a consolidar sus operaciones en el mercado contractual, reduciendo la exposición a la volatilidad de precios característica del MOR.

La reducción del MOR no implica una pérdida de relevancia, sino que resalta su función estacional y complementaria. En meses con abundancia de generación renovable, como julio, su participación aumenta considerablemente, mientras que, en periodos con condiciones climáticas más restrictivas, como agosto, su peso disminuye, sirviendo principalmente para absorber fluctuaciones puntuales en la oferta y demanda regional.

Cabe precisar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los contratos firmes y no firmes, en la práctica constituyen transacciones de oportunidad. En agosto de 2025, estas ofertas representaron 72.72 GWh (20.18% del total de inyecciones), razón por la cual se mencionan posteriormente dentro de la dinámica del MOR al analizar el comportamiento de las transacciones por tipo de oferta.

En conclusión, los resultados de agosto 2025 evidencian un reposicionamiento del MCR como pilar central del intercambio regional, con el MOR actuando como un mecanismo flexible y adaptativo a la variabilidad climática. Esta dinámica reafirma la importancia de mantener un balance estratégico entre ambos mercados para garantizar la eficiencia y estabilidad del MER.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

## 4. Transacciones por tipo de oferta

En el MER, las transacciones se estructuran en diversas modalidades de oferta que reflejan la estrategia de los países miembros para administrar sus excedentes de generación o cubrir sus necesidades de abastecimiento. Estas modalidades responden tanto a condiciones estructurales de cada sistema eléctrico como a factores climáticos y operativos que influyen en el comportamiento mensual.

Durante agosto de 2025, se observaron variaciones significativas en la composición de las inyecciones y retiros, las cuales reflejan los cambios en la generación renovable y térmica analizados en las secciones anteriores, así como la priorización de contratos como herramienta de estabilidad para los países importadores y exportadores.

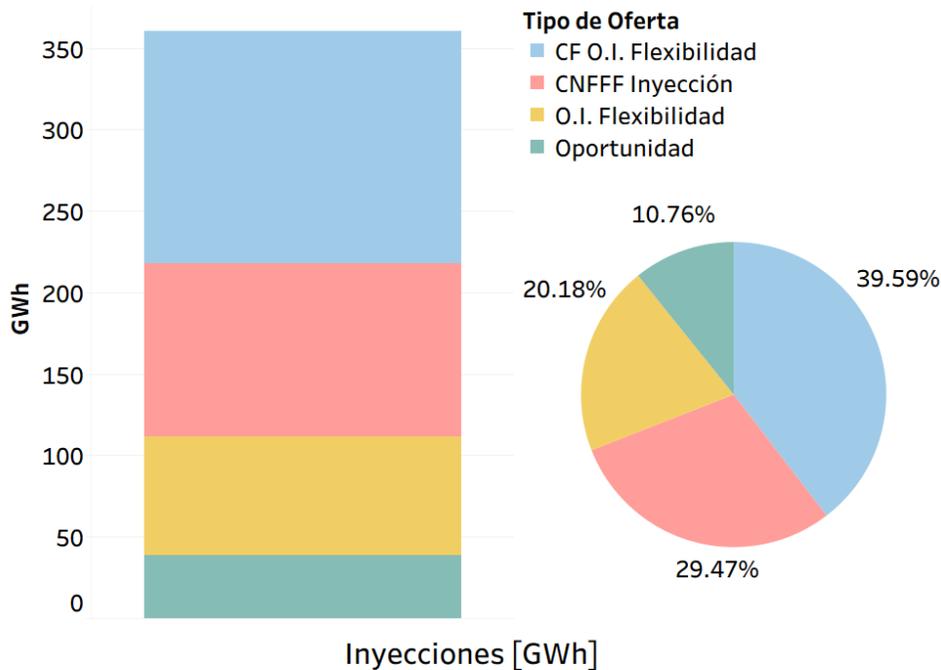
### 4.1. Inyecciones

Las inyecciones al MER durante agosto alcanzaron un total de 360.45 GWh, con la siguiente distribución:

- **Contratos Firmes (CF):** 142.70 GWh (39.59%), consolidándose como la principal modalidad de inyección. Este resultado reafirma la continuidad del uso de compromisos firmes para garantizar la colocación planificada de excedentes, principalmente por parte de Guatemala, El Salvador y Panamá.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 106.23 GWh (29.47%), mostrando estabilidad como mecanismo complementario para el intercambio regional.
- **Ofertas de Flexibilidad:** 72.72 GWh (20.18%), evidenciando un aumento respecto a los meses previos, lo cual refleja la necesidad de ajustes operativos frente a la variabilidad climática que afectó la generación renovable en Panamá y Guatemala.
- **Ofertas de Oportunidad:** 38.79 GWh (10.76%), con una participación mucho menor en comparación con los meses anteriores. Esta caída está relacionada con la prioridad que Costa Rica dio a su mercado interno, a pesar del incremento extraordinario en su generación renovable, lo que limitó los excedentes disponibles para transacciones spot.

En conjunto, el 69.06% de las inyecciones se canalizó mediante contratos, tanto firmes como no firmes, mientras que el 30.94% restante correspondió a operaciones de oportunidad, incluyendo las ofertas de flexibilidad gestionadas en el MOR. Esta distribución refleja un mercado claramente orientado a la estabilidad contractual durante agosto, en contraste con meses anteriores, cuando la abundancia de generación renovable favoreció una mayor participación del MOR como canal para transacciones *spot*.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibili..	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
142.70	106.23	72.72	38.79	360.45

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.

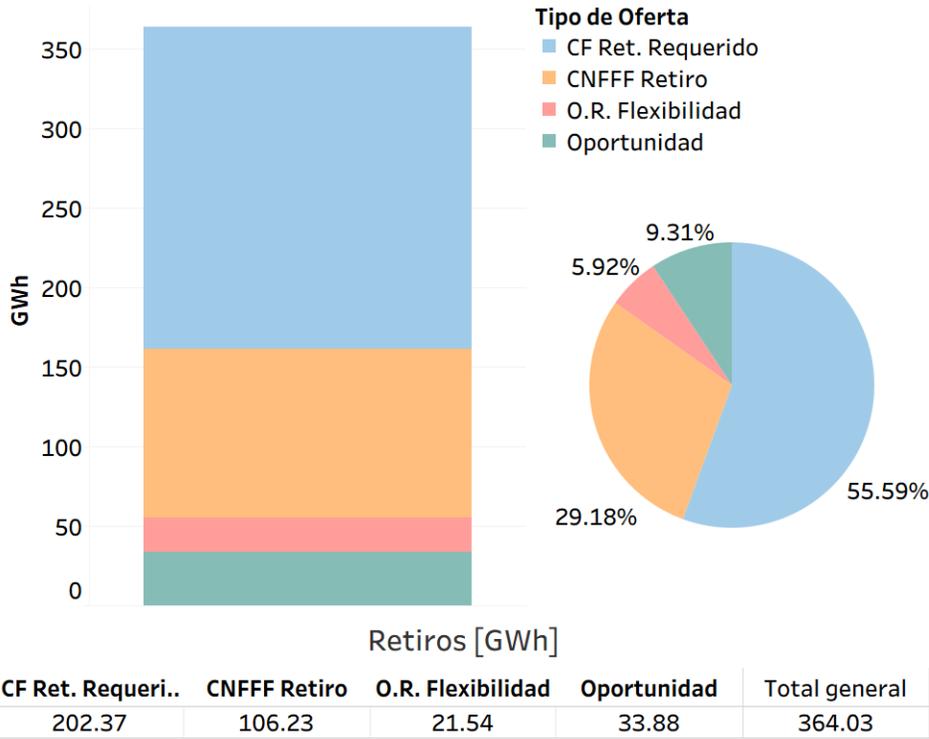
## 4.2. Retiros

En materia de retiros, se registró un total de 364.03 GWh, con predominio de los compromisos firmes como mecanismo de abastecimiento seguro:

- **Contratos Firmes (CF):** 202.37 GWh (55.59%), confirmando el rol central de esta modalidad para cubrir la demanda regional, especialmente en países con alta dependencia del MER, como Nicaragua y Honduras.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 106.23 GWh (29.18%), manteniéndose como el segundo mecanismo en importancia y evidenciando estabilidad en su uso frente a meses previos.
- **Ofertas de Flexibilidad:** 21.54 GWh (5.92%), relacionadas con ajustes operativos y necesidades específicas de balance entre áreas de control.
- **Ofertas de Oportunidad:** 33.88 GWh (9.31%), que incrementaron ligeramente respecto a julio, reflejando compras puntuales en el MOR ante variaciones de precios y necesidades temporales de cobertura.

