



INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

OCTUBRE 2025

INFORME SV-53-2025

**UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	3
2.	Transacciones por país miembro	5
2.1.	Inyecciones	5
2.2.	Retiros.....	7
3.	Transacciones por tipo de mercado	9
4.	Transacciones por tipo de oferta	11
4.1.	Inyecciones	11
4.2.	Retiros.....	12
5.	Precios del MER.....	14
5.1.	Factores explicativos.....	14
5.2.	Comparación con 2024	15
5.3.	Precios máximos del MER.....	17
6.	Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	19
6.1.	Correlación estadística.....	19
6.2.	Evolución gráfica	20
6.3.	Conclusiones	22
7.	Precios nacionales.....	22
7.1.	Países con precios inferiores al precio del MER	24
7.2.	Países con precios superiores al precio del MER.....	26
7.3.	Análisis comparativo y lectura regional	27
8.	Monitoreo del MER	29
8.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	29
8.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	31
8.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER	33
8.4.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	34
8.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	35
8.6.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	35
9.	Indicadores técnicos.....	36
9.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) octubre 2025	37
9.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en octubre de 2025.....	37

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	7
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	9
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado	10
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	12
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	13
Figura 6. Precios promedio horarios del MER octubre 2024-2025	16
Figura 7. Precios máximos del MER octubre 2025	18
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural octubre 2025	21
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER octubre 2025	23
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER octubre 2025	25
Figura 11. Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales octubre 2025	28
Figura 12. Agentes con más inyecciones al MER octubre 2025	30
Figura 13. Agentes con más retiros del MER octubre 2025	32

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural octubre 2025	20
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los CMS nacionales octubre 2025	26
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los CMS nacionales octubre 2025	26
Tabla 4. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	34
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh	35
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	36
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	37
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	37
Tabla 11. Eventos que afectaron la operación regional en octubre 2025	38

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-27-2025 (emitida el 30 de octubre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(...) Declarar no ha lugar la solicitud planteada por Pan-Am Generating Limited, S.A., mediante la nota con número de referencia PANAM-056-2025, tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-01-2025, en virtud de que no existe disposición normativa vigente que sustente la procedencia de lo solicitado.”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/10/Certificacion-de-la-Resolucion-CRIE-27-2025-solicitud-general-PANAM.pdf>

Mediante resolución CRIE-28-2025 (emitida el 30 de octubre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DECLARAR** no ha lugar, la solicitud planteada por el Ente Operador Regional (EOR), mediante la nota con número de referencia EOR-PJD-06-05-2025-013, tramitada bajo el número de expediente CRIE-SG-03-2025, relativa al reintegro económico total del Pago de Derechos Firms (PDF) efectuado por nueve agentes con inyección en el área de control de Panamá, correspondientes al período del 18 de marzo al 2 de abril de 2025, en virtud de que no existe disposición normativa vigente que sustente la procedencia del referido reintegro.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/10/Certificacion-de-la-Resolucion-CRIE-28-2025-SG-03-CND-ETESA-EOR.pdf>

Mediante resolución CRIE-29-2025 (emitida el 30 de octubre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ADMITIR** la prueba documental ofrecida por la **Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR)**, dentro del recurso presentado por dicha empresa en contra de la resolución CRIE-22-2025.”.*

*“(...) **DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR** el recurso de reposición presentado por la **Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR)** en contra de la resolución CRIE-22-2025; y en ese sentido, resulta procedente modificar el Resuelve Primero de la referida resolución, para que se lea de la siguiente manera: // **PRIMERO. 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 2,998,207.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/10/Certificacion-Resolucion-CRIE-29-2025-recurso-de-reposicion-EPR-CRIE-22-2025-F.pdf>

Mediante resolución CRIE-30-2025 (emitida el 31 de octubre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) para que, en coordinación con la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) y el Ente Operador Regional (EOR), realice un análisis específico del comportamiento de las protecciones de sobrecorriente de los autotransformadores de 115 kV de la subestación 15 de Septiembre, considerando distintas magnitudes de corriente de falla. En caso de confirmarse la persistencia de dilaciones no deseadas en su operación, deberán implementarse los ajustes adicionales que resulten necesarios. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para que, en coordinación con el Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) y el Ente Operador Regional (EOR), evalúe la viabilidad de implementar un ‘trigger’ de disparo unificado en la lógica de actuación del relé correspondiente a la protección de distancia en zona 4 de la subestación Nueva Nacaome, la cual tiene por función despejar fallas en la línea de interconexión a 230 kV entre las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, con el objetivo de evitar el reinicio del temporizador ante cambios en la tipología de la falla. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), al Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE) y a la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) para que, conforme a lo acordado en la reunión celebrada el 28 de mayo de 2015 y reiterado en la reunión del 29 de abril de 2025, realicen la medición de los parámetros eléctricos reales de la línea de interconexión de 230 kV entre las subestaciones 15 de Septiembre y Nueva Nacaome, y que dicha información sea utilizada para efectuar los ajustes necesarios a los esquemas de protección de distancia asociados, garantizando así su adecuada coordinación y selectividad. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) para que, en coordinación con los OS/OMS de la región, realice las reuniones técnicas necesarias para explicar con mayor precisión y reiterar los elementos de la Red de Transmisión Regional (RTR) que deben ser declarados en el respectivo formato Solicitud de Mantenimiento (SOLMANT), así como aquellas instalaciones que, aun sin ser directamente parte de la RTR, deben ser incluidas en dicho formato al considerarse como asociadas a ésta por su influencia operativa. Estas reuniones deberán enfocarse en brindar una explicación clara de los activos que deben ser declarados ante el EOR en el formato ‘Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR – SOLMANT’. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y a la Unidad de Transacciones, S. A. de C.V. (UT) para que, en el ámbito de sus respectivas competencias, revisen y fortalezcan los protocolos internos de maniobras en instalaciones de transmisión.*

En particular, se debiera procurar que toda maniobra en instalaciones que afecten directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR) sea informada al Ente Operador Regional (EOR) previo a su ejecución, así como confirmada una vez realizada, y que en cada caso se satisfagan plenamente los requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones. (...)”.

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/11/Certificacion-Resolucion-CRIE-30-2025-investigacion-de-oficio-Evento-01-03-2025-14.pdf>

2. Transacciones por país miembro

Durante octubre de 2025, los intercambios de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) mantuvieron una dinámica diferenciada entre los países miembros, influenciada principalmente por la evolución de la generación renovable y cambios en las demandas nacionales.

En general, la región experimentó un incremento importante en la generación hidroeléctrica, que permitió sostener mayores niveles de oferta y facilitar un volumen histórico mensual de inyecciones al MER. En total, las inyecciones ascendieron a 457.50 GWh, mientras que los retiros alcanzaron 465.45 GWh, reflejando un mercado altamente dependiente de las condiciones climáticas y estructurales de cada país.

2.1. Inyecciones

Las inyecciones de energía al MER estuvieron concentradas principalmente en tres países: El Salvador, Panamá y Guatemala, los cuales en conjunto aportaron más del 99% del total regional. Costa Rica y Honduras mantuvieron una participación marginal, mientras que Nicaragua nuevamente no registró inyecciones durante el mes. A continuación, se detalla el comportamiento por país miembro:

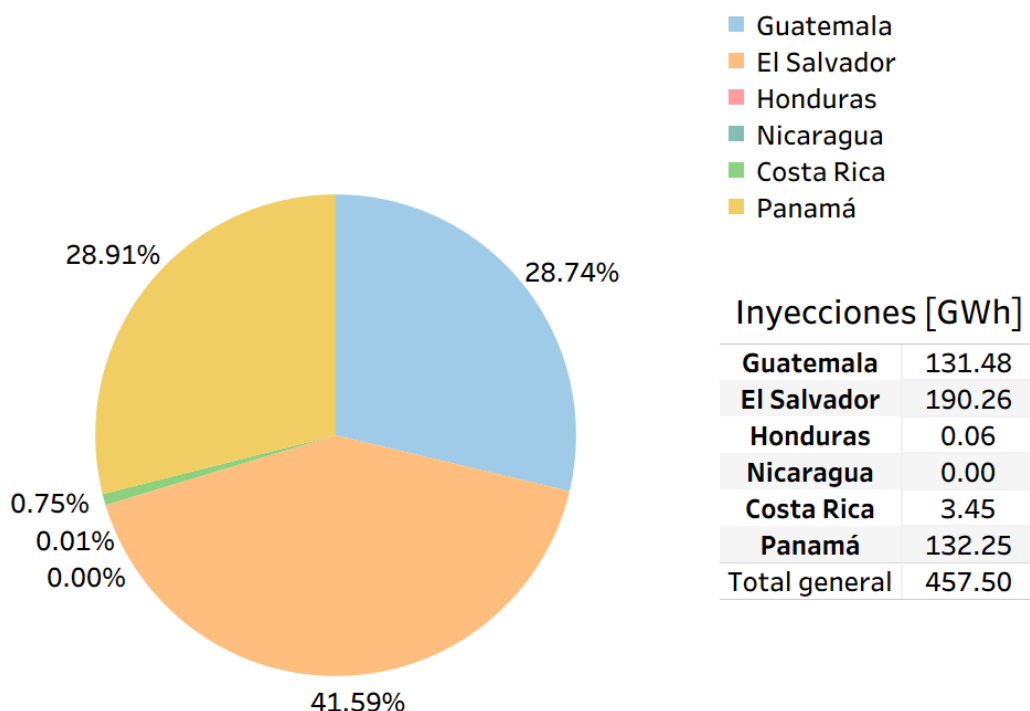
- **El Salvador** se consolidó como el principal oferente del MER durante octubre, reflejando un incremento sustancial en su generación hidroeléctrica (+31.34 GWh) y eólica (+8.25 GWh), así como un aumento moderado en la solar (+0.41 GWh) y a base de biomasa (+0.12 GWh), según datos de la Unidad de Transacciones (UT). Por otro lado, se observaron disminuciones en la generación geotérmica (-4.37 GWh) y en la generación a base de gas natural (-20.03 GWh), además de un aumento en el consumo interno equivalente a 15.31 GWh. A pesar del incremento en la demanda local y la reducción del aporte de ciertas tecnologías, el repunte de la generación hidroeléctrica y eólica permitió un aumento de 36.59 GWh en sus inyecciones, pasando de 153.67 GWh en septiembre a 190.26 GWh en octubre.

- **Panamá** incrementó considerablemente sus inyecciones al MER, fortalecido por un aumento significativo de su generación hidroeléctrica (+131.43 GWh), complementado por crecimientos en la generación solar (+2.57 GWh) y eólica (+2.38 GWh), según datos del Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA). El consumo interno aumentó en 45.37 GWh, pero el crecimiento en la generación renovable superó con amplitud dicha variación, permitiendo un incremento neto de 15.80 GWh en las exportaciones, que pasaron de 116.45 GWh a 132.25 GWh.
- **Guatemala** también registró un aumento significativo en sus inyecciones al MER durante octubre, impulsado por un crecimiento notable en su generación renovable. La generación hidroeléctrica aumentó en 155.57 GWh, acompañada de crecimientos adicionales en la generación eólica (+11.02 GWh), solar (+3.63 GWh), geotérmica (+0.23 GWh) y a base de biomasa (+0.62 GWh), según datos del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). En contraste, la generación a base de gas natural disminuyó en 0.70 GWh, mientras que las importaciones desde México aumentaron en 5.10 GWh y las exportaciones hacia ese país crecieron en 0.27 GWh. La demanda interna aumentó en 31.99 GWh, lo que moderó parcialmente el volumen disponible para exportación, pero no impidió el incremento total de sus inyecciones al MER. Este comportamiento explica el aumento de 15.91 GWh respecto a septiembre, pasando de 115.57 GWh a 131.48 GWh.
- **Costa Rica** incrementó sus inyecciones de manera marginal durante octubre. Esto se sustentó en un aumento generalizado de su generación renovable, destacando un crecimiento extraordinario de 928.21 GWh en la generación hidroeléctrica, junto con incrementos en la geotérmica (+132.73 GWh), eólica (+33.04 GWh) y solar (+2.67 GWh), según datos de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE-ICE). Paralelamente, su demanda interna creció en 35.86 GWh, la cual absorbió una parte del incremento de su generación. No obstante, el país colocó 0.93 GWh adicionales en el MER respecto a septiembre, alcanzando una inyección total de 3.45 GWh.
- **Honduras** prácticamente no inyectó energía al MER en octubre, sin embargo, se observó una ligera mejora en su capacidad exportable en comparación con septiembre. La generación hidroeléctrica aumentó en 63.41 GWh, complementada por incrementos en generación a base de biomasa (+15.51 GWh), eólica (+3.81 GWh) y geotérmica (+0.89 GWh), según datos del Centro Nacional de Despacho (CND-ENEE). Además, la generación solar disminuyó en 5.42 GWh, sin embargo, el consumo interno cayó en 28.55 GWh, lo que contribuyó a un margen mínimo de excedente exportable. El resultado fue una inyección marginal de 0.06 GWh, aunque no se modificó el perfil de Honduras como país predominantemente importador.
- **Nicaragua** mantuvo su condición de no inyectar energía al MER durante octubre, pese a ciertos cambios en su matriz de generación. El país registró aumentos en la generación geotérmica (+0.96 GWh) e hidroeléctrica (+16.13 GWh), pero disminuciones en la eólica (-7.39 GWh), solar (-0.77 GWh) y a base de biomasa (-

5.22 GWh), según datos del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC-ENATREL). Además, el consumo interno aumentó en 4.04 GWh, lo que absorbió buena parte del margen potencial de exportación. Con una matriz de generación altamente dependiente de tecnologías térmicas de mayor costo, Nicaragua continuó sin realizar inyecciones al mercado regional.

En resumen, El Salvador y Panamá volvieron a encabezar las exportaciones regionales, mientras que Guatemala consolidó su posición como el tercer principal oferente del MER. El comportamiento de la oferta durante octubre estuvo determinado, en gran medida, por las condiciones hidrológicas favorables que prevalecieron en toda la región.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.2. Retiros

En cuanto a los retiros de energía del MER, al igual que en el mes anterior, estos se concentraron principalmente en Nicaragua, El Salvador y Guatemala, siendo Nicaragua el país que registró el mayor volumen de energía retirada.

- **Nicaragua** (Octubre: 187.91 GWh – Septiembre: 156.12 GWh → Variación: +31.79 GWh) continuó como el principal importador del MER, con un incremento sustancial de 31.79 GWh en sus retiros. Aunque registró aumentos en la generación geotérmica e hidroeléctrica, estos fueron insuficientes para compensar las reducciones en eólica, solar y a base de biomasa. El consumo interno también creció,

fortaleciendo su necesidad de recurrir al MER para equilibrar su demanda a precios más competitivos.

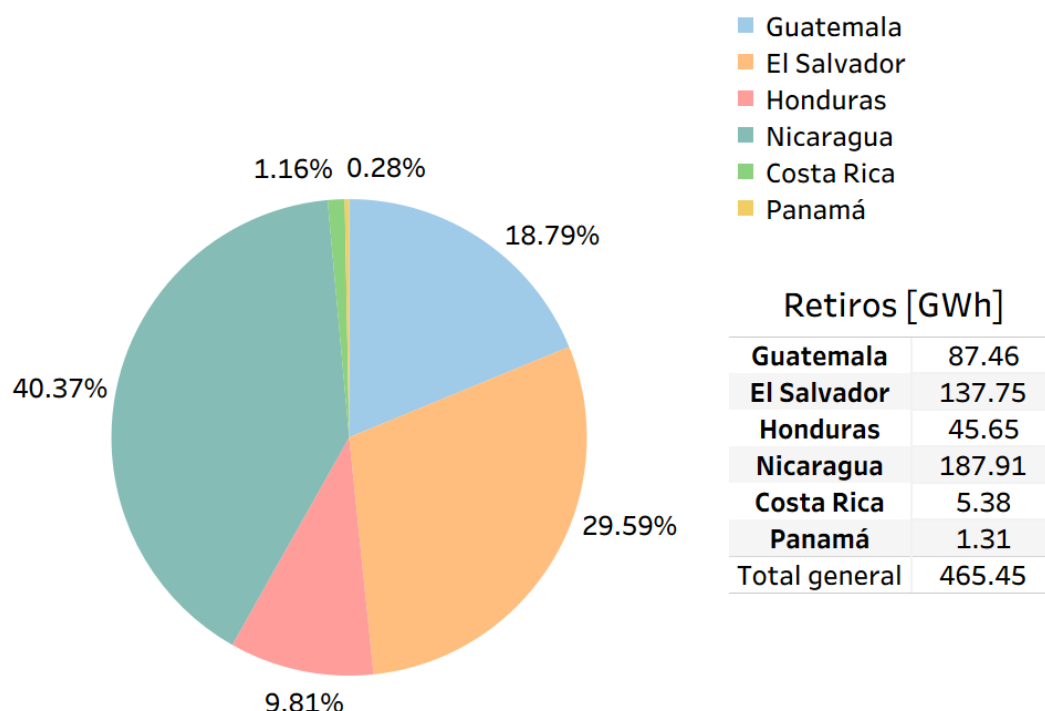
- **El Salvador** (Octubre: 137.75 GWh – Septiembre: 103.48 GWh → Variación: +34.27 GWh) también incrementó sus retiros del MER, en coherencia con el aumento de su consumo interno. A pesar del crecimiento del aporte de su generación renovable, particularmente la hidroeléctrica y eólica, el país utilizó el MER para asegurar un balance eficiente entre suministro local y regional, reflejando intercambios bidireccionales estratégicos.
- **Guatemala** (Octubre: 87.46 GWh – Septiembre: 65.81 GWh → Variación: +21.65 GWh) incrementó sus retiros del MER en octubre, consistente con su aumento de demanda interna. Aunque el país experimentó fuertes aumentos en su generación renovable, principalmente en la hidroeléctrica, la decisión operativa de recurrir al MER respondió a períodos específicos donde el precio regional resultó más competitivo que su precio local. El aumento de 21.65 GWh en retiros evidencia una estrategia de optimización económica y operativa complementaria a su incremento en inyecciones.
- **Honduras** (Octubre: 45.65 GWh – Septiembre: 36.90 GWh → Variación: +8.75 GWh) aumentó sus retiros, resultado de una demanda interna aún elevada, pese a reducirse en 28.55 GWh, y de la caída en su generación solar. Si bien registró incrementos importantes en la generación hidroeléctrica y a base de biomasa, la limitada competitividad de sus otras tecnologías mantuvo su dependencia del MER.
- **Costa Rica** (Octubre: 5.38 GWh – Septiembre: 29.33 GWh → Variación: -23.95 GWh) redujo significativamente sus retiros, en consonancia con el aumento relevante en su generación hidroeléctrica y el crecimiento generalizado de sus demás tecnologías renovables, reflejando una mayor autosuficiencia energética.
- **Panamá** (Octubre: 1.31 GWh – Septiembre: 0.54 GWh → Variación: +0.77 GWh) Panamá registró un incremento marginal de 0.77 GWh en sus retiros, coherente con el incremento en su consumo interno. No obstante, el repunte de su generación hidroeléctrica permitió limitar su necesidad de compras en el MER, manteniéndose como un país principalmente exportador.

En conjunto, Nicaragua y El Salvador concentraron más de dos tercios de los retiros totales del MER, mientras que Guatemala continuó utilizando el mercado regional como un mecanismo complementario para el equilibrio de su abastecimiento interno. Por su parte, Honduras y Costa Rica se posicionaron nuevamente como importadores netos durante el mes, en tanto que Panamá, al igual que en septiembre, prácticamente no realizó retiros de energía del MER.

El comportamiento observado en octubre de 2025 reafirma la función del MER como un instrumento de compensación ante las variaciones en la disponibilidad de recursos y en las

condiciones climáticas, contribuyendo tanto al abastecimiento interno de los países miembros como al equilibrio regional en su conjunto.

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

Para octubre de 2025, las inyecciones de energía al MER se canalizaron nuevamente, en su mayoría, a través de declaraciones realizadas en el Mercado de Contratos Regional (MCR), asociadas a Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), incluyendo sus respectivas ofertas de flexibilidad. Estas representaron el 87.67% del total (401.07 GWh), mientras que las declaraciones directas efectuadas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) constituyeron el 12.33% restante (56.43 GWh), según se observa en la Figura 3.

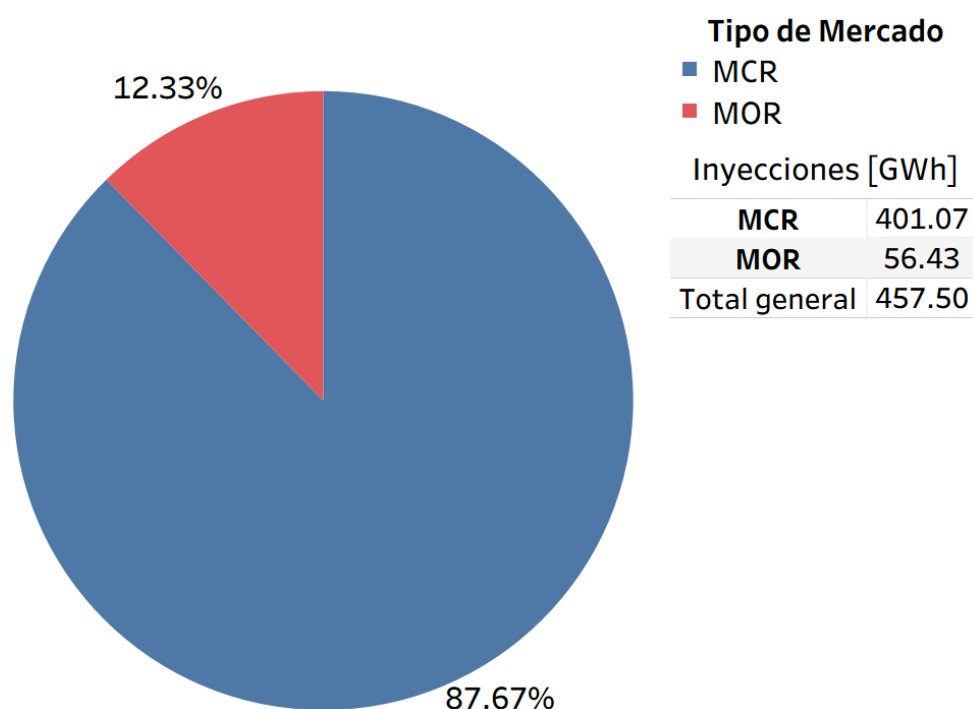
El predominio del MCR durante octubre refleja la consolidación del uso de compromisos contractuales por parte de los agentes de los principales países exportadores e importadores del MER para canalizar sus transacciones de energía. Por su parte, el MOR mantuvo una participación moderada, coherente con un entorno de menor volatilidad en la oferta regional, derivado de condiciones climáticas favorables que permitieron una operación estable y eficiente de los recursos de generación, especialmente los de origen hidroeléctrico.

En comparación con septiembre, se aprecia un ligero aumento en la participación del MCR (de 85.55% a 87.67%) y una disminución marginal en la del MOR (de 14.45% a 12.33%), lo que sugiere un mayor dinamismo en las transacciones contractuales. Esta variación confirma la flexibilidad operativa del MER, en la que el MOR se ajusta a las necesidades coyunturales de intercambio de cada país sin alterar la predominancia del MCR.

Es importante señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y CNFFF, en la práctica estas corresponden a transacciones de oportunidad¹. En octubre de 2025, tales ofertas representaron 90.95 GWh, equivalentes al 19.88% del total de inyecciones, motivo por el cual se analizan posteriormente dentro del comportamiento del MOR al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En conclusión, durante el mes analizado, el MCR continuó funcionando como el pilar central del intercambio energético regional, concentrando la mayor parte de las transacciones bajo esquemas contractuales. Paralelamente, el MOR reafirmó su rol como mercado de ajuste o complementario, absorbiendo las fluctuaciones asociadas a la variabilidad climática, la volatilidad de precios y las necesidades operativas de corto plazo.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

¹ Literales b) y c), numeral 1.4.2.1 del Libro II del RMER.

4. Transacciones por tipo de oferta

En el MER, las transacciones se estructuran en distintas modalidades de oferta que reflejan las estrategias de los países miembros para administrar sus excedentes de generación o cubrir sus requerimientos de abastecimiento. El uso de estas modalidades responde tanto a factores estructurales de cada sistema eléctrico como a condiciones climáticas y operativas que inciden en la evolución mensual de la oferta y la demanda regional.

Durante octubre de 2025, la composición de las ofertas contractuales y de oportunidad reflejó un comportamiento coherente con lo expuesto en las secciones anteriores del presente informe, particularmente el incremento de la generación hidroeléctrica en la región y las variaciones en la demanda interna de cada país miembro. Este contexto permitió, al igual que en el mes previo, mantener la estabilidad en el uso de compromisos contractuales para canalizar inyecciones y retiros de energía, así como un uso complementario del MOR para atender requerimientos puntuales de corto plazo asociados a dichas transacciones.

4.1. Inyecciones

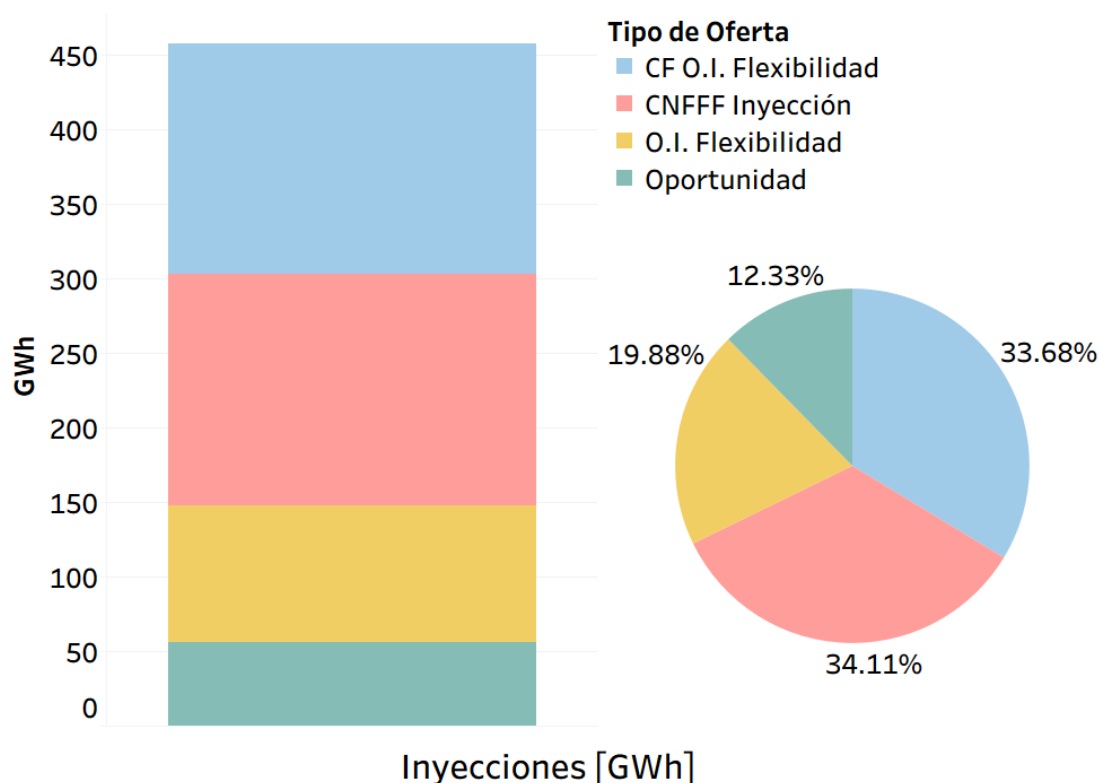
Las inyecciones al MER durante octubre alcanzaron un total de 457.50 GWh (máximo histórico mensual), distribuidas por tipo de oferta de la siguiente manera:

- **Contratos Firmes (CF):** Con 154.07 GWh (33.68% del total), se mantuvieron como una modalidad relevante de inyección, reflejando la continuidad del uso de compromisos firmes para canalizar excedentes, particularmente en El Salvador, Panamá y Guatemala.
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** Pasaron a ser la principal modalidad de inyección, con 156.06 GWh (34.11% del total), en un entorno de condiciones favorables de generación en todos los países exportadores. Su participación superó levemente a la de los CF.
- **Ofertas de Flexibilidad:** Registraron 90.95 GWh (19.88% del total), impulsadas por la amplia disponibilidad de excedentes renovables que los agentes canalizaron mediante este mecanismo.
- **Ofertas de Oportunidad:** Aportaron 56.43 GWh (12.33% del total). Su participación fue consistente con un mes caracterizado por baja volatilidad de precios y elevada disponibilidad de generación renovable, por lo que se utilizaron principalmente para absorber variaciones horarias y optimizar excedentes en períodos puntuales.

En conjunto, el 67.79% de las inyecciones se canalizó mediante esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 32.21% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad. Esto confirma que, durante octubre, los contratos

continuaron siendo el principal mecanismo para el despacho de excedentes en un entorno de abundante generación hidroeléctrica y estabilidad operativa.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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

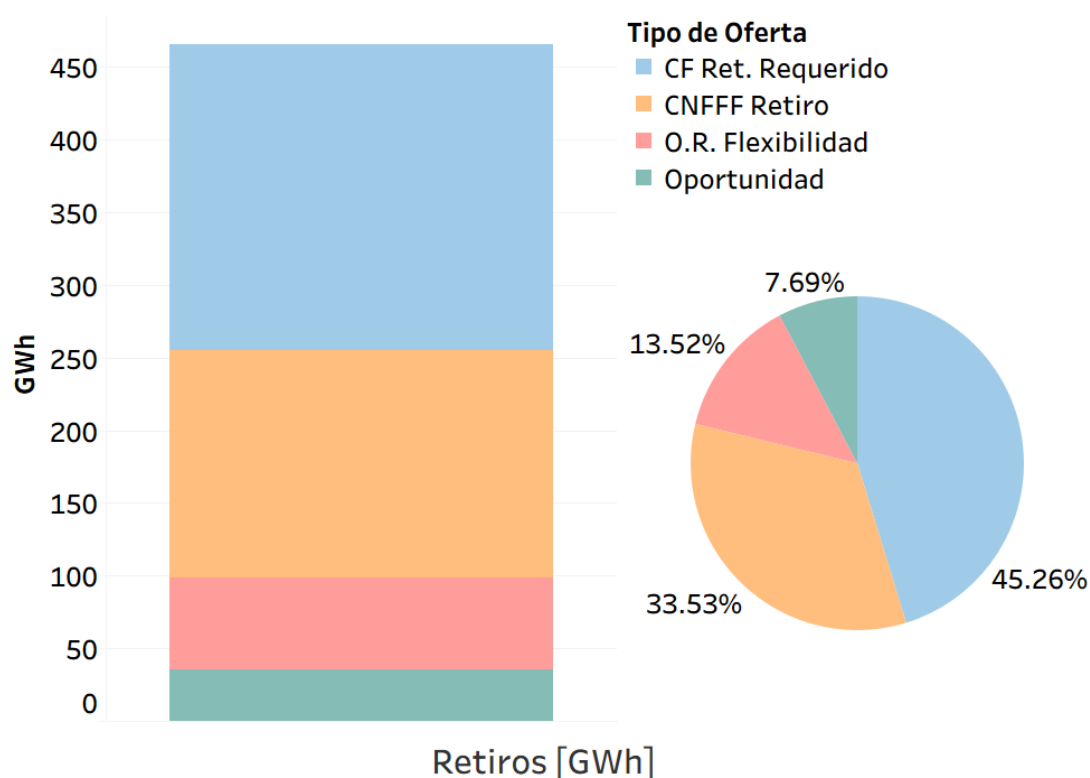
En materia de retiros, durante octubre estos ascendieron a 465.45 GWh, distribuidos por tipo de oferta de la siguiente manera:

- **Contratos Firmes (CF):** Con 210.67 GWh (45.26% del total), constituyeron la modalidad predominante, confirmando su papel central como mecanismo de abastecimiento para los principales países importadores: Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Honduras.

- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** Aportaron 156.06 GWh (33.53% del total), consolidándose como la segunda modalidad de mayor relevancia para cubrir necesidades de corto y mediano plazo bajo esquemas contractuales de intercambio.
- **Ofertas de Flexibilidad:** Alcanzaron 62.92 GWh (13.52% del total), asociadas principalmente a ajustes operativos requeridos para mantener el equilibrio entre áreas de control y compensar fluctuaciones de corto plazo en la generación y la demanda.
- **Ofertas de Oportunidad:** Sumaron 35.80 GWh (7.69% del total), utilizadas para atender coberturas puntuales, particularmente en momentos de diferencias significativas entre los precios nacionales y el precio regional.

En conjunto, los contratos CF y CNFFF concentraron el 78.79% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos previsibles y de menor riesgo económico y operativo. Por su parte, las ofertas de flexibilidad y oportunidad mantuvieron su función complementaria (21.21% del total de retiros), atendiendo variaciones de corto plazo y requerimientos operativos específicos.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
210.67	156.06	62.92	35.80	465.45

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 octubre de 2025 reafirma la estabilidad contractual del MER, con los CF y los CNFFF como los instrumentos predominantes tanto para las inyecciones como para los retiros. En paralelo, las ofertas de flexibilidad y de oportunidad conservaron su función complementaria, adaptándose a las variaciones climáticas y operativas propias del mes, así como a los requerimientos puntuales de balance energético.

Esta configuración evidencia un mercado regional predecible y equilibrado, en el que la participación del MCR continúa siendo el eje central de los intercambios, mientras que el MOR mantiene su papel como mecanismo de ajuste y optimización frente a las condiciones dinámicas de la generación y la demanda regional.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante octubre de 2025 se situó en 86.79 USD/MWh, lo que representa una disminución interanual del 9.24% respecto al mismo mes de 2024 (95.63 USD/MWh) y una reducción intermensual del 20.23% en comparación con septiembre de 2025 (108.80 USD/MWh). Este comportamiento confirma la consolidación de un entorno regional caracterizado por una mayor disponibilidad de generación renovable, especialmente hidroeléctrica, junto con una menor presión asociada al despacho térmico marginal.

La marcada disminución respecto al mes previo muestra un mercado con mayor holgura de oferta, consistente con las condiciones climáticas favorables que permitieron alcanzar precios aún más moderados que los registrados en septiembre. Asimismo, refleja una mayor estabilidad en los intercambios de energía entre los países miembros, en un contexto operativo donde predominaron transacciones canalizadas mediante esquemas contractuales.

5.1. Factores explicativos

Los precios observados en octubre reflejaron un mercado regional ampliamente abastecido por recursos renovables y por la continuidad del uso predominante del MCR como principal canal para las transacciones de energía de los principales países exportadores e importadores. Entre los factores determinantes destacan los siguientes:

- **Mayor disponibilidad hidroeléctrica a nivel regional:** Las condiciones climáticas favorables incrementaron de forma notable los aportes hidroeléctricos, particularmente en El Salvador, Panamá, Guatemala y Costa Rica. Este aumento redujo los precios internos y amplió la oferta competitiva disponible para exportación.
- **Menor necesidad de recurrir a tecnologías térmicas marginales:** La elevada disponibilidad hídrica redujo la necesidad de recurrir al despacho térmico marginal, disminuyendo así la exposición del mercado a episodios de volatilidad intradiaria de precios.
- **Participación de los principales países exportadores:** El Salvador, Panamá y Guatemala mantuvieron su papel predominante en las inyecciones regionales, canalizando excedentes mediante contratos firmes y no firmes. Esta dinámica reforzó la estabilidad de precios y permitió sostener un entorno competitivo de intercambios de energía en el mercado regional.

En conjunto, estos elementos propiciaron un mercado regional estable y eficiente, con una amplia proporción de transacciones canalizadas mediante contratos, mientras que el MOR mantuvo su función complementaria al absorber variaciones horarias puntuales sin generar presiones significativas sobre los precios promedio del MER.

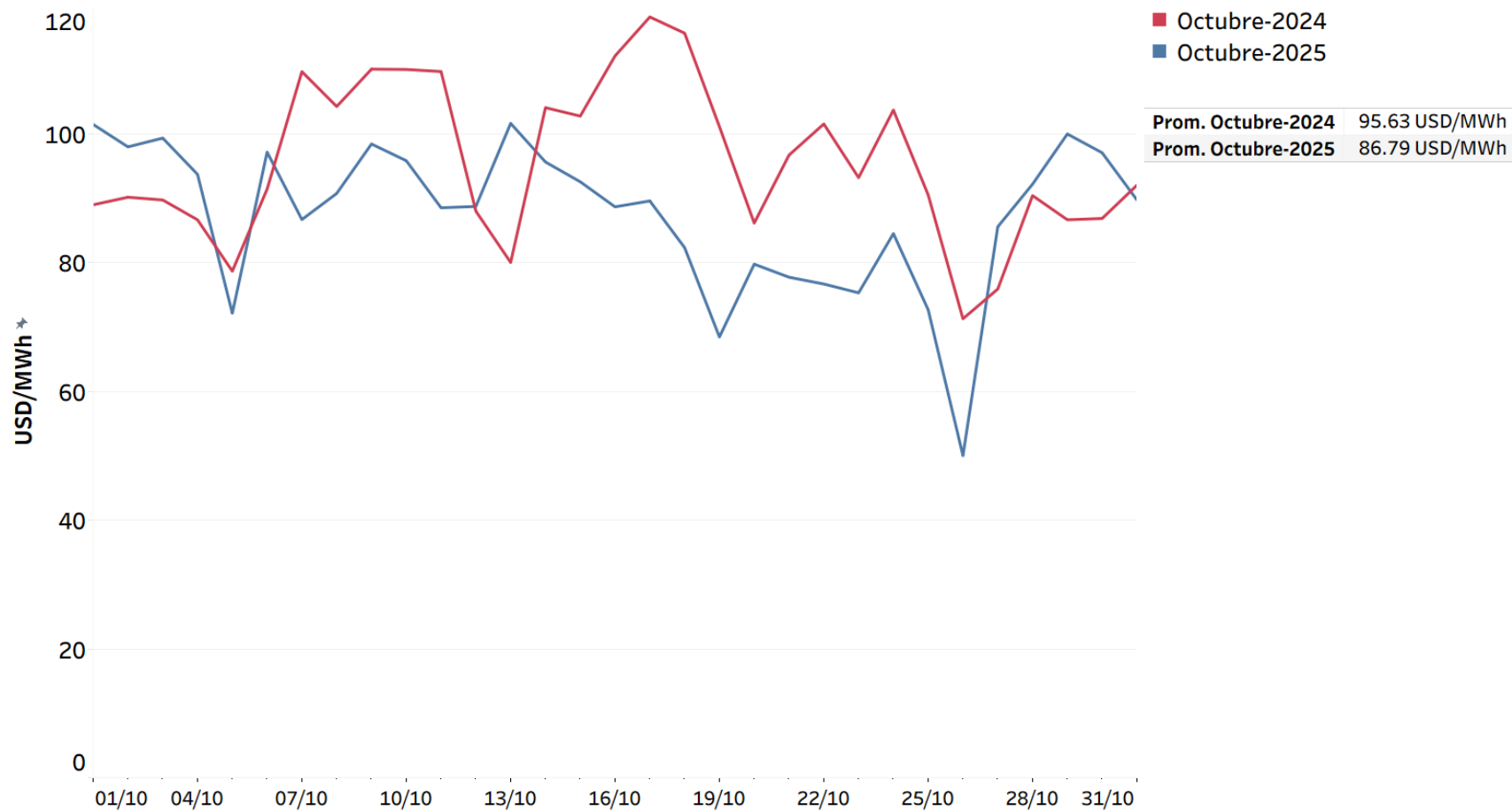
5.2. Comparación con 2024

El precio promedio del MER en octubre de 2025 (86.79 USD/MWh) se ubicó 8.84 USD/MWh por debajo del registrado en octubre de 2024 (95.63 USD/MWh). Este diferencial confirma:

- Una mayor disponibilidad de generación renovable en la región durante 2025, particularmente de origen hidroeléctrico.
- La continuidad de un entorno operativo con baja volatilidad intradiaria, tal como se observa en las curvas de precios promedio de ambos años (véase Figura 6).
- Una menor dependencia del despacho térmico marginal, lo que contribuyó a sostener precios más competitivos y estables.

En conjunto, la comparación interanual evidencia un MER más competitivo y resiliente, lo que se refleja en la ausencia de cambios estructurales significativos en la participación exportadora de los países miembros respecto a agosto y septiembre de 2025.

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



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

5.3. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante octubre de 2025 se mantuvieron en niveles moderados y sin episodios de volatilidad extrema.

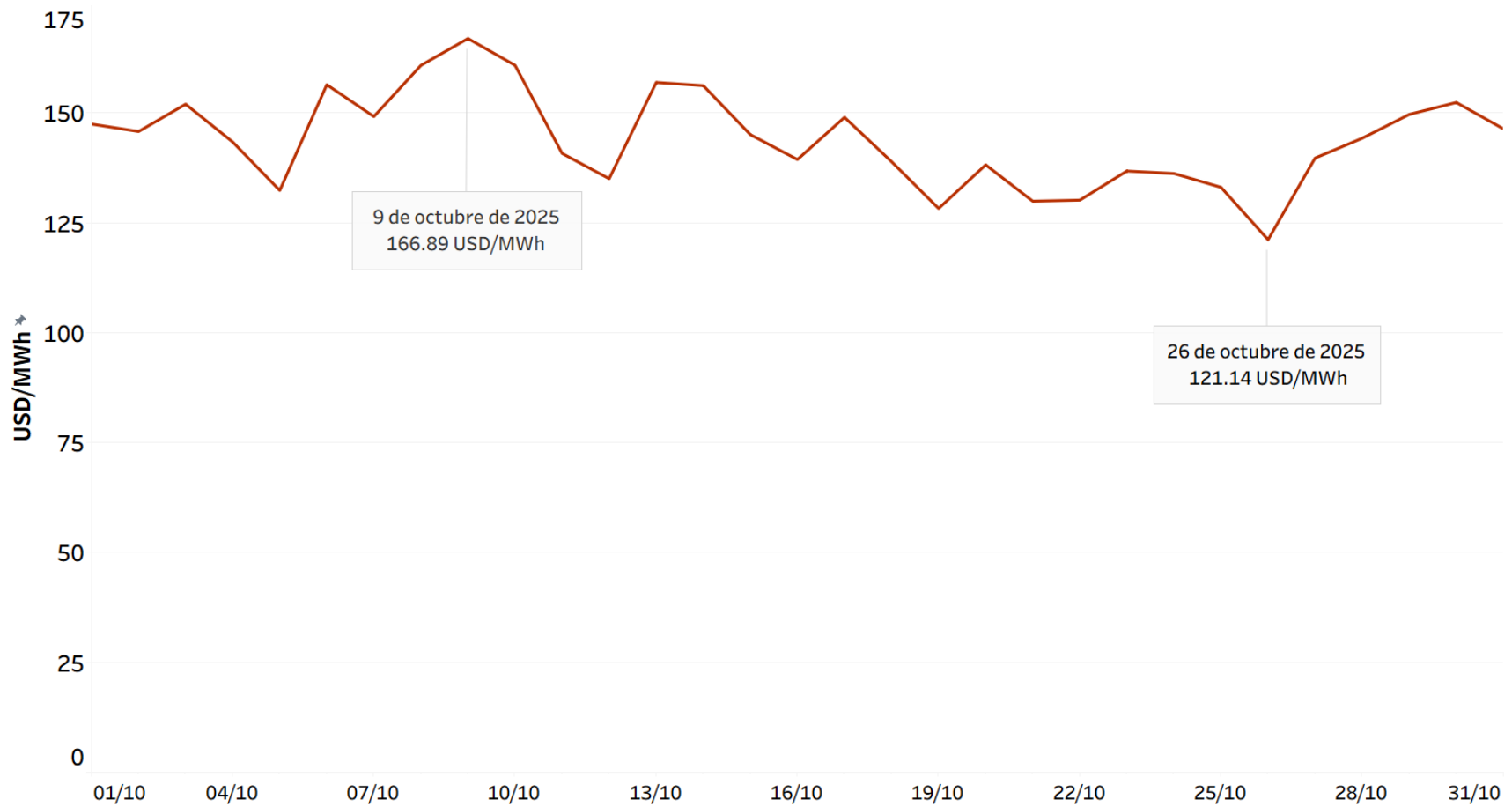
- El precio diario máximo del mes se registró el 9 de octubre, con 166.89 USD/MWh.
- El valor máximo diario más bajo se observó el 26 de octubre, con 121.14 USD/MWh.

Como se observa en la Figura 7, durante el mes los precios máximos diarios se ubicaron en un rango comprendido entre 121 USD/MWh y 167 USD/MWh, lo cual es coherente con:

- La abundante disponibilidad hidroeléctrica regional, que redujo la necesidad de recurrir a generación térmica marginal.
- Los mayores volúmenes de inyecciones declaradas mediante esquemas contractuales, que aseguraron niveles sostenidos de intercambios de energía entre países miembros.

En conjunto, los precios máximos de octubre confirmaron un mercado regional con oferta holgada, baja volatilidad y altos niveles de competencia, consolidando la tendencia de estabilidad observada desde el segundo semestre de 2025.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER OCTUBRE 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 octubre de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural mostraron una tendencia estable y de baja volatilidad, influenciada por la holgura de oferta regional derivada del incremento en la generación hidroeléctrica, y por el comportamiento moderado de los mercados internacionales de combustibles fósiles. El precio promedio del MER se ubicó en 86.79 USD/MWh, mientras que el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) fluctuó entre 57-63 USD/barril, y el precio del gas natural (NG) se mantuvo dentro de un rango de 2.80-3.60 USD/MMBTU (véase Figura 8).

6.1. Correlación estadística

En octubre se evidencia nuevamente una ausencia de relación estadística relevante entre los precios del MER y los de los combustibles fósiles, con valores de covarianza y correlación que refuerzan la autonomía en la formación del precio del mercado regional:

- **WTI y MER:**
 - Covarianza: **1.79**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.05**

Para el caso del petróleo, los valores de covarianza y del coeficiente de *Spearman* reflejan una correlación prácticamente nula, lo que indica que las variaciones en el precio del crudo no se trasladaron al comportamiento del precio del MER.

- **Gas Natural y MER:**
 - Covarianza: **-0.78**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.47**

En cuanto al gas natural, el signo negativo tanto en la covarianza como en el coeficiente de *Spearman* evidencia una correlación inversa débil, la cual no implica causalidad y resulta coherente con un mercado donde la generación térmica marginal tuvo una participación limitada en la fijación del precio regional, debido al predominio de la generación hidroeléctrica durante el mes.

En conjunto, los resultados confirman que el precio del MER estuvo determinado principalmente por condiciones internas de generación y demanda en cada país miembro, y no por la evolución internacional de los precios del petróleo o del gas natural.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	1.79
NG (x), MER (y)	-0.78
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	0.05
NG (x), MER (y)	-0.47

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

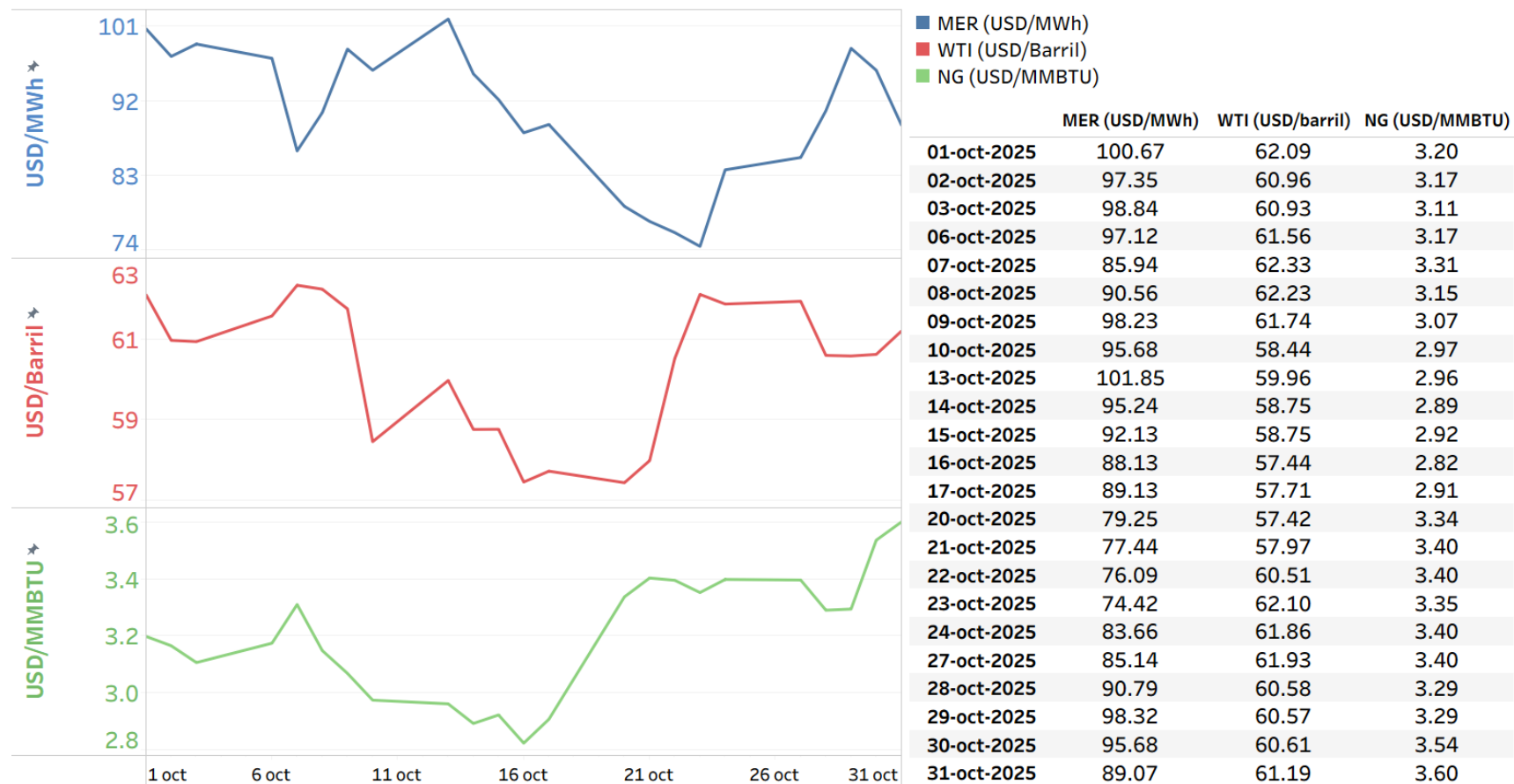
6.2. Evolución gráfica

Del análisis gráfico de la Figura 8 se desprenden los siguientes patrones:

- **Comportamiento del precio del MER**
 - El precio regional inició el mes con valores cercanos a 100 USD/MWh y mostró una trayectoria descendente hacia la tercera semana de octubre, cuando alcanzó su valor mínimo, próximo a los 74 USD/MWh.
 - Posteriormente, el precio registró una recuperación moderada, cerrando en 89.07 USD/MWh.
 - La volatilidad intradiaria se mantuvo acotada, coherente con la amplia disponibilidad de generación hidroeléctrica observada en la región.
- **Comportamiento del precio del petróleo (WTI)**
 - El precio del petróleo fluctuó de manera moderada entre 57-63 USD/barril, sin episodios abruptos de volatilidad.
 - Su estabilidad contrasta con la trayectoria particular que presentó el precio del MER, reforzando la ausencia de relación directa entre ambos mercados.
- **Comportamiento del precio del gas natural (NG)**
 - El precio del gas natural mostró un aumento hacia finales del mes, pasando de un rango cercano a 2.80-3.20 USD/MMBTU a niveles superiores a los 3.50 USD/MMBTU.
 - No obstante, este repunte no se reflejó en el comportamiento del MER, dada la reducida participación de generación térmica marginal en la fijación del precio regional durante el período analizado.

En conjunto, el análisis estadístico y gráfico confirma que las dinámicas del petróleo y del gas natural no explican el comportamiento del MER en octubre. La evolución del precio regional respondió principalmente a factores internos asociados a la disponibilidad de generación y a las condiciones de demanda en cada país miembro.

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



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

6.3. Conclusiones

El comportamiento observado en octubre de 2025 permite destacar los siguientes elementos:

- **Autonomía del MER respecto a los combustibles fósiles:** Las covarianzas y correlaciones prácticamente nulas con los precios del petróleo y del gas natural evidencian que la formación del precio del MER respondió fundamentalmente a la evolución interna de la oferta y la demanda regional, y no a las dinámicas del mercado internacional de combustibles fósiles.
- **Precios regionales moderados gracias a la abundante generación renovable:** La holgura de oferta hidroeléctrica redujo la necesidad de recurrir al despacho térmico marginal, lo que contribuyó a contener la volatilidad intradiaria y a mantener precios promedio más bajos.
- **Mayor estabilidad y resiliencia del mercado regional:** La combinación de condiciones climáticas favorables, menor presión asociada a los costos de la generación térmica y una alta proporción de transacciones canalizadas mediante esquemas contractuales consolidó un entorno operativo estable en la región.
- **Desvinculación progresiva del MER respecto al mercado energético internacional:** La tendencia observada desde el inicio del segundo semestre de 2025 confirma que el MER ha operado con una dinámica propia, determinada principalmente por la disponibilidad de recursos renovables en la región y no por las variaciones en los precios internacionales del petróleo y del gas natural.

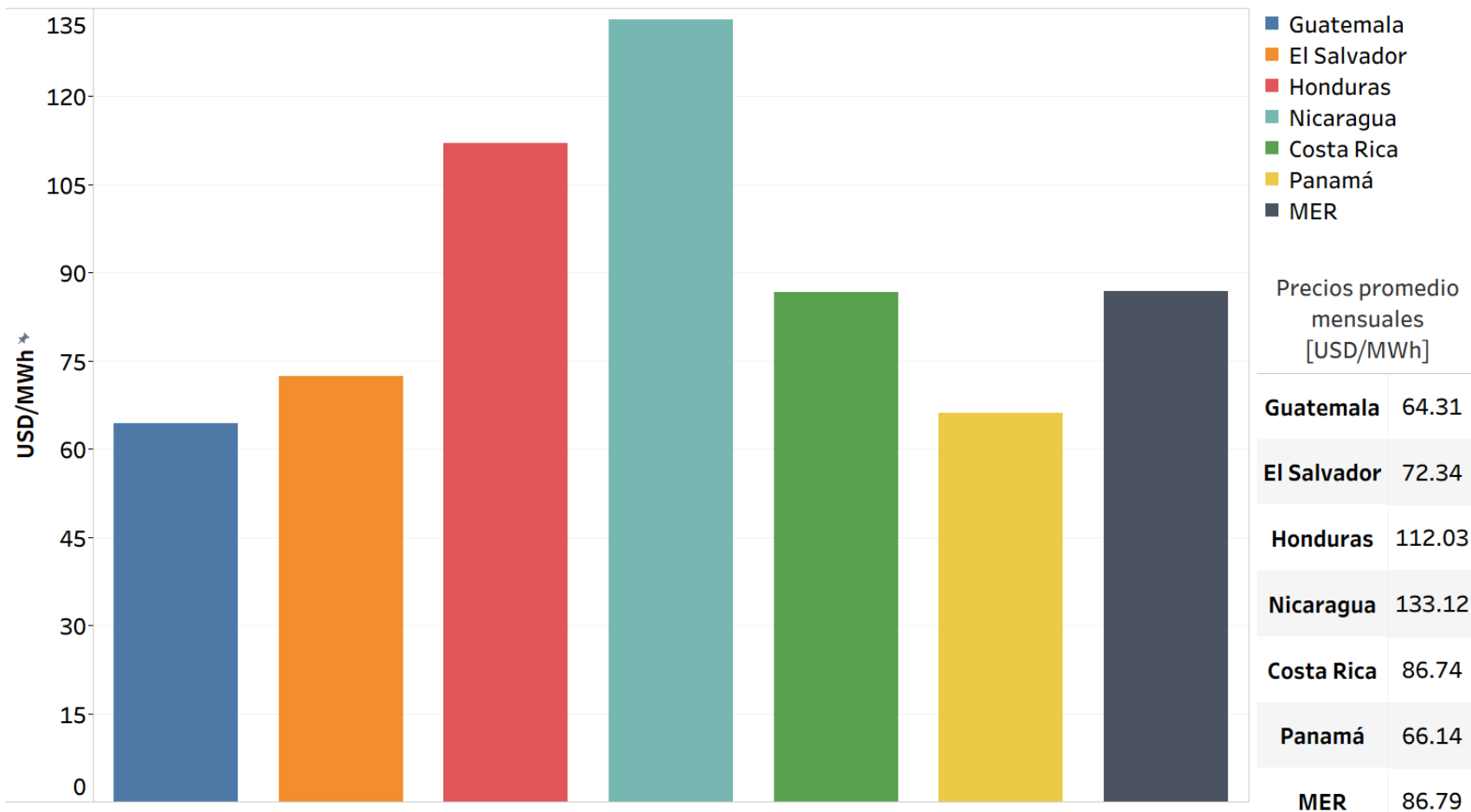
7. Precios nacionales

Al comparar los precios promedio nacionales con el precio promedio del MER (86.79 USD/MWh) durante octubre de 2025, se evidencia nuevamente una diferenciación marcada entre los países miembros con matrices de generación más competitivas y aquellos con mayor dependencia de generación térmica marginal.

Tal como se observa en las Figuras 9 y 10, Guatemala (64.31 USD/MWh), El Salvador (72.34 USD/MWh), Costa Rica (86.74 USD/MWh) y Panamá (66.14 USD/MWh) registraron precios promedio mensuales inferiores al precio regional, mientras que Honduras (112.03 USD/MWh) y Nicaragua (133.12 USD/MWh), se ubicaron por encima del promedio del MER.

El comportamiento observado en octubre confirma la tendencia registrada en los meses previos, en la que la posición relativa de cada país en el MER continúa estando determinada por la disponibilidad de su generación renovable, en particular la hidroeléctrica, así como por su capacidad para atender la demanda interna sin recurrir a tecnologías térmicas de mayor costo.

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

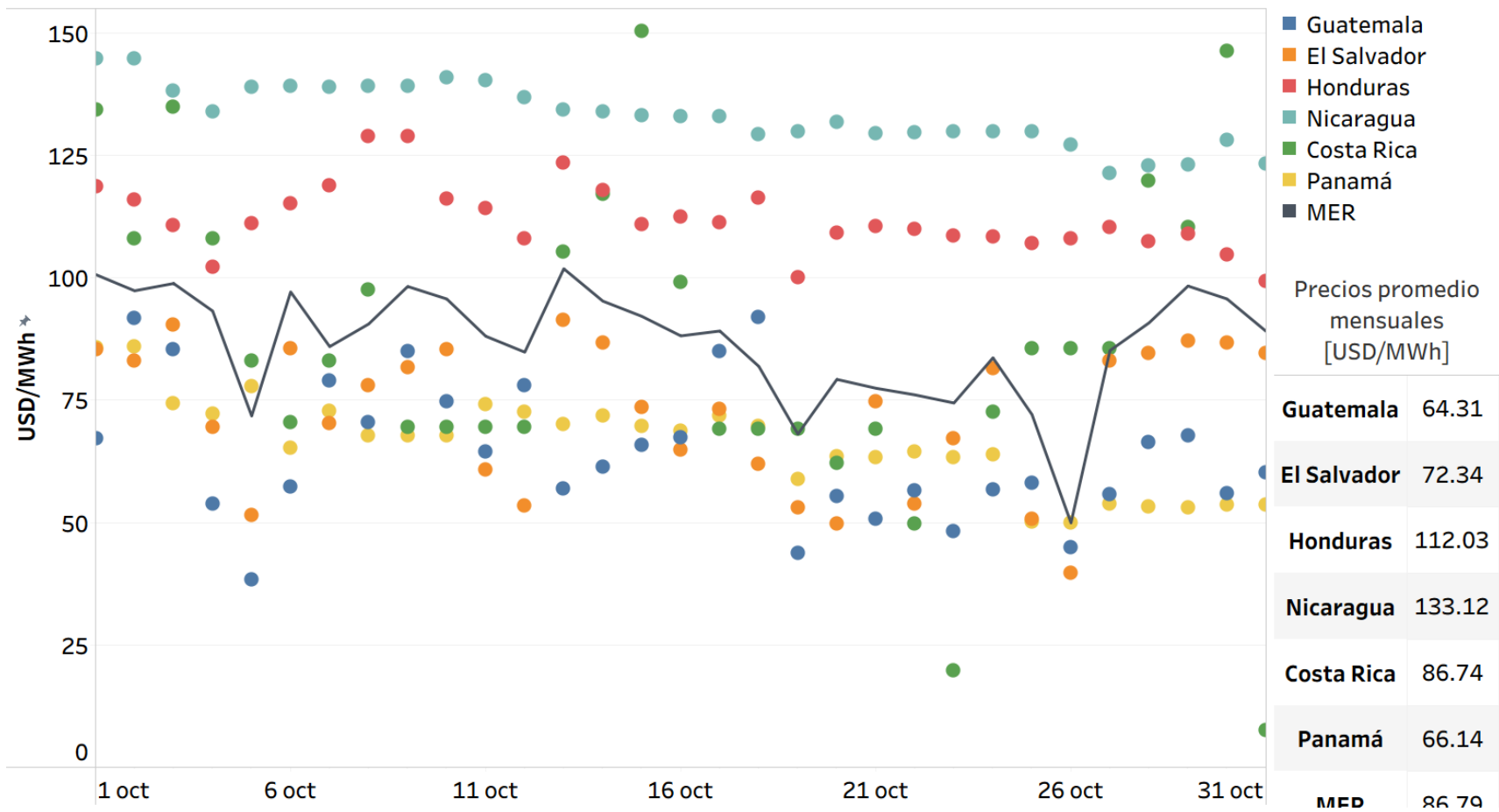


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de las páginas web de los OS/OMS.

7.1. Países con precios inferiores al precio del MER

- **Guatemala (64.31 USD/MWh):** mantuvo el precio promedio nacional más bajo de la región, reflejando una operación interna altamente competitiva y respaldada por una amplia disponibilidad de generación hidroeléctrica. La correlación positiva y moderadamente elevada con el MER ($\rho = 0.61$), junto con una covarianza de 326.66, indican que Guatemala siguió la tendencia general del mercado regional, aunque desde un nivel de precios estructuralmente más bajo. En otras palabras, las variaciones del MER se reflejaron en su precio nacional sin comprometer su condición tanto para exportar como para importar energía.
- **El Salvador (72.34 USD/MWh):** exhibió nuevamente un comportamiento estable y competitivo, beneficiado por un parque de generación diversificado. El coeficiente de correlación ($\rho = 0.65$) y la covarianza más alta de la región (548.77) muestran que el mercado salvadoreño reaccionó de forma alineada con el MER: cuando el precio regional descendió, su precio nacional acompañó dicha trayectoria y viceversa. Esta relación reforzó su capacidad para ofertar e importar energía a precios favorables dentro del mercado regional.
- **Panamá (66.14 USD/MWh):** registró también un precio inferior al del MER, sustentado en una matriz que combina generación renovable con la operación eficiente de plantas térmicas a gas natural. Su correlación con el MER fue la más baja dentro del grupo de países con precios competitivos ($\rho = 0.27$; $\text{Cov} = 78.90$), lo que sugiere que el comportamiento de su precio nacional respondió principalmente a dinámicas internas de despacho y cobertura de la demanda, más que a las variaciones del mercado regional.
- **Costa Rica (86.74 USD/MWh):** presentó un precio promedio prácticamente igual al del MER (solo 0.05 USD/MWh por debajo). La correlación relativamente baja ($\rho = 0.32$; $\text{Cov} = 239.32$) indica que su precio interno estuvo determinado principalmente por su propio desempeño en generación hidroeléctrica, eólica y geotérmica, más que por las oscilaciones del mercado regional. La dispersión diaria observada en la Figura 10 confirma que el sistema costarricense enfrentó variaciones intradiarias significativas asociadas a la disponibilidad fluctuante de sus fuentes renovables, particularmente en horas de menor demanda.

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



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

7.2. Países con precios superiores al precio del MER

- **Nicaragua (133.12 USD/MWh):** volvió a registrar el precio promedio mensual más alto de la región, en línea con su elevada dependencia de generación térmica marginal. Su correlación con el MER fue moderada ($\rho = 0.41$; $\text{Cov} = 100.93$), lo que indica que, aunque su precio nacional mostró cierta relación con la dinámica regional, su posición estructuralmente elevada respondió principalmente a limitaciones internas de oferta. Estas condiciones mantienen al mercado nicaragüense como el principal importador neto del MER.
- **Honduras (112.03 USD/MWh):** presentó un precio promedio significativamente superior al del MER, influenciado por una matriz con una participación relevante de generación térmica. Con una correlación moderadamente alta respecto al mercado regional ($\rho = 0.60$; $\text{Cov} = 216.83$), Honduras fue uno de los países cuyos precios internos siguieron con mayor cercanía las variaciones del MER, amplificando sus oscilaciones debido a su mayor exposición al despacho marginal térmico.

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

ρ : CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.61
El Salvador	0.65
Honduras	0.60
Nicaragua	0.41
Costa Rica	0.32
Panamá	0.27

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

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

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	326.66
El Salvador	548.77
Honduras	216.83
Nicaragua	100.93
Costa Rica	239.32
Panamá	78.90

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

7.3. Análisis comparativo y lectura regional

Las Figuras 9 y 10 muestran que el precio promedio del MER en octubre (86.79 USD/MWh) se ubicó cerca del punto medio de la región. Cuatro países registraron precios inferiores (Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá) y dos se situaron por encima (Honduras y Nicaragua), aunque el caso de Costa Rica resulta particular, pues su precio promedio fue prácticamente igual al del MER. Esta distribución refleja con claridad la heterogeneidad de las matrices de generación y el impacto directo que tiene la disponibilidad de recursos renovables, especialmente hidroeléctricos, en la formación de los precios internos.

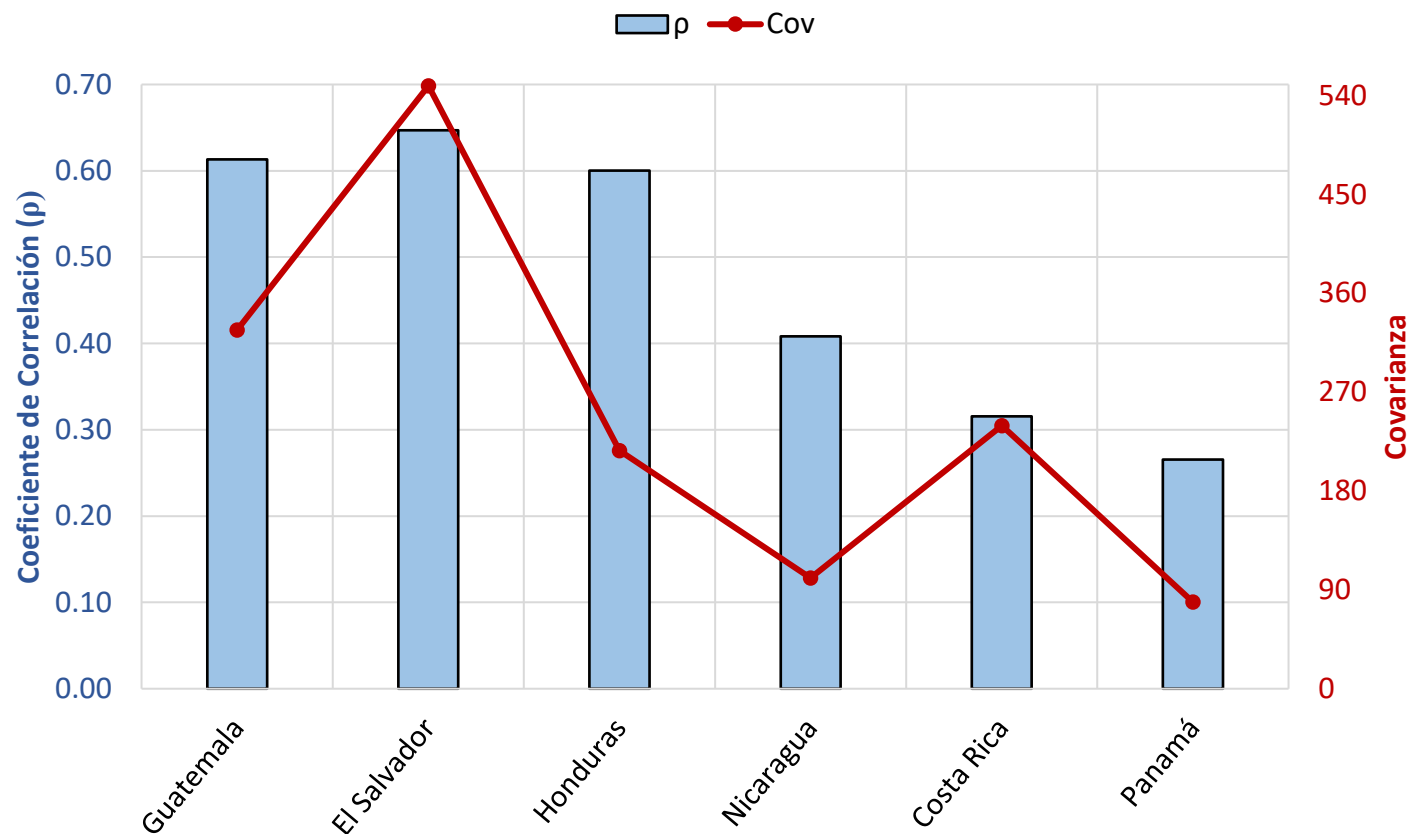
Desde una perspectiva estadística, la combinación del coeficiente de *Spearman* y la covarianza permite distinguir dos patrones de comportamiento:

1. **Sistemas parcialmente acoplados al MER (Honduras, Guatemala y El Salvador):** Estos países mostraron correlaciones moderadamente altas con el precio regional ($\rho \approx 0.60$), lo que evidencia que sus precios nacionales tienden a seguir la tendencia del MER. Esto implica que tanto la holgura de oferta como los encarecimientos en el mercado regional se trasladan, en mayor o menor medida, a sus precios internos.
2. **Sistemas menos acoplados o con mayor independencia relativa (Nicaragua, Costa Rica y Panamá):** Aunque presentan correlaciones positivas, estas son más bajas ($\rho = 0.27-0.41$), lo que indica que su dinámica interna estuvo más influenciada por la disponibilidad de recursos renovables, su estructura térmica marginal y la evolución de su demanda, que por el comportamiento del precio regional.

El análisis de octubre permite destacar lo siguiente:

- La competitividad de los precios nacionales continúa estrechamente ligada a la disponibilidad de generación renovable, particularmente hidroeléctrica.
- Los países con mayor dependencia de generación térmica registraron los precios más elevados.
- La relación estadística entre los precios nacionales y el MER confirma patrones diferenciados de acoplamiento, fundamentales para la supervisión del mercado y para anticipar comportamientos ante eventuales cambios en la oferta regional.

FIGURA 11. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES OCTUBRE 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 agentes con mayor participación relativa 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

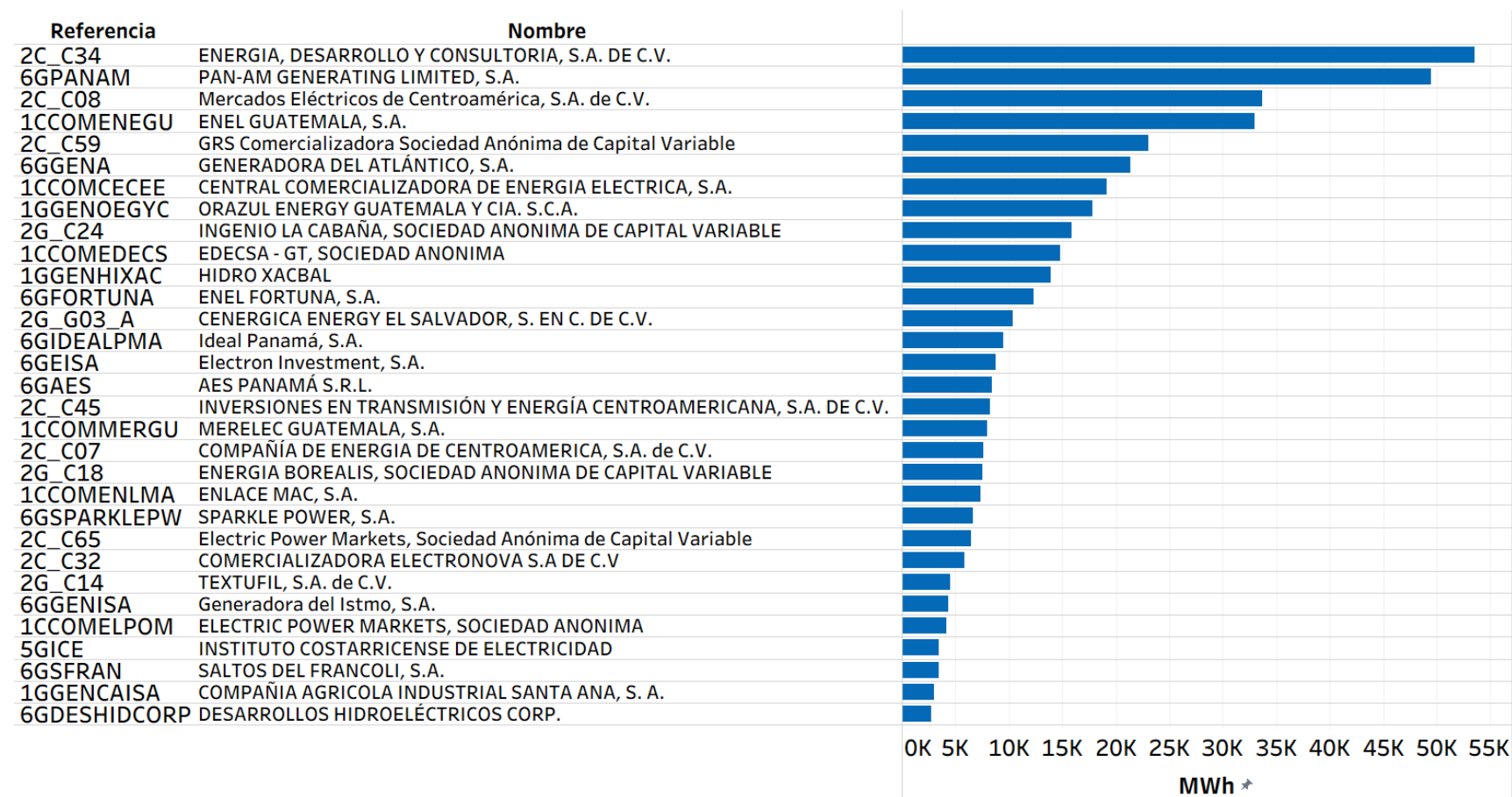
En octubre de 2025, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 53,564 MWh (11.71%)
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 49,426 MWh (10.80%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 33,729 MWh (7.37%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 32,933 MWh (7.20%)
- GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable (2C_C59) – El Salvador: 23,014 MWh (5.03%)

Estos cinco agentes concentraron el 42.11% del total de inyecciones en el período analizado, lo que confirma la consolidación de El Salvador, Panamá y Guatemala como los líderes de oferta en el MER. En particular, el agente 2C_C34 se posicionó en el primer lugar en volumen de inyecciones, desplazando al agente 6GPANAM, quien había encabezado la lista durante los dos meses previos.

El agente 1CCOMENEGU mantuvo su posición destacada gracias a su sólida base de generación hidroeléctrica y, en consecuencia, a su papel estratégico como uno de los principales oferentes de energía renovable en la región. Por su parte, los agentes 2C_C08 y 2C_C59 reforzaron la relevancia comercial de El Salvador dentro del MER, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía. Cabe señalar que 2C_C59 ingresó a la lista de los principales vendedores de energía durante octubre, lo que evidencia el fortalecimiento de El Salvador como el principal país exportador en el mercado regional.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER OCTUBRE 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 octubre de 2025 fueron:

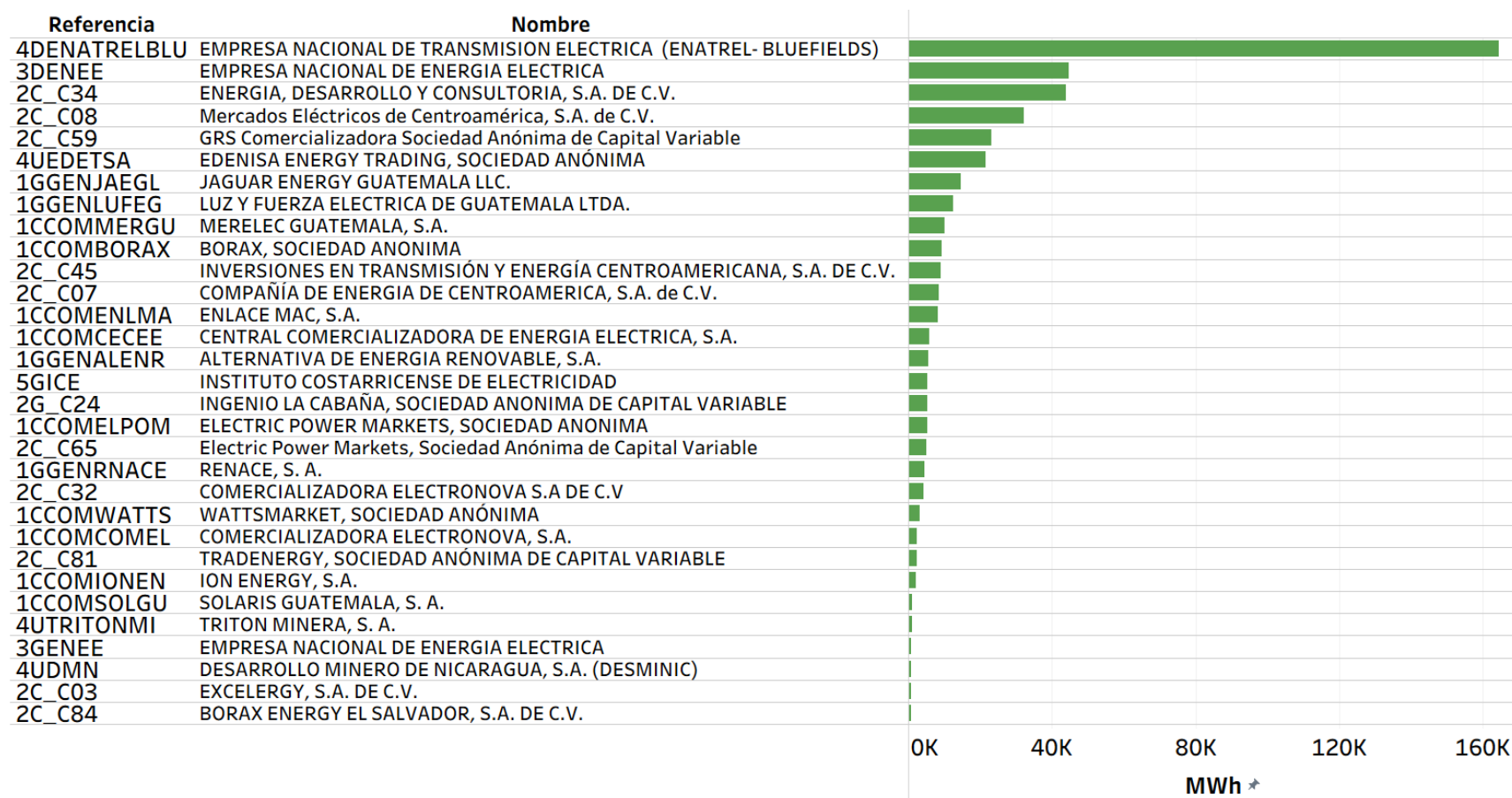
- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 164,285 MWh (35.30%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 45,649 MWh (9.81%)
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 43,916 MWh (9.44%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 32,227 MWh (6.92%)
- GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable (2C_C59) – El Salvador: 23,262 MWh (5.00%)

En conjunto, estos agentes concentraron el 66.47 % de los retiros totales del MER, lo que pone de manifiesto la dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto a través del agente distribuidor 4DENATRELBLU.

Por su parte, Honduras destacó por la participación de su único agente activo en el MER tanto en compras como en ventas (3DENEE/3GENEE). Su intervención, al igual que en el mes anterior, estuvo impulsada por los elevados precios nacionales asociados a una matriz de generación predominantemente térmica, lo que en esta ocasión lo posicionó como el segundo mayor comprador de energía del mercado regional.

El caso de El Salvador resulta particularmente relevante, al registrar una participación significativa mediante tres agentes comercializadores (2C_C34, 2C_C08 y 2C_C59), quienes también se ubicaron entre los principales compradores del mercado. Este comportamiento refleja una posición equilibrada entre importaciones y exportaciones, plenamente coherente con la dinámica observada a nivel país.

FIGURA 13. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER OCTUBRE 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 octubre de 2025, el liderazgo exportador volvió a concentrarse en El Salvador, Panamá y Guatemala, quienes aportaron más del 99% de las inyecciones al MER. En particular, El Salvador se consolidó como el principal país inyector, con agentes como 2C_C34, 2C_C08 y 2C_C59, los cuales registraron volúmenes elevados de exportación; mientras que los agentes 6GPANAM y 1CCOMENEGU mantuvieron un papel destacado desde Panamá y Guatemala, respectivamente. Este desempeño reflejó un entorno de abundante generación hidroeléctrica y condiciones climáticas favorables que reforzaron la competitividad de estos países dentro del MER.

Por su parte, Costa Rica redujo nuevamente su papel como oferente, destinando la mayor parte de su elevada generación renovable, particularmente hidroeléctrica y geotérmica, al abastecimiento interno. Ello se tradujo en una participación marginal en las inyecciones al MER.

En cuanto a los retiros, Nicaragua mantuvo una fuerte dependencia de las compras regionales, concentrando junto con El Salvador más de dos tercios de estas compras. Nicaragua se reafirmó como el principal país importador, con un retiro aproximado de 188 GWh (40.37% del total), impulsado por la limitada disponibilidad interna de generación renovable y por la elevada participación térmica marginal.

El comportamiento de El Salvador resultó particularmente relevante, ya que, además de liderar las inyecciones regionales, registró una participación significativa en los retiros a través de diversos agentes comercializadores. Este patrón confirma el carácter equilibrado y altamente dinámico de su participación en el MER, coherente con su capacidad para actuar simultáneamente como oferente competitivo y como demandante estratégico dentro del mercado.

En coherencia con lo anterior, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes oferentes y compradores resulta fundamental para:

- Identificar patrones de comportamiento, como incrementos súbitos en los volúmenes transados o cambios inusuales en la participación en el mercado.
- Detectar ofertas atípicas, ya sea a precios excepcionalmente bajos, elevados o nulos, que puedan distorsionar la señal de precios o afectar la competencia.
- Garantizar la transparencia y la competencia efectiva, promoviendo un entorno regulatorio que fortalezca la eficiencia y la confiabilidad de la operación regional.

En este contexto, el seguimiento permanente de los agentes con mayor participación en las transacciones del MER constituye una herramienta clave para anticipar riesgos y asegurar que la dinámica comercial del mercado se mantenga alineada con los principios de eficiencia y transparencia 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 octubre de 2025, se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de dos (2) agentes del MER, según se detalla en la Tabla 4. Al igual que en meses anteriores, estas ofertas no fueron despachadas, por lo que no influyeron directamente en la formación de precios nodales en el MER. No obstante, su seguimiento continúa siendo fundamental dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, ya que pueden reflejar estrategias particulares de comercialización o posibles errores que requieren evaluación y corrección.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente la lista, con 52,920 MWh declarados a un precio promedio de 442.60 USD/MWh y un máximo de 459.00 USD/MWh. Este comportamiento obedece a la existencia de excedentes térmicos basados en combustibles fósiles, cuyos costos se ven incrementados por el impuesto costarricense sobre el uso de combustibles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha explicado reiteradamente esta estrategia como parte de su modelo operativo durante periodos de alta disponibilidad de generación renovable, priorizando el consumo interno con energía de bajo costo y destinando al MER únicamente la generación térmica no convocada.

Por su parte, el agente panameño Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA) declaró 9,276 MWh, con precios promedio y máximos de 879.56 USD/MWh. Estos valores se explican por el uso de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). Dicho mecanismo, según lo informado previamente a esta Comisión, responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incluye precios mínimos predeterminados, por lo que no constituye una estrategia deliberada del agente 6GEGESA.

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	52,920.00	0.00	442.60	459.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	9,275.68	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 octubre de 2025, un (1) agente presentó ofertas de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, vinculadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia convierte a los CF en instrumentos con incidencia física directa en el despacho regional, asegurando la colocación de la generación local y desplazando las ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede modificar la dinámica competitiva del mercado, su supervisión resulta prioritaria para garantizar la eficiencia y la transparencia en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) realizó estas declaraciones por un total de 32,738 MWh. Este comportamiento reitera una práctica previamente observada en el MER y ya justificada ante esta Comisión por el agente, quien ha explicado que estas ofertas buscan evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a la cobertura de los retiros asociados a CF, en coherencia con la alta participación renovable de la matriz de generación del país. En el caso de Guatemala, esta estrategia coincidió con un aumento significativo de aproximadamente 156 GWh en la generación hidroeléctrica respecto al mes anterior.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	32,737.57

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

En conjunto, estas ofertas representaron el 15.54% del total de la energía declarada mediante ofertas de flexibilidad asociadas a CF en octubre de 2025, lo que evidencia un comportamiento muy similar al 15.33% registrado en septiembre. Este ligero incremento refleja una mayor disponibilidad de excedentes de generación renovable, particularmente en el caso de Guatemala.

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

La vigilancia de las ofertas de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh permite identificar oportunamente posibles estrategias que podrían distorsionar la señal de precios en el MER. Este tipo de declaraciones puede obedecer tanto a la intención de asegurar adquisiciones a precios mínimos como al cumplimiento formal de la obligación regulatoria de ofertar, aun sin una expectativa real de compra.

Durante octubre de 2025, ocho (8) agentes salvadoreños presentaron 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_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	1,270.00	7.43	3.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	980.31	1.00	1.00
2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	390.00	5.00	5.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	240.00	7.98	7.98
2C_C08	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	50.00	9.00	9.00
2C_C81	TRADENERGY, S.A. DE C.V.	12.00	8.50	8.50
2C_C67	EIS POWER, S.A. DE C.V.	5.00	5.50	5.50

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

Este comportamiento responde a una estrategia previamente justificada por los agentes salvadoreños ante la CRIE, orientada a garantizar compras en el MER a precios más competitivos que los de la generación nacional disponible, especialmente en un contexto en el que los precios internos de El Salvador se mantuvieron, durante la mayor parte del mes, por debajo del promedio regional.

La CRIE mantiene un monitoreo continuo sobre estas prácticas, evaluando sus fundamentos técnico-económicos. Si bien no constituyen una infracción a la Regulación Regional, su recurrencia amerita una vigilancia permanente, con el objetivo de preservar la correcta formación de precios y prevenir eventuales distorsiones en las señales nodales del MER.

9. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante octubre 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) octubre 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR con relación a las MCTP de octubre de 2025.

TABLA 7. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR (MW)

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	250	260	10
Media	300	300	260	10
Mínima	300	260	290	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
Máxima	300	260	300	200
Media	300	140	300	200
Mínima	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.

9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en octubre de 2025

Durante octubre de 2025 se registraron dos (2) 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 9. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN OCTUBRE 2025

Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total, Carga Desconectada en el SER [MW]
15-oct-25	10:43:00	10:57:00	Nicaragua	Disparo de línea de transmisión 230 kV Sandino - León 1, disparo de línea de interconexión 230 kV Prados - León 1 en extremo de subestación León 1 y pérdida de 141.85 MW de generación en el área de control de Nicaragua. Lo anterior debido a falla no despejada por interruptor identificado como L9010 en subestación León 1, dejando a cero voltaje las barras 1 y 2 de dicha subestación.	59.175	I	271.27
27-oct-25	17:43:55	17:55:44	Guatemala	Exceso de generación en el sistema eléctrico de México, provocando que el flujo a través de la interconexión México - Guatemala, en dirección hacia Guatemala, aumente a 478 MW de 240 MW programados, lo que provoca también bajo voltaje en la subestación Tapachula con un valor de 388 kV.	59.193	I	300.93

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/>