



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL –MER–

INFORME SV-38-2026

**JUNIO
2026**

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

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	3
2.	Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	4
2.1.	Energía disponible	5
2.2.	Transacciones totales	8
2.3.	Inyecciones por país miembro	11
2.4.	Retiros por país miembro	13
3.	Transacciones por tipo de mercado	15
4.	Transacciones por tipo de oferta	17
4.1.	Inyecciones	18
4.1.1.	Análisis	18
4.2.	Retiros	19
4.2.1.	Análisis	20
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	21
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	24
6.1.	Precios máximos del MER	25
6.1.1.	Dinámica general de los precios máximos	25
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	28
7.1.	Correlación estadística	28
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	32
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	34
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	36
9.	Monitoreo del MER	38
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	38
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	40
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	42
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	44
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	45
10.	Indicadores técnicos	46
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)	47
10.2.	Eventos regionales	49

Índice de Figuras

Figura 1. Energía disponible en el MER.....	6
Figura 2. Energía disponible en el MER por país miembro	7
Figura 3. Inyecciones diarias al MER	10
Figura 4. Inyecciones al MER por país miembro	12
Figura 5. Retiros del MER por país miembro	15
Figura 6. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	16
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de oferta	19
Figura 8. Retiros del MER por tipo de oferta	20
Figura 9. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes	22
Figura 10. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	23
Figura 11. Variación intermensual del consumo interno por país miembro	24
Figura 12. Precios promedio diarios del MER	26
Figura 13. Precios máximos diarios del MER.....	27
Figura 14. Precios del MER y de los combustibles fósiles	31
Figura 15. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER	33
Figura 16. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER	35
Figura 17. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales	37
Figura 18. Agentes con más inyecciones al MER	39
Figura 19. Agentes con más retiros del MER	41

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	30
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales	36
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	37
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	43
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	45
Tabla 6. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	46
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur [MW]	47
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW]	47
Tabla 9. Valores de importación total del área de control de El Salvador [MW]	48
Tabla 10. Valores de exportación total del área de control de El Salvador [MW].....	48
Tabla 11. Eventos que involucraron la activación del EDACBF regional	49

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

Mediante Resolución No. CRIE-12-2026 (emitida el 25 de junio de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que implemente un programa periódico y preventivo de pruebas a los distintos esquemas de protección que, según las condiciones operativas del área de control de Panamá, puedan constituir la primera línea de defensa ante escenarios de pérdida de carga, como es el caso del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna y la contingencia ‘C8’ del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR). El objetivo de dicho programa deberá ser verificar la correcta operación de estos esquemas mediante validaciones funcionales ‘ex-ante’ en condiciones simuladas representativas. En caso de detectarse deficiencias, el CND-ETESA deberá adoptar las medidas preventivas o correctivas que correspondan e informar de ello al EOR y a esta Comisión (...).”*

*“(...) **INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que refuerce los mecanismos de validación y supervisión de los parámetros de las protecciones en el área de control de Panamá. Lo anterior, en virtud de que transcurrieron aproximadamente cuatro minutos entre el momento en que debió actuar el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna (22:28:14.34 horas, GMT-6) y el momento en que se produjo el colapso de voltaje en el área de control de Panamá (22:32:10 horas, GMT-6), sin que se identificara oportunamente que la unidad número tres (3) de la referida central no se había desconectado y, en consecuencia, se adoptaran acciones adicionales en tiempo real que permitieran compensar dicha condición. La identificación de los aspectos susceptibles de mejora, así como la implementación de las medidas orientadas a fortalecer la validación y supervisión de los parámetros de protección, deberán ser informadas a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR) (...).”*

*“(...) **INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que remita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), el informe técnico de la inspección final a la Central Termoeléctrica PanAm y a la subestación PanAm, en seguimiento a lo informado en la nota ETE-DCND-GOP-PCP-005-2026, de fecha 6 de enero de 2026, en la que se anunció la realización de dicha inspección. Dicho informe deberá evidenciar de manera clara las medidas o acciones implementadas por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) con el propósito de evitar la recurrencia de sucesos similares a los ocurridos el 15 de marzo de 2025 en dichas instalaciones (...).”*

*“(...) **INSTRUIR** al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR) para que, en coordinación con el Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA), la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) y el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), evalúe la factibilidad de implementar mejoras en la lógica de actuación del EDCxPG y, de resultar procedente, coordine su implementación con el CND-ETESA, ETESA y el agente 6GPANAM. Lo anterior, debido a que actualmente dicho esquema no contempla criterios dinámicos para su actuación como lo es la posibilidad de operar ante escenarios de pérdida paulatina de generación de la referida central, como ocurrió el 15 de marzo de 2025 (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que, en coordinación con el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), remita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), los resultados, mediante el informe técnico respectivo, de la evaluación de la implementación del ajuste adicional de protección de sobrecorriente incorporado en el relé SEL-311L, correspondiente a la protección de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera, propiedad del referido agente (...)”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/07/Certificacion-Resolucion-CRIE-12-2026.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-13-2026 (emitida el 26 de junio de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DECLARAR** no ha lugar la solicitud de información presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) en el punto b) de la nota GGC-GDR-2026-05-0327, en virtud de lo establecido en el segundo párrafo del numeral 4.4.5 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), según las consideraciones expuestas en la presente resolución”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/07/Certificacion-Resolucion-CRIE-13-2026-Solicitud-de-Informacion-CRIE-SI-03-2026.pdf

2. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Junio de 2026 estuvo marcado por un comportamiento a la baja en el consumo interno de los países miembros respecto al mes previo. Asimismo, se observaron aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, destacando el caso de Guatemala, donde se registró un repunte intermensual significativo de la generación hidroeléctrica.

En este contexto, también se observaron condiciones operativas excepcionales en El Salvador y Panamá, elementos que, junto con otros factores analizados más adelante en el presente informe, incidieron en la dinámica de la disponibilidad de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), así como en su requerimiento durante junio de 2026.

2.1. Energía disponible

Previo al análisis de las transacciones totales, así como de su desagregación por país miembro, tipo de mercado, tipo de oferta y tipo de actividad de los agentes, resulta pertinente evaluar el comportamiento de la energía disponible en el mercado regional durante junio de 2026.

Por ello, 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 contractuales¹ de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones comerciales y operativas del MER.

En ese sentido, durante junio de 2026 la energía disponible en el MER presentó una variabilidad moderada, con valores diarios que oscilaron aproximadamente entre 11 GWh y 32 GWh, evidenciando su sensibilidad ante la estacionalidad semanal, el despacho de generación, el consumo y las condiciones operativas en la región (véase la Figura 1).

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

- ✓ **Fase inicial**, caracterizada por un incremento progresivo hasta alcanzar los niveles más elevados de energía disponible.
- ✓ **Fase intermedia**, en la que se observa un leve decremento de la energía disponible y su posterior estabilización entre el cierre de la primera quincena del mes y mediados de la segunda.
- ✓ **Fase final**, caracterizada por una disminución importante de energía disponible, acompañada de fluctuaciones diarias.

Este comportamiento resulta coherente, entre otros factores, con la evolución del consumo interno de los países miembros, los aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, así como con escenarios operativos excepcionales registrados a lo largo del mes. Asimismo, a pesar de las variaciones observadas, la energía disponible se mantuvo dentro de un rango acotado, lo que refleja una dinámica del Sistema Eléctrico Regional (SER) consistente con las condiciones propias de la época.

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

FIGURA 1. ENERGÍA DISPONIBLE EN EL MER



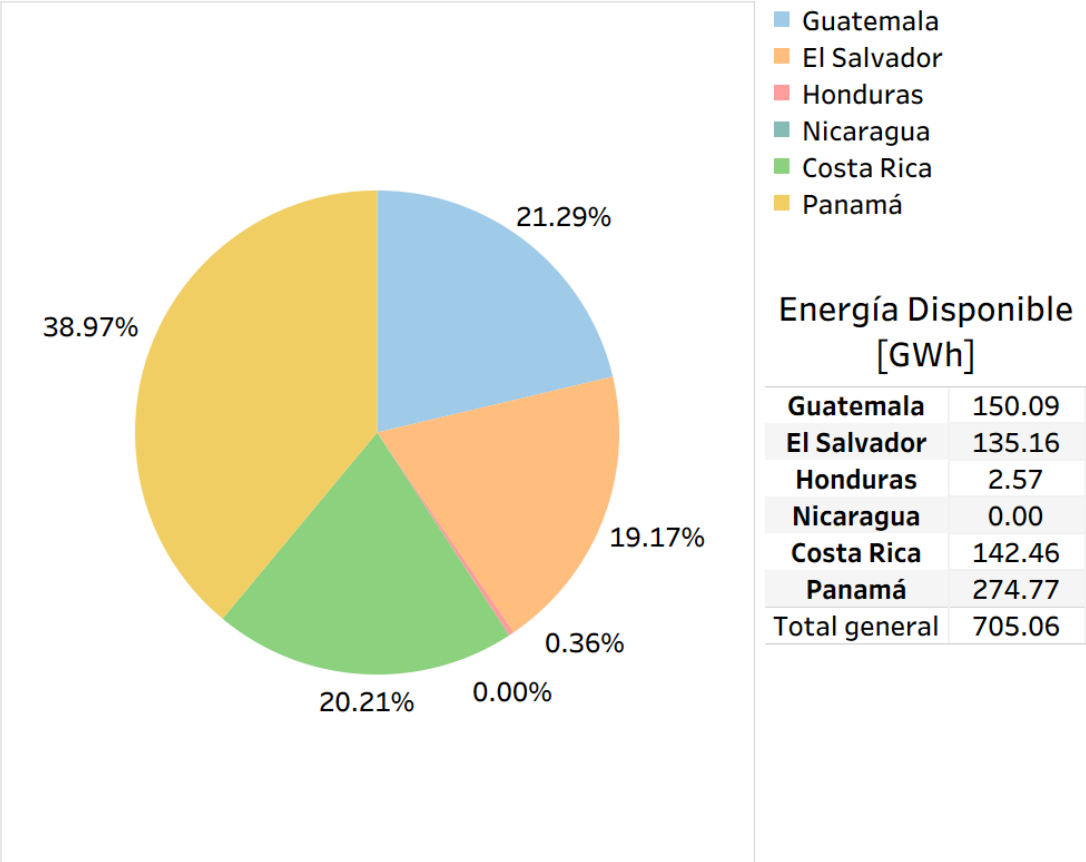
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Con relación al detalle por país miembro (véase la Figura 2), durante junio de 2026 se observa que Panamá, una vez más, se posicionó como el principal oferente de energía, con una participación del 38.97% del total regional (274.77 GWh), seguido por Guatemala con un 21.29% (150.09 GWh), Costa Rica con un 20.21% (142.46 GWh) y El Salvador con un 19.17% (135.16 GWh).

Destaca el caso de Guatemala, que presentó una recuperación considerable en el volumen de energía ofertada en el MER respecto al mes previo, lo cual, como se analiza más adelante, se vinculó con condiciones locales de generación más favorables. Por su parte, El Salvador presentó una reducción intermensual en la energía ofertada, asociada a restricciones internas de generación que limitaron su capacidad de exportación al mercado regional.

En cuanto a los países con menor participación, Honduras presentó nuevamente un aporte marginal de energía ofertada, con una contribución del 0.36% (2.57 GWh), mientras que Nicaragua no realizó ofertas de inyección durante junio de 2026.

FIGURA 2. ENERGÍA DISPONIBLE EN EL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Al respecto, salvo Nicaragua, todos los países miembros ofertaron energía en magnitudes variables, en función de las características estructurales de sus matrices de generación, del

comportamiento de su consumo interno y de las condiciones operativas registradas a nivel local.

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 junio de 2026, en la Figura 3 se observa la evolución diaria de las inyecciones realizadas en el mercado regional, las cuales se mantuvieron durante la mayor parte del mes dentro de un rango aproximado entre 10 GWh y 13 GWh. No obstante, en los primeros seis días del mes, así como en los últimos tres, se registraron valores inferiores, de hasta 3.2 GWh y 6.3 GWh, respectivamente.

Como se ha indicado previamente, la dinámica de la energía disponible para el mercado regional y, en este caso, de las transacciones totales con detalle diario, que se materializan en función de las condiciones comerciales y operativas del MER, estuvo influenciada por el comportamiento del consumo interno en cada país miembro, así como por los aportes diferenciados de las tecnologías renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales. No obstante, durante el mes analizado se presentaron condiciones excepcionales que también incidieron en dicha dinámica, principalmente asociadas a limitaciones en la disponibilidad de generación en algunos países.

En ese sentido, resulta importante señalar que, para el área de control de El Salvador, se limitó la capacidad máxima de exportación a 0 MW durante los veinticuatro períodos de todos los días del mes (véase la Tabla 10), dado que el OS/OM de dicha área de control (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., UT) gestionó ante el Ente Operador Regional (EOR) la referida limitación. Esta solicitud se fundamentó en condiciones estimadas de disponibilidad de generación local, destacando que la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande registraba una cota de embalse por debajo de los 233 m.s.n.m., según la información reportada por la UT al EOR el 20 de mayo de 2026.

Asimismo, en el área de control de El Salvador se limitó la capacidad máxima de importación a solicitud de la UT, como se detalla en la Tabla 9, respecto a los valores originales determinados por el EOR para junio de 2026. Esto repercutió en el volumen total de energía inyectada a dicha área de control en períodos de mercado de demanda mínima y media.

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

Para el área de control de Panamá, se observó que, en los primeros dos días del mes, sus inyecciones se redujeron considerablemente, mientras que en los últimos tres días se ubicaron en 0 MW. Este comportamiento se asocia a la disponibilidad de generación en el sistema eléctrico nacional, lo que derivó en la suspensión de las inyecciones al mercado regional, por disposiciones locales, a partir del 28 de junio de 2026. En consecuencia, como se observa en la Figura 3, y dada la participación relevante de Panamá como principal país exportador, se registró una disminución de las inyecciones totales tanto al inicio como al final del mes.

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 2 y 3 de junio, los OS/OMS de las áreas de control de Honduras (Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, CND-ENEE), Panamá (Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A., CND-ETESA) y Guatemala (Administrador del Mercado Mayorista, AMM) solicitaron la realización de redespachos debido a cambios topológicos en la Red de Transmisión Regional (RTR), así como a la recuperación y pérdida de recursos de generación. Estas situaciones estuvieron asociadas con la línea de transmisión Bella Vista – La Puerta en el área de control de Honduras, las Centrales Hidroeléctricas Fortuna y Changuinola en el área de control de Panamá, y la Central Térmica San José en el área de control de Guatemala. En este contexto, las transacciones correspondientes a dichas fechas se vieron afectadas tanto en su programación, mediante los predespachos, como en su ejecución, mediante los redespachos.

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

³ www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/ (Consultado el 20 de julio de 2026, desde Guatemala).

FIGURA 3. INYECCIONES DIARIAS AL MER



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

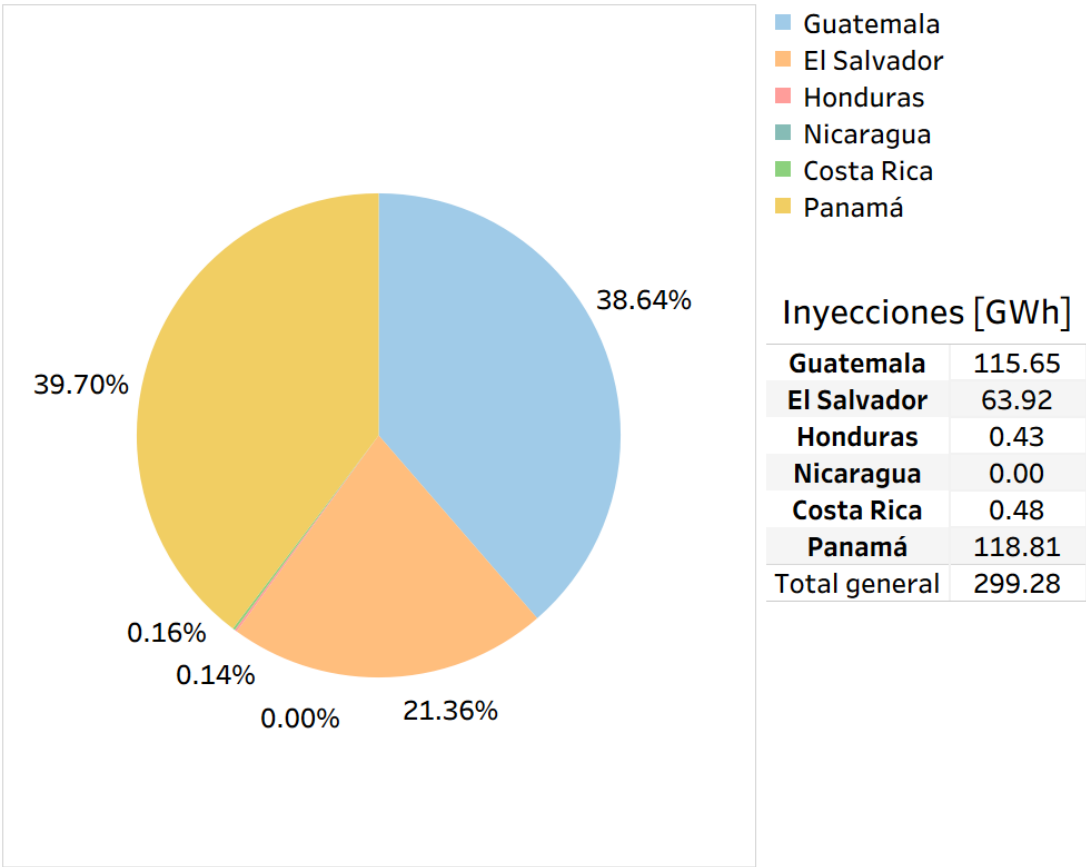
2.3. Inyecciones por país miembro

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 299.28 GWh en junio de 2026 (véase la Figura 4), lo que representó un incremento del 31.78% respecto a mayo del mismo año, cuando se registraron 227.10 GWh. Panamá, Guatemala y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países exportadores, con la particularidad de que Guatemala presentó un aumento significativo en sus inyecciones, lo que le permitió ubicarse en la segunda posición durante el mes analizado, desplazando a El Salvador al tercer lugar. En conjunto, estos tres países concentraron el 99.7% de la energía inyectada al mercado regional.

- ✓ **Panamá (118.81 GWh – 39.70%):** Registró un descenso de 17.72 GWh en las inyecciones respecto al mes previo; no obstante, se mantuvo como el principal exportador en el mercado regional. Este comportamiento se asocia principalmente a la disminución intermensual de la generación hidroeléctrica (-47.00 GWh), solar (-9.25 GWh) y eólica (-34.55 GWh), así como a la suspensión de las exportaciones de energía por disposiciones locales a partir del 28 de junio de 2026. En ese sentido, la disminución del consumo interno en comparación con mayo de 2026 (-79.82 GWh) permitió que el país dispusiera de un volumen relevante de energía para su oferta en el MER, a pesar de la reducción de la generación renovable local.
- ✓ **Guatemala (115.65 GWh – 38.64%):** Fue el único país que registró un aumento en las inyecciones respecto al mes previo, con un incremento relevante de 97.08 GWh. Este comportamiento al alza estuvo asociado, en buena medida, al repunte intermensual de la generación hidroeléctrica (+107.16 GWh), eólica (+5.59 GWh) y solar (+1.71 GWh), así como al descenso considerable del consumo interno con relación a mayo de 2026 (-82.16 GWh), lo cual potenció significativamente la disponibilidad de energía para exportación.
- ✓ **El Salvador (63.92 GWh – 21.36%):** Presentó un leve descenso intermensual de 4.26 GWh en el volumen de inyecciones. Este resultado se explica, fundamentalmente, por la disminución neta de la generación renovable local respecto a mayo de 2026 (-65.36 GWh). Adicionalmente, los valores de máxima exportación física del área de control de El Salvador durante todo el mes se limitaron a 0 MW, como resultado de condiciones hidroeléctricas previstas para dicho período.
- ✓ **Costa Rica (0.48 GWh – 0.16%):** Experimentó un leve descenso intermensual de 2.49 GWh en sus inyecciones al MER, en un contexto de disminución de la generación eólica (-63.34 GWh), geotérmica (-22.16 GWh) y solar (-0.50 GWh), en línea con la tendencia a la baja observada en los aportes renovables a la matriz de generación local durante el mes previo.

- ✓ **Honduras (0.43 GWh – 0.14%):** Registró un descenso marginal de 0.42 GWh en sus inyecciones respecto a mayo de 2026, manteniendo una participación reducida en las exportaciones al MER. Este comportamiento se asocia, en buena medida, a la disminución intermensual de la generación hidroeléctrica (-18.24 GWh), a base de biomasa (-5.49 GWh), solar (-3.89 GWh) y geotérmica (-0.80 GWh).
- ✓ **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** Por segundo mes consecutivo el país no realizó inyecciones al mercado regional. Este escenario se presentó en un contexto de disminución intermensual de la generación geotérmica (-2.91 GWh), eólica (-16.84 GWh), a base de biomasa (-18.13 GWh) y solar (-5.39 GWh), lo que, una vez más, limitó la disponibilidad de energía para exportación.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

En ese sentido, el comportamiento al alza observado en las inyecciones regionales de energía durante junio de 2026 se presentó en un contexto de mayor participación de Guatemala, propiciada por condiciones operativas más favorables a nivel local que las registradas en el mes previo, en contraste con escenarios que limitaron la disponibilidad de energía para exportación por parte de Panamá y El Salvador.

2.4. Retiros por país miembro

El volumen total de retiros alcanzó los 297.39 GWh en junio de 2026 (véase la Figura 5), lo que representó un repunte del 31.14% respecto al valor observado en mayo del mismo año (226.77 GWh). Este comportamiento refleja un entorno en el que, si bien se registró un descenso considerable del consumo interno en todos los países miembros, también se presentaron condiciones operativas asociadas a una disminución de la generación renovable en la región respecto al mes previo, con excepciones puntuales como el caso de Guatemala, donde se evidenció un aumento relevante de la generación hidroeléctrica. En este contexto de mayor requerimiento del mercado regional para el abastecimiento local, cabe destacar que Nicaragua retomó la posición de principal importador durante el mes analizado.

- ✓ **Nicaragua (106.24 GWh – 35.72%):** Retomó la posición de mayor consumidor en el mercado regional, con un incremento de 43.90 GWh en sus retiros respecto al mes previo. Este aumento significativo se asoció principalmente a las condiciones operativas registradas en el SER durante el mes analizado, en el que la disponibilidad de energía para su comercialización en el MER se incrementó, en cierta medida, por el descenso del consumo interno en todos los países miembros. Por otra parte, pese a la disminución del consumo interno de Nicaragua respecto a mayo de 2026 (-52.51 GWh), se registró un comportamiento a la baja de la generación renovable local (-40.35 GWh), principalmente a base de biomasa, lo que incrementó el requerimiento de energía regional para el abastecimiento del país.
- ✓ **El Salvador (92.58 GWh – 31.13%):** También mostró un aumento considerable en sus retiros respecto a mayo de 2026 (+44.15 GWh), en un entorno caracterizado por la disminución de la generación hidroeléctrica (-45.56 GWh), a base de biomasa (-33.82 GWh) y del aporte de la generación a base de gas natural (-14.74 GWh). Este escenario no logró ser compensado por el incremento intermensual en otras tecnologías renovables (+14.02 GWh), principalmente geotérmica, aunado a la disminución del consumo interno (-51.23 GWh). Cabe resaltar que, si bien se restringieron las capacidades máximas de importación del área de control de El Salvador durante todo el mes, dichas restricciones se asociaron a períodos de mercado de demanda mínima y media, por lo que, en los períodos de mayor requerimiento local (demanda máxima), no existió limitación de los valores previamente calculados por el EOR.
- ✓ **Guatemala (51.65 GWh – 17.37%):** Fue el país que presentó el mayor descenso en sus retiros respecto al mes previo (-21.54 GWh). Este comportamiento es consistente con el incremento intermensual de la generación hidroeléctrica (+107.16 GWh), eólica (+5.59 GWh) y solar (+1.71 GWh), así como con la disminución del consumo interno (-82.16 GWh) respecto a mayo de 2026. No obstante, cabe resaltar que también se registró una

disminución relevante de la generación a base de biomasa (-163.10 GWh) y geotérmica (-0.68 GWh), lo que implicó que se continuara, aunque en menor medida, recurriendo al mercado regional para el abastecimiento local.

- ✓ **Honduras (30.71 GWh – 10.33%):** Registró un leve decremento de 5.41 GWh en sus retiros respecto a mayo de 2026, en un contexto caracterizado por el repunte intermensual de la generación eólica (+15.18 GWh) y la tendencia a la baja del consumo interno (-67.20 GWh), factores que permitieron compensar parcialmente, en determinados períodos del mes, la reducción de la generación hidroeléctrica (-18.24 GWh), a base de biomasa (-5.49 GWh), solar (-3.89 GWh) y geotérmica (-0.80 GWh).
- ✓ **Costa Rica (16.13 GWh – 5.42%):** Presentó un aumento moderado en los retiros en comparación con mayo de 2026 (+9.60 GWh). Este resultado se vinculó principalmente a la disminución intermensual de la generación renovable local (-73.22 GWh), la cual no logró ser compensada en su totalidad por el descenso del consumo interno (-46.29 GWh), lo que incrementó la necesidad de recurrir al MER para el abastecimiento local.
- ✓ **Panamá (0.08 GWh – 0.03%):** Durante junio de 2026 redujo a la mitad sus retiros respecto al mes anterior, manteniendo una participación prácticamente nula como importador. Este comportamiento se presentó en un contexto de disminución del consumo interno (-79.82 GWh) y de limitación de las exportaciones al mercado regional desde el 28 de junio de 2026, lo que, a pesar de la disminución de la generación renovable local (-90.80 GWh), permitió disponer de un mayor volumen de recursos energéticos para el abastecimiento nacional.

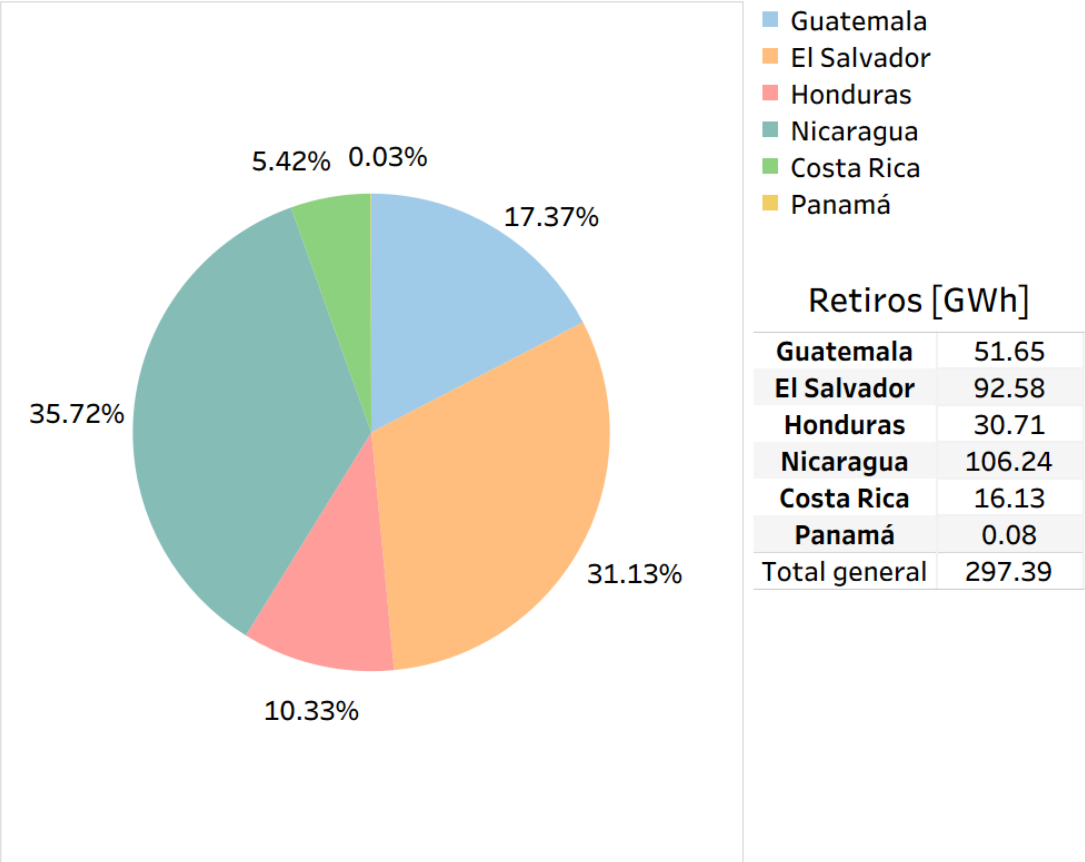
Con base en los resultados anteriores, el aumento intermensual observado en los retiros regionales durante junio de 2026 se explica principalmente por una mayor disponibilidad de energía para su comercialización en el MER, asociada en buena medida a Guatemala. Esta situación se presentó en un contexto de incremento de la generación hidroeléctrica en dicho país miembro, así como de un descenso generalizado del consumo interno en todos los países, estimado en 317.11 GWh.

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

De esta manera, el MER contribuye a la optimización del despacho de generación, a la gestión eficiente de la energía a consumir y a la articulación de estrategias de compra y

venta por parte de los agentes, en función de las condiciones comerciales y operativas que se presenten en cada período mensual analizado.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

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

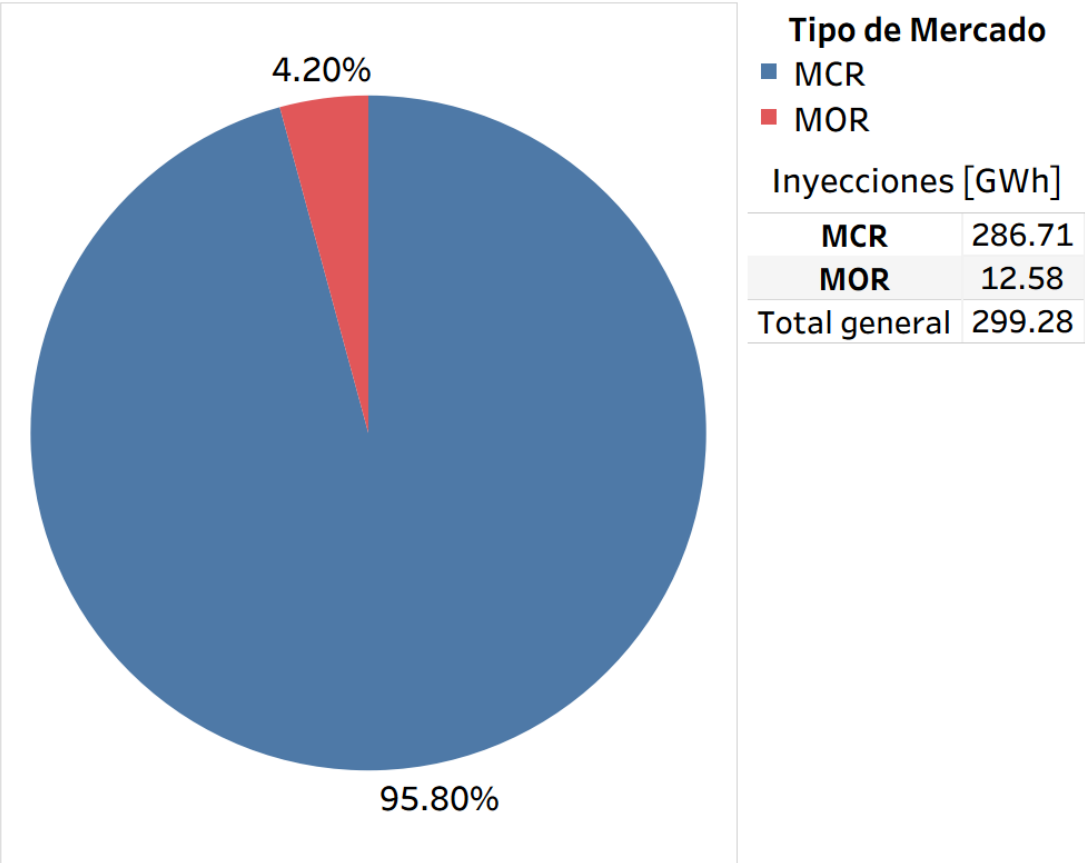
3. Transacciones por tipo de mercado

En junio de 2026, la dinámica de las transacciones realizadas en el MER evidenció nuevamente el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como el principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía, con una mayor participación relativa y en términos absolutos respecto a los meses anteriores del mismo año. Este comportamiento se presentó en un escenario caracterizado por la disminución significativa del consumo interno en todos los países miembros, el aporte diferenciado de las fuentes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, la presencia

de condiciones operativas excepcionales durante el mes y, por último, la evolución del fenómeno climático “El Niño” en la región, cuyos efectos comenzaron a evidenciarse entre mayo y junio de 2026.

Tal como se muestra en la Figura 6, el 95.80% de las inyecciones (286.71 GWh) se canalizó a través del MCR, mientras que el 4.20% restante (12.58 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución consolida la tendencia observada históricamente en el MER, en la que los contratos constituyen el principal instrumento para la colocación de energía, aportando previsibilidad y continuidad a las transacciones, principalmente en entornos de alta volatilidad de las condiciones operativas registradas en el SER.

FIGURA 6. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) incrementaron su participación en un contexto de aumento intermensual de las inyecciones totales (+31.78%), en el que los principales países exportadores, Panamá, Guatemala y El Salvador, sostuvieron niveles significativos de participación en el MER, fundamentalmente mediante la gestión de sus compromisos contractuales.

En ese sentido, además del comportamiento observado en los precios nacionales y en el precio regional durante junio de 2026 (véase la Figura 16), particularmente la estabilización del precio regional en niveles elevados a lo largo del mes, estos factores incidieron en los incentivos económicos para concretar transacciones de corto plazo de compra y venta de energía. Asimismo, los agentes tendieron a optar en mayor medida por mecanismos contractuales con condiciones previamente establecidas, comportamiento característico de este período del año y reforzado por la presencia del fenómeno climático previamente mencionado, que también se registró en 2023 y 2024, generando una experiencia previa orientada a priorizar el uso del MCR en condiciones similares.

En comparación con mayo de 2026, se observó un incremento moderado en la participación relativa del MCR, al pasar de 88.12% a 95.80%, acompañado de un descenso en la participación del MOR, que pasó de 11.88% a 4.20%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional similar a la del mes previo, confirmando que los agentes mantuvieron e incluso reforzaron su preferencia por los esquemas contractuales para la colocación de energía en el mercado regional.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran junto con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad⁴. En junio de 2026, este tipo de ofertas alcanzó los 69.07 GWh, equivalente al 23.08% del total de inyecciones, razón por la cual su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR, al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En resumen, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante junio de 2026 reafirma la importancia de los esquemas contractuales como mecanismos que aportan previsibilidad y continuidad a las transacciones del MER. Por su parte, el MOR continuó desempeñando un rol complementario, absorbiendo ajustes puntuales derivados de la operación diaria del mercado, con una participación relativa menor, en línea con las condiciones operativas y climáticas registradas en la región.

4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante junio de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada el mes anterior, aunque con ajustes asociados al descenso del consumo interno en todos los países miembros, a la heterogeneidad en la disponibilidad de generación renovable en los sistemas eléctricos nacionales, a las condiciones operativas excepcionales registradas a lo largo del mes y a la presencia del fenómeno climático “El Niño” en la región. Estos factores se tradujeron en una disminución de las transacciones materializadas mediante ofertas de oportunidad, lo

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

cual puede vincularse a la preferencia de los agentes por la previsibilidad y estabilidad que ofrecen los compromisos 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 programación y el despacho de las transacciones de energía en el mercado regional.

4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 299.28 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 146.58 GWh – 48.98%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 71.06 GWh – 23.74%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 69.07 GWh – 23.08%
- **Ofertas de Oportunidad:** 12.58 GWh – 4.20%

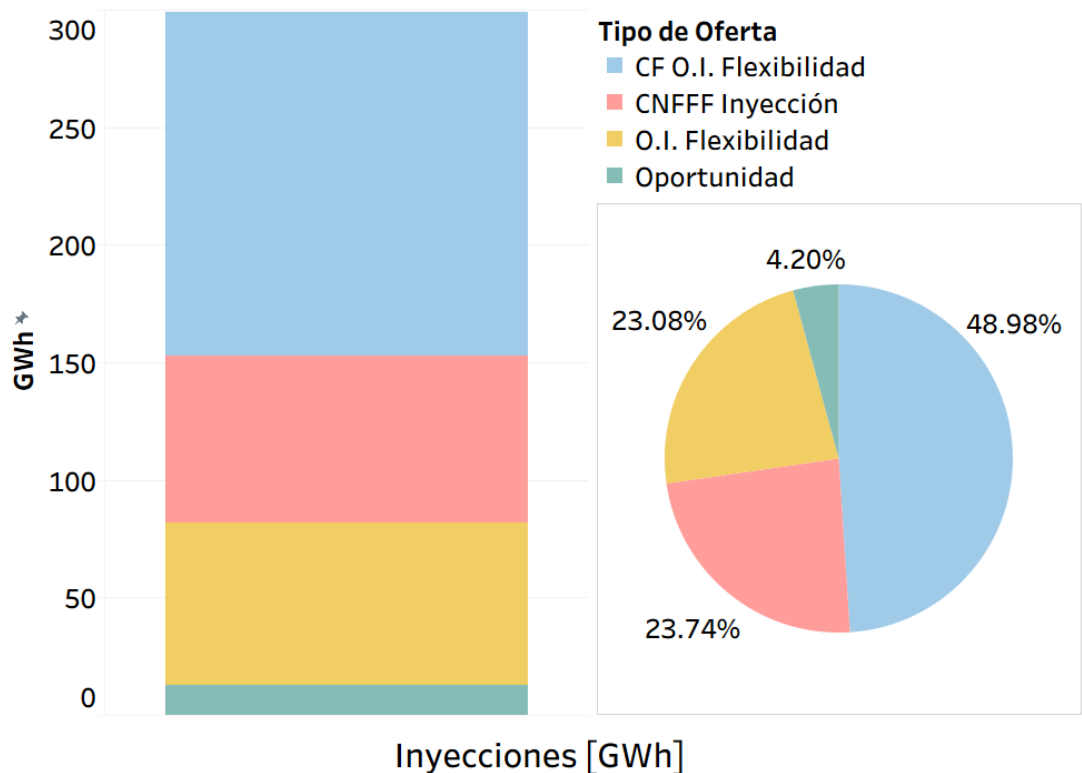
4.1.1. Análisis

Durante junio de 2026, las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la importancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Esta tendencia se observó en un contexto de aumento intermensual de las inyecciones totales (+31.78%), en el que los principales países exportadores sostuvieron una participación significativa en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos.

Cabe resaltar que el uso relevante de los compromisos contractuales también propició una mayor utilización de los mecanismos de flexibilidad, los cuales permitieron ajustar la forma en que se materializó la entrega de la energía asociada a dichos compromisos durante el mes analizado. Este comportamiento se vinculó tanto a la previsibilidad y estabilidad que ofrecen los contratos, firmes y no firmes, como a la participación significativa de las ofertas de flexibilidad, las cuales respondieron a las condiciones operativas registradas en el SER y contribuyeron a optimizar la ejecución de las transacciones en el mercado regional.

En este contexto, el 72.72% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 27.28% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
146.58	71.06	69.07	12.58	299.28

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

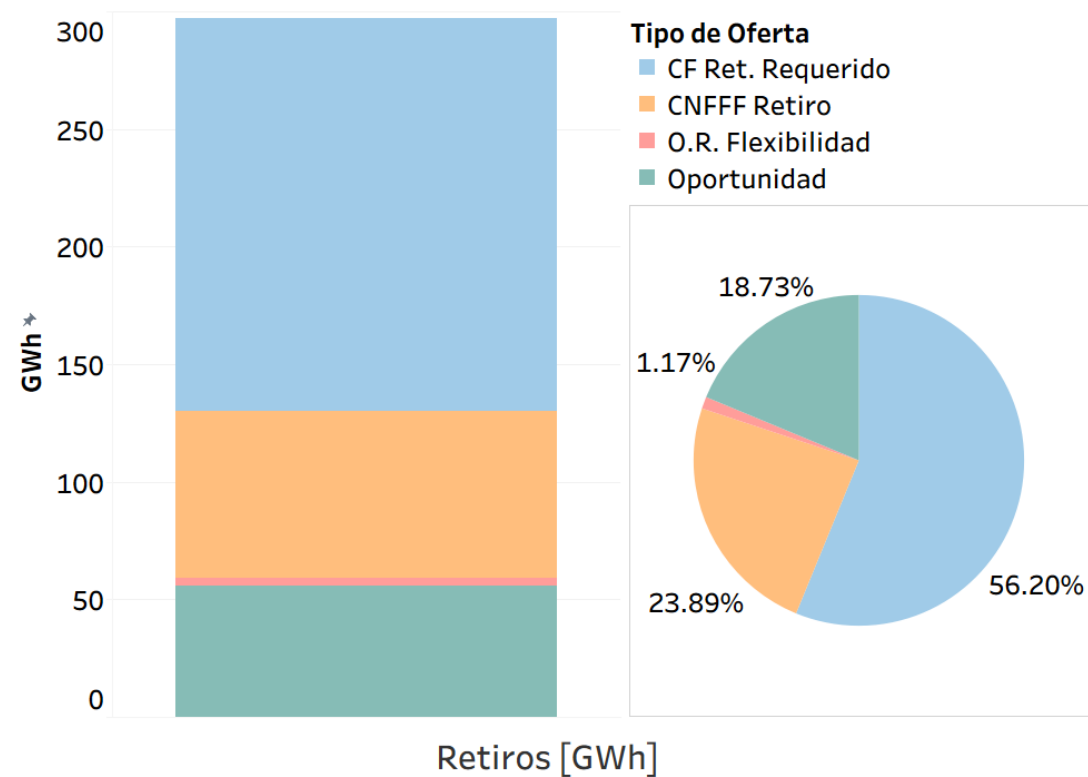
- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme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

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 297.39 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 167.14 GWh – 56.20%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 71.06 GWh – 23.89%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 3.48 GWh – 1.17%
- **Ofertas de Oportunidad:** 55.71 GWh – 18.73%

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
167.14	71.06	3.48	55.71	297.39

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

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

4.2.1. Análisis

De manera similar a lo observado en meses anteriores, durante junio de 2026 los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros en el mercado regional, al concentrar la mayor proporción del total (56.20%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar una cobertura firme para la atención del consumo energético, particularmente en países como Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Honduras, que se mantuvieron entre los principales compradores del MER.

En términos intermensuales, los retiros realizados en el mercado regional mostraron un incremento respecto a mayo de 2026, destacando el caso de El Salvador y Nicaragua, que registraron aumentos relevantes de 44.15 GWh y 43.90 GWh, respectivamente, mientras que Costa Rica presentó un repunte moderado de 9.60 GWh. En este contexto, Nicaragua

retomó la posición como el mayor consumidor del MER durante el período analizado, desplazando a Guatemala, que en el mes previo presentó condiciones operativas locales que incrementaron su dependencia del mercado regional para el abastecimiento interno.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (23.89%), en línea con su función de complementar la cobertura del consumo ante escenarios operativos específicos. En contraste, las ofertas de oportunidad presentaron una mayor participación (18.73%), consistente con el comportamiento de los precios nacionales de la mayoría de los países importadores, que durante junio de 2026 se mantuvieron menos competitivos que el precio regional (véase la Figura 16), lo que propició condiciones que incentivaron, particularmente después de la primera semana, la adquisición de energía en el MOR. Asimismo, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal, incluso menor que la observada el mes anterior (1.17%).

En ese sentido, los CF y los CNFFF concentraron el 80.10% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación que brindan certidumbre en la cobertura del consumo energético. Por su parte, las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 19.90% restante, desempeñando un papel complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos del sistema regional.

5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

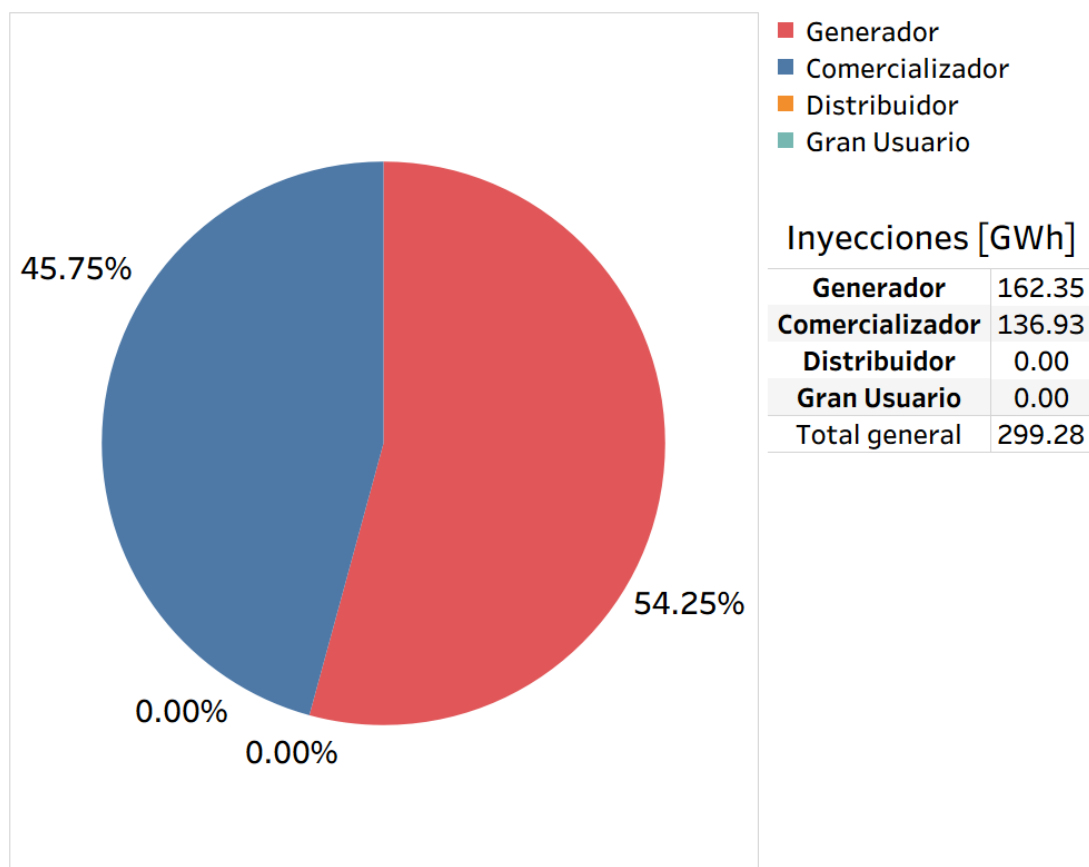
El análisis de las transacciones por tipo de actividad de los agentes durante junio de 2026 permitió identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y consumo en el mercado regional, evidenciando el rol específico que desempeña cada categoría en la dinámica de los intercambios de energía. En esta ocasión, dicho análisis se enmarca en un escenario caracterizado, entre otros factores, por la disminución del consumo interno en los países miembros y por condiciones operativas excepcionales en algunas áreas de control.

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 162.35 GWh (54.25%) y los comercializadores 136.93 GWh (45.75%). Este resultado refleja que la colocación de energía en el mercado regional fue gestionada principalmente a partir de la oferta primaria de proveniente de los agentes generadores y, de manera complementaria, mediante esquemas de comercialización.

Cabe resaltar que el volumen aportado por los generadores se mantuvo prácticamente en niveles similares a los del mes previo, cuando alcanzó los 162.79 GWh, lo que evidencia que el incremento observado en las inyecciones durante junio de 2026 fue absorbido principalmente por la mayor participación de los comercializadores.

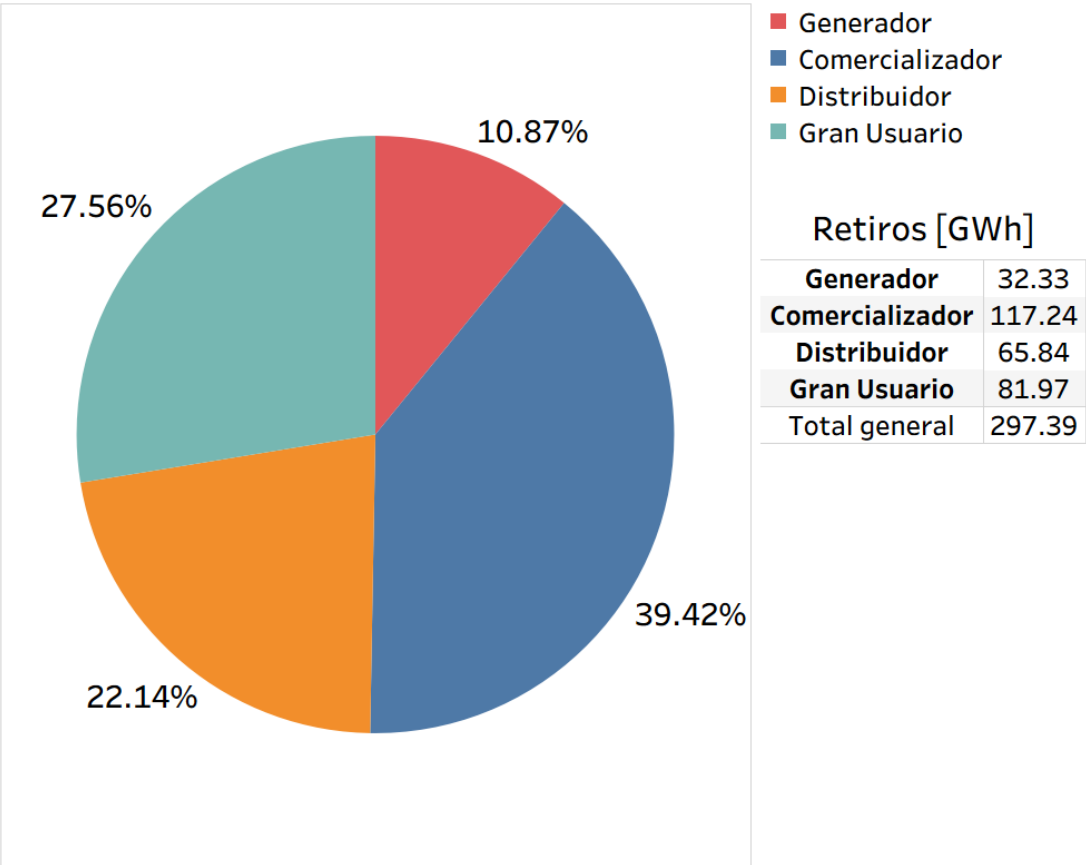
FIGURA 9. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

En cuanto a los retiros (véase la Figura 10), se observa una estructura más diversificada, en línea con lo registrado en meses anteriores. Los comercializadores se posicionaron nuevamente como el principal grupo consumidor, con 117.24 GWh (39.42%), seguidos por los grandes usuarios con 81.97 GWh (27.56%), los distribuidores con 65.84 GWh (22.14%) y, finalmente, los generadores, que registraron 32.33 GWh (10.87%).

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



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

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

Finalmente, la estructura observada durante junio de 2026 confirma que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se concentra en un número reducido de tipos de agentes, mientras que el consumo presenta una mayor diversificación, incorporando distintas estrategias de adquisición. Esta dinámica contribuye a una asignación eficiente de los recursos energéticos, al permitir que la energía disponible sea canalizada hacia los agentes con mayores requerimientos, en función de las condiciones operativas y climáticas presentes en el sistema regional.

6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

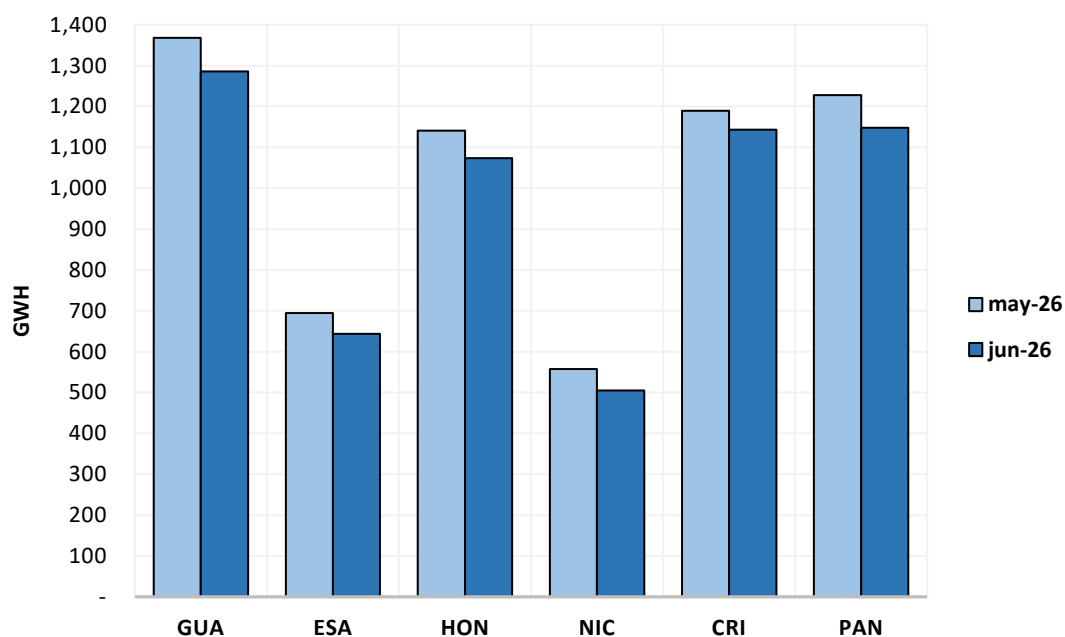
El precio promedio del MER durante junio de 2026 se ubicó en 173.07 USD/MWh, lo que representa un repunte significativo de aproximadamente 107.22% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 83.52 USD/MWh (véase la Figura 12).

Este resultado interanual responde, entre otros factores, a escenarios de pérdida y limitada disponibilidad de generación en algunas áreas de control, aunado a las repercusiones del fenómeno climático “El Niño” presente en la región, lo que incidió en el incremento del precio del MER.

Adicionalmente, se observa un descenso del precio regional, cercano al 19.55% respecto a mayo de 2026, cuando el valor promedio mensual se situó en aproximadamente 215.14 USD/MWh, comportamiento consistente con una moderación en los niveles de precios, aunque aún influenciado por los factores previamente mencionados.

En términos operativos, el comportamiento del precio del MER durante junio de 2026 refleja un entorno caracterizado por la heterogeneidad en los aportes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, por el descenso intermensual del consumo interno de los países miembros (véase la Figura 11) y por 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.

6.1. Precios máximos del MER

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

En particular, los valores oscilaron entre aproximadamente 196 USD/MWh y 789 USD/MWh, reflejando la persistencia de un entorno operativo caracterizado por una mayor exigencia del despacho marginal regional durante gran parte del mes. Asimismo, entre el 2 y el 5 de junio se registraron valores considerablemente elevados, en continuidad con la tendencia observada en los últimos días del mes previo, asociados a escenarios que involucraron la pérdida y recuperación de recursos de generación en las áreas de control de Guatemala y Panamá, respectivamente, así como cambios topológicos en la Red de Transmisión Regional (RTR) en el caso de Honduras. Estas condiciones dieron lugar a la realización de redespachos regionales, lo que derivó en un incremento significativo del precio del MER, al requerirse ajustes en la participación de las tecnologías de generación para el abastecimiento del consumo regional.

Para el resto de los días del mes, se observó un comportamiento más estable, con una tendencia moderada a la baja. Este comportamiento puede vincularse a la moderación propiciada por el repunte intermensual de la generación hidroeléctrica en Guatemala, así como por la reducción del consumo interno en los países miembros. En este contexto, a pesar de estos elementos moderadores, el sistema regional continuó requiriendo generación térmica de mayor costo, lo que se tradujo en la persistencia de niveles elevados en los precios máximos diarios.

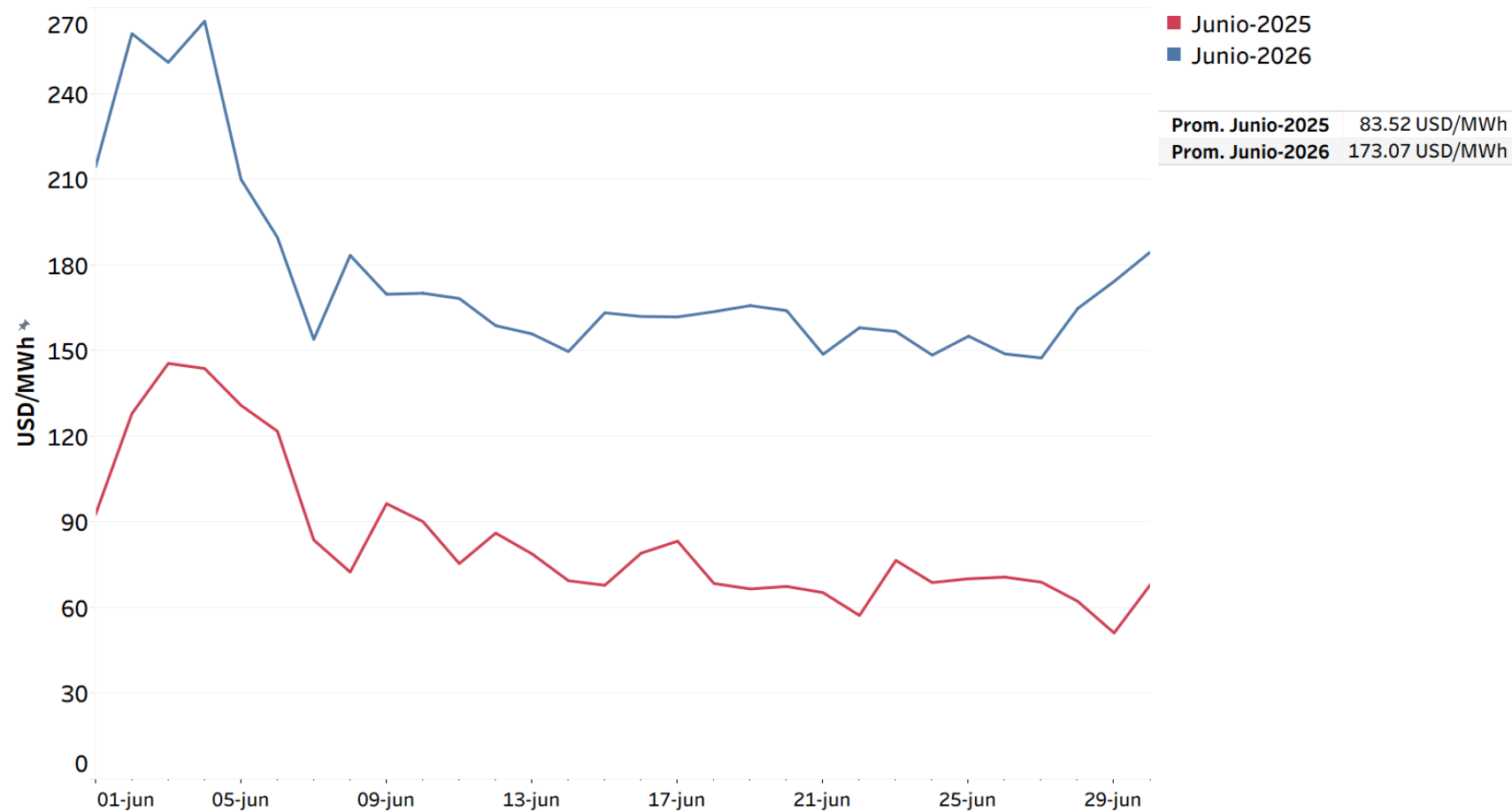
6.1.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo del sexto mes de 2026, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Tendencia a la baja con alta volatilidad, observándose una reducción progresiva a partir de finales de la primera semana del mes.
- Episodio sostenido marcado por una elevada exigencia del despacho marginal regional, relativamente similar al mes previo.
- Presencia de valores máximos excepcionalmente elevados en períodos puntuales, destacando los días 2, 3, 4 y 5 de junio.

En síntesis, el comportamiento de los precios máximos diarios durante junio de 2026 refleja un mercado regional con un nivel de exigencia operativa relativamente similar al del mes previo, lo que sostuvo niveles elevados de precios en el MER.

FIGURA 12. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER



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

FIGURA 13. PRECIOS MÁXIMOS DIARIOS DEL MER



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

7. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante junio de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron dinámicas diferenciadas, en un contexto caracterizado por el descenso intermensual del consumo interno en los países miembros, la heterogeneidad en los aportes renovables a las matrices de generación de los sistemas eléctricos nacionales, la ocurrencia de condiciones operativas excepcionales en algunas áreas de control y la evolución del fenómeno climático “El Niño”. En este contexto, se observó que tanto el precio del MER como el del petróleo y el del carbón térmico presentaron, en términos generales, una tendencia a la baja a lo largo del mes, aunque con magnitudes y patrones diferenciados, mientras que el gas natural mantuvo un comportamiento relativamente estable.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 173.07 USD/MWh, evidenciando una reducción moderada respecto a mayo de 2026, aunque manteniéndose en niveles elevados, consistentes con las condiciones operativas descritas previamente. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron una tendencia general a la baja en el caso del petróleo y del carbón térmico, mientras que el gas natural mostró un comportamiento relativamente estable, con ligeras fluctuaciones al alza (véase la Figura 14). Esta dinámica se dio en un entorno aún influenciado por factores globales que continuaron incidiendo en los mercados energéticos internacionales.

En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) registró valores en un rango aproximado de 71-98 USD/Barril, evidenciando una tendencia descendente a lo largo del mes, con una caída sostenida desde la primera semana hasta el cierre del período. Por su parte, el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, presentó una evolución relativamente estable, oscilando entre 3.01 USD/MMBTU y 3.24 USD/MMBTU, con ligeros incrementos hacia finales del mes. En cuanto al carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, se observó un comportamiento mayormente estable durante gran parte del mes, con valores en torno a 143-152 USD/Tonelada, seguido de una caída más pronunciada hacia el cierre del período, alcanzando niveles cercanos a 127 USD/Tonelada.

7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a junio de 2026 evidencian una relación relativamente similar entre el precio del MER y los precios del petróleo y del carbón térmico, aunque en diferentes magnitudes, mientras que, en el caso del gas natural, se observa una divergencia en su comportamiento respecto al precio regional.

- **WTI vs. MER:**

- Covarianza: **29.17**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.69**

Los valores positivos de la covarianza⁵ y del coeficiente de *Spearman*⁶ indican una relación directa de magnitud moderada entre el precio del petróleo y el precio del MER. En particular, el valor del coeficiente de *Spearman* ($\rho = 0.69$) sugiere una relación relativamente fuerte entre ambas variables durante el mes analizado.

Estos resultados evidencian una correspondencia en las tendencias de ambos mercados en buena parte del período analizado. En ese sentido, esta relación directa puede asociarse, en parte, al mayor requerimiento de centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como recurso primario, en un contexto operativo en el SER que implicó una mayor exigencia del despacho marginal regional, tal como se ha analizado a lo largo del presente informe.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **-17.02**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.41**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman*, al registrar valores negativos, evidencian la existencia de una relación inversa de magnitud moderada entre el precio del gas natural y el precio del MER. En este caso, el valor del coeficiente de *Spearman* ($\rho = -0.41$) sugiere una divergencia en la evolución de ambos mercados durante el mes analizado; es decir, mientras el precio regional presentó una tendencia a la baja, el precio del gas natural se mantuvo relativamente estable, con episodios puntuales al alza.

Este resultado indica que, si bien la generación a base de gas natural mantuvo su participación en términos de volumen durante junio de 2026, su incidencia en la formación del precio marginal del sistema regional fue considerablemente limitada. Al respecto, se observó un descenso intermensual en la generación asociada a este combustible, particularmente en Panamá (-9.40 GWh) y en El Salvador (-14.74 GWh), lo que redujo su participación en el abastecimiento energético del MER.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **5.10**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.12**

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.

Por su parte, el precio del carbón térmico evidenció, al igual que el del petróleo, una correlación directa con el precio del MER, pero de muy baja magnitud. En ese sentido, con base en el valor del coeficiente de *Spearman* ($\rho = 0.12$), se observó una relación directa débil entre ambas variables, sin que se identificara una correspondencia clara en la evolución de ambos mercados durante el mes analizado.

Dadas las condiciones operativas registradas en junio de 2026, la generación a partir de carbón térmico habría operado predominantemente como generación base, particularmente en Guatemala, que cuenta con capacidad instalada asociada a este combustible fósil, aunque con episodios puntuales de despacho marginal. En consecuencia, su impacto sobre la formación del precio del MER habría sido limitado.

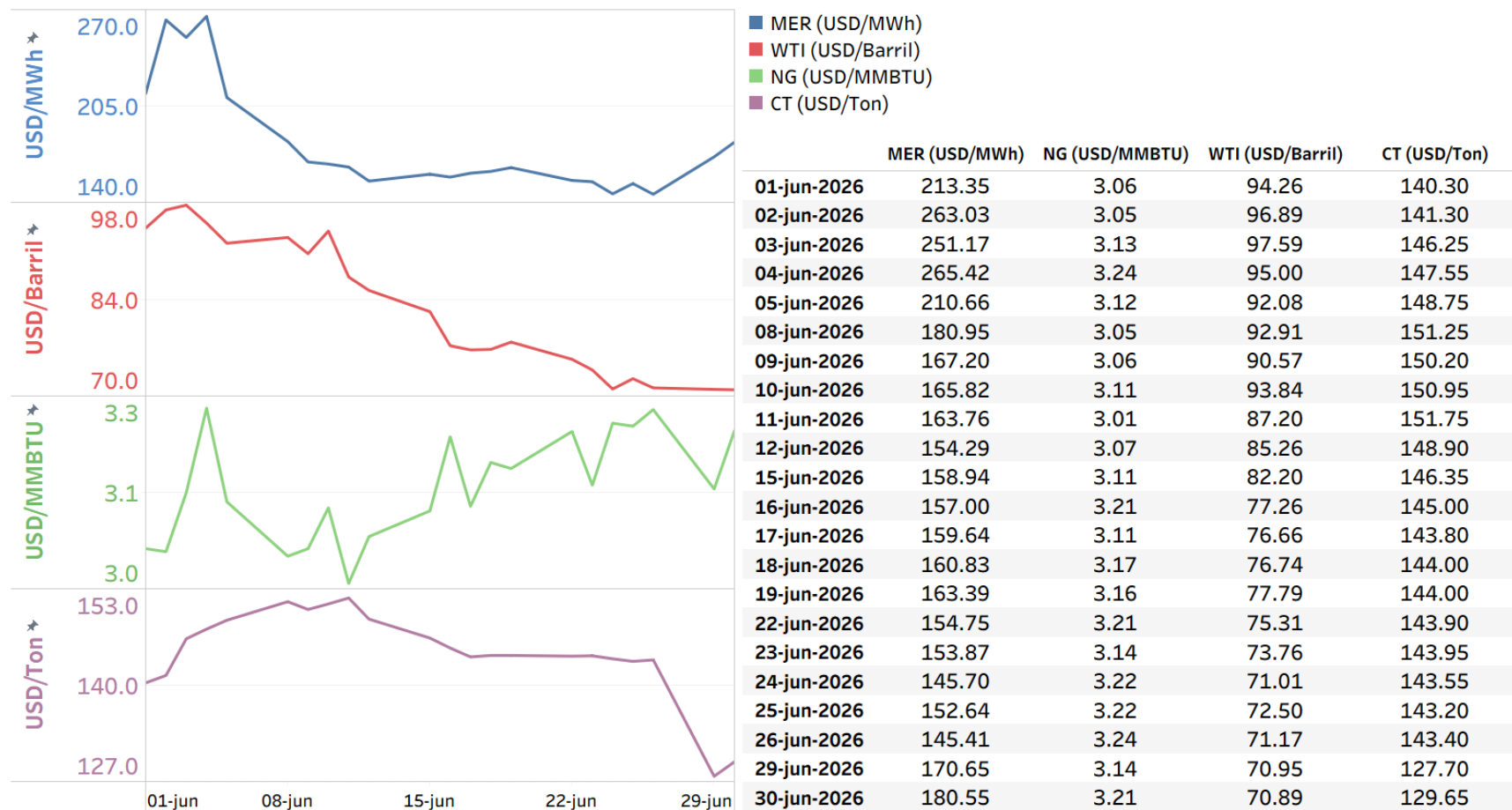
En ese sentido, los resultados estadísticos de junio de 2026 confirman que las correlaciones y covarianzas observadas entre los precios de los combustibles fósiles y el precio del MER estuvieron determinadas principalmente por factores propios del sistema regional, tales como el despacho de generación y la dinámica del consumo interno de los países miembros, con cierta influencia de los mercados energéticos internacionales, en particular del petróleo y del carbón térmico.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	29.17
NG (x), MER (y)	-17.02
CT (x), MER (y)	5.10
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	0.69
NG (x), MER (y)	-0.41
CT (x), MER (y)	0.12

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

FIGURA 14. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



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

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

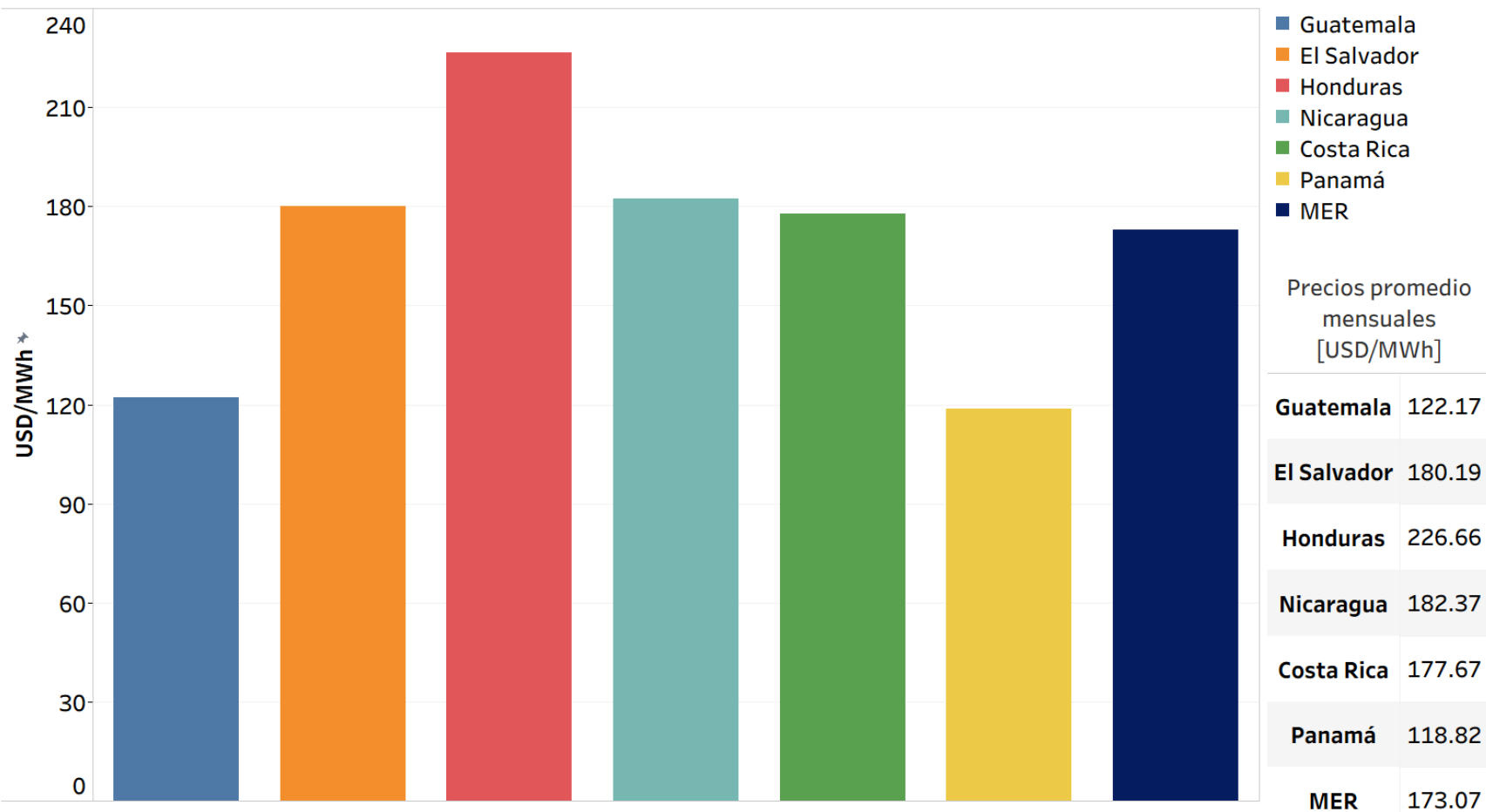
Los precios promedio nacionales, tanto mensuales como diarios, mostraron comportamientos diferenciados entre los países miembros durante junio de 2026, reflejando la composición de sus matrices de generación, así como las condiciones operativas y climáticas registradas en el mes analizado.

Tal como se aprecia en la Figura 15, Honduras registró nuevamente el precio promedio mensual más elevado de la región, con 226.66 USD/MWh, seguido por Nicaragua (182.37 USD/MWh), El Salvador (180.19 USD/MWh) y Costa Rica (177.67 USD/MWh), países con precios nacionales superiores al del MER (173.07 USD/MWh). En contraste, Panamá registró una vez más el precio promedio mensual más bajo, con 118.82 USD/MWh, seguido de cerca por Guatemala (122.17 USD/MWh), ambos con precios nacionales inferiores al regional.

Cabe resaltar el comportamiento observado en Honduras, Nicaragua, El Salvador y Costa Rica, países que presentaron disminuciones intermensuales en los aportes de la mayoría de las tecnologías renovables a sus matrices de generación, estimándose una reducción total de 192.16 GWh para el abastecimiento local y regional.

En contraste, Panamá y Guatemala, que registraron precios promedio mensuales inferiores al del MER, mostraron comportamientos coherentes con sus condiciones de generación y consumo interno. En el caso de Guatemala, se destaca el repunte de la generación hidroeléctrica, estimado en 107.16 GWh respecto al mes previo; mientras que, en Panamá, a pesar del descenso intermensual de la generación renovable local, se mantuvo un aporte significativo del gas natural, lo que permitió moderar sus precios nacionales.

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



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

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

La Figura 16 muestra la evolución diaria de los precios promedio nacionales y su comparación con el precio del MER durante junio de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada variabilidad entre los países miembros, así como una tendencia mayoritariamente a la baja en los precios locales a lo largo del mes, consistente con la moderación observada en el precio regional, derivada de las condiciones registradas en el SER.

Costa Rica mostró una alta variabilidad en sus precios promedio diarios, con episodios puntuales de valores elevados que superaron los 300 USD/MWh a mediados del mes. No obstante, en la mayoría de los días se observó una tendencia descendente y una posterior estabilización en niveles más cercanos al promedio regional, aunque aún elevados, en coherencia con el descenso intermensual de la generación renovable local, estimado en aproximadamente 73.22 GWh.

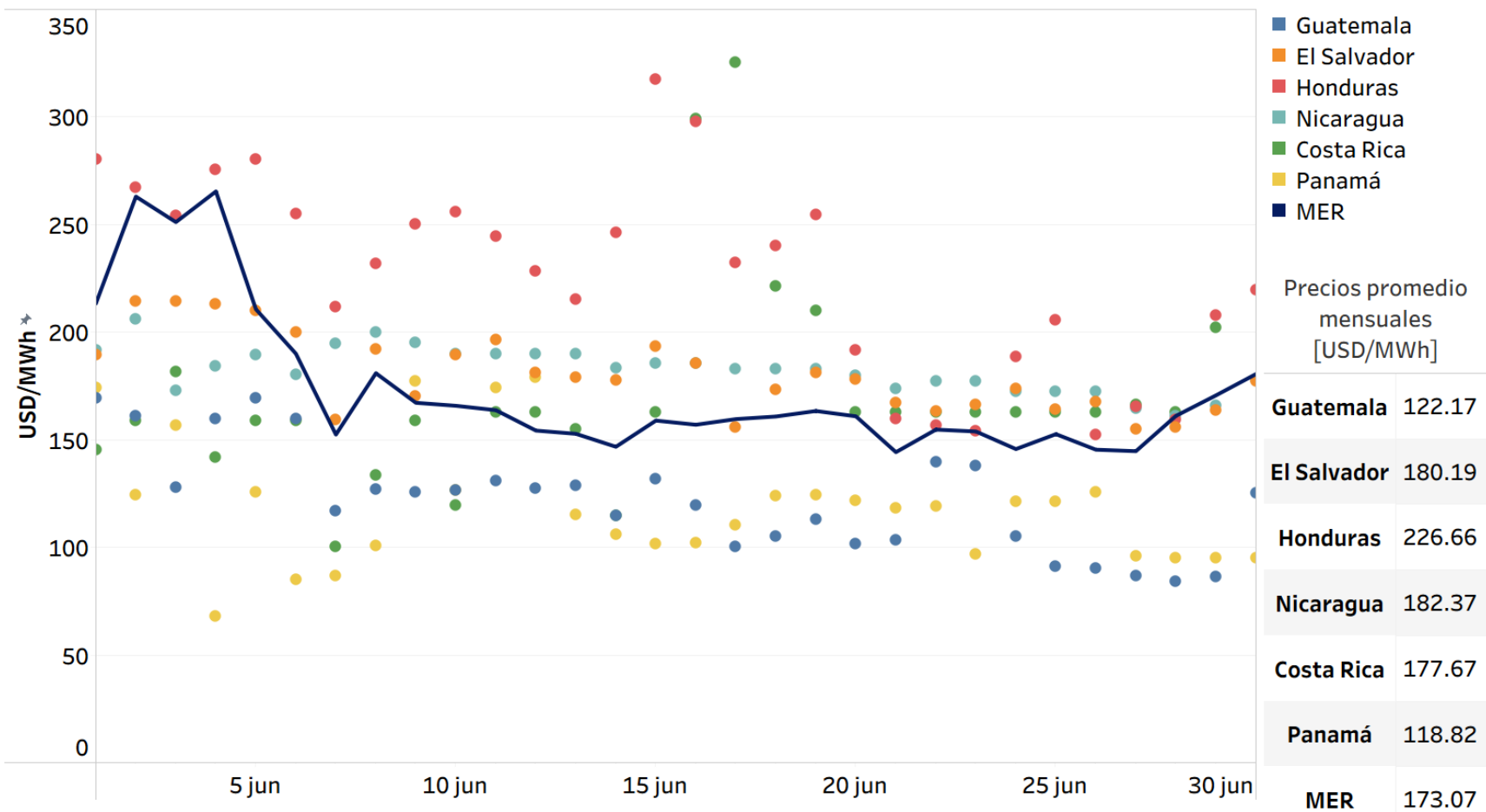
Honduras y Nicaragua mantuvieron precios promedio diarios consistentemente elevados en comparación con el precio regional, con valores que en algunos casos superaron los 200 USD/MWh e incluso alcanzaron niveles cercanos a 300 USD/MWh, en el caso de Honduras. Este comportamiento refleja su dependencia estructural de generación térmica interna y del abastecimiento mediante importaciones regionales.

Por su parte, El Salvador presentó precios promedio diarios generalmente cercanos, aunque en su mayoría ligeramente superiores al precio regional. Guatemala, en contraste, mantuvo precios consistentemente inferiores al del MER durante la mayor parte del período, reflejando condiciones favorables de generación, particularmente asociadas al repunte de la generación hidroeléctrica. Hacia finales del mes, ambos países mostraron valores más alineados con la referencia regional, superiores e inferiores, respectivamente, evidenciando su participación dinámica en el mercado regional tanto en inyecciones como en retiros.

Panamá, por su parte, presentó los niveles de precio nacional más bajos de la región durante la mayor parte del mes, con valores que oscilaron aproximadamente entre 100 USD/MWh y 125 USD/MWh, reflejando condiciones relativamente equilibradas de generación y consumo interno.

En conclusión, el precio promedio diario del MER mostró una tendencia general a la baja durante gran parte de junio de 2026, con valores más elevados al inicio del mes, una moderación progresiva hacia su parte media y un leve repunte hacia el cierre del período. En este contexto, el precio regional se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, dependiendo del país miembro, reafirmando su papel como referencia para la optimización de los intercambios de energía en el MER.

FIGURA 16. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

8.2. Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER

El análisis estadístico mediante la covarianza y el coeficiente de correlación de *Spearman* permite evaluar la intensidad y la dirección de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante junio de 2026.

Desde la perspectiva de la correlación, El Salvador ($\rho = 0.61$) registró nuevamente el valor más elevado, evidenciando una relación directa de magnitud moderada con el precio regional. Este comportamiento es consistente con la evolución observada en su precio nacional a lo largo del mes, en la que mostró una mayor alineación con la tendencia descendente del MER, en un contexto de continuidad en la fuerte exigencia del despacho marginal regional.

Guatemala ($\rho = 0.60$) y Honduras ($\rho = 0.51$), en el mismo orden que el mes previo, presentaron también correlaciones directas de magnitud moderada, aunque inferiores a la observada en El Salvador, reflejando una relación parcial con el precio regional, con valores de precios nacionales tanto inferiores como superiores al del MER, respectivamente. En el caso de Guatemala, este resultado se asocia a su rol como principal exportador durante junio de 2026, mientras que, en Honduras, responde a su condición de importador neto.

Por su parte, Nicaragua ($\rho = 0.09$) y Panamá ($\rho = 0.01$) registraron correlaciones directas de muy baja magnitud, evidenciando una relación débil con el precio del MER, mientras que Costa Rica ($\rho = -0.07$) evidenció una correlación inversa de muy baja magnitud. En estos casos, los precios nacionales respondieron en mayor medida a condiciones internas de cada sistema eléctrico, tales como la estructura de costos de generación, la disponibilidad de recursos renovables y la dinámica del consumo local, sin una correspondencia clara con la evolución del precio regional.

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

ρ : Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	0.60
El Salvador	0.61
Honduras	0.51
Nicaragua	0.09
Costa Rica	-0.07
Panamá	0.01

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

Desde la óptica de la covarianza, El Salvador (26,154.29) también presentó el valor más elevado, seguido por Guatemala (25,789.24), Honduras (21,906.70), Nicaragua (3,822.51) y Panamá (284.58), lo que refleja la magnitud de las variaciones conjuntas con el precio del MER, tanto al alza como a la baja. En contraste, Costa Rica (-3,055.63) registró el único valor negativo de covarianza, en línea con su correlación inversa y de muy baja magnitud. Estos resultados muestran diferencias importantes en la sensibilidad de los precios nacionales frente a las variaciones del mercado regional, y viceversa.

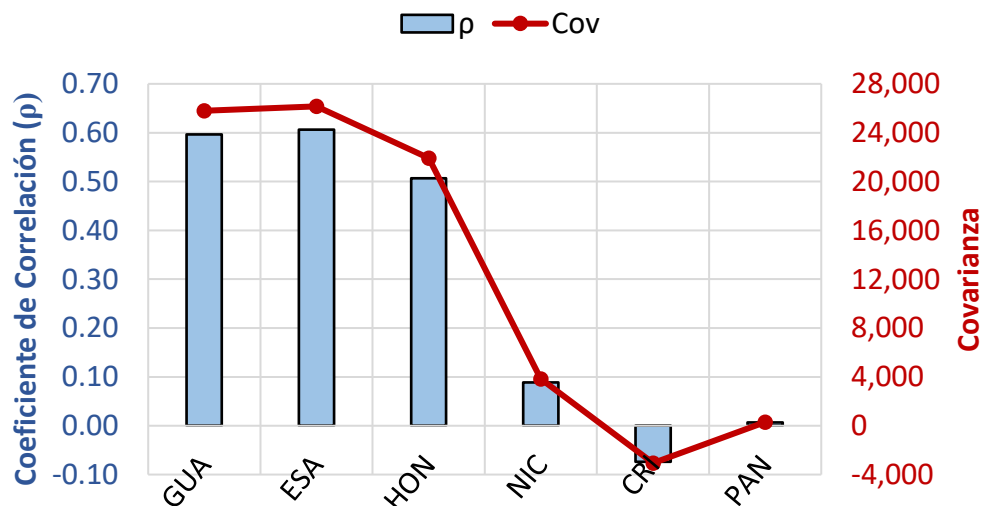
TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES

Cov: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	25,789.24
El Salvador	26,154.29
Honduras	21,906.70
Nicaragua	3,822.51
Costa Rica	-3,055.63
Panamá	284.58

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

En conjunto, los resultados estadísticos de junio de 2026 evidencian que, si bien la mayoría de los países presentaron relaciones directas con el precio del MER, estas fueron predominantemente de magnitud moderada a muy baja. En este contexto, la dinámica de los precios nacionales continuó estando influenciada tanto por factores regionales, particularmente la mayor exigencia del despacho marginal durante el mes analizado, como por condiciones estructurales propias de cada sistema eléctrico.

FIGURA 17. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES



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

9. Monitoreo del MER

En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE mantiene un monitoreo continuo de los principales agentes que participan en el MER, tanto por el lado de las inyecciones como de los retiros. Este seguimiento permite identificar a los agentes con mayor participación relativa en el mercado, así como posibles conductas que puedan derivar en precios atípicos dentro del MCR y del MOR.

9.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

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

1. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 37,059 MWh (12.38%)
2. **Orazul Energy Guatemala y CIA. S.C.A. (1GGENOEGYC)** – Guatemala: 32,840 MWh (10.97%)
3. **EDECSA – GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 26,330 MWh (8.80%)
4. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 23,127 MWh (7.73%)
5. **PAN-AM Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 22,108 MWh (7.39%)

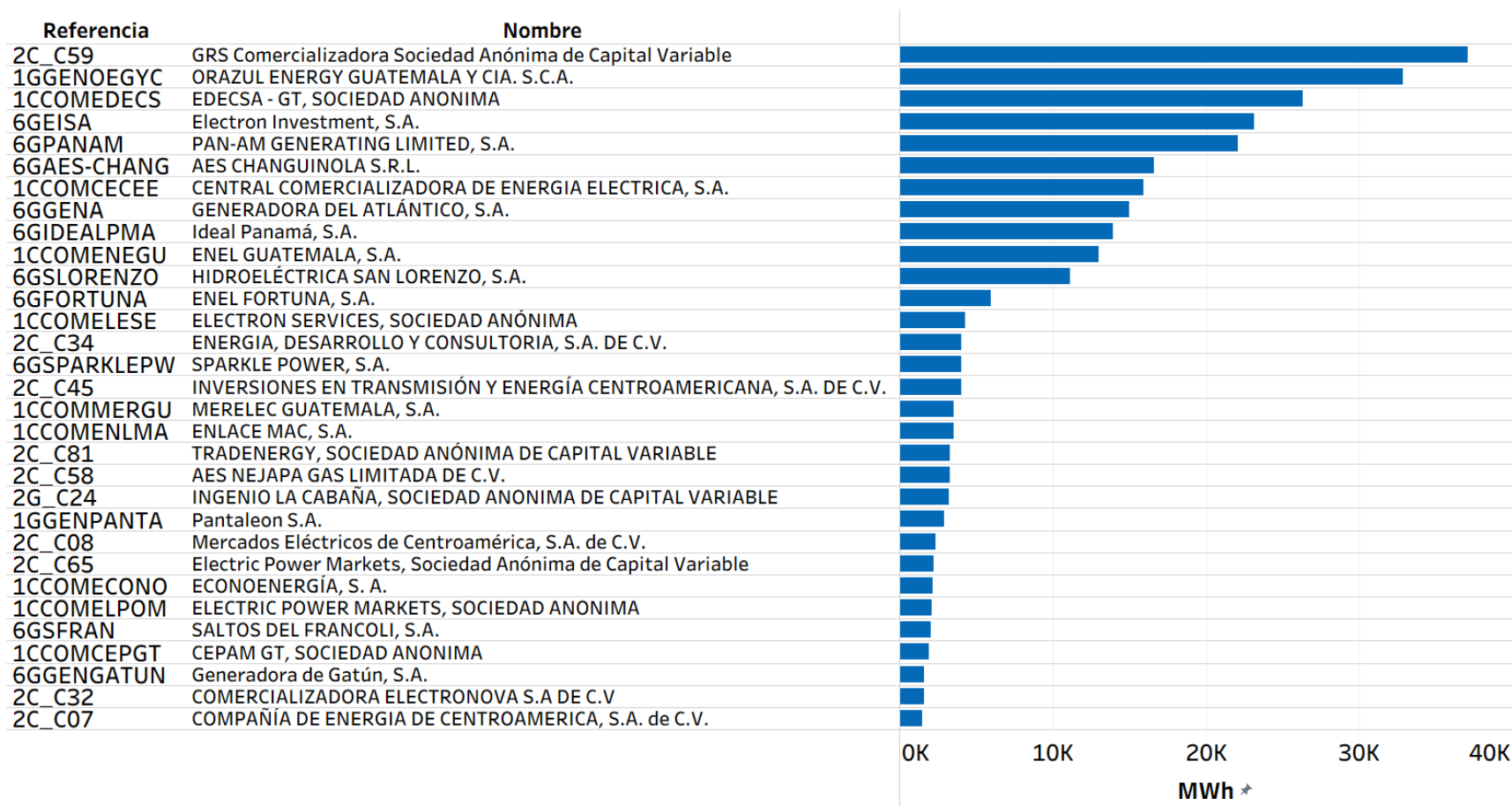
Estos cinco agentes concentraron el 47.27% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 2C_C59 se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional, en coherencia con el desempeño de El Salvador como uno de los principales países oferentes durante junio 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 exportación física del país se restringió a 0 MW tanto en dirección sur-norte como norte-sur.

Para el caso de los agentes 1GGENOEGYC y 1CCOMEDECS, su participación relevante se observó en un contexto de repunte de las inyecciones de Guatemala al mercado regional, impulsadas por el incremento intermensual significativo de la generación hidroeléctrica local y por el descenso, en buena medida, del consumo interno respecto al mes anterior.

Por su parte, los agentes 6GEISA y 6GPANAM se vinculan con el liderazgo de Panamá en el volumen de inyecciones respecto al resto de los países, en consistencia con un entorno local caracterizado por un relativo equilibrio entre la disponibilidad de generación y el consumo energético.

Cabe destacar que ninguno de los agentes de Costa Rica, Honduras y Nicaragua figuró entre los principales exportadores durante el mes analizado, lo cual se asocia a su baja y nula participación en las inyecciones, respectivamente.

FIGURA 18. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER



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

9.2. Agentes que más retiraron energía del MER

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

1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSa)** – Nicaragua: 80,845 MWh (27.19%)
2. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C_C59)** – El Salvador: 37,110 MWh (12.48%)
3. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE)** – Honduras: 27,643 MWh (9.30%)
4. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 24,264 MWh (8.16%)
5. **Merelec Guatemala, S.A. (1CCOMMERGU)** – Guatemala: 18,401 MWh (6.19%)

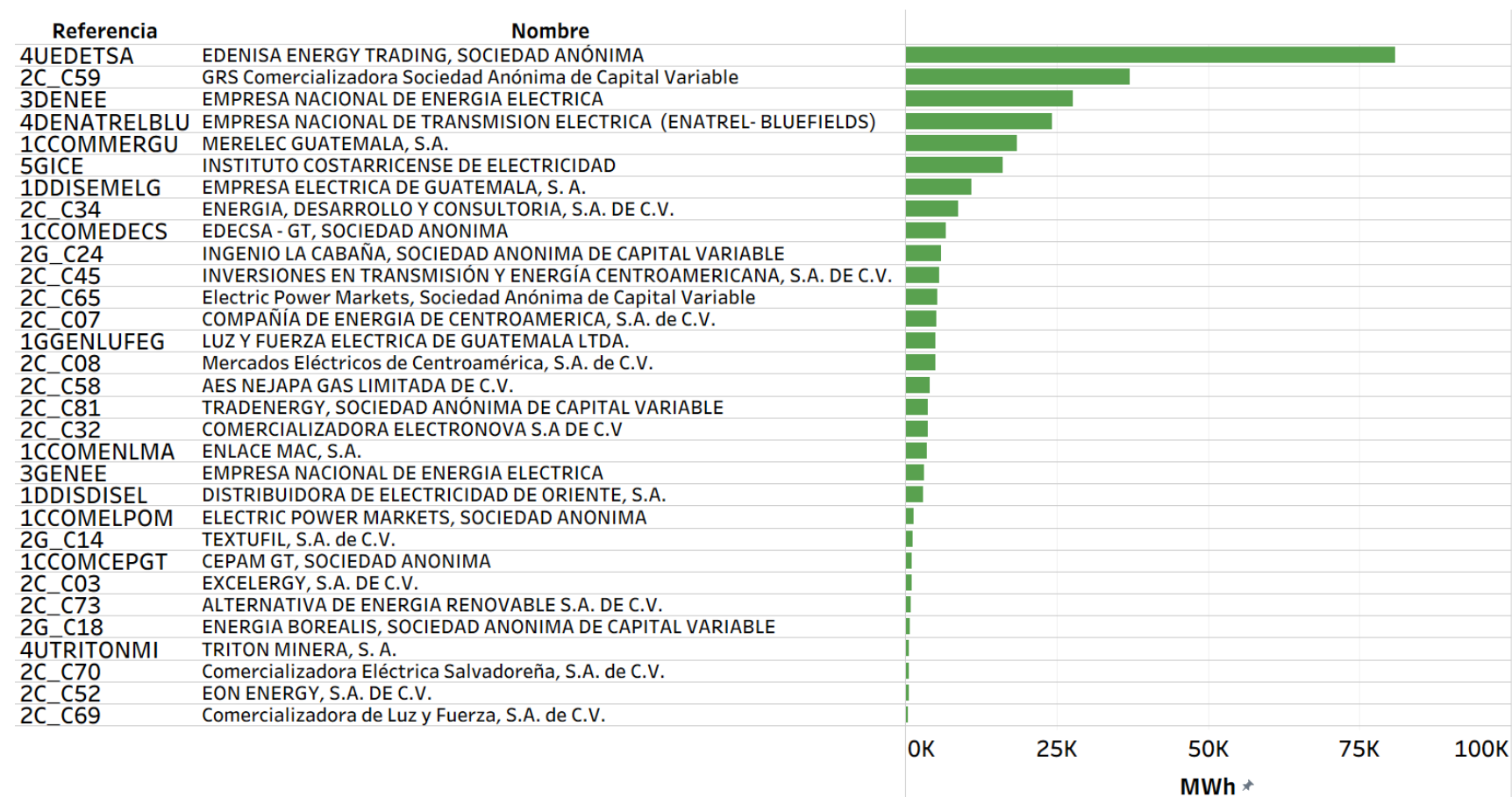
En conjunto, estos agentes concentraron el 63.32% del total de los retiros del MER durante el mes analizado, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En este contexto, dicha posición fue liderada principalmente por el gran usuario 4UEDETSa y complementada por el distribuidor 4DENATRELBLU.

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

En el caso de Guatemala, se observa la participación del agente comercializador 1CCOMMERGU como intermediario en la adquisición de energía en el mercado regional con destino al abastecimiento local, en concordancia con el rol relevante del país tanto en inyecciones como en retiros.

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 de 2025 y en lo que va de 2026.

FIGURA 19. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

En coherencia con los resultados anteriores, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes exportadores e importadores 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

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

Para el mes analizado, se despacharon ofertas asociadas a este nivel de precios, en un entorno operativo que continuó con la exigencia del despacho marginal de generación. En consecuencia, dichas ofertas incidieron en la formación del precio regional, particularmente en los días con los niveles más elevados de precios máximos en el MER: el 3 y 4 de junio de 2026.

En ese sentido, el monitoreo permanente de este tipo de ofertas continúa siendo un elemento importante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que estas declaraciones pueden reflejar estrategias particulares de comercialización, así como configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, la implementación de ajustes correctivos.

TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 400 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	76,824.00	11.25	507.65	667.50
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	5,208.42	0.00	527.71	538.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	1,740.00	0.00	400.00	400.00
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	1,728.83	0.00	518.28	537.04
1GGENTERMI	TÉRMICA, S. A.	1,194.05	0.00	461.82	500.00
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	716.83	0.00	567.50	600.72
1GGENGRGEO	GRUPO GENERADOR DE ORIENTE, S.A.	292.86	0.00	461.54	500.00
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	2.56	0.00	419.35	419.35

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

El agente 5GICE encabezó nuevamente este grupo, al declarar 76,824.00 MWh con un precio promedio de 507.65 USD/MWh y un precio máximo de 667.50 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica a partir de combustibles fósiles, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, 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 11.25 MWh los días 3 y 4 de junio de 2026, con precios promedio de 486 USD/MWh y 654 USD/MWh, respectivamente, en un entorno caracterizado por escenarios de pérdida de generación en el área de control de Guatemala y sus respectivos impactos en la programación y operación del despacho regional.

Por su parte, los agentes panameños 6GEGESA, 6GSLORENZO y 6GACP declararon en conjunto volúmenes importantes de energía, con precios promedio y máximos entre 518.28 USD/MWh y 567.50 USD/MWh, así como entre 537.04 USD/MWh y 600.72 USD/MWh, respectivamente. Estos valores se explican por la utilización de plantillas automáticas de ofertas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). De acuerdo con la información remitida previamente a esta

Comisión por dichos agentes, este mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial.

En el caso del agente salvadoreño 2C_C45, al ser consultado por esta Comisión con relación a sus precios declarados, manifestó que dicha declaración se realizó en consonancia con la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad en el mercado regional. Sin embargo, en este caso en particular, la CRIE está dando seguimiento en conjunto con el EOR, para asegurar que el agente presente ofertas de oportunidad de inyección sin riesgo de distorsionar involuntariamente las señales de precios en el MER, independientemente de las condiciones operativas que se registren en el área de control de El Salvador.

Por su parte, los agentes guatemaltecos 1GGENTERMI y 1GGENGRGEO, pertenecientes a la misma casa matriz vinculada 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 en diésel de dichas centrales, combustible de uso forzoso por restricciones del fabricante en 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 Guatemala, a la cual se adicionaron los costos mayoristas estimados asociados a las ofertas de oportunidad de exportación; estos incluyeron cargos por generación forzada, servicios complementarios, uso del sistema de transporte principal y uso de la potencia.

En términos generales, todos los agentes mostraron apertura para explicar e indicar las justificaciones técnico-económicas que sustentaron los precios declarados, en un entorno operativo de considerable exigencia del despacho marginal, tanto a nivel nacional como regional. En ese sentido, se denota la necesidad de que esta Comisión mantenga una vigilancia permanente sobre este tipo de declaraciones de precios.

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

A diferencia del mes previo, en el que no se realizaron ofertas de esta naturaleza, en junio de 2026 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 otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al facilitar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia de esta Comisión, con el

objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, el agente guatemalteco 1GGENRNACE declaró 13.60 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, la cual ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por dicho agente. En términos generales, señaló que las ofertas a 0 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a CF.

En ese sentido, esta estrategia se observó en un entorno caracterizado por el incremento de la generación hidroeléctrica local respecto al mes previo (107.16 GWh), así como por la disminución intermensual del consumo interno (-82.16 GWh). Cabe resaltar que el agente 1GGENRNACE continúa siendo un actor relevante en la generación hidroeléctrica del país, en función de la significativa capacidad instalada de la casa matriz a la que está vinculado.

En este contexto, las justificaciones presentadas por el agente resultan consistentes con el comportamiento de la generación y el consumo en Guatemala durante el período analizado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	13.60

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

En conjunto, estas ofertas representaron únicamente el 0.01% del total de la energía declarada mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF durante junio de 2026.

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

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

Durante junio de 2026, tres agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6, con valores ofertados que oscilaron entre 0 USD/MWh y 5 USD/MWh. Este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, en las que los agentes salvadoreños han señalado que su participación como compradores en el MOR se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de incertidumbre.

TABLA 6. 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.	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	1,103.53	1.00	1.00
2C_C89	DESARROLLOS AGRÍCOLAS SANTA MARTA, S.A. DE C.V.	30.00	0.00	0.00

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

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

Bajo este enfoque, dichas ofertas no necesariamente obedecen a intentos de distorsión del mercado, sino que responden a una conducta racional orientada a la optimización de costos, en un entorno caracterizado por la coexistencia de un mercado regional y mercados locales. No obstante, su recurrencia y magnitud son objeto de monitoreo permanente por parte de la CRIE, con el propósito de verificar que estas prácticas no generen efectos indeseados sobre la formación de precios ni comprometan la eficiencia del despacho regional.

10. Indicadores técnicos

En términos técnicos, los factores más relevantes para la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER) durante junio 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 junio de 2026.

Cabe señalar que el OS/OM del área de control de El Salvador (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., UT) 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 Operador Regional, se encuentran vigentes desde el 16 y 22 de mayo de 2026, respectivamente, derivadas de condiciones operativas excepcionales a nivel local.

TABLA 7. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR [MW]

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	240	200	10
Media	300	250	300	10
Mínima	300	240	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 en las tablas 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

TABLA 8. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE [MW]

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	270	300	200
Media	300	150	300	200
Mínima	300	260	300	200

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

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

- 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:

TABLA 9. VALORES DE IMPORTACIÓN TOTAL DEL ÁREA DE CONTROL DE EL SALVADOR [MW]

Horario \ Día	1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 24, 25, 26, 29, 30	6, 13, 20, 27	7, 14, 21, 28
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 junio de 2026.

TABLA 10. 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 junio de 2026.

10.2. Eventos regionales

Durante junio 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 11.

TABLA 11. EVENTOS QUE INVOLUCRAN 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° 102-6-2026	1-jun-26	19:52:57	20:51:00	El Salvador	Pérdida gradual de 356 MW de generación en el área de control de El Salvador debido al disparo de la planta Energía del Pacífico (EDP).	59.261	I	267.48
N° 103-6-2026	1-jun-26	20:17:00	20:51:00	El Salvador	Desbalance en el área de control de El Salvador provocado por la pérdida de generación de la Planta Energía del Pacífico (EDP).	59.294	I	197.16
N° 107-6-2026	4-jun-26	18:00:00	18:56:00	Panamá	Pérdida de 158 MW de generación en el área de control de Panamá por desconexión de las unidades 1, 2 y 3 de la central Changuinola debido al disparo de las líneas de transmisión de 230 kV Esperanza - Fortuna (230-20A) y Esperanza - Changuinola (230-20B).	59.273	I	145.84
N° 108-6-2026	7-jun-26	11:56:00	14:54:00	Guatemala	Disparo de la línea de transmisión de 230 kV Aguacapa - Pacífico por operación de relé 21.	57.810	I, II y III	505.77

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/>