



Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

# INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

INFORME SV-23-2026

MARZO  
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	3
2.1.	Excedentes de energía disponibles	4
2.2.	Inyecciones	5
2.3.	Retiros	7
3.	Transacciones por tipo de mercado	10
4.	Transacciones por tipo de oferta	11
4.1.	Inyecciones	12
4.1.1.	Análisis	12
4.2.	Retiros	13
4.2.1.	Análisis	14
5.	Transacciones por tipo de actividad de los agentes	15
6.	Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)	18
6.1.	Precios máximos del MER	19
6.1.1.	Dinámica general de los precios máximos	19
7.	Precios del MER y de los combustibles fósiles	22
7.1.	Correlación estadística	22
8.	Precios nacionales y su relación con el precio del Mercado Eléctrico Regional (MER)	26
8.1.	Comportamiento diario de los precios nacionales y su relación con el MER	28
8.2.	Covarianza y correlación entre los precios nacionales y el precio del MER	30
9.	Monitoreo del MER	32
9.1.	Agentes que más inyectaron energía al MER	32
9.2.	Agentes que más retiraron energía del MER	35
9.3.	Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	37
9.4.	Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	39
9.5.	Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	40
10.	Indicadores técnicos	41
10.1.	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)	41
10.2.	Eventos regionales	42

## Índice de Figuras

Figura 1. Excedentes ofrecidos al MER por país miembro .....	4
Figura 2. Inyecciones al MER por país miembro .....	7
Figura 3. Retiros del MER por país miembro .....	9
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de mercado.....	10
Figura 5. Inyecciones al MER por tipo de oferta .....	13
Figura 6. Retiros del MER por tipo de oferta .....	14
Figura 7. Inyecciones al MER por tipo de actividad de los agentes .....	16
Figura 8. Retiros del MER por tipo de actividad de los agentes.....	17
Figura 9. Variación intermensual del consumo interno por país miembro .....	18
Figura 10. Precios promedio diarios del MER .....	20
Figura 11. Precios máximos diarios del MER.....	21
Figura 12. Precios del MER y de los combustibles fósiles .....	25
Figura 13. Precios promedio mensuales en los mercados nacionales y en el MER .....	27
Figura 14. Precios promedio diarios en los mercados nacionales y en el MER .....	29
Figura 15. Correlación y Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales .....	32
Figura 16. Agentes con más inyecciones al MER .....	34
Figura 17. Agentes con más retiros del MER .....	36

## Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER y de los combustibles fósiles .....	24
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los precios nacionales .....	31
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los precios nacionales.....	31
Tabla 4. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh.....	38
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh.....	40
Tabla 6. Agentes con precios de retiro ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh.....	41
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur [MW] .....	42
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte [MW] .....	42
Tabla 9. Valores de importación total de El Salvador a partir del 30 de marzo de 2026 [MW] .....	42
Tabla 10. Eventos que afectaron la operación regional en marzo 2026.....	43

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

Mediante Resolución No. CRIE-07-2026 (emitida el 26 de marzo de 2026) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** un ajuste al presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al año 2026 por un monto de CIENTO NOVENTA MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 190,000), pasando dicho presupuesto de un monto de DIEZ MILLONES CIENTO VEINTIOCHO MIL SESENTA Y SIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 10,128,067) a un monto de DIEZ MILLONES TRESCIENTOS DIECIOCHO MIL SESENTA Y SIETE DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 10,318,067).”.*

*“(...) **AUTORIZAR** al Ente Operador Regional (EOR) para que cubra el monto de CIENTO NOVENTA MIL DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 190,000) indicado en el punto anterior, con fondos provenientes de la cuenta específica del proyecto ‘Oficinas y Centro de Control Principal (OCCP)’ para la contratación de la Empresa Asesora y Supervisora correspondiente a la FASE II.”.*

*“(...) **REITERAR** al Ente Operador Regional (EOR) que cualquier ajuste que se considere necesario a la hoja de ruta del proyecto, debe ser informado oportunamente a la CRIE; asimismo, deberá continuar remitiendo informes trimestrales de avance del proyecto debidamente sustentados.”.*

---

Fuente: [crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/CERTIFICACION-de-resolucion-CRIE-07-2026.pdf](https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2026/04/CERTIFICACION-de-resolucion-CRIE-07-2026.pdf)

---

## 2. Transacciones por país miembro

El tercer mes de 2026 se caracterizó por un comportamiento al alza en la demanda regional, así como por un mayor aporte de las tecnologías renovables a la matriz de generación de la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales. A ello se sumó el incremento en la generación a base de gas natural en Panamá, el cual compensó en gran medida la disminución de la generación hidroeléctrica en dicho país.

Estos factores contrastan con lo observado en febrero del mismo año, mes que estuvo influenciado principalmente por la reducción del consumo interno en todos los países miembros y, por ende, a nivel regional, así como por la disminución de los aportes renovables de origen hidroeléctrico, eólico, geotérmico y a base de biomasa en la matriz de generación de dichos países.

En este sentido, durante marzo de 2026 se observó la consolidación de la transición hacia la época cálida en la región, proceso que comenzó a evidenciarse a mediados del mes

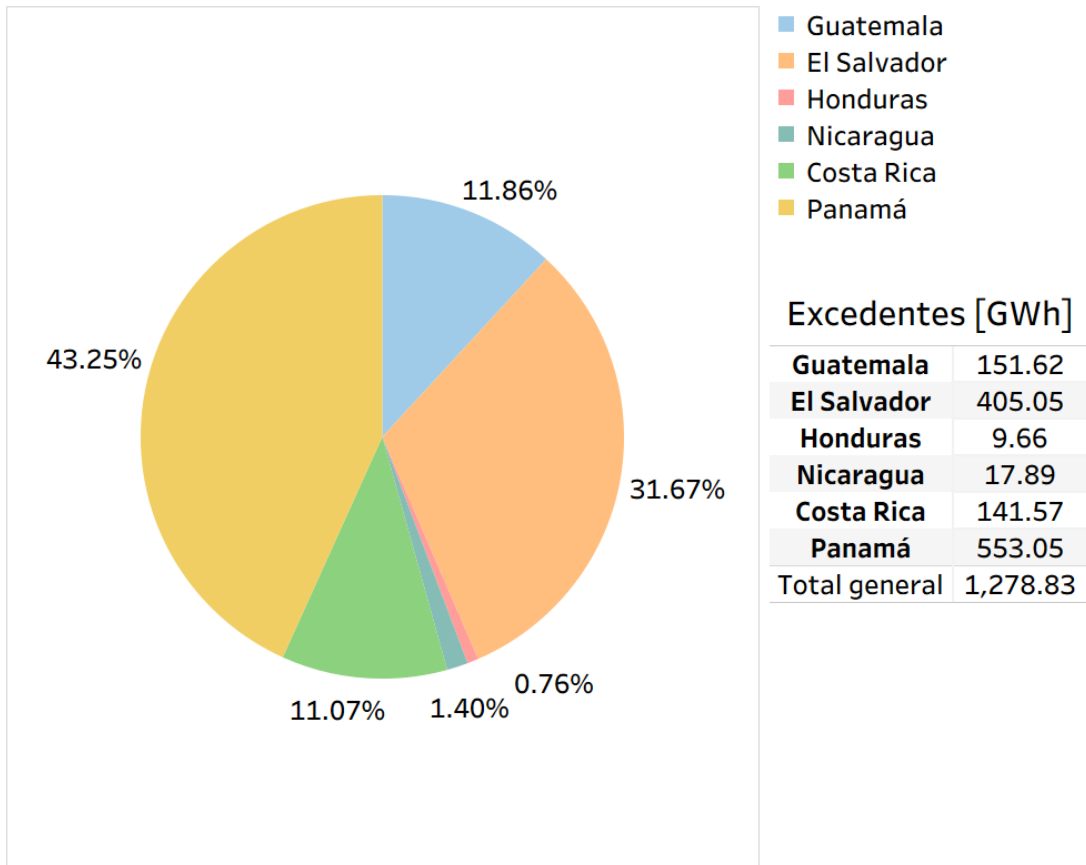
previo. Este cambio estacional impactó de manera significativa en el incremento del consumo energético a nivel regional, al pasar de condiciones asociadas a frentes fríos a un entorno de temperaturas más elevadas.

En términos generales, estos factores incidieron en la dinámica de disponibilidad de excedentes de energía, así como en su requerimiento durante marzo de 2026, lo cual se reflejó en un aumento, respecto a febrero del mismo año, de las inyecciones y los retiros en el MER en la mayoría de los países miembros.

## 2.1. Excedentes de energía disponibles

Previo a la evaluación de las transacciones por país miembro, por tipo de mercado, por tipo de oferta y por tipo de actividad de los agentes, resulta pertinente analizar el comportamiento de la energía ofertada al MER durante marzo de 2026 (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 de excedentes de energía, con detalle por país miembro, presentados en la Figura 1 corresponden a la suma de las ofertas de oportunidad y de los compromisos

contractuales<sup>1</sup> de inyección, los cuales se materializan posteriormente en transacciones regionales en función de las condiciones comerciales y operativas del MER.

En virtud de lo anterior, durante marzo de 2026 se observa que Panamá se consolidó nuevamente como el principal oferente de excedentes de energía, con una participación del 43.25% del total regional (553.05 GWh), seguido por El Salvador con un 31.67% (405.05 GWh). Guatemala y Costa Rica se ubicaron en un segundo nivel, con participaciones de 11.86% (151.62 GWh) y 11.07% (141.57 GWh), respectivamente.

