

# INFORME MENSUAL DEL MER ENERO 2025

*Una vista al Mercado Eléctrico Regional*

**COMISIÓN REGIONAL DE  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**Informe SV-09-2025**

## 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.....	10
6.	Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural.....	12
6.1.	Precios nacionales .....	14
7.	Monitoreo del MER.....	15
7.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER .....	16
7.2.	Agentes que más retiraron energía del MER.....	16
7.3.	Agentes que ofertaron con precios mayores a USD 400/MWh en el MOR .....	17
7.4.	Agentes que ofertaron con precios de USD 0/MWh asociados a Contratos Firmes.....	18
7.5.	Agentes que ofertaron con precios menores a USD 10/MWh en el MOR .....	18
8.	Indicadores técnicos.....	19
8.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) enero 2025 .....	20
8.2.	Eventos de impacto regional ocurridos en enero de 2025.....	20

## 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 enero 2024-2025.....	11
Figura 7. Precios máximos del MER enero 2025 .....	12
Figura 8. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural enero 2025.....	13
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER enero 2025 .....	15
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER enero 2025 .....	15
Figura 11. Agentes con más inyecciones al MER enero 2025 .....	16
Figura 12. Agentes con más retiros del MER enero 2025 .....	17

## Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, precios de petróleo y de gas natural enero 2025.....	13
Tabla 2. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a USD 400/MWh.....	17
Tabla 3. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a USD 0/MWh.....	18
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a USD 10/MWh .....	19
Tabla 5. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Norte – Sur .....	20
Tabla 6. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Sur – Norte .....	20

## 1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-01-2025 (emitida el 17 de enero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, los siguiente:

*“(...) **DECLARAR PARCIALMENTE CON LUGAR** el recurso de reposición interpuesto por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) en contra de la resolución CRIE-40-2024; en consecuencia, procede modificar el Resuelve Tercero de dicha resolución para que se lea de la siguiente manera: // (...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para que realice licitaciones públicas internacionales en la adquisición de todos los suministros y servicios superiores a cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 50,000.00), para el desarrollo de los proyectos del segundo circuito de la Línea SIEPAC, correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna (...)”*

*“(...) **INSTRUIR** a la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) que, en el marco de los proyectos del segundo circuito de la Línea SIEPAC, correspondientes a las interconexiones Agua Caliente-Sandino y La Virgen-Fortuna, garantice que todas las adquisiciones que se realicen sean conforme a los principios establecidos en la regulación regional, evitando cualquier fraccionamiento en dichas adquisiciones.”*

*“(...) **CONFIRMAR** el resto del contenido de la resolución CRIE-40-2024 (...)”*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-01-2025-Recurso-de-Reposicion-en-contra-de-Resolucion-CRIE-40-2024-interpuesto-por-EPR.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-01-2025-Recurso-de-Reposicion-en-contra-de-Resolucion-CRIE-40-2024-interpuesto-por-EPR.pdf)

---

Mediante resolución CRIE-02-2025 (emitida el 23 de enero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, los siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER) derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en ochenta y siete por ciento (87%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado por esta Comisión mediante resolución.”*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-02-2025-PC-enero-a-junio-2025.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-02-2025-PC-enero-a-junio-2025.pdf)

---

Mediante resolución CRIE-03-2025 (emitida el 23 de enero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, los siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** la tasa de descuento regional en un valor de 10.13% para los años 2025 y 2026, conforme a lo dispuesto en el Anejo J del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).”*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-03-2025-Tasa-de-Descuento-WACC-2025-2026.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-03-2025-Tasa-de-Descuento-WACC-2025-2026.pdf)

---

Mediante resolución CRIE-04-2025 (emitida el 23 de enero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, los 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: “AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHOLOMA EN 138 KV” (...)”*

*“(...) **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: “AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHOLOMA EN 138 KV”.”*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-04-2025-Conexion-RTR-Honduras-Ampliacion-SE-Choloma.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-04-2025-Conexion-RTR-Honduras-Ampliacion-SE-Choloma.pdf)

---

Mediante resolución CRIE-05-2025 (emitida el 23 de enero de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, los 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 de 26 km de línea de transmisión en 230 kV y repotenciación de 20 km de línea de 138 kV a 230 kV, tramo eléctrico San Buenaventura – San Pedro Sula Sur” (...)”*

*“(...) **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 de 26 km de línea de transmisión en 230 kV y repotenciación de 20 km de línea de 138 kV a 230 kV, tramo eléctrico San Buenaventura – San Pedro Sula Sur”.”*

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-05-2025-Conexion-RTR-Honduras-SPSS-SBV-1.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/01/Certificacion-RESOLUCION-CRIE-05-2025-Conexion-RTR-Honduras-SPSS-SBV-1.pdf)

---

## 2. Transacciones por país miembro

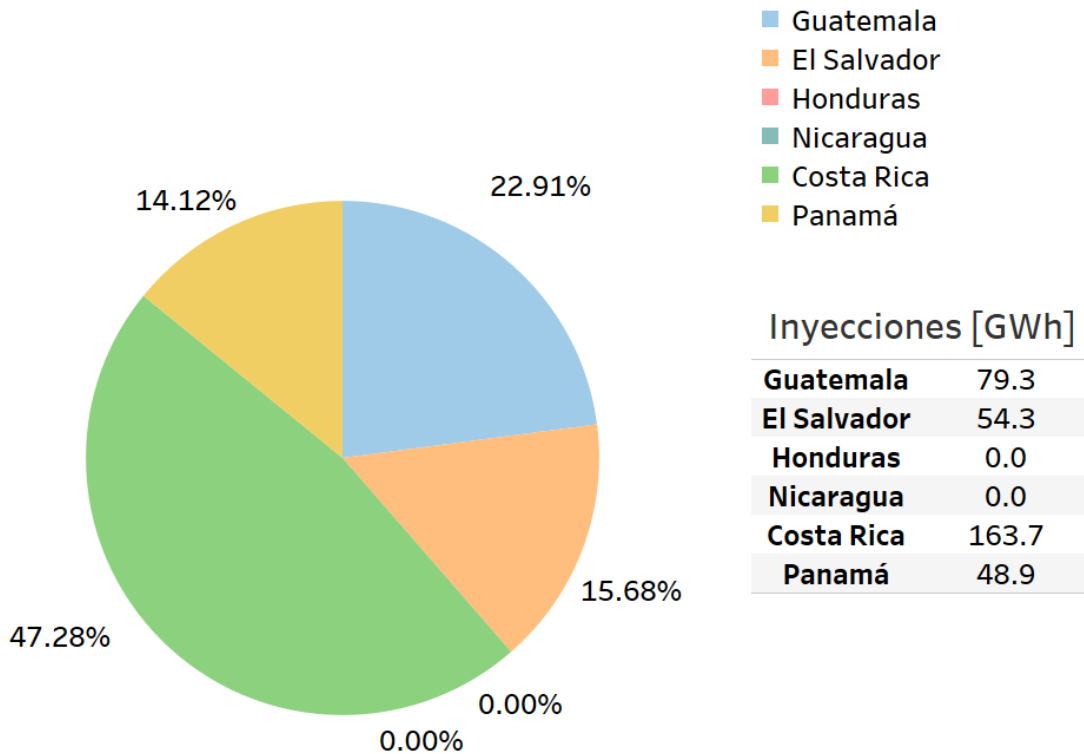
En enero de 2025, Costa Rica fue el principal proveedor de energía al Mercado Eléctrico Regional (MER), inyectando aproximadamente 164 GWh, lo que representó el 47.28% del total. Le siguieron Guatemala con 79 GWh (22.91%), El Salvador con 54 GWh (15.68%) y Panamá con 49 GWh (14.12%). En contraste, Honduras y Nicaragua no realizaron inyecciones al MER, manteniendo la tendencia registrada en los últimos meses de 2024.

