



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

MAYO 2025

INFORME SV-31-2025



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

A magnifying glass with a black handle and silver rim is positioned in the bottom right corner. The lens is focused on the text 'UNA VISTA AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL', which is written in a bold, blue, sans-serif font.

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2.	Transacciones por país miembro	5
3.	Transacciones por tipo de mercado.....	7
4.	Transacciones por tipo de oferta	8
5.	Precios del MER.....	11
6.	Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	16
6.1.	Precios nacionales.....	19
7.	Monitoreo del MER	24
7.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	24
7.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	26
7.3.	Agentes que ofertaron con precios iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	28
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	30
7.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	32
8.	Indicadores técnicos.....	34
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) mayo 2025	34
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en mayo de 2025	35

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	11
Figura 6. Precios promedio horarios del MER mayo 2024-2025.....	13
Figura 7. Precios máximos del MER mayo 2025	14
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural mayo 2025	17
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER mayo 2025	19
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER mayo 2025	23
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER mayo 2025.....	25
Figura 12. Agentes con más retiros del MER mayo 2025.....	27

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural mayo 2025	18
Tabla 2. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	30
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	31
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	33
Tabla 5. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	34
Tabla 6. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	34
Tabla 12. Eventos que provocaron la activación del EDACBF mayo 2025	35
Tabla 13. Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos mayo 2025	35

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-14-2025 (emitida el 29 de mayo de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)**, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión denominado: “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CALPULES 138/13.8 kV 100 MVA”, (...).”*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)**, que cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), previa puesta en operación del proyecto de transmisión denominado: “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CALPULES 138/13.8 kV 100 MVA”.”*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/06/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-14-2025-Conexion-RTR-SE-Calpules.pdf>

Mediante resolución CRIE-15-2025 (emitida el 29 de mayo de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)**, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y DE DISTRIBUCIÓN LA VICTORIA 138/13.8 kV, 100 MVA”, (...).”*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)**, que cumpla con lo establecido en los numerales 4.5.4.1, 4.11.1, 4.11.2 y 4.11.3 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), previa puesta en operación del proyecto de transmisión eléctrica denominado: “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y DE DISTRIBUCIÓN LA VICTORIA 138/13.8 kV, 100 MVA”.”*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/06/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-15-2025-Conexion-RTR-SE-La-Victoria.pdf>

2. Transacciones por país miembro

En mayo de 2025, Panamá se consolidó como el principal proveedor de energía al Mercado Eléctrico Regional (MER), con una inyección de 98.96 GWh, equivalente al 31.26% del total. Le siguieron Guatemala, que en meses anteriores se había mantenido como el mayor exportador, con 81.19 GWh (25.65%); El Salvador con 71.70 GWh (22.65%); Costa Rica con 64.58 GWh (20.40%); y Honduras, con una participación marginal de 0.16 GWh (0.05%). Nicaragua, por su parte, continuó sin realizar inyecciones al MER, manteniendo la tendencia observada desde finales de 2024.

El descenso de Guatemala al segundo lugar en volumen de inyecciones se explica principalmente por una reducción significativa en su generación renovable, cercana a los 121 GWh en comparación con abril. Esta caída se debió, en gran medida, a una menor generación con biomasa (77 GWh), y en menor proporción, a una disminución en la producción hidroeléctrica (23 GWh), según datos del AMM (Operador del Sistema/Operador del Mercado del área de control de Guatemala). La menor oferta redujo la capacidad del país para colocar excedentes energéticos a precios competitivos, tanto en contratos como en ofertas de oportunidad. Cabe señalar que la disminución en la generación con biomasa guarda relación con el cierre progresivo del período de zafra, fenómeno estacional que limita la disponibilidad de residuos agrícolas para generación energética hacia mediados de año.

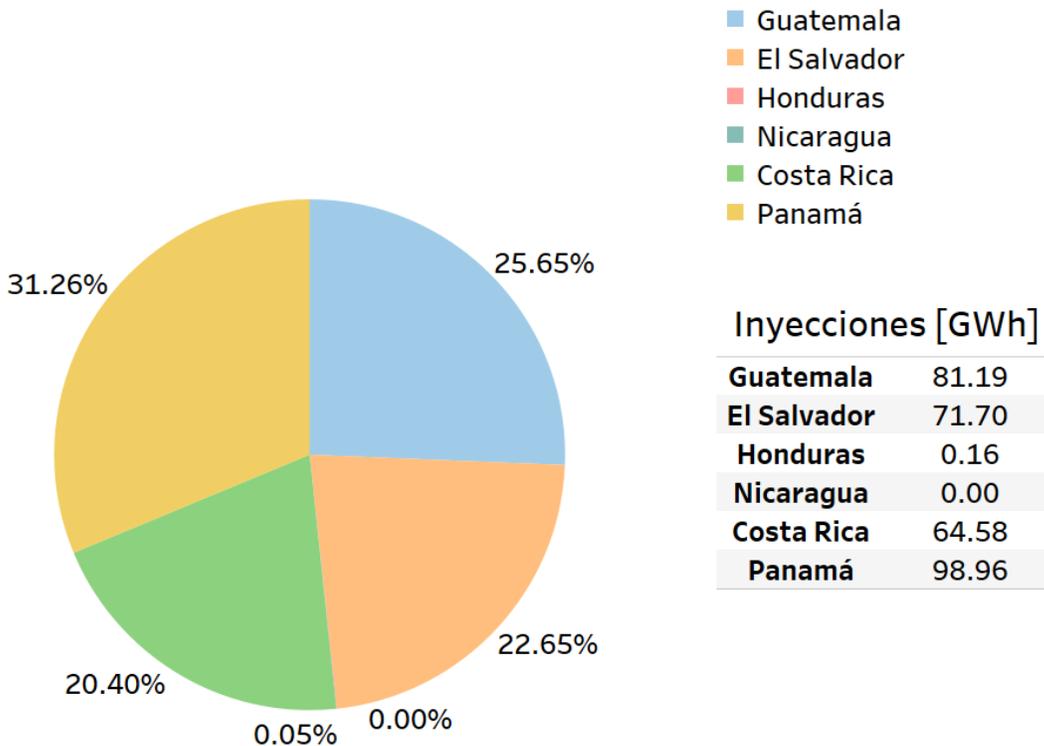
En contraste, Panamá experimentó una recuperación significativa en sus inyecciones al MER, respaldada por un incremento aproximado de 303 GWh en su generación hidroeléctrica respecto al mes anterior, según datos del CND-ETESA (Operador del Sistema/Operador del Mercado del área de control de Panamá). A pesar de una disminución en la producción eólica y solar, el repunte hidroeléctrico fortaleció su capacidad exportadora, particularmente a través de contratos, aunque también se observó una participación adicional, aunque menor, en el mercado de oportunidad. Esta recuperación fue favorecida por condiciones climáticas propicias en el occidente del país, caracterizadas por un régimen de lluvias superior al promedio, producto del ingreso anticipado de la estación lluviosa en la región istmeña, de acuerdo con información del Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá (IMHPA).

En cuanto a los retiros de energía del MER, durante mayo de 2025, Guatemala, Nicaragua, El Salvador y Honduras se posicionaron como los principales compradores, con volúmenes de 108.67 GWh (33.91%), 103.49 GWh (32.29%), 68.32 GWh (21.32%) y 35.22 GWh (10.99%), respectivamente. Panamá registró retiros menores (4.75 GWh; 1.48%), mientras que Costa Rica no reportó retiros en ese mes.

Destaca particularmente el caso de Costa Rica, que presentó una reducción considerable respecto a abril, cuando sus retiros alcanzaron cerca de 23 GWh. Esta variación se encuentra estrechamente relacionada con un incremento en su generación hidroeléctrica, que aumentó en aproximadamente 870 GWh respecto al mes anterior, según datos del DOCSE-ICE (Operador del Sistema/Operador del Mercado del área de control de Costa Rica). Este aumento en la oferta interna se tradujo en una reducción significativa de precios en su mercado nacional, disminuyendo el incentivo económico para importar energía desde el MER.

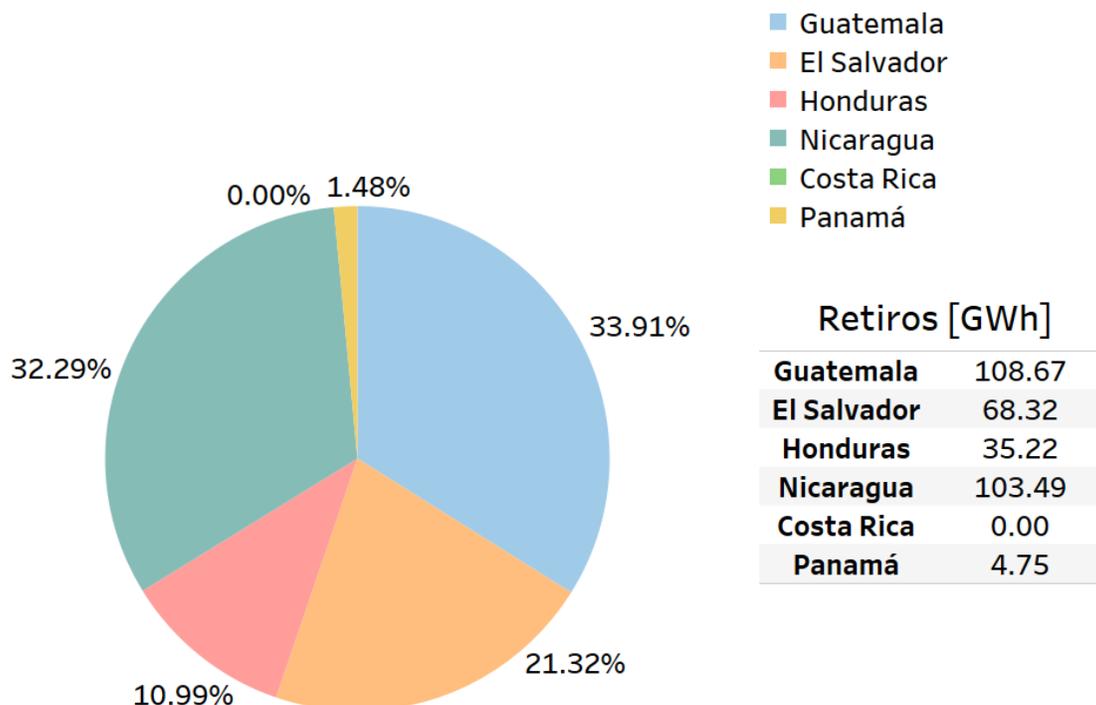
Por su parte, el comportamiento de Guatemala, Nicaragua, El Salvador y Honduras en materia de retiros refleja una creciente dependencia de los intercambios regionales. En el caso de Nicaragua, esta tendencia se ha mantenido desde finales de 2024, debido a la limitada disponibilidad de generación interna a costos competitivos. En cuanto a Guatemala, como se explicó previamente, la reducción en la generación hidroeléctrica y de biomasa, sumada a un aumento en el consumo interno de aproximadamente 96 GWh, generó una presión adicional sobre la demanda, que se cubrió mediante importaciones desde el MER. Este fenómeno ilustra cómo una menor disponibilidad de tecnologías renovables de bajo costo puede incentivar la búsqueda de energía más económica en el mercado regional.