El predominio de los contratos (CF y CNFFF) en los retiros, con una participación combinada del 84.77%, reafirma la estrategia de los países importadores de priorizar mecanismos predecibles para asegurar el suministro, especialmente en un contexto donde Nicaragua y Honduras enfrentaron precios internos altos debido a su dependencia de generación térmica.

FIGURA 5. 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.

El comportamiento de agosto de 2025 confirma una clara tendencia hacia la estabilidad contractual, evidenciada por el dominio absoluto de los CF tanto en inyecciones como en retiros. Esta dinámica se explica por la reducción de excedentes disponibles para el MOR, principalmente debido a la decisión de Costa Rica de concentrar su generación renovable en su mercado interno, priorizando el abastecimiento local y limitando los volúmenes destinados a transacciones *spot*.

En contraste, las ofertas de oportunidad mantuvieron un papel secundario, con una ligera alza en los retiros, resultado de ajustes estratégicos frente a precios competitivos en el MER. Sin embargo, su participación global permaneció limitada, reafirmando que durante este mes la prioridad de los países miembros fue asegurar intercambios predecibles y planificados a través de contratos.

Estas dinámicas reflejan un mercado más predecible y seguro, donde los factores climáticos adversos, como la sequía persistente en Nicaragua y la disminución de lluvias en Panamá, incentivaron a los países a buscar certeza y estabilidad en el abastecimiento regional. En este contexto, el MCR se consolidó como el pilar central de la integración eléctrica,

garantizando la confiabilidad de los flujos energéticos y mitigando los riesgos asociados a la volatilidad climática y operativa.

## 5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante agosto de 2025 se situó en 100.18 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual del 4.82% en comparación con agosto de 2024 (95.57 USD/MWh). Respecto a julio de 2025 (81.31 USD/MWh), el aumento fue de 18.87 USD/MWh, equivalente a un 23.2% intermensual, marcando un cambio de tendencia significativo tras varios meses de relativa estabilidad.

### 5.1. Factores explicativos

El comportamiento al alza de los precios regionales en agosto se relaciona con la reducción de excedentes renovables y el aumento de la dependencia de generación térmica marginal, especialmente en países exportadores:

- **Costa Rica:** a pesar de registrar un incremento extraordinario de 1,099.5 GWh en generación renovable, prácticamente toda esta energía se destinó al abastecimiento de la demanda interna (-3.9 GWh intermensual), sin generar excedentes significativos para exportación. Esto eliminó el efecto de presión a la baja que usualmente ejerce este país sobre los precios regionales.
- **Panamá:** experimentó una disminución de 42.4 GWh en generación renovable, principalmente hidroeléctrica, debido a la reducción de lluvias en las cuencas de Bayano y Chagres (Boletín Climático de CATHALAC – agosto 2025). Para compensar esta caída, incrementó su generación térmica en 48 GWh, con costos unitarios más elevados, lo que contribuyó a la presión alcista en el MER.
- **Guatemala:** redujo su generación renovable en 63.5 GWh, principalmente hidroeléctrica, mientras aumentó su producción térmica en 97 GWh. Este cambio elevó sus costos internos y disminuyó su competitividad como exportador, contribuyendo a la elevación general de los precios regionales.
- **El Salvador:** mostró mejoras en su matriz gracias a un incremento de 18.7 GWh en generación renovable y una reducción de 26.5 GWh en generación térmica, lo que le permitió incrementar su participación exportadora, aunque sin lograr contrarrestar la tendencia alcista regional.
- **Nicaragua y Honduras:** continuaron dependiendo de generación térmica interna y compras al MER, reforzando su papel como importadores netos y elevando la demanda regional.

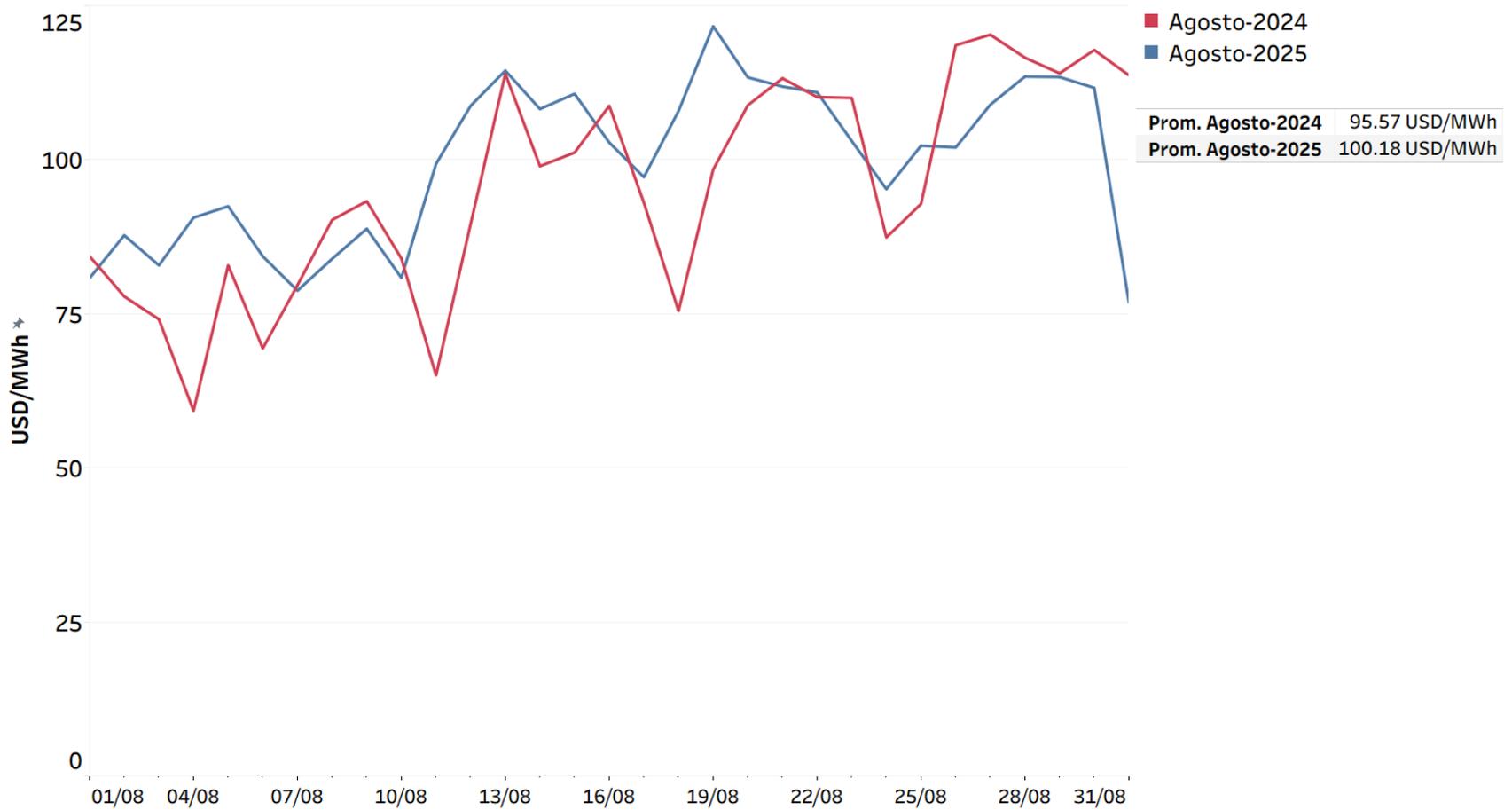
En conjunto, la menor disponibilidad de excedentes renovables, especialmente por la decisión de Costa Rica de concentrar su generación en el mercado interno, redujo la liquidez del MOR y aumentó la necesidad de recurrir a generación térmica marginal, provocando un escenario de precios altos y más volátiles.

## 5.2. Comparación con 2024

El aumento interanual de 4.61 USD/MWh refleja un cambio estructural en la dinámica regional. Mientras que en agosto de 2024 los precios se beneficiaron de una mayor disponibilidad de recursos hidroeléctricos y eólicos, en agosto de 2025 la sequía en Nicaragua y la reducción de lluvias en Panamá limitaron la generación renovable, incrementando la presión sobre los precios.