Es importante destacar que Costa Rica volvió a liderar las inyecciones al MER gracias a su matriz eléctrica mayoritariamente renovable, sus precios competitivos y la disponibilidad de excedentes de generación. Por otro lado, Honduras y Nicaragua no participaron en la oferta de energía debido a sus altos costos de generación y al aumento sostenido de su demanda interna.

Siguiendo la tendencia observada en 2024, Nicaragua y El Salvador fueron los principales compradores de energía en el MER durante enero de 2025, con retiros de aproximadamente 105 GWh, equivalentes al 30.89% y 30.76% del total, respectivamente. Guatemala, Honduras y Panamá registraron retiros de 71 GWh (20.74%), 36 GWh (10.46%) y 24 GWh (7.15%), respectivamente. En cambio, Costa Rica no realizó retiros de energía del MER en el período analizado.

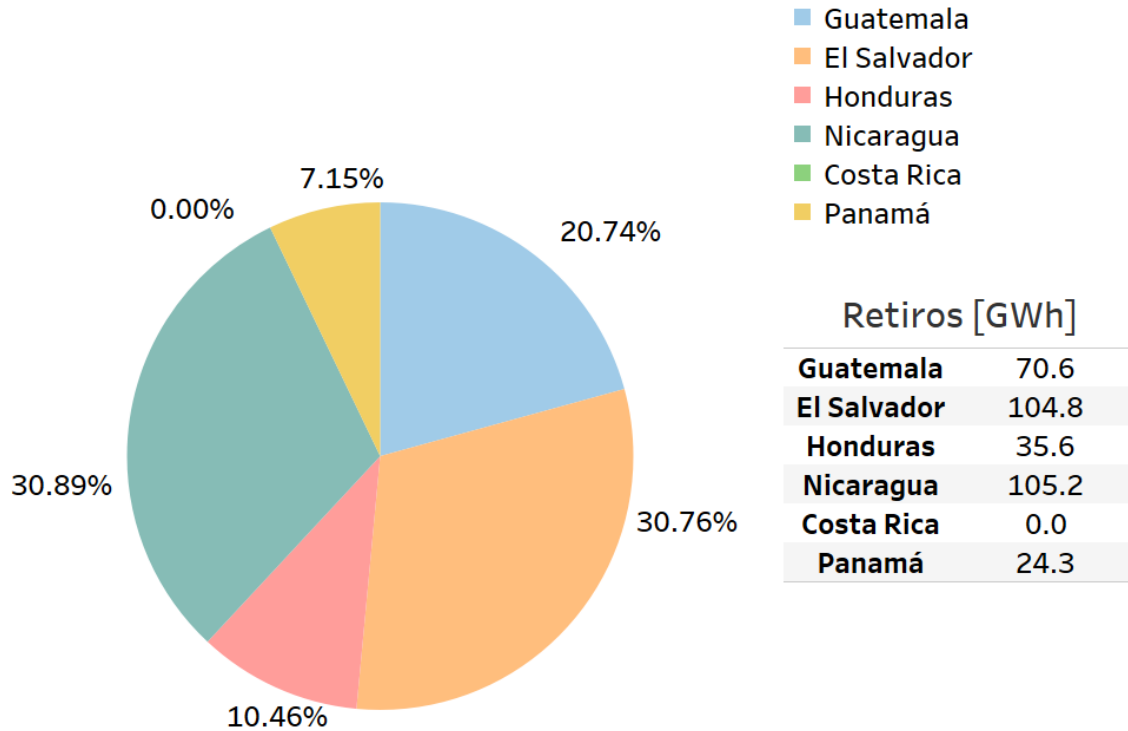
Este comportamiento se explica por la autosuficiencia eléctrica de Costa Rica y sus condiciones internas favorables, que le permitieron cubrir su demanda sin necesidad de importar energía. Por el contrario, Nicaragua y El Salvador lideraron los retiros debido a su necesidad de complementar el abastecimiento con electricidad más económica disponible en el MER.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



