

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

JUNIO 2025

INFORME SV-35-2025



***UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL***

Contenido

1. Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2. Transacciones por país miembro	5
3. Transacciones por tipo de mercado	8
4. Transacciones por tipo de oferta	9
5. Precios del MER.....	12
6. Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	17
6.1. Precios nacionales.....	19
7. Monitoreo del MER	23
7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER	23
7.2. Agentes que más retiraron energía del MER.....	25
7.3. Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	27
7.4. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	29
7.5. Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR.....	30
8. Indicadores técnicos.....	32
8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) junio 2025.....	32
8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en junio de 2025	34

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	7
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	7
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado	9
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	10
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	11
Figura 6. Precios promedio horarios del MER junio 2024-2025	14
Figura 7. Precios máximos del MER junio 2025	15
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural junio 2025	18
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER junio 2025	20
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER junio 2025	22
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER junio 2025	24
Figura 12. Agentes con más retiros del MER junio 2025	26

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural junio 2025	19
Tabla 2. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	28
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh	29
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	31
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	33
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	33
Tabla 7. Actualización Importación N-S, S-N y Total de El Salvador para demanda mínima y media para junio 2025 (MW)	33
Tabla 8. Valores de Exportación de El Salvador a partir del predespacho del día 04 de junio 2025 (MW)	33
Tabla 9. Valores de Exportación de El Salvador a partir del predespacho del día 08 de junio 2025 (MW)	34

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-16-2025 (emitida el 13 de junio de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la “MODIFICACIÓN NORMATIVA RELATIVA AL NUMERAL 5.2.3 DEL LIBRO II DEL RMER”, según el detalle del Anexo I de la presente resolución.”.*

*“**ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN CRIE-16-2025 // MODIFICACIÓN NORMATIVA RELATIVA AL NUMERAL 5.2.3 DEL LIBRO II DEL RMER** // Modificar el primer párrafo del numeral 5.2.3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), para que se lea de la siguiente manera: // **5.2.3** La cantidad de dichas ofertas mencionadas en el numeral 5.2.2, sólo estará limitada por: (...).”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/06/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-16-2025-Resultado-Consulta-Publica-02-2025.pdf>

Mediante resolución CRIE-17-2025 (emitida el 17 de junio de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **TENER** por recibida la comunicación de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), efectuada mediante la nota con referencia GGC-GDR-2025-04-0292, referente a la terminación anticipada del “Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.”, a partir del 8 de enero de 2025.”.*

*“(...) **DECLARAR** con lugar la solicitud planteada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) respecto a dejar sin efecto el descuento al Ingreso Autorizado Regional (IAR) derivado del cargo fijo del “Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.”, a partir del 8 de enero 2025.”.*

*“(...) **ESTABLECER** que, en el marco de las disposiciones que esta Comisión ha emitido derivado del “Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.”, se efectuará el descuento en el Ingreso Autorizado Regional correspondiente a la deuda generada hasta el 7 de enero de 2025, (...)”.*

*“(...) **ESTABLECER** que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) realizará el ajuste en el descuento al Ingreso Autorizado Regional (IAR) del año 2025 por la terminación anticipada del contrato de arrendamiento suscrito con REDCA, el cual deberá reflejarse en la fijación del IAR que realizará la CRIE oportunamente.”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/07/Certificacion-Resolucion-CRIE-17-2025-Sin-efecto-descuento-al-IAR-derivado-del-cargo-fijo-del-Contrato-EPR-REDCA.pdf>

2. Transacciones por país miembro

En junio de 2025, Panamá se consolidó nuevamente como el principal país exportador de energía eléctrica hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER), al inyectar un total de 119.22 GWh, lo que representó el 34.39% del total regional y un incremento cercano a 20 GWh respecto a mayo. Le siguió Guatemala con 90.28 GWh (26.04%), registrando un aumento de aproximadamente 9 GWh respecto al mes anterior. Completaron el orden de participación El Salvador con 69.73 GWh (20.12%), Costa Rica con 67.41 GWh (19.45%) y Honduras, con una inyección marginal de 0.01 GWh (0.002%). Nicaragua, por su parte, no realizó inyecciones al MER, manteniendo la tendencia observada desde finales de 2024.

A pesar de que la posición relativa de los países exportadores no presentó variaciones respecto al mes anterior, Panamá y Guatemala destacaron nuevamente como los mayores inyectores netos del MER, con crecimientos relevantes en sus volúmenes exportados. En el caso de Panamá, según información del Centro Nacional de Despacho de ETESA (CND-ETESA), el crecimiento en sus exportaciones estuvo impulsado principalmente por el aumento en la generación térmica a base de gas natural, particularmente de la Central Generadora de Gatún, cuya producción en junio se incrementó en aproximadamente 148 GWh respecto a mayo. Este aumento compensó una caída de alrededor de 12 GWh en la generación renovable, atribuible a una reducción en los aportes hidroeléctricos y solares. La disminución de lluvias durante el mes en ciertas cuencas hidrográficas (según el Boletín Climático de CATHALAC – junio 2025), podría haber influido en esta baja de generación renovable.

En cuanto a Guatemala, el incremento en sus exportaciones fue respaldado por un significativo repunte en la generación hidroeléctrica. Según datos del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante junio de 2025, se registró el mayor volumen de generación hidroeléctrica del año, con un aumento aproximado de 195 GWh en comparación con mayo. Este comportamiento respondió a una mejora en la disponibilidad hídrica, propia del inicio de la estación lluviosa en el altiplano y occidente del país. Este incremento permitió compensar la reducción de la generación a partir de biomasa, relacionada con la finalización del período de zafra. Así, Guatemala logró atender su demanda interna y, simultáneamente, mantener una oferta exportable relevante al MER.

Con relación a los retiros, durante junio los principales retiros de energía del MER estuvieron concentrados en Nicaragua, Guatemala, El Salvador y Honduras, con volúmenes de 115.80 GWh (33.31%), 94.77 GWh (27.26%), 80.93 GWh (23.28%) y 54.47 GWh (15.67%), respectivamente. En contraste, Panamá registró un retiro marginal de 1.71 GWh (0.49%), mientras que Costa Rica no reportó retiros durante el mes, manteniendo la misma condición observada en mayo.

Este patrón de consumo regional evidencia una continua dependencia de ciertos países del MER respecto a la energía disponible en dicho mercado, impulsada principalmente por diferencias en costos de generación interna y estacionalidades climáticas.

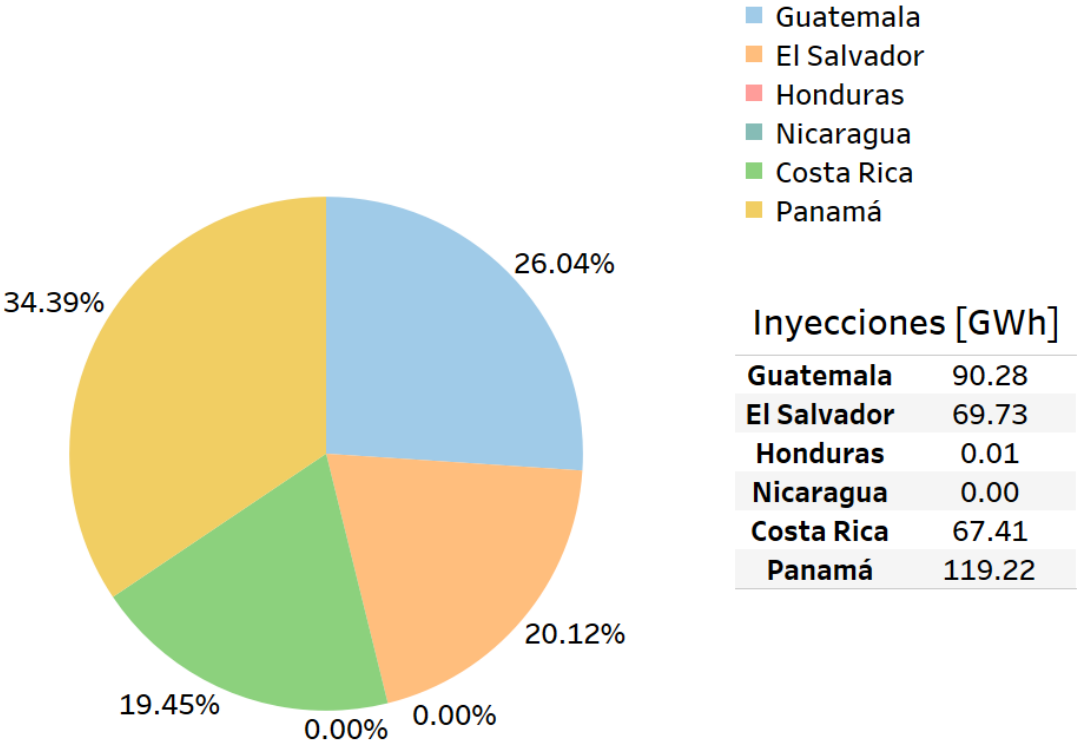
En el caso de Guatemala, su posición como importador durante junio se explica por la transición climática hacia el período lluvioso, que, si bien favoreció el repunte hidroeléctrico en la segunda mitad del mes, no tuvo impacto inmediato en los niveles de generación durante los primeros días. Esta situación se reflejó en Costos Marginales del Sistema (CMS) elevados en la primera quincena, como se analizará más adelante. Según registros meteorológicos nacionales y el Boletín Climático de INSIVUMEH – junio 2025, el ingreso efectivo de las lluvias al altiplano central se dio a partir de la segunda semana del mes, lo que explica el desfase entre el aumento de generación hidroeléctrica y la reducción de precios internos.

Por su parte, Nicaragua se mantuvo como el principal comprador neto del MER, una tendencia constante desde finales de 2024. Esta situación responde a la limitada disponibilidad de generación interna a costos competitivos, debido a la alta participación de fuentes térmicas con precios superiores a los observados en el mercado regional. Además, la generación renovable, en particular la hidroeléctrica, se ha visto afectada por una prolongada condición de baja hidrología, cuyos efectos residuales se manifestaron en las cuencas hidrográficas del norte del país (según el Boletín Climático del INETER – junio 2025).

En cuanto a El Salvador y Honduras, ambos países aprovecharon la posibilidad de adquirir energía más económica del MER, motivados por CMS persistentemente superiores a los precios regionales durante todo el mes. Esta diferencia de precios refleja una menor disponibilidad de tecnologías renovables de bajo costo en sus matrices de generación. Como se detalla en los análisis posteriores, este fenómeno incentivó sus compras en el mercado regional, maximizando el acceso a ofertas más competitivas.

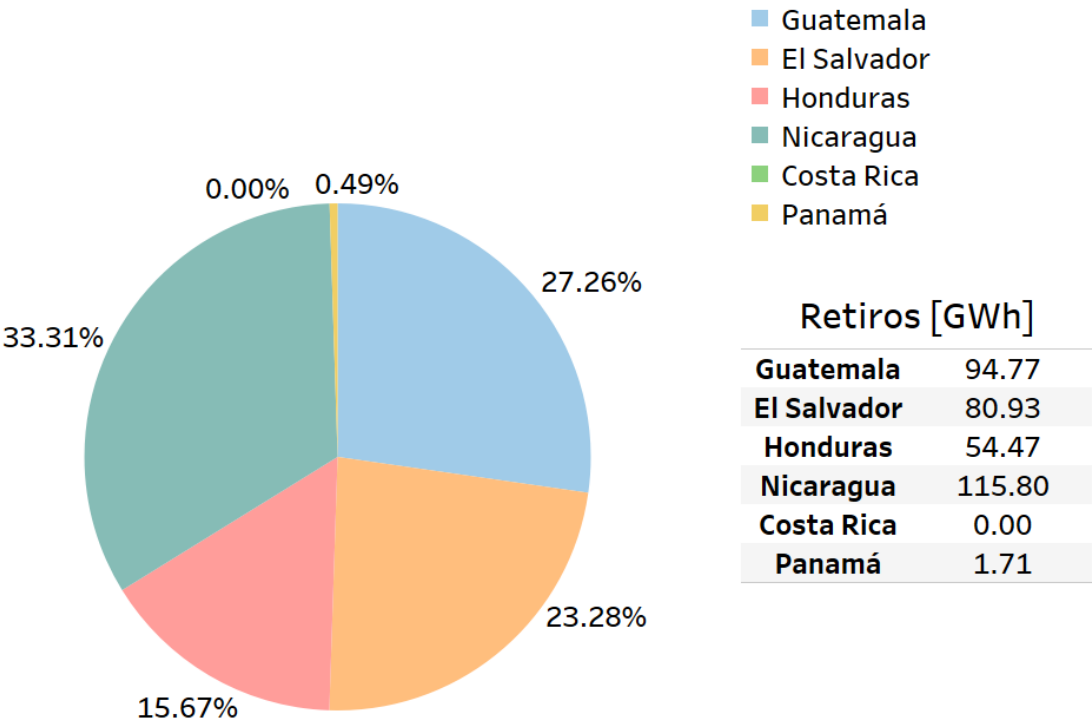
En conjunto, estos comportamientos reafirman cómo el MER actúa como un mecanismo de compensación interzonal, permitiendo a los países con restricciones de generación interna o con precios elevados, acceder a energía más barata, optimizando así la eficiencia económica de la región.

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

Durante junio de 2025, el 80.40% de las inyecciones de energía al MER, equivalente a 278.7 GWh, se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 19.60% restante, correspondiente a 67.9 GWh, se canalizó mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución refleja un aumento de aproximadamente 42 GWh en el MCR respecto a mayo, mientras que en el MOR se observó una reducción de cerca de 12 GWh, lo que representa una caída del orden del 15% mensual.

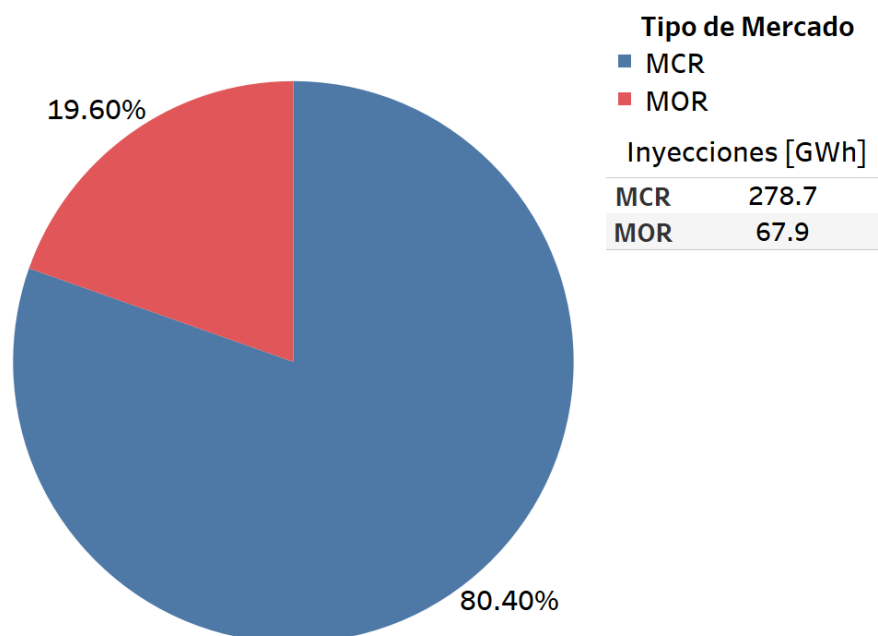
Este cambio en la composición relativa entre ambos mercados estuvo estrechamente relacionado con la evolución de los patrones de generación y las condiciones climáticas en la región. Tal como se analizó en el balance de exportaciones de junio, Panamá y Guatemala lideraron nuevamente las inyecciones al MER, impulsadas por el aumento en la generación térmica a base de gas natural (en el caso panameño, particularmente desde la Central Generadora de Gatún) y por un repunte significativo en la generación hidroeléctrica (en el caso guatemalteco), resultado del inicio de la estación lluviosa en el altiplano central y occidente del país.

A diferencia de lo ocurrido en mayo, donde el crecimiento del MOR fue notorio gracias a los excedentes hidroeléctricos de Costa Rica y Panamá, en junio el protagonismo se trasladó al MCR, consolidando su papel como el canal preferente para la colocación de energía excedente bajo esquemas contractuales. Este comportamiento refleja una mayor planificación y aprovechamiento de los compromisos firmes y no firmes, especialmente por parte de los países exportadores netos, que buscaron garantizar estabilidad en sus intercambios y rentabilidad en un contexto de recuperación de la oferta interna y mayor certidumbre operativa.

En el caso del MOR, si bien continuó siendo un mecanismo relevante para canalizar excedentes, su participación relativa disminuyó, posiblemente por una menor competitividad de las ofertas disponibles, al compararse con los precios internos en los países importadores, o por la priorización de contratos sobre transacciones *spot*, particularmente en contextos donde los CMS permanecieron elevados en varias áreas de control (como en Nicaragua, El Salvador y Honduras). Esta combinación de factores habría reducido la presión de demanda sobre el mercado de oportunidad.

En términos estructurales, la proporción registrada en junio (80% MCR y 20% MOR) reafirma la tendencia observada en el primer semestre de 2025, que muestra una consolidación del MCR como el principal instrumento de intercambio energético en la región, mientras que el MOR mantiene un rol complementario y flexible, especialmente útil en escenarios de disponibilidad estacional de excedentes.

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 junio de 2025, se mantuvo la tendencia creciente en los volúmenes de inyección de energía al MER, particularmente a través del MCR. Este comportamiento estuvo impulsado por la mayor participación de Panamá y Guatemala como principales países exportadores. Ambos países incrementaron de forma significativa su generación disponible: para el caso de Panamá, a partir de su parque térmico a gas natural (principalmente la Central Generadora de Gatún), mientras que Guatemala, gracias a un repunte sostenido de la generación hidroeléctrica tras el inicio de la estación lluviosa.

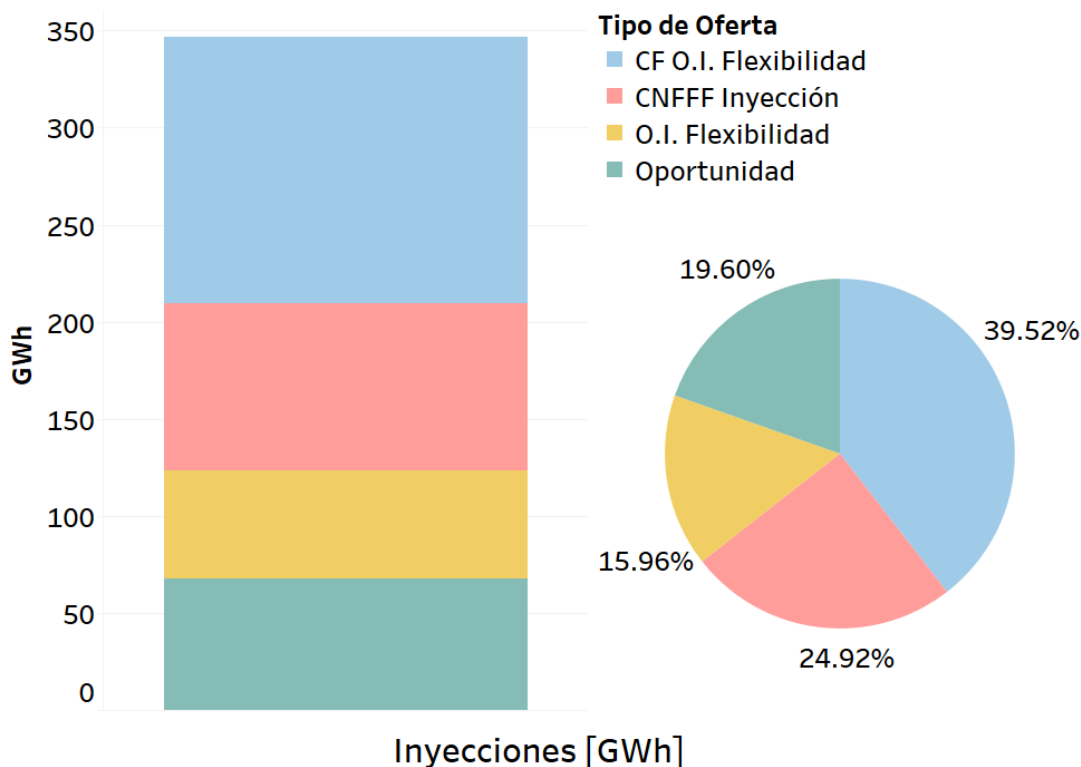
Estas condiciones operativas y climáticas se reflejaron directamente en la evolución de los distintos tipos de oferta, destacando lo siguiente:

- Las inyecciones mediante Contratos Firmes (CF) aumentaron en volumen alcanzando 137 GWh, lo que representó el 39.52% del total inyectado, confirmando el fortalecimiento de los esquemas contractuales en un contexto de mayor certidumbre operativa y energética.
- Las inyecciones físicas asociadas a los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) también experimentaron un crecimiento moderado, con 86.4 GWh, equivalentes al 24.92% del total.
- Por su parte, las Ofertas de Oportunidad totalizaron 67.9 GWh, representando el 19.60% del total, lo que refleja una leve disminución en comparación con mayo, coherente con la caída observada en la participación global del MOR.

- Las Ofertas de Flexibilidad de Inyección asociadas a CNFFF mantuvieron una participación relevante, con 55.3 GWh (15.96%), en línea con los valores registrados el mes anterior.

Este comportamiento reafirma el desplazamiento del protagonismo hacia las modalidades contractuales, en especial hacia los Contratos Firmes, cuya utilización creció ante el aumento de excedentes y la reactivación plena de la capacidad de exportación panameña, que había enfrentado restricciones en meses anteriores.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
137.0	86.4	55.3	67.9

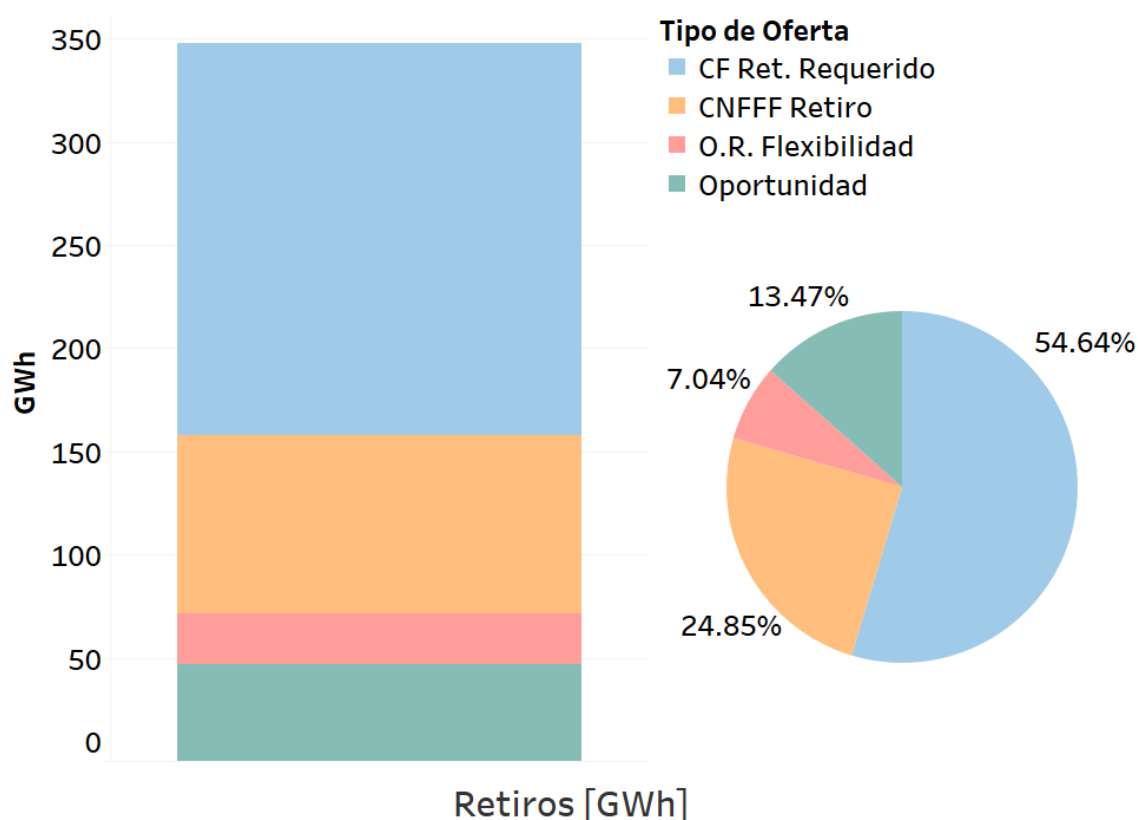
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

- **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.

En cuanto a los retiros de energía registrados en el MER durante junio, la estructura se mantuvo similar a la de meses anteriores, con una clara prevalencia de los Contratos Firmes como principal modalidad de compra, especialmente por parte de los países importadores netos como Nicaragua, Guatemala, El Salvador y Honduras.

- Los retiros mediante CF alcanzaron 190 GWh, representando el 54.64% del total, consolidándose como la vía más utilizada para asegurar abastecimiento continuo en un contexto de CMS locales elevados.
- Los retiros físicos asociados a CNFFF totalizaron 86.4 GWh, equivalentes al 24.85%, lo que evidencia una estrategia de diversificación en los mecanismos de abastecimiento.
- Las Ofertas de Oportunidad representaron 46.8 GWh (13.47%), una disminución relativa frente a mayo, coherente con la menor presión sobre el MOR como canal de retiro inmediato, y el mayor uso de contratos en un contexto de mayor estabilidad de suministro.
- Finalmente, las Ofertas de Flexibilidad asociadas a CNFFF ascendieron a 24.5 GWh (7.04%), manteniendo un crecimiento sostenido en comparación con meses previos.

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.

En conjunto, los datos de junio de 2025 confirman la consolidación del uso de contratos regionales como principal vía de intercambio, tanto para inyección como para retiro, mientras que las ofertas de oportunidad y de flexibilidad continúan jugando un papel relevante pero complementario, especialmente útiles en entornos de mayor disponibilidad estacional o necesidades puntuales de corto plazo.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante junio de 2025 se situó en 83.52 USD/MWh, lo que representa una reducción interanual del 64.04% en comparación con junio de 2024, cuando se registró un precio promedio de 232.24 USD/MWh. Esta caída marca la continuación de la tendencia descendente de precios que se ha venido observando desde finales de 2024, consolidando un escenario de mayor estabilidad en el mercado regional.

Como se analiza en secciones anteriores, este comportamiento responde en gran medida a la recuperación sostenida de la generación renovable, particularmente hidroeléctrica, que permitió ampliar la oferta de energía a precios competitivos. En junio, Panamá y Guatemala destacaron como los principales inyectores al MER. En el caso guatemalteco, la generación hidroeléctrica alcanzó su mayor nivel en lo que va del año, con un incremento aproximado de 195 GWh respecto a mayo, gracias al ingreso efectivo de la estación lluviosa a partir de la segunda semana del mes. Por su parte, Panamá incrementó sus exportaciones a través de un repunte en la generación térmica a gas natural, que compensó una leve caída en la producción renovable, manteniéndose como el mayor exportador del mes.

A diferencia de lo ocurrido en el mismo período de 2024, año fuertemente impactado por el fenómeno de “El Niño”, junio de 2025 se caracterizó por condiciones climáticas considerablemente más favorables, que se tradujeron en una mayor disponibilidad hídrica y menores costos marginales en los principales países exportadores. Esto contrasta con el escenario del año anterior, en el que la sequía regional redujo drásticamente la oferta de energía renovable, elevó los CMS locales y, por ende, impulsó al alza los precios promedio del MER.

Además, según reportes actualizados de los servicios meteorológicos nacionales (INSIVUMEH, CATHALAC, IMN, ETESA, INETER), durante junio se confirmó la consolidación del régimen de lluvias en gran parte del istmo centroamericano, con una especial incidencia en zonas clave para la generación hidroeléctrica en Costa Rica, Panamá y el occidente de Guatemala. Esta mejora en el contexto hidrometeorológico ha sido un factor clave para contener las presiones alcistas sobre los precios del mercado.

En consecuencia, junio no solo mantuvo la tendencia a la baja ya observada en mayo, sino que profundizó dicha trayectoria, al registrar uno de los precios promedio mensual más bajo del año hasta la fecha. Este descenso interanual del 64.04% se convierte en una de las

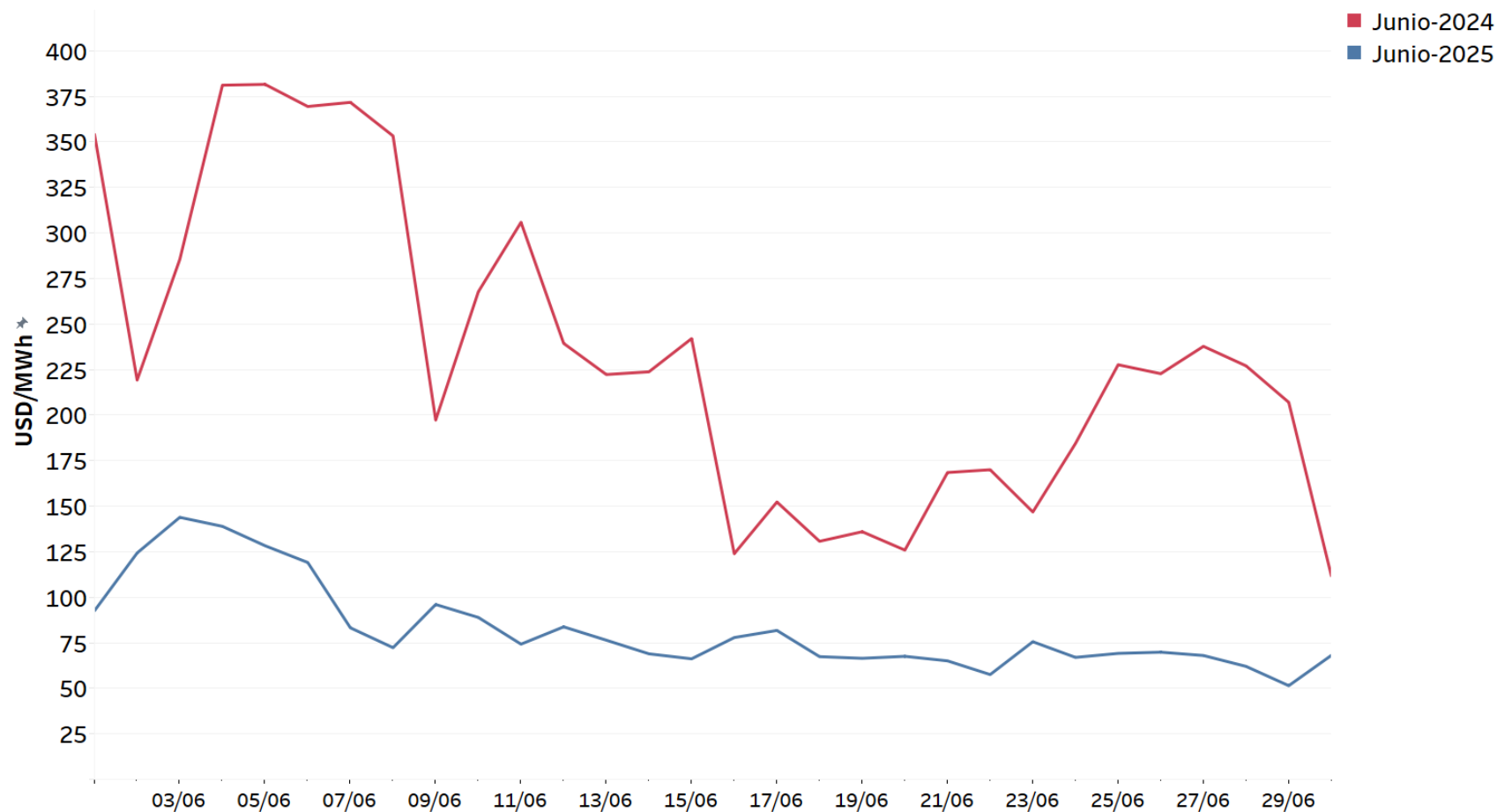
variaciones negativas más pronunciadas de 2025, reafirmando la sensibilidad del mercado regional frente a la disponibilidad de generación renovable.

Sin embargo, se recomienda el seguimiento continuo a la evolución climática en la región, dado que la sostenibilidad de este escenario de precios moderados dependerá de la persistencia de las condiciones húmedas. Una eventual transición hacia un período seco, especialmente en el norte del MER, podría revertir esta tendencia.

En resumen, junio de 2025 consolidó el ciclo de precios a la baja en el MER, influenciado principalmente por una mayor oferta hidroeléctrica y por la estabilidad operativa en los países exportadores. Estos resultados refuerzan el rol de los recursos renovables en la dinámica regional de precios y apuntan hacia un escenario favorable para los consumidores, al menos mientras se mantengan las condiciones hidrometeorológicas actuales.

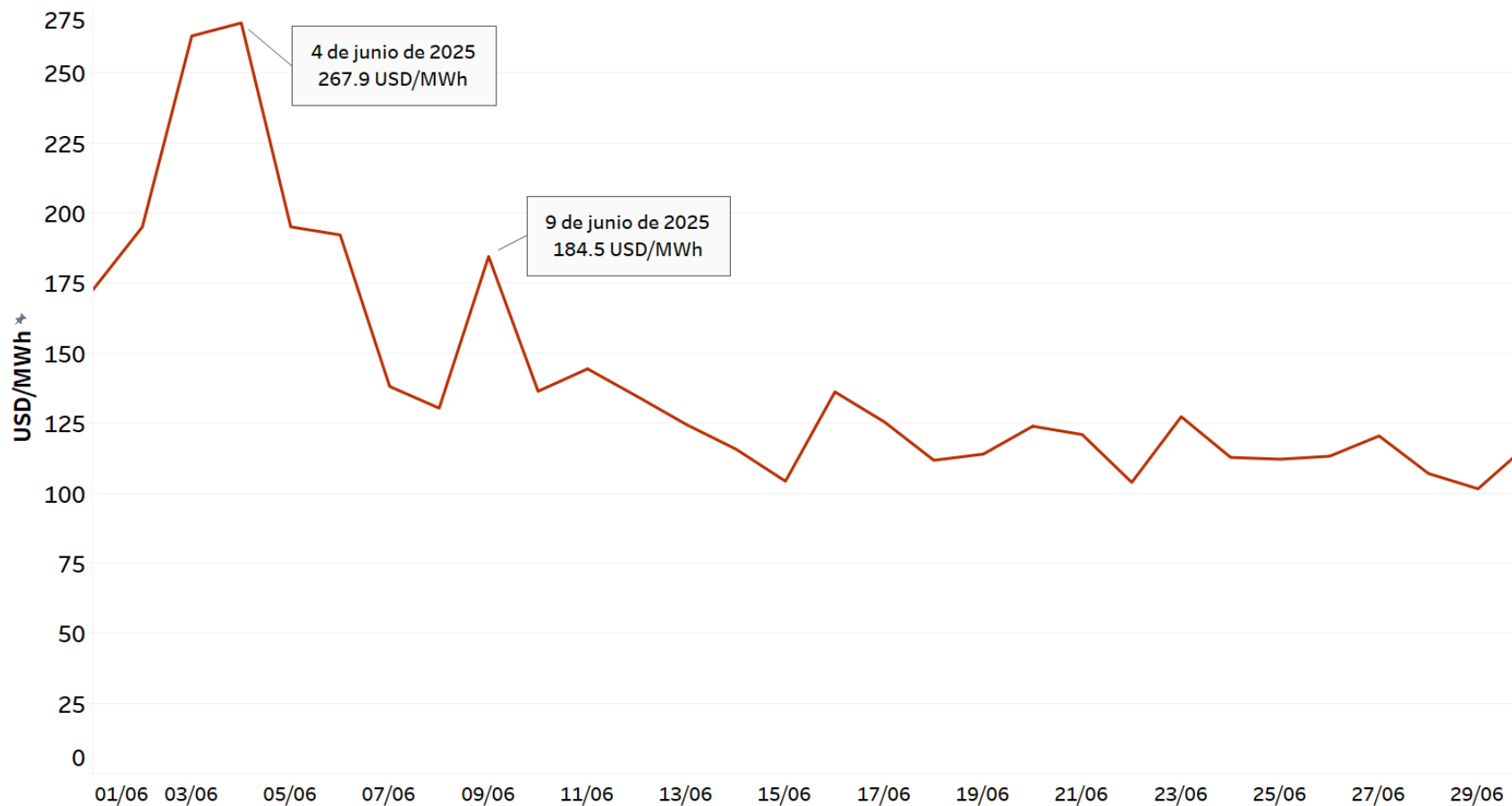
Como se indicó anteriormente, el precio nodal promedio del MER durante junio de 2025 fue de 83.52 USD/MWh, consolidando la tendencia a la baja iniciada desde finales de 2024. No obstante, al analizar el comportamiento de los precios nodales máximos diarios (Figura 7), se identifican fluctuaciones puntuales relevantes, particularmente durante la primera mitad del mes.

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



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

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER JUNIO 2025



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

El precio máximo mensual se registró el 4 de junio, con un valor de 267.9 USD/MWh en el nodo 3091 (PAZ B525) del área de control de Honduras, mientras que otro pico importante se observó el 9 de junio, con un precio de 184.5 USD/MWh en el mismo nodo. A partir de esa fecha, los precios máximos presentaron una trayectoria descendente con variaciones moderadas, manteniéndose entre los 100 y 150 USD/MWh durante el resto del mes (véase Figura 7).

Estos dos extremos de precio coinciden con una fase de transición climática en la región: durante los primeros días de junio, el ingreso de la estación lluviosa aún no se había consolidado plenamente en zonas clave de generación hidroeléctrica, lo que limitó la oferta disponible de bajo costo y permitió que tecnologías más costosas marcaran el precio marginal en ciertos momentos. Esta situación fue más evidente en el área de control de Honduras, donde el precio marginal máximo se determinó de forma recurrente, sugiriendo una mayor dependencia relativa de generación térmica marginal en comparación con otros países.

A partir de la segunda semana de junio, con el ingreso efectivo de las lluvias en el occidente de Guatemala, el centro-sur de Honduras y parte del territorio salvadoreño (según reportes de INSIVUMEH e INETER), se observó una mayor disponibilidad hidroeléctrica, lo que contribuyó a una estabilización de los precios máximos regionales. En paralelo, los países exportadores netos como Panamá y Guatemala aumentaron sus inyecciones al MER, facilitando un entorno más competitivo en la formación de precios.

Desde la perspectiva de supervisión del despacho regional, no se identificaron eventos operativos excepcionales ni redespachos relevantes fuera del orden de mérito que expliquen los picos de precio observados. Por el contrario, estos pueden atribuirse a la dinámica natural del despacho económico bajo condiciones variables de oferta y demanda, sin evidencia de congestiones estructurales ni restricciones severas en las redes de transmisión regionales o nacionales.

La disminución progresiva de los precios máximos hacia la segunda mitad del mes sugiere que el sistema operó en condiciones técnicas y económicas normales, beneficiándose de la creciente disponibilidad de generación renovable y de una demanda regional moderada. Asimismo, el mantenimiento de precios dentro de rangos esperados refuerza el rol del Ente Operador Regional (EOR) y de los Operadores de Sistema y Mercado nacionales (OS/OMs) en cada área de control en asegurar un despacho eficiente y ajustado al mérito económico.

En conclusión, el comportamiento de los precios altos en junio de 2025 confirma la importancia de mantener la operación estable y de contar con una alta participación de energías renovables para evitar que los precios se incrementen sustancialmente. Si bien se registraron algunos picos al inicio del mes, estos fueron transitorios y se resolvieron conforme mejoraron las condiciones hidrometeorológicas, sin necesidad de activar generación fuera del despacho óptimo.

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

En junio de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural evolucionaron de forma divergente, reflejando la interacción entre los factores estructurales internos del sistema eléctrico regional y la dinámica internacional de los mercados de combustibles fósiles. El precio promedio del MER se situó en 83.52 USD/MWh, mientras que el precio del barril de petróleo (WTI) fluctuó entre 62.88 y 75.34 USD, del mismo modo el precio del gas natural se ubicó entre 3.35 y 4.00 USD/MMBTU, como se observa en la Figura 8.

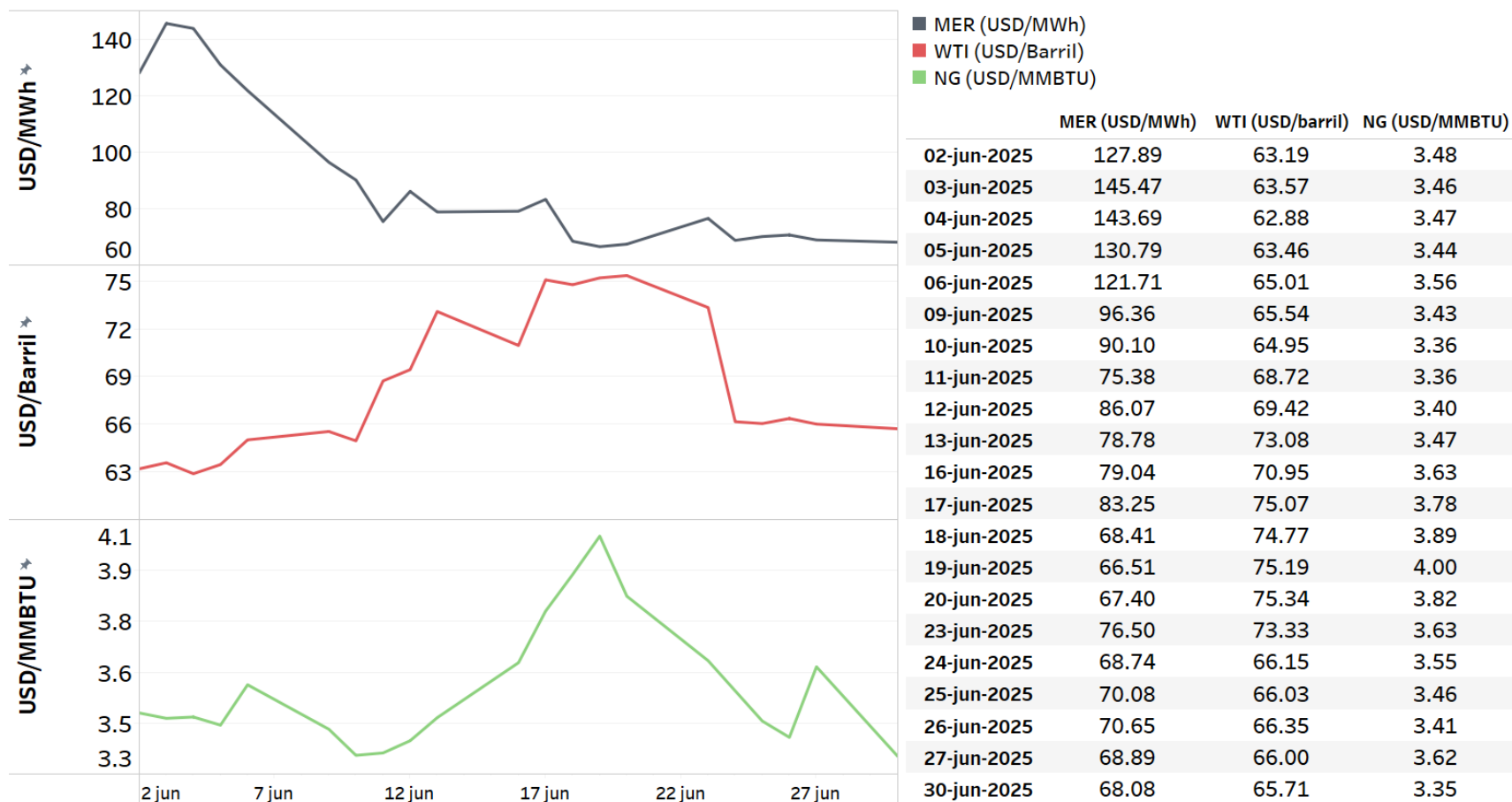
Al igual que en meses anteriores, el análisis estadístico evidenció una correlación negativa entre el precio promedio del MER y los precios internacionales del WTI y del gas natural, aunque con intensidades diferentes. En el caso del petróleo, la covarianza fue de -75.00 y el coeficiente de correlación de *Spearman* alcanzó un valor de -0.70, lo que indica una correlación negativa fuerte. Por su parte, la relación entre el MER y el gas natural fue más débil, con una covarianza de -1.64 y un coeficiente de *Spearman* de -0.32, reflejando una correlación negativa débil.

Desde el enfoque gráfico, se observa que a medida que los precios del MER disminuyeron progresivamente durante la primera quincena de junio, los precios del WTI y del gas natural registraron incrementos, especialmente en el caso del petróleo, que alcanzó su pico el 20 de junio. Esta divergencia se revirtió parcialmente en la segunda quincena del mes, cuando el precio del MER se estabilizó, mientras que los precios internacionales de los combustibles fósiles mostraron una tendencia a la baja.

Este comportamiento refuerza la conclusión de que los precios del MER durante junio estuvieron determinados principalmente por factores internos, en particular por la alta disponibilidad de generación renovable. Como se analizó en secciones anteriores, Guatemala y Panamá lideraron las exportaciones al MER, impulsados por el repunte de la generación hidroeléctrica en el caso guatemalteco, y por el aumento de generación a gas natural en el caso panameño, aunque con una participación marginal en el precio nodal debido a su bajo costo relativo.

La abundancia de recursos renovables, resultado de la consolidación del régimen de lluvias en gran parte del istmo centroamericano, permitió reducir significativamente la participación de tecnologías térmicas marginales, desvinculando así el comportamiento del precio promedio del MER de las fluctuaciones observadas en los precios del petróleo y del gas natural.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL JUNIO 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

Asimismo, la ausencia de eventos operativos severos o restricciones relevantes en la red de transmisión regional favoreció un entorno estable y eficiente para el despacho económico coordinado por el EOR, lo cual también contribuyó al sostenimiento de precios bajos y a su desvinculación del comportamiento de los mercados energéticos internacionales.

En conclusión, el comportamiento de los precios del MER durante junio de 2025 reafirma la influencia predominante de la generación renovable en la formación de precios regionales, y evidencia que, en contextos de alta disponibilidad hidroeléctrica y operación estable, la sensibilidad del mercado regional frente a los precios internacionales de los combustibles fósiles tiende a disminuir considerablemente. Lo anterior se confirma tanto en el análisis gráfico como en los indicadores estadísticos de covarianza y correlación de *Spearman*, que apuntan a una relación negativa fuerte con el petróleo y débil con el gas natural.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-75.00
NG (x), MER (y)	-1.64
Coeficiente de correlación de Spearman (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.70
NG (x), MER (y)	-0.32

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

6.1. Precios nacionales

Durante junio de 2025, al comparar los precios del Predespacho Nacional o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con el precio promedio del MER, se observa, según las Figuras 9 y 10, que el precio promedio regional (83.52 USD/MWh) se ubicó por debajo de los promedios nacionales registrados en El Salvador, Honduras y Nicaragua, y por encima de los precios observados en Guatemala, Panamá y Costa Rica.

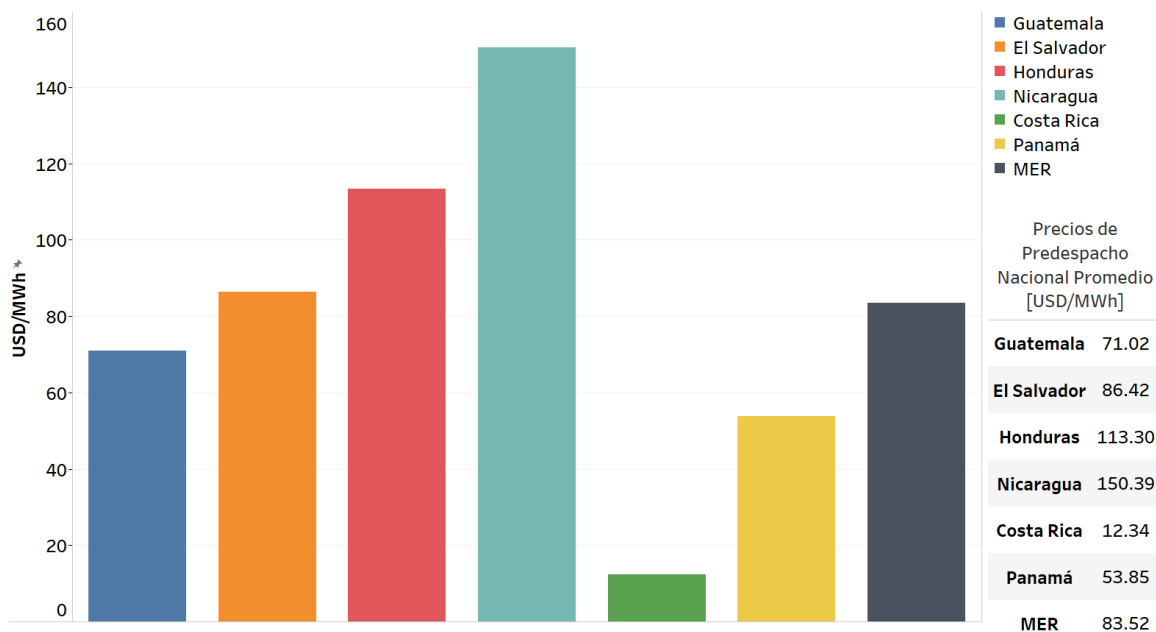
Este comportamiento refleja, como en meses anteriores, la posición relativa de cada país como exportador o importador neto en el MER, así como las condiciones particulares de su matriz de generación. En junio, Panamá, Guatemala y Costa Rica se consolidaron como los principales oferentes de energía al mercado regional. En particular, Costa Rica mantuvo su condición de exportador neto sin registrar retiros del MER, lo cual evidencia no solo una adecuada cobertura de su demanda interna, sino también una alta disponibilidad de generación hidroeléctrica a muy bajo costo.

Guatemala y Panamá también presentaron CMS por debajo del precio promedio del MER, con valores mensuales de 71.02 y 53.85 USD/MWh respectivamente, lo que permitió su participación competitiva como exportadores. En el caso de Guatemala, este comportamiento estuvo asociado al repunte de la generación hidroeléctrica a partir de la segunda semana del mes, cuando se consolidó la temporada lluviosa en el occidente del

país. En Panamá, si bien se observó una leve disminución en la generación renovable, el incremento en la producción a gas natural, con costos competitivos, permitió mantener su CMS en niveles reducidos.

Costa Rica registró el CMS más bajo de la región (12.34 USD/MWh), lo que le permitió desplazar generación térmica marginal de otros países del despacho regional. Esta elevada disponibilidad de generación renovable se tradujo en precios locales muy bajos y en una mayor participación en el abastecimiento regional.

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



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

En contraste, Nicaragua presentó nuevamente el CMS más alto de la región, con un valor promedio de 150.39 USD/MWh, reflejando una matriz con fuerte dependencia de generación térmica local de alto costo. Este patrón se mantuvo a lo largo del mes, con precios diarios consistentemente por encima del promedio regional, lo cual reforzó su papel como principal importador neto del MER. Honduras, con un CMS promedio de 113.30 USD/MWh, también registró precios por encima del promedio regional, debido a una participación aún significativa de generación térmica en su despacho local, especialmente durante la primera mitad del mes, antes del ingreso sostenido de la estación lluviosa.

El Salvador mostró un CMS promedio de 86.42 USD/MWh, apenas superior al precio del MER, lo que sugiere una posición más balanceada entre exportaciones e importaciones, en un contexto de demanda interna moderada y disponibilidad mixta de tecnologías.

Desde una perspectiva de supervisión y vigilancia, estos resultados reafirman que las diferencias en los CMS nacionales continúan reflejando tanto las condiciones estructurales de las matrices energéticas como la disponibilidad temporal de recursos renovables.

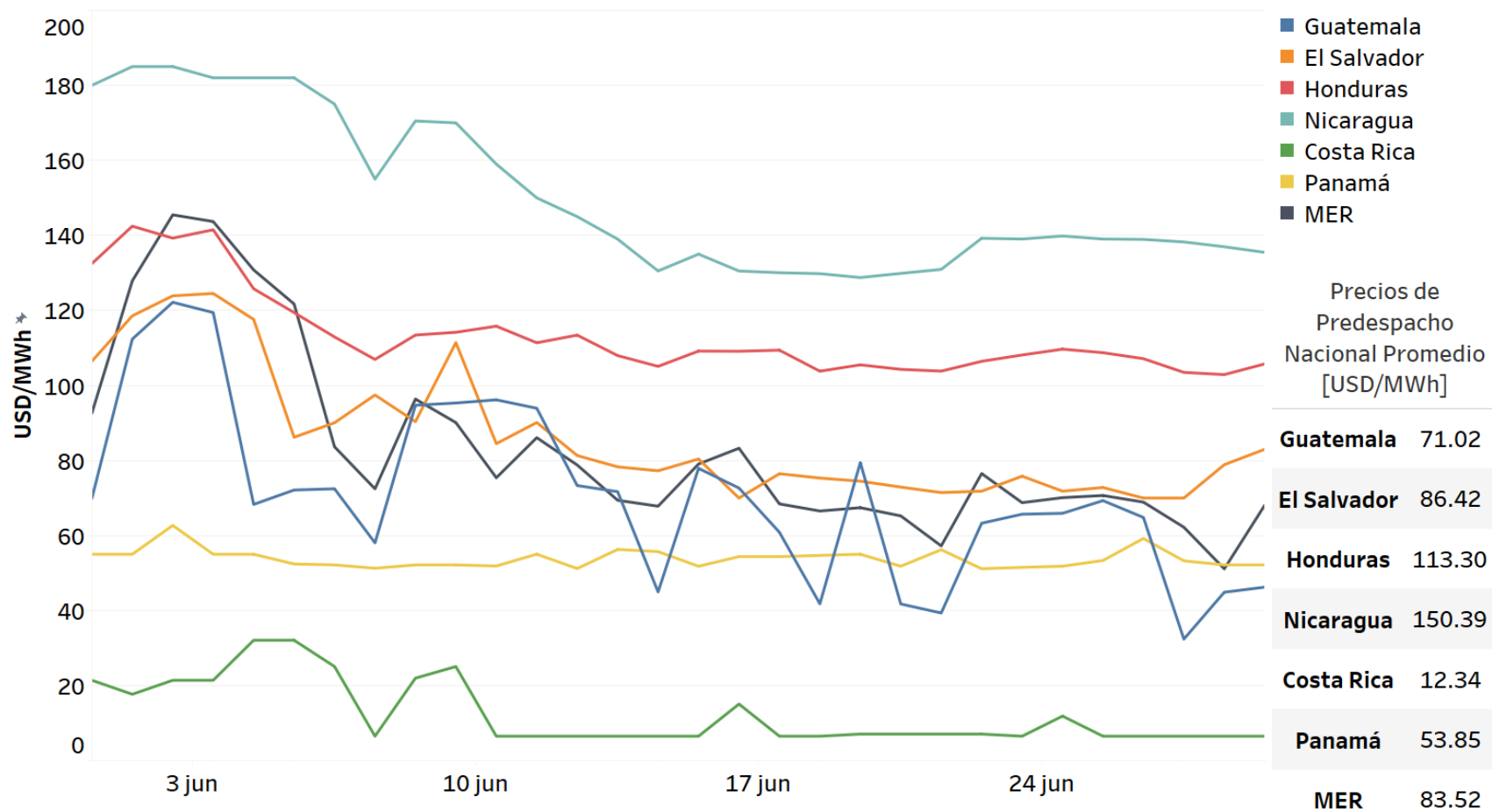
Además, evidencian la efectividad del despacho regional para canalizar excedentes desde países con menores costos hacia aquellos con mayores requerimientos, promoviendo la eficiencia en el uso de los recursos energéticos disponibles.

En este contexto, la evolución de los precios nacionales durante junio de 2025 confirma los siguientes elementos clave:

- La alta disponibilidad de generación hidroeléctrica en Guatemala y Costa Rica permitió reducir los CMS y fortalecer su papel como exportadores netos.
- El incremento en la generación a gas natural en Panamá contribuyó a mantener bajos sus costos locales y consolidar su liderazgo como oferente regional.
- Las matrices con alta dependencia térmica, como la de Nicaragua, continuaron enfrentando altos CMS, lo que refuerza su necesidad estructural de importar energía a precios más competitivos.
- La operación eficiente del sistema interconectado y la ausencia de restricciones severas en la red regional facilitaron el funcionamiento del MER como plataforma para optimizar los intercambios y contener los precios marginales.

En resumen, la comparación entre los precios promedio nacionales de predespacho y el precio promedio del MER durante junio de 2025 confirma que el acceso a recursos renovables de bajo costo, en combinación con una operación regional estable, es determinante para la competitividad de los países dentro del mercado. Esta dinámica resalta la importancia de continuar fortaleciendo la integración regional y de monitorear los factores climáticos que inciden sobre la disponibilidad de generación renovable en cada país.

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



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

7. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE debe monitorear de forma continua a los agentes del MER, identificando aquellos que presentan precios atípicos en sus ofertas dentro del MCR y del MOR. Esta labor es esencial para prevenir prácticas de mercado no competitivas, promover la transparencia y garantizar el funcionamiento eficiente y seguro del MER.

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

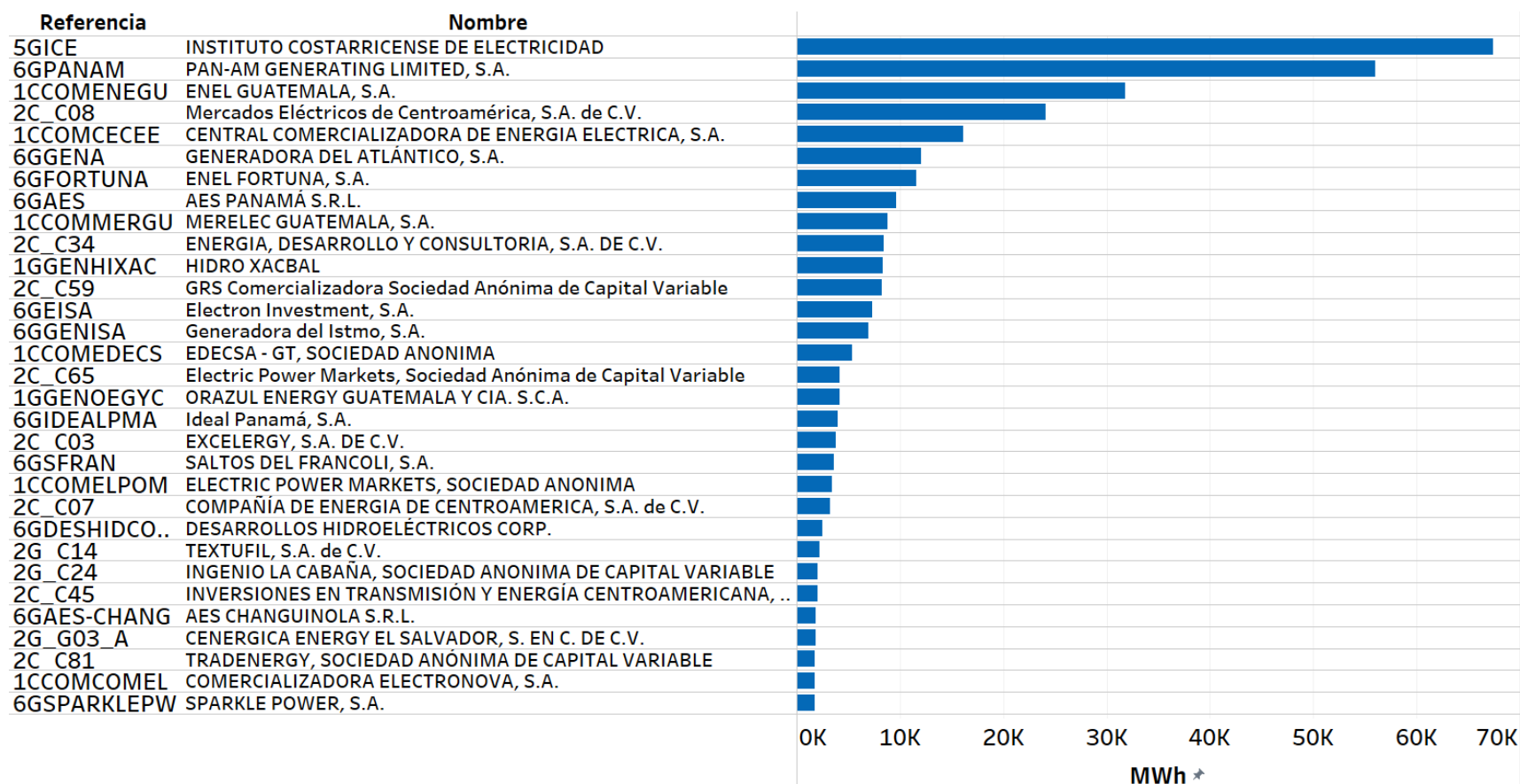
Durante junio de 2025, los cinco principales agentes vendedores de energía en el MER fueron:

- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 67,410 MWh (19.45%)
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 55,995 MWh (16.15%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 31,831 MWh (9.18%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 24,073 MWh (6.94%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 16,134 MWh (4.65%)

Estos agentes, provenientes de cuatro países con alta participación exportadora, concentraron una proporción significativa de la oferta regional. En comparación con mayo, se observa una consolidación en los primeros lugares de 5GICE y 6GPANAM, en línea con la alta disponibilidad de generación hidroeléctrica en sus respectivas áreas de control. Esta condición favorable, especialmente en Costa Rica, permitió mantener precios locales bajos y ofrecer excedentes al MER a precios competitivos. Asimismo, el caso de Panamá resalta el aprovechamiento de su parque de generación a gas natural, cuya competitividad se mantuvo durante el mes.

El agente 1CCOMENEGU se mantuvo entre los principales oferentes, con una participación relativa ligeramente superior a la de mayo. El aumento de 2C_C08 evidencia una mayor actividad comercial desde El Salvador. Por su parte, 1CCOMCECEE conservó prácticamente los mismos niveles, tanto relativos como absolutos, que en el mes anterior.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER JUNIO 2025



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

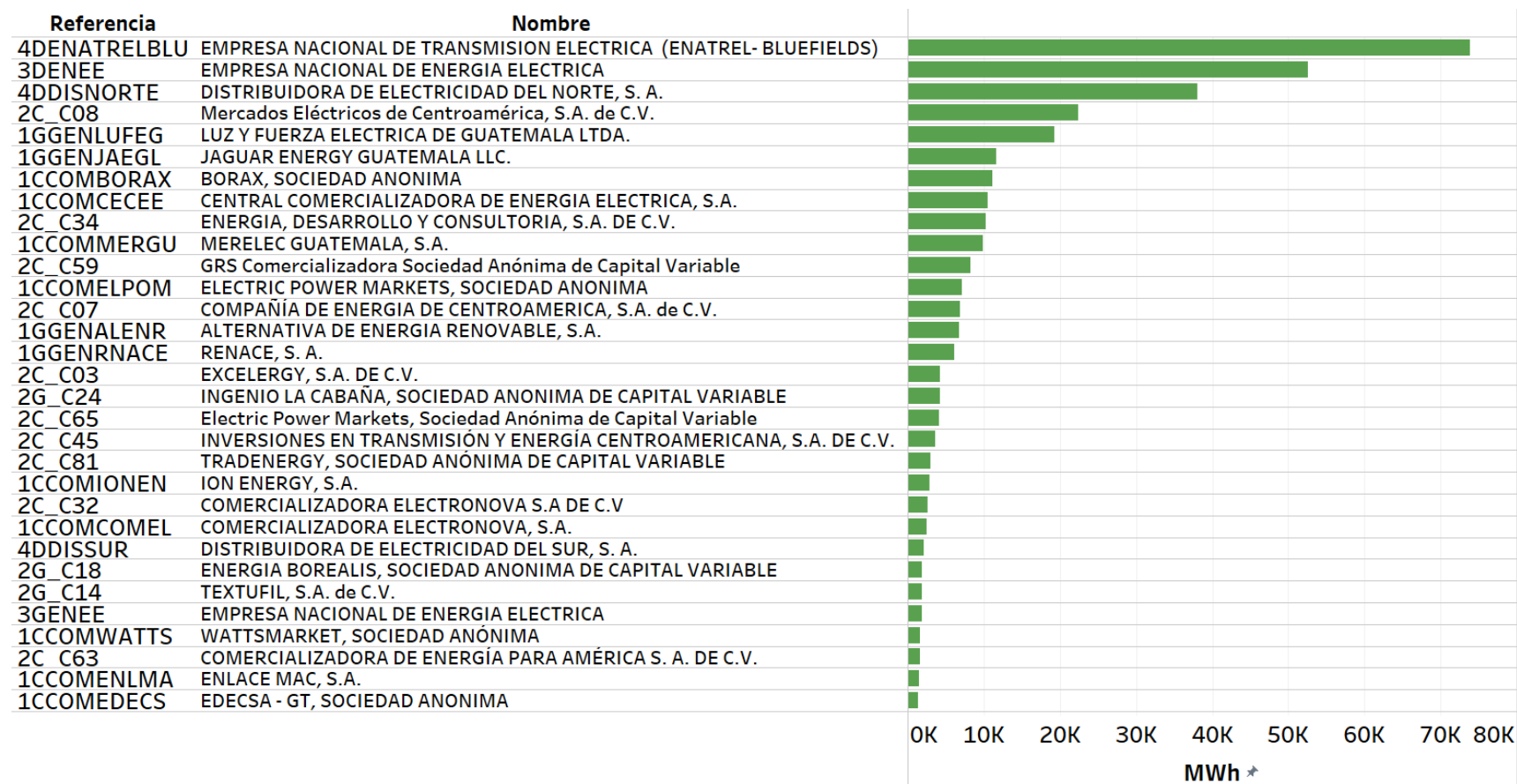
7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

En cuanto a los retiros de energía del MER, los cinco principales agentes compradores durante junio de 2025 fueron:

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL–Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 73,820 MWh (21.23%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 54,471 MWh (15.67%)
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE) – Nicaragua: 38,103 MWh (10.96%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 22,428 MWh (6.45%)
- Luz y Fuerza Eléctrica de Guatemala Ltda. (1GGENLUFEG) – Guatemala: 19,271 MWh (5.54%)

El comportamiento de estos agentes compradores refleja una alta concentración de la demanda regional en áreas con limitada disponibilidad de generación local o con altos costos marginales internos, especialmente en el caso de Nicaragua y Honduras. La combinación de factores estructurales, como la matriz térmica dominante, y condiciones operativas puntuales incentivaron la adquisición de energía en el MER, aprovechando las ofertas más competitivas del despacho regional.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER JUNIO 2025



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

Desde la óptica de supervisión del MER, los principales agentes exportadores de junio de 2025 provinieron, nuevamente, de áreas de control con acceso a recursos renovables de bajo costo y sin restricciones significativas de exportación. Esta situación fortaleció el volumen de exportaciones desde países como Costa Rica, Panamá y Guatemala, confirmando la utilidad del MER como mecanismo para canalizar excedentes de generación eficiente hacia países con mayores necesidades de cobertura.

Por su parte, la demanda estuvo liderada por agentes de Nicaragua y Honduras, reforzando su papel como importadores netos. Esta dinámica reafirma la importancia del mercado regional como plataforma de optimización energética, al tiempo que evidencia la necesidad de mantener una vigilancia activa sobre el comportamiento comercial de los agentes con mayor participación.

El monitoreo detallado de estos agentes permite identificar patrones relevantes, así como posibles prácticas no competitivas, como la declaración de precios atípicos o la utilización estratégica del poder de mercado en el MCR o MOR. En consecuencia, la vigilancia específica de estas conductas representa una herramienta clave para garantizar que el MER opere conforme a los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional.

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

En junio de 2025, se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de varios agentes del MER, manteniéndose una tendencia observada en meses anteriores. Tal como se presenta en la Tabla 2, estas ofertas no fueron despachadas, por lo que no incidieron directamente en la formación de precios nodales. Sin embargo, su seguimiento es esencial desde el enfoque de supervisión y vigilancia del MER.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) continúa encabezando la lista de agentes con precios elevados, declarando 50,136 MWh con un precio promedio ofertado de 446.80 USD/MWh y un máximo de 609.00 USD/MWh. Esta práctica ha sido reiteradamente justificada por el agente como representativa de excedentes térmicos de la planta Moín III, alimentada con diésel, cuyo costo se ve incrementado por el impuesto costarricense sobre los combustibles fósiles, cercano al 31%. En condiciones de alta disponibilidad hídrica, como las observadas en junio, 5GICE destina su generación renovable al consumo interno y oferta únicamente la generación térmica no convocada, con precios elevados, al MER.

En el caso de los agentes panameños 6GACP (Autoridad del Canal de Panamá), 6GSLORENZO (Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A.) y 6GEISA (Electron Investment, S.A.), los precios elevados ofrecidos, con valores máximos de hasta 977.52 USD/MWh, fueron

justificados previamente mediante notas remitidas a esta Comisión. En dichas comunicaciones, los agentes aclararon que dichos valores fueron generados automáticamente a partir de plantillas de oportunidad de exportación proporcionadas por el Centro Nacional de Despacho de ETESA (CND-ETESA). Estas plantillas incluyen precios predeterminados para ciertos puntos de inyección, y fueron declaradas sin modificaciones manuales por parte de los agentes respectivos, en cumplimiento de las instrucciones operativas nacionales y el marco regulatorio aplicable en el mercado eléctrico panameño.

En contraste, el agente guatemalteco 1CCOMECONO (Econoenergía, S.A), presentó una oferta aislada con un precio máximo declarado de 9,165.00 USD/MWh para una cantidad marginal de 2.17 MWh. Dada la magnitud atípica de este valor y su carácter excepcional, esta Comisión solicitó una explicación formal al agente. En respuesta, este justificó la declaración con evidencia que demuestra que se trató de un error de digitación al momento de cargar la planilla correspondiente ante el AMM, ya que el valor que se pretendía declarar era de 91.65 USD/MWh.

Es importante destacar que la oportuna intervención de la CRIE, en situaciones como la ocurrida en junio de 2025 con el agente 1CCOMECONO, ha contribuido a ajustar y fortalecer procedimientos internos, con el fin de prevenir declaraciones atípicas que puedan afectar la transparencia del mercado.

TABLA 2. 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	50,136.00	0.00	446.80	609.00
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	8,601.98	0.00	977.52	977.52
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	1,254.46	0.00	879.56	879.56
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	896.04	0.00	879.56	879.56
1CCOMECONO	ECONOENERGÍA, S. A.	2.17	0.00	9,165.00	9,165.00

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

La Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene el seguimiento activo sobre este tipo de conductas, en cumplimiento de las funciones establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER. Las ofertas con precios elevados, aun sin ser despachadas, pueden ser indicativas de errores operativos, estrategias no justificadas o distorsiones potenciales que deben ser evaluadas con rigor, en resguardo de la eficiencia y transparencia del MER.

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

Durante junio de 2025, se identificó que tres agentes del MER, dos de Guatemala y uno de Costa Rica, realizaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, correspondientes a energía asociada a Contratos Firmes (CF). A continuación, se detalla la participación individual de cada uno:

TABLA 3. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A 0 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	30,735.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	5,517.21
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	27.00

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

- ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU) lideró nuevamente este tipo de ofertas, con el 84.72% del volumen total declarado a ese precio.
- INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) ocupó el segundo lugar con un 15.21% de participación.
- SAN DIEGO, S. A. (1GGENINGSD) de Guatemala, presentó una oferta marginal, equivalente al 0.07% del total.

En conjunto, estas ofertas representaron el 19.10% del total de energía declarada mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) durante junio de 2025. Este valor se encuentra en línea con el porcentaje observado el mes anterior (16.49%), lo que refleja la continuidad de esta estrategia de oferta por parte de ciertos agentes.

Desde el enfoque de supervisión y vigilancia del MER, la CRIE ha dado seguimiento a esta práctica desde su aparición en el mercado. Los agentes 1CCOMENEGU y 5GICE, quienes han utilizado esta estrategia de forma reiterada, han presentado en ocasiones anteriores justificaciones técnico-económicas, entre las que destacan:

- La necesidad de evitar el desplazamiento de generación renovable local, especialmente en escenarios de baja demanda o riesgo de vertimiento, asegurando que la energía para cubrir los retiros se origine en el área de control correspondiente.
- La alta volatilidad de los precios tanto del MER como de los mercados nacionales, y la posibilidad de que el precio regional supere al CMS nacional en determinados

periodos, lo cual podría generar pérdidas económicas si la energía se comercializara al precio regional.

En el caso de 1GGENINGSD, se cuenta con antecedentes remitidos por el agente en meses anteriores, particularmente en enero y febrero de 2025, en los que se indicó que las ofertas de flexibilidad asociadas a la inyección de CF fueron formuladas conforme a un procedimiento interno orientado a maximizar la rentabilidad en transacciones regionales. Según lo manifestado por el agente, este procedimiento se ha aplicado tomando como referencia el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) para cada hora (CMS de Guatemala). En los casos en que dicho POE estimado por el agente se ha situado por debajo de 5.00 USD/MWh, como ocurrió en varios días de enero y febrero, se procedió a declarar precios de 0 USD/MWh. Por su parte, en junio de 2025 se registraron comportamientos con características similares a los reportados previamente, en un contexto de condiciones favorables de generación hidroeléctrica en Guatemala.

Es importante reiterar que, si bien la Regulación Regional no establece límites mínimos de precio para estas ofertas, su utilización sin un sustento técnico-económico claro podría distorsionar la señal de precios, afectar la operación eficiente del mercado y comprometer el principio de despacho económico.

Por ello, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre estas prácticas, especialmente cuando los CF se transforman en compromisos físicos garantizados sin reflejar las condiciones reales del mercado. Esta vigilancia ha permitido mejorar la calidad de las declaraciones y fortalecer la transparencia, al contar con una base de datos histórica que integra las justificaciones presentadas por los agentes en distintos contextos operativos.

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

En junio de 2025, tres agentes salvadoreños presentaron ofertas de retiro en el MOR con precios de compra iguales o inferiores a 10 USD/MWh. La información detallada se presenta en la Tabla 4.

TABLA 4. 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, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	912.87	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	5.00	0.00	0.00

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

Durante el período analizado, los agentes 2C_C65 y 2C_C53, ambos de El Salvador, continuaron declarando ofertas de retiro con precios significativamente bajos, llegando incluso a 1 USD/MWh. Este comportamiento resulta particularmente relevante si se considera que, en junio, el Precio Promedio del MER (83.52 USD/MWh) se mantuvo por debajo del CMS promedio de El Salvador (86.42 USD/MWh) durante buena parte del mes, aunque con una diferencia menor respecto a periodos anteriores. Por su parte, el agente 2C_C81 declaró una oferta puntual de 5.00 MWh con precio asociado de 0 USD/MWh.

Desde la perspectiva de racionalidad económica y con base en las justificaciones que los tres agentes salvadoreños presentaron oportunamente ante esta Comisión, se identificó que esta estrategia de declarar precios bajos busca garantizar que cualquier adquisición en el mercado regional sea más económica que la generación nacional disponible, especialmente en contextos de baja demanda y alta disponibilidad interna. Esta práctica también pretende evitar el desplazamiento de generación local de menor costo, alineándose con objetivos de eficiencia operativa a nivel nacional.

Mediante las funciones de supervisión y vigilancia del MER, la CRIE mantiene un monitoreo continuo sobre este tipo de ofertas, especialmente aquellas presentadas a precios bajos en el MOR, debido a su potencial efecto sobre la señal de precios y el orden de mérito del despacho regional. Aunque esta práctica no representa una infracción directa a la Regulación Regional, su recurrencia justifica una evaluación técnica constante.

En particular, el caso del agente 2C_C81 fue atípico, ya que se identificó una oferta de retiro con un precio igual a 0 USD/MWh. Debido a lo excepcional de esta situación, y considerando que el agente ya había proporcionado antecedentes generales en comunicaciones previas, la CRIE solicitó una ampliación de dichas justificaciones con el fin de clarificar el criterio operativo y comercial que dio origen a esta declaración.

En su respuesta, el agente salvadoreño explicó que la oferta correspondiente a junio de 2025 se debió a un error en sus sistemas informáticos al ingresar los datos en la plataforma de declaración de ofertas. Indicó, además, que su intención siempre fue consignar un precio coherente con las demás ofertas presentadas ese mismo día, las cuales fueron registradas con precios superiores a cero y volúmenes consistentes. Según lo manifestado, el valor correcto que se debía declarar era de 105 USD/MWh, en línea con los horarios previos.

Por otra parte, el agente 2C_C81 enfatizó que se trató de un error aislado, sin relación con patrón alguno de comportamiento ni con estrategia deliberada de mercado, y aseguró que la situación no comprometerá la integridad de sus futuras ofertas.

En este contexto, la CRIE continuará vigilando las estrategias de retiro con precios bajos y las justificaciones técnico-económicas presentadas por los agentes, a fin de asegurar que la operación del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y uso óptimo de los recursos regionales, conforme a lo dispuesto en el RMER.

8. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante junio 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 Regional (EDACBF).

8.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) junio 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR sobre las MCTP correspondientes a junio de 2025. Es importante señalar que, más adelante, se detallan tres actualizaciones realizadas a dichos valores, solicitadas por el OS/OM del área de control de El Salvador, en atención a condiciones internas de operación excepcionales.

TABLA 5. 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	260	190	10
Media	300	230	300	10
Mínima	300	200	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 6. 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	240	300	200
Media	300	120	280	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 5 y 6, 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 actualizaciones a las MCTP establecidas para junio de 2025, las cuales dieron lugar a los siguientes resultados:

TABLA 7. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN N-S, S-N Y TOTAL DE EL SALVADOR PARA DEMANDA MÍNIMA Y MEDIA PARA JUNIO 2025 (MW)

Hora	Importación N-S	Importación S-N	Importación Total Máxima
01:00 – 04:59	140	130	140
05:00 – 05:59	90	90	90
06:00 – 12:59	40	40	40

Fuente: Anexo I de la nota EOR-GOS-28-05-2025-076.

TABLA 8. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL PREDESPACHO DEL DÍA 04 DE JUNIO 2025 (MW)

Período	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total Máxima
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínimo	0	0	0

Fuente: Nota EOR-GOS-03-06-2025-080.

TABLA 9. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL PREDESPACHO DEL DÍA 08 DE JUNIO 2025 (MW)

Período	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total Máxima
Máxima	50	50	50
Media	50	50	50
Mínimo	50	50	50

Fuente: Nota EOR-GOS-06-06-2025-082.

8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en junio de 2025

Durante junio de 2025 no se registraron eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que hayan provocado la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.