Un factor determinante fue la ausencia de Costa Rica como exportador neto, ya que, en años previos, su participación en el MER había contribuido a contener precios máximos. Sin este aporte, los países con alta dependencia térmica enfrentaron mayores costos para cubrir su demanda, lo que elevó la convergencia de precios hacia niveles más altos.

FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER AGOSTO 2024-2025



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

### 5.3. Precios máximos del MER

El precio máximo del MER en el mes analizado se registró el 27 de agosto, alcanzando 166.31 USD/MWh en el período 18. Durante el mes, los precios máximos diarios fluctuaron aproximadamente entre 110 y 170 USD/MWh, con una tendencia ascendente marcada en la última semana (véase Figura 7).

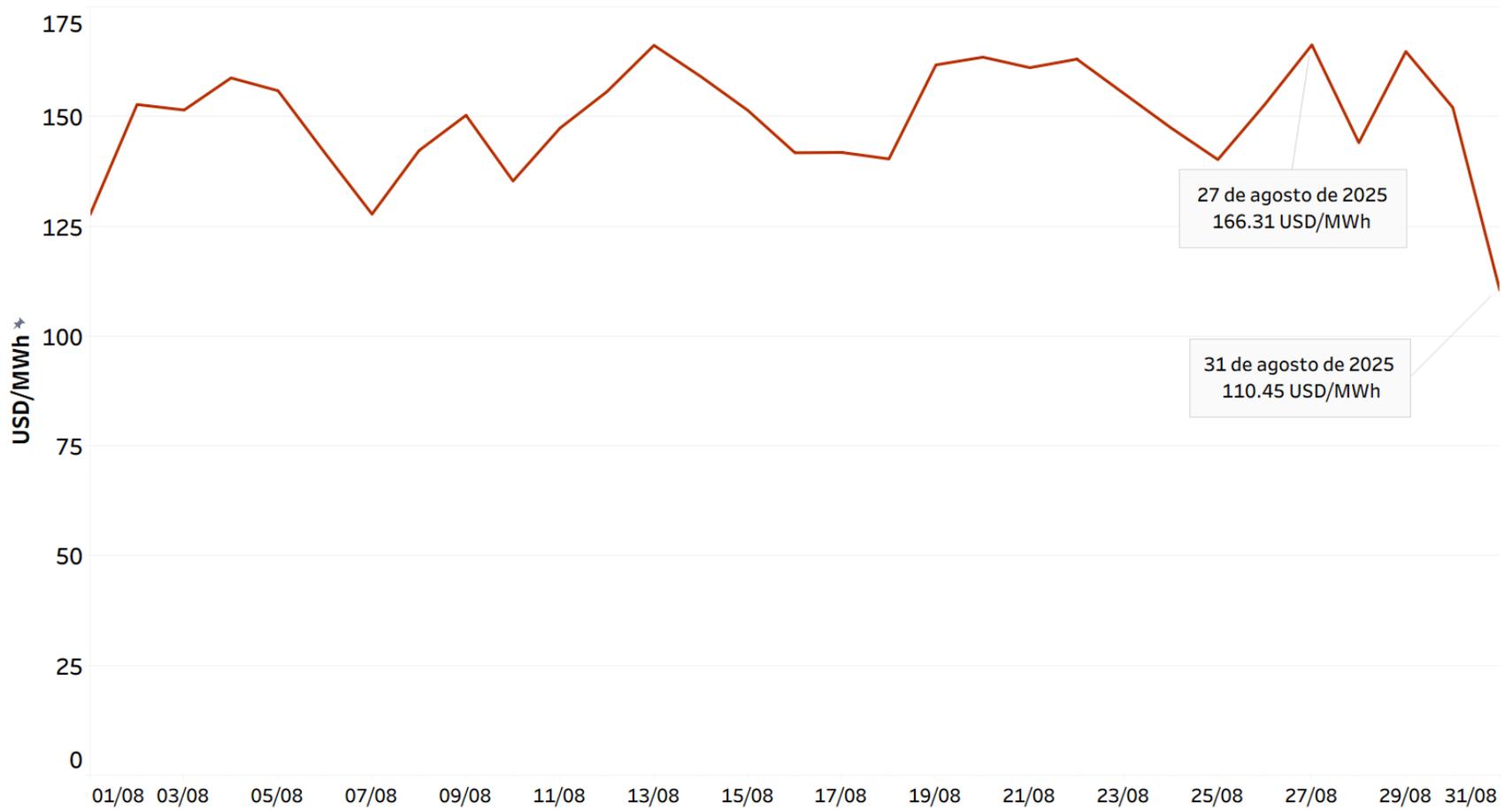
Este comportamiento se explica por:

- **Mayor consumo regional** en la última semana, que coincidió con una reducción temporal de generación renovable en Guatemala y Panamá.
- **Persistencia de precios internos elevados** en Nicaragua y Honduras, incentivando su participación como principales compradores en el MER.
- **Baja participación de Costa Rica en el mercado**, que redujo la disponibilidad de energía de bajo costo para mitigar los picos de precio.

En contraste con julio de 2025, cuando los precios máximos fueron relativamente estables, agosto reflejó una mayor volatilidad, producto de la menor holgura en la oferta renovable y la mayor participación de generación térmica.

El mes concluyó con una disminución significativa en el precio, que alcanzó los 110.45 USD/MWh el 31 de agosto durante el período 20. Esta caída coincidió con una leve recuperación de los recursos hidroeléctricos en Panamá y una reducción de la demanda regional, influenciada por la menor actividad típica de un domingo.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER AGOSTO 2025



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

## 6. Precios del MER, del petróleo y del gas natural

Durante agosto de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural mostraron una dinámica claramente divergente, reflejando el impacto de factores internos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) y la evolución internacional de los combustibles fósiles.

El precio promedio del MER se ubicó en 100.18 USD/MWh, mientras que el petróleo (WTI) se mantuvo en un rango de 62.89 a 67.96 USD/barril y el gas natural (NG) osciló entre 2.70 y 3.06 USD/MMBTU, según se observa en la Figura 8.

### 6.1. Correlación estadística

El análisis estadístico confirma una correlación negativa débil entre los precios del MER y los combustibles fósiles:

- **WTI y MER:**
  - Covarianza: **-10.02**
  - Coeficiente de *Spearman*: **-0.53**

Esta relación inversa moderada sugiere que, a medida que el precio del petróleo disminuyó durante el mes, el MER tendió a incrementarse, evidenciando una dinámica de costos regional más ligada a factores internos que a la evolución del crudo.

- **Gas Natural y MER:**
  - Covarianza: **-1.15**
  - Coeficiente de *Spearman*: **-0.67**

Este valor indica una correlación negativa relativamente fuerte, reflejando que la reducción en los precios internacionales del gas no se tradujo en menores precios regionales, dado que el MER respondió principalmente a la disminución de excedentes renovables y a la mayor dependencia de generación térmica marginal en los países exportadores.

**TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL AGOSTO 2025**

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-10.02
NG (x), MER (y)	-1.15
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> ( $\rho$ )	
WTI (x), MER(y)	-0.53
NG (x), MER (y)	-0.67

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov) y de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)

Estos resultados evidencian que, aunque existe cierta conexión estadística con los combustibles fósiles, la formación de precios en el MER en agosto estuvo determinada principalmente por la disponibilidad regional de recursos renovables y por la estructura interna de costos.

## 6.2. Evolución gráfica

Del análisis gráfico se desprenden los siguientes patrones relevantes:

- **Primera semana de agosto:**

El MER inició el mes en niveles moderados, alrededor de 80-90 USD/MWh, mientras el WTI se mantenía estable, por encima de 67 USD/barril, y el gas natural cercano a 3.10 USD/MMBTU.

- **Segunda y tercera semana:**

A partir del 11 de agosto, el MER mostró una tendencia alcista significativa, alcanzando picos superiores a 120 USD/MWh hacia mediados de mes. Este aumento coincidió con la reducción temporal de generación renovable en Guatemala y Panamá, así como con el inicio de una mayor participación térmica en el despacho regional.

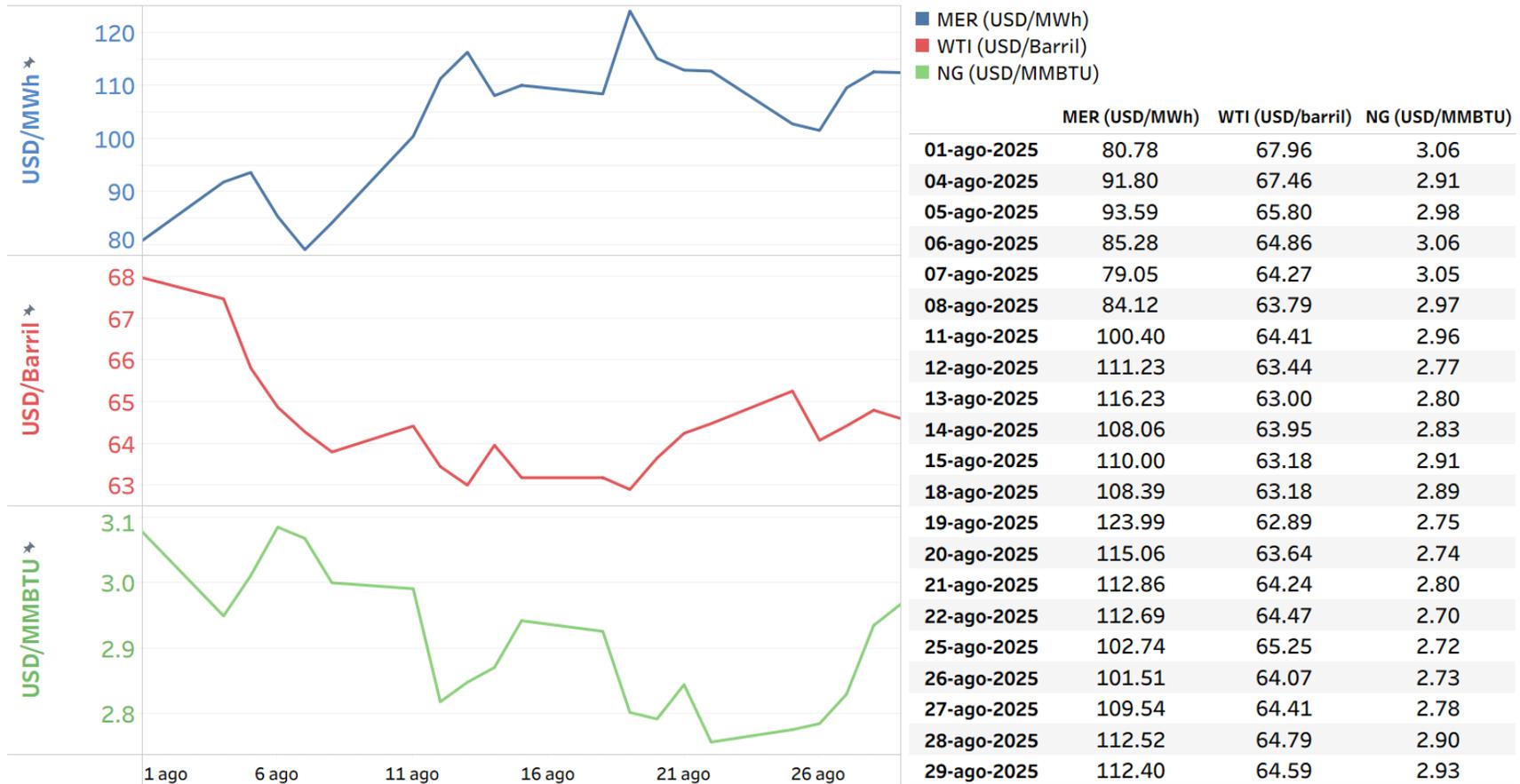
Durante este mismo período, el WTI y el gas natural mostraron descensos graduales, reforzando la divergencia entre los precios internacionales y el comportamiento del MER.

- **Última semana:**

El MER se mantuvo en niveles elevados, en un rango de 100-115 USD/MWh, mientras que el petróleo y el gas natural continuaron con ligeras fluctuaciones a la baja. Esta fase refleja un mercado regional presionado por factores internos, como la ausencia de Costa Rica como exportador neto y la dependencia creciente de generación térmica en Panamá y Guatemala.

En conjunto, el gráfico confirma que los precios del MER evolucionaron de forma independiente a los combustibles fósiles, con la oferta renovable regional como variable clave.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL AGOSTO 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov) y de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)

## 6.3. Conclusiones

El comportamiento observado durante agosto de 2025 permite extraer las siguientes conclusiones:

### 1. Autonomía del MER frente a los mercados internacionales:

A pesar de la caída en los precios del petróleo y del gas natural, el MER registró un aumento significativo en sus precios, confirmando que la principal variable determinante fue la reducción de excedentes renovables, particularmente por la decisión de Costa Rica de priorizar su mercado interno.

### 2. Mayor dependencia térmica:

Panamá y Guatemala incrementaron su participación térmica en el despacho, lo que elevó los costos marginales regionales y limitó la convergencia con los precios internacionales de combustibles fósiles.

### 3. Correlación negativa moderada:

La relación inversa más marcada respecto a julio indica que, en escenarios de escasez renovable, el MER tiende a comportarse de forma contraria a los combustibles fósiles, reflejando una dinámica interna dominada por factores regionales más que globales.

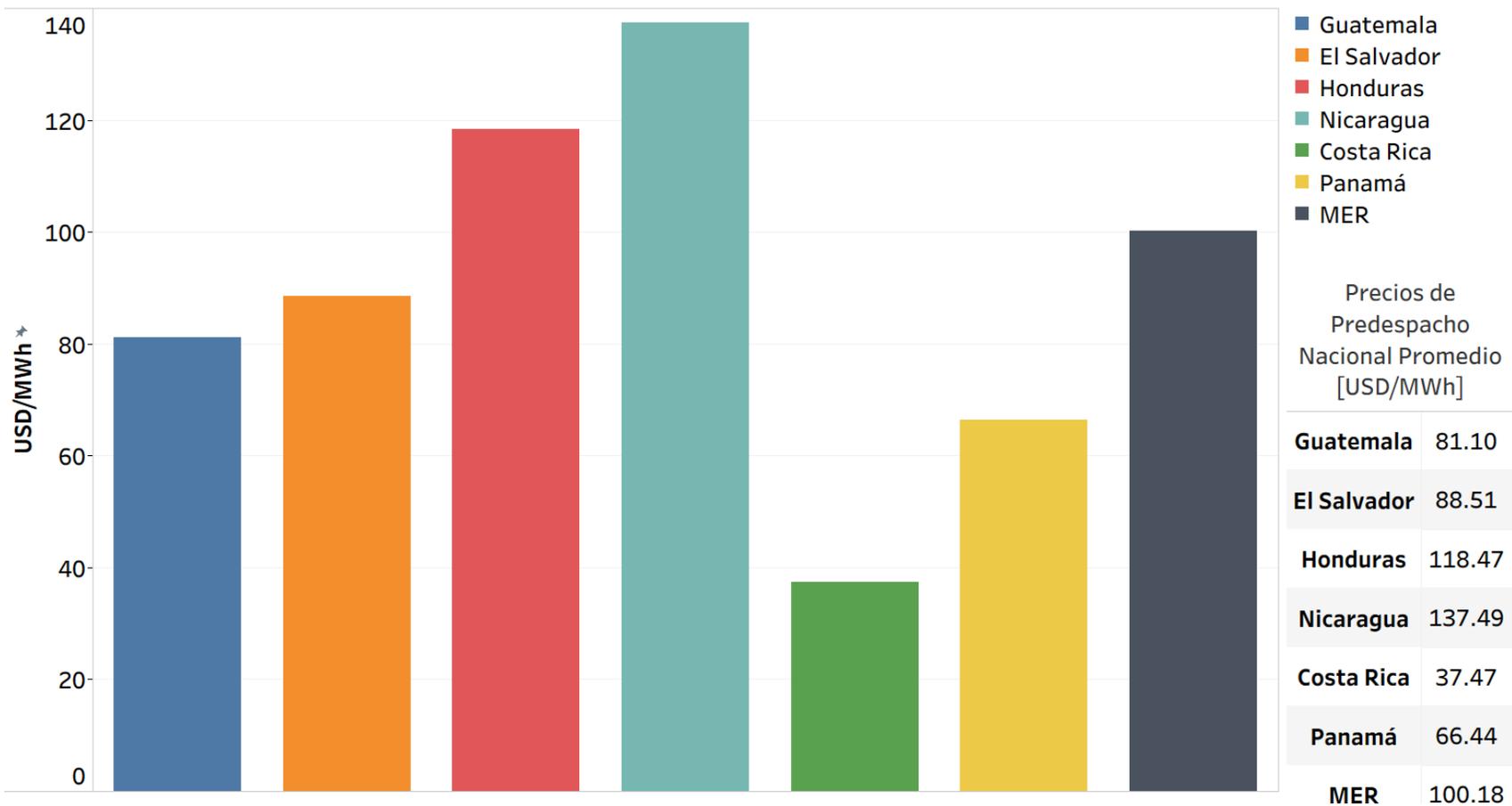
En resumen, agosto de 2025 evidencia que el MER se encuentra cada vez más condicionado por su estructura propia de generación y oferta renovable, mostrando una desvinculación progresiva de los precios internacionales de petróleo y gas natural, especialmente en periodos de alta variabilidad climática y menor disponibilidad de excedentes.

## 7. Precios nacionales

Al comparar los precios de Predespacho Nacional o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con el precio promedio del MER, durante agosto de 2025, se observa que el precio regional (100.18 USD/MWh) se ubicó por debajo de los promedios nacionales registrados en Honduras y Nicaragua, y por encima de los precios observados en Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá.

Este comportamiento refleja de manera clara el rol estructural de cada país como exportador o importador neto dentro del mercado regional y la influencia de su matriz energética sobre la competitividad de sus precios.

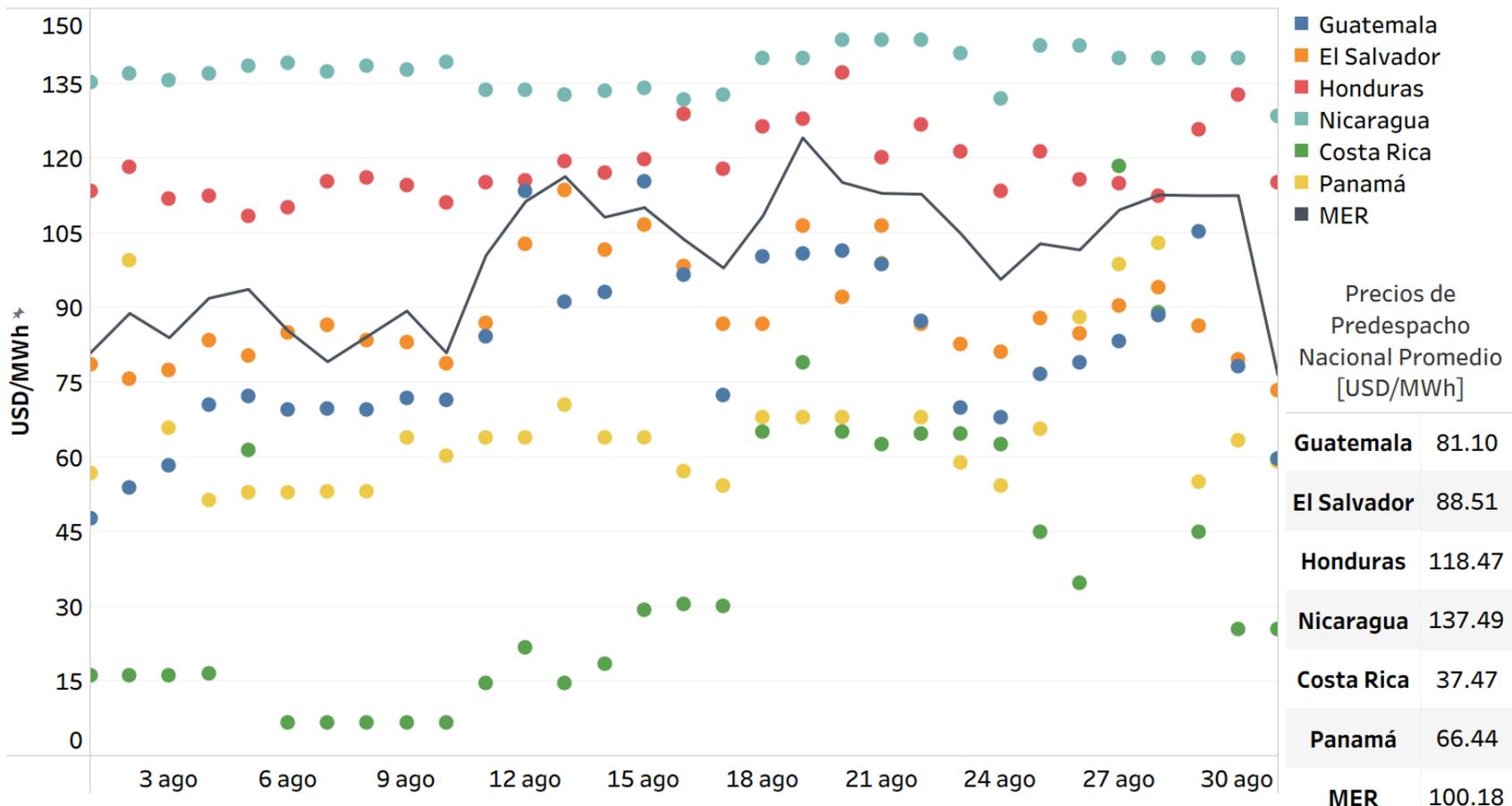
FIGURA 9. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER AGOSTO 2025



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

- **Costa Rica** registró nuevamente el CMS más bajo de la región (37.47 USD/MWh), muy por debajo del precio promedio del MER. Esto responde a su alta disponibilidad de generación hidroeléctrica y eólica, que permitió abastecer completamente su demanda interna y sostener exportaciones, desplazando generación térmica marginal de otros países.
- **Panamá** presentó un CMS promedio de 66.44 USD/MWh, también inferior al MER. Según datos del CND-ETESA, este comportamiento estuvo asociado a una participación importante de generación hidroeléctrica y a una producción térmica eficiente a gas natural, factores que le permitieron mantener precios competitivos y fortalecer su papel como exportador neto.
- **Guatemala** promedió 81.10 USD/MWh, igualmente por debajo del precio regional. Este resultado se relaciona con la diversificación de su matriz, el repunte de generación térmica eficiente y la moderación de costos internos gracias a las importaciones desde México, lo que favoreció su competitividad como país exportador.
- **El Salvador**, con un CMS promedio de 88.51 USD/MWh, se ubicó ligeramente por debajo del precio regional, a diferencia de meses anteriores donde su nivel se aproximaba más al promedio del MER. Esto refleja una mejora relativa en su competitividad, producto de un incremento en la generación renovable y una reducción en la dependencia térmica, consolidando una posición más activa como oferente en el mercado regional.
- **Honduras** alcanzó un CMS promedio de 118.47 USD/MWh, superior al MER, reflejando su alta dependencia de generación térmica local de mayor costo. Esta condición incentivó la adquisición de energía en el MER como una estrategia para reducir los costos de abastecimiento interno.
- **Nicaragua** presentó nuevamente el CMS más alto de la región, con 137.49 USD/MWh, lo que evidencia su marcada dependencia de generación térmica de alto costo. Esto mantuvo al país como el principal importador neto de energía dentro del MER.

FIGURA 10. PRECIOS DIARIOS PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER AGOSTO 2025



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

Los datos de agosto 2025 permiten extraer los siguientes elementos clave:

1. Los países con matrices energéticas renovables y diversificadas (Costa Rica, Panamá y Guatemala) se consolidaron como los principales exportadores regionales, con precios muy competitivos.
2. El Salvador mejoró su posición relativa, logrando precios por debajo del MER, lo que refleja un fortalecimiento de su matriz renovable y un equilibrio más eficiente entre oferta y demanda.
3. Honduras y Nicaragua, con matrices altamente térmicas, mantuvieron precios altos, reforzando su dependencia estructural de las importaciones regionales.
4. La operación estable y eficiente del despacho regional permitió canalizar excedentes renovables hacia países con mayores costos, optimizando el uso de los recursos regionales y conteniendo el precio promedio del MER.

## 7.1. Relación entre CMS nacionales y el precio del MER

Para evaluar el grado de integración de los precios nacionales con la señal regional, se calculó el coeficiente de correlación de *Spearman* ( $\rho$ ) y la covarianza (Cov) entre los CMS y el precio promedio del MER.

### 7.1.1. Correlación

El coeficiente de *Spearman* ( $\rho$ ) mide la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, basándose en los rangos de los datos y no en sus valores absolutos. Esto lo hace ideal para analizar relaciones no lineales, como en los mercados eléctricos, donde los precios pueden variar por factores climáticos, estacionales o tecnológicos.

- **Guatemala, El Salvador y Honduras** muestran correlaciones moderadas ( $\rho \approx 0.60$ ), lo que indica que sus precios nacionales siguen de forma relativamente cercana la señal del MER, coherente con su nivel de interdependencia comercial en el mercado regional.
- **Costa Rica** presenta una correlación intermedia ( $\rho = 0.47$ ), explicable por su abundancia de generación renovable que le permite mantener precios internos bajos y parcialmente independientes del MER.
- **Panamá** muestra una correlación baja ( $\rho = 0.30$ ), reflejando la autonomía de su matriz, sustentada en generación competitiva y estable.
- **Nicaragua** registra la correlación más débil ( $\rho = 0.18$ ), evidenciando que sus precios internos, fuertemente influenciados por su dependencia térmica, no se alinean de manera significativa con la dinámica del MER.

El análisis confirma que la estructura de cada matriz energética determina tanto el nivel de precios como su grado de alineación con la señal regional.

1. Los países con matrices más equilibradas y diversificadas (Guatemala, El Salvador y Panamá) logran precios más competitivos y una integración estrecha con el MER.
2. Costa Rica, pese a su bajo precio, mantiene cierta desconexión debido a su alta capacidad renovable destinada al mercado interno.
3. Honduras y Nicaragua dependen de forma crítica de sus importaciones regionales, reflejando costos elevados y baja competitividad.

En consecuencia, el precio promedio del MER en agosto de 2025 refleja un mercado balanceado, donde los excedentes renovables continúan siendo el principal factor que permite contener los costos regionales, mientras se atienden las necesidades estructurales de los países con mayor dependencia térmica.

TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES AGOSTO 2025

$\rho$ : CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.65
El Salvador	0.60
Honduras	0.61
Nicaragua	0.18
Costa Rica	0.47
Panamá	0.30

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

### 7.1.2. Covarianza

La covarianza mide el grado y la dirección de la variación conjunta entre los CMS nacionales y el precio promedio del MER. A diferencia de la correlación, la covarianza conserva la escala de las variables, lo que permite identificar la magnitud absoluta de los cambios compartidos.

Durante agosto de 2025, los resultados muestran diferencias significativas entre países:

1. **Costa Rica (244.88)** y **El Salvador (229.54)** presentan los valores de covarianza más altos.
  - En el caso de Costa Rica, este resultado se debe a la gran variabilidad relativa entre sus precios bajos y los precios regionales, lo que genera amplias diferencias conjuntas, aunque con menor alineación, como refleja su correlación moderada ( $\rho = 0.47$ ).
  - En El Salvador, el alto valor indica una sincronización más estrecha y significativa con la señal regional, sustentada en una matriz balanceada que interactúa activamente con el MER tanto como exportador como importador.

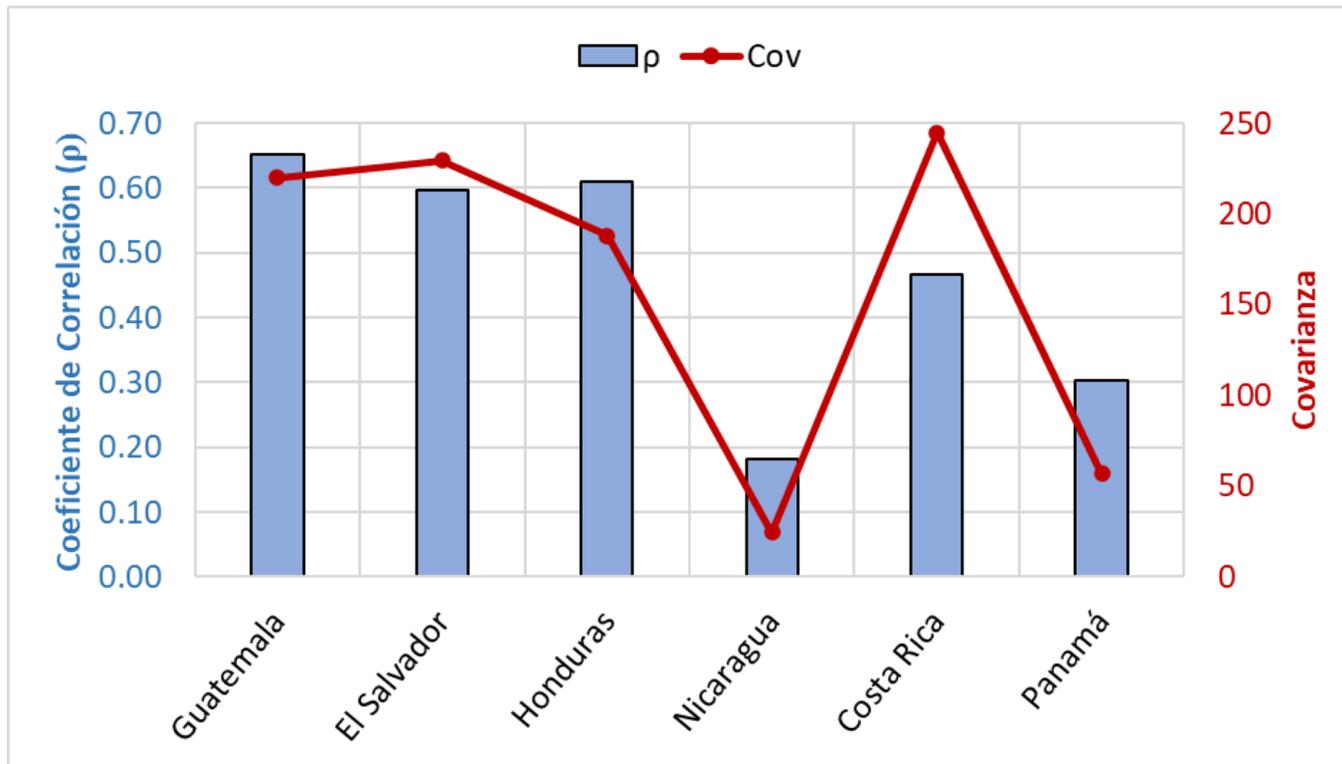
2. **Guatemala (219.96) y Honduras (188.18)** muestran covarianzas altas, evidenciando que sus fluctuaciones internas siguen de cerca la dinámica regional.
  - Guatemala combina precios competitivos y exportaciones sostenidas, por lo que sus cambios internos afectan directamente la formación del precio del MER.
  - Honduras, aunque con precios elevados, depende de forma crítica de importaciones, lo que lo hace altamente sensible a las variaciones regionales.
3. **Panamá (56.88) y Nicaragua (24.77)** presentan los valores más bajos, reflejando una relación más débil con el precio regional.
  - En Panamá, la baja covarianza responde a una estabilidad interna de precios derivada de su matriz eficiente y con amplia generación hidroeléctrica y térmica a gas natural.
  - En Nicaragua, la baja covarianza confirma que sus precios internos, dominados por la generación térmica local de alto costo, no se mueven de manera conjunta con el MER, evidenciando su aislamiento relativo de la señal regional.

**TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES AGOSTO 2025**

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	219.96
El Salvador	229.54
Honduras	188.18
Nicaragua	24.77
Costa Rica	244.88
Panamá	56.88

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

FIGURA 11. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES AGOSTO 2025



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

## 8. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del 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 actores con mayor peso en el mercado, así como posibles conductas que puedan derivar en precios atípicos dentro del MCR y del MOR.