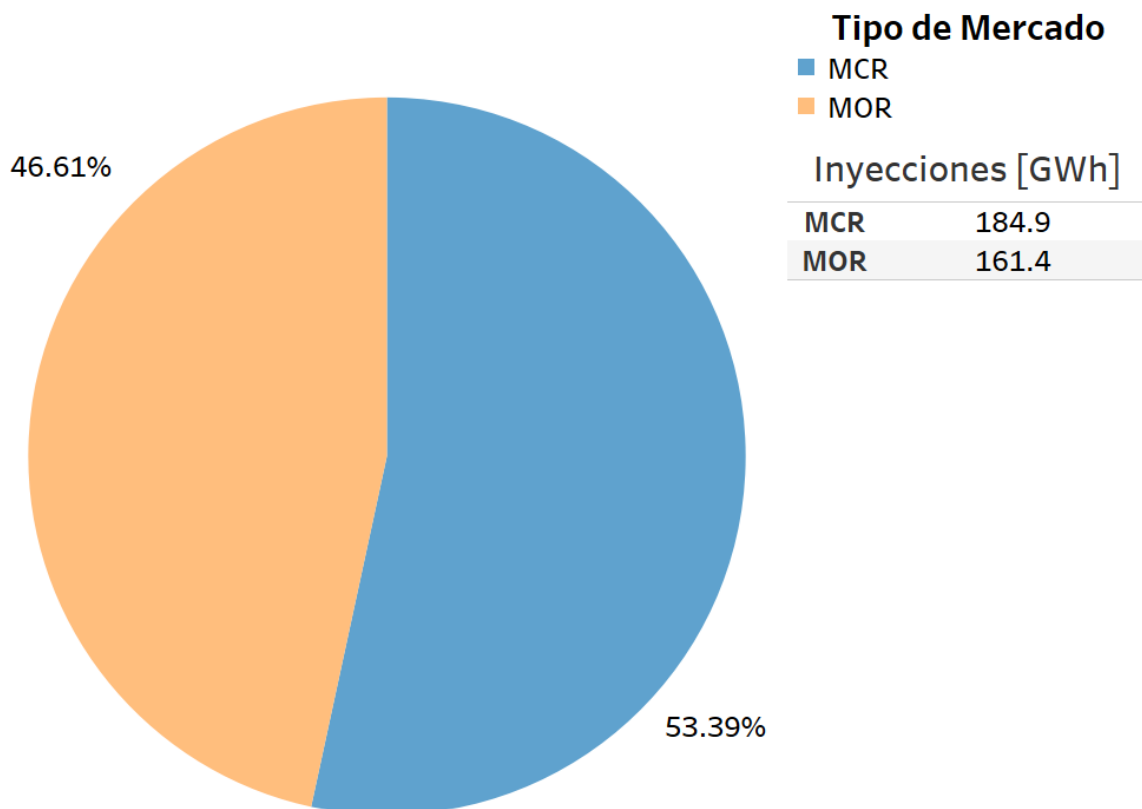
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

### 3. Transacciones por tipo de mercado

El 53.39% de las inyecciones de energía al MER se realizaron a través del Mercado de Contratos Regional (MCR), mientras que el 46.61% se llevó a cabo mediante el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Al igual que en el último mes de 2024, la distribución de las inyecciones mostró un equilibrio considerable entre ambos mercados.

Este comportamiento puede atribuirse a la energía remanente en los embalses, resultado del aumento de lluvias en la región durante diciembre de 2024, lo que favoreció al incremento en las inyecciones de corto plazo al MER. Asimismo, la significativa participación en el MOR refleja la flexibilidad de este mercado para absorber variaciones en la oferta y la demanda, permitiendo un ajuste dinámico en los intercambios de electricidad entre áreas de control.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

#### 4. Transacciones por tipo de oferta

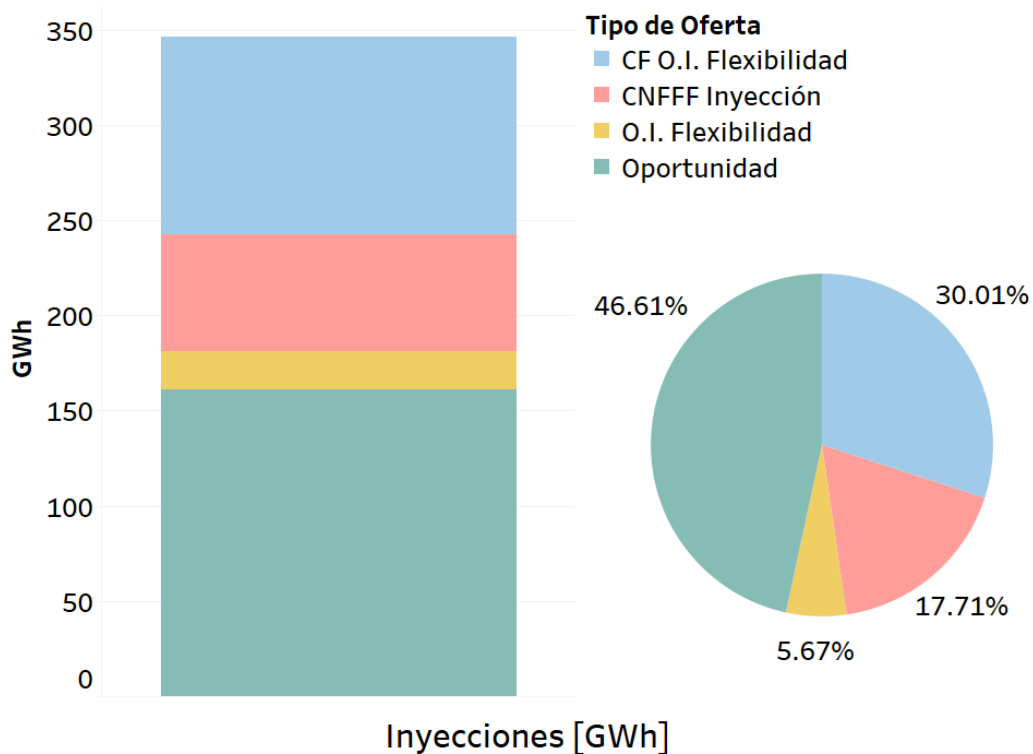
Durante enero de 2025, la alta participación de los agentes en el MOR impulsó un incremento en las inyecciones de energía al MER a través de Ofertas de Oportunidad, las cuales representaron el 46.61% del total (161 GWh). En segundo lugar, las inyecciones realizadas mediante Contratos Firmes (CF) alcanzaron el 30.01% (104 GWh). Por su parte, las inyecciones físicas provenientes de Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) constituyeron el 17.71% (61 GWh), mientras que aquellas derivadas de Ofertas de Flexibilidad asociadas a los CNFFF representaron el 5.67% (20 GWh).

En cuanto a los retiros de energía del MER, la distribución por tipo de retiro se mantuvo alineada con la tendencia observada en los últimos meses de 2024. La mayor parte de los retiros se realizó a través de CF, representando el 54.08% del total (184 GWh), seguido de los retiros asociados a CNFFF, que alcanzaron el 18.00% (61 GWh). Por su parte, los retiros efectuados en el MOR representaron el 15.90% (54 GWh), mientras que los asociados a Ofertas de Flexibilidad de CNFFF constituyeron el 12.03% (41 GWh) del total.

