



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-14-2026

ENERO
2026

*UNA VISTA
AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL*

Contenido

1.	Resumen de actividades relevantes en el Mercado Eléctrico Regional (MER)	3
2.	Transacciones por país miembro	4
2.1.	Excedentes de energía disponibles	4
2.2.	Inyecciones	6
2.3.	Retiros	8
2.4.	Análisis integrado	10
3.	Transacciones por tipo de mercado	12
4.	Transacciones por tipo de oferta	14
4.1.	Inyecciones	14
4.1.1.	Análisis	15
4.2.	Retiros	16
4.2.1.	Análisis	17
4.3.	Conclusiones	18
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	19
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	21
6.1.	Factores explicativos	21
6.2.	Comparación interanual	23
6.3.	Precios máximos del MER	24
6.3.1.	Dinámica general de los precios máximos	24
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	27
7.1.	Correlación estadística	27
7.2.	Evolución gráfica	29
7.3.	Conclusiones	31
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	31
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	33
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	35
8.3.	Conclusión sobre la interacción entre los precios nacionales y el MER	36
9.	Monitoreo del MER	38
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	38
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	40
9.3.	Consideraciones sobre la vigilancia de agentes del MER	42
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	43
9.5.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	44

9.6. Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	45
10. Indicadores técnicos.....	47
10.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).....	47
10.2. Eventos regionales.....	48

Índice de Figuras

Figura 1. Excedentes ofrecidos al MER por país miembro.....	5
Figura 2. Inyecciones al MER por país miembro	8
Figura 3. Retiros del MER por país miembro	10
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	13
Figura 5. Inyecciones al MER por tipo de oferta	15
Figura 6. Retiros del MER por tipo de oferta	17
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes	19
Figura 8. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	20
Figura 9. Variación del consumo interno por país miembro.....	23
Figura 10. Precios promedio diarios del MER	25
Figura 11. Precios máximos diarios del MER.....	26
Figura 12. Precios del MER y de los combustibles fósiles	30
Figura 13. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER	32
Figura 14. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER	34
Figura 15. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales	37
Figura 16. Agentes con más inyecciones al MER	39
Figura 17. Agentes con más retiros del MER	41

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles	28
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales	35
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	36
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	44
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	45
Tabla 6. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	46
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur [MW]	47
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW]	47
Tabla 9. Valores de exportación de El Salvador a partir del 1 de enero de 2026 [MW]	48

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

Mediante Resolución No. CRIE-01-2026 (emitida el 20 de enero de 2026) 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 RTR de Honduras, el proyecto de transmisión denominado: **‘COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA, INSTALACIÓN DE BANCOS CAPACITORES PARA LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS: LA PUERTA Y VILLANUEVA’** para la conexión de dos (2) bancos de capacitores trifásicos de 30 MVAR cada uno (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de transmisión denominado: **‘COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA, INSTALACIÓN DE BANCOS CAPACITORES PARA LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS: LA PUERTA Y VILLANUEVA’** para la conexión de dos (2) bancos de capacitores trifásicos de 30 MVAR cada uno, 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).”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/01/certificacion-de-resolucion-CRIE-01-2026-La-Puerta-y-Villanueva.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-02-2026 (emitida el 29 de enero de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **DECLARAR SIN LUGAR** el recurso de reposición presentado por **EDECSA-GT, Sociedad Anónima** en contra de la resolución CRIE-33-2025.”.*

*“(...) **CONFIRMAR** en todos sus extremos la resolución CRIE-33-2025.”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/02/Certificacion-resolucion-CRIE-02-2026-EDECSA-GT.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-03-2026 (emitida el 29 de enero de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **ESTABLECER** para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER), derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en noventa y tres por ciento (93%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado por esta Comisión mediante resolución.”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/01/Certificacion-resolucion-CRIE-03-2026-PC-1er.-semestre.pdf

Mediante Resolución No. CRIE-04-2026 (emitida el 29 de enero de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **MODIFICAR** el Manual Contable de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, según el detalle del anexo I de la presente resolución.”.*

Fuente: crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/02/Certificacion-de-Resolucion-CRIE-04-2026-Manual-Contable.pdf

2. Transacciones por país miembro

Durante el primer mes de 2026, el comportamiento de los excedentes de energía disponibles en el Mercado Eléctrico Regional (MER), y en consecuencia de las transacciones regionales, estuvo determinado por la interacción de tres factores principales, los cuales incidieron de manera diferenciada en cada país miembro:

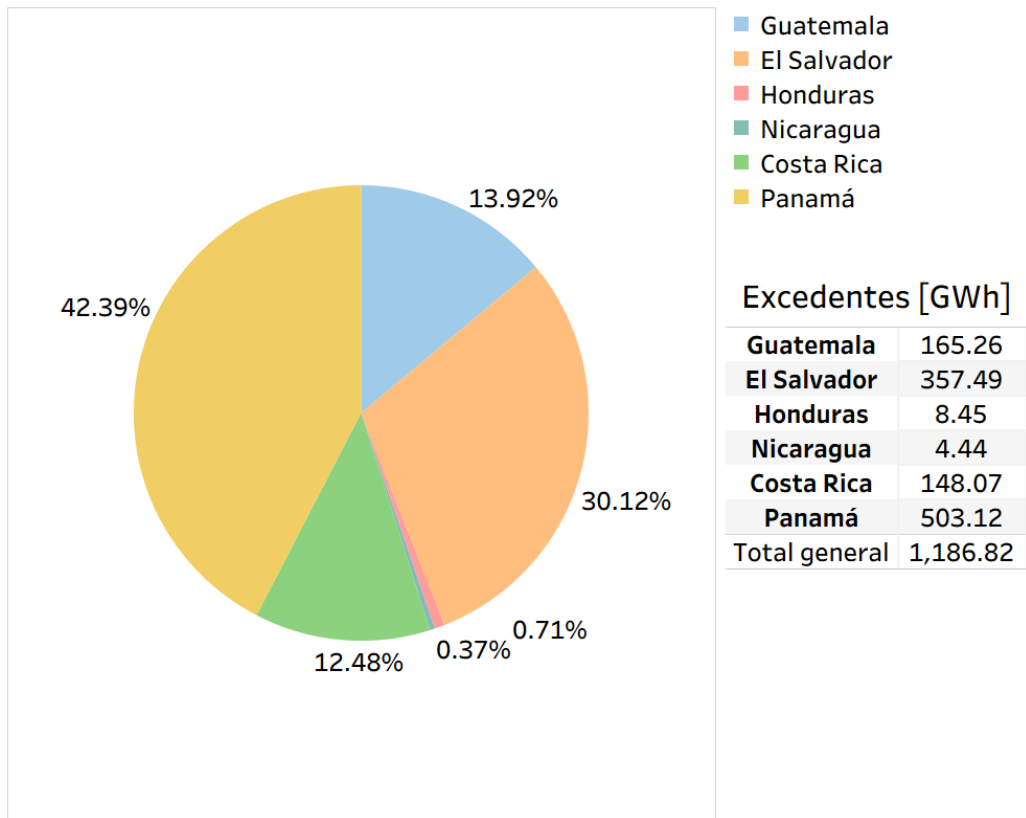
1. La normalización del consumo interno tras el período vacacional de diciembre, observándose reducciones en el bloque norte del sistema regional (Guatemala, El Salvador y Honduras), en contraste con incrementos en el bloque sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá). Este comportamiento modificó los requerimientos netos de energía y la disponibilidad de excedentes para el intercambio regional respecto al mes previo;
2. La recomposición de la matriz de generación en algunos países miembros, destacando el aumento de la generación eólica y solar en todos estos, así como el repunte de la generación a base de biomasa en Guatemala y Nicaragua. En contraste, se registraron disminuciones relevantes en la generación hidroeléctrica, particularmente en Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá, reflejando una transición estacional en las fuentes de generación renovable;
3. La persistencia de condiciones hidrológicas diferenciadas entre países miembros, que continuaron condicionando la capacidad de exportación regional. Esto se evidenció en caídas significativas de generación hidroeléctrica en algunos sistemas eléctricos nacionales y aumentos en otros, como en Honduras, lo que influyó directamente en la posición relativa de cada país dentro del MER, ya sea como exportadores o importadores de energía.

En conjunto, estos elementos redefinieron la dinámica de disponibilidad de excedentes de energía durante enero de 2026, lo cual se reflejó en los volúmenes de inyecciones y retiros en el MER respecto a diciembre de 2025, dando lugar a patrones de comportamiento específicos en cada país miembro.

2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo al análisis de las transacciones por país miembro, por tipo de mercado, por tipo de oferta y por tipo de actividad de los agentes, resulta pertinente examinar el comportamiento de la energía ofrecida al MER durante enero de 2026, desagregada por país (véase la Figura 1).

FIGURA 1. EXCEDENTES OFRECIDOS AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

Los volúmenes observados en la Figura 1 corresponden a la suma de las ofertas de oportunidad y de los compromisos contractuales¹, en ambos casos de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones operativas del MER.

Al respecto, la energía disponible para realizar transacciones en el MER mantiene una relación directa con el comportamiento de la matriz de generación de cada país miembro. En este sentido, se observa que Panamá se consolidó como el principal oferente de excedentes de energía, con una participación del 42.39% del total regional (503.12 GWh), seguido por El Salvador con un 30.12% (357.49 GWh). En un segundo nivel se ubicaron Guatemala y Costa Rica, con participaciones de 13.92% (165.26 GWh) y 12.48% (148.07 GWh), respectivamente.

Por su parte, Honduras y Nicaragua presentaron aportes marginales de excedentes, con participaciones de 0.71% (8.45 GWh) y 0.37% (4.44 GWh), respectivamente. En el caso particular de Nicaragua, si bien se registró cierto volumen de energía ofrecida al MER durante el mes, este fue limitada, lo cual resulta consistente con el hecho de que la mayor parte de la energía disponible en su área de control se encuentra comprometida en

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

contratos con las distribuidoras del país, restringiendo la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el mercado regional.

En contraste, el resto de los países miembros dispuso de excedentes de energía en magnitudes variables, en función de las características estructurales de sus matrices de generación y del comportamiento de su demanda interna, aspectos que se analizan con mayor detalle en las secciones posteriores del presente informe.

Cabe destacar que, si bien existe la obligatoriedad regulatoria de presentar ofertas de oportunidad al MER por parte de los agentes de cada país miembro, la cantidad de dichas ofertas puede verse limitada por los requerimientos de cobertura de la demanda interna y por la disponibilidad efectiva de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional², lo cual resulta consistente con las condiciones estructurales observadas durante el mes analizado.

2.2. Inyecciones

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó 336.17 GWh en enero de 2026 (véase la Figura 2), lo que representó una disminución del 10.26% respecto a diciembre de 2025. Panamá, Guatemala y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países oferentes, en ese mismo orden, concentrando en conjunto más del 99% de la energía exportada al mercado regional durante el mes analizado:

- ✓ **Panamá (136.63 GWh – 40.64%):** Se consolidó como el principal país oferente del MER, a pesar de registrar una leve disminución de 0.01 GWh en sus inyecciones respecto al mes previo. Este desempeño se dio en un contexto de fuerte reducción intermensual de la generación hidroeléctrica (-103.75 GWh), la cual fue compensada por incrementos en la generación eólica (+62.78 GWh), solar (+14.65 GWh) y a base de gas natural (+16.29 GWh). No obstante, el aumento del consumo interno (+13.30 GWh) limitó la disponibilidad de excedentes adicionales para exportación, manteniendo sus inyecciones en niveles similares a los de diciembre de 2025.

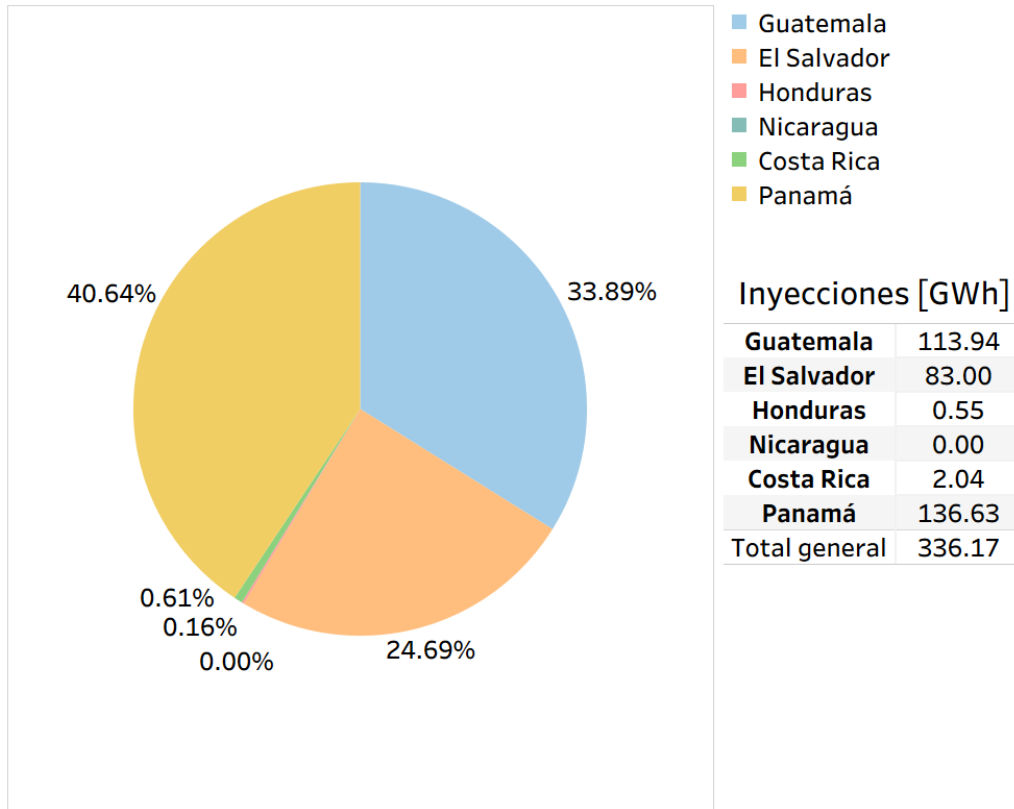
- ✓ **Guatemala (113.94 GWh – 33.89%):** Registró una disminución de 5.68 GWh en sus inyecciones con relación al mes previo. Este comportamiento estuvo asociado principalmente a la reducción de la generación hidroeléctrica (-90.74 GWh) respecto a diciembre de 2025, la cual no fue completamente compensada por el incremento en la generación a base de biomasa (+40.58 GWh), así como por aumentos en la generación eólica (+2.86 GWh), solar (+5.18 GWh) y geotérmica (+2.31 GWh). Adicionalmente, la disminución del consumo interno (-18.33 GWh) y el aumento de las importaciones desde México (+21.77 GWh) contribuyeron a moderar la caída en sus exportaciones al MER.