### 8.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante agosto de 2025, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

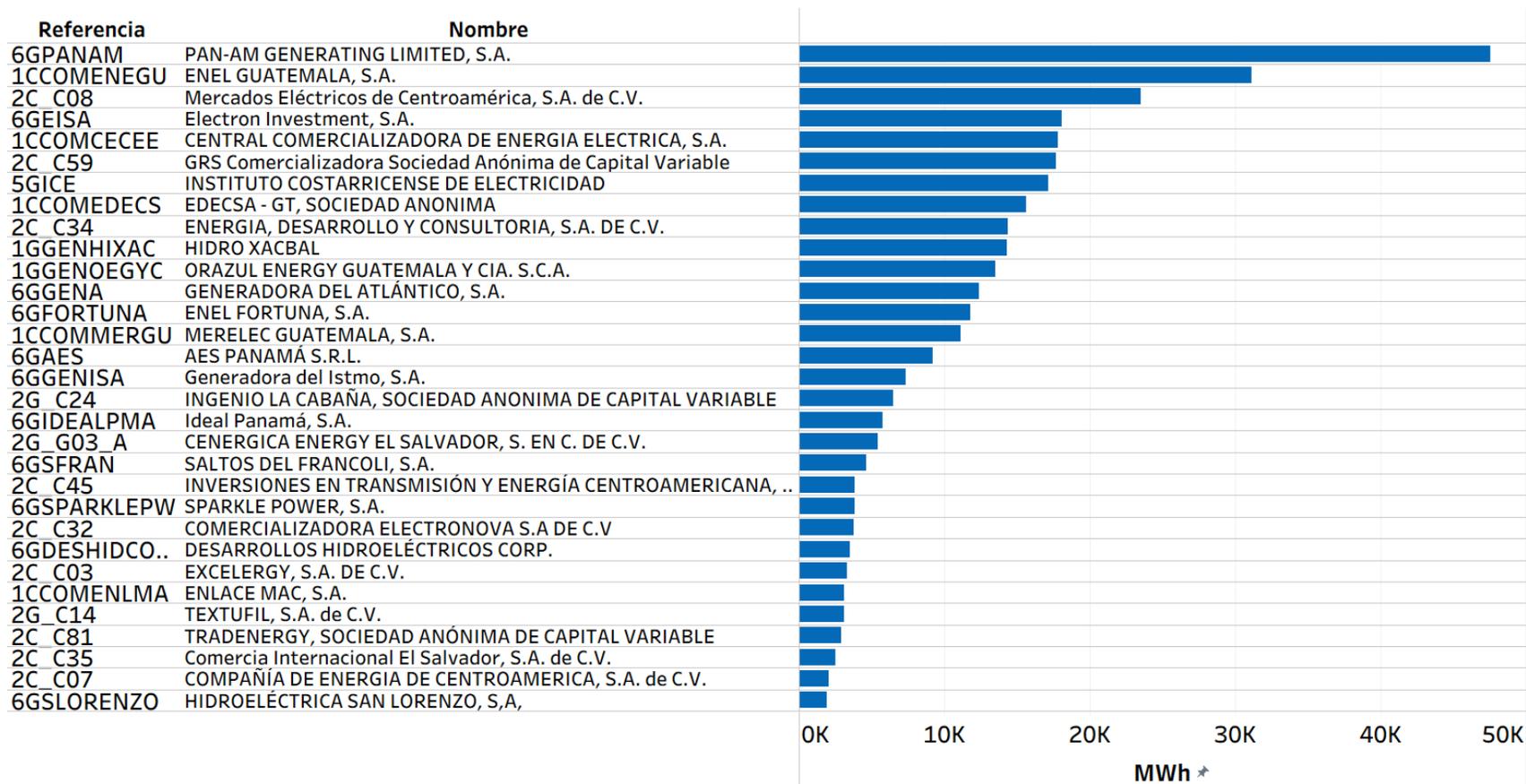
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 47,534 MWh (13.19%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 31,143 MWh (8.64%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C\_C08) – El Salvador: 23,514 MWh (6.52%)
- Electron Investment, S.A. (6GEISA) – Panamá: 18,096 MWh (5.02%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 17,837 MWh (4.95%)

Estos cinco agentes concentraron 38.32% del total de las inyecciones regionales, lo que refleja la consolidación de Panamá y Guatemala como los principales líderes en la oferta del MER.

En particular, 6GPANAM se mantuvo como el agente con mayor volumen de inyección. Sin embargo, durante agosto operó principalmente como comercializador de energía, ya que su planta de generación térmica a base de búnker no produjo directamente en este período, enfocando su participación en transacciones de energía adquirida. Por su parte, 1CCOMENEGU conservó su posición gracias a su sólida capacidad hidroeléctrica y a su rol estratégico como uno de los principales oferentes de energía renovable en la región.

Asimismo, los agentes 2C\_C08 y 1CCOMCECEE evidencian la relevancia de El Salvador y Guatemala en el ámbito comercial, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía dentro del MER, facilitando las transacciones y fortaleciendo la dinámica de intercambio regional.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER AGOSTO 2025



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

## 8.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, los cinco principales agentes compradores durante agosto de 2025 fueron:

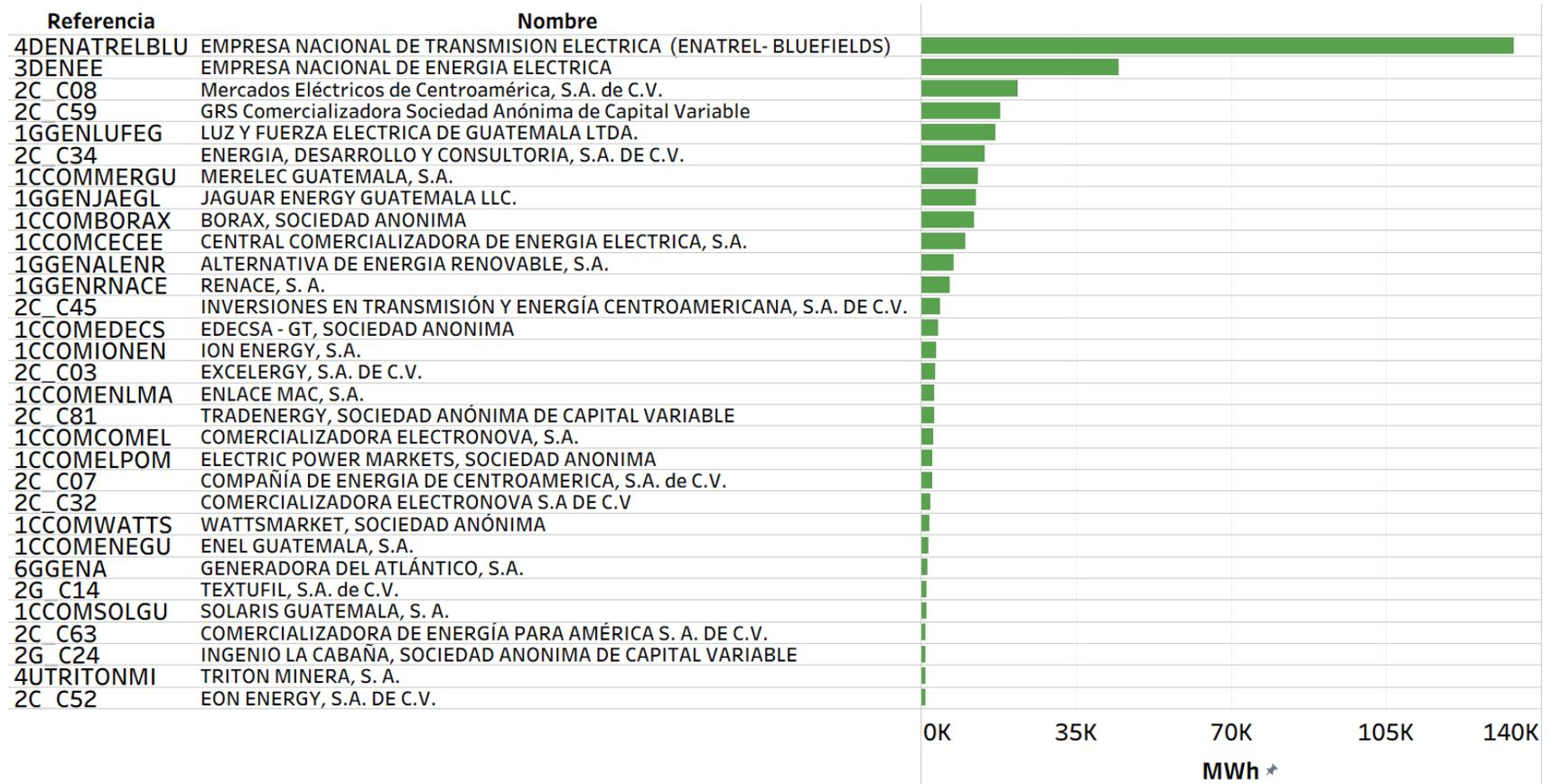
- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 133,863 MWh (36.77%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 45,745 MWh (12.57%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C\_C08) – El Salvador: 21,868 MWh (6.01%)
- GRS Comercializadora, S.A. de C.V. (2C\_C59) – El Salvador: 17,972 MWh (4.94%)
- Luz y Fuerza Eléctrica de Guatemala, Ltda. (1GGENLUFEG) – Guatemala: 16,951 MWh (4.66%)

En conjunto, estos agentes concentraron 64.95% de los retiros totales, evidenciando la alta dependencia de Nicaragua, que nuevamente se posiciona como el principal importador neto.