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 mayo de 2025, el 74.69% de las inyecciones de energía al MER, equivalente a aproximadamente 237 GWh, se realizó a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 25.31% restante, correspondiente a cerca de 80 GWh, se realizó mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Aunque esta distribución porcentual se mantuvo similar a la registrada en abril, se observó un incremento sustancial en los volúmenes absolutos inyectados en ambos mercados. En el MCR, el aumento fue del orden de 90 GWh, mientras que las inyecciones al MOR se duplicaron, pasando de 39 GWh en abril a 80 GWh en mayo, lo que representa un incremento aproximado del 105%.

Este comportamiento estuvo estrechamente vinculado a las condiciones hidrometeorológicas favorables que predominaron en Panamá y Costa Rica, las cuales permitieron un aumento significativo en la disponibilidad de excedentes de generación, especialmente a partir de fuentes hidroeléctricas. Estas condiciones facilitaron a ambos países elevar sus exportaciones al MER, tanto mediante contratos como a través de ofertas de oportunidad.

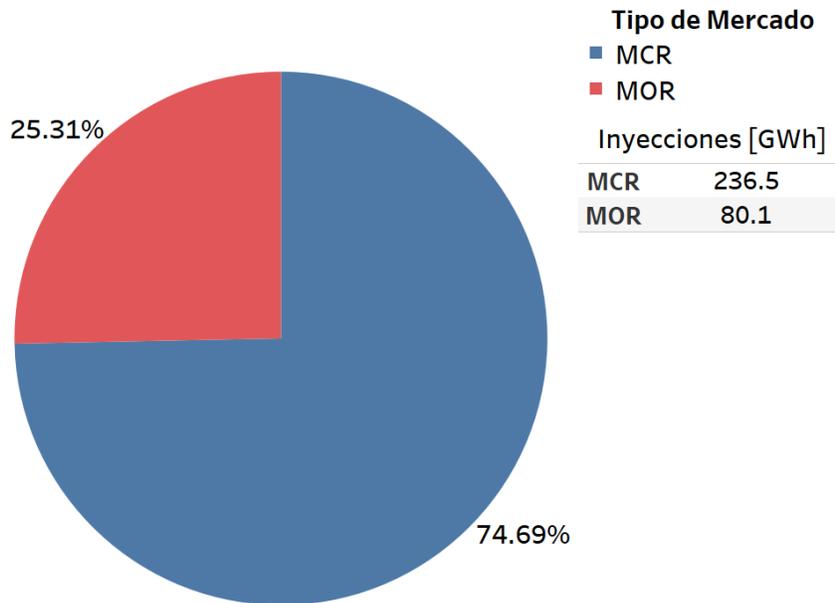
En el caso específico de Panamá, además del repunte en la generación hidroeléctrica, no se presentaron restricciones normativas ni operativas que limitaran su capacidad de exportación durante mayo. Esto contrastó con lo ocurrido en abril, cuando tales

restricciones redujeron significativamente su participación en el MCR. La ausencia de estas limitaciones en mayo permitió una mayor colocación de energía mediante contratos, contribuyendo al incremento observado en este segmento del mercado.

El aumento en las inyecciones al MOR también obedeció a la mayor competitividad de los precios ofrecidos, impulsada por la abundante generación hidroeléctrica disponible en ambos países. Esto favoreció una participación más activa de los agentes en este segmento de corto plazo.

En conjunto, la proporción de inyecciones entre el MCR y el MOR registrada en mayo (75% y 25%, respectivamente) se mantuvo en línea con la distribución típica observada durante el primer cuatrimestre de 2025, así como con la tendencia prevaleciente a lo largo de 2024. Esta estabilidad estructural confirma la consolidación del MCR como el principal mecanismo de intercambio regional, con el MOR desempeñando un papel complementario, particularmente en contextos de alta disponibilidad de excedentes y precios competitivos.

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

El aumento en la participación de los agentes panameños y costarricenses en el MCR y en el MOR, durante mayo de 2025, generó un incremento significativo en los volúmenes de inyección de energía al MER, en comparación con abril. Este comportamiento se reflejó particularmente en los siguientes segmentos:

- Las inyecciones mediante CF, que aumentaron en un 52.3%;
- Las inyecciones físicas asociadas a los CNFFF, que registraron un incremento del 94.2%;
- Las Ofertas de Flexibilidad de Inyección asociadas a los CNFFF, que crecieron un 47.7%; y
- Las Ofertas de Oportunidad, que experimentaron el mayor aumento, con un crecimiento del 104.9% respecto al mes anterior.

Como se ha señalado en análisis previos, este comportamiento obedece, por un lado, a la recuperación de la capacidad de exportación de Panamá hacia el resto de países del MER —la cual se había visto restringida a 0 MW durante gran parte de abril— y, por otro, al aumento sostenido de la generación hidroeléctrica en Panamá y Costa Rica. Ambos países han sido, históricamente, los principales aportantes de generación hidroeléctrica al MER en los últimos dos años.

El desglose de las inyecciones por tipo de oferta durante mayo muestra la siguiente distribución:

- Las realizadas mediante CF representaron el 36.72% del total (116.2 GWh);
- Las Ofertas de Oportunidad aportaron el 25.31% (80.1 GWh);
- Las inyecciones físicas mediante CNFFF contribuyeron con el 22.02% (69.7 GWh); y
- Las Ofertas de Flexibilidad asociadas a CNFFF representaron el 15.96% (50.5 GWh).

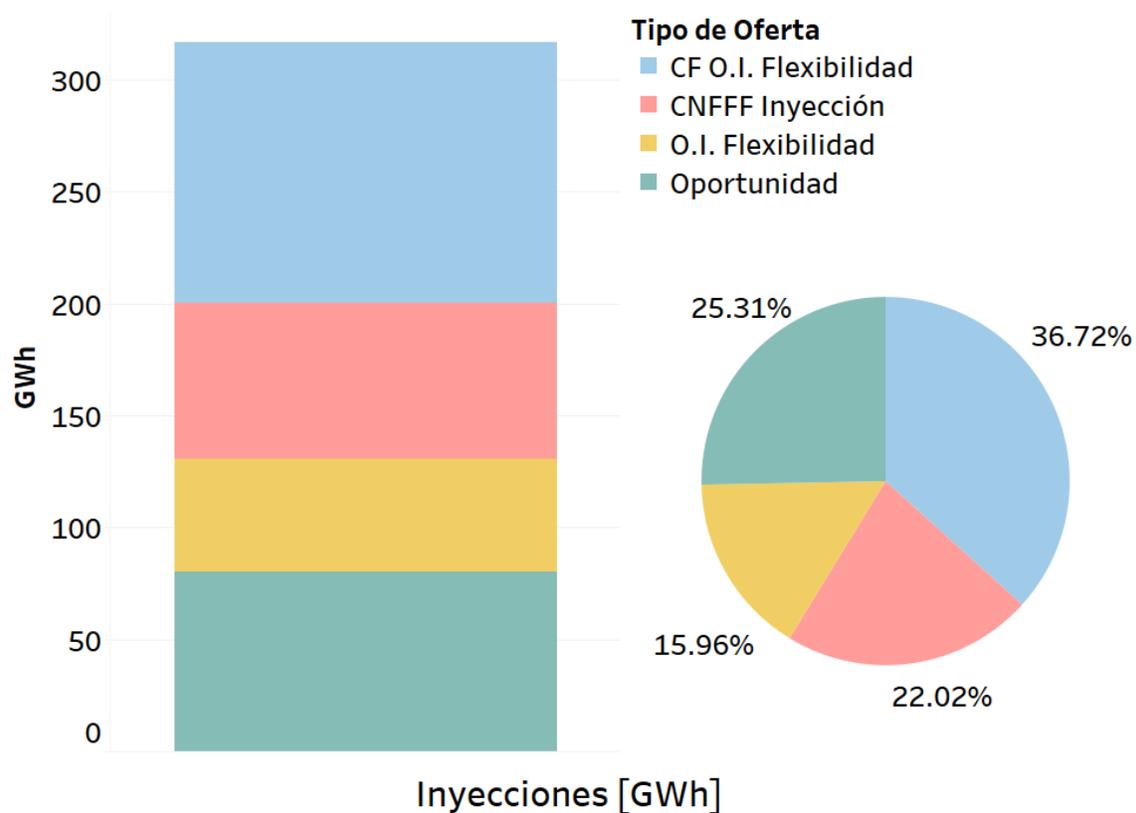
En cuanto a los retiros de energía registrados durante el mes, la distribución también refleja el efecto combinado de las condiciones hidrometeorológicas favorables en Costa Rica y Panamá, así como la ausencia de restricciones operativas que limitaran la capacidad de exportación regional. Los retiros mediante CF se mantuvieron como los de mayor volumen, con una participación del 56.27% del total (180.3 GWh), lo que representa un aumento del 94.01% respecto a abril.

Les siguieron:

- Los retiros físicos asociados a CNFFF, con una participación del 21.76% (69.7 GWh) y un incremento del 93.9%;
- Las Ofertas de Oportunidad, que representaron el 15.99% (51.2 GWh), con un crecimiento moderado del 6%; y
- Las Ofertas de Flexibilidad asociadas a CNFFF, que constituyeron el 5.98% (19.2 GWh), y mostraron el mayor crecimiento relativo, con un aumento del 353.9% 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

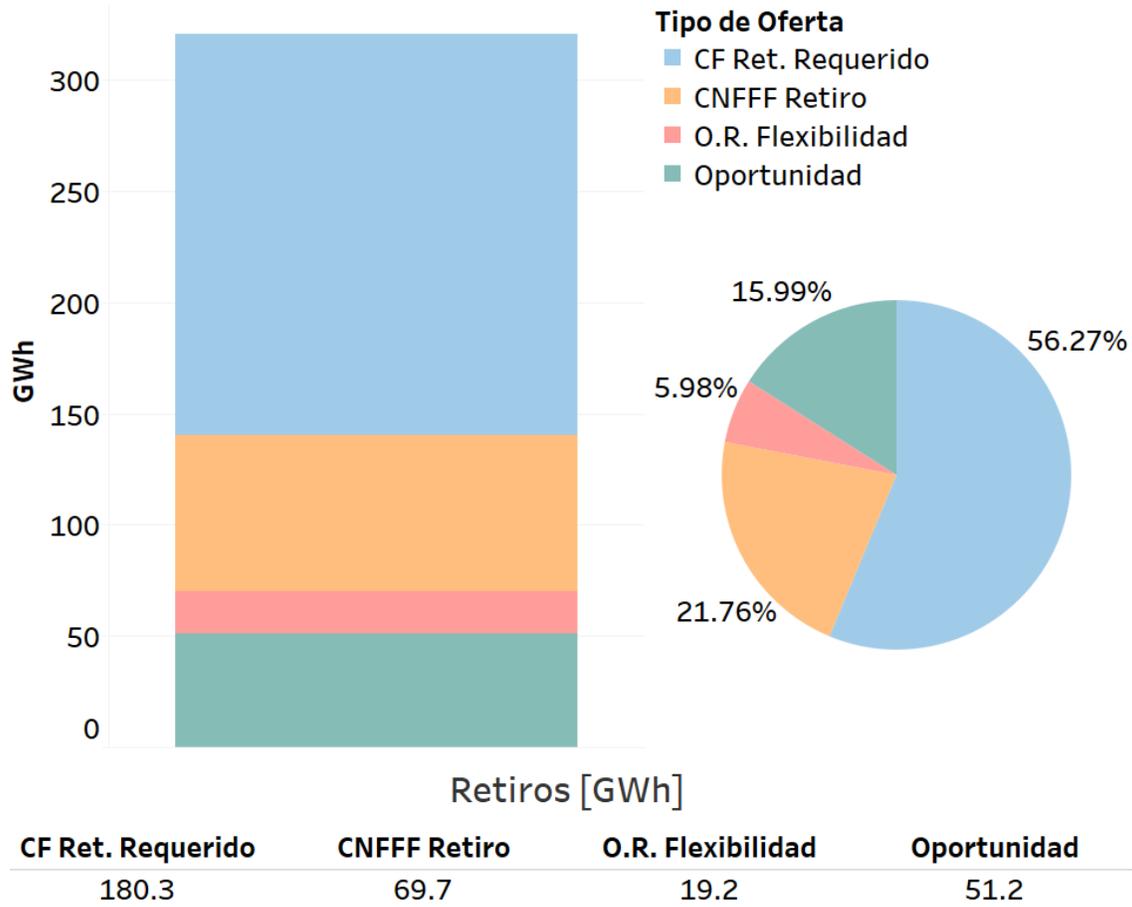


CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
116.2	69.7	50.5	80.1

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 Mercado Eléctrico Regional (MER) durante mayo de 2025 fue de 118.56 USD/MWh, lo que representa una reducción interanual del 71.94% respecto al mismo mes de 2024, cuando el precio alcanzó un promedio de 422.52 USD/MWh. Tal como se observa en la Figura 6, el precio diario promedio de mayo de 2025 se mantuvo consistentemente por debajo del registrado en cada uno de los días de mayo del año anterior, consolidando la tendencia descendente de precios iniciada a finales de 2024 y sostenida, al menos, hasta el cierre del mes en análisis.

Esta evolución a la baja se explica, en buena medida, por un contexto climático considerablemente más favorable que el de 2024, año marcado por los efectos del fenómeno de El Niño, que provocó una sequía regional severa durante el primer semestre, redujo drásticamente la generación hidroeléctrica y elevó los costos marginales, impulsando al alza los precios promedio del MER. Si bien desde mediados de febrero de 2025 se ha observado una leve contracción en la generación hidroeléctrica en algunos países, dicha disminución ha sido menos acentuada y más transitoria que la experimentada el año anterior.

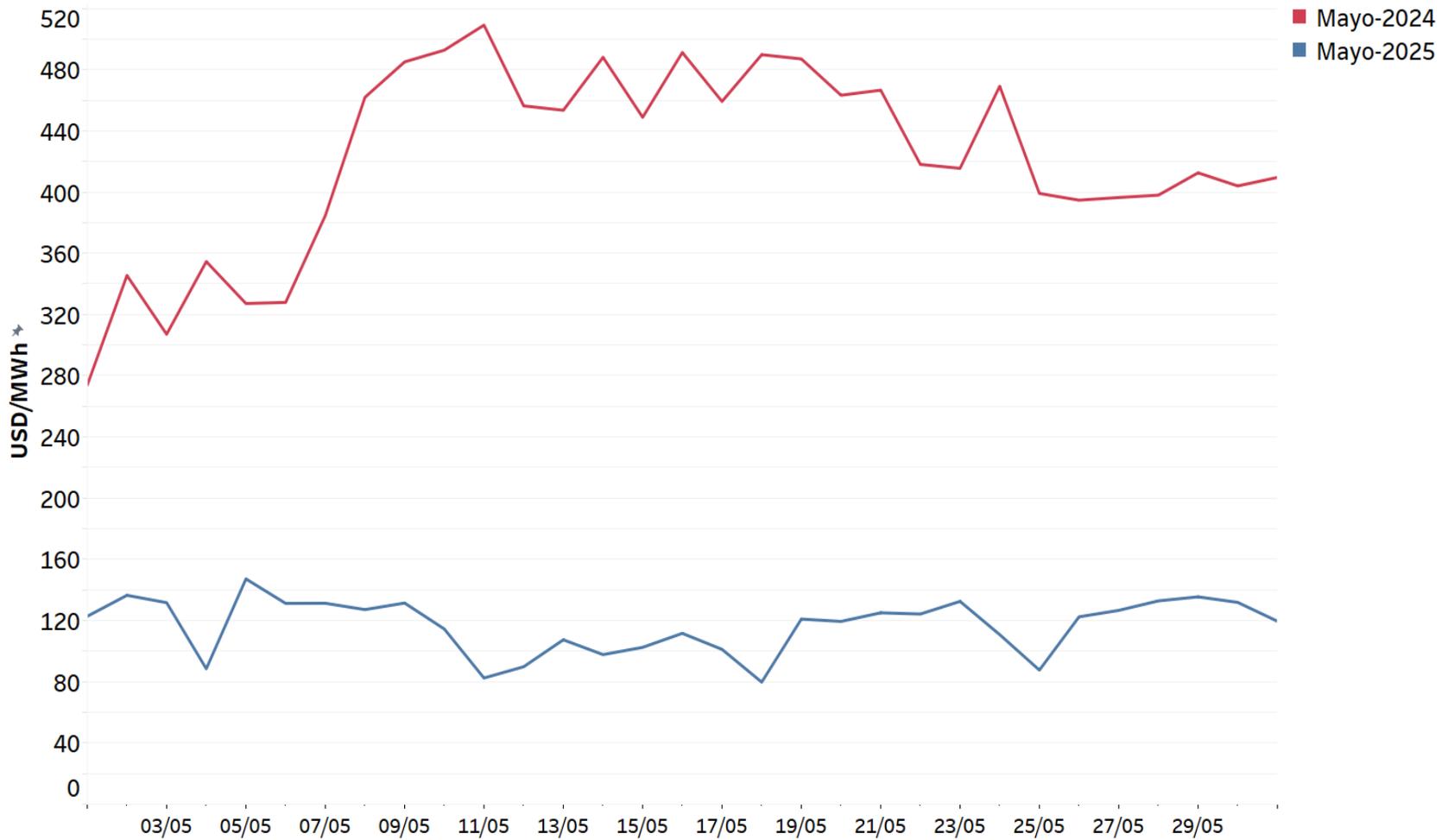
En particular, durante mayo de 2025 se registró un repunte significativo en la generación hidroeléctrica, especialmente en Costa Rica y Panamá, países que históricamente han constituido los principales aportantes de generación renovable al sistema regional. Esta mayor disponibilidad de energía a bajo costo permitió ampliar la oferta a precios competitivos y contuvo las presiones alcistas sobre los precios del mercado, resultando en la mayor reducción interanual observada en lo que va del año.

Adicionalmente, los análisis climáticos preliminares correspondientes a junio de 2025, basados en reportes de los servicios meteorológicos regionales, indican la persistencia de condiciones atmosféricas favorables para la generación hidroeléctrica. Se ha confirmado un ingreso sostenido de la temporada lluviosa en el istmo centroamericano, especialmente en regiones clave para la generación de Costa Rica, Panamá y el occidente de Guatemala. De mantenerse esta tendencia, es probable que junio mantenga o incluso supere el comportamiento favorable observado en mayo, reforzando la estabilidad de precios a la baja en el mercado regional.

No obstante, se recomienda dar seguimiento cercano a la evolución del recurso hídrico, dado que la magnitud y sostenibilidad de la reducción de precios dependerá en gran medida de la disponibilidad de generación renovable, la estacionalidad de la demanda y la eventual transición hacia condiciones climáticas más secas, especialmente en las zonas norte del MER.

En conclusión, mayo de 2025 consolidó la tendencia a la baja de los precios en el MER, registrando una reducción interanual en comparación con mayo de 2024. Este comportamiento reafirma el papel determinante de los recursos renovables en la dinámica del MER y sugiere un escenario de precios moderados para los próximos meses, condicionado al mantenimiento de condiciones hidrológicas favorables.

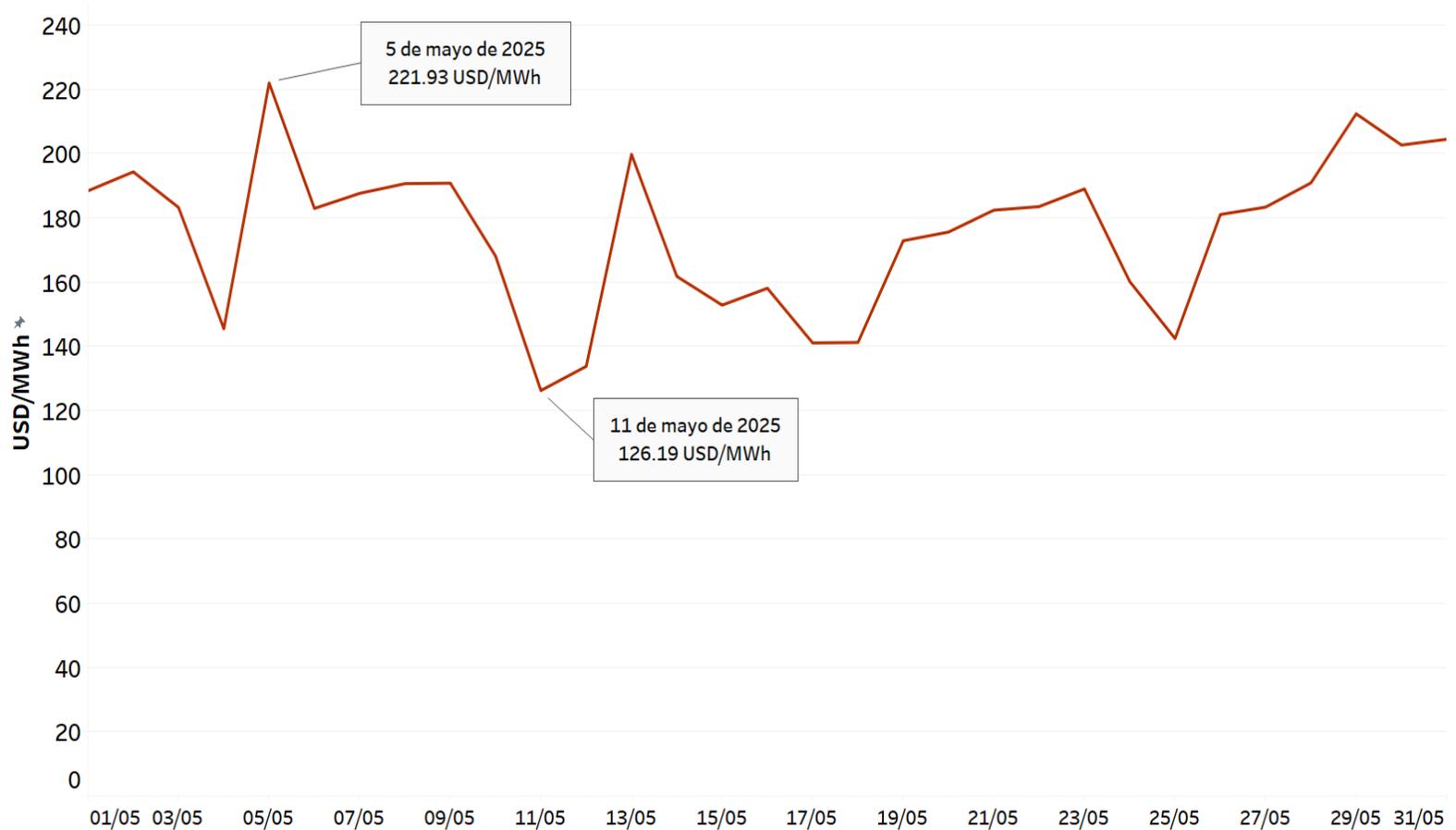
FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER MAYO 2024-2025



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

Como se indicó anteriormente, el precio nodal promedio del MER durante mayo de 2025 fue de 118.56 USD/MWh. Aunque este valor reafirma la tendencia descendente iniciada a finales de 2024, resulta relevante señalar que los precios nodales máximos se mantuvieron relativamente estables a lo largo del mes, con valores que oscilaron entre 126.19 USD/MWh, registrado el domingo 11 de mayo, y de 221.93 USD/MWh, observado el lunes 5 de mayo.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER MAYO 2025



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

Estos dos extremos de precio coinciden con días característicos de menor y mayor demanda semanal, respectivamente, lo cual resulta consistente con el comportamiento esperado en un mercado despachado bajo criterios de mérito económico. En dicho contexto, los precios reflejan la interacción entre la demanda horaria y la oferta de generación disponible, en ausencia de eventos operativos excepcionales o restricciones estructurales relevantes.

Desde la perspectiva de supervisión y vigilancia del MER, este comportamiento sugiere que durante mayo no se incurrió en despachos fuera del orden de mérito, ni se registraron condiciones que obligaran a activar generación costosa fuera del despacho óptimo, como unidades de respaldo o restricciones operativas severas en las redes de transmisión nacionales o en la regional. En particular, no se evidenció la necesidad de recurrir a generación marginal de alto costo ni a redespachos significativos por congestiones, como sí ocurrió en los meses de marzo y abril, cuando se presentaron condiciones operativas atípicas en las áreas de control de Guatemala y Panamá que provocaron alzas puntuales en los precios nodales.

La estabilidad observada en los precios máximos durante mayo refleja, además, un entorno operativo más favorable en las áreas de control, favorecido en parte por la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica. Este recurso aportó mayor flexibilidad al sistema regional y redujo la dependencia de unidades térmicas marginales. Asimismo, las redes de transmisión regionales y nacionales operaron sin eventos relevantes que generaran particiones de mercado o restricciones severas en la transferencia entre nodos clave, lo cual también contribuyó a mantener los precios dentro de márgenes normales.

Desde la óptica del despacho económico coordinado por el Ente Operador Regional (EOR) y ejecutado por los Operadores del Sistema/Operadores del Mercado (OS/OMS) en cada área de control, puede concluirse que el despacho regional durante mayo se mantuvo dentro de condiciones operativas normales, con precios nodales alineados con el comportamiento de la demanda y la disponibilidad eficiente de los recursos de generación.

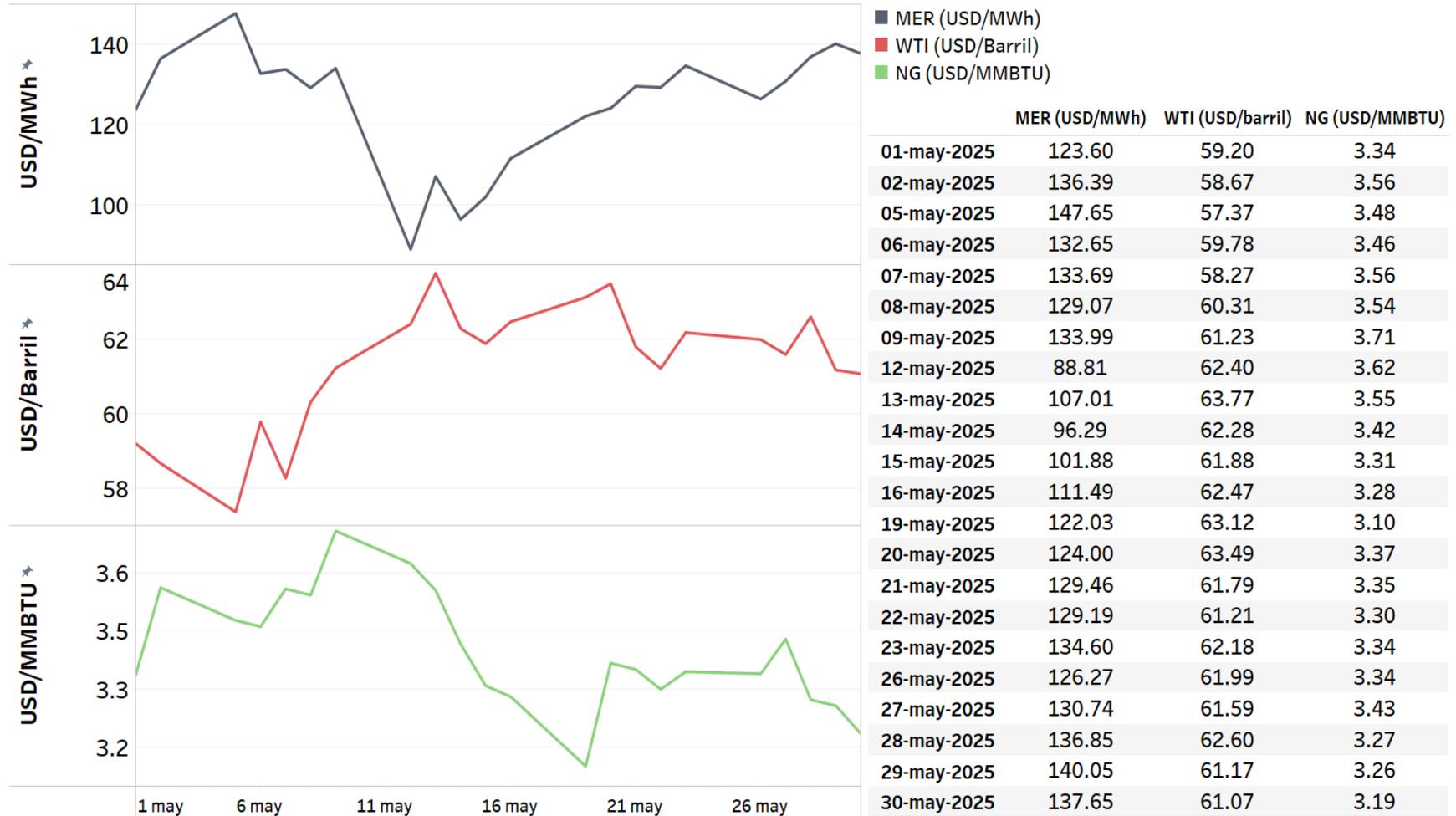
Este desempeño refuerza la importancia de preservar condiciones operativas estables, tanto en generación como en transmisión, para asegurar la eficiencia económica del mercado. Asimismo, demuestra que en contextos de alta disponibilidad de generación renovable y demanda moderada, los precios pueden mantenerse controlados sin recurrir a medidas excepcionales de despacho ni a intervenciones operativas fuera de lo ordinario.

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

En mayo de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural se mantuvieron dentro de rangos definidos, reflejando la interacción entre la dinámica del mercado internacional de combustibles fósiles y los factores regionales propios de la oferta y demanda energética. El precio del barril de petróleo, bajo la referencia “*West Texas Intermediate (WTI)*”, fluctuó entre 57.37 y 63.77 USD, mientras que el precio del gas natural se ubicó entre 3.10 y 3.71 USD por “*MMBTU (millón de unidades térmicas británicas, BTU)*”.

Durante el mes, se identificó una correlación negativa entre el precio promedio del MER y los precios internacionales tanto del petróleo como del gas natural. No obstante, la intensidad de dicha relación varió: en el caso del petróleo, la correlación fue moderadamente negativa, mientras que para el gas natural se observó una relación débilmente negativa. Esta interacción fue evidenciada tanto mediante análisis gráficos como a través de los resultados estadísticos.

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

Desde el enfoque estadístico, la covarianza entre el precio promedio del MER y el del petróleo fue de -13.54, mientras que con el gas natural fue de -0.24, reflejando una relación inversa en ambos casos.

Para evaluar la fuerza y dirección de esta relación, se empleó el coeficiente de correlación de Spearman, herramienta útil en contextos donde no se puede asumir una relación lineal estricta y cuando se desea capturar tendencias generales entre dos variables. En este caso, se obtuvieron los siguientes valores:

- Coeficiente de Spearman (precio MER vs. petróleo): -0.56
- Coeficiente de Spearman (precio MER vs. gas natural): -0.07

Estos resultados indican una correlación negativa moderada con el petróleo, y muy baja con el gas natural, sugiriendo que los precios de los combustibles fósiles no fueron un factor determinante en la formación del precio promedio del MER durante mayo.

Esta desvinculación puede explicarse principalmente por las condiciones hidrometeorológicas favorables que prevalecieron en la región centroamericana durante mayo, lo que redujo significativamente la dependencia de generación térmica, particularmente la basada en derivados del petróleo y gas natural. La mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica, sobre todo en Costa Rica y Panamá, permitió cubrir la demanda regional con recursos de menor costo marginal, desplazando a tecnologías térmicas más caras del despacho económico.

Además, la ausencia de eventos operativos imprevistos (como pérdidas de generación, restricciones de transmisión o mantenimiento no programado de unidades críticas) contribuyó a un entorno de operación más eficiente y predecible, lo que reforzó la tendencia de precios bajos y estables, desvinculados de los mercados de combustibles fósiles.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-13.54
NG (x), MER (y)	-0.24
Coeficiente de correlación de Spearman (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.56
NG (x), MER (y)	-0.07

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

Cabe destacar que la composición de las matrices energéticas nacionales desempeña un papel importante en este tipo de análisis. Por ejemplo, en febrero, Panamá lideró las inyecciones netas al MER, respaldado por su capacidad instalada basada en gas natural. Sin

embargo, en marzo y abril sus inyecciones disminuyeron considerablemente, lo que permitió a Guatemala y El Salvador asumir un papel más protagónico. Durante ese período, Guatemala —con una alta participación de generación a partir de derivados del petróleo— y El Salvador —con una participación relevante de generación a base de gas natural— incidieron directamente en la relación observada entre los precios del MER y los precios internacionales de dichos combustibles.

En contraste, durante mayo, la recuperación de la generación hidroeléctrica modificó sustancialmente la estructura del despacho, desplazando a las fuentes térmicas en el orden de mérito. Este cambio se tradujo en precios más bajos y una menor correlación con los mercados internacionales de combustibles fósiles. La modificación en la composición de la generación evidencia la sensibilidad del MER a las condiciones climáticas regionales, y remarca la importancia de mantener un monitoreo constante sobre la disponibilidad de generación renovable, como elemento clave para anticipar variaciones en la formación de precios.

En conclusión, el comportamiento de los precios del MER durante mayo de 2025 estuvo determinado fundamentalmente por factores internos del sistema eléctrico centroamericano, en particular por la elevada disponibilidad de generación hidroeléctrica. Esta condición redujo significativamente la necesidad de recurrir a generación térmica, desvinculando en parte los precios regionales de la volatilidad de los mercados internacionales de combustibles fósiles. Lo anterior se confirma mediante el análisis de Spearman, que arrojó una correlación negativa moderada o débil entre los precios del MER y los precios internacionales del petróleo y del gas natural.

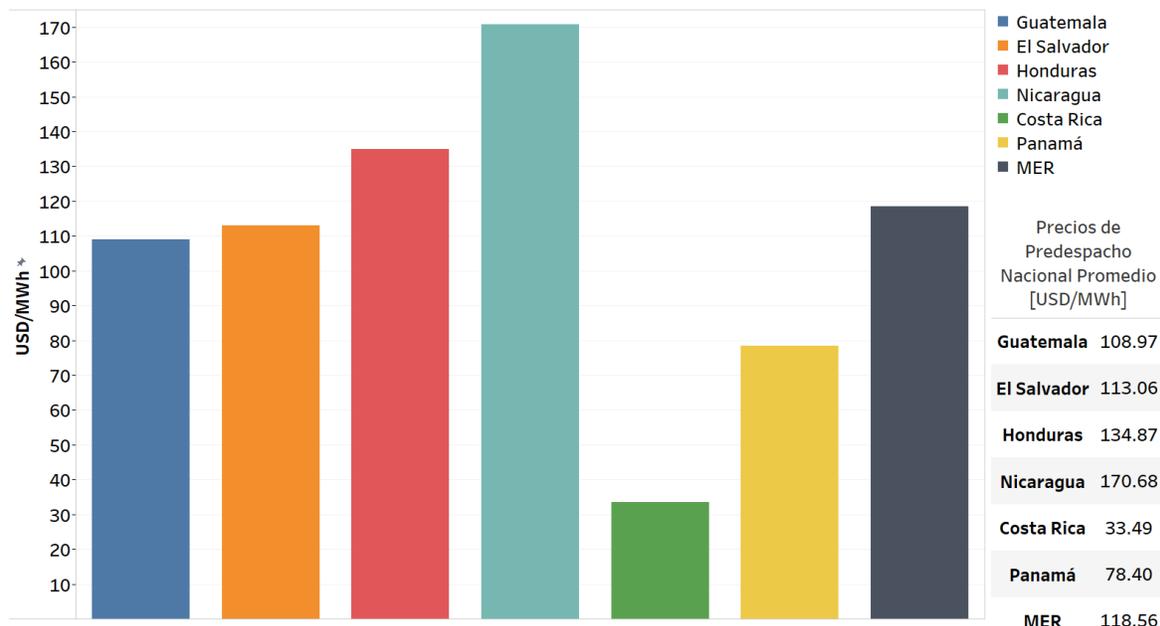
6.1. Precios nacionales

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

Este comportamiento refleja, principalmente, la posición relativa de cada país como exportador o importador en el MER, así como las condiciones particulares de su matriz de generación. Durante el mes en análisis, Panamá, Guatemala, El Salvador y Costa Rica se consolidaron como los principales exportadores al MER. En particular, Costa Rica no registró retiros de energía del mercado regional, mientras que los retiros de Panamá fueron mínimos, lo cual evidencia no solo una adecuada cobertura de su demanda interna, sino también una alta disponibilidad de generación con costos competitivos, fundamentalmente de origen hidroeléctrico.

En los casos de Guatemala y Costa Rica, los CMS se mantuvieron por debajo del precio promedio regional durante buena parte del mes. En el caso de Panamá, su costo marginal fue consistentemente inferior al precio del MER, lo que favoreció su participación como oferente en el mercado. Este desempeño estuvo directamente asociado a la elevada disponibilidad hidroeléctrica observada durante mayo, resultado de condiciones climáticas favorables en las zonas sur del istmo, que permitieron el despacho continuo de generación económica, sin necesidad de recurrir a tecnologías térmicas de mayor costo.

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



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

En contraste, Nicaragua registró durante mayo de 2025 los precios marginales más altos de la región, acompañados del segundo mayor volumen de retiros de energía del MER. Este patrón, persistente desde 2024, evidencia una alta dependencia estructural del país respecto de las importaciones regionales para satisfacer su demanda interna a precios más competitivos. Esta situación responde tanto a las limitaciones de su matriz energética —carente de suficientes fuentes renovables firmes— como a la necesidad de recurrir a generación térmica local con elevados costos operativos.

Por su parte, Guatemala, pese a su rol dual como exportador e importador, presentó un incremento significativo en su volumen de retiros, particularmente durante la última semana de mayo. Este comportamiento se explica por la confluencia de dos factores: una reducción temporal en su generación renovable, especialmente hidroeléctrica y a base de biomasa, y un aumento considerable en su consumo interno. Esta combinación redujo su capacidad exportadora y lo llevó a cubrir parte de su demanda mediante importaciones desde el MER.

Desde la perspectiva de supervisión y vigilancia, esta dinámica pone de manifiesto cómo el desempeño operativo de cada área de control —reflejado en el despacho económico y en las condiciones de generación— incide directamente en la formación de precios tanto a nivel nacional como regional. Mientras los Costos Marginales de los Sistemas (CMS) representan la señal interna del costo de generación marginal en cada país, el precio del MER se configura con base en el equilibrio entre la oferta y la demanda regional, condicionado por los intercambios internacionales, la disponibilidad de transmisión y la flexibilidad del sistema interconectado.

El aumento de la generación hidroeléctrica en Costa Rica y Panamá permitió desplazar del despacho regional a unidades térmicas de mayor costo, lo cual contribuyó no solo a una reducción generalizada de precios locales, sino también a una menor necesidad de importación de energía y, en muchos casos, al fortalecimiento de su papel como países exportadores.

En cambio, países como Nicaragua —y, en menor medida, Guatemala— enfrentaron incrementos en sus CMS debido a factores internos. En el caso nicaragüense, la estructura de su matriz sigue dependiendo en gran medida de tecnologías térmicas con altos costos operativos; mientras que en Guatemala, las condiciones de menor generación renovable coincidieron con picos de demanda, generando aumento en sus costos marginales.

Esta interacción resalta la importancia estratégica del intercambio regional como mecanismo de eficiencia operativa y económica. A través del MER, los países pueden atender déficits temporales de generación con energía a precios más competitivos o colocar excedentes de manera eficiente cuando sus condiciones locales lo permiten. En este sentido, se materializa uno de los principios fundamentales del MER, establecido en el numeral 1.3 del Libro I del RMER: garantizar un abastecimiento económico, confiable y seguro de electricidad para los habitantes de los países miembros, optimizando el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la región.

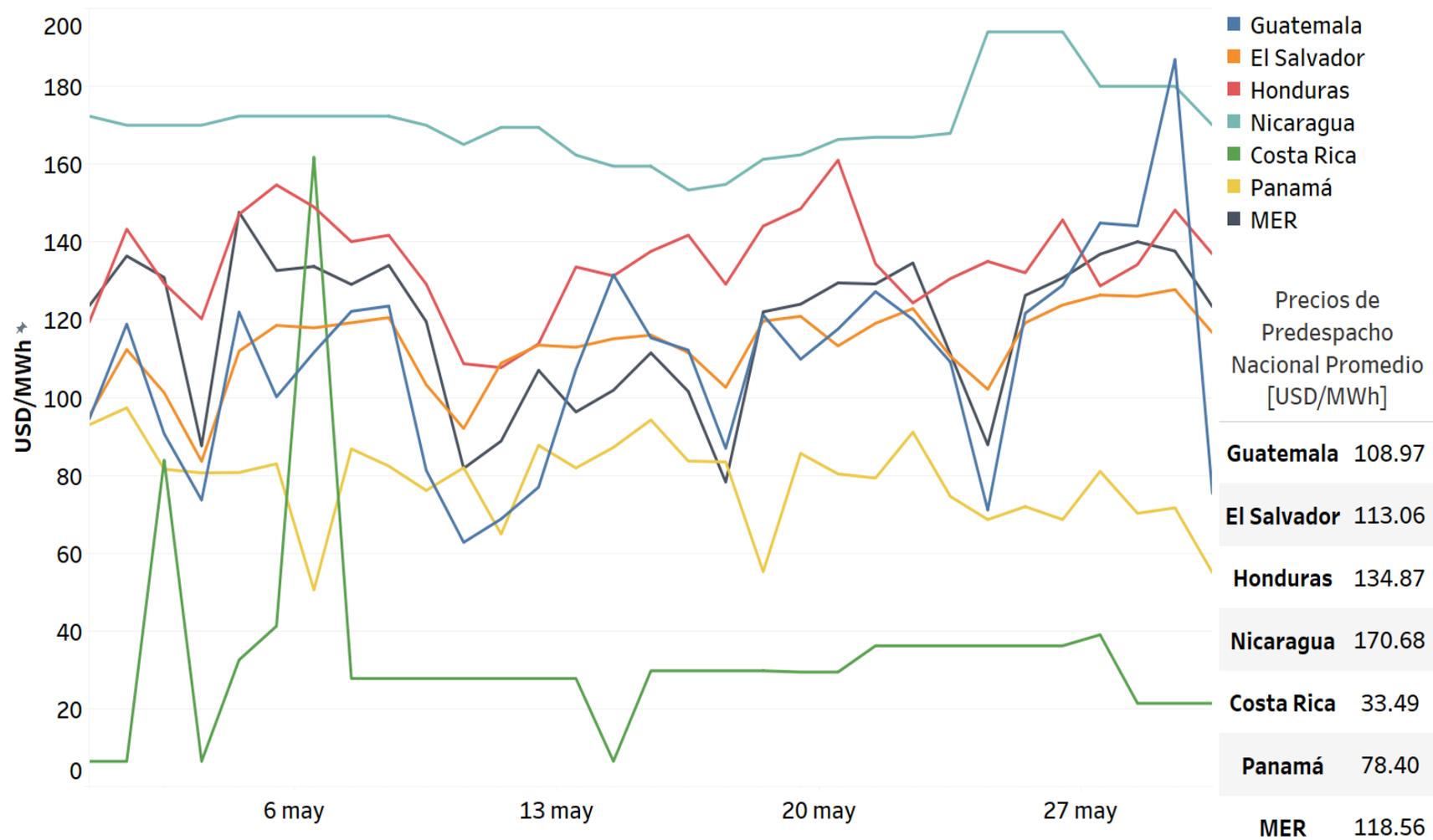
En este contexto, las diferencias en la composición de las matrices de generación condicionan el papel que cada país desempeña dentro del mercado. Por ejemplo:

- Guatemala, El Salvador y Honduras poseen matrices relativamente diversificadas, que combinan generación hidroeléctrica, térmica y a base de biomasa, lo que les otorga flexibilidad y competitividad, dependiendo de la disponibilidad de sus fuentes.
- Panamá, con una matriz basada en gas natural y alta capacidad hidroeléctrica, se beneficia de una oferta energética eficiente tanto en épocas secas como lluviosas. En mayo, su disponibilidad hidroeléctrica le permitió reducir significativamente su CMS y liderar las exportaciones regionales.
- Costa Rica y Nicaragua, con matrices más dependientes de la hidroeléctrica, enfrentan mayores riesgos de costos elevados cuando las condiciones climáticas son

desfavorables. Sin embargo, en mayo, Costa Rica aprovechó un aumento considerable en su generación hidroeléctrica, lo que redujo sus CMS y le permitió operar como un exportador neto sin registrar retiros.

En resumen, el análisis integrado de los CMS nacionales, el precio promedio del MER y la evolución del despacho económico en cada área de control confirma que la disponibilidad de generación renovable, la estructura de la matriz energética y la eficiencia operativa inciden de forma directa en la competitividad de los países dentro del mercado regional. Este resultado refuerza la importancia de mantener un monitoreo permanente sobre las condiciones climáticas, el desempeño de los mercados nacionales y el uso eficiente de la capacidad de interconexión, en línea con los objetivos del MER establecidos en el RMER, orientados a promover un sistema regional resiliente, sostenible y económicamente eficiente.

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



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

7. Monitoreo del MER

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

7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

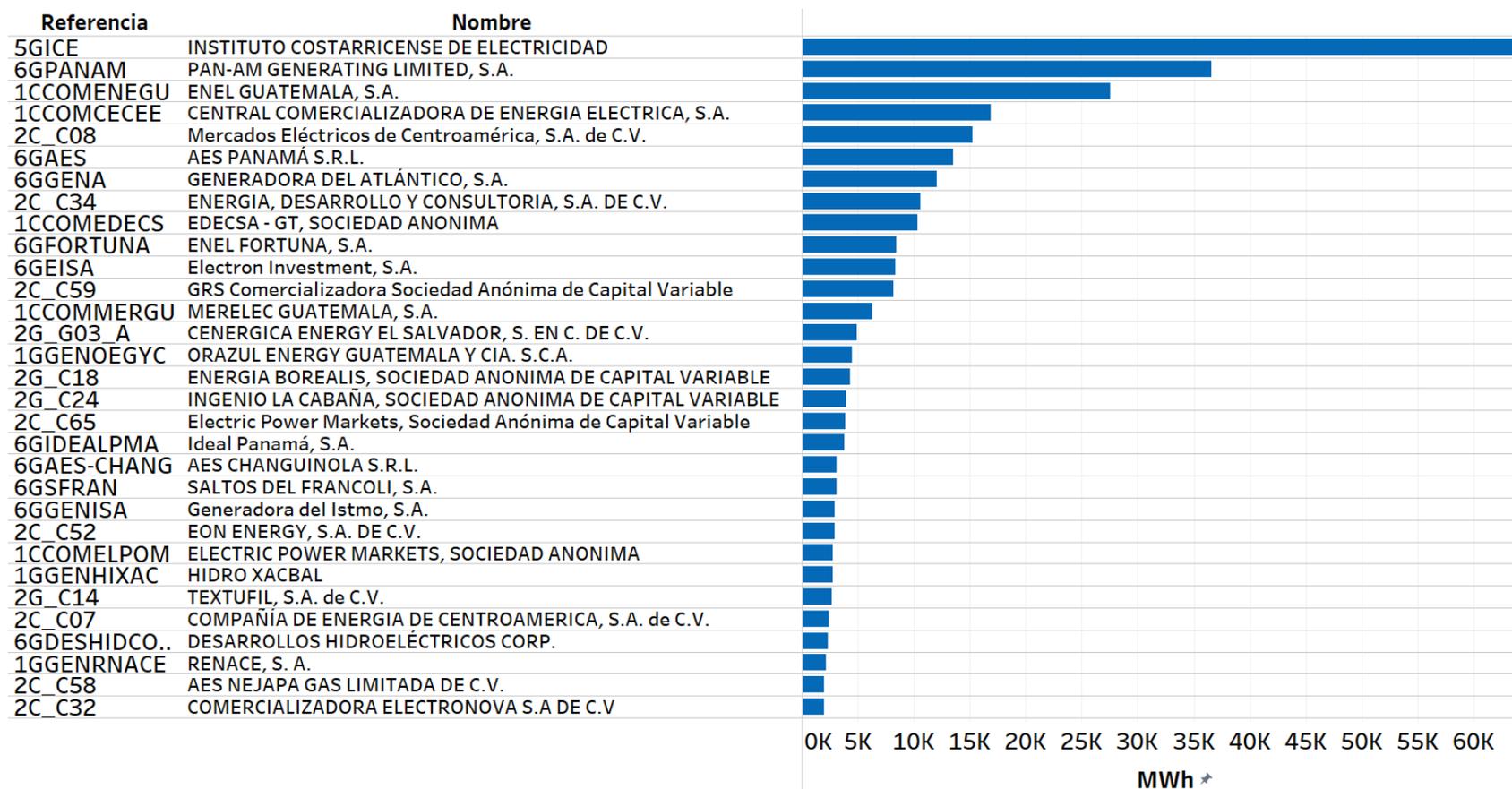
Durante mayo de 2025, los cinco principales agentes vendedores de energía en el MER fueron:

- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 64,582 MWh (20.40%)
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 36,596 MWh (11.56%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 27,568 MWh (8.71%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 16,884 MWh (5.33%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 15,266 MWh (4.82%)

Estos agentes, provenientes de los cuatro países con mayor nivel de inyección durante el mes, concentraron una porción significativa de la oferta regional.

En comparación con abril de 2025, se observa un cambio relevante en la estructura del mercado: Enel Guatemala, S.A., que había liderado las inyecciones el mes anterior con el 16.62% del total (30,825 MWh), fue desplazada al tercer lugar. Este cambio no se debió a una disminución pronunciada en sus inyecciones, sino al aumento significativo de las realizadas por los agentes 5GICE y 6GPANAM, cuyas áreas de control (Costa Rica y Panamá, respectivamente) experimentaron una recuperación notable en la generación hidroeléctrica. Además, durante mayo no se registraron restricciones en la capacidad de exportación, a diferencia de abril, cuando la capacidad máxima de exportación del área de control de Panamá se limitó a 0 MW durante la mayoría de los días.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER MAYO 2025



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

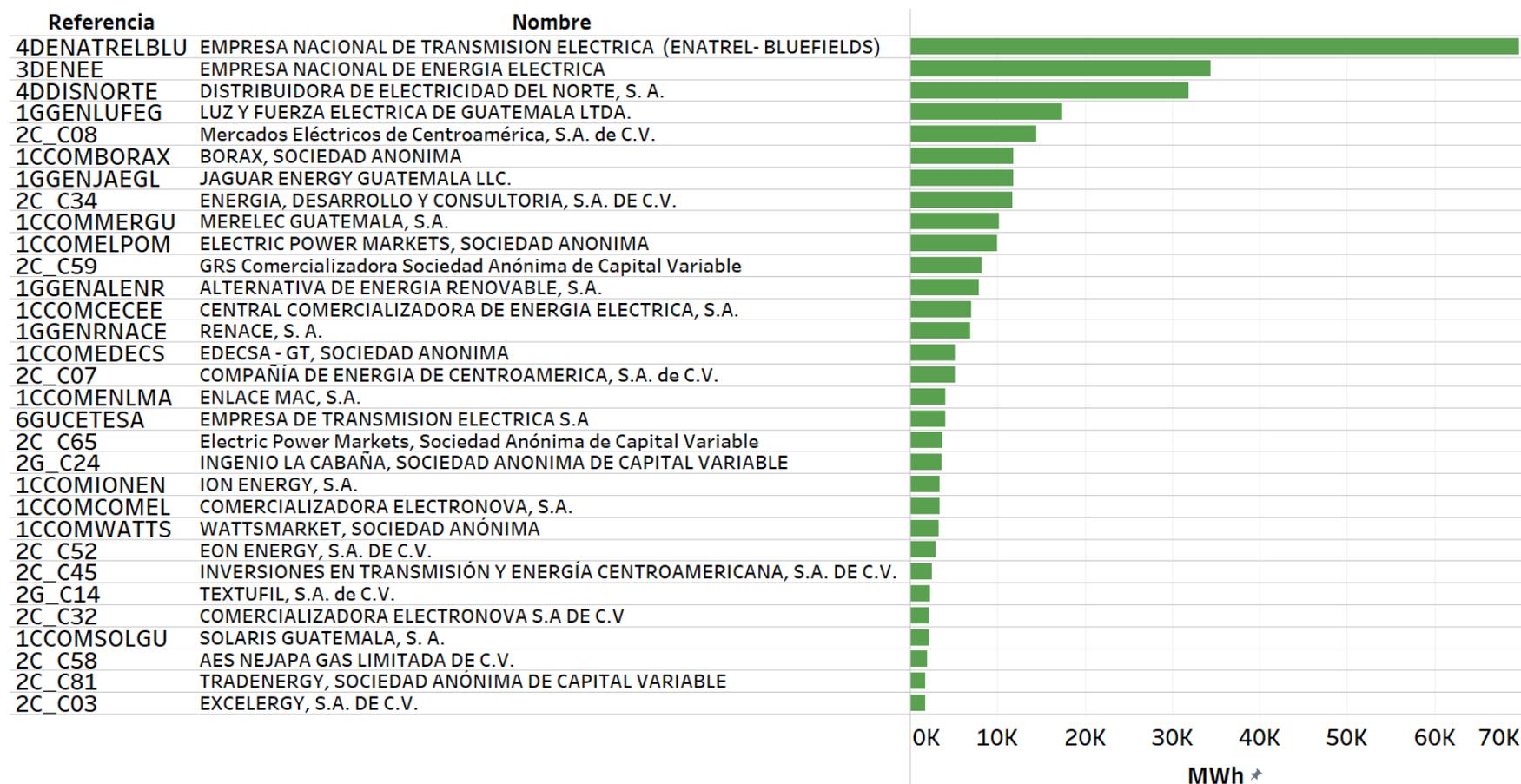
7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

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

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL–Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 69,647 MWh (21.73%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 35,217 MWh (10.99%)
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE) – Nicaragua: 31,930 MWh (9.96%)
- Luz y Fuerza Eléctrica de Guatemala Ltda. (1GGENLUFEG) – Guatemala: 17,453 MWh (5.45%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 14,477 MWh (4.52%)

Estos agentes reflejan una alta concentración de la demanda regional en zonas con mayor dependencia de las importaciones del MER para cubrir su carga. Esta situación obedece tanto a la estructura de sus matrices de generación, como a la evolución de su demanda interna y a las condiciones operativas locales.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER MAYO 2025



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

Desde la óptica de supervisión, es relevante destacar que los principales agentes inyectores durante mayo provinieron de países cuyas áreas de control contaron con condiciones climáticas favorables, especialmente en términos de generación hidroeléctrica, lo que permitió ofrecer excedentes de energía a precios competitivos. Esta situación fue clave para la recuperación del volumen de exportaciones, particularmente en los casos de Panamá y Costa Rica, cuyas ofertas resultaron determinantes en la formación de precios regionales.

Por su parte, el comportamiento de los principales agentes compradores —principalmente de Nicaragua, Honduras y Guatemala— evidencia las limitaciones estructurales de sus matrices energéticas, una mayor dependencia de tecnologías térmicas o un incremento en la demanda local. Estos factores los han llevado a adquirir energía regional a precios inferiores a los locales. Esta dependencia refuerza la importancia del intercambio regional como mecanismo eficiente de cobertura y, al mismo tiempo, exige una vigilancia continua para garantizar que su participación se dé en condiciones de competencia.

En este contexto, el seguimiento a los agentes con mayor volumen de transacciones permite identificar patrones relevantes y posibles comportamientos no competitivos, como la presentación de precios atípicos o el uso estratégico del poder de mercado, ya sea mediante ofertas en el MOR o a través de estructuras contractuales en el MCR. La vigilancia específica de estas prácticas constituye una herramienta preventiva esencial para que la CRIE garantice el funcionamiento del MER conforme a los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en su regulación.

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

En mayo de 2025, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) continuó presentando ofertas de inyección con precios significativamente elevados (≥ 400 USD/MWh), una práctica que ha sido recurrente a lo largo de los meses previos. Esta situación resulta particularmente llamativa si se considera que Costa Rica registró el CMS más bajo de la región, con un promedio mensual de 33.49 USD/MWh, destacando especialmente a partir de la segunda semana del mes, en coincidencia con el aumento sostenido de la generación hidroeléctrica nacional.

Las ofertas del 5GICE, con un precio promedio de 451.62 USD/MWh y máximos que alcanzaron hasta 606 USD/MWh, han sido previamente justificadas por el agente como representativas de excedentes térmicos provenientes de la planta Moín III, que opera con diésel. Además, el 5GICE ha argumentado que estos precios reflejan el impacto del impuesto nacional costarricense sobre el uso de combustibles fósiles, el cual ronda el 31%, lo que encarece los costos relativos de generación térmica en comparación con otros países de la región.

En condiciones como las observadas en mayo, donde la disponibilidad hídrica fue elevada, Costa Rica priorizó el despacho de sus centrales hidroeléctricas para atender la demanda interna, dejando como excedente únicamente la generación térmica no convocada, la cual fue ofrecida al MER con precios elevados. Esta estrategia es habitual en el sistema costarricense, dado que sus recursos renovables suelen destinarse al consumo nacional, mientras que las exportaciones se realizan en buena medida con capacidad térmica disponible y no despachada.

Por otro lado, el agente San Diego, S.A. (1GGENINGSD), de Guatemala, también declaró ofertas de inyección con precios elevados (≥ 400 USD/MWh), aunque en volúmenes considerablemente menores a los del 5GICE. Cabe resaltar que esta fue la primera ocasión en 2025 en que dicho agente presentó precios de esta magnitud, aunque durante 2024 se registraron comportamientos similares entre el segundo y tercer cuatrimestre. Tales eventos motivaron a la CRIE a requerir las justificaciones técnico-económicas correspondientes, las cuales fueron atribuidas por el agente a exigencias regulatorias nacionales.

En efecto, el mercado mayorista guatemalteco contempla disposiciones que facultan al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en su rol como OS/OM del área de control de Guatemala, a realizar ofertas de oportunidad en el MER en nombre de los agentes, utilizando precios de referencia derivados de los CMS históricos, en caso de que estos omitan participar activamente o no presenten precios competitivos. En este sentido, las ofertas observadas por parte del agente 1GGENINGSD durante mayo fueron realizadas directamente por el OS/OM en ejercicio de dicha facultad.

Asimismo, durante mayo se identificó que los agentes 1GGENINGMA y 1CCOMMERGU (Guatemala), así como los panameños 6GSLORENZO, 6GACP, 6GEISA, 6GGENA y 6GCELSIACENT, presentaron por primera vez en lo que va de 2024 y 2025 ofertas de oportunidad con precios elevados (≥ 400 USD/MWh). En virtud de lo anterior, esta Comisión solicitará a dichos agentes las justificaciones técnico-económicas que respalden esta estrategia de oferta, conforme al marco de supervisión vigente.

Cabe destacar que ninguna de las ofertas con precios elevados fue despachada durante el mes de mayo, lo que implica que no incidieron en la formación de precios nodales, gracias a la abundante disponibilidad de generación con costos marginales competitivos, especialmente de origen hidroeléctrico en países como Costa Rica y Panamá. Esta condición permitió un despacho económico regional eficiente, sin necesidad de recurrir a tecnologías más costosas, y contribuyó al mantenimiento de la eficiencia operativa del sistema.

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	56,712.00	0	451.62	606.00
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	3,733.17	0	830.43	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	3,373.16	0	977.52	977.52
6GEISA	ELECTRON INVESTMENT, S.A.	2,449.28	0	832.36	879.56
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	2,009.88	0	445.23	446.33
6GCELSIACENT	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	941.76	0	634.72	634.73
1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	26.27	0	445.00	445.00
1CCOMMERGU	MERELEC GUATEMALA, S.A.	11.59	0	1,177.00	1,177.00
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	1.62	0	419.59	419.59

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

Finalmente, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre este tipo de comportamientos, con el objetivo de evaluar su posible impacto en la transparencia, la eficiencia del mercado y la formación de precios, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER. La vigilancia sobre ofertas con precios atípicos continúa siendo una prioridad, en tanto permite detectar señales de posibles restricciones competitivas o prácticas carentes de justificación económica, asegurando el cumplimiento de los principios que rigen el Mercado Eléctrico Regional.

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

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

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	23,805.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	3,167.11
6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	2,569.32
6GGENISA	GENERADORA DEL ISTMO, S.A.	178.59
1CCOMCOMEL	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	15.00

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

- ENEL GUATEMALA, S.A. (1CCOMENEGU) lideró nuevamente este tipo de ofertas, con el 80.06% del volumen total declarado a ese precio.
- INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE), de Costa Rica, ocupó el segundo lugar con un 10.65% de participación.
- PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A. (6GPANAM), de Panamá, aportó el 8.64%.
- GENERADORA DEL ITSMO, S.A. (6GGENISA), también de Panamá, y COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. (1CCOMCOMEL), de Guatemala, realizaron aportes marginales, representando el 0.60% y 0.05%, respectivamente.

En conjunto, estas ofertas representaron el 16.49% del total de energía declarada mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF), que alcanzó un volumen de 180,329 MWh. Este porcentaje refleja una reducción considerable respecto al mes anterior, cuando el volumen declarado a ese precio representó el 49.09%.

Mediante las facultades de supervisión y vigilancia, la CRIE ha dado seguimiento a esta práctica desde sus inicios. Los agentes 1CCOMENEGU y 5GICE, quienes han adoptado esta estrategia de forma reiterada, han presentado previamente justificaciones técnico-económicas que respaldan su aplicación. Entre los principales argumentos expuestos destacan:

- Evitar el desplazamiento de generación renovable local en escenarios de baja demanda o riesgo de vertimiento, asegurando que la energía utilizada para cubrir los retiros se origine dentro del área de control correspondiente.
- La alta volatilidad de los precios del MER y de los mercados nacionales, junto con proyecciones de que el precio del MER superaría al CMS nacional en determinados periodos, lo cual podría generar pérdidas económicas si la energía se comercializara al precio regional.

En contraste, los agentes 6GPANAM, 6GGENISA y 1CCOMCOMEL comenzaron a utilizar esta estrategia por primera vez en mayo de 2025, razón por la cual la CRIE solicitará formalmente

las justificaciones técnico-económicas correspondientes, en cumplimiento de su mandato de vigilancia y en apego a lo dispuesto en el Capítulo 2 del Libro IV del RMER.

Es importante destacar que, si bien la Regulación Regional no establece actualmente límites mínimos de precio para este tipo de ofertas, su utilización reiterada sin un sustento técnico-económico puede afectar la señal de precios, distorsionar la operación eficiente del mercado y comprometer el despacho económico, en detrimento de la transparencia y competencia en el MER.

En esa línea, la Coordinación de Supervisión y Vigilancia de la CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre las ofertas declaradas a 0 USD/MWh, ya que esta práctica, al transformar un Contrato Firme en un compromiso físico garantizado, puede alterar la dinámica del mercado, impactando tanto la señal de precios como la utilización eficiente de la infraestructura regional.

Finalmente, es importante señalar que las intervenciones previas de la CRIE, mediante requerimientos formales a agentes que declaraban sistemáticamente precios atípicos —ya sean elevados o bajos— han propiciado ajustes internos en los procesos de declaración de ofertas. Como resultado, se ha observado una mayor alineación entre los precios ofertados y las condiciones reales tanto del mercado nacional de cada agente como del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, se ha creado una base de datos histórica integrada por las respuestas proporcionadas oportunamente por los agentes, la cual se ha consolidado como un insumo importante para evaluar comportamientos de oferta en distintos escenarios de generación y abastecimiento de la demanda.

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

En mayo de 2025, tres 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, aunque en esta ocasión con una participación más concentrada en dos agentes, la mayoría de estas ofertas provino de agentes salvadoreños, quienes concentraron el 99.45% del volumen total declarado bajo estas condiciones. Por su parte, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE), de Costa Rica, aportó el 0.55% restante.

La información detallada se presenta en la Tabla siguiente:

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	952.76	1.00	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	64.80	0.50	0.50

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

Durante el período analizado, dos agentes salvadoreños continuaron declarando ofertas de retiro con precios notablemente bajos, llegando incluso a 1 USD/MWh, a pesar de que el precio promedio diario del MER se mantuvo por debajo del CMS de El Salvador, durante aproximadamente tres cuartas partes del mes. En promedio, el CMS salvadoreño fue de 113.06 USD/MWh, frente a un precio promedio regional de 118.56 USD/MWh, como se ilustró en la Figura 10.

Por su parte, el agente 5GICE declaró ofertas de retiro con precios aún más bajos, alcanzando los 0.50 USD/MWh, lo cual resulta coherente con el hecho de que Costa Rica registró el CMS más bajo de la región (33.49 USD/MWh). Tal como se observó en la Figura 10, el CMS costarricense se mantuvo de forma constante por debajo del precio del MER a lo largo del mes. Desde una perspectiva de racionalidad económica, esta estrategia puede interpretarse como un mecanismo para evitar la adquisición de energía regional a un precio superior al de la generación local, contribuyendo así a la eficiencia operativa del sistema nacional.

Mediante las funciones de supervisión y vigilancia del MER, la CRIE mantiene un monitoreo permanente sobre este tipo de ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional, en especial aquellas declaradas a precios bajos, debido a su potencial efecto sobre la eficiencia y la transparencia del mercado regional. En particular, se ha observado que los agentes salvadoreños han mantenido esta práctica de forma recurrente, lo que ha motivado solicitudes formales de información por parte de esta Comisión.

Con base en la documentación recopilada, se ha identificado que los precios extremadamente bajos suelen coincidir con periodos de baja demanda nacional y alta disponibilidad de generación interna, en los cuales los agentes buscan garantizar que cualquier adquisición de energía regional resulte más económica que la generación nacional disponible. Esta estrategia también pretende evitar el desplazamiento de generación local más barata, minimizando el riesgo de compras innecesarias de energía más costosa en el MER.

Si bien esta práctica no constituye una infracción directa a la Regulación Regional, su frecuencia y continuidad requieren una evaluación técnica constante, ya que podrían distorsionar la señal de precios en el MOR o incluso alterar el orden de mérito en el despacho regional. Por ello, la CRIE continuará evaluando rigurosamente este tipo de estrategias de oferta y sus justificaciones técnico-económicas, con el fin de asegurar que la operación del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y uso óptimo de los recursos regionales, conforme a lo establecido en el RMER.

8. Indicadores técnicos

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

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR sobre las MCTP correspondientes a mayo de 2025. Cabe destacar que no hubo actualizaciones de dichos valores a solicitud de los OS/OMS o a criterio del propio EOR.

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	250	240	200
Media	300	220	300	200
Mínima	300	200	300	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	130	290	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.

8.2. Eventos de impacto regional ocurridos en mayo de 2025

Durante mayo de 2025 se registró un evento relevante que comprometió la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional (SER) y que requirió la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). A continuación, se presenta un resumen del evento que originó dicha activación:

TABLA 7. EVENTOS QUE PROVOCARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF MAYO 2025

Fecha	Hora	Resumen de la Descripción del Origen del Evento
28/05/2025	13:39:00	Pérdida de 158 MW de generación de central Arenal en el área de control de Costa Rica, por falsa señal de cierre de válvula mariposa.

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/>

El monto de carga desconectada en el SER a raíz del evento anteriormente descrito, así como la frecuencia mínima registrada y las etapas del EDACBF que se activaron, se detallan a continuación:

TABLA 8. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTOS MAYO 2025

Fecha	Hora	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF que actuaron en el SER	Total, Carga Desconectada en el SER [MW]
28/05/2025	13:39:00	59.239	1era. (*)	253.66

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 en todas las áreas de control del SER a excepción de la de Nicaragua