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

- ✓ **El Salvador (83.00 GWh – 24.69%):** Presentó una disminución significativa de 29.51 GWh en sus inyecciones respecto a diciembre de 2025, siendo el país miembro con la mayor reducción intermensual. Este resultado se explica por la caída de la generación hidroeléctrica (-35.64 GWh) y térmica a base de gas natural (-18.60 GWh), las cuales no lograron ser compensadas por los incrementos en la generación geotérmica (+3.50 GWh), eólica (+2.29 GWh), solar (+0.66 GWh) y a base de biomasa (+4.66 GWh). Si bien se registró una disminución del consumo interno (-22.34 GWh), esta no fue suficiente para sostener los niveles de excedentes observados en el mes previo.
- ✓ **Costa Rica (2.04 GWh – 0.61%):** Experimentó una disminución intermensual de 1.70 GWh en sus inyecciones al MER. Este comportamiento se dio en un contexto de reducción de la generación hidroeléctrica (-35.18 GWh) con relación al mes previo, parcialmente compensada por incrementos en la generación eólica (+41.61 GWh), geotérmica (+9.44 GWh), solar (+0.33 GWh) y a base de biomasa (+6.96 GWh). No obstante, el aumento del consumo interno (+22.37 GWh) limitó la disponibilidad de excedentes, priorizándose el abastecimiento de la demanda nacional.
- ✓ **Honduras (0.55 GWh – 0.16%):** Registró una disminución de 1.54 GWh en sus inyecciones respecto al último mes de 2025, manteniendo una participación marginal en el MER. Este resultado se dio en un contexto de incremento de la generación hidroeléctrica (+4.79 GWh), solar (+2.91 GWh) y eólica (+6.81 GWh), equilibrado parcialmente por reducciones en la generación a base de biomasa (-12.18 GWh). A pesar de la disminución del consumo interno (-74.96 GWh), las condiciones del precio nacional en comparación con el precio del MER limitaron la colocación de excedentes en el mercado regional.
- ✓ **Nicaragua (0.00 GWh – 0.00%):** No registró inyecciones al MER durante enero de 2026, manteniendo la tendencia observada en todo 2025. A pesar de los incrementos intermensuales en la generación eólica (+21.60 GWh), a base de biomasa (+12.13 GWh) y solar (+7.07 GWh), el aumento del consumo interno (+12.85 GWh) y la estructura de su matriz de generación, con una alta proporción de energía interna comprometida contractualmente en el mercado local, limitaron la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER.

En conjunto, la reducción intermensual observada en las inyecciones regionales durante enero de 2026 refleja principalmente la disminución de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, así como la priorización del abastecimiento de la demanda interna en aquellos sistemas nacionales donde se registraron incrementos de consumo, en un contexto de transición estacional en la disponibilidad de recursos renovables.

FIGURA 2. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.3. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó 339.35 GWh en enero de 2026 (véase la Figura 3), lo que representó una disminución del 10.20% respecto al volumen registrado en diciembre de 2025. Este comportamiento refleja una recomposición de la demanda regional, influenciada tanto por la normalización del consumo eléctrico tras el período vacacional como por cambios en la disponibilidad de generación en los países miembros. Cabe destacar que, una vez más, Nicaragua se consolidó como el principal demandante del MER durante el mes analizado:

- ✓ **Nicaragua (129.90 GWh – 38.28%):** Se mantuvo como el principal país importador del MER, a pesar de la disminución de 10.90 GWh en sus retiros respecto al mes previo. Este comportamiento estuvo asociado al aumento intermensual de la generación renovable, particularmente en tecnologías eólica (+21.60 GWh), a base de biomasa (+12.13 GWh) y solar (+7.07 GWh). No obstante, la reducción de la generación hidroeléctrica (-4.64 GWh) y geotérmica (-3.96 GWh), así como el incremento del consumo interno (+12.85 GWh), junto con la alta participación térmica en su matriz de generación, reflejada en precios nacionales persistentemente menos competitivos que el precio regional, continuaron

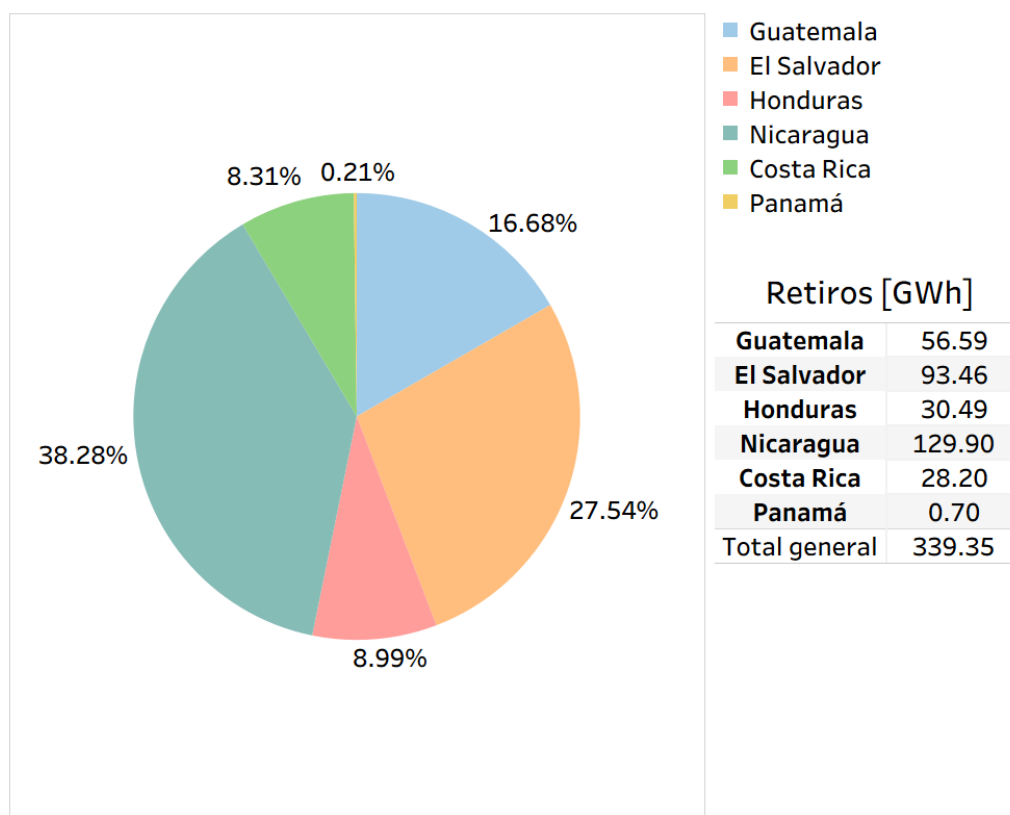
condicionando su dependencia del mercado regional, pese al mayor aporte de generación renovable para el abastecimiento de la demanda interna.

- ✓ **El Salvador (93.46 GWh – 27.54%):** Registró un incremento de 3.37 GWh en sus retiros respecto a diciembre de 2025, en línea con la reducción observada en sus inyecciones. Este comportamiento estuvo asociado, en buena parte, a la disminución de la generación hidroeléctrica (-35.64 GWh) y térmica a base de gas natural (-18.60 GWh), las cuales no fueron compensadas completamente por el aumento en otras tecnologías más competitivas. Si bien se registró una reducción del consumo interno (-22.34 GWh), se presentaron lapsos en los que el precio regional resultó más competitivo que el precio nacional, reforzando el rol dual de El Salvador dentro del MER.
- ✓ **Guatemala (56.59 GWh – 16.68%):** Presentó una disminución de 15.06 GWh en sus retiros respecto al mes previo, en coherencia con la reducción del consumo interno (-18.33 GWh) y el aumento en la generación a base de biomasa (+40.58 GWh). No obstante, la caída en la generación hidroeléctrica (-90.74 GWh) generó períodos en los que el país recurrió al MER para cubrir requerimientos de demanda interna, manteniendo una participación relevante tanto en exportaciones como en importaciones.
- ✓ **Honduras (30.49 GWh – 8.99%):** Registró una disminución de 8.49 GWh en sus retiros respecto a diciembre de 2025. Este comportamiento se dio en un contexto de incremento intermensual en la generación hidroeléctrica (+4.79 GWh), eólica (+6.81 GWh) y solar (+2.91 GWh), así como una significativa reducción del consumo interno (-74.96 GWh), lo que redujo su necesidad de importar energía desde el MER, a pesar de la disminución en la generación a base de biomasa (-12.18 GWh).
- ✓ **Costa Rica (28.20 GWh – 8.31%):** Presentó una disminución de 7.53 GWh en sus retiros respecto al mes previo. Este comportamiento estuvo asociado a una recomposición de su matriz de generación con relación al último mes de 2025, con aumentos en la generación eólica (+41.61 GWh), geotérmica (+9.44 GWh), solar (+0.33 GWh) y a base de biomasa (+6.96 GWh), que compensaron parcialmente la caída de la generación hidroeléctrica (-35.18 GWh). No obstante, el incremento del consumo interno (+22.37 GWh) mantuvo la necesidad de recurrir al MER en determinados períodos del mes.
- ✓ **Panamá (0.70 GWh – 0.21%):** Registró un incremento marginal de 0.03 GWh en sus retiros respecto a diciembre de 2025, manteniendo una participación prácticamente nula como importador. A pesar de la significativa reducción de la generación hidroeléctrica (-103.75 GWh) y del aumento del consumo interno (+13.30 GWh) en comparación con el mes previo, el incremento en la generación eólica (+62.78 GWh),

solar (+14.65 GWh) y a base de gas natural (+16.29 GWh) permitió mantener precios locales competitivos frente al precio del MER, limitando la necesidad de importaciones.

En este contexto, la disminución intermensual observada en los retiros regionales durante enero de 2026 refleja una menor necesidad de importación de energía desde el MER en comparación con el mes previo, explicada por la normalización del consumo en algunos países miembros y por la mayor disponibilidad relativa de generación más competitiva en otros, en un contexto de transición estacional en las fuentes de generación renovable.

FIGURA 3. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.4. Análisis integrado

Enero de 2026 presentó un comportamiento diferenciado respecto al mes previo, explicado principalmente por los siguientes factores:

- **Normalización del consumo interno tras el período vacacional**
 - Se observó un comportamiento diferenciado entre bloques del sistema regional: reducciones del consumo interno en Guatemala, El Salvador y Honduras (bloque norte), en contraste con incrementos en Nicaragua, Costa Rica y Panamá (bloque sur).

- Esta dinámica respondió a la finalización de la temporada alta de actividad comercial, turística y residencial observada en diciembre, especialmente en el bloque norte, mientras que en el bloque sur persistieron condiciones de mayor demanda.
- Este patrón incidió directamente en la disponibilidad de excedentes exportables y en los requerimientos de energía provenientes del MER, reflejándose en una reducción general de los retiros regionales.
- **Transición en la disponibilidad de generación renovable**
 - Se registró una recomposición de la matriz de generación en los países miembros, caracterizada por aumentos en la generación eólica y solar a nivel regional.
 - Asimismo, se observaron incrementos relevantes en la generación a base de biomasa en Guatemala y Nicaragua, aunque con menor intensidad que en diciembre de 2025, en línea con la evolución de la época de zafra.
 - En contraste, se registraron disminuciones significativas en la generación hidroeléctrica en Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá, lo cual modificó la disponibilidad relativa de excedentes en cada sistema eléctrico nacional.
 - Esta transición incidió en la capacidad de exportación de algunos países miembros y en la necesidad de importación de otros, en función de la competitividad de sus matrices de generación.
- **Persistencia de condiciones hidrológicas diferenciadas**
 - Se mantuvieron diferencias relevantes en la disponibilidad hidroeléctrica entre los países miembros:
 - Disminuciones significativas en Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá.
 - Incremento leve de la generación hidroeléctrica en Honduras.
 - Reducción moderada en Nicaragua.
 - Esta heterogeneidad continuó condicionando los patrones de intercambio regional, influyendo en la posición relativa de los países miembros como exportadores o importadores dentro del MER.

En conjunto, estos factores configuraron un escenario en el que se redujeron los volúmenes de inyección y retiro respecto a diciembre de 2025, reflejando una menor necesidad de importación de energía desde el MER en algunos países miembros, así como una recomposición de la oferta exportable en otros, en un contexto de transición estacional en la disponibilidad de recursos renovables.

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

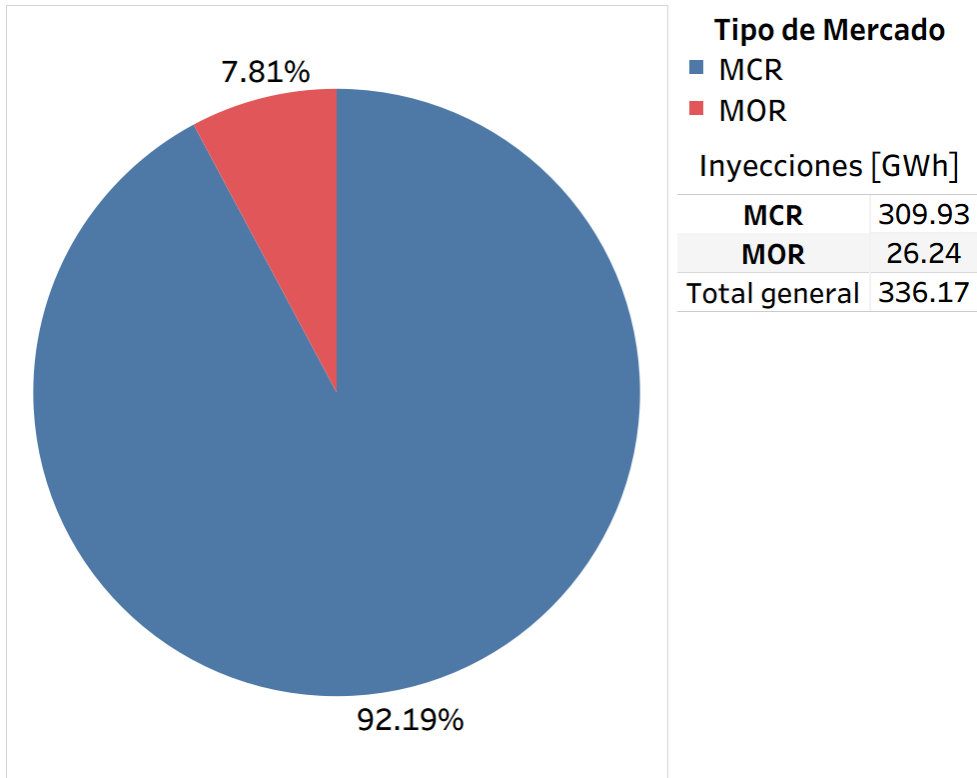
3. Transacciones por tipo de mercado

En enero de 2026, la dinámica de las transacciones del MER continuó evidenciando el papel central del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las inyecciones de energía. Este comportamiento se desarrolló en un contexto caracterizado, respecto a diciembre de 2025, por una recomposición en la disponibilidad de generación regional, marcada por la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, así como por el aumento generalizado de la generación eólica y solar, y en menor medida de la generación a base de biomasa. Asimismo, se observó una reducción del consumo interno en los países del bloque norte del sistema regional, en contraste con un incremento en los países del bloque sur.

Tal como se muestra en la Figura 4, el 92.19% de las inyecciones, equivalente a 309.93 GWh, se canalizó a través del MCR, mientras que el 7.81% restante (26.24 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución consolida la tendencia observada en meses anteriores, en la que los contratos continúan siendo el principal instrumento utilizado por los agentes para asegurar la colocación de energía en el mercado regional.

En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) mantuvieron su relevancia en un entorno en el que, a pesar de la disminución intermensual de las inyecciones totales (-10.26%), los principales países exportadores, Panamá, Guatemala y El Salvador, lograron sostener niveles significativos de participación en el MER mediante la gestión de sus compromisos contractuales. Este aspecto resultó especialmente relevante en un mes en el que la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales fue parcialmente compensada por otras tecnologías, sin traducirse en un incremento de excedentes de corto plazo.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En comparación con diciembre de 2025, se observó un ligero incremento en la participación del MCR, que pasó de 91.29% a 92.19%, acompañado de una reducción en la participación del MOR, de 8.71% a 7.81%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional consistente con la del mes previo y confirma la preferencia de los agentes por esquemas contractuales en un contexto de mayor previsibilidad operativa, asociado a la estabilización de las condiciones de demanda tras el período vacacional de fin de año y la recomposición de las matrices de generación de los países miembros.

Cabe señalar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los CF y los CNFFF, en la práctica corresponden a transacciones de oportunidad³. En enero de 2026, este tipo de ofertas alcanzó 78.66 GWh, equivalente al 23.40% del total de inyecciones, razón por la cual su análisis se aborda posteriormente dentro del comportamiento del MOR al examinar las transacciones por tipo de oferta.

En conjunto, la estructura de participación entre el MCR y el MOR durante enero de 2026 reafirma la importancia de los esquemas contractuales como mecanismos que aportan previsibilidad y continuidad a las transacciones del MER. La mayor parte de las transacciones permaneció respaldada por acuerdos previamente establecidos, mientras

³ Literales b) y c), numeral 1.4.2.1 del Libro II del RMER.

que el MOR continuó desempeñando un rol complementario al absorber ajustes puntuales derivados de la operación diaria del MER. Esta configuración permitió mantener una dinámica de intercambios consistente con las condiciones operativas del sistema regional, en un mes caracterizado por una reducción intermensual de las inyecciones totales, así como por ajustes en las matrices de generación y en los niveles de consumo interno de los países miembros.

4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante enero de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada en el mes previo, aunque con ajustes asociados a la recomposición de la disponibilidad de generación en la región, caracterizada por la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, así como por el aumento de la generación eólica y solar, y en menor medida de la generación a base de biomasa, además de un comportamiento diferenciado del consumo interno entre los bloques norte y sur del sistema regional.

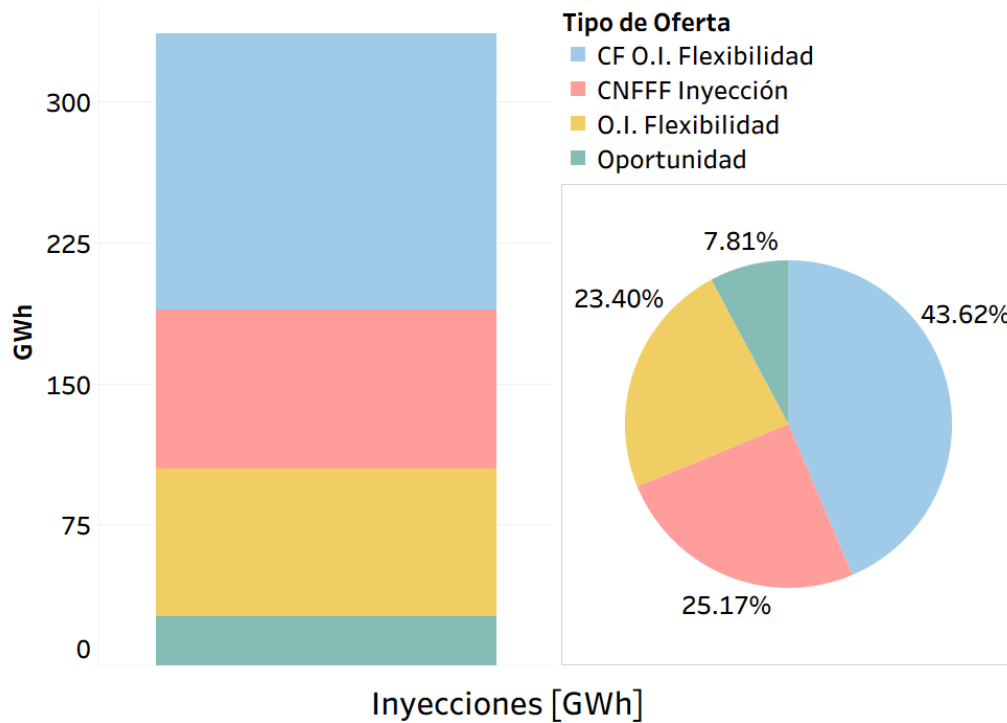
En términos agregados, las ofertas asociadas a los Contratos Firmes (CF) continuaron concentrando la mayor proporción tanto de las inyecciones como de los retiros, reafirmando su papel central en la programación y despacho de las transacciones de energía en el mercado regional.

4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 336.17 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 146.64 – 43.62%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 84.63 GWh – 25.17%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 78.66 GWh – 23.40%
- **Ofertas de Oportunidad:** 26.24 GWh – 7.81%

FIGURA 5. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
146.64	84.63	78.66	26.24	336.17

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

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

4.1.1. Análisis

Durante enero de 2026 las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la relevancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Este comportamiento se observó en un contexto en el que, si bien se registró una disminución intermensual de las inyecciones totales (-10.26%), los principales países exportadores sostuvieron una participación relevante en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos, pese a la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales.

Dicha reducción fue parcialmente compensada por el aumento de la generación eólica, solar y, en menor medida, a base de biomasa, sin traducirse en un incremento significativo de excedentes disponibles de corto plazo. En consecuencia, las ofertas de oportunidad mostraron una leve disminución en su participación relativa respecto al mes previo, en un

contexto en el que, además, los países miembros priorizaron el abastecimiento de la demanda interna con recursos locales, especialmente aquellos donde se registraron incrementos del consumo respecto a diciembre de 2025.

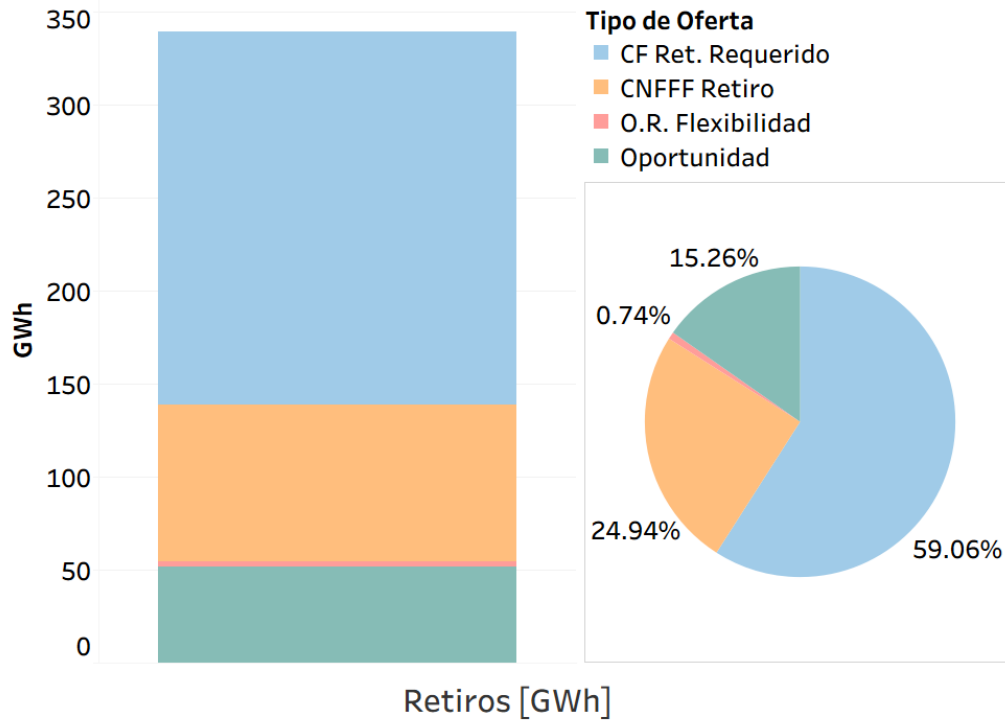
En este contexto, el 68.79% de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 31.21% restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad. Este resultado confirma que, durante enero de 2026, los contratos continuaron siendo el principal mecanismo para la colocación de excedentes en el MER, en un entorno operativo caracterizado por ajustes en la disponibilidad de generación renovable y por cambios en los patrones de consumo interno de los países miembros.

4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 339.35 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 200.43 GWh – 59.06%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 84.63 GWh – 24.94%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 2.52 GWh – 0.74%
- **Ofertas de Oportunidad:** 51.78 GWh – 15.26%

FIGURA 6. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
200.43	84.63	2.52	51.78	339.35

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

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

4.2.1. Análisis

De manera similar a lo observado en el mes anterior, los CF continuaron siendo el principal componente de los retiros, al concentrar la mayor proporción del total (59.06%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar cobertura firme para la atención de las demandas nacionales, particularmente en países como Nicaragua, El Salvador y Guatemala, que se mantuvieron como los principales compradores del MER. En términos intermensuales, los retiros regionales mostraron una disminución generalizada respecto a diciembre de 2025, con excepción de El Salvador y Panamá, que registraron leves incrementos, mientras que Nicaragua se consolidó nuevamente como el principal importador neto del mercado regional.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (24.94%), en línea con su función de complementar la cobertura de la demanda bajo condiciones operativas

específicas, reflejando una relativa estabilidad en los requerimientos asociados a los retiros físicos de energía respecto al mes previo. En contraste, las ofertas de oportunidad redujeron su participación relativa (15.26%), en coherencia con un entorno en el que, si bien persistieron oportunidades de compra basadas en diferenciales de precios entre el mercado regional y los mercados nacionales, la recomposición de la generación y la priorización del abastecimiento interno con recursos locales y mediante retiros firmes limitaron la necesidad de recurrir al mercado de corto plazo de manera más frecuente. Por su parte, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal (0.74%).

En conjunto, los CF y los CNFFF concentraron el 84% de los retiros regionales, lo que evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos de contratación que brindan certidumbre en la cobertura de la demanda. Por su parte, las transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad, representaron el 16% restante, desempeñando un rol complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos en el sistema regional.

4.3. Conclusiones

La estructura de las ofertas durante enero de 2026 se caracterizó por los siguientes elementos:

- Predominio de los CF y de los CNFFF como los principales mecanismos para canalizar tanto las inyecciones como los retiros de energía, consolidando su papel central en la cobertura de la demanda y en la colocación de excedentes en el MER.
- Participación moderada de las ofertas de oportunidad, tanto de inyección como de retiro, en un contexto en el que, si bien persistieron diferenciales de precios favorables en determinados momentos, la recomposición de la generación regional y la priorización del abastecimiento interno mediante retiro firmes limitaron la utilización del mercado de corto plazo.