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



FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA

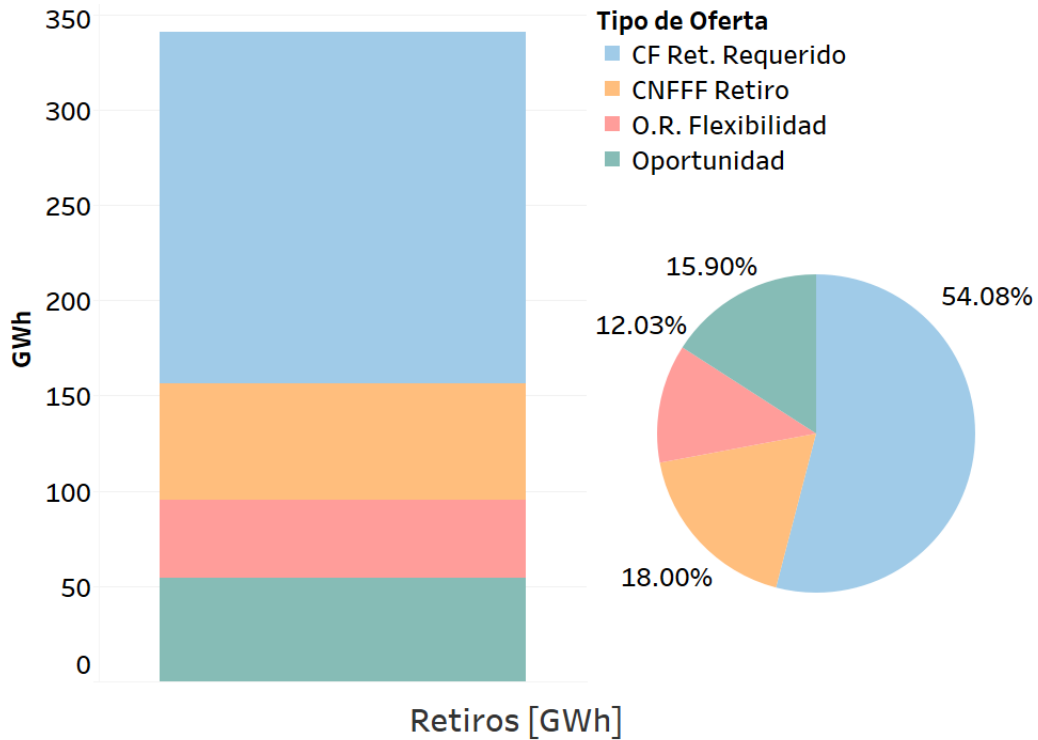


CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad
103.9	61.3	19.6	161.4

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

- **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



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad
184.2	61.3	41.0	54.1

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

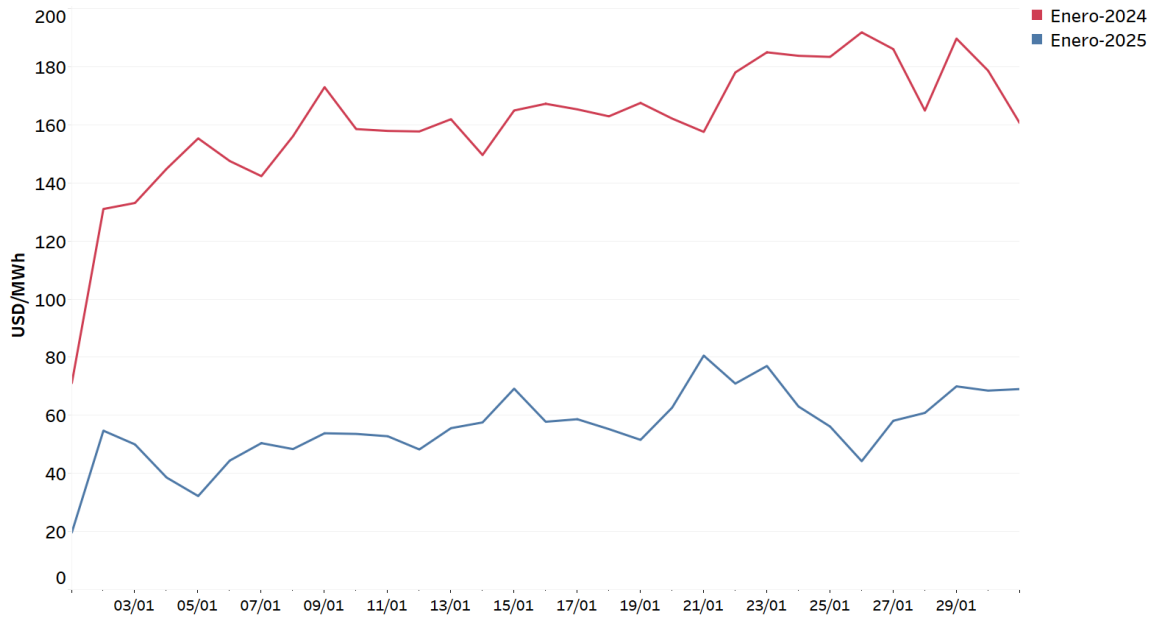
- **CF Ret. Requerido:** Retiro Requerido del Contrato Firme.
- **CNFFF Retiro:** Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.R. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.
- **Oportunidad:** Ofertas de oportunidad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

## 5. Precios del MER

El precio promedio del MER en enero de 2025 fue de USD 54.32/MWh, mientras que en el mismo mes del año anterior (enero de 2024) alcanzó USD 160.98/MWh, lo que representa una reducción del 66.26% en términos interanuales. Como se muestra en la siguiente figura, el precio promedio del MER en enero de 2025 fue inferior en todos los días del mes en comparación con enero de 2024.

Un aspecto relevante de enero de 2025 es que la disminución en el precio promedio del MER mantiene una tendencia similar a la observada en diciembre de 2024, cuando la reducción respecto a diciembre de 2023 fue del 64.24%. Esto sugiere una continuidad en la baja de precios, posiblemente impulsada por factores como una mayor oferta de generación renovable y condiciones favorables en el mercado eléctrico regional.

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



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

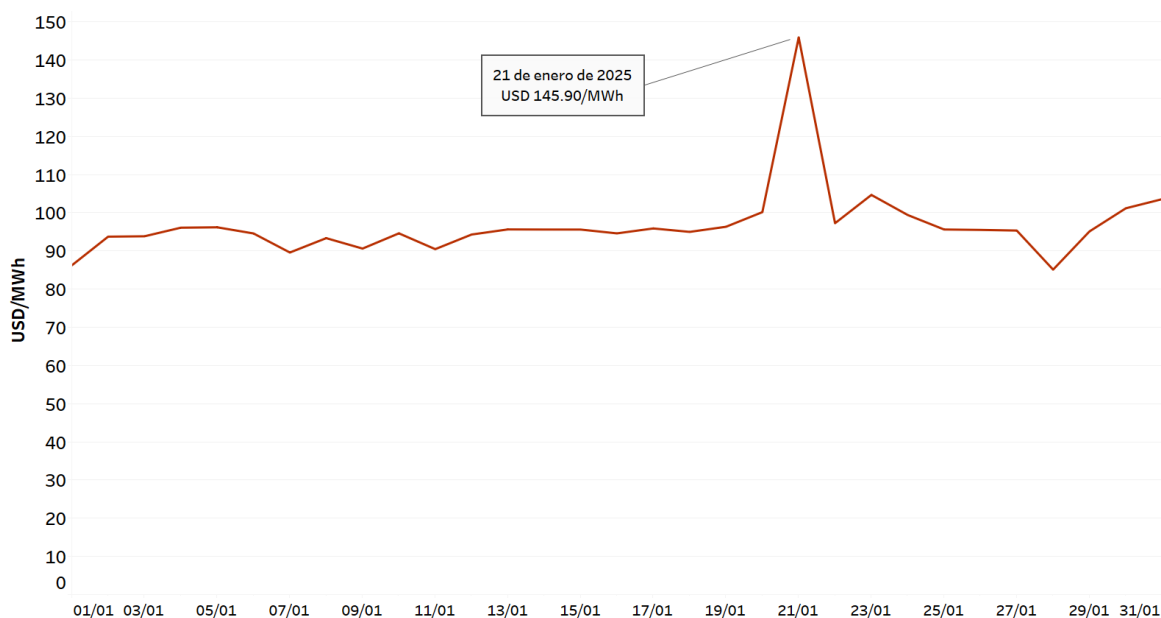
El precio nodal promedio del MER en enero de 2025 fue de USD 54.32/MWh; sin embargo, el 21 de enero se registraron precios máximos de hasta USD 145.90/MWh debido a un aumento significativo en la demanda de electricidad en la región, especialmente en las áreas de control de Guatemala y Honduras.

En Guatemala, la demanda máxima alcanzada ese día fue la más alta del mes, mientras que en Honduras también se registró uno de los picos de demanda más elevados. En esta última área de control, la disponibilidad de generación fue menor de lo habitual, lo que obligó a despachar unidades con Costos Variables de Generación (CVG) más altos en ambas áreas para cubrir la demanda

En este contexto, el comportamiento de los precios máximos del MER el 21 de enero estuvo alineado con el aumento en la demanda de electricidad y las condiciones de despacho de generación en esa fecha.

Como se muestra en la figura siguiente, los precios máximos del MER durante enero de 2025 se mantuvieron relativamente estables, con valores cercanos a USD 90/MWh, salvo el 21 de enero, cuando las condiciones de demanda y oferta llevaron a un incremento excepcional en los precios.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER ENERO 2025



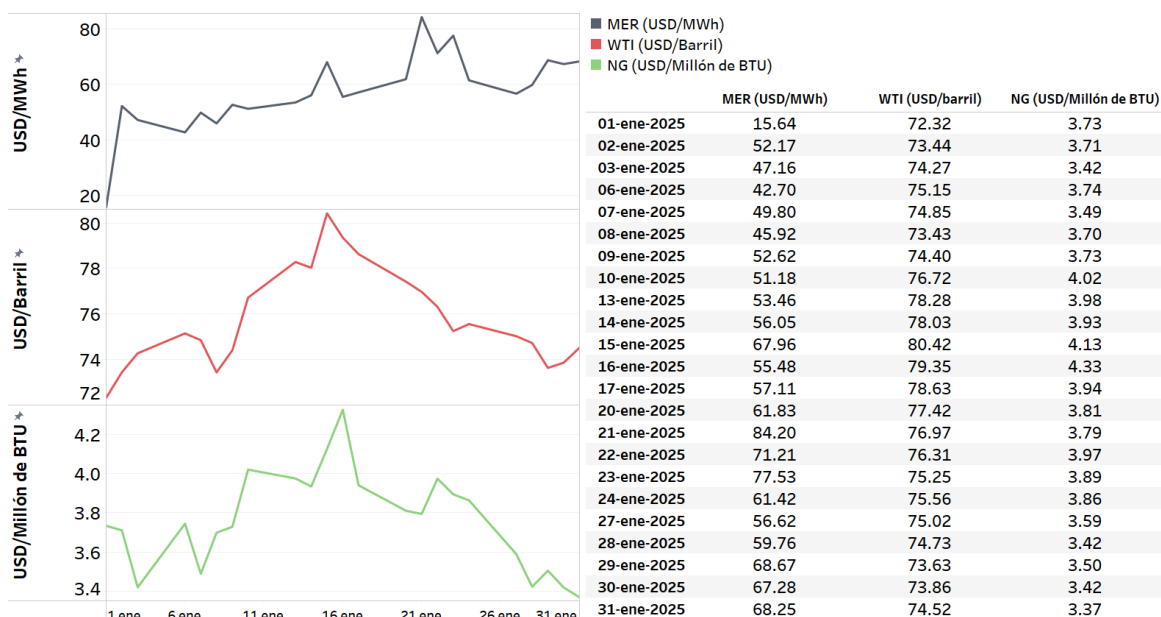
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

## 6. Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural

En enero de 2025, los precios del MER, el petróleo y el gas natural mostraron variaciones dentro de rangos específicos. El precio del barril de petróleo fluctuó entre USD 72.32 y USD 80.42, mientras que el del millón de BTU de gas natural osciló entre USD 3.37 y USD 4.33.

Durante el mes analizado, se identificó una correlación entre el comportamiento del precio promedio del MER y el del barril de petróleo en ciertos momentos. De manera similar, el precio del millón de BTU de gas natural también mostró una relación con el precio promedio del MER, lo que se observa con mayor claridad en la figura siguiente.

**FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, PRECIOS DE PETRÓLEO Y DE GAS NATURAL ENERO 2025**



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov) y de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)

Además del análisis gráfico, que evidenció una correspondencia parcial entre el precio promedio del MER y los precios del petróleo y el gas natural durante enero de 2025, se calcularon la covarianza y el coeficiente de correlación de Pearson para validar estadísticamente esta relación. Los resultados de estos cálculos se presentan en la siguiente tabla.

**TABLA 1. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER, PRECIOS DE PETRÓLEO Y DE GAS NATURAL ENERO 2025**

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	10.050
NG (x), MER (y)	0.186
Coeficiente de correlación de Pearson (r)	
WTI (x), MER(y)	0.343
NG (x), MER (y)	0.054

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov) y de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)

Dado que la covarianza entre el precio promedio del MER y los precios del petróleo ( $Cov[x, y] = 10.050$ ) y del gas natural ( $Cov[x, y] = 0.186$ ) es positiva, se puede concluir que existe una relación directa entre estas variables. Esto indica que, en términos generales, cuando los precios del petróleo y el gas natural aumentan, el precio del MER también tiende a incrementarse, y viceversa.

Sin embargo, el coeficiente de correlación de Pearson entre el precio promedio del MER y el petróleo ( $r = 0.343$ ) sugiere una correlación positiva baja, mientras que la correlación con el gas natural ( $r = 0.054$ ) indica una relación prácticamente nula. Estos resultados muestran que, si bien existe cierta sensibilidad del precio del MER a las variaciones del petróleo, esta influencia no es determinante, y en el caso del gas natural, la relación es mínima.

Este comportamiento indica que, si bien los costos variables de generación térmica influyen en los precios del MER, otros factores también desempeñan un papel clave en la formación de precios, como la disponibilidad de fuentes renovables, la demanda interna y las restricciones en la transmisión. En particular, durante enero de 2025, el precio promedio del MER mostró una mayor sensibilidad a las fluctuaciones del petróleo, lo que sugiere que las ofertas de energía presentadas por los agentes estuvieron vinculadas, en mayor medida, a generación térmica a base de combustibles fósiles, especialmente petróleo.

Además, la relación entre el precio del MER, el petróleo y el gas natural pone en evidencia el impacto de la generación térmica marginal en distintas áreas de control, influyendo directamente en los precios nodales de la Red de Transmisión Regional (RTR).

### 6.1. Precios nacionales

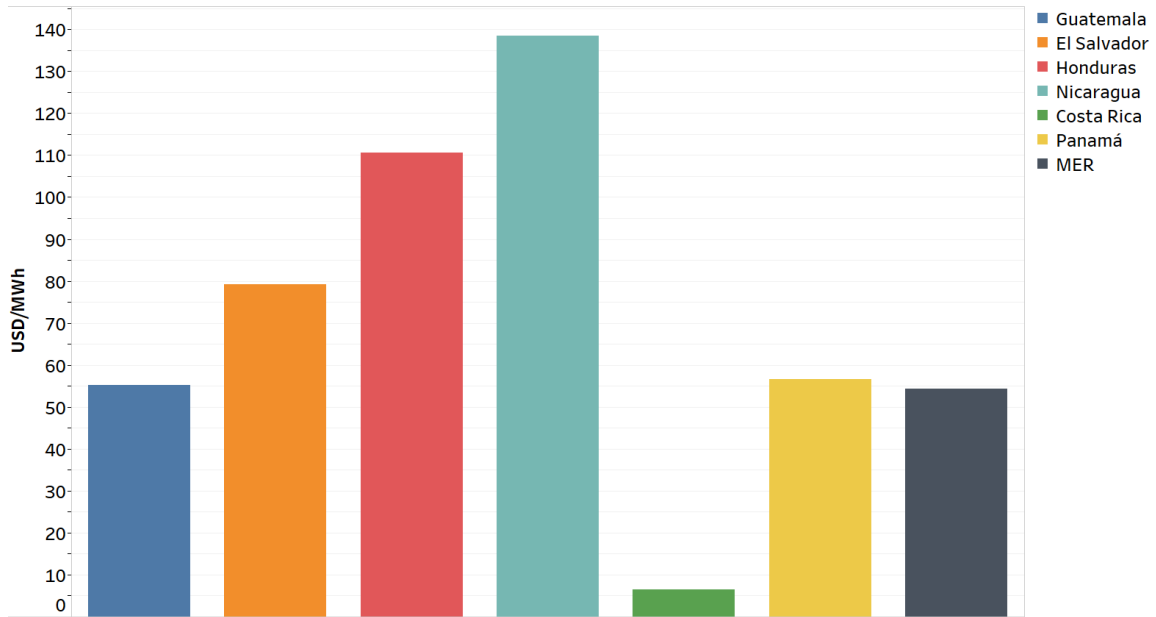
Al comparar los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con los precios del MER, se observa en las figuras 9 y 10 que, durante enero de 2025, al igual que en diciembre de 2024, el precio promedio del MER fue inferior al promedio de todos los países miembros, con la única excepción de Costa Rica.

Este comportamiento se explica por el hecho de que Costa Rica fue el principal proveedor de energía en el MER y no realizó retiros, gracias a condiciones internas favorables derivadas de sus excedentes de generación.

En contraste, Nicaragua y El Salvador, que registraron los mayores retiros de energía del MER, presentaron algunos de los precios promedio más altos en comparación con el mercado regional. Esto evidencia su necesidad de adquirir energía a menor costo, una tendencia que se mantuvo a lo largo de 2024 en el caso de Nicaragua.

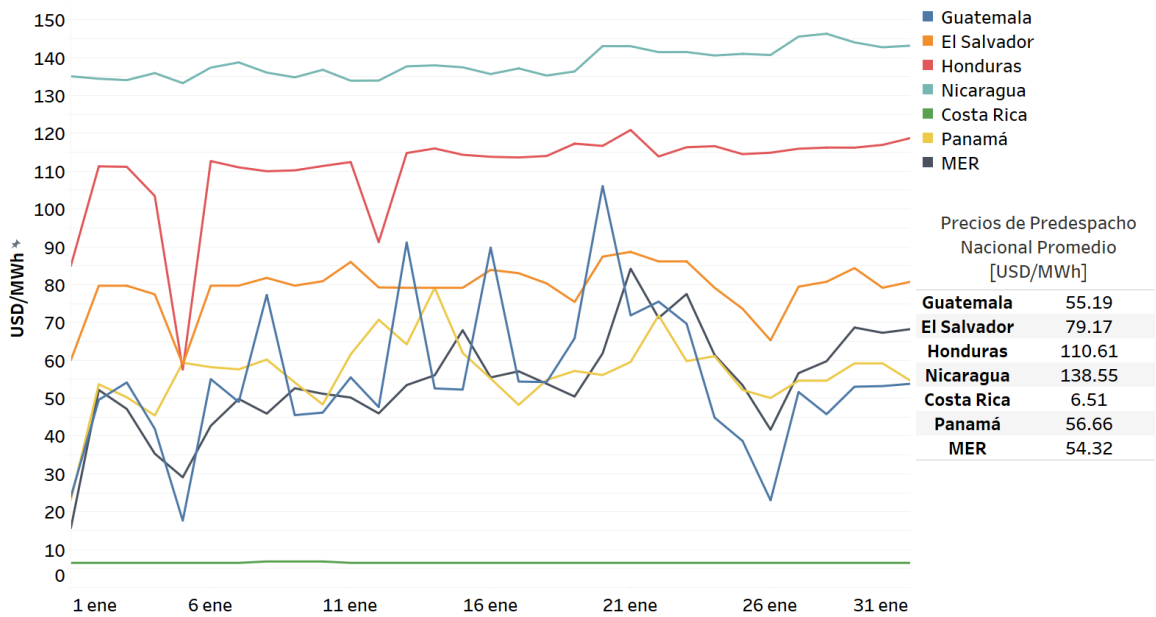
Cabe destacar que el MER brinda a todos los países miembros la oportunidad de adquirir energía a un costo inferior al disponible en sus respectivas áreas de control o, en caso de déficit, garantizar su abastecimiento. Asimismo, permite la venta de excedentes en condiciones favorables, siempre que la disponibilidad interna lo permita, en concordancia con lo establecido en el numeral 1.3 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), que define los objetivos del mercado.

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



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web de los OS/OM y la BD Regional

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



Fuente: Elaboración propia con información obtenida de la página web de los OS/OM y la BD Regional

## 7. Monitoreo del MER

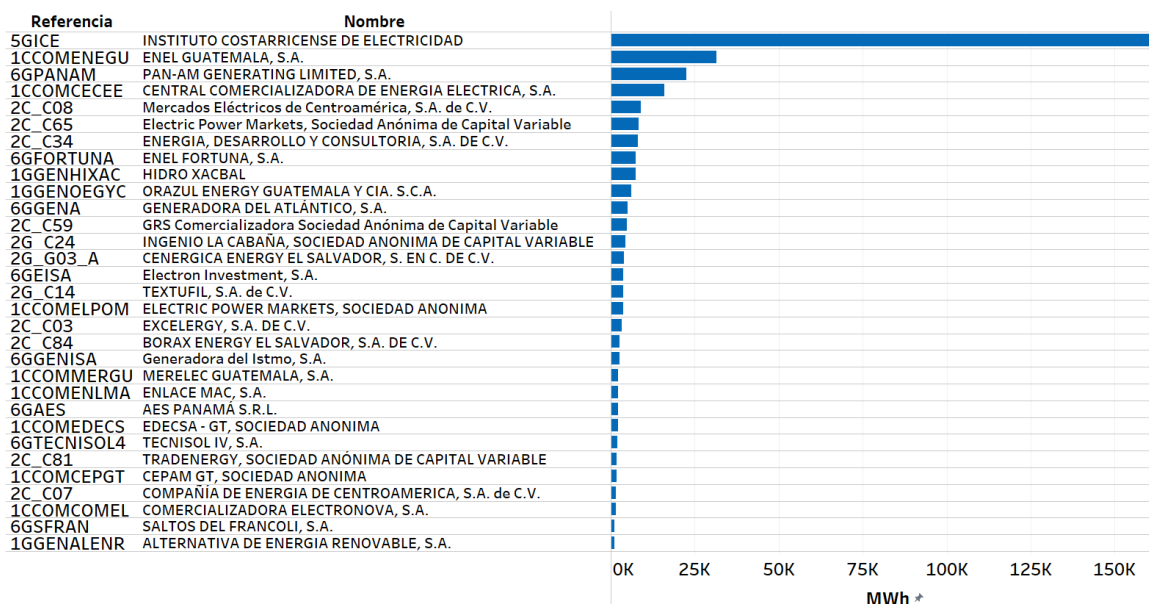
Como parte de sus funciones de supervisión y vigilancia, establecidas en el Capítulo 2 del Libro IV del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE tiene la responsabilidad de identificar a los agentes con mayor volumen de transacciones de

energía, tanto en inyecciones como en retiros. Esta labor es fundamental para detectar posibles comportamientos anómalos o prácticas de mercado inapropiadas, permitiendo una regulación más efectiva y el cumplimiento de las normas del mercado.

### 7.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

El *Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)*, agente de Costa Rica, se mantuvo como el principal vendedor de energía al MER durante enero de 2025, al igual que en diciembre de 2024, con una inyección de 163,721 MWh, lo que representó el 47.28% del total. En segundo lugar, *Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)*, agente de Guatemala, aportó 31,467 MWh, equivalente al 9.09% del total. Estos dos agentes corresponden, respectivamente, a los países que más energía inyectaron al MER durante el período analizado.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER ENERO 2025



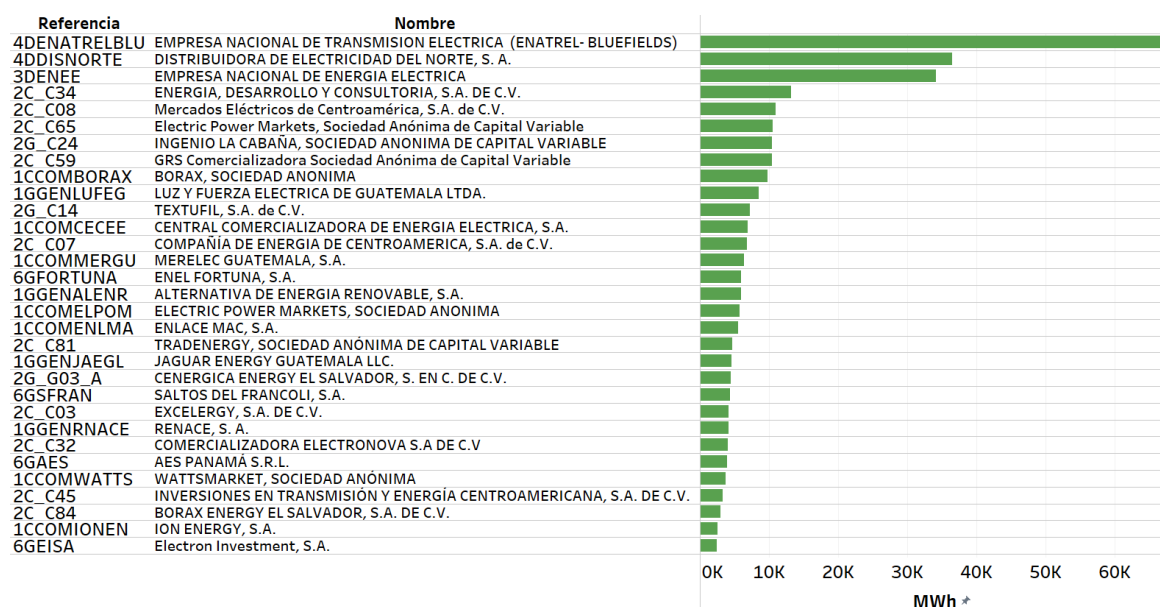
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

### 7.2. Agentes que más retiraron energía del MER

El agente de Nicaragua *Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU)* fue el que más retiró energía del MER durante enero de 2025, con un total de 66,808 MWh, equivalente al 19.61% del total de retiros. Le siguió el agente *Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE)*, también de Nicaragua, con 36,451 MWh, lo que representa el 10.70% del total. Estos dos agentes, ambos distribuidores nicaragüenses, realizaron los mayores retiros de energía del MER durante el período analizado.



FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER ENERO 2025



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

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

En enero de 2025, el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) presentó ofertas de inyección de energía con precios significativamente elevados ( $\geq$  USD 400/MWh). No obstante, Costa Rica registró los Costos Marginales del Sistema (CMS) más bajos de la región durante el mes analizado, con un promedio de USD 6.5/MWh.

Es importante señalar que ninguna de las ofertas del agente costarricense fue despachada, por lo que estos precios elevados no impactaron las señales de mercado en el período de estudio. No obstante, se mantiene un monitoreo continuo de este tipo de declaraciones para evaluar su evolución y posible impacto en el mercado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	84,816.00	0.00	609.87	610.50

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

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

Durante el mes analizado, siete agentes (cinco de Guatemala y dos de Panamá) presentaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a la inyección de los Contratos Firmes (CF) con un precio de USD 0/MWh. A continuación, se detallan dichas ofertas:

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	31,366.93
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	14,101.24
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	4,791.11
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	3,085.24
6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	1,680.00
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	58.67
1GGENINGS	SAN DIEGO, S. A.	44.65

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

En esta ocasión, se destaca al agente guatemalteco *Enel Guatemala, S.A.* (1CCOMENEGU), debido a que el 56.90% de la energía declarada con precios de USD 0/MWh corresponde a este agente, superando a *Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.* (1CCOMCECEE), también de Guatemala, que le siguió con el 25.58% del total. Además, del total de energía declarada mediante ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los Contratos Firmes (184 GWh), el 29.93% se ofertó con precios de USD 0/MWh.

Al igual que en el caso de las ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a USD 400/MWh, se mantiene un seguimiento continuo de las declaraciones con precios de USD 0/MWh, ya que estas convierten los Contratos Firmes en Físicos.

## 7.5. Agentes que ofertaron con precios menores a USD 10/MWh en el MOR

En enero de 2025, once agentes presentaron ofertas de retiro en el MOR con precios de compra inferiores a USD 10/MWh. La mayoría de estas ofertas fueron realizadas por agentes de El Salvador, quienes representaron el 83.12% del total de la energía retirada bajo estas condiciones de precio. Por su parte, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENEE y 3GENEE) aportó el 16.43%, mientras que el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) contribuyó con el 0.46%. La información detallada se presenta en la tabla 4.

**TABLA 4. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A USD 10/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	11,160.00	5.00	5.00
3DENE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	2,465.00	9.80	9.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	959.61	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	550.00	9.00	9.00
2C_C81	TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	507.00	1.00	1.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V	220.00	3.00	3.00
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	210.00	10.00	10.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	96.00	4.00	1.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	74.40	0.50	0.50
2C_C62	ENERGÍON DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	24.00	10.00	10.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	19.00	5.89	4.00

*Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional*

En enero de 2025, los precios asociados a las ofertas de retiro realizadas por los agentes salvadoreños alcanzaron nuevamente valores tan bajos como USD 1/MWh, a pesar de que los Costos Marginales del Sistema (CMS) de El Salvador se mantuvieron significativamente más altos durante todo el mes, con un promedio de USD 79.17/MWh, en comparación con el precio promedio del MER, que fue de USD 54.32/MWh.

Por otro lado, la *Empresa Nacional de Energía Eléctrica* (3DENE y 3GENEE) y el *Instituto Costarricense de Electricidad* (5GICE) presentaron ofertas de compra con precios de hasta USD 9/MWh y USD 0.50/MWh, respectivamente.

En este contexto, los Costos Marginales del Sistema (CMS) en Honduras fueron considerablemente más altos, con un promedio de USD 110.61/MWh, mientras que en Costa Rica se mantuvieron significativamente más bajos, promediando USD 6.5/MWh.

Se mantiene un monitoreo constante sobre este tipo de declaraciones de retiro de energía en el MOR, con especial atención a las ofertas presentadas por los agentes salvadoreños, debido a la marcada diferencia entre sus CMS y los precios de sus ofertas de compra.

## 8. Indicadores técnicos

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

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Ente Operador Regional (EOR) sobre las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para enero de 2025.

**TABLA 5. MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR**

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
<b>Máxima</b>	300	240	220	10
<b>Media</b>	300	240	280	20
<b>Mínima</b>	300	240	300	20

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

**TABLA 6. MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR – NORTE**

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
<b>Máxima</b>	300	240	300	200
<b>Media</b>	300	120	280	200
<b>Mínima</b>	300	250	300	200

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

(\*) 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 enero de 2025

En enero de 2025, no se registraron eventos que activaran el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF).