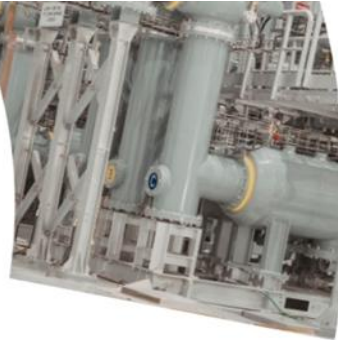




Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL –MER–

INFORME SV-41-2026

**JULIO
2026**

**UNA VISTA
AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL**

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	4
2.	Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	5
2.1.	Energía disponible.....	5
2.2.	Transacciones totales	7
2.3.	Inyecciones por país miembro.....	10
2.4.	Retiros por país miembro	11
3.	Transacciones por tipo de mercado	14
4.	Transacciones por tipo de oferta	15
4.1.	Inyecciones	16
4.1.1.	Análisis	16
4.2.	Retiros.....	17
4.2.1.	Análisis	18
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	19
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	22
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	24
7.1.	Correlación estadística.....	24
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	28
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	30
9.	Monitoreo del MER	32
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	32
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	35
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	37
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	39
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	40
10.	Indicadores técnicos.....	41
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).....	42
10.2.	Eventos regionales.....	44

Índice de Figuras

Figura 1. Energía disponible en el MER.....	6
Figura 2. Energía disponible en el MER por país miembro	6
Figura 3. Inyecciones diarias al MER	9
Figura 4. Inyecciones al MER por país miembro	11
Figura 5. Retiros del MER por país miembro	13
Figura 6. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	14
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de oferta	17
Figura 8. Retiros del MER por tipo de oferta	18
Figura 9. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes	20
Figura 10. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	21
Figura 11. Variación intermensual del consumo interno por país miembro	22
Figura 12. Precios promedio diarios del MER	23
Figura 13. Precios del MER y de los combustibles fósiles	27
Figura 14. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER	29
Figura 15. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER	31
Figura 16. Agentes con más inyecciones al MER	34
Figura 17. Agentes con más retiros del MER	36

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	26
Tabla 2. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	38
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	40
Tabla 4. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	41
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	42
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW]	42
Tabla 7. Valores de importación total del área de control de El Salvador [MW]	43
Tabla 8. Valores de exportación total del área de control de El Salvador [MW]	43
Tabla 9. Eventos que involucraron la activación del EDACBF regional	44

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

Mediante Resolución No. CRIE-14-2026 (emitida el 23 de julio de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** que el saldo del fondo de regularización de servidumbres, creado a través del acuerdo CRIE-03-145, asciende a un monto de USD 3,209,777, considerando las inversiones y gastos ejecutados en concepto de regularización de servidumbres al 31 de diciembre de 2024, así como los intereses generados en las cuentas de la EPR al 31 de diciembre de 2025. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en la resolución CRIE-07-2025, la cual dispone que dicho fondo continuará incrementándose mediante los intereses generados por depósitos a plazo y cuentas bancarias de la EPR hasta alcanzar nuevamente un monto de USD 7,000,000.”.*

*“(...) **APROBAR** un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2026; en ese sentido, el IAR aprobado mediante la resolución CRIE-32-2025 pasa de un monto de USD 63,161,762 a un monto de USD 65,020,854 (...)”.*

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

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/07/Certificacion-Resolucion-CRIE-14-2026-Ajuste-IAR-2026.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-15-2026 (emitida el 23 de julio de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER), derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en noventa y cinco por ciento (95%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado por esta Comisión mediante resolución.”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/07/Certificacion-Resolucion-CRIE-15-2026-PC-julio-a-diciembre-2026.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-16-2026 (emitida el 23 de julio de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Santo Espíritu, S.A.**, para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Proyecto Solar Santo Espíritu’ para la inyección de hasta 140 MW de capacidad (...)”.*

“(…) INSTRUIR a Santo Espíritu, S.A., que previo a la puesta en servicio del proyecto de generación fotovoltaica denominado: ‘Proyecto Solar Santo Espíritu’ para la inyección de hasta 140 MW, cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), incluyendo la obligación de informar al Ente Operador Regional (EOR) el diseño final y los aspectos de implementación del Esquema de Control Suplementario.”.

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/07/Resolucion-CRIE-16-2026-Proyecto-Solar-Santo-Espiritu.pdf

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Julio de 2026 estuvo marcado por un comportamiento al alza en el consumo interno de los países miembros respecto al mes previo, con excepción de Panamá. Asimismo, se observaron aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación nacionales, destacando los casos de Guatemala, Honduras y Costa Rica, donde se registraron incrementos intermensuales en la generación hidroeléctrica.

En este contexto, también persistieron restricciones operativas excepcionales en El Salvador y Panamá, las cuales, junto con otros factores analizados más adelante en el presente informe, incidieron tanto en la disponibilidad como en el requerimiento de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

2.1. Energía disponible

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

En ese sentido, durante julio de 2026 la energía disponible en el MER presentó fluctuaciones relevantes, con valores diarios que oscilaron aproximadamente entre 8 GWh y 22 GWh, evidenciando variaciones asociadas, entre otros factores, al despacho de generación, el consumo y las condiciones operativas registradas en la región (véase la Figura 1).

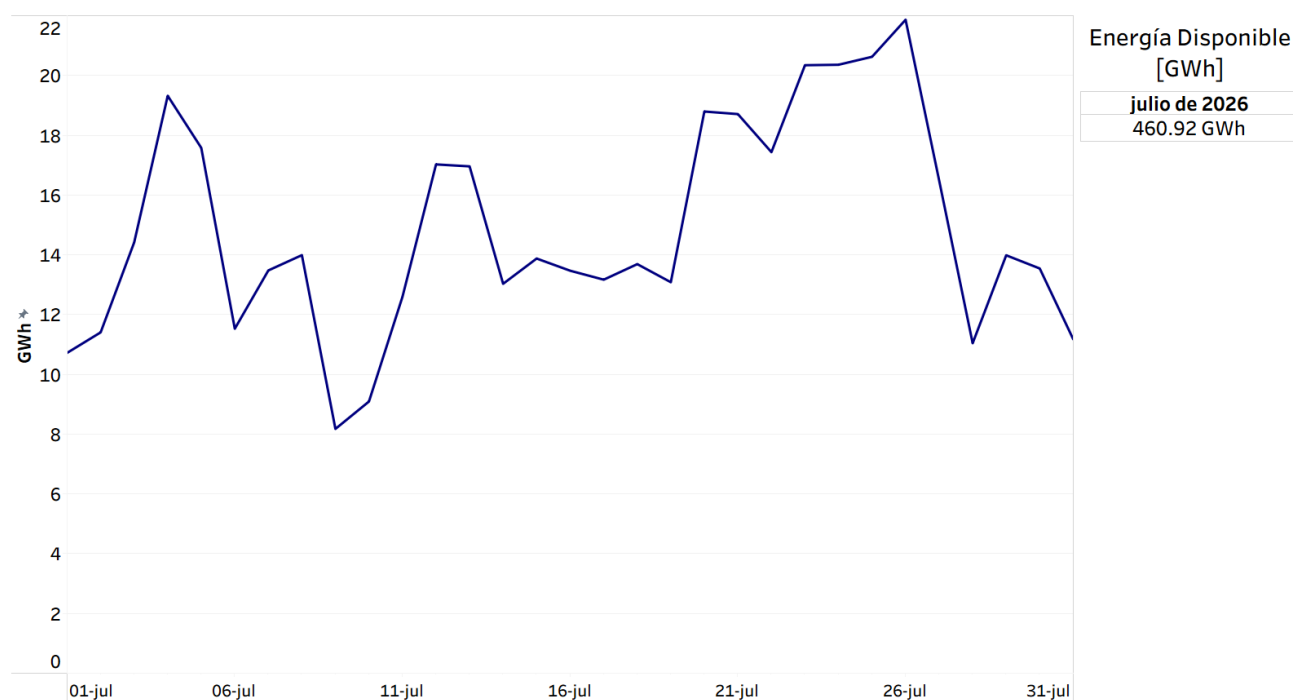
A lo largo del mes analizado se identifican tres etapas diferenciadas:

- ✓ **Fase inicial**, en la que se observaron fluctuaciones importantes de la energía disponible, con un incremento durante los primeros días del mes, seguido de una reducción que alcanzó el nivel más bajo del período alrededor del 9 de julio.

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

- ✓ **Fase intermedia**, durante la cual la energía disponible mostró una recuperación y posteriormente se mantuvo relativamente estable, principalmente entre mediados de la primera quincena y el inicio de la segunda, con valores que oscilaron principalmente entre 13 GWh y 17 GWh.
- ✓ **Fase final**, marcada inicialmente por un incremento de la energía disponible hasta alcanzar los niveles más elevados del mes, superiores a 20 GWh, seguido de una reducción significativa durante los últimos días de julio.

FIGURA 1. ENERGÍA DISPONIBLE EN EL MER

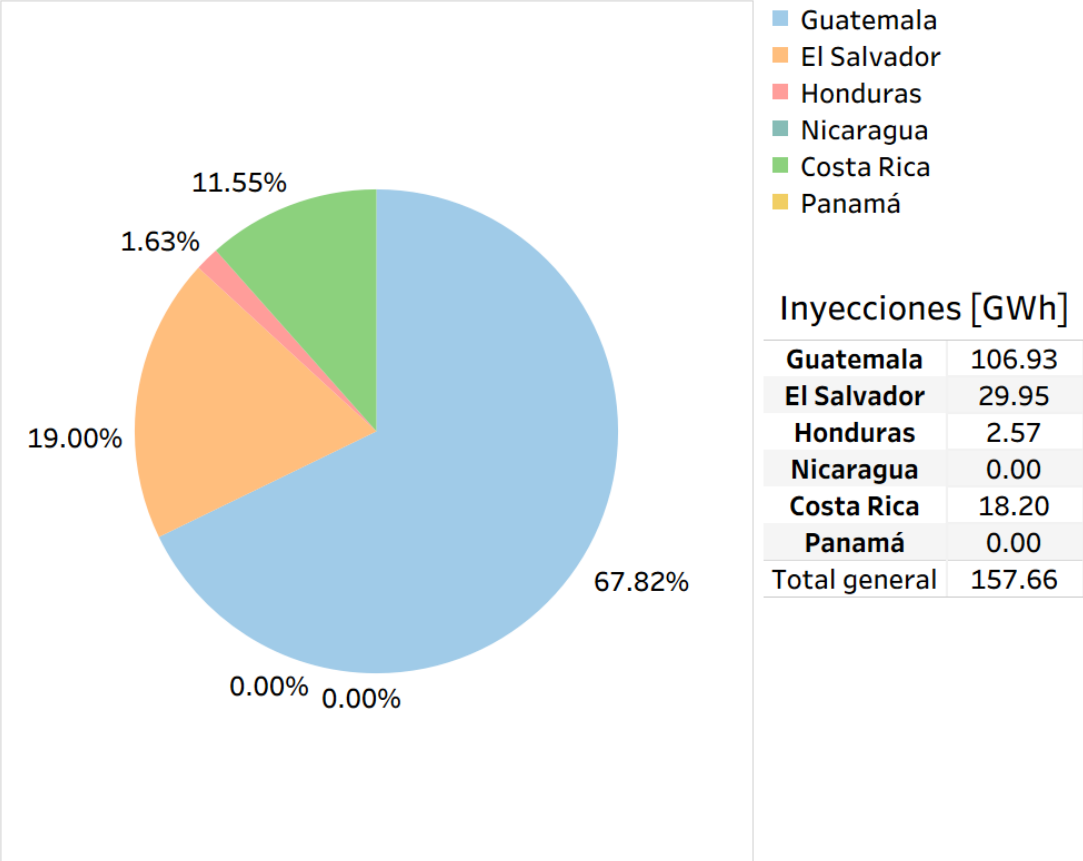


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Con relación al detalle por país miembro (véase la Figura 2), durante julio de 2026 Costa Rica se posicionó como el principal oferente de energía, con una participación del 47.18% del total regional (217.46 GWh), seguido por Guatemala con un 30.56% (140.84 GWh), El Salvador con un 21.20% (97.72 GWh) y Honduras con un 1.06% (4.90 GWh).

Por su parte, Nicaragua y Panamá no realizaron ofertas de inyección durante julio de 2026. Destaca el caso de Panamá, que pasó de ser el principal oferente durante meses previos a no registrar ofertas, en un contexto marcado por la continuidad de disposiciones del mercado eléctrico local asociadas a la suspensión de las exportaciones de energía al MER desde finales de junio del mismo año, como consecuencia de la disminución en la disponibilidad del recurso hídrico en dicho país.

FIGURA 2. ENERGÍA DISPONIBLE EN EL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

En este contexto, vale la pena mencionar que, si bien existe la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, la cantidad de dichas ofertas puede verse limitada por los requerimientos de cobertura del consumo interno y por la disponibilidad de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional², lo cual repercute en los volúmenes de energía que cada país ofrece al mercado regional para su comercialización.

2.2. Transacciones totales

Con relación al comportamiento de las transacciones totales registradas durante julio de 2026, en la Figura 3 se presenta la evolución diaria de las inyecciones realizadas en el mercado regional, las cuales mostraron fluctuaciones a lo largo del mes, con valores que oscilaron aproximadamente entre 3.4 GWh y 7.3 GWh. Los niveles más elevados se registraron durante los primeros días y a mediados del mes, alcanzándose el volumen máximo alrededor del 17 de julio. Posteriormente, las inyecciones mostraron una tendencia

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

general a la baja, particularmente durante la última semana, cuando se mantuvieron mayoritariamente por debajo de 5 GWh diarios.

En este contexto, durante el mes analizado se presentaron condiciones excepcionales que incidieron en la dinámica de la energía disponible para el mercado regional y, por ende, en el comportamiento diario de las transacciones totales, principalmente asociadas a limitaciones en la disponibilidad de generación en algunos países.

Para el caso del área de control de El Salvador, se continuó limitando la capacidad máxima de exportación a 0 MW durante los veinticuatro períodos de mercado de todos los días del mes (véase la Tabla 8), dado que la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), Operador de Sistema y de Mercado (OS/OM) de dicha área de control, gestionó ante el Ente Operador Regional (EOR) esta medida desde mayo de 2026. Esta se fundamentó en condiciones estimadas de disponibilidad de generación local, destacando que la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande registraba una cota de embalse por debajo de los 233 m.s.n.m.

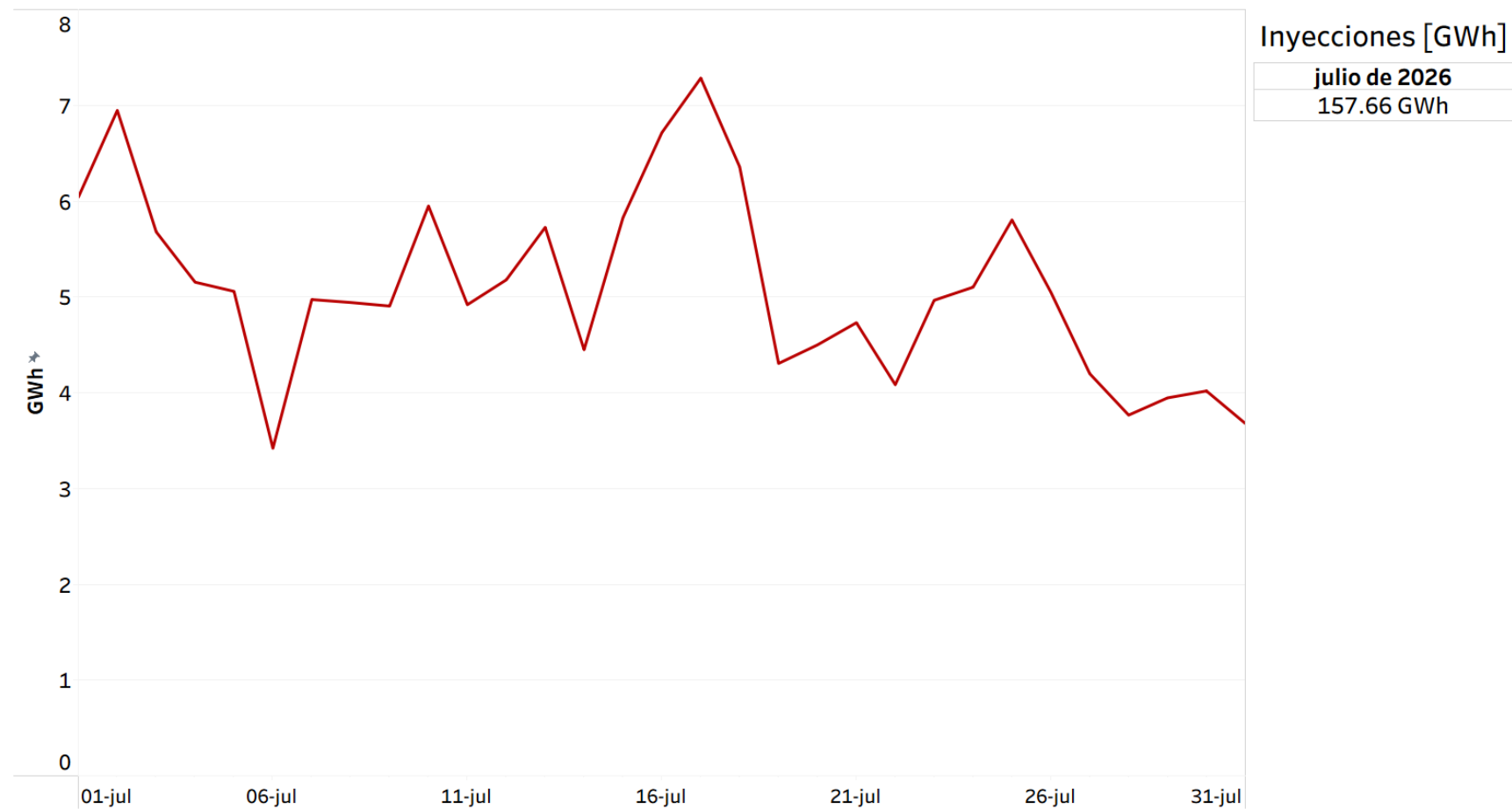
Asimismo, se mantuvo la limitación de la capacidad máxima de importación solicitada por la UT desde mayo del presente año, como se detalla en la Tabla 7, respecto de los valores originales determinados por el EOR para julio de 2026. Esta medida respondió a condiciones excepcionales de generación y consumo a nivel local y repercutió en el volumen total de energía inyectada a dicha área de control durante los períodos de mercado de demanda mínima y media.

Por su parte, en el área de control de Panamá, las inyecciones se mantuvieron en 0 MW durante todo el mes. Este comportamiento se asocia a las condiciones de disponibilidad de generación del sistema eléctrico panameño, que dieron lugar a la suspensión de las inyecciones al mercado regional por disposiciones locales, a partir del 28 de junio de 2026.

Por otro lado, de acuerdo con los informes diarios de operación³ publicados por el EOR en su sitio web institucional, durante los días de operación 6 y 8 de julio de 2026, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), OS/OM del área de control de Guatemala, y la División Operación y Control del Sistema Eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad (DOCSE-ICE), OS/OM del área de control de Costa Rica, solicitaron la realización de redespachos debido a *“Pérdida de recursos de generación”* y *“Cambios topológicos de la RTR [Red de Transmisión Regional]”*, respectivamente. Estas situaciones estuvieron asociadas a la Central Térmica Magdalena, en el área de control de Guatemala, y a la línea de transmisión de 230 kV Cañas – La Virgen, en el área de control de Costa Rica. En este contexto, las transacciones correspondientes se vieron afectadas en su programación y ejecución como resultado de los redespachos realizados.

³ www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/ (Consultado el 11 de agosto de 2026, desde Guatemala).

FIGURA 3. INYECCIONES DIARIAS AL MER



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

En síntesis, el comportamiento diario de las inyecciones totales estuvo influenciado tanto por las condiciones comerciales y operativas propias del mes analizado como por la ocurrencia de situaciones excepcionales. En este sentido, si bien el mercado regional mantuvo la continuidad de su operación durante julio de 2026, se observaron variaciones en los volúmenes de energía transada en determinados períodos.

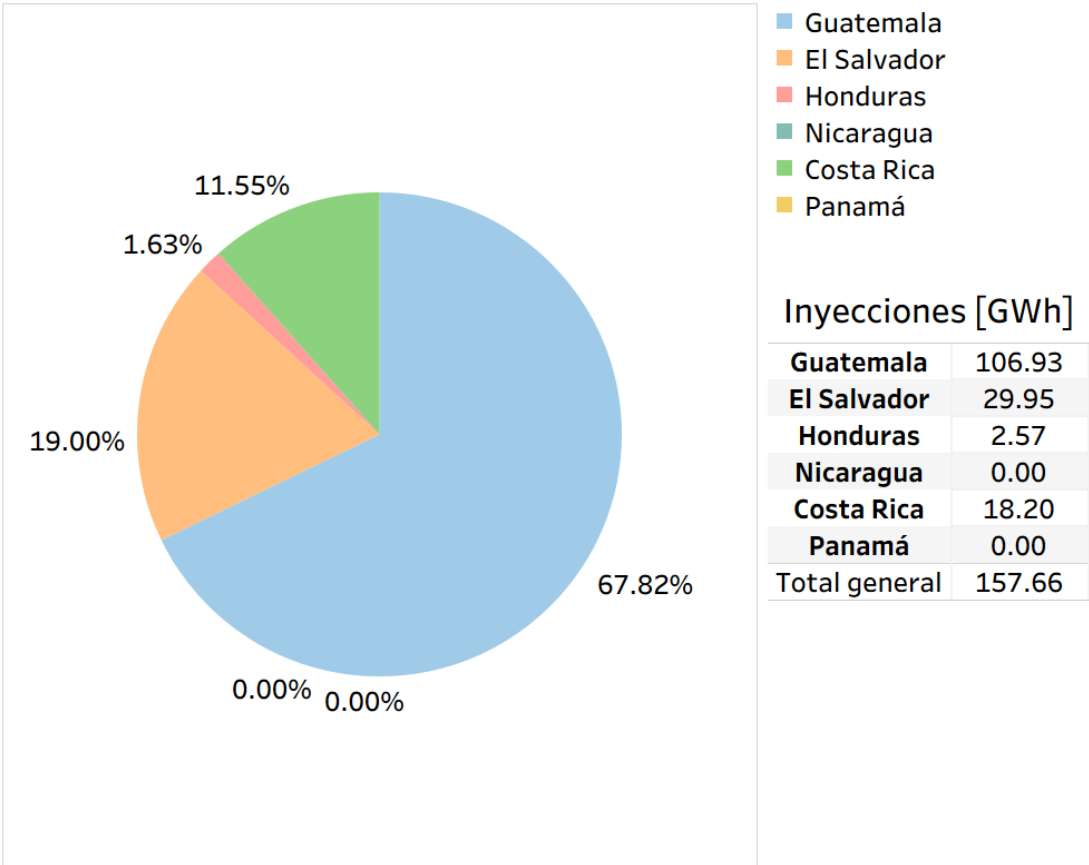
2.3. Inyecciones por país miembro

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 157.66 GWh en julio de 2026 (véase la Figura 4), lo que representó una disminución del 47.32% respecto a junio del mismo año, cuando se registraron 299.28 GWh. En esta ocasión, Guatemala lideró ampliamente las exportaciones de energía, seguido por El Salvador y Costa Rica, con volúmenes considerablemente menores.

- ✓ **Guatemala (106.93 GWh – 67.82%):** Presentó una disminución de 8.72 GWh en las inyecciones respecto al mes previo, en un contexto de incremento del consumo interno (+77.72 GWh) y disminución de la generación a base de biomasa (-48.91 GWh), factores que pudieron moderar la disponibilidad de energía para exportación.
- ✓ **El Salvador (29.95 GWh – 19.00%):** Registró un descenso intermensual de 33.97 GWh en el volumen de inyecciones, lo que puede asociarse al aumento del consumo interno (+46.05 GWh) y la disminución de la generación renovable (-34.51 GWh), proveniente de centrales hidroeléctricas, geotérmicas y a base de biomasa. Adicionalmente, los valores de máxima exportación se mantuvieron limitados a 0 MW durante todo el mes.
- ✓ **Costa Rica (18.20 GWh – 11.55%):** Experimentó el mayor aumento de inyecciones entre los países miembros en comparación con junio de 2026 (+17.72 GWh), comportamiento que puede vincularse con el repunte de la generación eólica (+70.03 GWh), geotérmica (+11.34 GWh) e hidroeléctrica (+24.19 GWh).
- ✓ **Honduras (2.57 GWh – 1.63%):** Mostró un incremento de 2.14 GWh en sus inyecciones respecto al mes anterior, en un escenario de aumento de la generación hidroeléctrica (+15.21 GWh) y eólica (+50.95 GWh), condiciones que pudieron favorecer una mayor disponibilidad de energía para exportación.
- ✓ **Panamá (0.00 GWh – 0.00%):** La suspensión de sus exportaciones al MER desde el 28 de junio de 2026, por disposiciones regulatorias a nivel local, se tradujo en el mayor descenso intermensual de inyecciones entre los países miembros (-118.81 GWh), en un contexto de disminución de la generación hidroeléctrica (-32.28 GWh).

- ✓ **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** Una vez más no realizó inyecciones al mercado regional durante el mes analizado, en un entorno de aumento del consumo interno (+21.47 GWh) y disminución de la generación a base de biomasa (-29.27 GWh) e hidroeléctrica (-10.31 GWh).

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

En resumen, el comportamiento a la baja observado en las inyecciones regionales de energía durante julio de 2026 se presentó en un entorno caracterizado principalmente por condiciones operativas excepcionales en las áreas de control de Panamá y El Salvador, así como por un aumento del consumo interno en la mayoría de los países miembros.

2.4. Retiros por país miembro

El volumen total de retiros alcanzó los 151.95 GWh en julio de 2026 (véase la Figura 5), lo que significó un descenso del 48.91% respecto al valor observado en junio del mismo año (297.39 GWh). Este comportamiento se presentó en un entorno en el que, si bien se registró un aumento intermensual del consumo interno en la mayoría de los países miembros,

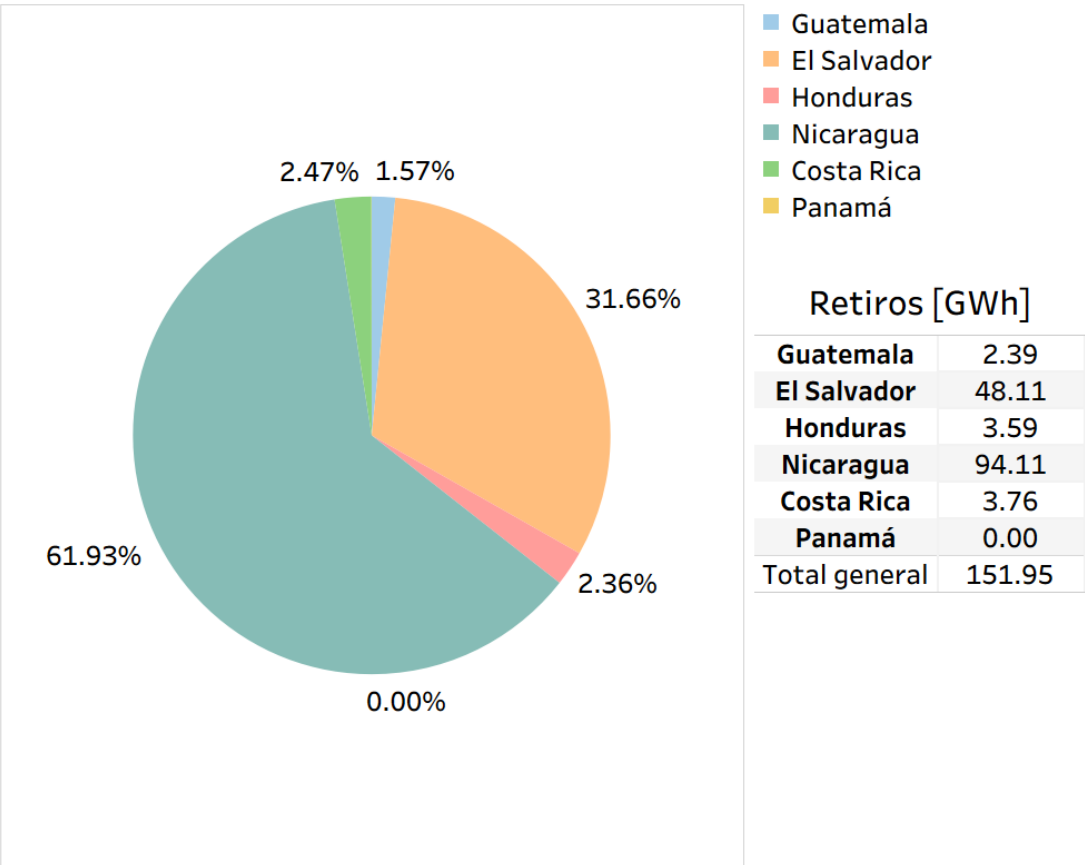
también prevalecieron restricciones operativas que limitaron las transacciones regionales. Entre estas destacó la suspensión de las exportaciones de Panamá al MER por disposiciones regulatorias a nivel local, que repercutió en la reducción de contratos ante las condiciones de disponibilidad de generación en dicho país, así como la limitación de la capacidad máxima de importación de El Salvador, que incidió en la disminución de los retiros en determinados días del mes.

- ✓ **Nicaragua (94.11 GWh – 61.93%):** Se posicionó como el mayor consumidor en el mercado regional, pese a presentar un descenso intermensual de 12.13 GWh en sus retiros. Este comportamiento se registró en un contexto de aumento de 36.31 GWh, respecto al mes previo, en la generación local proveniente de centrales geotérmicas, eólicas y solares, lo que habría moderado el requerimiento de energía proveniente del MER. A ello se sumó la suspensión de las exportaciones de Panamá asociadas a contratos de abastecimiento de agentes nicaragüenses.
- ✓ **El Salvador (48.11 GWh – 31.66%):** También mostró un descenso, aunque en mayor medida, en el total de retiros respecto al mes anterior (-44.47 GWh), en un entorno de aumento del aporte de la generación interna a base de gas natural (+9.49 GWh), solar (+20.72 GWh) y eólica (+14.48 GWh). De igual manera, la limitación de la capacidad máxima de importación del país y la suspensión de las inyecciones provenientes de Panamá constituyeron factores adicionales que incidieron en el comportamiento de los retiros, dada la vinculación de ambas condiciones con el abastecimiento de transacciones de agentes salvadoreños.
- ✓ **Costa Rica (3.76 GWh – 2.47%):** Con una reducción similar a la observada en Nicaragua, presentó un descenso intermensual de 12.37 GWh en sus retiros, en un escenario de repunte neto de la generación renovable nacional, estimado en 104.95 GWh, lo que pudo impactar en la disminución del requerimiento de energía proveniente del MER.
- ✓ **Honduras (3.59 GWh – 2.36%):** Registró un descenso de 27.12 GWh en sus retiros respecto a junio de 2026, en un contexto caracterizado por el repunte neto intermensual de la generación renovable interna (+53.65 GWh), el segundo mayor entre los países miembros, después de Costa Rica. Adicionalmente, la suspensión de las exportaciones de agentes panameños al MER incidió en el abastecimiento de contratos destinados a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
- ✓ **Guatemala (2.39 GWh – 1.57%):** Nuevamente fue el país miembro que presentó el mayor descenso en sus retiros respecto al mes previo (-49.26 GWh), en un escenario marcado por el incremento neto de la generación renovable local (+41.68 GWh) y la afectación del abastecimiento de contratos de agentes guatemaltecos ante la suspensión de las exportaciones provenientes de Panamá.

✓ **Panamá (0.00 GWh – 0.00%):** Durante julio de 2026 prácticamente no requirió energía del mercado regional, comportamiento consistente con el hecho de haber sido el único país miembro que presentó un descenso intermensual del consumo interno (-46.38 GWh), aunado al repunte de la generación solar (+9.90 GWh), eólica (+35.52 GWh) y a base de gas natural (+49.34 GWh), condiciones que favorecieron una mayor disponibilidad de recursos energéticos para el abastecimiento nacional.

Finalmente, es importante resaltar que, en el presente informe, el análisis de las inyecciones y los retiros de energía en el MER considera su comportamiento y vinculación con condiciones climáticas, operativas, de despacho de generación y de consumo, entre otros factores locales y regionales. No obstante, debe tenerse en cuenta que la participación de los agentes en dicho mercado se encuentra influenciada además por factores económicos, financieros y de gestión de riesgos, entre otros, que pueden incidir en sus decisiones de colocar o requerir energía.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

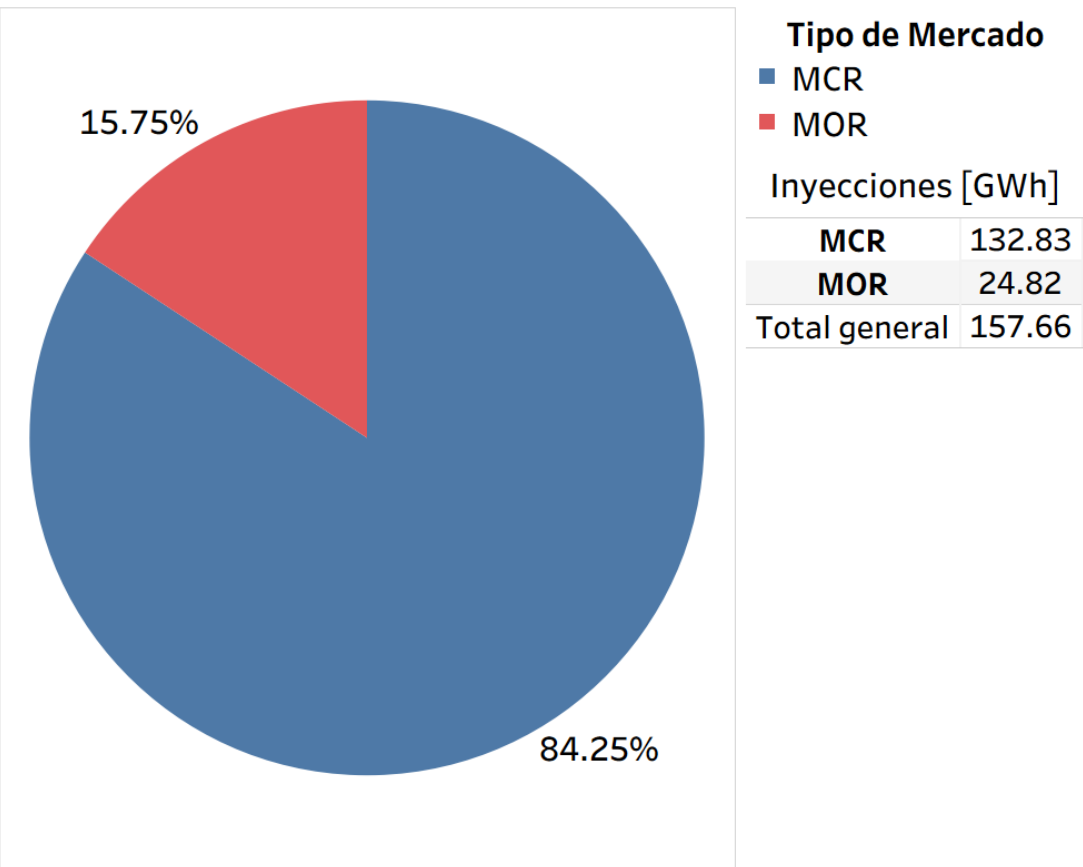
Cabe señalar que los datos mensuales de generación y consumo interno por país miembro fueron obtenidos de los sitios web oficiales de los respectivos Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS).

3. Transacciones por tipo de mercado

En julio de 2026, la dinámica de las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Regional (MER) evidenció nuevamente el papel predominante del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía.

Tal como se muestra en la Figura 6, el 84.25% de las inyecciones (132.83 GWh) se canalizó a través del MCR, mientras que el 15.75% restante (24.82 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución mantuvo el predominio de los compromisos contractuales en la estructura de las transacciones regionales, aunque con una mayor participación relativa y absoluta del MOR respecto al mes anterior.

FIGURA 6. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En comparación con junio de 2026, la participación relativa del MCR disminuyó de 95.80% a 84.25%, mientras que la correspondiente al MOR aumentó de 4.20% a 15.75%, en un entorno de disminución intermensual de las inyecciones totales (-47.32%), asociado principalmente a la suspensión de las exportaciones de Panamá al MER por disposiciones regulatorias a nivel local. Esta situación incidió en la reducción del abastecimiento mediante contratos a agentes de otros países miembros y coincidió con una mayor proporción de las transacciones canalizadas a través del MOR durante el mes analizado.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran junto con los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad⁴. En julio de 2026, este tipo de ofertas alcanzó los 26.18 GWh, equivalentes al 16.61% del total de inyecciones, evidenciando la participación de los mecanismos de flexibilización en la entrega de energía. Por esta razón, su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR, al evaluar las transacciones por tipo de oferta.

En resumen, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante julio de 2026 mantuvo el predominio de los esquemas contractuales, aunque con una reducción de su participación tanto en términos relativos como absolutos, mientras que el MOR mostró una mayor presencia en las transacciones regionales. Asimismo, la participación de las ofertas de flexibilidad refleja la importancia de estos mecanismos para ajustar la ejecución de los compromisos contractuales ante las condiciones operativas registradas en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el Mercado Eléctrico Regional (MER) durante julio de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada el mes anterior, aunque con ajustes asociados principalmente a las condiciones operativas excepcionales registradas en las áreas de control de Panamá y El Salvador, las cuales incidieron en la reducción de las ofertas vinculadas con esquemas contractuales.

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

⁴ Literal c), numeral 1.3.4.3 del Libro I del RMER y numeral 1.3.7.1 del mismo libro.

4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 157.66 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta (véase la Figura 7):

- **Contratos Firmes (CF):** 77.19 GWh – 48.96%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 29.46 GWh – 18.69%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 26.18 GWh – 16.61%
- **Ofertas de Oportunidad:** 24.82 GWh – 15.75%

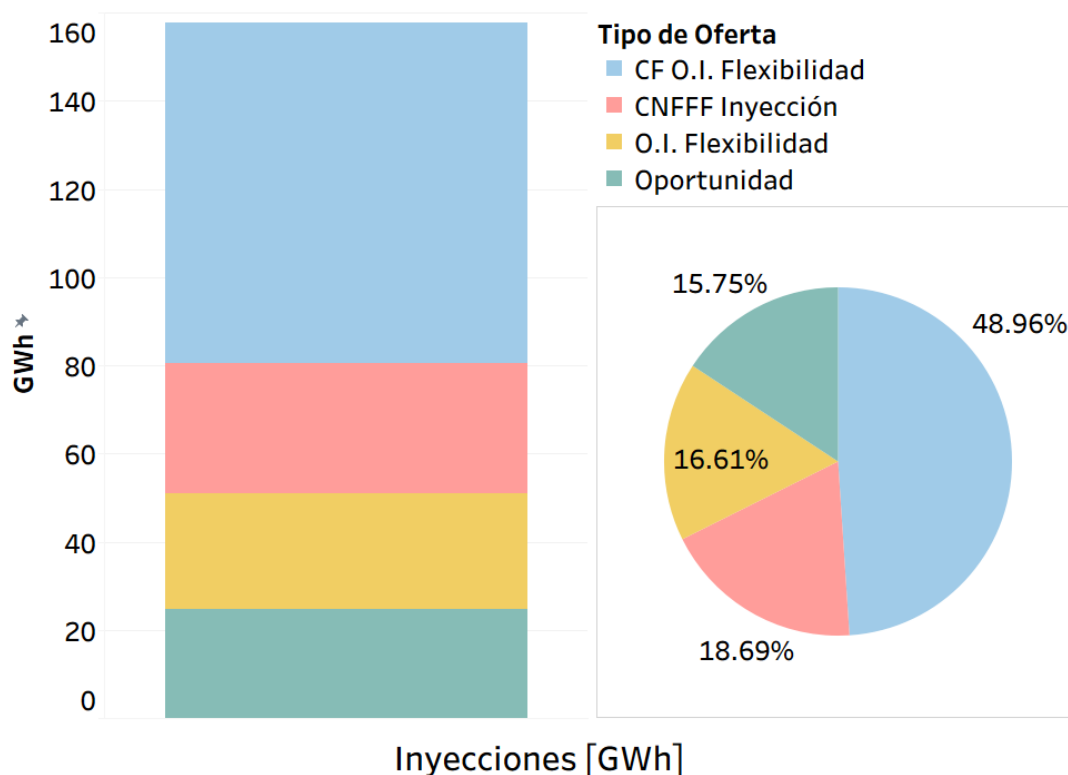
4.1.1. Análisis

Una vez más, las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la importancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Esta tendencia se mantuvo a pesar de la disminución intermensual de las inyecciones totales (-47.32%), asociada principalmente a la suspensión de las exportaciones de Panamá al MER por disposiciones regulatorias a nivel local.

En este contexto, cabe resaltar que la utilización de los compromisos contractuales, tanto firmes como no firmes, estuvo acompañada por el uso de mecanismos de flexibilidad, aunque en menor medida que el mes anterior. Estos mecanismos permitieron ajustar la forma en que se materializó la entrega de la energía asociada a dichos compromisos durante julio de 2026.

Finalmente, el 67.65% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 32.35% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, evidenciando una mayor participación relativa de los instrumentos de corto plazo respecto a junio de 2026, en un entorno marcado por condiciones operativas excepcionales.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
77.19	29.46	26.18	24.82	157.66

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

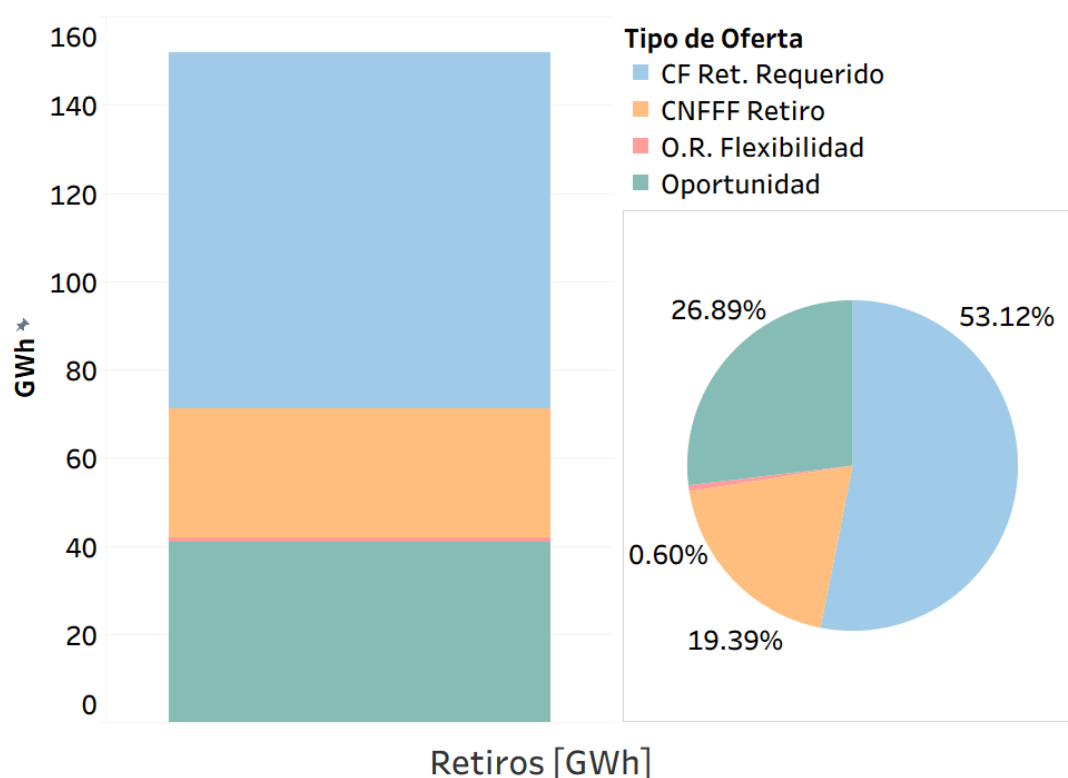
- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme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

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 151.95 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta (véase la Figura 8):

- **Contratos Firmes (CF):** 80.72 GWh – 53.12%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 29.46 GWh – 19.39%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 0.91 GWh – 0.60%
- **Ofertas de Oportunidad:** 40.86 GWh – 26.89%

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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

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

4.2.1. Análisis

Los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros en el mercado regional, al concentrar más de la mitad de las importaciones durante julio de 2026, en un entorno de disminución intermensual del 48.91% en este rubro. Esta disminución se vinculó, además de las restricciones en Panamá previamente analizadas en el caso de las ofertas de inyección, con la limitación de la capacidad máxima de importación de El Salvador durante períodos de mercado de demanda mínima y media.

En este contexto, todos los países miembros registraron descensos en sus compras en el MER respecto a junio del mismo año, principalmente Guatemala (-49.26 GWh), El Salvador

(-44.47 GWh) y Honduras (-27.12 GWh), seguidos por reducciones de menor magnitud en Costa Rica (-12.37 GWh), Nicaragua (-12.13 GWh) y Panamá (-0.08 GWh).

Por su parte, los CNFFF representaron el 19.39% del total de los retiros, en línea con su función de complementar la cobertura del consumo ante condiciones operativas específicas. En contraste, las ofertas de oportunidad alcanzaron una participación del 26.89%, superior a la observada el mes anterior, en un entorno de condiciones operativas que coincidió con una mayor utilización del Mercado de Oportunidad Regional (MOR) para el abastecimiento de energía. Asimismo, las ofertas de flexibilidad asociadas a retiros mantuvieron una participación marginal, incluso menor que la observada el mes anterior (0.60%), en línea con el predominio de los esquemas contractuales, tanto firmes como no firmes, y de las ofertas de oportunidad directamente canalizadas mediante el MOR.

En ese sentido, los CF y los CNFFF concentraron el 72.51% de los retiros regionales, mientras que las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 27.49% restante, desempeñando un papel complementario en la atención de requerimientos de corto plazo.

5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones por tipo de actividad de los agentes durante julio de 2026 permitió identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y consumo en el Mercado Eléctrico Regional (MER), mostrando el rol específico que desempeña cada categoría en la dinámica de los intercambios de energía. En esta ocasión, dicho análisis se enmarca en un escenario caracterizado, entre otros factores, por el aumento intermensual del consumo interno en la mayoría de los países miembros y por condiciones operativas excepcionales en Panamá y El Salvador.

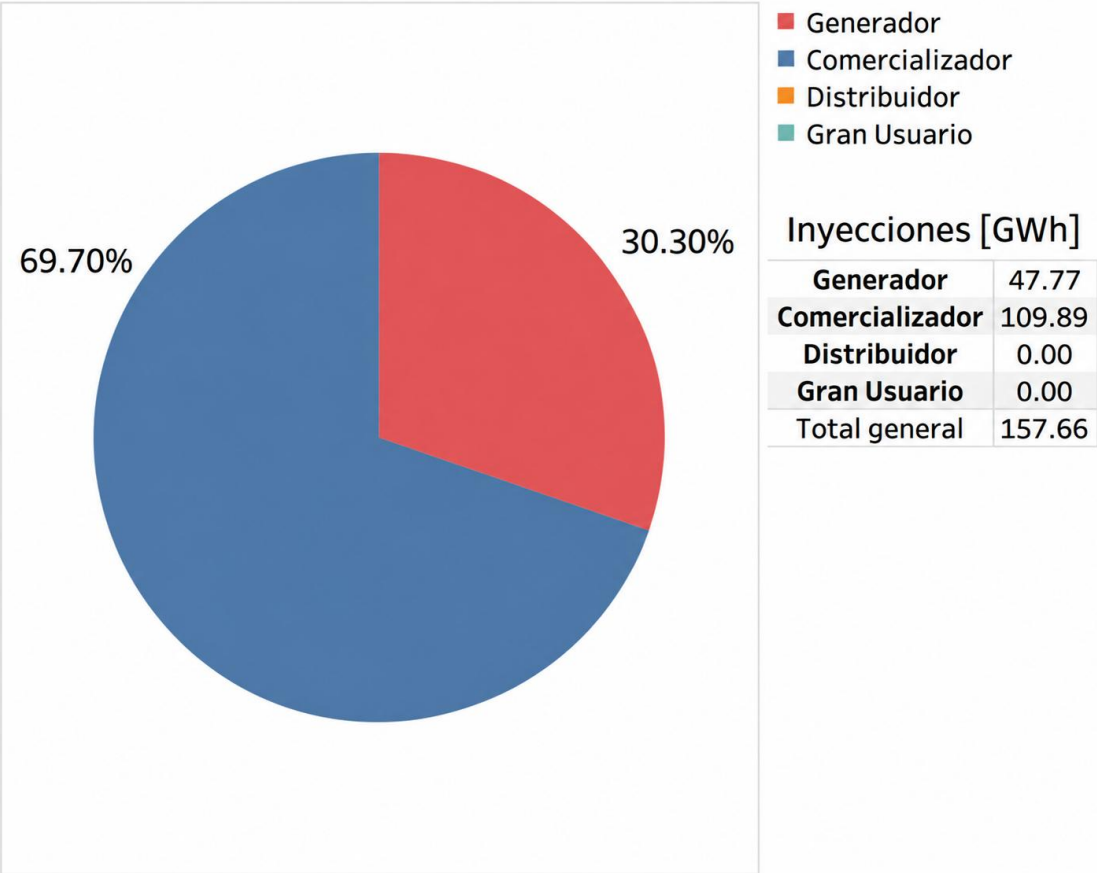
En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 9), una vez más se concentraron exclusivamente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el 100% de la energía exportada al MER.

En términos absolutos, los generadores aportaron 47.77 GWh (30.30%) y los comercializadores 109.89 GWh (69.70%). Este resultado refleja que la colocación de energía en el mercado regional fue gestionada principalmente mediante esquemas de comercialización y, de manera complementaria, a través de la oferta proveniente de los agentes generadores, en un contexto marcado por la limitación de la capacidad máxima de exportación de El Salvador a 0 MW y la nula participación de los agentes generadores que operan en Panamá, derivada de la suspensión de las exportaciones en dicho país por disposiciones regulatorias locales.

Cabe resaltar que el volumen aportado por los generadores se redujo considerablemente respecto al mes previo, cuando alcanzó los 162.35 GWh, lo que evidencia que la disminución

de las inyecciones totales durante julio de 2026 estuvo asociada, en buena medida, con el menor volumen de energía aportado por este tipo de agentes.

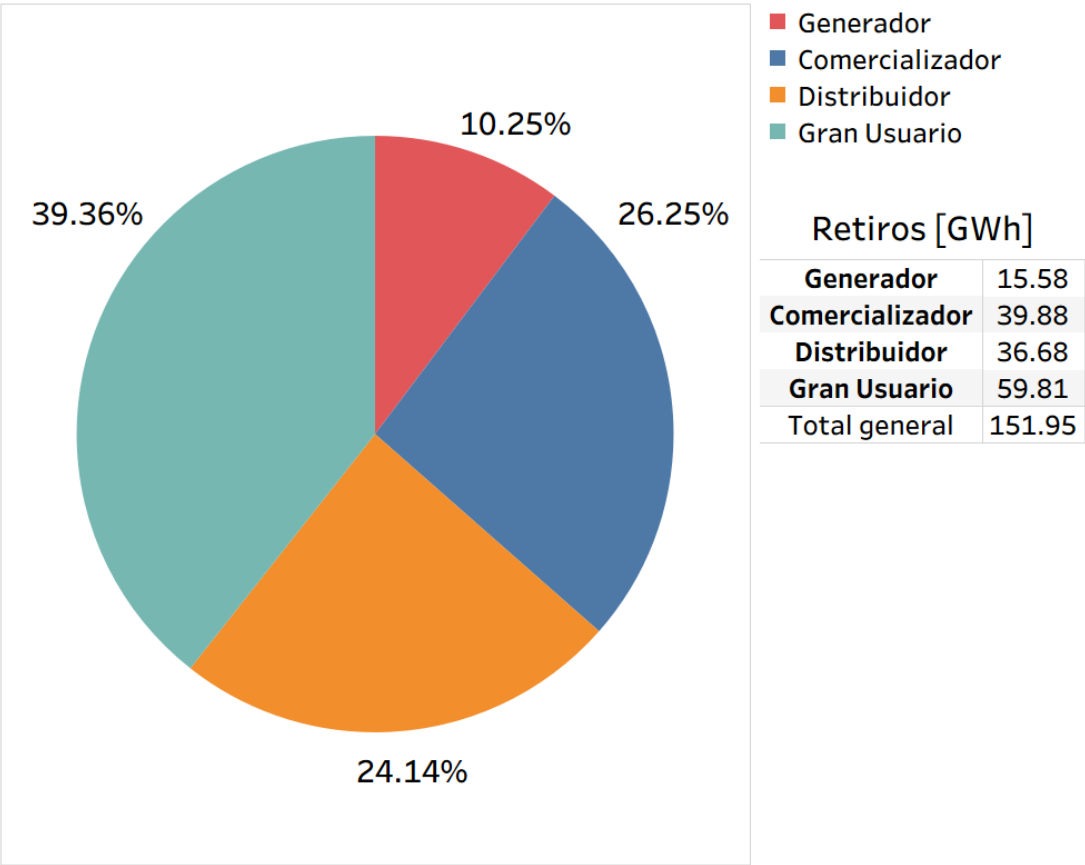
FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

En cuanto a los retiros (véase la Figura 10), nuevamente se observa una estructura más diversificada, en línea con lo registrado en meses anteriores. Sin embargo, en esta ocasión los grandes usuarios se posicionaron como el principal grupo consumidor, con 59.81 GWh (39.36%), desplazando a los comercializadores a una segunda posición, con 39.88 GWh (26.25%), seguidos por los distribuidores, con 36.68 GWh (24.14%) y, finalmente, los generadores, que registraron 15.58 GWh (10.25%). Esta composición resulta consistente con la disminución generalizada de las importaciones y por condiciones operativas que incidieron en las posibilidades de abastecimiento a través del MER.

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



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

La participación de los generadores como importadores de energía responde a necesidades operativas y contractuales específicas, tales como la gestión de su producción en función de sus compromisos comerciales o el cumplimiento de contratos previamente adquiridos. Este comportamiento pone de manifiesto la capacidad de estos agentes para ajustar su estrategia operativa y comercial dentro del mercado regional. Asimismo, durante determinados períodos, los generadores pueden recurrir al MER cuando los precios regionales resultan más competitivos que sus propios costos de generación o que las alternativas disponibles en sus mercados nacionales, favoreciendo así el cumplimiento de sus obligaciones contractuales bajo condiciones económicamente más convenientes.

Finalmente, la estructura observada durante julio de 2026 evidencia que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se concentra en un número reducido de tipos de agentes, mientras que el consumo se distribuye entre una mayor variedad de participantes, incorporando distintas estrategias de adquisición. Esta dinámica contribuye a una asignación eficiente de los recursos energéticos, al facilitar su canalización entre los distintos exportadores e importadores del mercado en función de las condiciones comerciales y operativas registradas en el MER.

6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

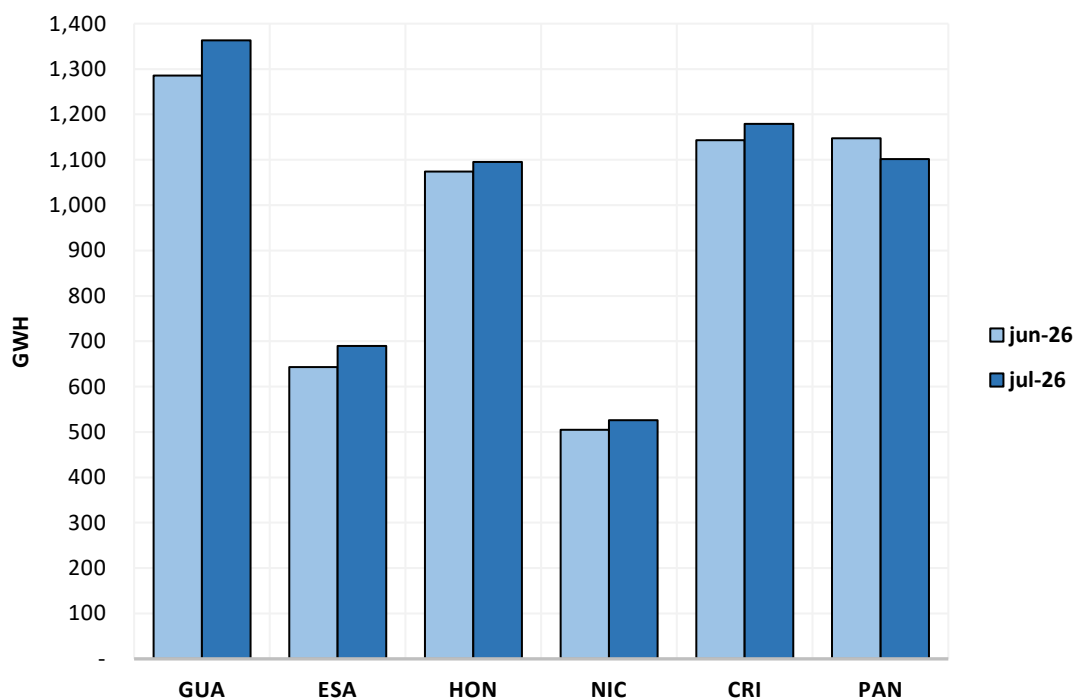
El precio promedio del MER durante julio de 2026 se ubicó en 188.78 USD/MWh, lo que representó un incremento significativo de aproximadamente 132.17% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 81.31 USD/MWh (véase la Figura 12).

Este comportamiento interanual respondió, entre otros factores, a eventos de pérdida y limitación de generación en algunas áreas de control, aunados a las repercusiones del fenómeno climático “El Niño” presente en la región, particularmente sobre la disponibilidad del recurso hídrico y, por consiguiente, en el aporte de la generación hidroeléctrica, condiciones que incidieron en el incremento del precio del MER.

Adicionalmente, el precio regional aumentó aproximadamente 9.08% respecto a junio de 2026, cuando el promedio mensual se situó en 173.07 USD/MWh. Este comportamiento mantuvo los niveles elevados de precios observados en el período reciente, aún influenciados por los factores previamente mencionados.

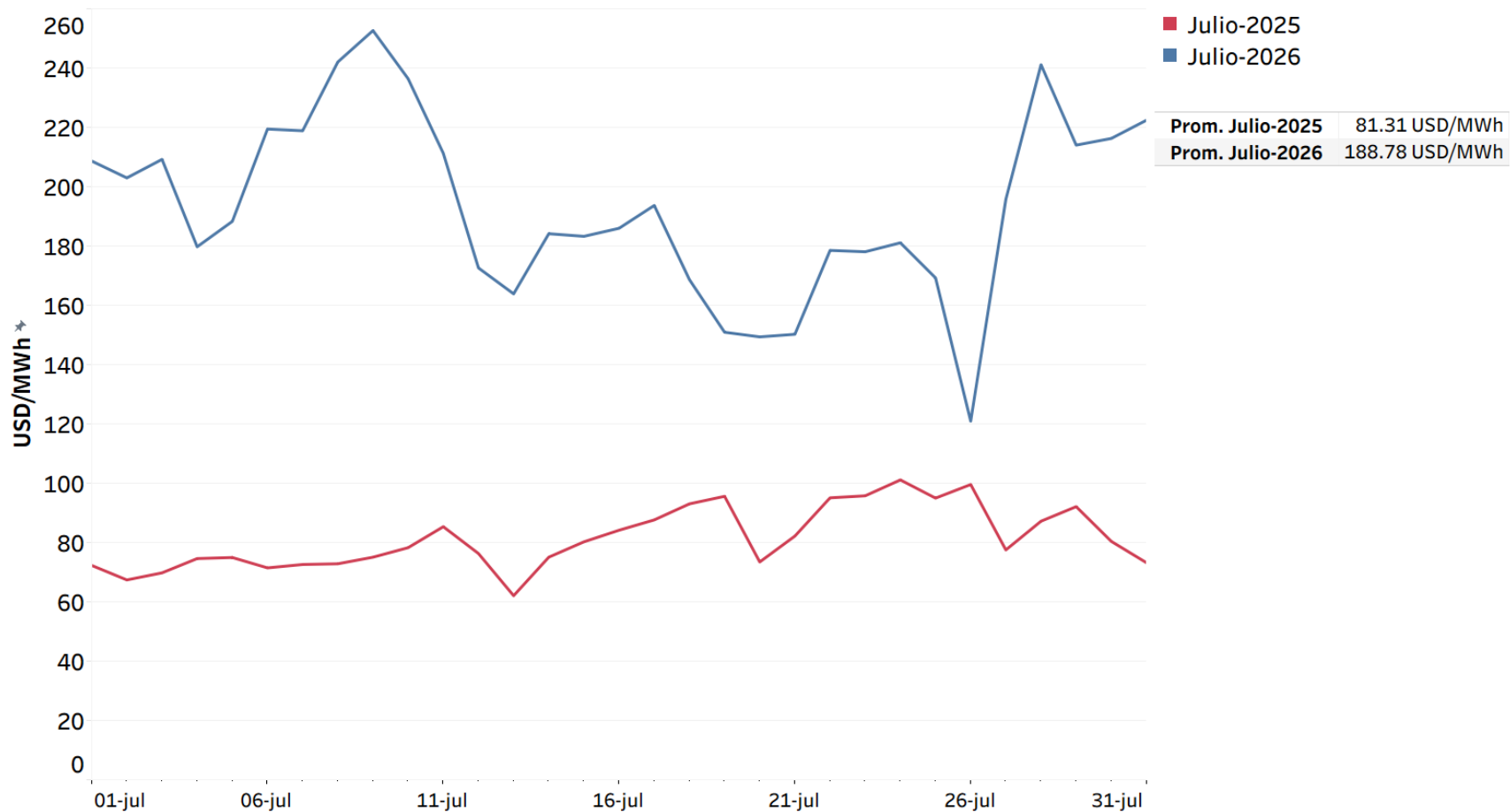
En términos operativos, el comportamiento del precio del MER durante julio de 2026 se presentó en un entorno caracterizado por aportes diferenciados de las fuentes renovables a las matrices de generación nacionales, el aumento intermensual del consumo interno en la mayoría de los países miembros (véase la Figura 11) y las condiciones operativas excepcionales registradas durante el mes.

FIGURA 11. VARIACIÓN INTERMENSUAL DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 12. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER



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

7. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante julio de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron dinámicas diferenciadas, en un contexto caracterizado por el aumento intermensual del consumo interno en la mayoría de los países miembros, la heterogeneidad en los aportes renovables a las matrices de generación nacionales, la ocurrencia y persistencia de condiciones operativas excepcionales en algunas áreas de control y la presencia del fenómeno climático “El Niño”. En este escenario, tanto el precio del MER como el del carbón térmico presentaron fluctuaciones a lo largo del mes, aunque con magnitudes y patrones diferenciados, mientras que el gas natural mostró un comportamiento a la baja y el petróleo una tendencia al alza (véase la Figura 13).

En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) registró valores en un rango aproximado de 69-93 USD/Barril, evidenciando una tendencia ascendente a lo largo del mes. Por su parte, el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, presentó una evolución a la baja, oscilando entre 2.70 USD/MMBTU y 3.24 USD/MMBTU. En cuanto al carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, presentó fluctuaciones a lo largo del mes, aunque dentro de un rango acotado de aproximadamente 128-131 USD/Tonelada.

7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a julio de 2026 evidencian relaciones diferenciadas entre el precio del MER y los precios de los principales combustibles fósiles analizados. En particular, los precios del petróleo y del carbón térmico presentaron una relación inversa con el precio regional, aunque con distintas magnitudes, mientras que el gas natural mostró una relación directa de baja intensidad.

- **WTI vs. MER:**
 - Covarianza: **-17.40**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.41**

Los valores negativos de la covarianza⁵ y del coeficiente de *Spearman*⁶ indican una relación inversa entre el precio del petróleo y el precio del MER. En particular, el coeficiente de

⁵ Covarianza: Medida estadística que indica la dirección de la relación lineal entre dos variables numéricas. Determina si ambas variables aumentan o disminuyen juntas (covarianza positiva) o si una aumenta mientras la otra disminuye (covarianza negativa).

⁶ Coeficiente de correlación de *Spearman*: Herramienta estadística robusta utilizada para medir la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, especialmente cuando estas relaciones no son lineales o los datos no siguen una distribución normal. A diferencia de *Pearson*, *Spearman* trabaja con rangos (posiciones) de los datos en lugar de sus valores reales, lo que lo hace menos sensible a valores atípicos.

Spearman ($p = -0.41$) evidencia una relación inversa de magnitud moderada entre ambas variables durante el mes analizado.

Este resultado muestra cierta divergencia en la evolución de ambos mercados durante julio de 2026, sin que se identifique una correspondencia directa entre el comportamiento del precio internacional del petróleo y el precio regional. En ese sentido, si bien el WTI mostró una tendencia general al alza durante el mes, el precio del MER presentó fluctuaciones asociadas a las condiciones propias del sistema regional, entre ellas la disponibilidad de generación, el aumento del consumo interno en la mayoría de los países miembros y las condiciones operativas excepcionales previamente analizadas.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **8.62**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.20**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman* registraron valores positivos, evidenciando una relación directa entre el precio del gas natural y el precio del MER. No obstante, el coeficiente de *Spearman* ($p = 0.20$) muestra que dicha relación fue débil, por lo que no se identifica una correspondencia marcada entre la evolución de ambas variables durante julio de 2026.

Este comportamiento resulta consistente con trayectorias diferenciadas durante dicho mes, particularmente considerando que el precio del gas natural presentó una evolución general a la baja, mientras que el precio del MER estuvo sujeto a fluctuaciones vinculadas con las condiciones operativas registradas en el SER. En consecuencia, los resultados estadísticos no evidencian una relación estrecha entre la evolución del precio internacional del gas natural y la del precio regional durante el período analizado.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **-12.38**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.29**

Por su parte, el precio del carbón térmico presentó una relación inversa con el precio del MER, de acuerdo con los valores negativos obtenidos tanto para la covarianza como para el coeficiente de *Spearman*. En particular, el valor de $p = -0.29$ evidencia una relación inversa débil entre ambas variables, sin que se identifique una correspondencia clara en su evolución durante el mes analizado.

Este resultado es consistente con el comportamiento observado durante julio de 2026, cuando el carbón térmico presentó fluctuaciones dentro de un rango relativamente acotado, mientras que el precio del MER mostró una mayor variación a lo largo del mes. En consecuencia, los resultados estadísticos sugieren una asociación limitada entre la evolución del precio internacional del carbón térmico y el comportamiento del precio regional durante el período analizado.

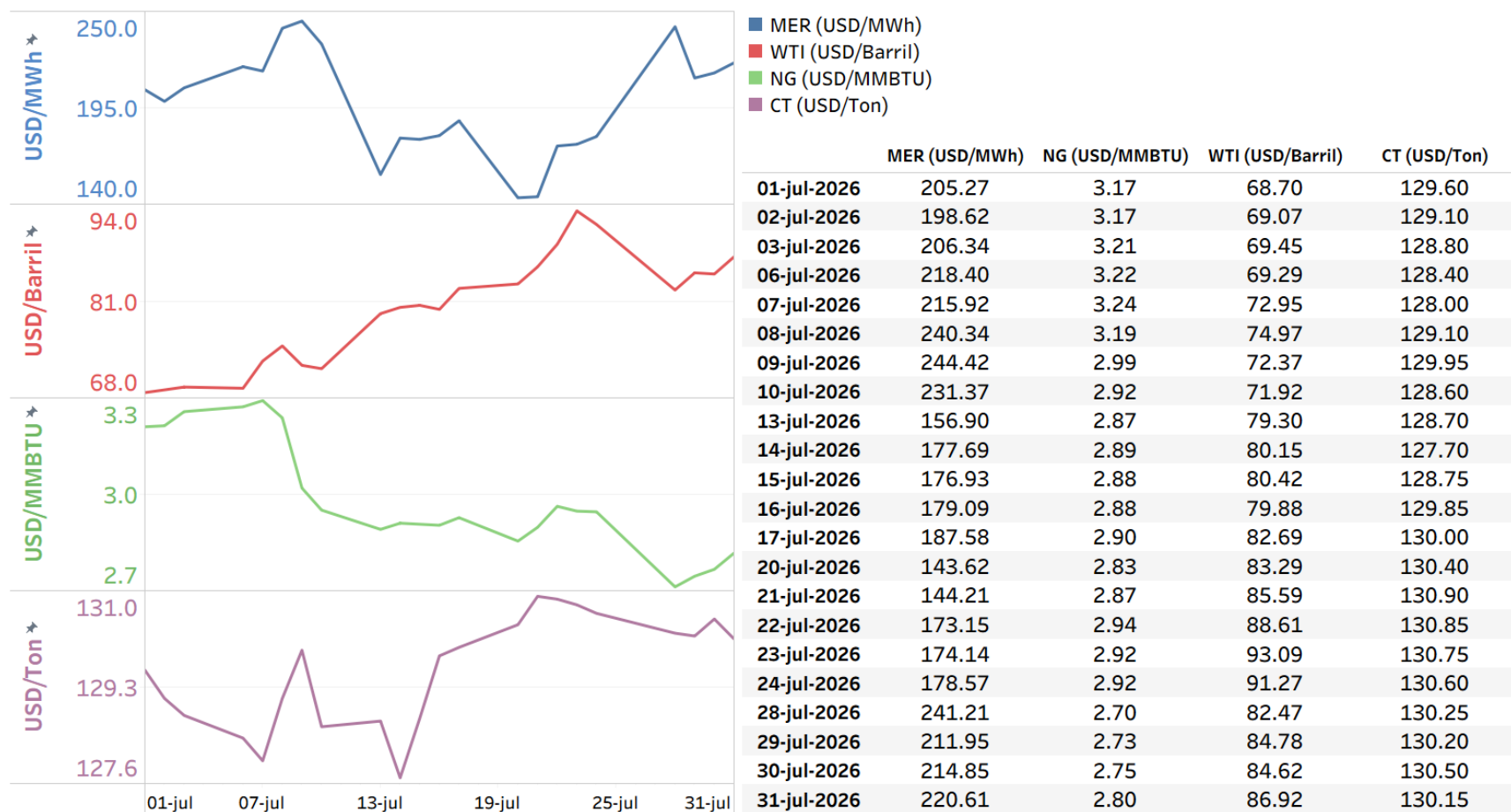
En ese sentido, los resultados estadísticos de julio de 2026 muestran que no se presentó una relación uniforme entre la evolución de los precios internacionales de los combustibles fósiles analizados y el precio del MER. Este comportamiento evidencia que la dinámica del precio regional durante el referido mes estuvo vinculada en mayor medida con las condiciones propias del SER, entre ellas la disponibilidad y el despacho de generación, el comportamiento del consumo interno y las restricciones operativas excepcionales registradas en determinadas áreas de control.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-17.40
NG (x), MER (y)	8.62
CT (x), MER (y)	-12.38
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.41
NG (x), MER (y)	0.20
CT (x), MER (y)	-0.29

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

FIGURA 13. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



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

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

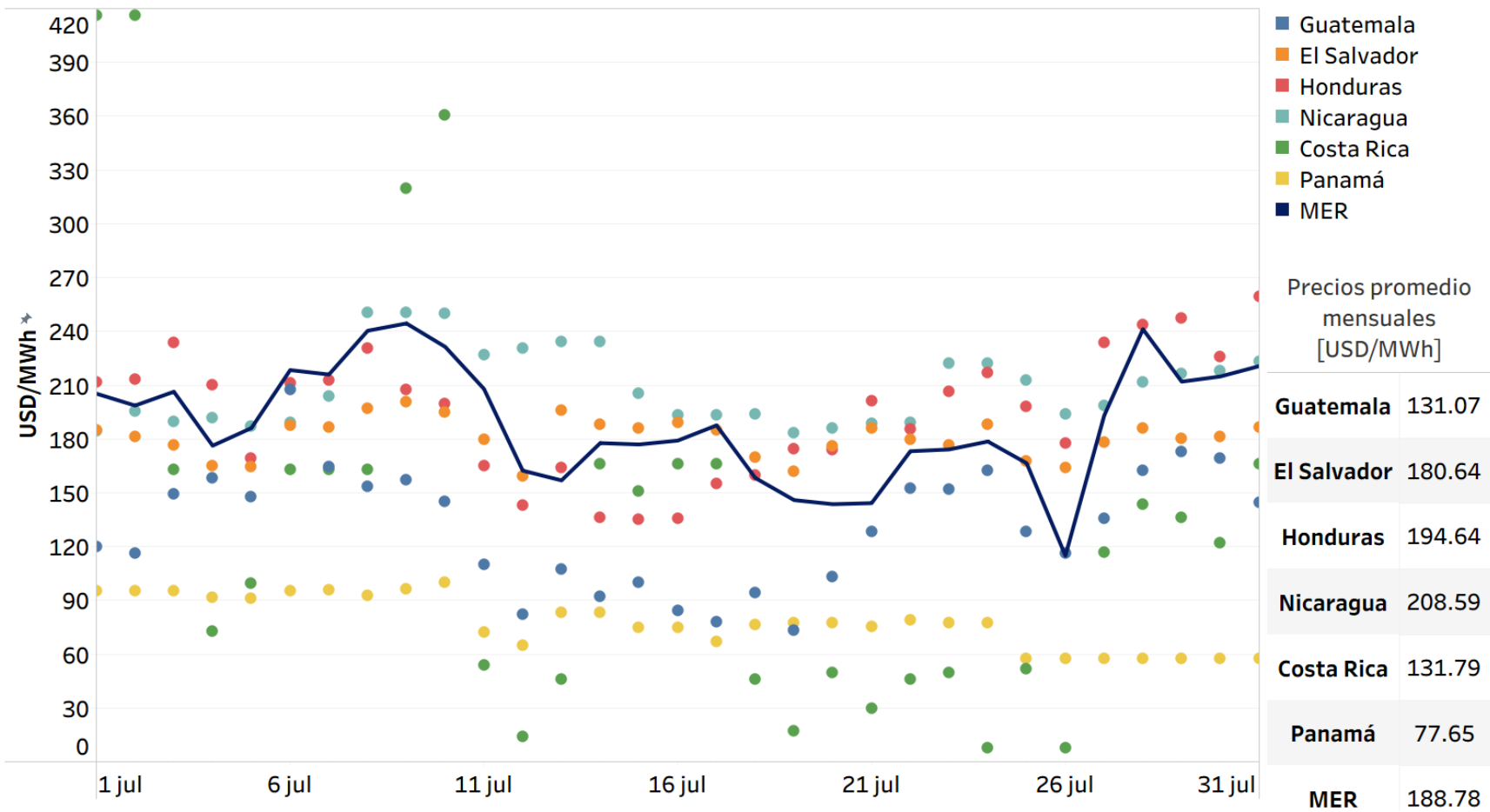
Los precios promedio nacionales, tanto mensuales como diarios, mostraron comportamientos diferenciados entre los países miembros durante julio de 2026, reflejando las particularidades de sus matrices de generación, así como las condiciones operativas, de consumo y climáticas registradas en dicho período.

Tal como se aprecia en la Figura 14, Nicaragua registró el precio promedio mensual más elevado de la región, con 208.59 USD/MWh, seguido por Honduras (194.64 USD/MWh), ambos con valores superiores al precio del MER (188.78 USD/MWh). Por su parte, El Salvador presentó un precio promedio mensual de 180.64 USD/MWh, ligeramente inferior al regional. En niveles considerablemente menores se ubicaron Costa Rica (131.79 USD/MWh) y Guatemala (131.07 USD/MWh), mientras que Panamá registró nuevamente el precio promedio mensual más bajo, con 77.65 USD/MWh.

En el caso de Nicaragua y Honduras, sus elevados niveles de precios se presentaron en un entorno de aumento intermensual del consumo interno en ambos países. No obstante, también se registraron incrementos en determinadas fuentes de generación renovable, destacando en Nicaragua el aporte de la generación eólica y, en Honduras, el de la generación hidroeléctrica y eólica. Este comportamiento muestra que el mayor aporte de determinadas fuentes renovables no necesariamente se tradujo en menores precios nacionales, dado que estos también estuvieron influenciados por el resto de las tecnologías de generación y las condiciones operativas particulares de cada sistema eléctrico.

En contraste, Guatemala y Costa Rica registraron precios promedio mensuales considerablemente inferiores al del MER, en un escenario de incremento intermensual de la generación hidroeléctrica y eólica en ambos países. Por su parte, Panamá presentó el menor precio promedio mensual, coincidiendo con una disminución del consumo interno y un aumento de la generación eólica, solar y a base de gas natural respecto al mes anterior.

FIGURA 14. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

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

La Figura 15 muestra la evolución diaria de los precios promedio nacionales y su comparación con el precio del MER durante julio de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los países miembros, así como fluctuaciones relevantes del precio regional a lo largo del mes.

El precio del MER presentó niveles relativamente elevados durante los primeros días, alcanzando valores superiores a 240 USD/MWh el 8 y 9 de julio. Posteriormente, mostró una tendencia general a la baja hasta mediados de la segunda quincena. Destaca la reducción registrada el 26 de julio, seguida de una recuperación significativa hacia el cierre del mes, cuando nuevamente se alcanzaron valores superiores a 210 USD/MWh.

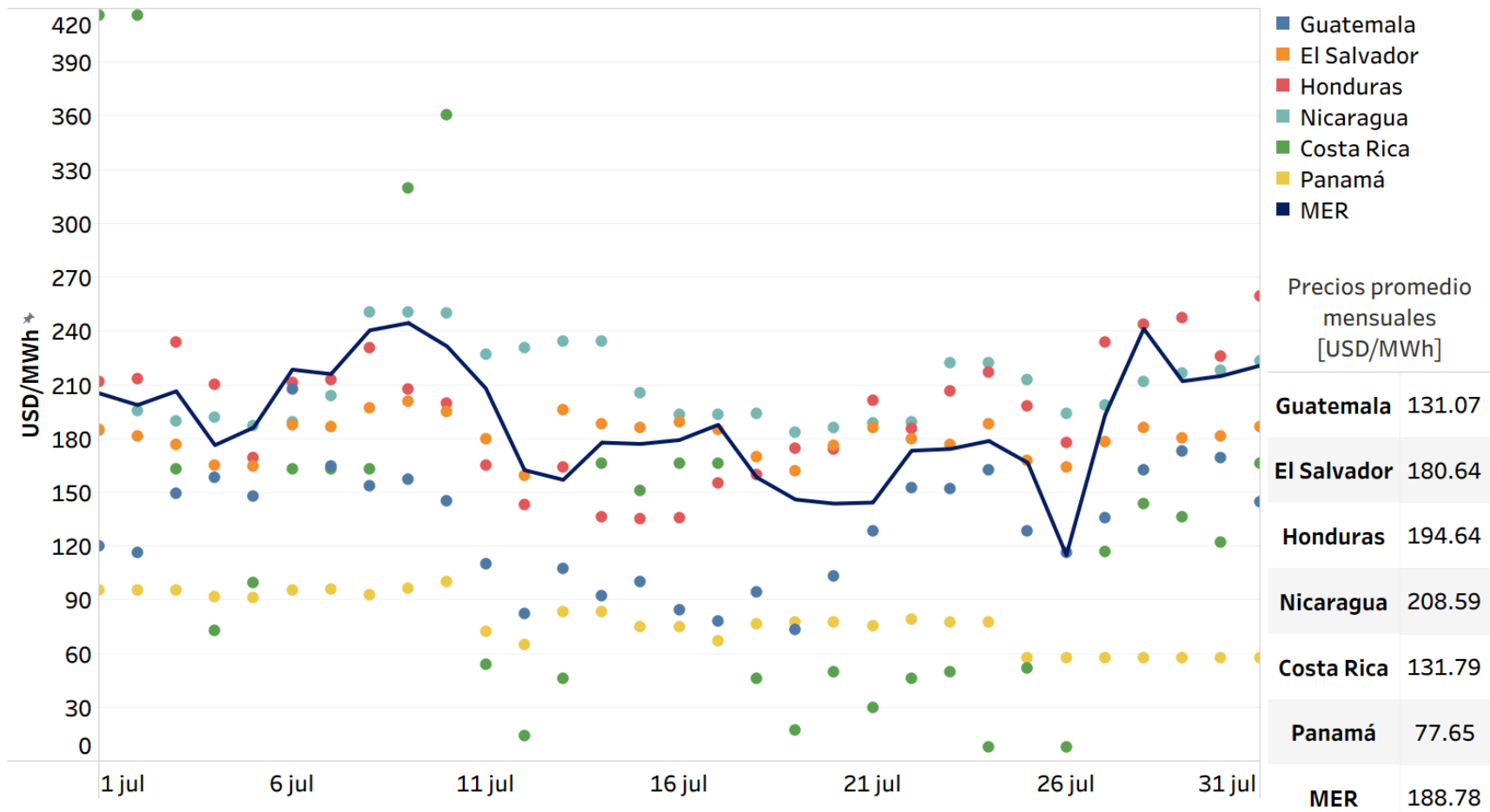
Nicaragua presentó los precios promedio diarios más elevados durante buena parte del mes, con valores generalmente superiores al precio del MER y episodios particularmente altos, en los que alcanzaron los 250 USD/MWh. Posteriormente, sus precios descendieron y mostraron una mayor cercanía con el precio regional, aunque se mantuvieron en niveles elevados durante buena parte del resto del mes. Honduras también registró precios diarios relativamente altos, especialmente hacia el inicio y cierre de julio de 2026, con valores que en distintas fechas superaron los 200 USD/MWh.

El Salvador mostró un comportamiento más cercano al precio regional, alternando valores superiores e inferiores a dicha referencia a lo largo del mes. Hacia los últimos días, sus precios registraron un incremento y se ubicaron por encima de los 180 USD/MWh, coincidiendo con la recuperación observada en el precio del MER.

Guatemala y Costa Rica presentaron, en términos generales, precios inferiores al regional durante la mayor parte del mes, aunque con comportamientos diarios diferenciados. En el caso de Guatemala, los precios se mantuvieron mayoritariamente entre aproximadamente 75 USD/MWh y 175 USD/MWh. Costa Rica, por su parte, presentó una mayor variabilidad, con valores excepcionalmente elevados durante los primeros días del mes y reducciones importantes en períodos posteriores, incluso alcanzando niveles cercanos a 5 USD/MWh el 24 y 26 de julio.

Panamá mantuvo los precios nacionales más bajos y relativamente estables durante buena parte del mes, con una tendencia descendente desde niveles cercanos a 100 USD/MWh al inicio del período hasta valores próximos a 60 USD/MWh durante la última semana. Este comportamiento se presentó en un contexto de disminución del consumo interno y aumento intermensual de los aportes de la generación eólica, solar y a base de gas natural.

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



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

En conclusión, durante julio de 2026 el precio promedio diario del MER presentó fluctuaciones relevantes, con episodios de incremento y disminución a lo largo del mes y una recuperación hacia su cierre. Las diferencias observadas entre los precios nacionales y el regional respondieron a las condiciones particulares de cada sistema eléctrico, lo que se reflejó en distintos niveles y trayectorias entre sí.

9. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE mantiene un monitoreo continuo de los principales agentes que participan en el Mercado Eléctrico Regional (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 Mercado de Contratos Regional (MCR) y del Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

9.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

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

1. **Edecsa – GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 37,469 MWh (23.77%)
2. **Orazul Energy Guatemala y CIA. S.C.A. (1GGENOEGYC)** – Guatemala: 20,250 MWh (12.84%)
3. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 19,849 MWh (12.59%)
4. **Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE)** – Guatemala: 18,693 MWh (11.86%)
5. **Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)** – Guatemala: 18,654 MWh (11.83%)
6. **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 18,205 MWh (11.55%)

Estos seis agentes concentraron el 84.44% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 1CCOMEDECS se posicionó como el principal exportador en el mercado regional, en un escenario en el que Guatemala lideró las inyecciones, impulsada por el incremento neto de la generación renovable local, estimado en 41.68 GWh respecto al mes anterior. De igual manera, los agentes 1GGENOEGYC, 1CCOMCECEE y 1CCOMENEGU, también de Guatemala, participaron con volúmenes relevantes de inyecciones, contribuyendo a la participación predominante de dicho país en este rubro.

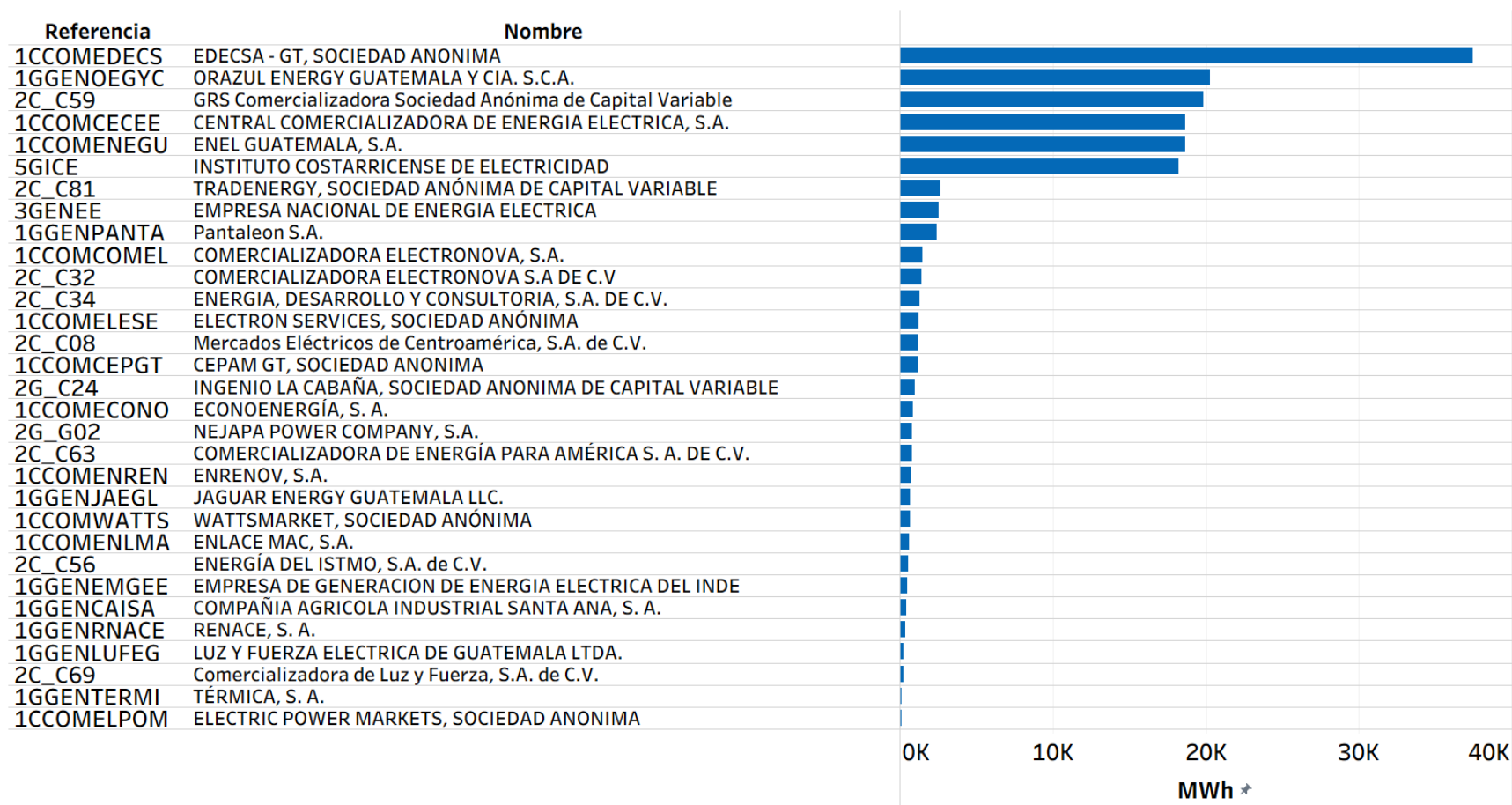
Por su parte, el agente 2C_C59 se posicionó como el principal exportador de El Salvador, en coherencia con la participación de dicho país entre los principales oferentes durante julio

de 2026. Este resultado se presentó en un escenario en el que el agente comercializador operativizó sus transacciones mediante ofertas de flexibilidad asociadas a compromisos contractuales, dado que la capacidad máxima de exportación física del país se mantuvo limitada a 0 MW.

En el caso del agente 5GICE, su participación como uno de los principales exportadores durante el mes analizado se presentó en un entorno de repunte intermensual de la generación renovable local, estimado en 104.95 GWh.

Cabe destacar que ninguno de los agentes de Honduras, Nicaragua y Panamá figuró entre los principales exportadores durante el mes analizado, en línea con la baja participación de Honduras y la ausencia de inyecciones de Nicaragua y Panamá en el mercado regional.

FIGURA 16. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER



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

9.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado del consumo, durante julio de 2026, los agentes que registraron los mayores volúmenes de compras de energía en el MER fueron los siguientes:

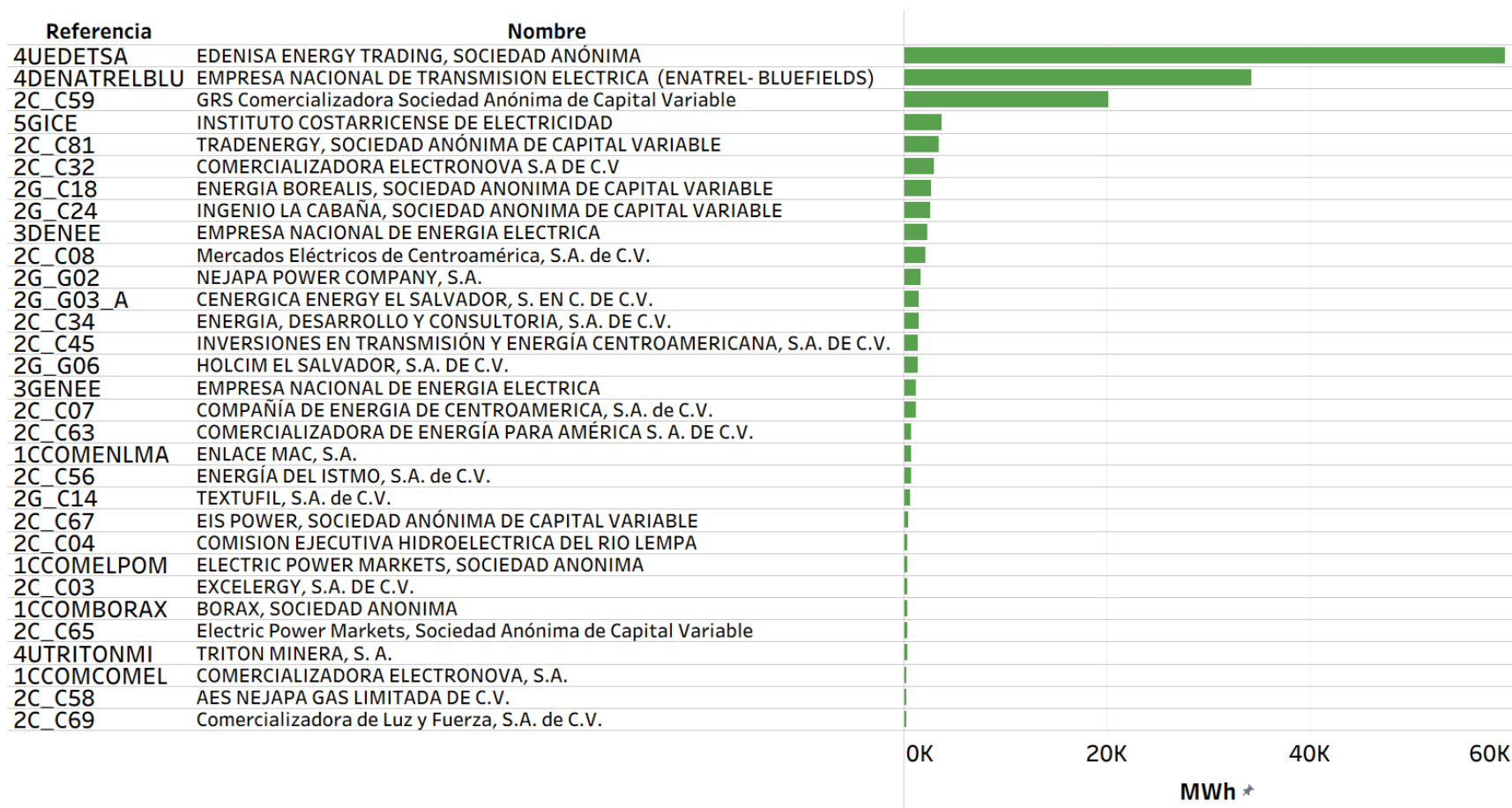
1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETS)** – Nicaragua: 59,270 MWh (39.01%)
2. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 34,303 MWh (22.58%)
3. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 20,219 MWh (13.31%)

En conjunto, estos tres agentes concentraron el 74.90% del total de los retiros del MER durante el mes analizado, reflejando la elevada participación de Nicaragua en el consumo de energía proveniente del mercado regional y consolidándose nuevamente como el principal país importador. En este contexto, los retiros de dicho país estuvieron concentrados principalmente en el gran usuario 4UEDETS y, en menor medida, en el distribuidor 4DENATRELBLU.

Para El Salvador, el agente comercializador 2C_C59, que también destacó en las inyecciones, se posicionó entre los principales consumidores en el MER, en un contexto en el que el país mantuvo el rol dual de exportador e importador que lo ha caracterizado a lo largo del presente año.

Por su parte, no se registraron agentes de Costa Rica, Honduras, Guatemala y Panamá con volúmenes relevantes de retiros, en concordancia con la baja participación de dichos países en este ámbito.

FIGURA 17. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

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

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

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

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

En julio de 2026 se identificaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de seis agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 2. En este contexto, se despacharon ofertas de esta naturaleza, en un entorno operativo que se caracterizó nuevamente por la exigencia del despacho marginal de generación, por lo que dichas ofertas incidieron en la formación del precio regional, particularmente el 8 de julio de 2026, día en que se registraron los niveles más elevados de precios en el MER.

En ese sentido, el monitoreo permanente de este tipo de ofertas constituye un elemento importante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que estas declaraciones pueden responder a estrategias particulares de comercialización, así como a configuraciones operativas o mecanismos automatizados de oferta que requieren evaluación y, cuando corresponda, la adopción de medidas de seguimiento y/o corrección.

TABLA 2. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 400 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	62,952.00	0.59	511.24	676.50
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	4,930.00	0.00	400.00	400.00
1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	462.96	0.00	424.00	424.00
1GGENTERMI	TÉRMICA, S. A.	254.32	0.00	430.00	430.00
1GGENGRGEO	GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S.A.	181.61	0.00	430.00	430.00
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	17.24	0.00	405.32	409.63

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

El agente 5GICE encabezó nuevamente este grupo, al declarar 62,952.00 MWh con un precio promedio de 511.24 USD/MWh y un precio máximo de 676.50 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica local a partir de combustibles fósiles, según lo manifestado a esta Comisión, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, el cual prioriza el abastecimiento del consumo interno con energía de menor costo, ofertando al MER únicamente la generación térmica no convocada. Cabe resaltar que, de dichas ofertas, se despacharon 0.59 MWh el 8 de julio de 2026, a un precio ofertado de 475.50 USD/MWh, en un entorno caracterizado principalmente por el aumento del consumo interno en la mayoría de los países miembros y por condiciones operativas excepcionales que prevalecieron en El Salvador y Panamá.

El agente salvadoreño 2C_C45 manifestó que presentaba estas ofertas de oportunidad de inyección en atención a una instrucción que atribuyó al EOR para disponer de ofertas ante posibles desbalances en el predespacho regional, y que declaraba un precio de 400 USD/MWh para evitar, en lo posible, ser despachado. Ante esta justificación, la CRIE consultó al EOR, quien aclaró que no existía tal obligatoriedad en los términos señalados por el agente y que la presentación de ofertas debía ajustarse a la regulación regional. Al respecto, la CRIE le indicó al agente que corresponde cumplir lo dispuesto en el numeral 5.2 del Libro II del RMER, considerando que las ofertas pueden ser de inyección, de retiro o de ambos tipos, según resulte aplicable, sin obligación de presentar ambos tipos simultáneamente en todos los casos. Asimismo, esta Comisión reiteró que los precios declarados deben observar las disposiciones regulatorias aplicables y corresponder, para

cada bloque de energía, al precio mínimo al que el agente está dispuesto a vender en las ofertas de inyección y al precio máximo que está dispuesto a pagar en las ofertas de retiro.

Por su parte, el agente 1GGENINGMA manifestó y evidenció, al ser consultado por la CRIE, que los precios ofertados reflejan la integración del costo variable de generación de sus plantas con otros costos asociados a su participación en el mercado eléctrico de Guatemala, tales como servicios complementarios, costos diferenciales de contratos existentes, cargos por generación forzada asignados a participantes consumidores y cargos establecidos en el artículo 50 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM).

Asimismo, los agentes guatemaltecos 1GGENTERMI y 1GGENGRGEO, pertenecientes a la misma casa matriz y vinculados a las centrales TÉRMICA (TER-B) y GENOSA (GEN-B), respectivamente, evidenciaron ante esta Comisión que los precios declarados se fundamentaron en los costos del ciclo técnico mínimo de operación con diésel de dichas centrales, combustible de uso forzoso debido a restricciones del fabricante asociadas a las rampas de arranque y parada, tomando como base sus costos variables de generación.

Para el caso del agente comercializador 1CCOMCECEE, también de Guatemala, este manifestó ante la CRIE que su declaración de precios se realizó con base en la proyección del costo marginal en dicho país, a la cual se adicionaron los costos mayoristas estimados asociados a las ofertas de oportunidad de exportación, incluyendo cargos por generación forzada, servicios complementarios, uso del sistema de transporte principal y de la potencia.

En términos generales, los agentes involucrados mostraron apertura para proporcionar las justificaciones que sustentaron los precios declarados, en un entorno operativo caracterizado por niveles elevados de precios y por condiciones que requirieron el despacho de generación de mayor costo, tanto a nivel nacional como regional. En ese sentido, los resultados del seguimiento realizado evidencian la importancia de que esta Comisión mantenga una vigilancia permanente sobre este tipo de declaraciones de precios, a efecto de evaluar su comportamiento y fundamento técnico-económico.

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

En el mes analizado, un agente del MER presentó ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia puede incidir directamente en el despacho regional, al favorecer la colocación de la generación asociada a dichos contratos frente a ofertas con precios superiores.

Dado que esta práctica podría impactar en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto importante dentro de las labores de supervisión y

vigilancia de la CRIE, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada formación de las señales de precios en el MER.

En esta ocasión, el agente costarricense 5GICE declaró 3,120.00 MWh mediante ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh vinculadas a CF. Este comportamiento da continuidad a una práctica observada en períodos anteriores, para la cual dicho agente ha presentado las justificaciones correspondientes ante esta Comisión. En términos generales, 5GICE ha señalado que las ofertas a 0 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a compromisos firmes, en coherencia con la alta participación de estas tecnologías en la matriz de generación nacional. En ese sentido, esta estrategia se observó en un entorno caracterizado por un incremento intermensual de la generación renovable local, estimado en 104.95 GWh.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	3,120.00

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

Finalmente, cabe resaltar que estas declaraciones a 0 USD/MWh representaron únicamente el 3.87% del total de energía ofertada bajo esta modalidad durante julio de 2026.

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

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

Durante julio de 2026, tres agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 4, con precios que oscilaron entre 0 USD/MWh y 5 USD/MWh. Para el caso de los agentes 2C_C65 y 2C_C53, este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, mediante las cuales han señalado que su participación como compradores en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de incertidumbre.

Asimismo, dichos agentes indican que consideran factores como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios nacionales bajos en comparación con el precio regional, lo cual desincentiva la compra de energía en el MER para su posterior reventa en el mercado nacional. En este contexto, han señalado que las ofertas a precios bajos buscan asegurar que cualquier adquisición en el mercado regional resulte económicamente conveniente frente a las alternativas locales, incorporando criterios de gestión de riesgos.

TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE RETIRO OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.	11,160.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	1,146.17	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, S.A. DE C.V.	10.00	0.00	0.00

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

Para el caso del agente 2C_C81, también de El Salvador, el precio ofertado de 0 USD/MWh correspondió a un error de validación, según lo manifestado a esta Comisión. La revisión realizada permitió identificar que el procedimiento aplicado verificaba únicamente determinados rangos de valores previamente definidos, sin contemplar una alerta específica para detectar ofertas con precios iguales a 0 USD/MWh. Con el fin de evitar la recurrencia de situaciones de esta naturaleza, el agente implementó validaciones para detectar precios fuera de parámetros normales, así como una revisión independiente previa a la declaración final. De acuerdo con lo indicado por el agente, estas medidas se encuentran operativas para las declaraciones posteriores.

En síntesis, las ofertas identificadas durante julio de 2026 respondieron a situaciones diferenciadas. Para los agentes 2C_C65 y 2C_C53, estas se enmarcaron en estrategias comerciales orientadas a realizar adquisiciones en el MER únicamente bajo condiciones económicamente convenientes frente a las alternativas locales, mientras que, para el agente 2C_C81, el precio declarado correspondió a un error de validación que derivó en la implementación de medidas correctivas. No obstante, la recurrencia y magnitud de este tipo de ofertas son objeto de monitoreo permanente por parte de la CRIE, con el propósito de verificar que estas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni comprometan la eficiencia del despacho regional.

10. Indicadores técnicos

En términos técnicos, los factores más relevantes para la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER) durante julio de 2026, fueron las Máximas Capacidades de Transferencia de

Potencia (MCTP) y los eventos que involucraron la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.

10.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) con relación a las MCTP correspondientes a julio de 2026.

Cabe señalar que la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), Operador de Sistema y de Mercado (OS/OM) del área de control de El Salvador, gestionó ante el EOR actualizaciones en las capacidades de importación y exportación de dicha área de control, las cuales, tras la revisión y validación por parte del referido Operador Regional, se encuentran vigentes desde el 16 y 22 de mayo de 2026, respectivamente, derivadas de condiciones operativas excepcionales a nivel local.

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	240	10
Media	300	260	300	10
Mínima	300	250	300	10

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

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

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

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	260	300	200
Media	300	150	300	200
Mínima	300	260	300	200

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

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

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

Las gestiones de actualización de las capacidades de importación y exportación del área de control de El Salvador, realizadas por la UT, dieron lugar a los siguientes resultados (véanse las Tablas 7 y 8, respectivamente):

TABLA 7. VALORES DE IMPORTACIÓN TOTAL DEL ÁREA DE CONTROL DE EL SALVADOR [MW]

Día Horario	1, 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 31	4, 11, 18, 25	5, 12, 19, 26
00:00 - 00:59	70	70	70
01:00 - 01:59	70	70	70
02:00 - 02:59	90	90	90
03:00 - 03:59	90	90	90
04:00 - 04:59	90	90	90
05:00 - 05:59	90	90	90
06:00 - 06:59	60	60	60
07:00 - 07:59	60	60	60
08:00 - 08:59	60	60	10
09:00 - 09:59	--	85	--
10:00 - 10:59	--	85	--
11:00 - 11:59	--	85	--
12:00 - 12:59	--	65	--
13:00 - 13:59	--	90	20
14:00 - 14:59	--	--	80
15:00 - 15:59	--	--	--
16:00 - 16:59	--	--	--
17:00 - 17:59	--	--	--
18:00 - 18:59	--	--	--
19:00 - 19:59	--	--	--
20:00 - 20:59	--	--	--
21:00 - 21:59	--	--	--
22:00 - 22:59	--	--	--
23:00 - 23:59	70	70	70

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

<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/maximas-transferencias/>

(--) Horario en el que no se actualizó el valor calculado por el EOR en el estudio de las MCTP de julio de 2026.

TABLA 8. VALORES DE EXPORTACIÓN TOTAL DEL ÁREA DE CONTROL DE EL SALVADOR [MW]

Escenario de Demanda	Exportación Norte-Sur	Exportación Sur-Norte	Exportación Total
Máxima	0	0	0
Media	0	0	0
Mínima	0	0	0

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

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

Nota: Los valores de exportación total aplicaron a todos los días de julio de 2026.

10.2. Eventos regionales

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

TABLA 9. EVENTOS QUE INVOLUCRARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF REGIONAL

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada (Hz)	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER (MW)
N° 140-7-2026	3-jul-26	08:58:00	09:06:00	Panamá	Pérdida de 131.42 MW de generación debido al disparo de la unidad 1 de la Central Térmica Cobre Panamá, por falla en sistema de enfriamiento.	59.152	I	292.20
N° 146-7-2026	8-jul-26	12:45:34	13:02:00	SER	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) por contribución de distintas áreas de control.	59.292	I	138.92
N° 156-7-2026	14-jul-26	10:51:00	11:11:00	Guatemala	Disparo de la línea de transmisión de 138 kV Pasaco - Horus, lo que provoca la desconexión de la Central Fotovoltaica Horus con 97.34 MW y la Central Térmica Costa Sur con 15.40 MW.	59.189	I	308.25
N° 160-7-2026	21-jul-26	13:16:00	13:29:00	SER	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) por contribución de distintas áreas de control.	59.280	I	248.74

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

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