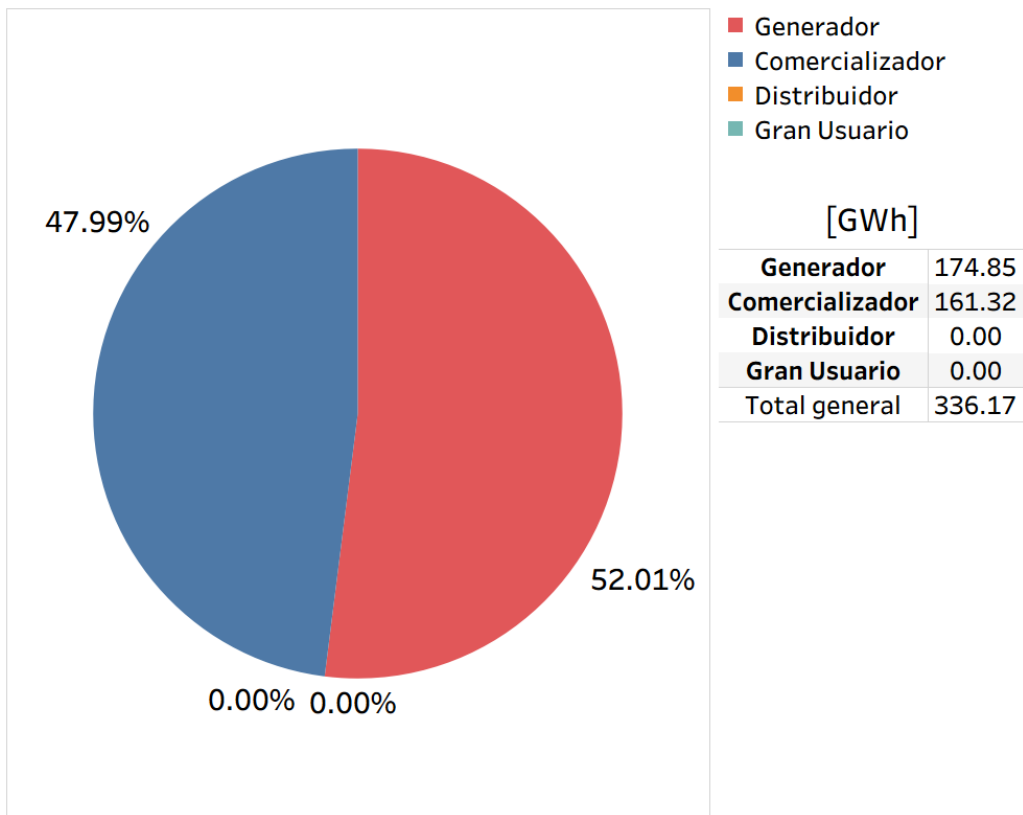
En conjunto, los resultados de enero de 2026 reflejan un mercado regional caracterizado por una menor disponibilidad de excedentes de corto plazo, influenciado principalmente por la reducción de la generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros y por cambios en los patrones de consumo tras el período vacacional de fin de año. Estos factores incidieron en una mayor dependencia de esquemas contractuales para la gestión de las transacciones regionales, así como en una menor participación relativa del mercado de oportunidad.

5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones del MER por tipo de actividad de los agentes durante enero de 2026 permite identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y demanda en el mercado regional, evidenciando el rol específico que desempeña cada categoría de agente en la dinámica de intercambios de energía.

En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 7), estas se concentraron exclusivamente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el 100% de la energía exportada al MER. En particular, los generadores aportaron 174.85 GWh (52.01%), mientras que los comercializadores contribuyeron con 161.32 GWh (47.99%). Este resultado refleja una participación equilibrada entre ambos tipos de agentes, en un contexto en el que la colocación de excedentes en el mercado regional fue gestionada tanto desde la oferta primaria de generación como a través de esquemas de comercialización.

FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES

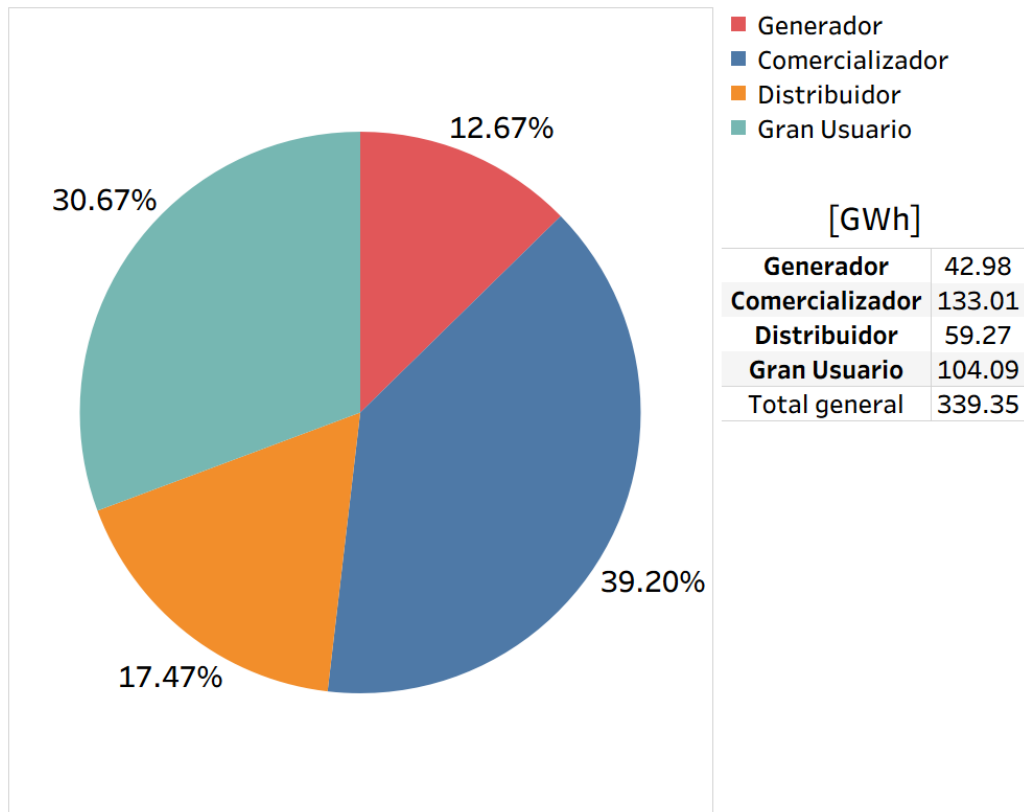


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR.

Por su parte, los distribuidores y grandes usuarios no registraron inyecciones durante el período analizado, lo cual es consistente con la estructura operativa que persiste en el MER, en la que estos agentes se caracterizan principalmente por su rol como demandantes de energía.

En cuanto a los retiros (véase la Figura 8), se observa una estructura más diversificada. Los comercializadores se posicionaron como el principal tipo de agente demandante, con 133.01 GWh (39.20%), seguidos por los grandes usuarios con 104.09 GWh (30.67%), los distribuidores con 59.27 GWh (17.47%), y finalmente los generadores, que registraron 42.98 GWh (12.67%).

FIGURA 8. RETIROS DEL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

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

Finalmente, la estructura observada durante enero de 2026 confirma que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se encuentra concentrada en un número reducido de tipos de agentes, mientras que la demanda presenta una mayor diversificación,

incorporando distintos perfiles de consumo y estrategias de adquisición. Esta dinámica contribuye a una asignación eficiente de los recursos energéticos en la región, al permitir que los excedentes disponibles sean canalizados hacia los agentes con mayores requerimientos, en función de las condiciones operativas y económicas del sistema.

6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

El precio promedio del MER durante enero de 2026 se ubicó en 81.55 USD/MWh, lo que representa un incremento interanual significativo de aproximadamente 50.13% respecto a enero de 2025, cuando el valor promedio fue de 54.32 USD/MWh (véase la Figura 10). Este aumento responde, en gran medida, a las condiciones particulares observadas a inicios de 2025, cuando una breve fase del fenómeno climático “*La Niña*” favoreció una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica en la región, reduciendo los costos marginales en los nodos del MER.

Adicionalmente, se observa una disminución intermensual del precio del MER cercana al 11.98% respecto a diciembre de 2025, cuando el precio promedio mensual se situó en 92.65 USD/MWh, lo que evidencia una moderación en los niveles de precios al inicio del año.

En términos operativos, el comportamiento del precio durante enero de 2026 refleja un entorno caracterizado por una menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, así como por una recomposición de la matriz de generación hacia tecnologías renovables con menor flexibilidad operativa, tales como la eólica, la solar y la biomasa. Este contexto incidió en la formación del precio regional, manteniéndolo en niveles consistentemente superiores a los observados en el mismo mes del año previo.

Asimismo, el comportamiento del precio promedio mensual del MER confirma la continuidad de un entorno operativo relativamente estable en el sistema regional, en el que, pese a la disminución generalizada de la generación hidroeléctrica y al aumento del consumo interno en los países del bloque sur, la reducción observada en el consumo en el bloque norte, junto con el mayor aporte de otras tecnologías renovables, contribuyó a moderar la presión al alza sobre el precio regional, permitiendo sostener niveles medidos de precios a lo largo del mes.

6.1. Factores explicativos

Los precios observados durante enero de 2026 reflejan un mercado caracterizado por la continuidad del uso predominante del Mercado de Contratos Regional (MCR) como principal mecanismo para canalizar las transacciones de energía, en un entorno influenciado por factores estructurales y estacionales propios del inicio del año. En este

contexto, los siguientes elementos resultaron determinantes en la formación del precio regional:

- **Menor disponibilidad hidroeléctrica y recomposición de la oferta renovable:**

Durante enero se registró una reducción generalizada de la producción hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, elevando el costo marginal del despacho regional. Esta disminución fue parcialmente compensada por incrementos en la generación eólica, solar y biomasa; sin embargo, estas tecnologías presentan, en general, una menor flexibilidad operativa que la hidroeléctrica, lo que limitó su capacidad para moderar los precios.

- **Predominio del MCR como canal principal de transacciones:**

Las transacciones canalizadas mediante esquemas contractuales continuaron predominando, contribuyendo a la continuidad de condiciones de estabilidad operativa regional. No obstante, los contratos, firmes y no firmes, reflejaron las nuevas condiciones de costo marginal derivadas del menor aporte hidroeléctrico, la recomposición de la oferta de generación renovable y el reacomodo del consumo interno de los países miembros.

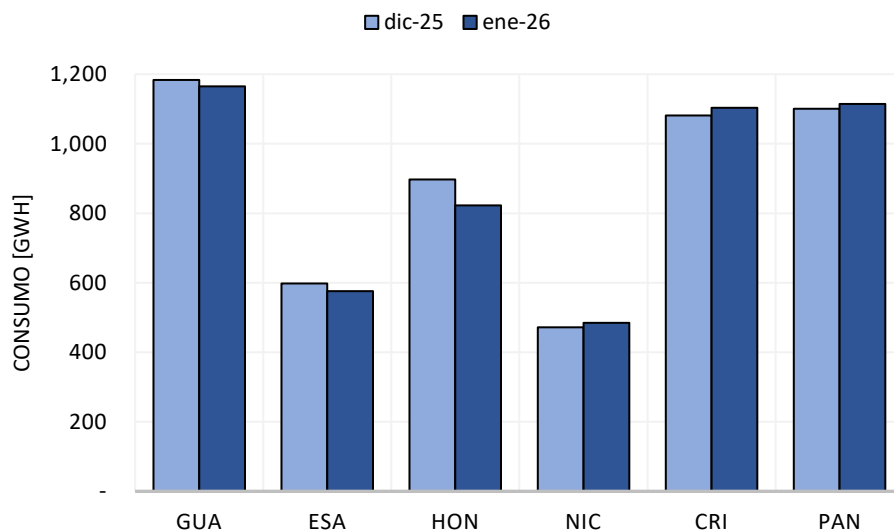
- **Participación complementaria del MOR:**

El MOR mantuvo un rol complementario, orientado a ajustes puntuales de corto plazo. Su menor participación relativa es consistente con la menor disponibilidad de excedentes y con la preferencia de los agentes por esquemas contractuales en un entorno de precios influenciado por condiciones propias del inicio del año.

- **Comportamiento diferenciado del consumo interno:**

Se observó una reducción del consumo interno en los países miembros del bloque norte y un incremento en los del bloque sur (véase la Figura 9). Si bien esta dinámica contribuyó a moderar parcialmente la presión al alza sobre el precio regional, no compensó el efecto de la menor disponibilidad hidroeléctrica, que continuó siendo, al igual que el mes previo, el principal determinante del comportamiento del precio regional.

FIGURA 9. VARIACIÓN DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



Fuente: Elaboración propia con información de las páginas web de los OS/OMS.

6.2. Comparación interanual

El precio promedio del MER en enero de 2026 se ubicó en 81.55 USD/MWh, superando significativamente el valor registrado en el mismo mes de 2025 (54.32 USD/MWh). Este incremento interanual de 27.23 USD/MWh (50.13%) responde principalmente a la combinación de factores estructurales y climáticos en el mercado regional:

- **Mayor disponibilidad hidroeléctrica en enero de 2025:**

Durante enero de 2025, la presencia de condiciones asociadas al fenómeno climático “La Niña” favoreció el aumento de la generación hidroeléctrica en la región, lo que a su vez moderó los costos marginales en la red regional de transmisión y, en consecuencia, el precio del MER.

- **Reducción de la generación hidroeléctrica en 2026:**

En contraste, enero de 2026 estuvo marcado por una menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en la mayoría de los países miembros, contribuyendo al aumento del costo marginal del despacho regional y, por ende, del precio del MER.

- **Mayor dependencia de tecnologías con menor flexibilidad operativa:**

El incremento en la participación de la generación eólica, solar y biomasa permitió sostener niveles relevantes de oferta regional a precios competitivos, pero con una menor capacidad de flexibilidad operativa respecto a la hidroeléctrica, incidiendo en niveles del precio regional más elevados.

En conclusión, la comparación interanual evidencia que el MER operó en enero de 2026 bajo condiciones más exigentes para la formación del precio regional en comparación con el mismo mes del año previo, principalmente debido a factores hidrológicos, la recomposición de la matriz de generación regional y cambios en los patrones del consumo interno de los países miembros.

6.3. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante enero de 2026 se ubicaron dentro de un rango relativamente elevado, aunque sin presentarse niveles extremos, tal como se aprecia en la Figura 11. Los valores oscilaron entre 88 USD/MWh y 165 USD/MWh, reflejando un entorno operativo caracterizado por episodios puntuales de mayor exigencia en el despacho marginal regional, principalmente en la segunda mitad del mes.

- **Precio máximo del mes:** El valor más alto se registró el 16 de enero de 2026, cuando el precio máximo alcanzó los 165.14 USD/MWh, coincidiendo con el reinicio de actividades tras la finalización del período vacacional de fin de año.
- **Precio máximo más bajo:** El menor valor de los precios máximos se observó el 1 de enero de 2026, con 88.46 USD/MWh, en un contexto de menor demanda relativa a las vacaciones de fin de año.

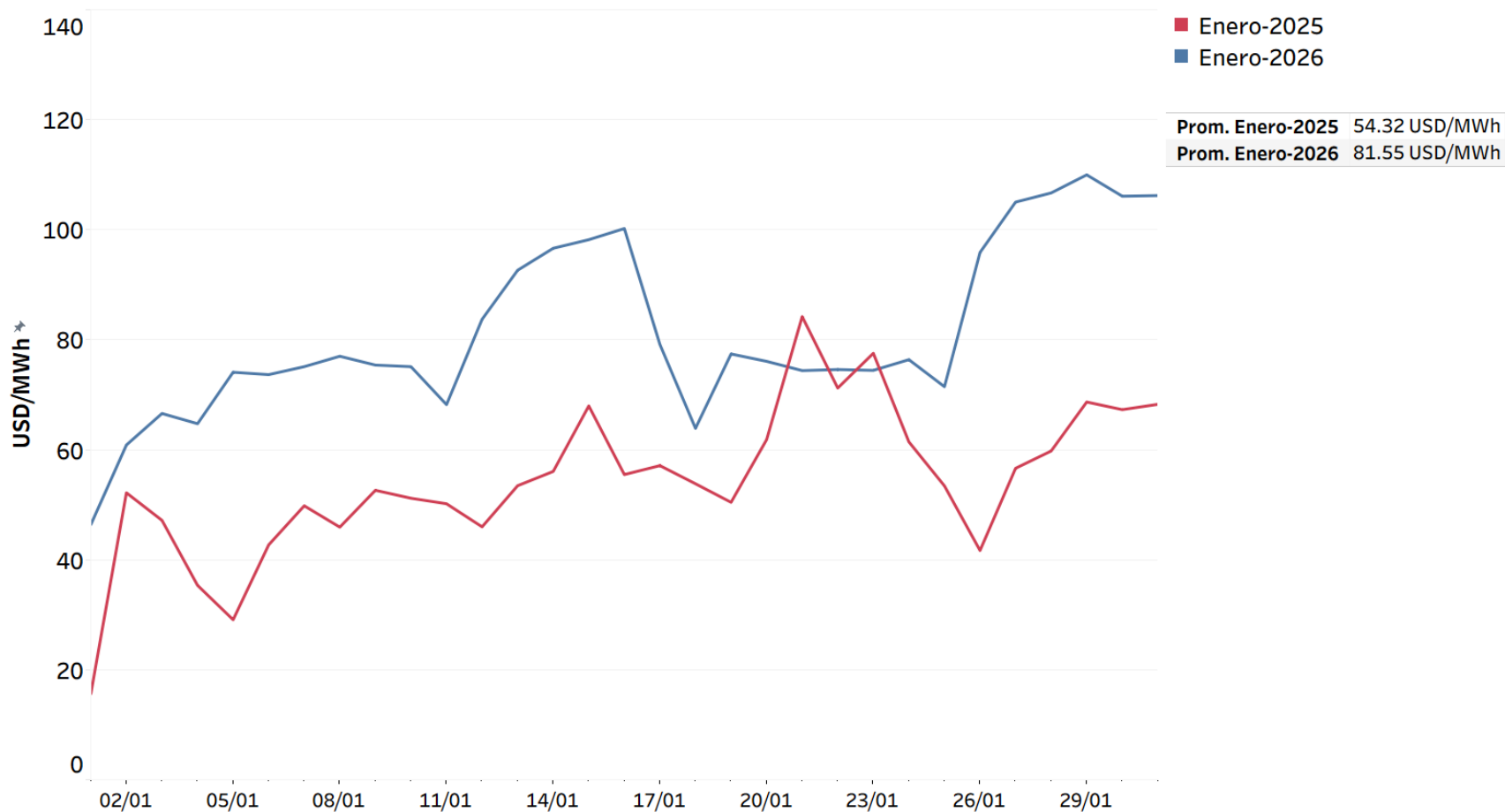
6.3.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo de enero, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Niveles relativamente estables a lo largo del mes, con incrementos progresivos hacia la segunda mitad.
- Episodios puntuales de alta exigencia en el despacho regional, asociados al reinicio de actividades luego del período vacacional, así como la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica.
- Ausencia de acontecimientos extremos sostenidos, evidenciándose la estabilidad operativa del sistema regional, en un entorno de precios influenciado por la estacionalidad propia del inicio del año.

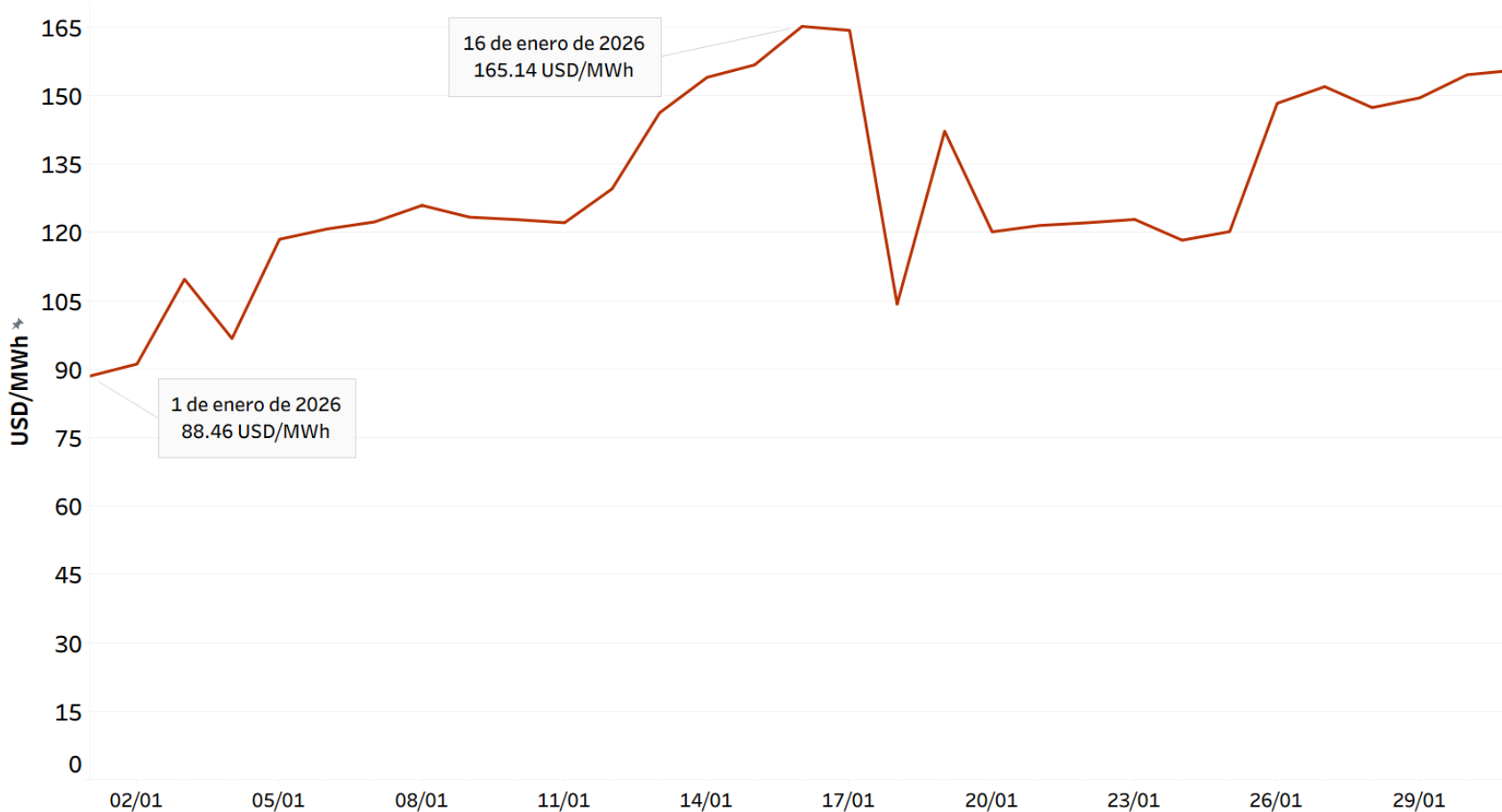
En síntesis, el comportamiento de los precios máximos diarios durante enero de 2026 refleja un mercado regional que operó bajo condiciones estructuralmente más exigentes que las observadas en enero de 2025, manteniendo, no obstante, una operación estable y coherente con la disponibilidad de recursos de generación y los patrones de consumo en la región.

FIGURA 10. PRECIOS PROMEDIO DIARIOS DEL MER



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

FIGURA 11. PRECIOS MÁXIMOS DIARIOS DEL MER



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

7. Precios del MER y de los combustibles fósiles

Durante enero de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron comportamientos diferenciados, en un contexto caracterizado por la recomposición de la matriz de generación regional, la reducción generalizada de la generación hidroeléctrica y un comportamiento diferenciado del consumo interno entre los países miembros del bloque norte y sur del sistema regional.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 81.55 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron dinámicas relativamente estables, aunque con tendencias diferenciadas a lo largo del mes. En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) mostró una tendencia creciente, pasando de niveles cercanos a 56 USD/Barril a valores superiores a 65 USD/Barril hacia el cierre del mes; el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, presentó una tendencia ascendente más marcada, especialmente a partir de la segunda mitad del mes, pasando de valores cercanos a 3.2 USD/MMBTU a aproximadamente 6.0 USD/MMBTU; mientras que el carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, mantuvo un comportamiento relativamente estable, con precios en torno a 106-110 USD/Tonelada (véase Figura 12).

7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a enero de 2026 evidencian una relación diferenciada entre el precio del MER y los precios internacionales de los combustibles fósiles, manteniéndose, en términos generales, una incidencia limitada de estos últimos en la formación del precio regional:

- **WTI vs. MER:**
 - Covarianza: **29.46**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.67**

La covarianza positiva y el coeficiente de *Spearman* indican una correlación directa moderada entre el precio del petróleo y el precio del MER. Este resultado sugiere una mayor coincidencia en las tendencias de ambos mercados durante el mes; no obstante, esta relación no implica causalidad directa, sino más bien una convergencia temporal en un contexto en el que el incremento del precio del petróleo se dio simultáneamente con un entorno regional de menor disponibilidad hidroeléctrica y de aumento progresivo de la demanda hacia la segunda mitad del mes.

- **NG vs. MER:**
 - Covarianza: **5.24**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.11**

El gas natural presentó una correlación prácticamente nula con el precio del MER. A pesar del incremento observado en el precio de dicho combustible, según el índice *Henry Hub*, durante la segunda mitad del mes, este comportamiento no se trasladó de manera significativa al mercado regional, lo cual sugiere la limitada participación del gas natural en el despacho regional.

- **CT vs. MER:**
 - Covarianza: **5.65**
 - Coeficiente de *Spearman*: **0.23**

El carbón térmico evidenció una correlación positiva débil con el precio del MER. Este resultado refleja una asociación limitada, sin evidencia de una relación estructural significativa entre ambas variables, en línea con la baja incidencia del carbón térmico en el despacho regional.

En ese sentido, los resultados estadísticos de enero de 2026 confirman que, si bien se observan asociaciones parciales, particularmente con el petróleo, la evolución del precio del MER continúa estando determinada predominantemente por factores internos del sistema regional, tales como la disponibilidad de generación, la configuración del despacho y la dinámica de la demanda.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	29.46
NG (x), MER (y)	5.24
CT (x), MER (y)	5.65
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	0.67
NG (x), MER (y)	0.11
CT (x), MER (y)	0.23

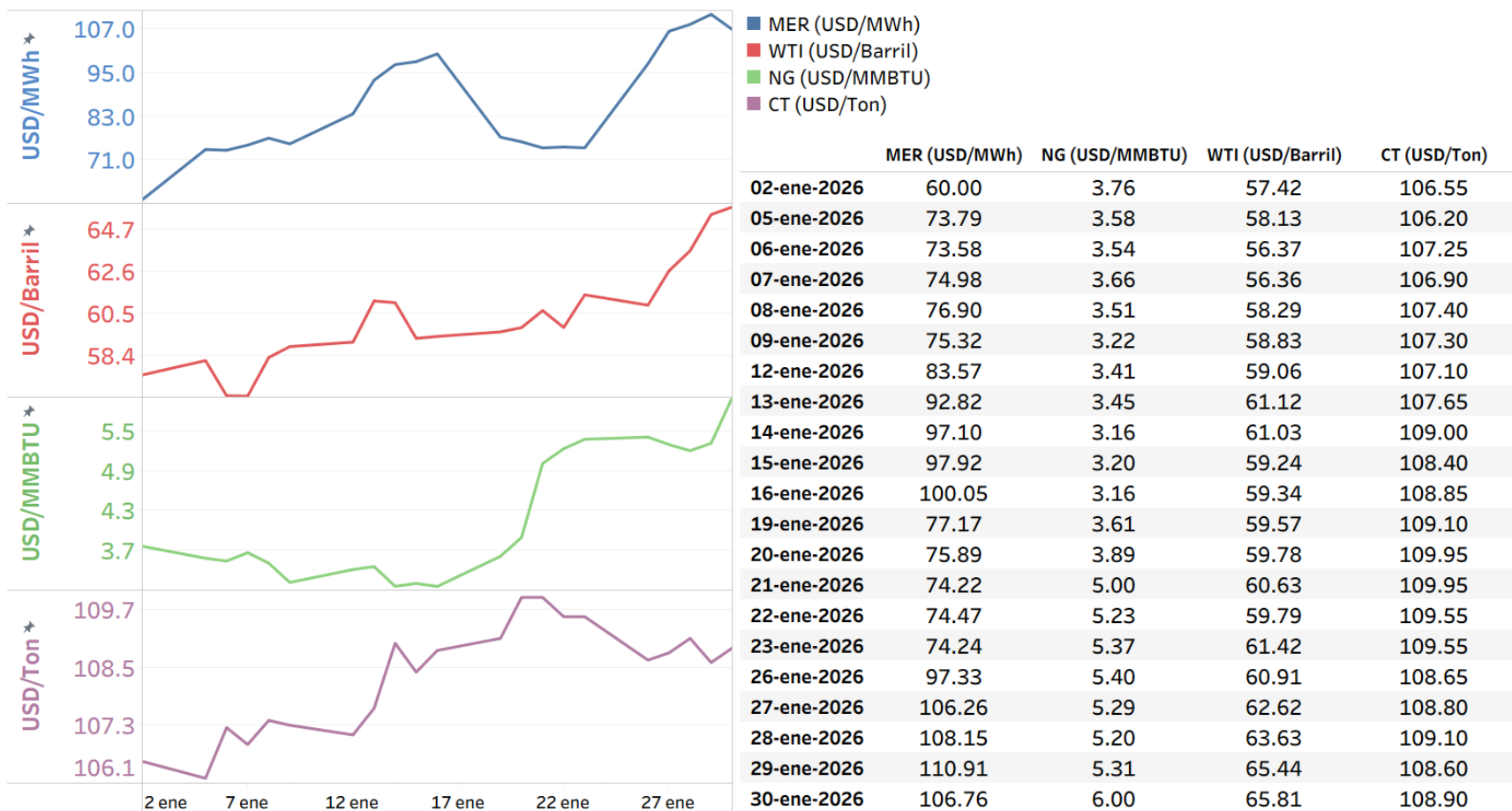
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional del EOR, de la web www.eia.gov, de la web www.fxempire.es y de la web es.investing.com

7.2. Evolución gráfica

El análisis de la Figura 12 permite identificar los siguientes patrones relevantes:

- **Comportamiento del precio del MER**
 - El mes inició con precios en torno a 60 USD/MWh, los cuales aumentaron progresivamente durante la primera quincena, superando los 100 USD/MWh hacia mediados del mes.
 - Posteriormente, se observó una caída transitoria en la tercera semana, seguida de un repunte sostenido hacia el cierre del mes, alcanzando valores cercanos a 110 USD/MWh.
 - La evolución del precio reflejó episodios puntuales de mayor exigencia en el despacho marginal regional, sin evidencia de volatilidad extrema sostenida.
- **Comportamiento del precio del petróleo (WTI)**
 - El WTI presentó una tendencia creciente relativamente sostenida a lo largo del mes.
 - Este comportamiento mostró cierta correspondencia con la evolución del precio del MER, particularmente hacia la segunda mitad del mes, aunque sin evidenciar una relación causal directa.
- **Comportamiento del precio del gas natural (*Henry Hub*)**
 - El gas natural mostró un incremento significativo a partir de la segunda mitad del mes.
 - No obstante, esta variación no se reflejó de manera consistente en el precio del MER, lo que confirma su limitada incidencia en la formación del precio regional.
- **Comportamiento del precio del carbón térmico (*Newcastle Coal*)**
 - El carbón térmico mantuvo una evolución estable, con variaciones moderadas.
 - Este comportamiento no presentó correspondencia significativa con la dinámica del precio del MER.

FIGURA 12. PRECIOS DEL MER Y DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES



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

7.3. Conclusiones

El análisis correspondiente a enero de 2026 permite destacar lo siguiente:

- ✓ El precio del MER continuó estando determinado principalmente por condiciones operativas internas del sistema regional, evidenciándose una influencia limitada de los mercados internacionales de combustibles fósiles.
- ✓ La reducción generalizada de la generación hidroeléctrica y la recomposición de la matriz de generación hacia tecnologías con menor flexibilidad operativa incidieron de manera directa en el aumento del costo marginal del sistema regional, particularmente a partir de la segunda mitad del mes.
- ✓ Se observó una correlación moderada con el petróleo (WTI), mientras que el gas natural (*Henry Hub*) y el carbón térmico (*Newcastle Coal*) mantuvieron una incidencia limitada en la formación del precio regional.
- ✓ El comportamiento diferenciado del consumo interno entre bloques regionales contribuyó a moderar parcialmente la presión al alza sobre los precios del MER, sin compensar el efecto de la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica.
- ✓ El MER mantuvo una operación relativamente estable, sin episodios de volatilidad extrema sostenida, lo que reafirma su capacidad de adaptación ante condiciones operativas más exigentes.

En conjunto, estos resultados confirman que el MER mantuvo una estructura de precios coherente con sus condiciones operativas, evidenciando una relativa independencia frente a las fluctuaciones de los mercados internacionales de combustibles fósiles, aun en un contexto de mayor alineación temporal con el comportamiento del precio del petróleo.

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

Los precios promedio nacionales, tanto diarios como mensuales, mostraron diferencias relevantes entre los países miembros durante enero de 2026, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como las condiciones operativas propias del inicio de año, caracterizadas por una menor disponibilidad hidroeléctrica en la mayoría de los sistemas eléctricos y por un comportamiento diferenciado del consumo interno entre el bloque norte y el bloque sur de la región.

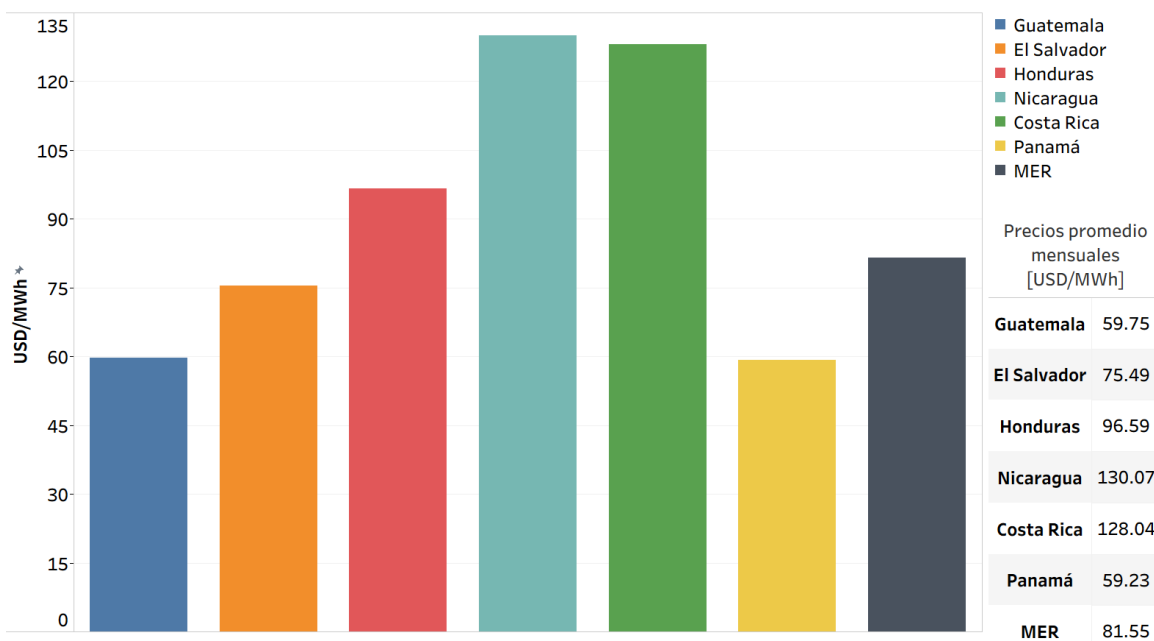
Tal como se aprecia en la Figura 13, Nicaragua registró nuevamente el precio promedio más elevado de la región, con 130.07 USD/MWh, seguida por Costa Rica (128.04 USD/MWh) y Honduras (96.59 USD/MWh); cabe destacar que estos tres países presentaron niveles superiores al precio promedio del MER (81.55 USD/MWh). En contraste, Panamá registró el precio promedio más bajo, con 59.23 USD/MWh, seguido por Guatemala (59.75

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

USD/MWh) y El Salvador (75.49 USD/MWh), países que mostraron precios más competitivos que el del MER.

El comportamiento observado en Costa Rica resulta particularmente interesante, ya que el país mantuvo niveles de precio elevados en un contexto de disminución de la generación hidroeléctrica e incremento del consumo interno, compensados parcialmente por mayores aportes de generación eólica, geotérmica, a base de biomasa y solar. Esta dinámica sugiere, a diferencia de meses anteriores, la presencia de períodos en los que fue necesario recurrir a generación de mayor costo para cubrir la demanda local. Por su parte, Nicaragua y Honduras continuaron reflejando estructuras de costos dominadas por generación térmica, lo que explica la persistencia de precios elevados a lo largo del mes. En contraste, Guatemala, El Salvador y Panamá mostraron precios promedio inferiores al del MER, en coherencia con matrices de generación más competitivas y con una mayor disponibilidad relativa de recursos renovables o generación eficiente, particularmente en el caso de Panamá, donde el aporte del gas natural contribuyó a la estabilización y moderación del precio local, pese a la reducción de la generación hidroeléctrica.

FIGURA 13. PRECIOS PROMEDIO MENSUALES EN LOS MERCADOS NACIONALES Y EN EL MER



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

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

La Figura 14 muestra la evolución diaria de los precios promedio nacionales y su comparación con el precio del MER durante enero de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los países miembros, coherente con las diferencias estructurales de sus sistemas eléctricos y con la recomposición de sus matrices de generación observada durante el mes.

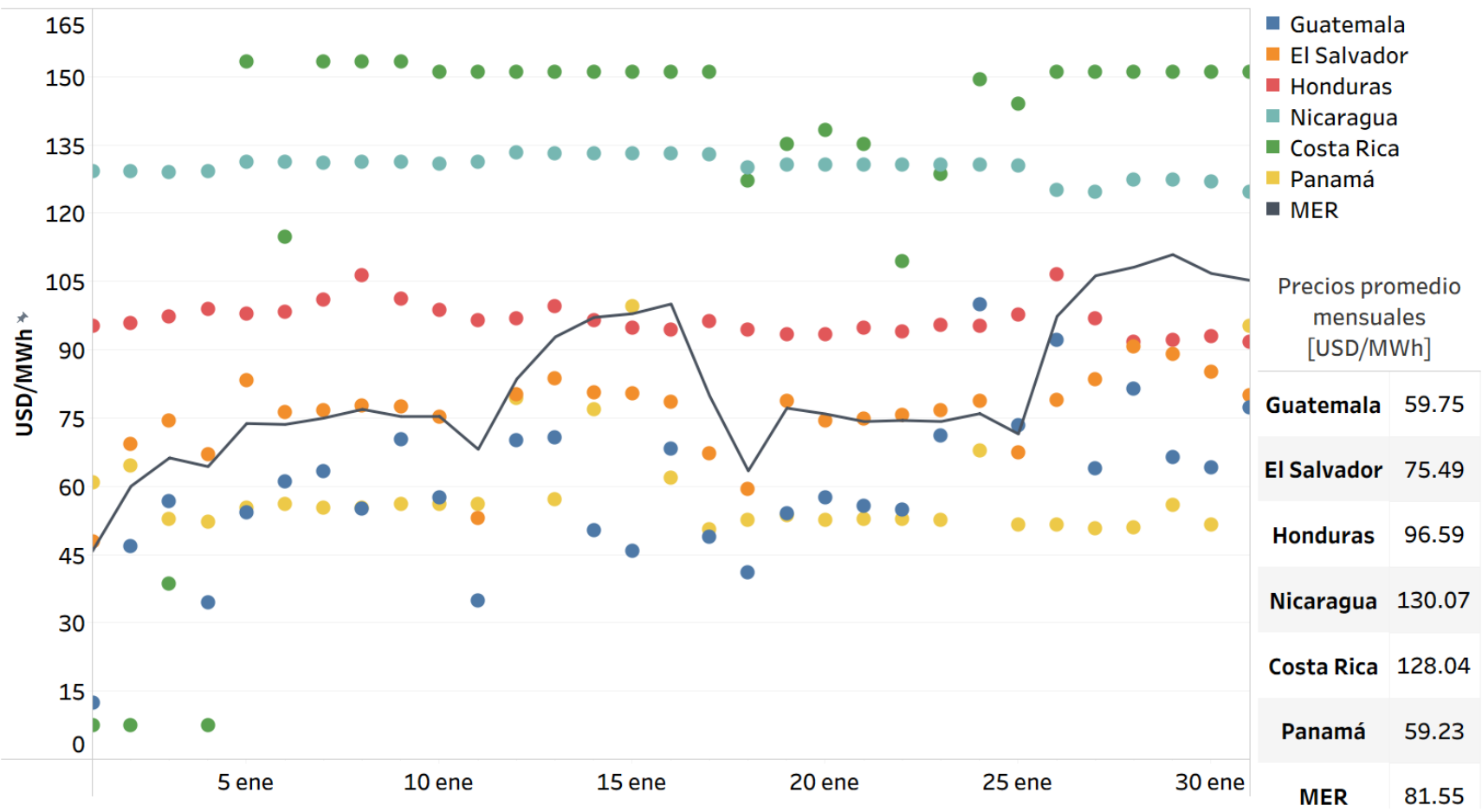
Nicaragua mantuvo precios diarios consistentemente elevados, con valores mayoritariamente superiores a los 125 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local e importaciones del mercado regional. Honduras también presentó precios elevados y relativamente estables, cercanos a 95-100 USD/MWh, en línea con la participación significativa, al igual que en Nicaragua, de generación térmica en su despacho, pese a una leve mejora en la disponibilidad de generación con recursos renovables.

Costa Rica registró niveles de precio altos a lo largo del mes, con cierta variabilidad en períodos específicos, asociados a cambios en la disponibilidad de generación renovable y al incremento del consumo interno. Por su parte, Guatemala y El Salvador presentaron, en la mayoría de los días, precios inferiores al precio del MER, consolidando su posición como sistemas relativamente competitivos en términos de costos de generación, aunque con episodios puntuales en los que recurrieron al mercado regional.

Panamá mantuvo precios diarios bajos y estables en comparación con el resto de la región, sustentados en una gestión eficiente de la generación a base de gas natural, así como en el incremento de la generación eólica y solar, lo que permitió reducir la presión al alza sobre su precio nacional.

Finalmente, el precio diario del MER presentó una tendencia creciente hacia la segunda mitad del mes, con oscilaciones moderadas y sin episodios extremos sostenidos. En este contexto, el precio regional se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, dependiendo del país miembro, reafirmando su papel como referencia para la optimización de los intercambios de energía en la región.

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



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

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

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

Desde la perspectiva de la correlación, El Salvador ($\rho = 0.54$) y Guatemala ($\rho = 0.51$) registraron los valores más elevados, evidenciando una relación positiva de magnitud moderada con el precio regional. Este comportamiento es consistente con la participación de ambos países en el MER, tanto como oferentes como demandantes, así como con la sensibilidad de sus precios nacionales a las condiciones del despacho regional y, de manera recíproca, a la señal de precio del mercado regional.

Costa Rica presentó una correlación positiva moderada ($\rho = 0.31$), lo que refleja una interacción relevante, aunque más limitada, con el mercado regional, en un contexto de priorización del abastecimiento interno principalmente con generación propia. Por su parte, Honduras ($\rho = 0.13$) y Nicaragua ($\rho = 0.12$) registraron correlaciones bajas, lo que indica que sus precios nacionales estuvieron determinados en mayor medida por factores internos, asociados a la estructura de sus matrices de generación.

Panamá registró una correlación prácticamente nula ($\rho = 0.01$), evidenciando un comportamiento desacoplado respecto al precio del MER, consistente con una estructura de generación competitiva, incluida generación térmica más eficiente, y con su menor dependencia del mercado regional.

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

ρ : Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	0.51
El Salvador	0.54
Honduras	0.13
Nicaragua	0.12
Costa Rica	0.31
Panamá	0.01

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

Desde la óptica de la covarianza, Costa Rica (473.80) presentó el valor más elevado, seguida por El Salvador (273.54) y Guatemala (240.76), lo que refleja una mayor sensibilidad conjunta de sus precios nacionales frente a las variaciones del precio regional. Honduras (48.45) y Panamá (75.63) mostraron asociaciones de menor magnitud, mientras que

Nicaragua (-7.33) evidenció una relación prácticamente inexistente e incluso levemente inversa.

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

Cov: Precios Nacionales vs Precio MER	
Guatemala	240.76
El Salvador	273.54
Honduras	48.45
Nicaragua	-7.33
Costa Rica	473.80
Panamá	75.63

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

En conjunto, estos resultados estadísticos reflejan que la relación entre los precios nacionales y el precio del MER durante enero de 2026 estuvo determinada principalmente por factores estructurales propios de cada sistema eléctrico, más que por una transmisión directa de señales de precios entre mercados.

8.3. Conclusión sobre la interacción entre los precios nacionales y el MER

El análisis correspondiente a enero de 2026 pone de manifiesto una diferenciación clara entre los países miembros en cuanto a su grado de vinculación con el precio del MER, determinada tanto por la composición de sus matrices de generación como por las condiciones operativas propias del inicio del año.

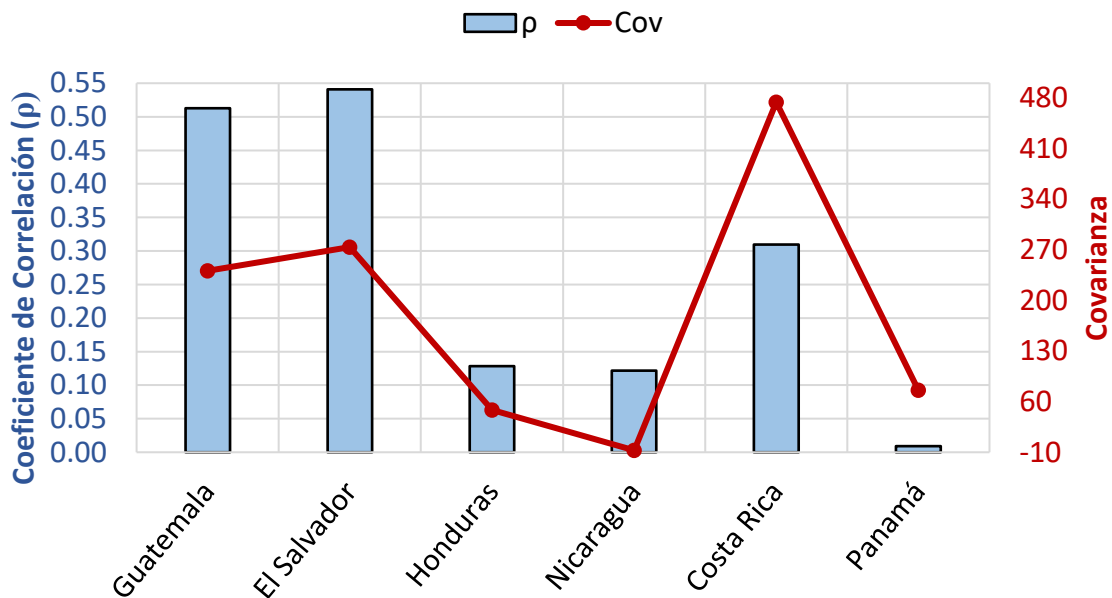
Guatemala y El Salvador registraron las correlaciones más elevadas con el precio regional, confirmando que el MER continúa desempeñando un rol relevante como referencia para la formación de sus precios nacionales. Costa Rica mostró una relación moderada, en un contexto de ajustes en su matriz de generación y mayor consumo interno. En contraste, Honduras y Nicaragua evidenciaron una baja correlación, con precios determinados principalmente por condiciones internas, mientras que Panamá presentó un comportamiento prácticamente independiente del MER, con precios más estables y competitivos.

En conjunto, los resultados confirman que, durante enero de 2026, la relación entre los precios nacionales y el precio del MER estuvo influenciada principalmente por la menor disponibilidad hidroeléctrica, la recomposición de la generación hacia otras fuentes renovables con menor flexibilidad operativa y el comportamiento diferenciado del consumo interno entre países.

Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Asimismo, se observa que, en términos generales, los precios nacionales no trasladaron de manera significativa señales hacia la formación del precio del MER, evidenciando que este último respondió predominantemente a condiciones propias del sistema regional, más que a dinámicas particulares de los mercados nacionales. Estos elementos reafirman el papel del MER como un mecanismo de optimización regional, que permite articular sistemas eléctricos con estructuras de costos heterogéneas, facilitando intercambios eficientes de energía en función de las condiciones operativas prevalecientes.

FIGURA 15. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES



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

9. Monitoreo del MER

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

9.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

En enero de 2026, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

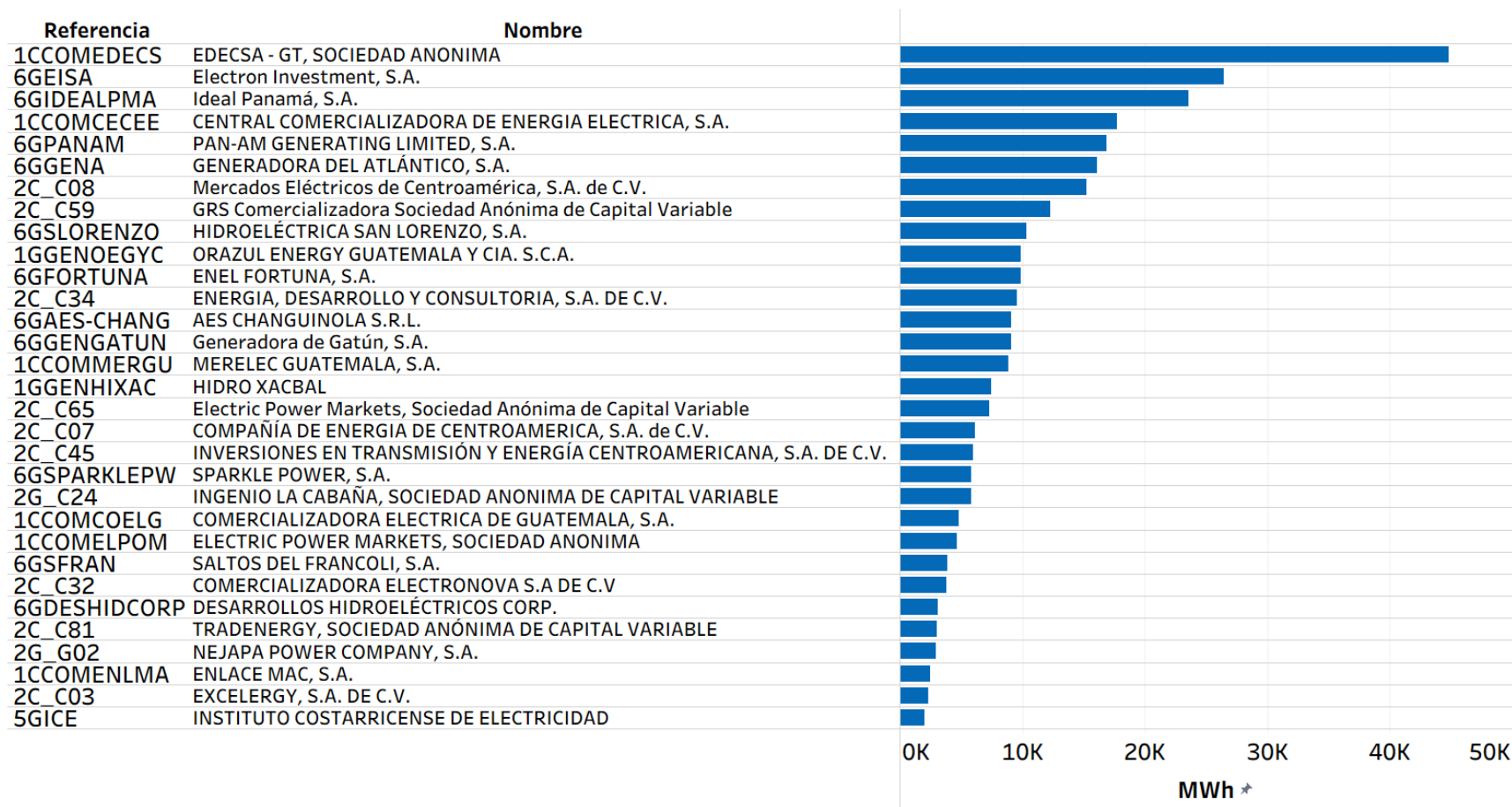
1. **EDECSA - GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 44,813 MWh (13.33%)
2. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 26,403 MWh (7.85%)
3. **Ideal Panamá, S.A. (6GIDEALPMA)** – Panamá: 23,589 MWh (7.02%)
4. **Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE)** – Guatemala: 17,706 MWh (5.27%)
5. **Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 16,839 MWh (5.01%)

Estos cinco agentes concentraron el 38.48% del total de inyecciones durante el período analizado, lo que confirma, la consolidación de Panamá y Guatemala como los principales países oferentes del MER. En este contexto, el agente 1CCOMEDECS se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional.

Los agentes panameños 6GEISA, 6GIDEALPMA y 6GPANAM también registraron una participación relevante, incluso en un escenario de menor disponibilidad hidroeléctrica en Panamá respecto al mes previo, lo que pone de manifiesto la competitividad de su matriz de generación, caracterizada por una alta participación de generación a base de gas natural.

En el caso de Guatemala, los agentes 1CCOMCECEE y 1CCOMEDECS reforzaron su relevancia dentro del MER, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía regional. Este comportamiento se dio en un contexto igualmente influenciado por la reducción de la generación hidroeléctrica, lo que evidencia la capacidad del sistema guatemalteco para sostener su competitividad mediante una matriz diversificada y con participación relevante de otras tecnologías de generación.

FIGURA 16. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER



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

9.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, los cinco principales agentes compradores durante enero de 2026 fueron:

1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSA)** – Nicaragua: 102,100 MWh (30.09%)
2. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE)** – Honduras: 30,492 MWh (8.98%)
3. **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 28,204 MWh (8.31%)
4. **Merelec Guatemala, S.A. (1CCOMMERGU)** – Guatemala: 26,474 MWh (7.80%)
5. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 25,814 MWh (7.61%)

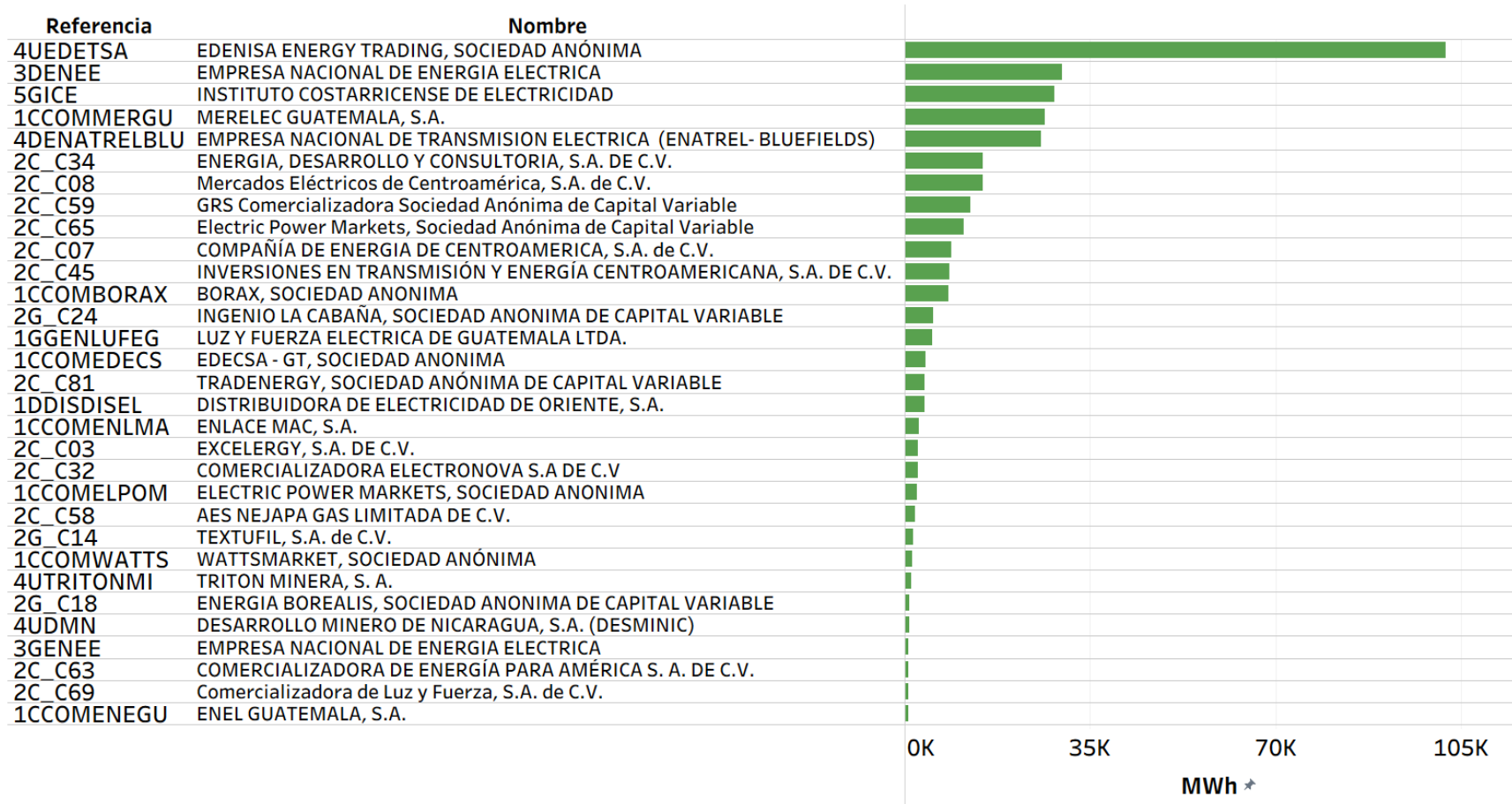
En conjunto, estos agentes concentraron el 62.79% de los retiros totales del MER, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En esta ocasión, dicha posición estuvo liderada principalmente por el gran usuario 4UEDETSA, lo que constituye un cambio relevante en la composición de los principales demandantes del mercado regional.

En el caso de Honduras, destacó la participación de su único agente activo en el MER, 3DENEE/3GENEE, tanto en compras como en ventas. Al igual que en el mes anterior, su intervención estuvo impulsada por precios nacionales elevados, que se ubicaron durante la mayor parte del mes por encima del precio del MER. Estas condiciones posicionaron a Honduras como uno de los principales compradores de energía en el mercado regional durante enero de 2026, en una segunda línea después de Nicaragua y El Salvador, que lideraron los retiros en dicho mes.

Para Costa Rica, el agente 5GICE concentró la totalidad de las compras realizadas por el país en el MER; no obstante, se observó una disminución intermensual de los retiros respecto al mes previo, lo que refleja el uso del mercado regional como un mecanismo complementario para el abastecimiento de la demanda interna. En el caso de Guatemala, el agente comercializador 1CCOMMERGU destacó dentro de los principales demandantes del MER, en un contexto en el que el país sostuvo el rol dual, como oferente y demandante, que lo caracterizó a lo largo de 2025.

Finalmente, para Nicaragua resulta relevante destacar el desplazamiento del agente distribuidor 4DENATRELBLU a la quinta posición entre los principales demandantes del MER, luego de haberse consolidado como líder en buena parte de 2025. No obstante, este agente continuó registrando volúmenes relevantes de retiro al inicio del año. Este comportamiento es coherente con el rol estructural de Nicaragua como principal importador regional, ahora acompañado por una mayor participación del gran usuario 4UEDETSA, quien por primera vez lideró los retiros mensuales del MER.

FIGURA 17. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

9.3. Consideraciones sobre la vigilancia de agentes del MER

En enero de 2026, el liderazgo exportador del MER se mantuvo concentrado en Panamá y Guatemala, países que continuaron destacando como los principales oferentes regionales, en un contexto caracterizado por una menor disponibilidad hidroeléctrica, la recomposición de la matriz de generación hacia otras tecnologías renovables en la región, como lo son la solar y la eólica, además de cambios en los patrones de consumo de los países miembros.

En este escenario, el agente comercializador 1CCOMEDECS se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional, consolidando el rol de Guatemala como uno de los actores más relevantes en la provisión de excedentes.

En el caso de Panamá, los agentes 6GEISA, 6GIDEALPMA y 6GPANAM registraron una participación destacada, incluso en un entorno de menor generación hidroeléctrica local respecto al mes previo, lo que evidencia la competitividad estructural de su matriz de generación, sustentada en una alta participación de generación a base de gas natural, así como en el aporte creciente de fuentes renovables como la eólica y la solar.

Para Guatemala, la participación de los agentes 1CCOMCECEE y 1CCOMEDECS reafirmó la relevancia comercial del país dentro del MER, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía regional. Este comportamiento se dio en un contexto también influenciado por la reducción de la generación hidroeléctrica, lo que pone de manifiesto la capacidad del sistema guatemalteco para sostener su competitividad mediante una matriz diversificada.

En cuanto a los retiros, Nicaragua reafirmó su condición como el principal país importador del MER, concentrando una proporción significativa de la demanda regional. A diferencia de meses anteriores, el liderazgo en las compras estuvo encabezado principalmente por el gran usuario 4UEDETSA, lo que constituye un cambio relevante en la composición de los principales demandantes del mercado regional. No obstante, el agente distribuidor 4DENATRELBLU continuó registrando volúmenes relevantes de retiro, reflejando la persistente dependencia estructural del país del suministro regional, en un contexto caracterizado por una alta participación de generación térmica y precios nacionales elevados.

Honduras también mantuvo una participación relevante en la demanda regional, a través de su único agente habilitado, 3DNEEE/3GENEE, cuya intervención estuvo influenciada, similar al caso de Nicaragua, por precios nacionales elevados durante la mayor parte del mes, en línea con una matriz de generación predominantemente térmica. Este comportamiento consolidó a Honduras como uno de los principales compradores de energía en el MER durante el período analizado.

Por su parte, Costa Rica concentró sus retiros a través del agente 5GICE, en coherencia con el uso del MER como mecanismo complementario para el abastecimiento de la demanda

interna. La disminución intermensual de sus compras refleja una mayor disponibilidad relativa de generación propia, aunque con la necesidad de recurrir al mercado regional en determinados períodos del mes.

En el caso de Guatemala, el agente 1CCOMMERGU destacó entre los principales compradores del MER, evidenciando el rol dual del país como oferente y demandante de energía, ajustando su participación en función de las condiciones de competitividad entre el mercado regional y los precios nacionales.

En coherencia con lo anterior, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes oferentes y compradores continúa siendo un elemento fundamental para:

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

En este contexto, el seguimiento permanente de los agentes con mayor presencia en las transacciones del MER constituye una herramienta clave para anticipar riesgos operativos y comerciales, así como para verificar que la dinámica del mercado se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional.

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

Durante enero de 2026 se identificaron nuevamente ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de tres agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4. Al igual que en meses anteriores, ninguna de estas ofertas resultó despachada, por lo que no tuvieron incidencia directa en la formación de los precios nodales del MER. No obstante, su monitoreo permanente continúa siendo un elemento relevante dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, en la medida en que este tipo de declaraciones puede reflejar estrategias particulares de comercialización, así como eventuales configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, ajustes correctivos.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente este grupo, al declarar 31,080.00 MWh con un precio promedio de 443.68 USD/MWh y un precio máximo de 459.00 USD/MWh. Este comportamiento se asocia a la existencia de excedentes de generación térmica basada en combustibles fósiles, cuyos costos se ven significativamente incrementados por la aplicación del impuesto costarricense al uso de combustibles fósiles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha indicado de manera reiterada que esta práctica responde a su modelo operativo, particularmente en escenarios de alta disponibilidad de generación renovable, en los cuales se prioriza el abastecimiento del consumo interno con energía de bajo costo y se oferta al MER únicamente la generación térmica no convocada, cuando corresponde.

Por su parte, los agentes panameños Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA) y Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) declararon volúmenes de 9,318.82 MWh y 209.08 MWh, respectivamente, con precios promedio y máximos que alcanzaron 879.56 USD/MWh en el caso de 6GEGESA y 977.52 USD/MWh en el caso de 6GACP. Estos valores se explican por la utilización de plantillas automáticas de ofertas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). De acuerdo con la información remitida previamente a esta Comisión por ambos agentes generadores, dicho mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial por parte de los agentes.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	31,080.00	0.00	443.68	459.00
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	9,318.82	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	209.08	0.00	977.52	977.52

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

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

En enero de 2026, un agente del MER presentó ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al asegurar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento

constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, Renace, S.A. (1GGENRNACE) declaró 134 MWh asociados a ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh vinculados a CF. Este comportamiento da continuidad a una práctica observada en períodos anteriores y que ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por el propio agente. En términos generales, el agente ha señalado que las ofertas a 0 USD/MWh tienen por finalidad evitar el desplazamiento de generación renovable local destinada a cubrir los retiros asociados a CF, en coherencia con la alta participación de fuentes renovables en la matriz de generación de Guatemala.

Cabe señalar que esta estrategia se mantuvo a pesar de la disminución de la generación hidroeléctrica local respecto al mes previo; no obstante, se observó un volumen significativamente menor en comparación con diciembre de 2025, cuando se totalizaron 33,508 MWh por parte de dos agentes de Guatemala, incluyendo a 1GGENRNACE. A pesar de esta reducción, el agente continúa siendo un actor relevante en la generación hidroeléctrica del país, en función de su significativa capacidad instalada. En este contexto, las justificaciones técnicas y operativas presentadas resultan consistentes con las condiciones observadas en el sistema eléctrico nacional y con el comportamiento de la generación durante el período analizado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1GGENRNACE	RENACE, S.A.	134.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron únicamente el 0.07% del total de la energía declarada mediante ofertas de oportunidad asociadas a CF de inyección durante enero de 2026, porcentaje significativamente inferior al 15.80% observado en diciembre de 2025. Esta reducción considerable se presenta en un contexto de disminución generalizada de la producción hidroeléctrica respecto al mes previo.

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

La vigilancia de las ofertas de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh constituye una herramienta relevante para identificar oportunamente posibles estrategias comerciales que podrían incidir en la señal de precios del MER. Este tipo de declaraciones

puede responder tanto a la intención de asegurar adquisiciones de energía a precios mínimos como al cumplimiento formal de la obligación regulatoria de ofertar, aun cuando no exista una expectativa efectiva de que dichas compras se materialicen.

Durante enero de 2026, cinco agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6:

TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE RETIRO OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWH

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.	11,160.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	952.76	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	450.00	5.00	5.00
2C_C03	EXCELERGY, S.A. DE C.V.	65.00	6.25	4.40
2C_C70	COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	42.00	5.00	5.00

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

Este comportamiento se enmarca en una estrategia previamente justificada por los agentes salvadoreños ante la CRIE, quienes han señalado que su participación como compradores en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se limita a escenarios de sobreoferta regional con precios reducidos, en coherencia con una gestión financiera prudente en entornos de alta incertidumbre. Asimismo, indican que consideran condiciones como restricciones de generación local, posibles escenarios de vertimiento y la expectativa de precios nacionales bajos en comparación con el precio del MER, lo cual desincentiva la compra de energía regional para su posterior reventa en el mercado nacional. En este contexto, las ofertas a precios bajos buscan asegurar que cualquier adquisición en el MER resulte económicamente conveniente frente a las alternativas locales, incorporando criterios de mitigación de riesgos.

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

10. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante enero de 2026 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 (EDACBF) regional.

10.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las MCTP del primer mes de 2026. Es importante señalar que estos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador (UT), en atención a condiciones energéticas previstas para los próximos meses; dichos valores actualizados se solicitaron que entraran en vigor a partir del predespacho del 1 de enero.

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

Escenario de Demanda	GU-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	HON-NIC	NIC-CRI	CRI-PAN
Máxima	300	270	260	20
Media	300	260	300	10
Mínima	300	240	300	10

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 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

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

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
Máxima	300	240	300	200
Media	300	150	300	200
Mínima	300	250	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 7 y 8, representan la MCTP de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

La solicitud de actualización realizada por la UT dio lugar a los siguientes resultados:

TABLA 9. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2026 [MW]

Escenario de Demanda	Exportación N-S	Exportación S-N	Exportación Total
Demanda Máxima	50	50	50
Demanda Media	50	50	50
Demanda Mínima	50	50	50

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

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

10.2. Eventos regionales

Durante enero de 2026 no se registraron eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que derivaran en la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional.