



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

ABRIL 2025

INFORME SV-26-2025



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

A magnifying glass with a black handle and silver rim is positioned in the bottom right corner, focusing on the text 'UNA VISTA AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL'.

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER	4
2.	Transacciones por país miembro	4
3.	Transacciones por tipo de mercado.....	7
4.	Transacciones por tipo de oferta	8
5.	Precios del MER.....	10
6.	Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	15
6.1.	Precios nacionales	18
7.	Monitoreo del MER.....	21
7.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	21
7.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	22
7.3.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	24
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	25
7.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	26
8.	Indicadores técnicos.....	28
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) abril 2025.....	28
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en abril de 2025	31

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	6
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	7
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	8
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	9
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	10
Figura 6. Precios promedio horarios del MER abril 2024-2025	12
Figura 7. Precios máximos del MER abril 2025	13
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural abril 2025.....	16
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER abril 2025.....	18
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER abril 2025	20
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER abril 2025	22
Figura 12. Agentes con más retiros del MER abril 2025	23

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural abril 2025.....	17
Tabla 2. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	25
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	25
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	27
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	29
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	29
Tabla 7. Exportación de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) a partir del 03 de abril de 2025 (MW)	29
Tabla 8. Actualización Importación Total de El Salvador para el día 16 de abril de 2025 (MW)	29
Tabla 9. Actualización Importación Total de El Salvador para los días 17 y 18 de abril de 2025 (MW)	30
Tabla 10. Actualización Importación Total de El Salvador para los días 19 y 20 de abril de 2025 (MW)	30
Tabla 11. Exportación de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte) para los días 21, 22 y 23 de abril de 2025 (MW)	30
Tabla 7. Eventos que provocaron la activación del EDACBF abril 2025	31
Tabla 8. Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos abril 2025	31

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-13-2025 (emitida el 10 de abril de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ORDENAR** el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2025, a fin de obtener observaciones y comentarios a la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELATIVA AL NUMERAL 5.2.3 DEL LIBRO II DEL RMER”, (...)”.*

*“(...) **INFORMAR** a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 02-2025, que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 28 de abril de 2025, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 12 de mayo de 2025, se recibirán comentarios y observaciones a la propuesta antes mencionada, los cuales deberán hacerse llegar **dentro del plazo establecido, por escrito, al correo electrónico consulta02-2025@crie.org.gt;** (...) // Lo anterior, bajo apercibimiento que en caso de omisión se tendrán por no presentados los comentarios y observaciones remitidos, y esta Comisión no se referirá a los mismos.”.*

*“(...) **ORDENAR** a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, la publicación en la página web de la CRIE (www.crie.org.gt) de la siguiente documentación: a) la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA RELATIVA AL NUMERAL 5.2.3 DEL LIBRO II DEL RMER”; y b) el formato y archivo de Excel por medio del cual se podrá presentar el detalle de las observaciones a dicha propuesta. (...)”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/04/3.-Certificacion-RESOLUCION-CRIE-13-2025-Inicio-de-Consulta-Publica-02-2025.pdf>

2. Transacciones por país miembro

En abril de 2025, Guatemala se consolidó nuevamente como el principal proveedor de energía al MER, con una inyección de 103.80 GWh, equivalente al 55.96% del total. Le siguieron El Salvador con 54.50 GWh (29.39%), Costa Rica con 14.98 GWh (8.08%), Panamá con 11.31 GWh (6.10%) y Honduras con 0.88 GWh (0.47%). Nicaragua, por su parte, continuó sin realizar inyecciones al MER, manteniendo la tendencia observada desde los últimos meses de 2024 y durante lo que va de 2025.

Pese a mantenerse como el mayor exportador de energía al MER, Guatemala registró en abril una disminución significativa en sus inyecciones respecto a marzo de 2025, cuando alcanzó aproximadamente 129 GWh. Esta reducción estuvo principalmente asociada a una menor disponibilidad de generación hidroeléctrica y de biomasa. En el caso de la generación hidroeléctrica, las condiciones climáticas no favorecieron la producción de electricidad, mientras que la generación a base de biomasa se vio afectada por la finalización de la época de zafra en algunas centrales cogeneradoras. Adicionalmente, la disminución en las

importaciones de energía desde México contribuyó a que Guatemala contara con menores excedentes para exportación al MER.

De forma similar a El Salvador también registró una disminución considerable en sus inyecciones al MER, al pasar de aproximadamente 109 GWh en marzo a 54.50 GWh en abril. Esta caída obedeció a factores muy similares, entre ellos, una menor disponibilidad de generación hidroeléctrica como consecuencia de condiciones climáticas desfavorables, así como una reducción en el aporte de la generación a base de biomasa, vinculada a la transición hacia el cierre de la época de zafra.

Es importante destacar que tanto Guatemala como El Salvador presentan una alta participación de la generación a base de biomasa dentro de su matriz, proveniente en su mayoría de ingenios cogeneradores, lo que explica la sensibilidad de sus niveles de exportación ante la variabilidad estacional de este recurso.

En contraste con lo observado en marzo, cuando Panamá inyectó 71 GWh al MER, durante abril sus exportaciones se redujeron de forma considerable, alcanzando únicamente 11.31 GWh. A diferencia de otros países, esta disminución no estuvo relacionada con variaciones en tiempo real de la composición de su matriz de generación ni en su demanda interna, las cuales se mantuvieron relativamente constantes a lo largo del mes.

En este caso particular, el comportamiento respondió a la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) del área de control de Panamá, específicamente en la capacidad de exportación hacia el área de control de Costa Rica (dirección Sur-Norte), que fue establecida en 0 MW durante todos los días del mes, con excepción del 1, 2, 21, 22 y 23 de abril, en los cuales se mantuvo el valor estimado vigente por el EOR de 200 MW.

Esta actualización fue solicitada por el CND-ETESA al Operador Regional, debido principalmente a la indisponibilidad de potencia térmica y a la probabilidad de una disminución en la generación hidroeléctrica a lo largo del mes. En su momento, se estimó que dichas condiciones tendrían repercusiones significativas adversas ante un escenario hipotético de pérdida de generación en el área de control de Panamá, lo que habría comprometido la cantidad de reserva de energía disponible para atender la demanda interna de dicha área.

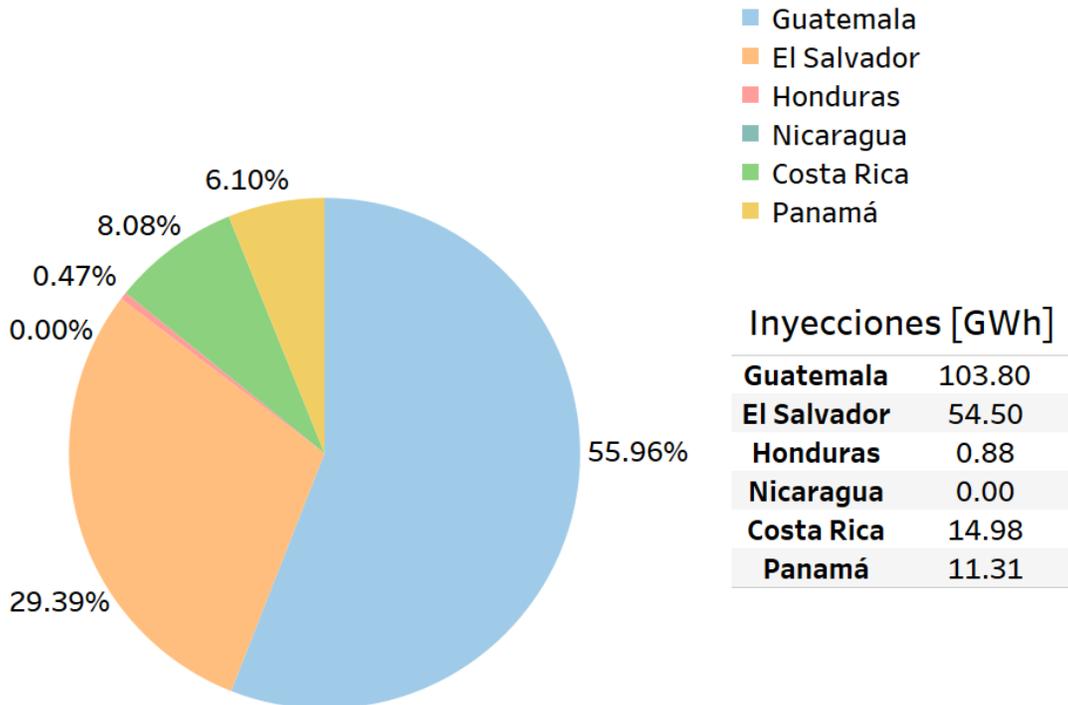
En cuanto a los retiros de energía del MER durante abril de 2025, Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Costa Rica se posicionaron como los principales compradores, con volúmenes aproximados de 70.56 GWh (38.90%), 46.78 GWh (25.79%), 26.06 GWh (14.36%) y 22.75 GWh (12.54%), respectivamente. Por su parte, Honduras y Panamá registraron retiros menores, con 10.94 GWh (6.03%) y 4.31 GWh (2.38%), en ese orden.

Destaca nuevamente el comportamiento de Costa Rica, aunque en esta ocasión por una marcada disminución en sus retiros respecto al mes anterior, cuando alcanzaron

aproximadamente 80 GWh. Este patrón se correlaciona con lo observado en el análisis de precios en los mercados nacionales, incluido más adelante en este informe, donde se evidencia un aumento en la generación hidroeléctrica durante abril. Dicho incremento se reflejó en una reducción considerable de los precios internos en determinados periodos del mes, lo cual habría disminuido la necesidad de importar energía desde el MER.