El comportamiento de Honduras también destaca, con una participación significativa motivada por los elevados costos marginales internos y su estructura térmica.

El Salvador y Guatemala participaron con niveles más moderados, reflejando una posición más balanceada entre importaciones y exportaciones.

FIGURA 13. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER AGOSTO 2025



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

### 8.3. Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER

En agosto de 2025, el liderazgo exportador se concentró en Panamá y Guatemala, donde agentes como 6GPANAM y 1CCOMENEGU garantizaron una oferta competitiva en el MER. Sin embargo, a diferencia de meses anteriores, Costa Rica redujo significativamente su papel como oferente, destinando su generación renovable casi en su totalidad al mercado interno.

Por el lado de la demanda, Nicaragua y Honduras continuaron dependiendo fuertemente de las compras regionales, consolidando la función del MER como plataforma para optimizar la cobertura de países con altos costos internos.

La vigilancia activa de la CRIE sobre estos agentes es esencial para:

- Identificar patrones de comportamiento, como incrementos súbitos en volúmenes transados.
- Detectar ofertas atípicas, ya sean a precios extremadamente bajos, elevados o nulos.
- Garantizar transparencia y competencia efectiva, promoviendo un entorno regulatorio estable que favorezca la eficiencia y confiabilidad de la operación regional.

En este contexto, el seguimiento de los principales inyectores y compradores constituye una herramienta importante para anticipar riesgos y asegurar que la dinámica comercial se mantenga alineada con los principios de eficiencia y equidad establecidos en la Regulación Regional.

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

Durante agosto de 2025, se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de dos agentes del MER, tal como se detalla en la Tabla 4. Estas ofertas, al igual que en meses anteriores, no fueron despachadas, por lo que no influyeron directamente en la formación de precios nodales. Sin embargo, su seguimiento sigue siendo esencial dentro de las labores de supervisión y vigilancia, ya que pueden reflejar estrategias de comercialización particulares o errores que deben evaluarse.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó la lista con 54,678 MWh declarados a un precio promedio de 448.31 USD/MWh y un máximo de 609.00 USD/MWh. Este comportamiento responde a excedentes térmicos basados en combustibles fósiles, cuyos costos se ven incrementados por el impuesto costarricense por el uso de estos para generar electricidad, cercano al 31%. Esta estrategia ha sido explicada previamente por el

agente como parte de su modelo operativo en periodos con alta disponibilidad de generación renovable, priorizando el consumo interno con energía de bajo costo y destinando la generación térmica no convocada al MER a precios elevados.

Por otro lado, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA), de Panamá, declaró 1,535 MWh con un precio promedio y máximo de 879.56 USD/MWh, los cuales se explican por el uso de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá. Este mecanismo, ya informado a esta Comisión, según disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño, incluye precios predeterminados y no responde a una estrategia deliberada del agente.

**TABLA 4. AGENTE 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	54,678.00	0.00	448.31	609.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	1,535.00	0.00	879.56	879.56

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

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

En agosto de 2025, tres agentes realizaron ofertas de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh vinculadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia transforma a los CF en instrumentos con incidencia física en el despacho, asegurando la colocación de generación local y desplazando ofertas con precios superiores. Esta práctica puede alterar la dinámica competitiva del mercado, por lo que su supervisión es prioritaria para garantizar la eficiencia y transparencia del MER.

En este mes, Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) lideró estas declaraciones con 21,555 MWh (79.16% del total), seguido por el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) con 5,664.17 MWh (20.80%). Finalmente, San Diego, S.A. (1GGENINGSD) presentó un volumen marginal de 12 MWh (0.04%).

Este comportamiento refleja una práctica ya observada en el MER y señalada en meses anteriores por los agentes 1CCOMENEGU y 5GICE, quienes indicaron ante esta Comisión que dichas ofertas buscan evitar el desplazamiento de generación renovable local y garantizar la cobertura de retiros, en coherencia con el alto porcentaje de participación renovable que caracteriza las matrices de Guatemala y Costa Rica, respectivamente.

En el caso de 1GGENINGSD, se cuenta con antecedentes remitidos por el agente en los primeros meses de 2025, donde se indicó que estas ofertas se basan en un procedimiento interno orientado a maximizar la rentabilidad. Dicho procedimiento toma como referencia el Precio de Oportunidad de la Energía (POE), correspondiente al CMS de Guatemala. Cuando el POE estimado es menor a 5 USD/MWh, el agente declara precios de 0 USD/MWh, como ocurrió en agosto en jornadas con condiciones favorables de generación hidroeléctrica en Guatemala.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	21,555.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	5,664.17
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	12.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron el 13.46% del total de energía declarada mediante ofertas de flexibilidad asociadas a CF en agosto de 2025, lo que evidencia una disminución significativa respecto al 19.23% registrado en julio. Esta reducción refleja una menor utilización de esta estrategia por parte de los agentes, vinculada a la menor disponibilidad de excedentes renovables y a la priorización del abastecimiento interno en países tradicionalmente exportadores como Costa Rica.

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

La vigilancia de ofertas de retiro con precios iguales o menores a 10 USD/MWh permite identificar estrategias que podrían distorsionar la señal de precios en el MER. Este tipo de ofertas puede responder a la búsqueda de asegurar adquisiciones a precios mínimos o simplemente a cumplir con la obligación regulatoria de presentar una oferta, sin intención real de compra.

Durante agosto de 2025, dos agentes salvadoreños declararon este tipo de ofertas (véase Tabla 6):

**TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN 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.	941.88	1.00	1.00

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

Este comportamiento refleja una estrategia orientada a garantizar compras en el MER a precios más competitivos que los de la generación nacional disponible, especialmente en un contexto donde los CMS de El Salvador se mantuvieron cercanos al promedio regional.

La CRIE mantiene un monitoreo constante sobre estas prácticas, evaluando sus fundamentos técnico-económicos. Aunque no representan una infracción directa a la Regulación Regional, su persistencia amerita vigilancia para prevenir distorsiones en la señal de precios y en el orden de mérito del despacho regional.

## 9. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante agosto de 2025 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.

### 9.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) agosto 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR sobre las MCTP correspondientes a agosto de 2025. Cabe señalar que dichos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador, en atención a condiciones internas de operación excepcionales.

**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
<b>Máxima</b>	300	260	230	10
<b>Media</b>	300	250	280	10
<b>Mínima</b>	300	250	300	10

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

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

**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
<b>Máxima</b>	300	250	300	200
<b>Media</b>	300	140	300	200
<b>Mínima</b>	300	250	300	200

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

Como se indicó previamente, el OS/OM del área de control de El Salvador solicitó actualización a las MCTP establecidas para agosto de 2025, la cual dio lugar a los siguientes resultados:

**TABLA 9. VALORES DE IMPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 01 DE AGOSTO DE 2025 (MW)**

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
<b>00:00 – 01:59</b>	90	90	90
<b>02:00 – 05:59</b>	140	120	140
<b>22:00 – 23:59</b>	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/>

## 9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en agosto de 2025

Durante agosto de 2025 se registraron tres (3) eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que provocaron la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Dichos eventos se detallan en la siguiente Tabla.

TABLA 10. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN AGOSTO 2025

Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	País en el que Inició el 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]
5-ago-25	17:35:00	17:54:00	El Salvador	Pérdida de 286 MW de generación por disparo de planta eléctrica EDP, debido a baja presión de combustible.	58.870	I, II y III	437.75
27-ago-25	13:58:00	14:12:00	Panamá	Pérdida de 100 MW de generación por disparo de U3 de central térmica Gatún, debido a contaminación en la cuba de vacío por agua.	59.245	I	249.70
28-ago-25	12:32:00	12:53:00	Panamá	Pérdida de 96 MW de generación por disparo de U1 de central hidroeléctrica Fortuna, debido a falla de comunicación en PLC.	59.246	I	270.46

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/>