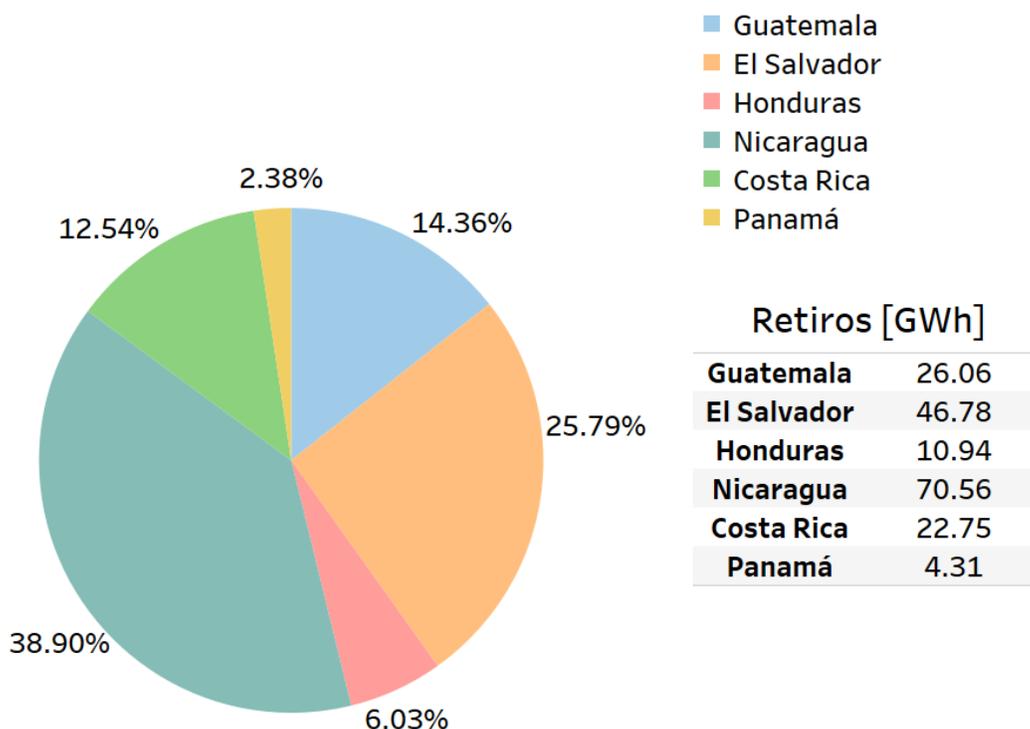
Por otro lado, Nicaragua, El Salvador y Guatemala mostraron una mayor dependencia de la energía proveniente del MER. En el caso de Nicaragua, esta ha sido una tendencia sostenida desde finales de 2024 y durante lo que va de 2025. Para El Salvador y Guatemala, como se analizó previamente en relación con sus inyecciones, este comportamiento se explica principalmente por la reducción en la disponibilidad de generación a partir de sus fuentes más económicas: hidroeléctrica y biomasa. La menor producción de estas tecnologías incrementó la demanda de energía más accesible económicamente en el MER.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

3. Transacciones por tipo de mercado

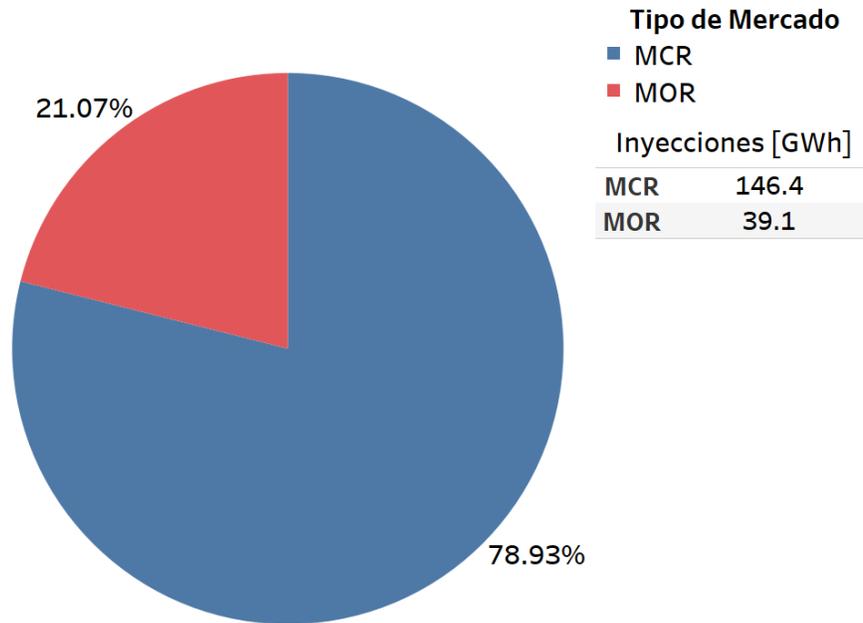
Durante abril de 2025, el 78.93% de las inyecciones de energía al MER, equivalente a aproximadamente 146 GWh, se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 21.07% restante, unos 39 GWh, correspondieron a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Aunque esta distribución porcentual se asemeja a la observada en marzo, se evidenció una disminución significativa en el volumen de energía inyectada a través del MCR, con una caída cercana a los 121 GWh. En contraste, las inyecciones en el MOR se mantuvieron relativamente estables, ya que en marzo se habían registrado 41 GWh en este mercado.

Esta tendencia está estrechamente vinculada a las restricciones operativas en el área de control de Panamá, cuya capacidad de exportación hacia Costa Rica fue establecida en 0 MW durante casi todo el mes, como se analizó en la sección anterior. Esta limitación afectó directamente las transacciones que los agentes panameños realizaban en el MCR, donde tradicionalmente concentraban la mayor parte de sus exportaciones.

En consecuencia, aunque el volumen absoluto de inyecciones en el MOR no varió significativamente, su participación porcentual aumentó debido a la caída drástica en las inyecciones en el MCR. Esta dinámica refleja el hecho de que la participación de Panamá en el MOR era marginal, por lo que la imposibilidad de exportar afectó principalmente al MCR.

En este contexto, se observó que el MOR no logró compensar las variaciones de corto plazo entre la oferta y la demanda regional, ya que los agentes panameños, quienes en meses anteriores habían contribuido con un volumen relevante de energía al MCR, no pudieron inyectar energía en ninguno de los dos mercados debido a las restricciones en la capacidad de exportación de su área de control. Esta situación limitó la disponibilidad de excedentes en el sistema eléctrico regional y redujo la flexibilidad operativa del MER durante abril.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

4. Transacciones por tipo de oferta

La reducción en la participación de los agentes panameños en el MCR durante abril de 2025 provocó un descenso significativo, en comparación con marzo, en las inyecciones realizadas mediante Contratos Firmes (CF), con una disminución del 21.34%; en las inyecciones físicas de energía al MER a través de Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF), con una caída del 62.80%; y en las correspondientes Ofertas de Flexibilidad de Inyección (O.I. Flexibilidad), que se redujeron en un 54.03%. En contraste, las inyecciones realizadas mediante Ofertas de Oportunidad registraron una disminución mucho menor, del 3.94% respecto a marzo. Como se mencionó en análisis previos, esto evidencia que las inyecciones desde Panamá al MER se realizaban principalmente a través de CF, CNFFF y sus respectivas Ofertas de Flexibilidad, antes de la actualización de la capacidad máxima de exportación de dicho país hacia Costa Rica a 0 MW en la mayoría de los días de abril.

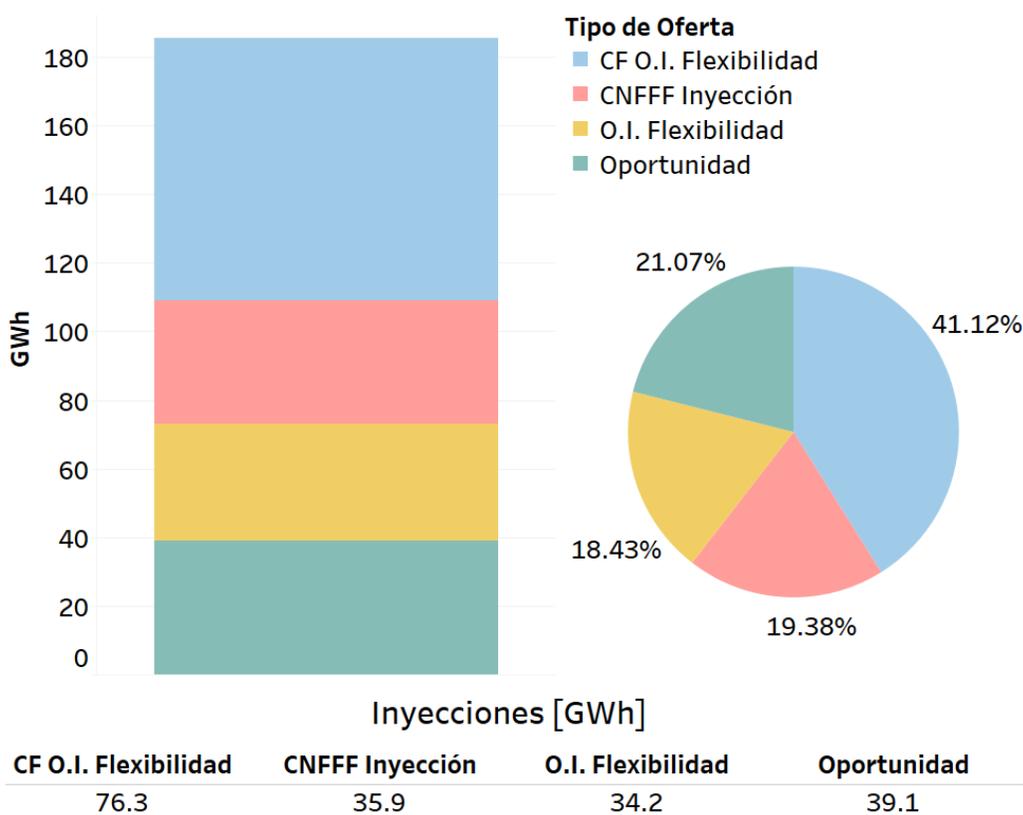
Al desglosar la participación por tipo de oferta durante abril, se observa que las inyecciones mediante CF representaron el 41.12% del total, equivalentes a 76.3 GWh. Las Ofertas de

Oportunidad aportaron el 21.07% (39.1 GWh), las inyecciones físicas mediante CNFFF representaron el 19.38% (35.9 GWh), y las asociadas a Ofertas de Flexibilidad vinculadas a CNFFF contribuyeron con el 18.43% (34.2 GWh).

En cuanto a los retiros de energía registrados durante el cuarto mes del año, la distribución también refleja el impacto de la actualización de la capacidad máxima de exportación de Panamá hacia Costa Rica a 0 MW durante la mayor parte del mes. Los retiros mediante CF continuaron siendo los de mayor volumen, con una participación del 51.22% del total (92.91 GWh), aunque evidenciaron una disminución de aproximadamente 26.73% respecto a marzo. Les siguieron los retiros mediante Ofertas de Oportunidad, que representaron el 26.63% (48.31 GWh), con una reducción del 26.80%; los retiros físicos asociados a CNFFF, con una participación del 19.81% (35.94 GWh) y una disminución del 62.76%; y finalmente, los retiros asociados a Ofertas de Flexibilidad vinculadas a CNFFF, que constituyeron el 2.33% (4.23 GWh), registrando una reducción del 74.82% respecto al mes anterior.

A continuación, se presentan las figuras que ilustran la distribución de las inyecciones y retiros de energía por tipo de oferta durante el mes en análisis.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA

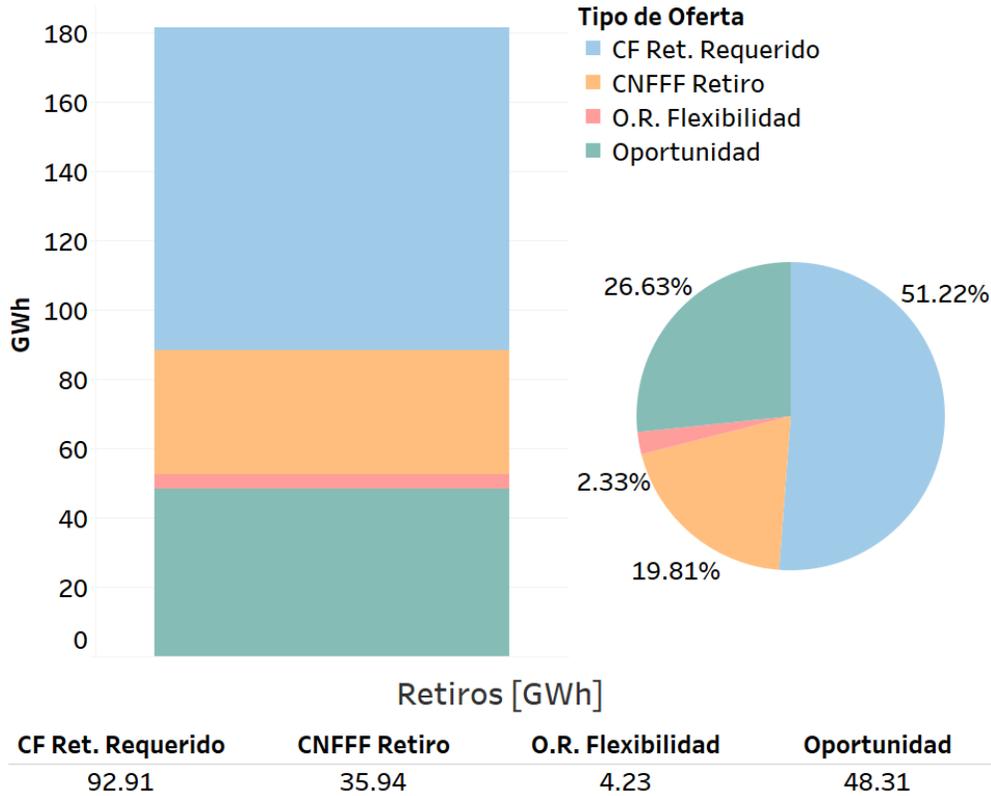


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.

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

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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

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

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante abril de 2025 fue de 142.06 USD/MWh, lo que representa una reducción del 46.19% respecto al mismo mes del año anterior, cuando se registró un promedio de 264.02 USD/MWh. Tal como se muestra en la figura 6, el precio promedio diario de abril de 2025 fue consistentemente inferior en la mayoría de los días del mes en comparación con abril de 2024, salvo los días 29 y 30, lo que confirma la

tendencia a la baja observada desde finales de 2024 y que se ha prolongado hasta, al menos, los últimos días abril de 2025.

Esta evolución descendente de los precios se ha producido a pesar de que en 2024 estuvo presente el fenómeno climático de “*El Niño*”, cuyos efectos fueron especialmente intensos durante el primer cuatrimestre del año, provocando una marcada reducción en la disponibilidad hidroeléctrica regional. En contraste, aunque en 2025 también se ha observado una disminución en la generación hidroeléctrica desde mediados de febrero, esta ha sido menos severa que la del año anterior, permitiendo así la continuidad de la tendencia de precios a la baja en el mercado.

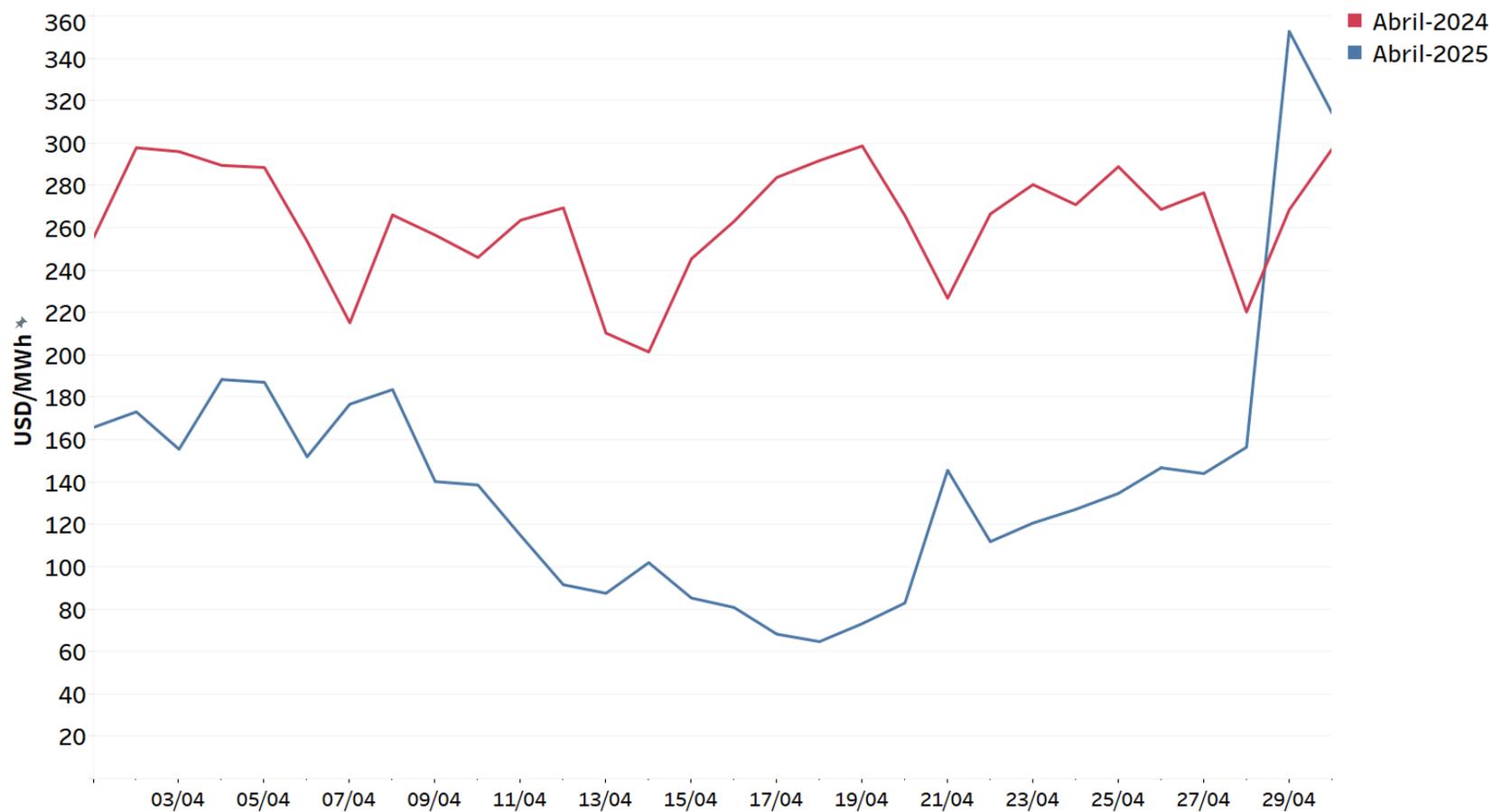
Es importante destacar que en abril de 2025 se mantuvo una reducción interanual similar a la registrada en marzo, cuando la variación fue del 43.26%. Esta disminución sostenida se relaciona principalmente con la limitada oferta hidroeléctrica, resultado de un déficit de precipitaciones en cuencas clave de países como Guatemala y El Salvador. No obstante, este efecto fue parcialmente atenuado en abril por aumentos esporádicos de precipitación en cuencas relevantes de Costa Rica, lo que explica que la variación interanual del mes fuese levemente mayor a la de marzo, con una diferencia de 2.93 puntos porcentuales.

Sin embargo, la disminución en la generación hidroeléctrica observada desde mediados de febrero plantea un posible cambio en la dinámica de precios para los próximos meses de 2025. La magnitud de la reducción de precios respecto a 2024 podría moderarse, dependiendo de la evolución del recurso hídrico y del comportamiento estacional de la demanda, especialmente con la transición hacia el periodo seco en algunos países. De hecho, ya en los últimos días de abril se registraron precios más altos en comparación con el comportamiento observado durante el resto del mes.

En conclusión, durante abril de 2025 se mantuvo la tendencia a la baja en los precios observada en los meses anteriores, con un comportamiento particularmente similar al registrado en marzo. No obstante, la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica volvió a limitar la magnitud de la reducción. Este comportamiento reafirma la necesidad de diversificar la matriz de generación regional y de aplicar estrategias eficaces de gestión de riesgos, tanto técnicos como comerciales.

En esa línea, esta Comisión ha venido abordando dichos desafíos mediante diversas acciones, entre ellas, la contratación del Grupo de Vigilancia del Mercado (GVM) para el análisis de los fenómenos climáticos y su impacto en el MER, así como la entrada en vigor —a partir del 1 de mayo de 2025— de la Resolución CRIE-08-2025. Esta resolución modificó los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, relativos a los CNFFF y CF, cuyos efectos podrían comenzar a reflejarse en los resultados de la operación comercial correspondientes al mes de mayo de 2025.

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

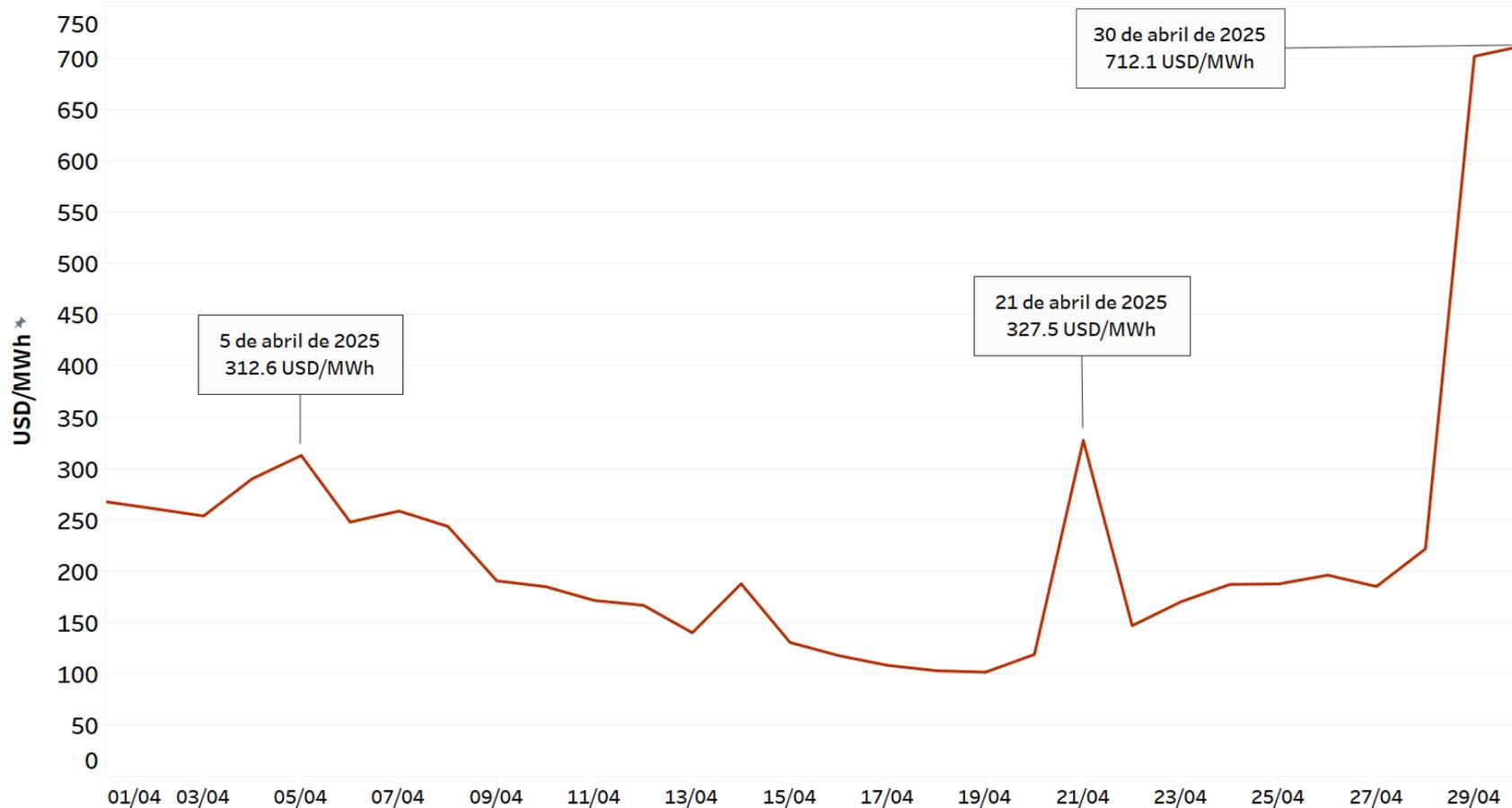


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Como se indicó previamente, el precio nodal promedio del MER en abril de 2025 fue de 146.02 USD/MWh. No obstante, los precios máximos se mantuvieron relativamente estables durante gran parte del mes, salvo en algunos días de la primera y segunda quincena,

cuando el despacho de generación en la mayoría de las áreas de control de los países miembros impulsó un incremento en el precio del MER, debido a la limitada disponibilidad de generación hidroeléctrica en la región.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER ABRIL 2025



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

Este comportamiento de precios máximos elevados se acentuó en los dos últimos días del mes, cuando se registraron picos significativos de hasta 701.8 USD/MWh y 712.1 USD/MWh, respectivamente. Dichos valores se atribuyen a condiciones operativas excepcionales en las áreas de control de Guatemala y Panamá. En particular, la pérdida de recursos de generación en el área de control de Guatemala los días 29 y 30 de abril, aunada a la baja disponibilidad de generación térmica en Panamá, contribuyeron a la ocurrencia de estos elevados precios en el MER.

Los elevados precios máximos registrados en los dos últimos días del mes tuvieron su origen en solicitudes de Redespacho Regional realizadas por el Operador del Sistema/Operador del Mercado (OS/OM) de Guatemala, a raíz de la salida imprevista de los bloques 6 y 7 del Ingenio Magdalena. A esta condición se sumó la escasa disponibilidad de generación térmica en la zona atlántica de Panamá, específicamente en el área donde se ubican las centrales térmicas Bahía Las Minas y Cativá, conectadas a los nodos 6059 (Las Minas 1) y 6270 (Cativa), respectivamente.

Cabe destacar que el nodo 6059, además de recibir generación radial de la central Bahía Las Minas, abastece carga asociada a la subestación France Field, lo cual contribuyó al alza de precios en dicho nodo.

Pese a este contexto operativo adverso, no se registró el despacho de ofertas locales en estos nodos durante los periodos de mayor precio. Sin embargo, se observaron abastecimientos a través del MOR, como resultado de transacciones declaradas por agentes guatemaltecos asociadas a CF. En este marco, las ofertas de flexibilidad vinculadas a dichas transacciones fueron presentadas con precios inferiores a los precios nodales resultantes, lo que activó la aplicación del cargo por Transacciones No Comprometidas en Contrato (TPNC).

Este comportamiento evidencia señales de escasez local y la necesidad de cubrir la demanda mediante importaciones regionales a precios elevados, generando señales económicas relevantes. Dichas señales requieren especial atención por parte de los actores del MER, dada la importancia de asegurar una mayor confiabilidad y disponibilidad de recursos en zonas operativamente críticas del sistema.

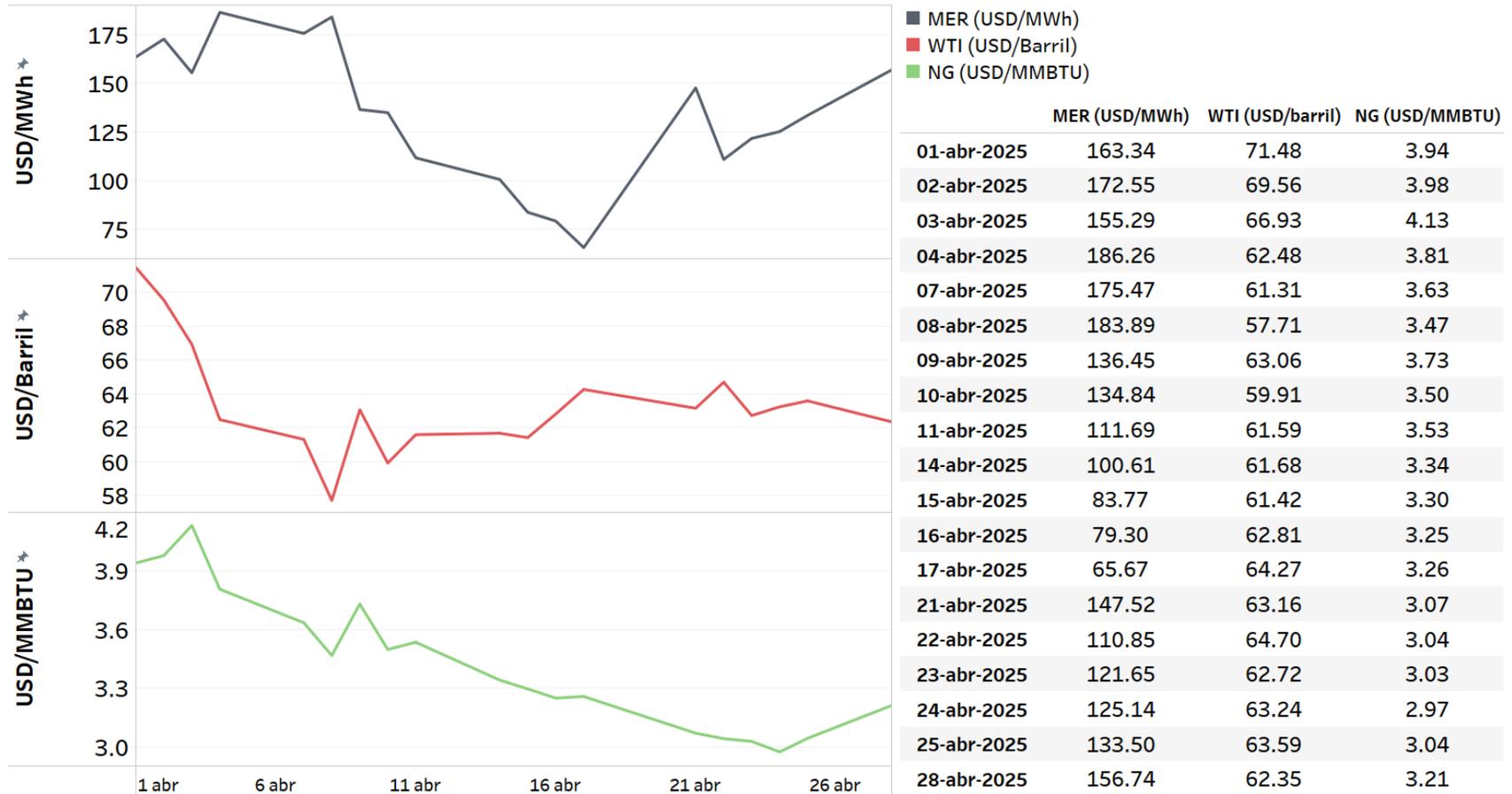
En lo que respecta al rol de la CRIE, es importante reiterar que se han adoptado las medidas correspondientes conforme a lo establecido en la resolución CRIE-08-2025, vigente desde el 1 de mayo de 2025. Dicha resolución, mediante la reforma de los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Libro II del RMER, habilita a los agentes del MER a consignar, o no, la aceptación de los costos necesarios para el cumplimiento de sus compromisos contractuales, ya sean CNFFF o CF, en situaciones de escasez de energía que requieran abastecimiento a través de ofertas en el MOR. En caso de que dicha aceptación no sea consignada, el despacho del contrato correspondiente se realizará sobre la generación disponible declarada.

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

En abril de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural mostraron variaciones dentro de rangos definidos, reflejando tanto la dinámica del mercado internacional de combustibles fósiles como factores regionales asociados a la oferta y demanda de energía. El precio del barril de petróleo, con base en la referencia (*West Texas Intermediate*), se situó entre USD 57.71 y USD 71.48. En cuanto al gas natural, el precio del MMBTU (millón de BTU “*British Thermal Unit*”) osciló entre USD 2.97 y USD 4.13.

Durante el mes analizado, se observó una correlación positiva entre el precio promedio del MER y los precios tanto del petróleo como del gas natural. No obstante, la correlación con el petróleo fue débilmente positiva, mientras que la correlación con el gas natural fue moderadamente positiva. Estos comportamientos se muestran tanto en los análisis gráficos como en los resultados estadísticos obtenidos.

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



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

La relación entre los precios promedio del MER y los precios internacionales del petróleo y del gas natural evidenció una correlación positiva, aunque de distinta magnitud. La covarianza entre el precio promedio del MER y el del petróleo fue de 13.88, mientras que con el gas natural fue de 6.64.

Los coeficientes de correlación correspondientes fueron 0.12 (petróleo) y 0.52 (gas natural), indicando una correlación positiva muy baja en el primer caso y moderada en el segundo. Estos resultados sugieren que, si bien los precios de los combustibles fósiles influyeron en la formación de precios en el MER, otros factores también desempeñaron un papel significativo.

Durante abril, los precios internacionales del petróleo registraron una notable volatilidad. El precio del WTI cayó aproximadamente del 13.2% respecto al cierre de marzo. En cuanto al gas natural, los precios también mostraron fluctuaciones. A pesar de la caída en los precios del petróleo, la correlación moderada entre el precio del MER y el del gas natural sugiere que este combustible tuvo una influencia más consistente en la formación de precios en el mercado.

Además de los precios de los combustibles fósiles, las condiciones climáticas adversas en la región centroamericana durante abril redujeron la disponibilidad de generación hidroeléctrica, aumentando la dependencia de la generación térmica. Esta situación, combinada con escenarios imprevistos de pérdida de generación, contribuyó a la variabilidad en los precios del MER.

En este contexto, la composición de las matrices energéticas nacionales cobró especial relevancia. Durante febrero, Panamá fue el principal inyector neto de energía al MER, respaldado por su capacidad instalada a base de gas natural. Sin embargo, en marzo y abril, Panamá redujo significativamente sus inyecciones netas, y Guatemala y El Salvador asumieron el liderazgo como principales oferentes netos de energía en el MER. Guatemala, con una alta participación en generación a base de derivados del petróleo, y El Salvador, con una considerable capacidad de generación a base de gas natural, influyeron en la correlación observada entre los precios del MER y los precios de estos combustibles.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	13.88
NG (x), MER (y)	6.64
Coeficiente de correlación de Pearson (r)	
WTI (x), MER(y)	0.12
NG (x), MER (y)	0.52

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

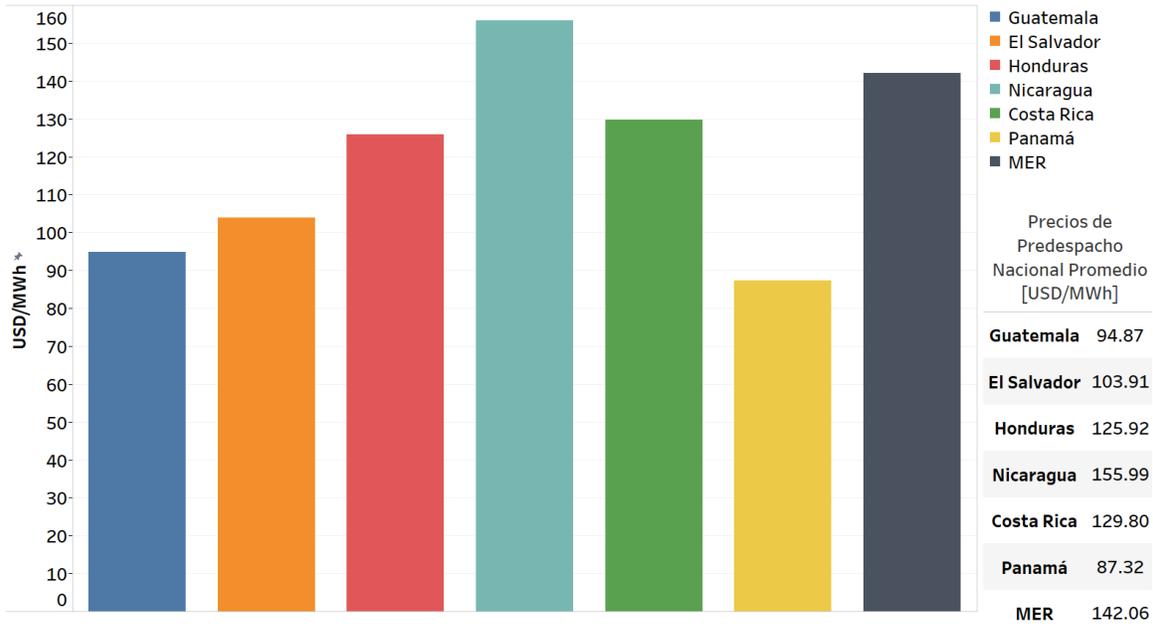
En conclusión, el análisis de la relación entre los precios del MER y de los combustibles fósiles confirma la importancia de la generación térmica marginal en la determinación de precios nodales en las distintas áreas de control. La interacción entre los precios internacionales de las diferentes fuentes energéticas y la disponibilidad de recursos

renovables regionales sigue siendo un factor clave. En este sentido, es fundamental continuar con el monitoreo detallado de las condiciones climáticas, la composición de las matrices energéticas de los países miembros y la evolución de los mercados internacionales de combustibles fósiles, a fin de comprender mejor las dinámicas de precios del MER y anticipar posibles escenarios de volatilidad.

6.1. Precios nacionales

Al comparar los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS), con los precios del MER, se observa, según las figuras 9 y 10, que, durante abril de 2025, el precio promedio del MER se ubicó por debajo del promedio registrado en Nicaragua, pero por encima del observado en el resto de países miembros (Guatemala, El Salvador, Honduras, Costa Rica y Panamá). Este comportamiento se relaciona con la posición relativa de cada país como exportador o importador de energía dentro del MER.

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



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

Guatemala, El Salvador y Costa Rica se consolidaron como los principales exportadores netos. Particularmente, Honduras, Panamá y Costa Rica mostraron bajos niveles de retiro, lo cual refleja una adecuada cobertura de su demanda interna y disponibilidad de excedentes de generación con costos competitivos. Este desempeño fue favorecido por condiciones favorables en sus sistemas de generación durante ciertos períodos del mes en el caso de Honduras y Costa Rica, y de manera sostenida a lo largo del mes en el caso de Panamá. En estos países, los precios marginales se mantuvieron, en buena parte del mes,

por debajo del promedio regional, lo que facilitó su participación como exportadores y limitó su necesidad de importar energía.

En contraste, Nicaragua registró los precios promedio más altos de la región, acompañados del mayor volumen de retiros en el mes. Esto indica una mayor dependencia de las importaciones regionales para cubrir su demanda a precios más competitivos, situación que se ha mantenido desde 2024.

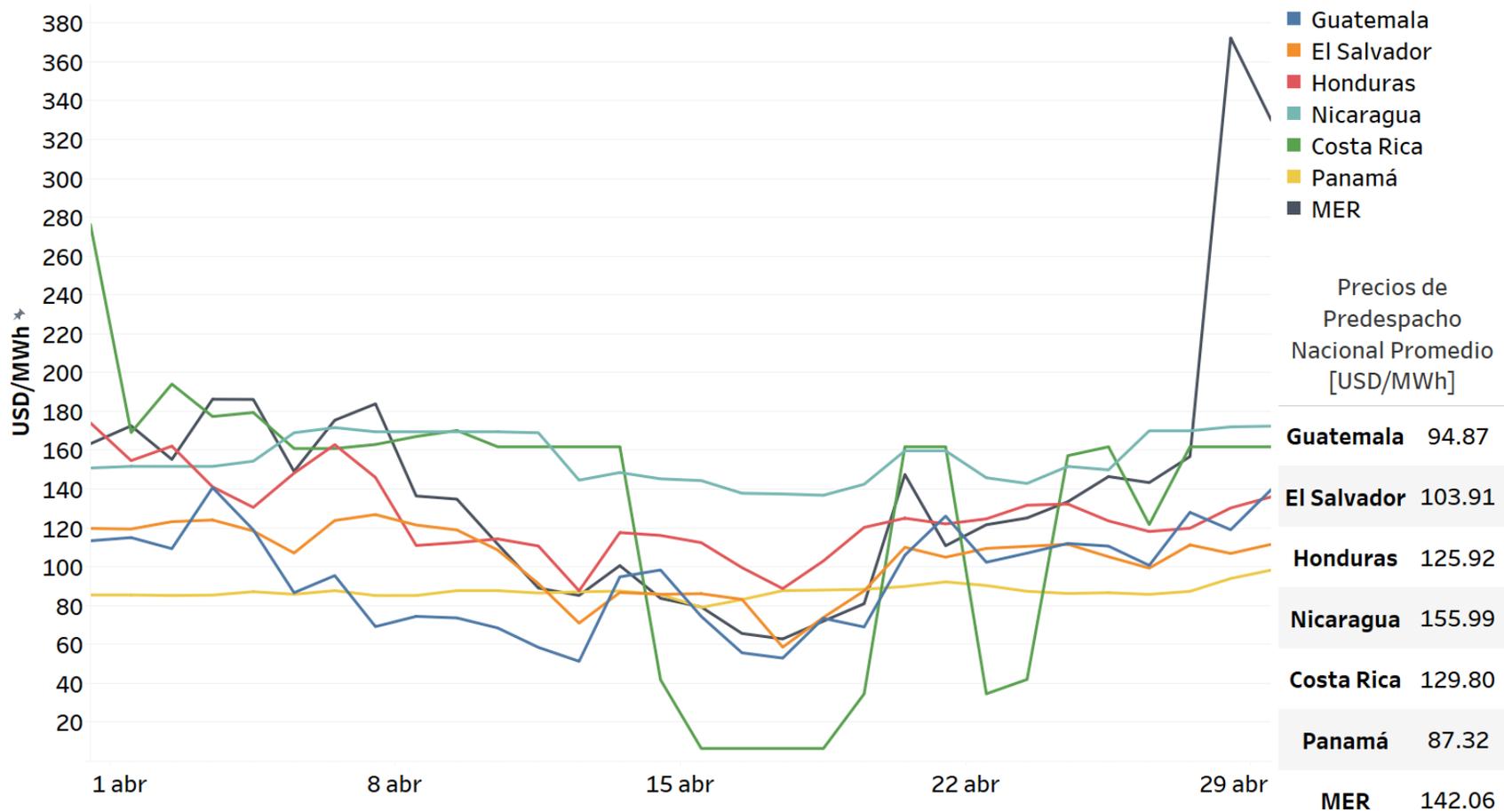
Desde una perspectiva global, la reducción en la generación hidroeléctrica en la región incrementó la necesidad de recurrir a unidades térmicas con mayores costos operativos, lo que provocó un alza en los precios locales y una mayor necesidad de adquirir electricidad en el MER a precios relativamente más bajos. Esta dinámica pone de manifiesto la importancia del intercambio regional, que permite a los países enfrentar limitaciones internas mediante el acceso a ofertas más competitivas, o colocar sus excedentes cuando las condiciones locales lo permiten.

Cabe destacar que el marco regulatorio, específicamente el numeral 1.3 del Libro I del RMER, establece como uno de los objetivos principales del MER el beneficio a los habitantes de los países miembros a través del abastecimiento económico y oportuno de electricidad, con el propósito de garantizar un suministro más confiable, de calidad y seguro. En este sentido, el esquema regional permite aprovechar al máximo los recursos disponibles, reducir los costos globales del sistema y fortalecer la seguridad energética en la región.

Las diferencias en la composición de las matrices de generación inciden directamente en el rol que desempeña cada país dentro del MER. Guatemala y El Salvador, con matrices diversificadas que incluyen fuentes hidroeléctricas, térmicas y biomasa, mantienen costos operativos competitivos. Panamá, por su parte, se beneficia de su capacidad instalada a base de gas natural, lo que le permite ofertar a precios relativamente bajos en momentos de alta demanda térmica. En cambio, Nicaragua y Costa Rica dependen en mayor medida de la generación hidroeléctrica, por lo que enfrentan incrementos de costos cuando las condiciones climáticas son desfavorables, lo que los obliga a recurrir a generación térmica con recursos más costosos y, en consecuencia, a importar energía del MER a precios más competitivos que los locales.

En resumen, el análisis conjunto de los CMS nacionales, los precios del MER y las tendencias internacionales de los combustibles fósiles demuestra que la interacción entre las condiciones internas de generación, la disponibilidad de recursos renovables y el acceso a tecnologías más eficientes incide directamente en la competitividad de cada país dentro del mercado. Este tipo de análisis refuerza la necesidad de monitorear de forma continua la evolución de las matrices energéticas, así como de promover la eficiencia operativa en el abastecimiento regional y la expansión de la infraestructura de transmisión, en consonancia con los principios del RMER.

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



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

7. Monitoreo del MER

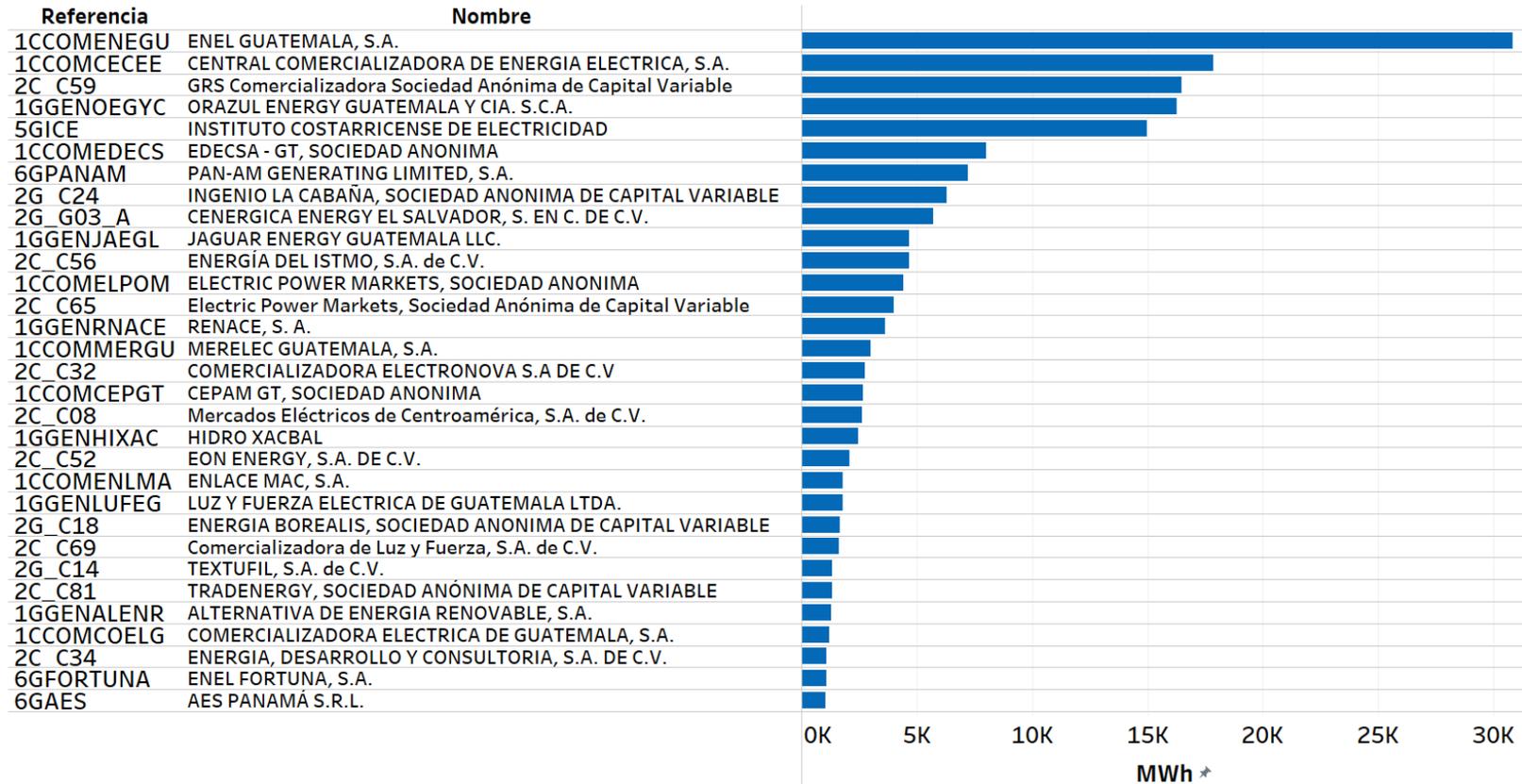
En cumplimiento de las funciones de supervisión y vigilancia establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER, la CRIE tiene la responsabilidad de monitorear a los agentes con mayores volúmenes de transacciones, tanto de inyección como de retiro. Además, debe identificar y dar seguimiento a aquellos que presentan precios atípicos en sus ofertas dentro del MCR y el MOR. Esta labor es esencial para detectar posibles comportamientos anómalos o prácticas de mercado que puedan afectar la transparencia y eficiencia del MER, garantizando el cumplimiento de la Regulación Regional.

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

Durante abril de 2025, el agente *ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU)*, de Guatemala, se posicionó como el principal vendedor de energía en el MER, con una inyección de 30,825 MWh, equivalente al 16.62% del total mensual. En segundo lugar, se ubicó *CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA (1CCOMCECEE)*, también de Guatemala, con 17,837 MWh (9.62%), seguida por *GRS Comercializadora Sociedad Anónima de Capital Variable (2C_C59)*, de El Salvador, con 16,462 MWh (8.88%). A continuación, se situaron *ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A. (1GGENOEGYC)*, de Guatemala, con 16,259 MWh (8.77%), y el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE)*, de Costa Rica, con 14,981 MWh (8.08%). Estos cinco agentes provienen de los tres países con mayores niveles de inyección durante el mes analizado.

En contraste, a diferencia del mes anterior, en el que el agente *PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A. (6GPANAM)*, de Panamá, lideró las inyecciones con una participación del 9.34% (28,808 MWh), en abril registró una reducción considerable en su participación. Esta disminución se debió a la actualización de la máxima capacidad de exportación del área de control de Panamá a 0 MW durante la mayor parte del mes, lo que resultó en una participación reducida del 3.90% (7,226 MWh).

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER ABRIL 2025



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

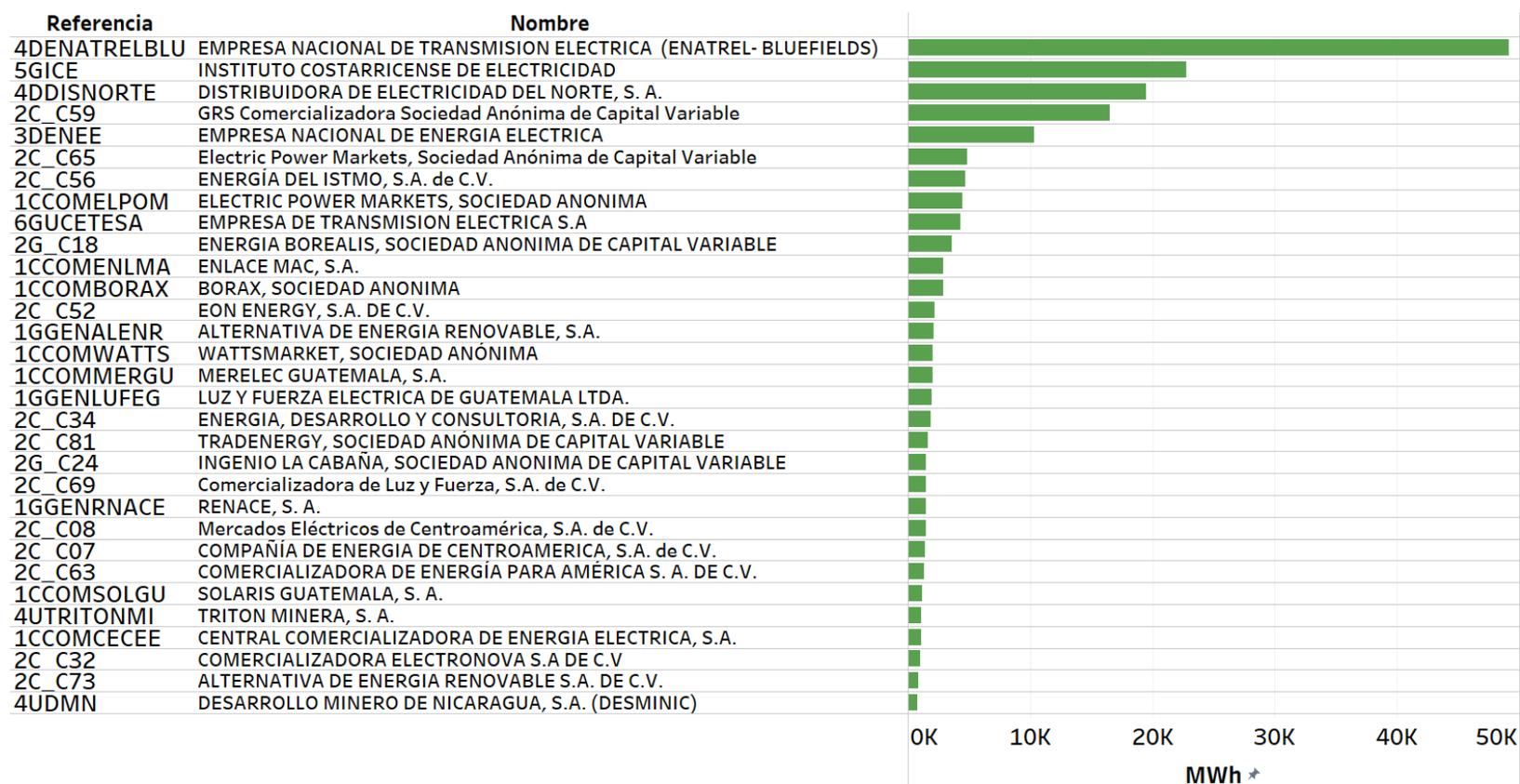
7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

En cuanto a los retiros, la *EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENATREL-BLUEFIELDS* (4DENATRELBLU), de Nicaragua, se posicionó como el principal comprador del MER durante abril, con un volumen de 49,172 MWh, equivalente al 27.11% del total

mensual. Le siguió el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD* (5GICE), de Costa Rica, con 22,746 MWh (12.54%), también de Nicaragua, la *DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.* (4DDISNORTE), ocupó el tercer lugar con 19,500 MWh (10.75%).

Estos tres agentes concentraron los mayores volúmenes de retiro durante el mes, lo que refleja una elevada dependencia de las importaciones del MER para atender la demanda en sus respectivas áreas de control. Esta situación es coherente con el rol de Nicaragua y Costa Rica como dos de los principales compradores de energía en el período analizado.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER ABRIL 2025



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

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

En el cuarto mes de 2025, al igual que en los demás meses transcurridos del mismo año, el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD* (5GICE) presentó ofertas de inyección con precios significativamente elevados (≥ 400 USD/MWh). En este contexto, Costa Rica registró el segundo CMS más alto de la región, con un promedio mensual de 129.80 USD/MWh, solo superado por Nicaragua, cuyo promedio fue de 155.99 USD/MWh. Además, se observaron valores elevados en los CMS diarios promedio de Costa Rica a lo largo del mes, especialmente al inicio, en coincidencia con la reducción sostenida de generación hidroeléctrica que afecta al país desde la segunda quincena de febrero, y que fue atenuada parcialmente durante algunos días de la segunda mitad de abril.

Las ofertas del 5GICE, con un precio promedio de 595.69 USD/MWh, han sido previamente justificadas por el propio agente, señalando que corresponden a excedentes de generación de la planta térmica Moín III (diésel). Asimismo, el agente ha explicado que estos valores, que oscilan entre 594 USD/MWh y 612 USD/MWh, reflejan el impacto del impuesto nacional sobre el uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cuyo valor ronda el 31%, encareciendo sus costos en comparación con otros países de la región. En condiciones como las observadas en abril, los excedentes ofrecidos al MER provienen exclusivamente de generación térmica, lo cual es habitual ante una disponibilidad limitada de recursos hidroeléctricos.

Por otro lado, el agente *ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.* (1GGENLENR), de Guatemala, que en el mes anterior también presentó ofertas de inyección con precios elevados (≥ 400 USD/MWh), aunque en volúmenes considerablemente menores a los del 5GICE, no volvió a realizar ofertas con esas características en abril. Cabe destacar que fue la primera vez, tanto en 2024 como en lo que va de 2025, que dicho agente declaró precios de tal magnitud, situación que motivó a esta Comisión a solicitar las justificaciones técnico-económicas correspondientes que sustentaran dicha estrategia de oferta.

En el caso del mercado eléctrico guatemalteco, la regulación nacional faculta al Administrador del Mercado Mayorista (OS/OM del área de control de Guatemala) a realizar ofertas de oportunidad de inyección al MER con precios determinados a partir de valores históricos de los CMS nacionales, en caso de que los agentes omitan ofrecer voluntariamente energía a precios más competitivos, partiendo del límite mínimo de precios que establece dicho OS/OM. Esto sugiere que las ofertas asociadas al agente 1GGENLENR durante el mes anterior fueron realizadas por el OS/OM conforme a lo señalado, considerando que dicho agente opera centrales hidroeléctricas con costos de operación y mantenimiento (O&M) considerablemente inferiores a los precios ofertados.

Cabe señalar que, de las ofertas presentadas por el 5GICE, se despacharon 1,369.39 MWh, lo que evidencia su influencia en la formación de señales de precio durante abril, especialmente en un contexto caracterizado por la sostenida reducción de generación hidroeléctrica en la región y por la actualización de las máximas capacidades de exportación del área de control de Panamá a 0 MW durante la mayoría de días de dicho mes.

La Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre la evolución de estas declaraciones de precios, con el objetivo de evaluar su impacto en la formación de precios en el sistema regional. Hasta la fecha, ningún otro agente ha registrado ofertas de inyección en el MOR con precios significativamente elevados durante 2025.

TABLA 2. AGENTE CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A 400 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	71,352.00	1,369.39	595.69	612.00

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

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

Durante el mes analizado, tres agentes de Guatemala y uno de Panamá presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh, correspondientes a energía asociada a CF. A continuación, se detalla la participación de cada uno:

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	31,860.00
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	13,500.00
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	240.00
1GGENRNACE	RENACE, S. A.	8.00

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

- *ENEL GUATEMALA, S.A.* (1CCOMENEGU) lideró este tipo ofertas, concentrando el 69.86% del total.
- *CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.* (1CCOMCECEE), también de Guatemala, ocupó el segundo lugar con una participación del 29.60%, luego de haber encabezado las declaraciones en marzo.

- Del volumen total de energía declarado mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los CF (92,909 MWh), el 49.09% fue ofertado a un precio de 0 USD/MWh. Este valor representa un aumento considerable respecto a la tendencia observada en los dos meses anteriores, en los cuales la proporción no superó el 30%.

Los agentes involucrados, con excepción de 6GEISA, quien recientemente ha adoptado esta práctica, han explicado previamente a la CRIE los motivos que sustentan estas declaraciones. Entre las principales razones se destacan:

- Asegurar que la generación utilizada para atender los retiros provenga exclusivamente del área de control correspondiente.
- Limitaciones en las garantías requeridas para realizar transacciones de oportunidad en el MER.
- Volatilidad de los precios tanto del MER como de los mercados nacionales.

Cabe señalar que la Regulación Regional no contempla actualmente mecanismos específicos para establecer límites de precios en este tipo de ofertas, lo cual puede dar lugar a prácticas que, bajo ciertas circunstancias, afecten la eficiencia y la transparencia del MER. Por ello, la CRIE mantiene un monitoreo constante sobre su evolución y su impacto en la formación de precios.

Al igual que en el caso de las ofertas con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE realiza un seguimiento detallado de aquellas declaradas a 0 USD/MWh, ya que esta práctica convierte los CF en compromisos físicos, lo que puede alterar la dinámica del MER. En este sentido, se solicitarán al agente 6GEISA las justificaciones técnico-económicas correspondientes.

Finalmente, es importante destacar que, en ocasiones anteriores, la intervención oportuna de esta Comisión, mediante requerimientos formales de justificación a los agentes involucrados, ha contribuido a que algunos ajusten sus procesos internos. Como resultado, se ha observado una mayor alineación de los precios ofertados con las condiciones reales del MER.

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

En abril de 2025, nueve agentes presentaron ofertas de retiro en el MOR con precios de compra iguales o inferiores a 10 USD/MWh. Al igual que en la mayoría de los meses de 2024 y lo que va de 2025, la mayoría de estas ofertas provino de agentes de El Salvador, los cuales concentraron el 92.85% del volumen total requerido bajo estas condiciones de precio.

Por su parte, la *EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA* (3DENEE), de Honduras, representó el 6.80%, mientras que el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD* (5GICE), de Costa Rica, aportó el 0.35%.

Esta distribución es muy similar a la observada en el mes anterior, donde seis agentes salvadoreños, junto con los representantes de Honduras y Costa Rica, también realizaron ofertas de retiro de energía del MER con precios en ese rango.

La información detallada se presenta a continuación en la siguiente tabla:

TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	10,800.00	5.00	5.00
2C_C56	ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.	5,100.00	3.45	3.00
3DNEEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	1,300.00	10.00	10.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	907.40	1.00	1.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	576.00	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	300.00	10.00	10.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	67.20	0.50	0.50
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	42.00	10.00	10.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	19.00	4.13	2.00

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

Durante el período analizado, los agentes salvadoreños continuaron presentando ofertas de retiro con precios extremadamente bajos, llegando hasta 1 USD/MWh, a pesar de que el precio promedio diario del MER se mantuvo de forma constante por encima del CMS de El Salvador. En promedio, el CMS de este país fue de 103.91 USD/MWh, frente a un precio promedio regional de 142.06 USD/MWh.

Asimismo, la *EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA* (3DNEEE), de Honduras, y el *INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD* (5GICE) realizaron ofertas de compra con precios también bajos, alcanzando mínimos de 10 USD/MWh y 0.50 USD/MWh, respectivamente.

En este contexto, se observan ciertas similitudes entre los CMS promedio mensuales por país:

- Honduras registró uno de los niveles más altos, con un CMS de 125.92 USD/MWh.
- Costa Rica presentó el segundo CMS más elevado de la región, con un promedio de 129.80 USD/MWh.

La Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene un seguimiento constante sobre este tipo de ofertas de retiro en el MOR, prestando especial atención a los agentes salvadoreños, quienes concentran la mayoría de las ofertas con precios bajos. La marcada diferencia entre sus CMS y los precios declarados en las ofertas de compra constituye un elemento clave para analizar su posible impacto en la eficiencia del mercado y en la formación de precios a nivel regional.

En el marco de esta labor de supervisión, se ha solicitado información a los agentes que han declarado ofertas de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh. Hasta el momento, se ha identificado que estos precios coinciden con períodos en los que la demanda nacional es baja y la generación interna disponible resulta suficiente para cubrirla. En este contexto, los agentes tienden a ofrecer precios bajos en el MER con el propósito de garantizar que cualquier energía adquirida regionalmente sea más barata que la disponible internamente. Esta estrategia también busca minimizar el riesgo de desplazar generación local más económica, evitando así compras innecesarias de energía más costosa en el MER que podrían derivar en un desaprovechamiento de recursos internos más competitivos.

Este comportamiento, si bien no representa un incumplimiento de la Regulación Regional, requiere un monitoreo continuo por parte de la CRIE para garantizar que estas prácticas no afecten la eficiencia ni la transparencia del MER. En ese sentido, esta Comisión continuará evaluando la evolución de estas estrategias de oferta para asegurar una operación alineada con los principios del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

8. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante abril de 2025 fueron las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y los eventos relacionados con la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF).

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

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) sobre las MCTP correspondientes a abril de 2025. Es importante señalar que, más adelante, se detallan dos actualizaciones realizadas a dichos valores, solicitadas por los OS/OMS de las áreas de control de El Salvador y Panamá, respectivamente, en atención a condiciones internas de operación excepcionales.

TABLA 5. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR (MW)

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	200	190	220
Media	300	250	260	220
Mínima	300	200	280	190

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

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

TABLA 6. MCTP ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE (MW)

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	240	300	200
Media	300	120	280	200
Mínima	300	240	300	200

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

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

(*) Los valores mostrados en las tablas 5 y 6, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

Como se indicó previamente, los OS/OM de las áreas de control de Panamá y El Salvador solicitaron actualizaciones a las MCTP durante abril, las cuales dieron lugar a los siguientes resultados:

TABLA 7. EXPORTACIÓN DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) A PARTIR DEL 03 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Escenario de Demanda	Exportación de Panamá hacia Costa Rica (Sur-Norte)
Máxima	0
Media	0
Mínima	0

Fuente: Nota EOR-GOS-01-04-2025-046

TABLA 8. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR PARA EL DÍA 16 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
09:00 – 09:59	10
10:00 – 10:59	0
11:00 – 11:59	0
12:00 – 12:59	0
13:00 – 13:59	15

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-11-04-2025-052

TABLA 9. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR PARA LOS DÍAS 17 Y 18 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
07:00 – 07:59	0
08:00 – 08:59	0
09:00 – 09:59	0
10:00 – 10:59	0
11:00 – 11:59	0
12:00 – 12:59	0
13:00 – 13:59	0
14:00 – 14:59	0
15:00 – 15:59	0

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-11-04-2025-052

TABLA 10. ACTUALIZACIÓN IMPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR PARA LOS DÍAS 19 Y 20 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Hora	Importación Total
07:00 – 07:59	0
15:00 – 15:59	0

Fuente: Anexo I de nota EOR-GOS-11-04-2025-052

TABLA 11. EXPORTACIÓN DE PANAMÁ HACIA COSTA RICA (SUR-NORTE) PARA LOS DÍAS 21, 22 Y 23 DE ABRIL DE 2025 (MW)

Escenario de Demanda	Valor vigente (*)	Valor solicitado
Máxima	0	200
Media	0	200
Mínima	0	200

Fuente: Nota EOR-GOS-14-04-2025-053

(*) Valor vigente oficializado mediante nota EOR-GOS-01-04-2025-046

8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en abril de 2025

Durante abril de 2025 se registraron eventos relevantes que comprometieron la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional (SER) y que requirieron la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). A continuación, se presenta un resumen de los eventos que originaron dicha activación:

TABLA 12. EVENTOS QUE PROVOCARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF ABRIL 2025

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
08/04/2025	01:19:34	Pérdida de 125.49 MW de generación en el área de control de Panamá debido a desconexión de la U2 de la Central Costa Norte. Posteriormente ocurrió pérdida adicional de 71.06 MW de generación en la misma área de control por disparo de la U1 de la Central Costa Norte a las 01:25 horas.
29/04/2025	22:09:00	Pérdida de 242.73 MW de generación en el área de control de Honduras debido a conato de incendio en la Planta Lufussa III.

Fuente: Elaboración propia con base en los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.

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

Los montos de carga que se desconectaron en el SER derivado de los eventos anteriormente descritos, así como las frecuencias mínimas registradas y las etapas del EDACBF que actuaron, se detallan a continuación:

TABLA 13. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTOS ABRIL 2025

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuaron en el SER	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
08/04/2025	01:19:34	59.331	1era. (*)	98.56
29/04/2025	22:09:00	59.216	1era.	262.04

Fuente: Elaboración propia con base en los informes preliminares de eventos elaborados por el EOR.

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

(*) Activación únicamente en las áreas de control de Honduras, Costa Rica y Panamá