Por su parte, Nicaragua y Honduras presentaron nuevamente aportes marginales de excedentes de energía, con participaciones de 1.40% (17.89 GWh) y 0.76% (9.66 GWh), respectivamente.

Al respecto, todos los países miembros dispusieron 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 requerimientos de cobertura de demanda interna y por la disponibilidad de recursos de generación en cada sistema eléctrico nacional<sup>2</sup>. Este es el caso particular de Nicaragua, donde la mayor parte de la energía disponible en su área de control se encuentra comprometida en contratos con las empresas distribuidoras nacionales, restringiendo su volumen de excedentes para la comercialización en el mercado regional.

## 2.2. Inyecciones

El volumen total de inyecciones al MER alcanzó los 382.57 GWh en marzo de 2026 (véase la Figura 2), lo que representó un aumento del 35.58% respecto a febrero del mismo año, cuando se registraron 282.18 GWh. Panamá, Guatemala y El Salvador se consolidaron nuevamente como los principales países exportadores, en ese orden, concentrando en conjunto más del 99% de la energía inyectada al mercado regional:

- ✓ **Panamá (144.45 GWh – 37.76%):** Se consolidó, una vez más, como el principal exportador del MER, registrando además un incremento de 42.45 GWh en sus inyecciones respecto al mes previo. Este comportamiento se asocia, en buena medida, al incremento intermensual de la generación renovable local de origen solar (+37.59 GWh) y eólica (+19.56 GWh), así como al aporte de la generación a base de gas natural, que presentó un aumento considerable de 118.56 GWh, compensando ampliamente la

---

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

<sup>2</sup> Literal b), numeral 5.2.2 del Libro II del RMER.

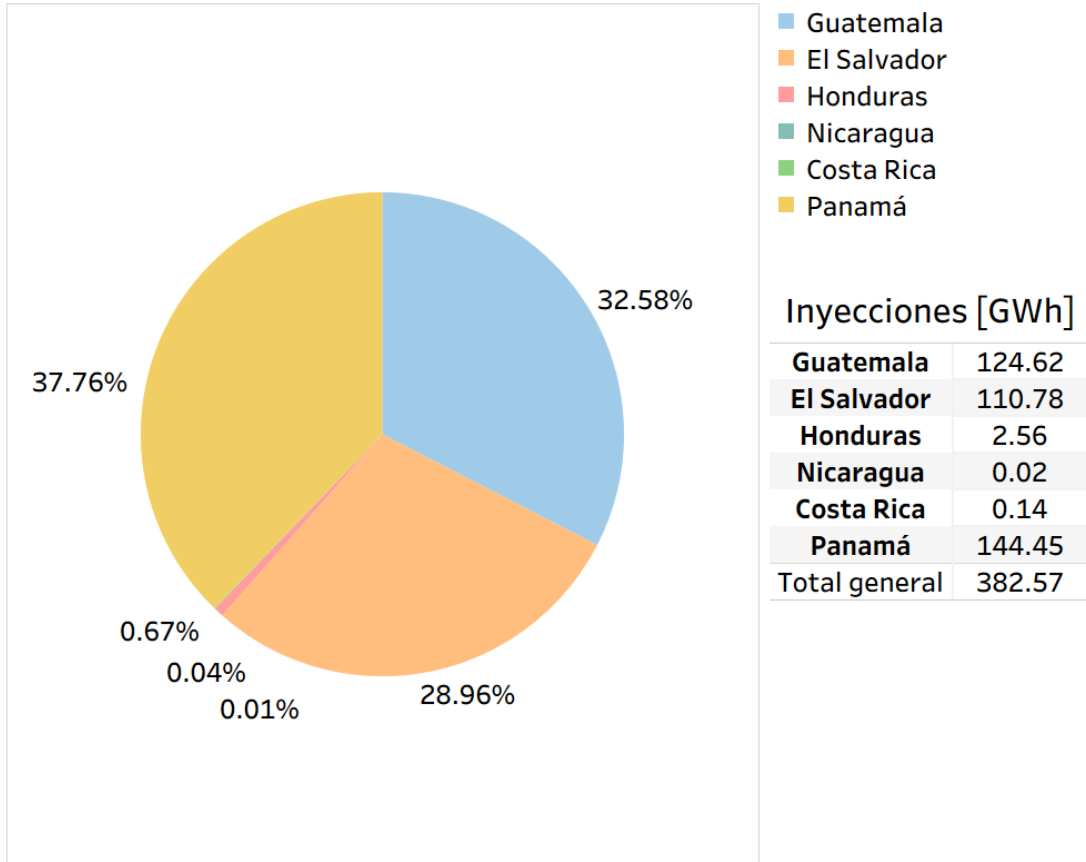
disminución de la generación hidroeléctrica registrada en el país (-47.78 GWh) respecto a febrero de 2026.

- ✓ **Guatemala (124.62 GWh – 32.58%):** Registró un aumento relevante de 48.76 GWh en sus inyecciones con relación a febrero de 2026. Este comportamiento al alza estuvo asociado, de forma significativa, al incremento intermensual de la generación renovable interna de origen solar (+16.34 GWh), hidroeléctrica (+45.58 GWh) y a base de biomasa (+35.66 GWh).
- ✓ **El Salvador (110.78 GWh – 28.96%):** Presentó el mayor aumento intermensual en el volumen de inyecciones, registrando un incremento de 55.85 GWh. Este resultado se explica, fundamentalmente, por el aumento respecto a febrero de 2026 de la generación hidroeléctrica (+38.35 GWh) y a base de gas natural (+65.44 GWh), además de aportes menores de la generación geotérmica (+11.23 GWh), a base de biomasa (+3.09 GWh), solar (+10.20 GWh) y eólica (+3.33 GWh).
- ✓ **Honduras (2.56 GWh – 0.67%):** Registró un aumento marginal de 2.49 GWh en sus inyecciones respecto a febrero de 2026, manteniendo una participación igualmente marginal en el MER. Este comportamiento se relaciona, principalmente, con el incremento de la generación hidroeléctrica (+15.72 GWh) y a base de biomasa (+34.68 GWh), en contraste con el mes previo.
- ✓ **Costa Rica (0.14 GWh – 0.04%):** Experimentó una disminución intermensual relevante de 49.19 GWh en sus inyecciones al MER, siendo el único país miembro que registró un comportamiento a la baja en dicho rubro durante marzo de 2026. Este resultado se dio en un contexto de aumento del aporte de todas las tecnologías de generación en el país respecto al mes previo; no obstante, el incremento considerable del consumo interno (+160.20 GWh) limitó los niveles de inyección al mercado regional. Este comportamiento es consistente con la matriz de generación de Costa Rica, caracterizada por el predominio de fuentes renovables, lo que incide en la priorización del abastecimiento interno con generación competitiva local en un entorno de mayor demanda.
- ✓ **Nicaragua (0.02 GWh – 0.01%):** Registró inyecciones al MER por primera vez desde 2024, presentando un volumen marginal de 0.02 GWh durante marzo de 2026. Cabe destacar que el país experimentó aumentos intermensuales en la generación geotérmica (+9.07 GWh), eólica (+5.61 GWh), a base de biomasa (+11.73 GWh), hidroeléctrica (+5.61 GWh) y solar (+1.86 GWh), lo que favoreció, aunque de forma limitada, la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER.

En ese sentido, el aumento observado en las inyecciones regionales de energía durante marzo de 2026 refleja, principalmente, el mayor aporte de generación proveniente de

fuentes renovables en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales, así como el aporte relevante de la generación a base de gas natural en Panamá respecto al mes previo, lo que favoreció la disponibilidad de excedentes competitivos para su exportación. Asimismo, el incremento intermensual de la demanda regional influyó en los requerimientos de compra de energía por parte de los países miembros, generando mayores oportunidades para la colocación de energía en el MER.

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 los 384.35 GWh en marzo de 2026 (véase la Figura 3), lo que representó un aumento del 36.43% respecto al registrado en febrero del mismo año (281.72 GWh). Este comportamiento refleja, principalmente, el incremento de la demanda regional en un entorno de temperaturas más elevadas, derivado de la consolidación de la época cálida en los países miembros. Cabe destacar que, una vez más, Nicaragua se posicionó como el principal importador del MER durante el mes analizado:

- ✓ **Nicaragua (135.11 GWh – 35.15%):** Se mantuvo como el principal país importador del MER, además de registrar un aumento de 16.65 GWh en sus retiros respecto al mes anterior. Este incremento se asoció, principalmente, al alza del consumo interno (+78.85 GWh). Adicionalmente, la alta participación térmica en su matriz de generación, reflejada en precios nacionales persistentemente menos competitivos que el precio regional, continuó condicionando su dependencia del MER.
- ✓ **El Salvador (94.72 GWh – 24.64%):** Registró un aumento de 14.76 GWh en sus retiros respecto a febrero de 2026, en un entorno caracterizado por el incremento del consumo interno (+121.50 GWh), en línea con el repunte de la demanda regional.
- ✓ **Costa Rica (68.26 GWh – 17.76%):** Presentó el mayor aumento en los retiros respecto al mes previo, período en el cual no registró importaciones. Este resultado se vinculó, principalmente, al incremento considerable del consumo interno (+160.20 GWh), lo que potenció la necesidad de recurrir al MER para el abastecimiento local, pese al repunte intermensual en los aportes de todas las tecnologías renovables en la matriz de generación nacional.
- ✓ **Honduras (44.05 GWh – 11.46%):** Registró un aumento de 12.07 GWh en sus retiros respecto a febrero de 2026. Este comportamiento se presentó a pesar del incremento intermensual en la generación renovable local (+66.87 GWh), el cual no logró compensar el aumento significativo del consumo interno (+216.06 GWh).
- ✓ **Guatemala (40.68 GWh – 10.58%):** Junto con Panamá, fue el único país que presentó una disminución en sus retiros respecto al mes previo (-8.64 GWh), en coherencia con la persistencia de precios nacionales más competitivos que el precio regional, lo cual se analiza con mayor detalle más adelante en el presente informe. Cabe resaltar que, en el caso guatemalteco, se registró un incremento intermensual de 134.63 GWh en el aporte de generación renovable, a base de gas natural y de importaciones provenientes de México, lo que permitió compensar en buena medida el incremento de 184.08 GWh en el consumo interno, reduciendo la brecha para recurrir al mercado regional para el abastecimiento local.
- ✓ **Panamá (1.53 GWh – 0.40%):** Registró un decremento marginal de 0.46 GWh en sus retiros respecto a febrero de 2026, manteniendo una participación prácticamente nula como importador. Este comportamiento se dio en un contexto de incremento significativo del consumo interno (+199.91 GWh) y de disminución de la generación hidroeléctrica (-47.78 GWh), escenario que fue compensado en gran medida por el aumento de la generación a base de gas natural (+118.56 GWh), solar (+37.59 GWh) y eólica (+19.56 GWh). Esto permitió mantener precios locales bajos en comparación con

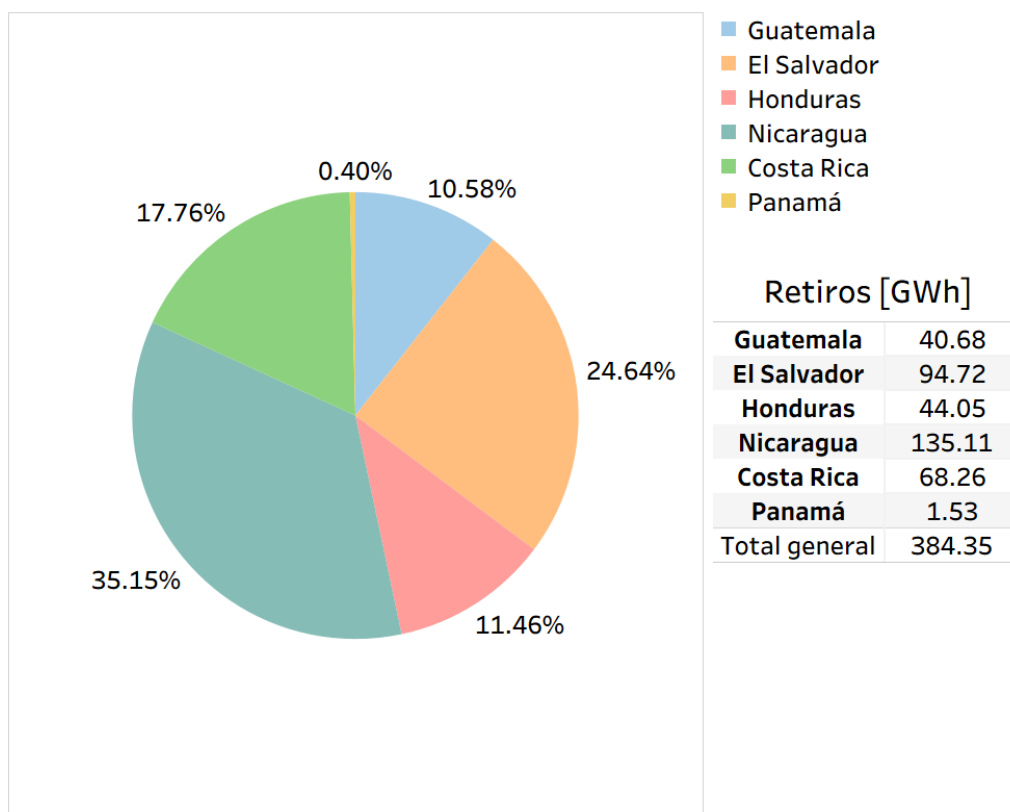
el precio del MER, limitando la necesidad de importaciones provenientes de dicho mercado.

Con base en los resultados anteriores, se observa un incremento intermensual de los retiros regionales durante marzo de 2026, explicado principalmente por el aumento de la demanda regional. Esta situación se tradujo en una mayor dependencia de las importaciones del MER, pese al incremento de la generación renovable registrada en la mayoría de los países miembros.

Finalmente, es importante resaltar que, para el caso de las inyecciones y los retiros de energía que se realizan en el MER, en el presente informe se analiza el comportamiento de dichas transacciones y su vinculación con condiciones climáticas, de despacho de generación y de demanda, entre otros factores locales y regionales. No obstante, también debe considerarse que la participación de los agentes en el mercado regional responde a factores económicos, financieros y de gestión de riesgos, entre otros, los cuales pueden influir en la decisión de colocar o requerir energía en dicho mercado.

De esta manera, el mercado regional contribuye a la optimización del despacho, a la gestión eficiente de la demanda y a la articulación de estrategias comerciales por parte de los agentes, en función de las condiciones operativas que se presenten en cada período.

**FIGURA 3. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO**



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

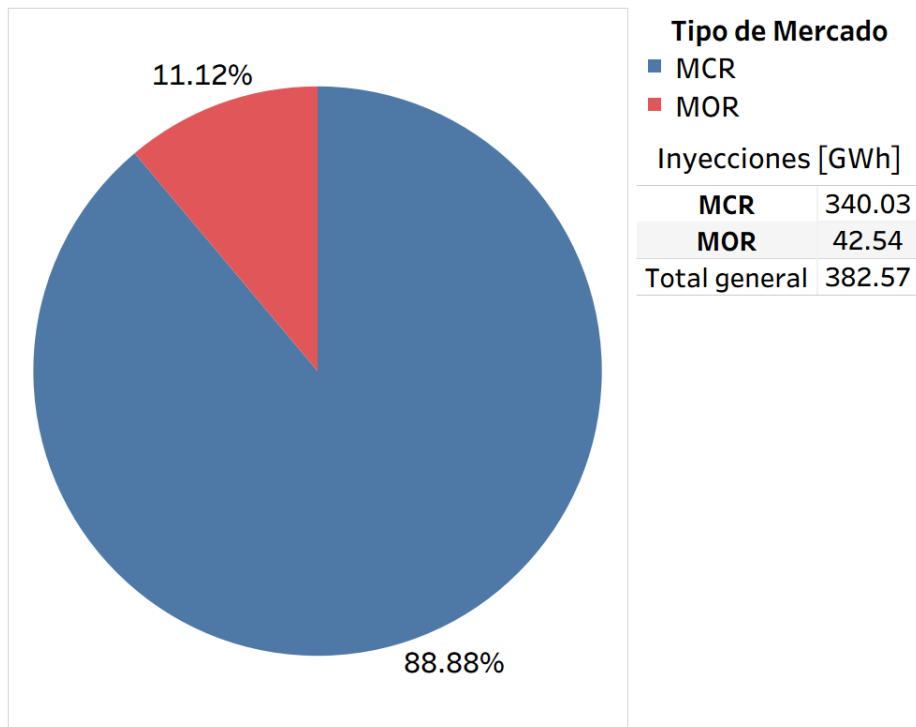
Cabe señalar que los datos mensuales de generación y consumo interno por país miembro fueron obtenidos de los sitios web oficiales de los respectivos Operadores de Sistema y de Mercado (OS/OMS).

### 3. Transacciones por tipo de mercado

En marzo 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 resultado se presentó en un escenario que se caracterizó por el aumento generalizado del aporte de fuentes renovables a la matriz de generación regional. Asimismo, se observó un incremento considerable del consumo interno en todos los países miembros, en línea con la consolidación de la época cálida en la región, tras los frentes fríos registrados en los primeros dos meses del año.

Tal como se muestra en la Figura 4, el 88.88% de las inyecciones (340.03 GWh) se canalizó a través del MCR, mientras que el 11.12% restante (42.54 GWh) correspondió a transacciones efectuadas directamente en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). Esta distribución consolida la tendencia observada en períodos 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.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

En particular, los Contratos Firmes (CF) y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) mantuvieron su relevancia en un contexto de incremento intermensual de las inyecciones totales (+35.58%), en el que los principales países exportadores, Panamá, Guatemala y El Salvador, sostuvieron niveles significativos de participación en el MER, fundamentalmente mediante la gestión de sus compromisos contractuales. Sin embargo, es importante señalar que, a pesar del aumento de la generación proveniente de fuentes renovables en la mayoría de los países miembros, el marcado repunte de la demanda incidió en que los precios nacionales de estos tres países fueran más competitivos (más bajos) que el precio regional, lo que limitó la colocación de excedentes de corto plazo en el MER, al no propiciarse diferenciales de precios que incentivaran el aprovechamiento del MOR durante la mayor parte del mes.

En comparación con febrero de 2026, se observó un aumento notable en la participación del MCR, que pasó de 78.36% a 88.88%, acompañado de una reducción relevante en la participación del MOR, que pasó de 21.64% a 11.12%. Este comportamiento refleja una dinámica transaccional distinta a la del mes previo, confirmándose que, a pesar de dichas diferencias, los agentes mantuvieron la preferencia por los esquemas contractuales para la colocación de excedentes de energía en el mercado regional. No obstante, esta dinámica se vio influenciada por las condiciones particulares del mes, caracterizadas por escenarios de corto plazo poco favorables en términos de diferenciales de precios, en un contexto de mayor participación de fuentes renovables en la matriz de generación regional, que no logró compensar el incremento significativo del consumo energético en 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 oportunidad. En marzo de 2026, este tipo de ofertas alcanzó los 72.19 GWh, equivalente al 18.87% 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 marzo de 2026 reafirma la importancia de los esquemas contractuales como mecanismos que aportan previsibilidad y continuidad a las transacciones del MER. Por su parte, el MOR continuó desempeñando un rol complementario, absorbiendo ajustes puntuales derivados de la operación diaria del mercado, aunque con una menor participación respecto al mes previo, en línea con las condiciones de generación y demanda previamente descritas.

## 4. Transacciones por tipo de oferta

La composición de las ofertas de inyección y retiro en el MER durante marzo de 2026 mantuvo una estructura similar a la observada el mes anterior, aunque con ajustes asociados a la mayor disponibilidad de generación renovable, así como al incremento

significativo del consumo interno en todos los países miembros. Estas condiciones se tradujeron, además del aumento intermensual general de las inyecciones y los retiros, en una disminución de las inyecciones de oportunidad, derivada de diferenciales de precios menos favorables para las transacciones de corto plazo, producto de la interacción entre dichas condiciones de generación y demanda en la región.

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

### 4.1. Inyecciones

El volumen total de inyecciones ascendió a 382.57 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

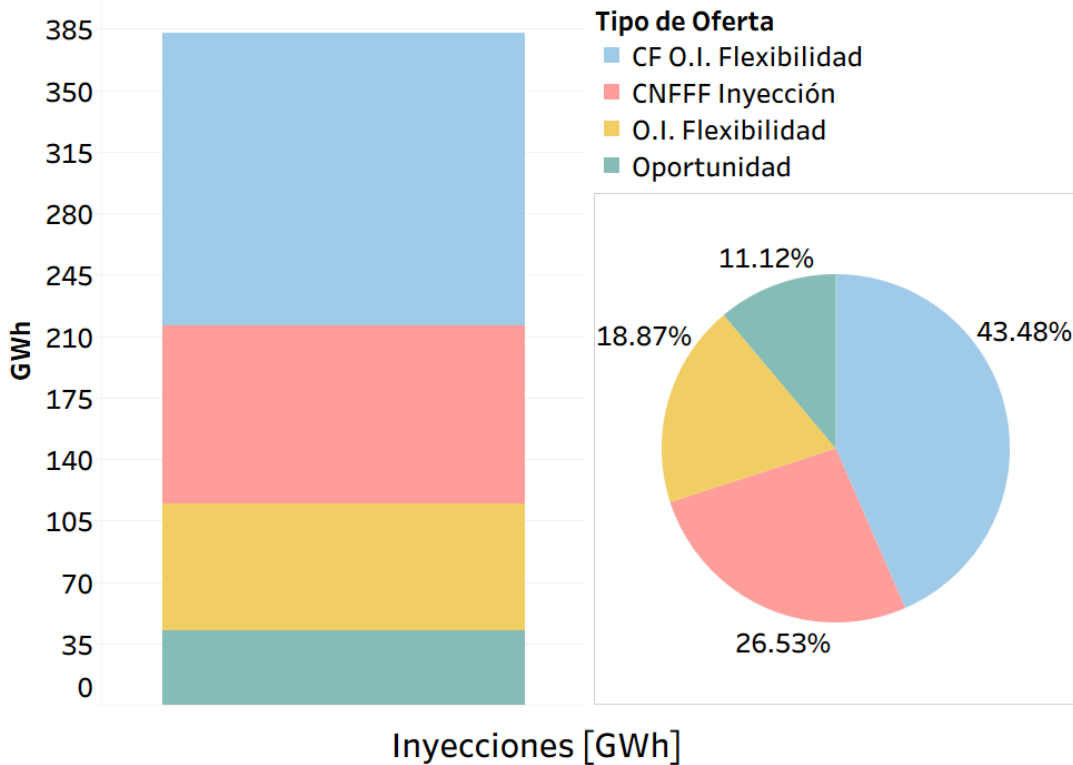
- **Contratos Firmes (CF):** 166.34 GWh – 43.48%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 101.49 GWh – 26.53%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 72.19 GWh – 18.87%
- **Ofertas de Oportunidad:** 42.54 GWh – 11.12%

#### 4.1.1. Análisis

Durante marzo de 2026, las ofertas asociadas a los CF concentraron la mayor proporción de las inyecciones, lo que reafirma la importancia de los compromisos firmes en la operación del mercado regional. Este comportamiento se observó en un contexto de aumento intermensual de las inyecciones totales (+35.58%), en el que los principales países exportadores sostuvieron una participación relevante en el MER, principalmente mediante la gestión de sus contratos. Si bien el incremento de la generación renovable en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales habría incentivado, en condiciones normales, una mayor colocación de energía a través de ofertas de corto plazo, este efecto se vio contrarrestado por el repunte significativo de la demanda. Lo anterior se tradujo en diferenciales más moderados entre los precios nacionales y el precio regional, particularmente durante la primera mitad del mes, lo que repercutió en una menor disponibilidad de excedentes de corto plazo. En consecuencia, las ofertas de oportunidad mostraron una disminución considerable tanto en su participación absoluta como relativa respecto a febrero del mismo año.

En este contexto, el 70 % de las inyecciones se canalizó a través de esquemas contractuales (CF y CNFFF), mientras que el 30 % restante correspondió a transacciones de oportunidad, incluidas las ofertas de flexibilidad.

FIGURA 5. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



CF O.I. Flexibilidad	CNFFF Inyección	O.I. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
166.34	101.49	72.19	42.54	382.57

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

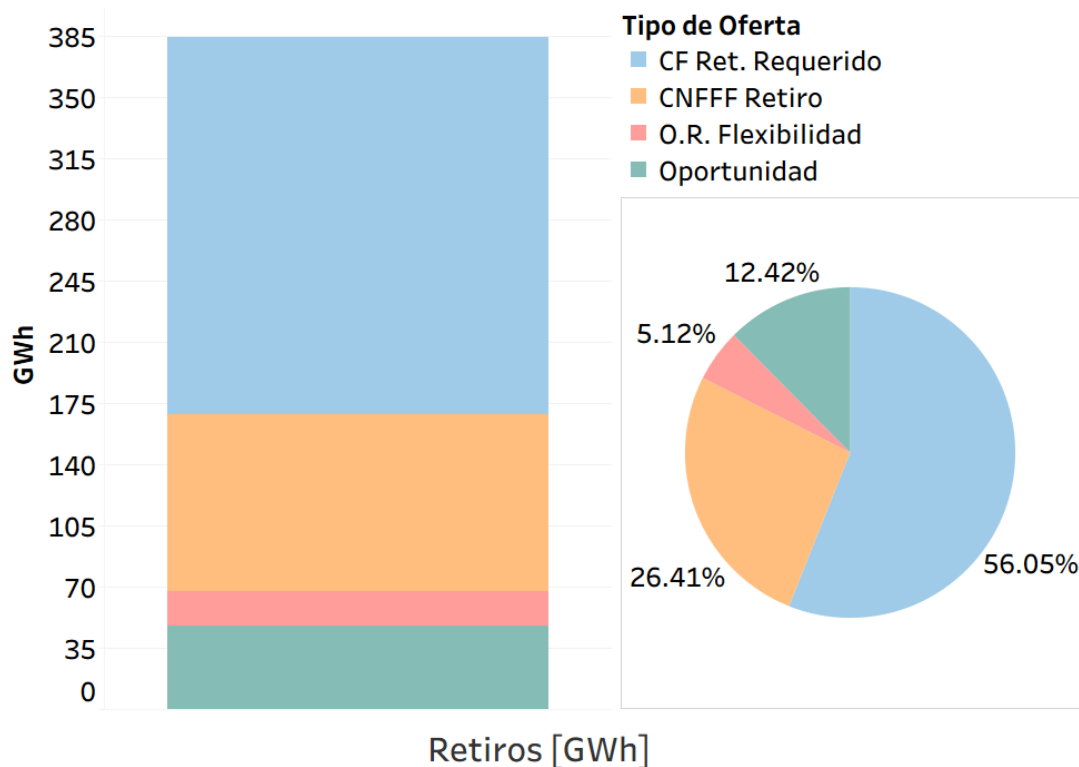
- **CF O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.
- **CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.
- **O.I. Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme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

## 4.2. Retiros

El volumen total de retiros alcanzó los 384.35 GWh, con la siguiente distribución por tipo de oferta:

- **Contratos Firmes (CF):** 215.43 GWh – 56.05%
- **Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF):** 101.49 GWh – 26.41%
- **Ofertas de Flexibilidad:** 19.67 GWh – 5.12%
- **Ofertas de Oportunidad:** 47.75 GWh – 12.42%

FIGURA 6. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
215.43	101.49	19.67	47.75	384.35

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, con diferencia, el principal componente de los retiros, al concentrar la mayor proporción del total regional (56.05%). Este comportamiento se encuentra estrechamente vinculado a la necesidad de asegurar cobertura firme para la atención de la demanda, particularmente en países como Nicaragua y El Salvador, que se posicionaron nuevamente como los principales compradores del MER. En términos intermensuales, los retiros realizados por los países miembros mostraron un aumento generalizado respecto a febrero de 2026, con excepción de Guatemala y Panamá, que registraron una leve disminución y un decremento marginal, respectivamente, mientras que Nicaragua se consolidó nuevamente como el principal importador neto del mercado regional, además de registrar un aumento de aproximadamente 14% en el volumen de sus retiros del MER.

Por su parte, los CNFFF mantuvieron una participación significativa (26.53%), en línea con su función de complementar la cobertura de la demanda bajo condiciones operativas específicas, reflejando un incremento relativo en los requerimientos asociados a los retiros físicos de energía respecto al mes previo. En contraste, las ofertas de oportunidad mantuvieron una participación similar (12.42%), en coherencia con un entorno en el que se priorizó el abastecimiento interno con recursos locales y mediante retiros contractuales, principalmente firmes. Por su parte, las ofertas de flexibilidad en retiros mantuvieron una participación marginal (5.12%).

En conjunto, los CF y los CNFFF concentraron el 82.46% 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 17.54% restante, desempeñando un rol complementario al atender requerimientos de corto plazo y ajustes operativos en el sistema regional.

## 5. Transacciones por tipo de actividad de los agentes

El análisis de las transacciones por tipo de actividad de los agentes durante marzo de 2026 permite identificar patrones diferenciados entre la estructura de oferta y demanda en el MER, evidenciando el rol específico que desempeña cada categoría en la dinámica de los intercambios de energía. En esta ocasión, dicho análisis se enmarca en un escenario caracterizado por el aumento de los aportes renovables a la matriz de generación regional y el significativo incremento del consumo interno en todos los países miembros.

En lo que respecta a las inyecciones (véase la Figura 7), estas se concentraron, una vez más, principalmente en generadores y comercializadores, quienes en conjunto representaron el 99.995% de la energía exportada al MER. De forma marginal, se registró la participación de un agente distribuidor, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (3DENEE), que aportó el 0.005% restante.

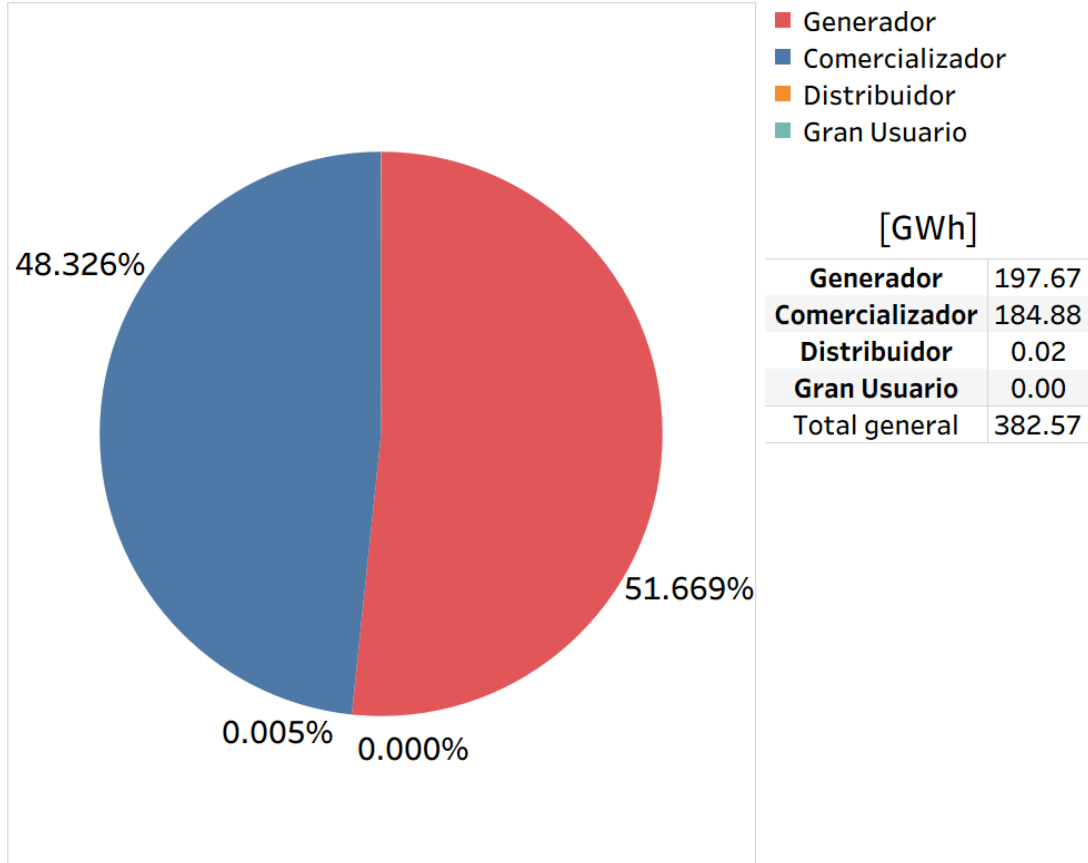
En términos absolutos, los generadores aportaron 197.67 GWh (51.669%), los comercializadores 184.88 GWh (48.326%) y el agente distribuidor de Honduras 0.02 GWh (0.005%). Este resultado refleja una participación predominante de los agentes generadores, en un contexto en el que la colocación de excedentes en el mercado regional fue gestionada principalmente desde la oferta primaria de suministro y, de manera complementaria, a través de esquemas de comercialización.

La participación de 3DENEE como agente distribuidor en inyecciones, aunque marginal, resulta consistente con la estructura del mercado eléctrico hondureño, caracterizado por un modelo verticalmente integrado, en el que un mismo agente participa simultáneamente en distintas actividades del subsector eléctrico. En este contexto, dichas inyecciones

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

pueden asociarse a excedentes puntuales de energía no consumida, derivados de la gestión de su portafolio contractual o de ajustes operativos del mercado ante diferencias entre la demanda prevista y la demanda real; es decir, corresponden a decisiones operativas y/o comerciales y no a una condición estructural de oferta primaria de energía.

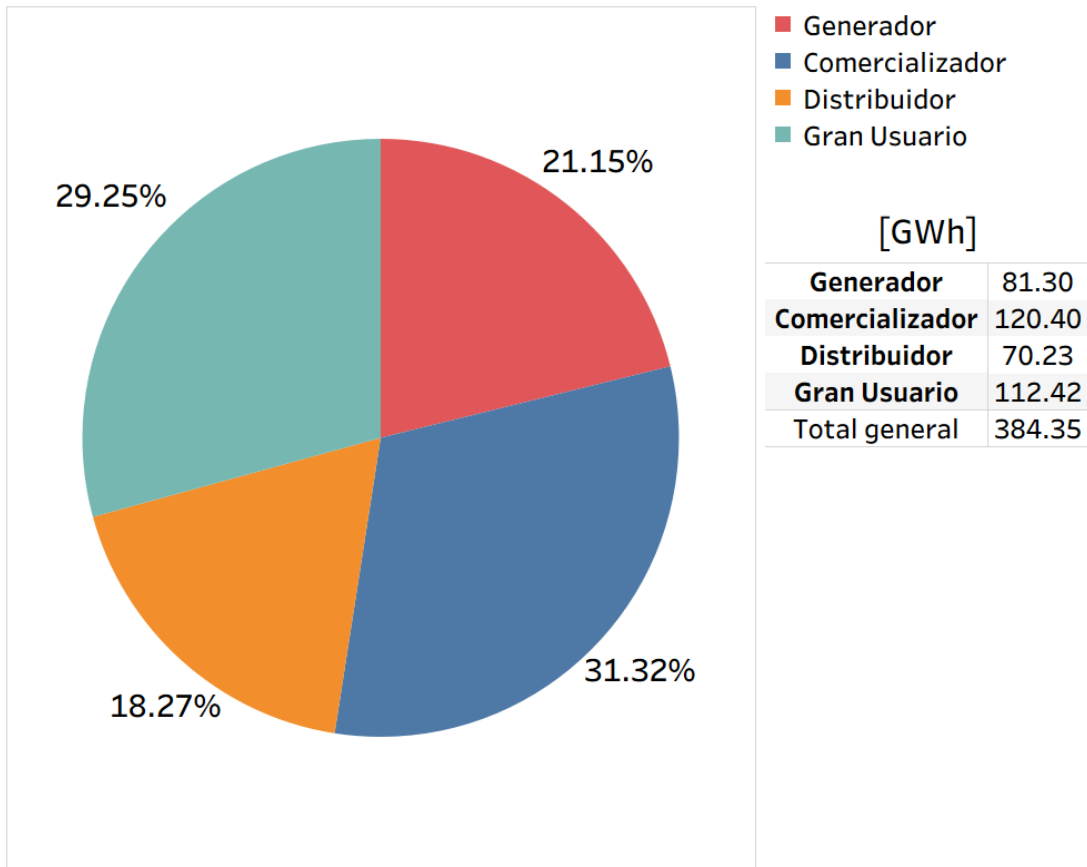
FIGURA 7. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE ACTIVIDAD DE LOS AGENTES



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

En cuanto a los retiros (véase la Figura 8), al igual que el mes anterior se observa una estructura más diversificada. Los comercializadores se posicionaron nuevamente como el principal demandante, con 120.40 GWh (31.32%), seguidos por los grandes usuarios con 112.42 GWh (29.25%), los generadores con 81.30 GWh (21.15%) y, finalmente, los distribuidores, que registraron 70.23 GWh (18.27%).

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 que 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 que las alternativas disponibles en sus mercados nacionales, optimizando así el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Finalmente, la estructura observada durante marzo de 2026 confirma que el MER mantiene una configuración en la que la oferta de energía se concentra en un número reducido de tipos de agentes, mientras que 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, al permitir que los excedentes disponibles sean canalizados hacia los agentes con mayores requerimientos, en función de las condiciones operativas y de precios del sistema regional.

## 6. Precios del Mercado Eléctrico Regional (MER)

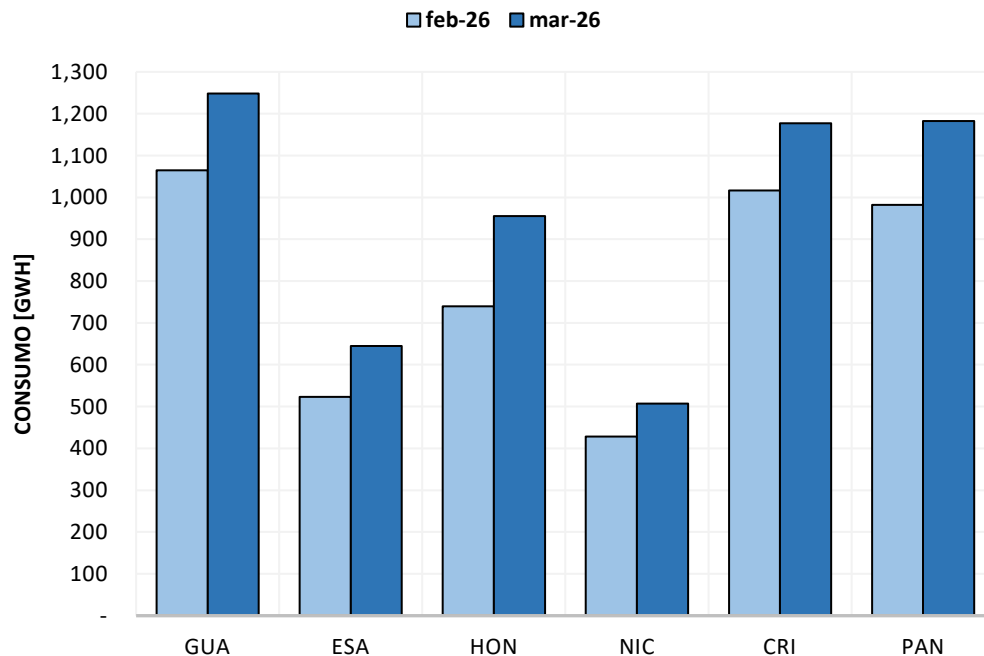
El precio promedio del MER durante marzo de 2026 se ubicó en 116.49 USD/MWh, lo que representa una disminución de aproximadamente 11.82% respecto al mismo mes de 2025, cuando el valor promedio fue de 132.11 USD/MWh (véase la Figura 10).

Este resultado interanual responde, en gran medida, al aumento de la generación renovable en la mayoría de los países miembros, particularmente de origen hidroeléctrico, solar y eólico, lo que contribuyó a moderar los precios regionales, a pesar del leve incremento de la demanda en dichos países (+35.60 GWh) respecto a marzo de 2025, según información publicada por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web oficial, específicamente en los anexos de los Documentos de Transacciones Económicas y Regionales (DTER).

Adicionalmente, se observa un incremento relevante del precio del MER, cercano al 65% respecto a febrero de 2026, cuando el valor promedio mensual se situó en aproximadamente 70.62 USD/MWh, lo que evidencia una tendencia al alza en los niveles de precios, asociada a la transición hacia la época cálida en la región.

En términos operativos, el comportamiento del precio del MER durante marzo de 2026 refleja un entorno caracterizado por una mayor disponibilidad de generación renovable en la mayoría de los países miembros, la cual fue amortiguada en buena medida por el repunte intermensual de la demanda regional (véase la Figura 9).

FIGURA 9. VARIACIÓN INTERMENSUAL DEL CONSUMO INTERNO POR PAÍS MIEMBRO



Fuente: Elaboración propia con información de los sitios web oficiales de los OS/OMS.

## 6.1. Precios máximos del MER

Los precios máximos diarios del MER durante marzo de 2026 presentaron un comportamiento más volátil y con niveles significativamente más elevados en comparación con el mes previo, tal como se aprecia en la Figura 11. En particular, los valores oscilaron entre aproximadamente 132 USD/MWh y 318 USD/MWh, reflejando un entorno operativo caracterizado por un incremento progresivo en la exigencia del despacho marginal regional, especialmente a partir de la segunda mitad del mes.

Este comportamiento estuvo vinculado a la consolidación de la época cálida en la región, lo que incidió en un aumento sostenido de la demanda en los países miembros. En este contexto, el sistema regional requirió una mayor participación de generación de mayor costo, lo que se tradujo en un aumento significativo de los precios máximos diarios.

- **Precio máximo del mes:** El valor más alto se registró el 23 de marzo de 2026, cuando el precio máximo del MER alcanzó los 317.7 USD/MWh, coincidiendo con un período de alta demanda regional asociado a temperaturas más elevadas.
- **Precio máximo más bajo:** El menor valor de los precios máximos se observó el 7 de marzo de 2026, con 132.3 USD/MWh, en un contexto aún influenciado por condiciones de transición desde una etapa marcada por frentes fríos, así como por la menor demanda típica de fin de semana.

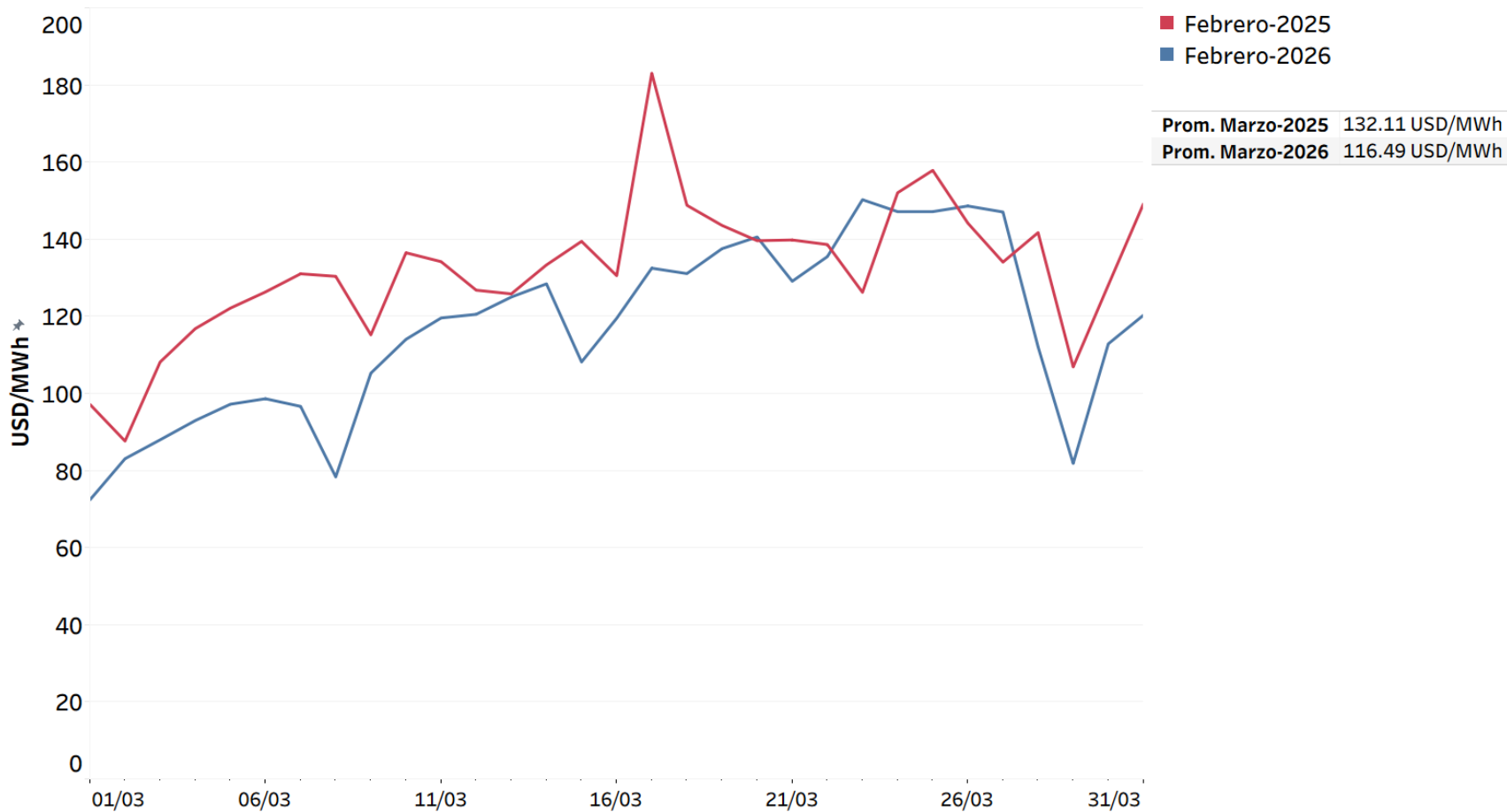
### 6.1.1. Dinámica general de los precios máximos

A lo largo del segundo mes del presente año, los precios máximos diarios presentaron las siguientes características:

- Tendencia claramente ascendente, con incrementos progresivos y más pronunciados hacia la segunda mitad del mes.
- Episodios recurrentes de alta exigencia en el despacho marginal regional, asociados al incremento sostenido de la demanda derivado de la consolidación de la época cálida.
- Presencia de valores máximos elevados en períodos específicos, sin que estos respondieran a eventos operativos extraordinarios, sino a condiciones estructurales de mayor demanda.

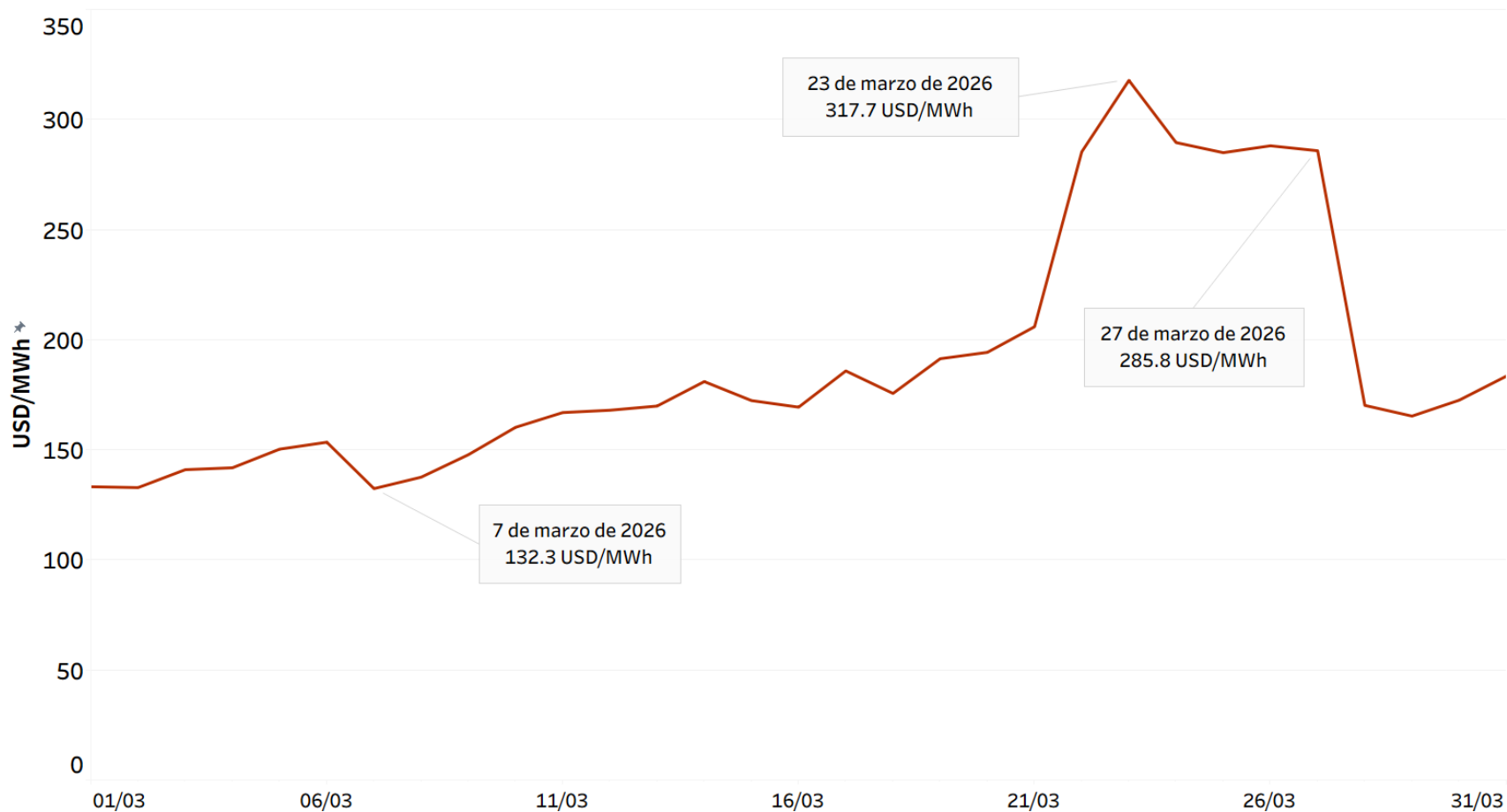
En resumen, el comportamiento de los precios máximos diarios durante marzo de 2026 refleja un mercado regional que operó bajo condiciones más exigentes que las observadas en febrero del mismo año, en un contexto caracterizado por el incremento de la demanda regional, el cual superó el efecto moderador del mayor aporte de generación renovable, incidiendo en una mayor utilización de generación marginal de mayor costo.

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 marzo de 2026, los precios del MER y de los principales combustibles fósiles mostraron comportamientos diferenciados, en un contexto caracterizado por el aumento de los aportes renovables a la matriz de generación regional y por el repunte del consumo interno en todos los países miembros.

El precio promedio mensual del MER se ubicó en 116.49 USD/MWh. En contraste, los mercados internacionales de combustibles fósiles presentaron dinámicas diferenciadas, con una tendencia general al alza en el caso del petróleo y del carbón térmico, y un comportamiento más estable con ligera tendencia a la baja en el caso del gas natural. Este comportamiento se observó en un entorno influenciado por factores geopolíticos que incidieron en los mercados energéticos internacionales (véase la Figura 12).

En particular, el petróleo de referencia WTI (*West Texas Intermediate*) mostró una tendencia creciente, pasando de niveles cercanos a 75 USD/Barril a valores superiores a 102 USD/Barril hacia el cierre del mes. Por su parte, el gas natural (NG), medido a través del índice *Henry Hub*, presentó una tendencia descendente a partir de la primera semana, pasando de valores cercanos a 3.4 USD/MMBTU a aproximadamente 3.0 USD/MMBTU. En cuanto al carbón térmico (CT), representado por el índice *Newcastle Coal*, mostró una tendencia al alza, con precios cercanos a 126 USD/Tonelada al inicio del mes y valores superiores a 142 USD/Tonelada hacia el cierre del período.

### 7.1. Correlación estadística

Los resultados estadísticos correspondientes a marzo 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: **126.71**
  - Coeficiente de *Spearman*: **0.46**

Los valores positivos de covarianza<sup>3</sup> y del coeficiente de *Spearman*<sup>4</sup> indican la existencia de una correlación directa de magnitud moderada entre el precio del petróleo y el precio del MER. Estos resultados sugieren una coincidencia parcial en las tendencias de ambos mercados durante el mes; sin embargo, esta relación no implica necesariamente una causalidad directa, sino más bien una convergencia temporal en un contexto caracterizado por el incremento gradual del precio del petróleo y la consolidación de la época cálida en la región.

No obstante, derivado del repunte de la demanda en los países miembros, que compensó holgadamente el aumento de los aportes renovables a la matriz de generación regional, pudieron presentarse episodios puntuales en los que el despacho marginal regional estuvo asociado a centrales térmicas que utilizan este combustible fósil, sin que ello constituyera una condición predominante a lo largo del mes.

- **NG vs. MER:**

- Covarianza: **-1.28**
- Coeficiente de *Spearman*: **-0.44**

Tanto la covarianza como el coeficiente de correlación de *Spearman*, que en ambos casos registraron valores negativos, evidencian que el precio del gas natural presentó una correlación inversa de magnitud moderada con el precio del MER, en concordancia con el comportamiento divergente observado entre ambos mercados.

Este resultado sugiere que, si bien la generación a base de gas natural tuvo una participación relevante en términos de volumen durante marzo de 2026, su incidencia en la formación del precio marginal del sistema regional fue limitada. En efecto, el aumento intermensual en la generación a base de este combustible, particularmente en Panamá (+118.56 GWh), seguido de El Salvador (+65.44 GWh) y, en menor medida, Guatemala (+4.14 GWh), estuvo asociado principalmente a generación base o a condiciones de despacho no marginales, lo que explica su relación inversa con el precio del MER.

- **CT vs. MER:**

- Covarianza: **17.72**
- Coeficiente de *Spearman*: **0.33**

---

<sup>3</sup> Covarianza: Medida estadística que indica la dirección de la relación lineal entre dos variables numéricas. Determina si ambas variables aumentan o disminuyen juntas (covarianza positiva) o si una aumenta mientras la otra disminuye (covarianza negativa).

<sup>4</sup> Coeficiente de correlación de *Spearman*: Herramienta estadística robusta utilizada para medir la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, especialmente cuando estas relaciones no son lineales o los datos no siguen una distribución normal. A diferencia de *Pearson*, *Spearman* trabaja con rangos (posiciones) de los datos en lugar de sus valores reales, lo que lo hace menos sensible a valores atípicos.

## Coordinación de Supervisión y Vigilancia del MER

Por su parte, el precio del carbón térmico evidenció, al igual que el del petróleo, una correlación directa, aunque de menor magnitud, con el precio del MER. Este resultado refleja una asociación parcial entre el comportamiento de ambos mercados, en línea con la limitada incidencia del despacho basado en carbón térmico en la formación del precio regional.

Dadas las condiciones operativas registradas en marzo de 2026, la generación a base de carbón térmico habría operado predominantemente como generación base, particularmente en países como Guatemala y Honduras, que cuentan con capacidad instalada asociada a este combustible. En este contexto, es probable que dichas centrales hayan operado a niveles relativamente constantes, sin incidir de manera significativa en el despacho marginal del sistema. En consecuencia, su impacto sobre la formación del precio del MER habría sido limitado.

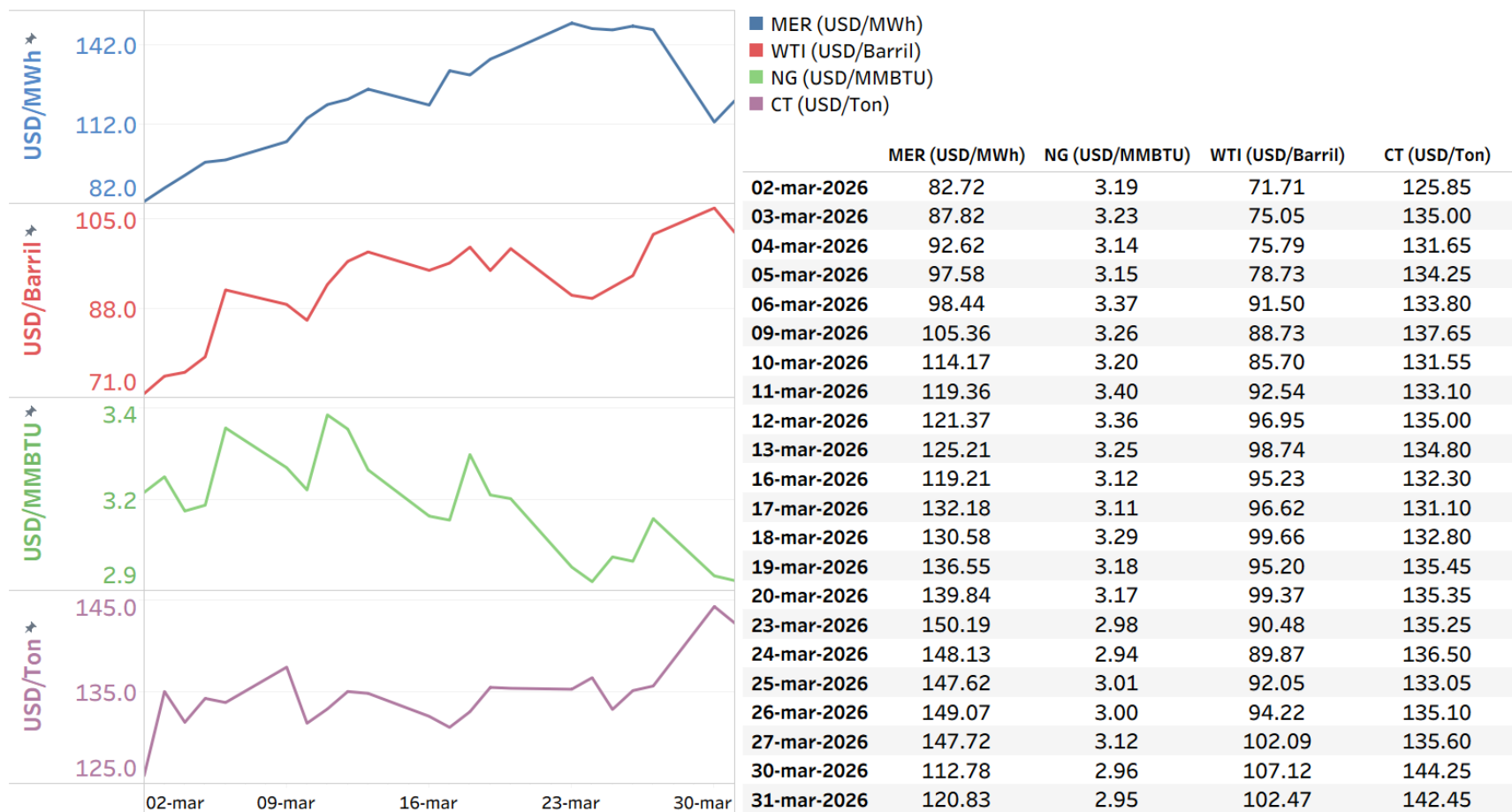
En ese sentido, los resultados estadísticos de marzo de 2026 confirman que las correlaciones y covarianzas observadas entre los precios de los combustibles fósiles y el precio del MER estuvieron determinadas predominantemente por factores propios del sistema regional, tales como la disponibilidad de 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)	126.71
NG (x), MER (y)	-1.28
CT (x), MER (y)	17.72
Coeficiente de correlación de Spearman ( $\rho$ )	
WTI (x), MER(y)	0.46
NG (x), MER (y)	-0.44
CT (x), MER (y)	0.33

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

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](http://www.eia.gov), de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es) y de la web [es.investing.com](http://es.investing.com)

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

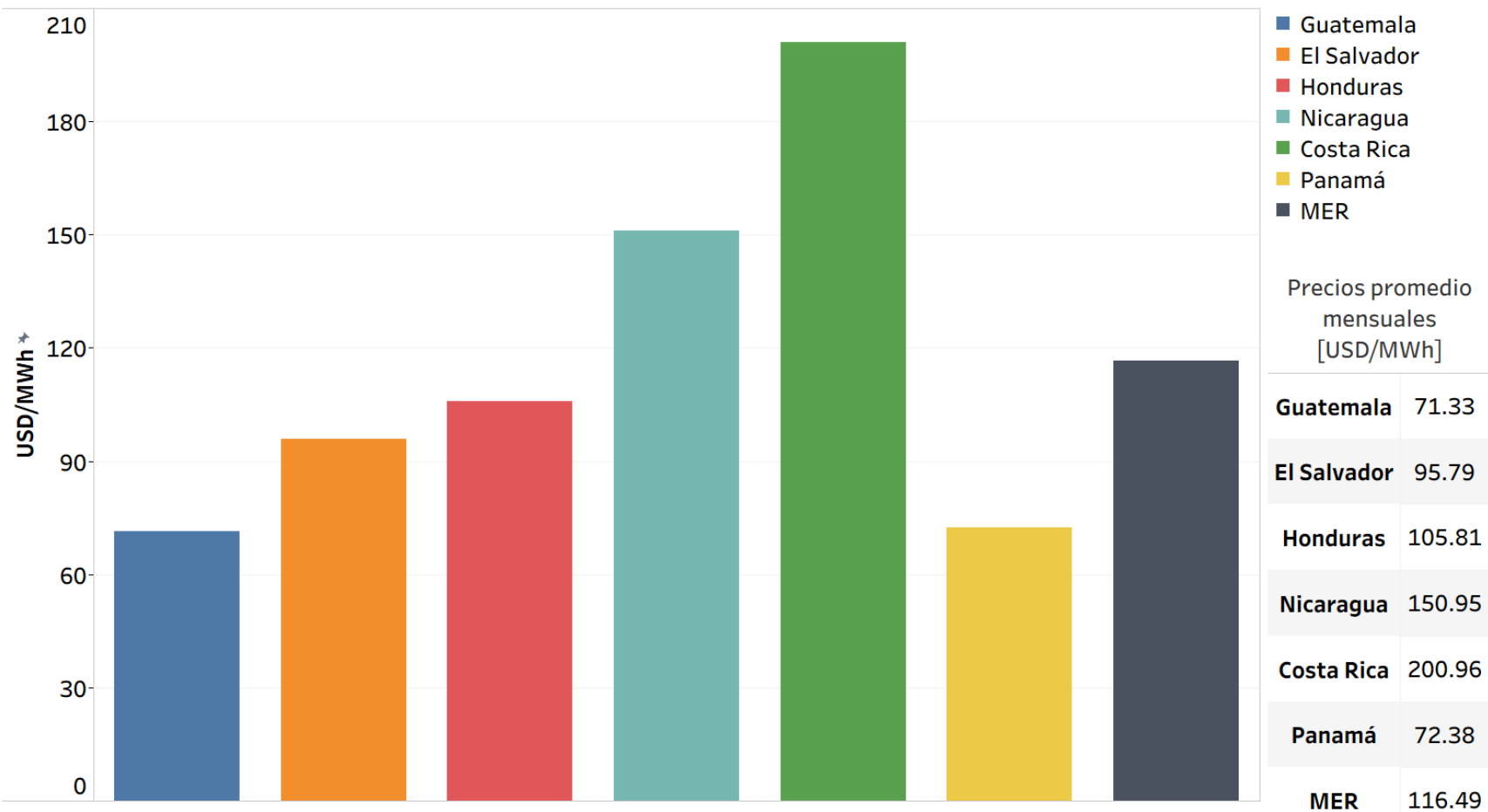
Los precios promedio nacionales, tanto diarios como mensuales, mostraron diferencias relevantes entre los países miembros durante marzo de 2026, reflejando tanto la composición de sus matrices de generación como las condiciones operativas registradas en el mes, caracterizadas por un mayor aporte renovable al despacho regional y por el repunte generalizado del consumo interno.

Tal como se aprecia en la Figura 13, Costa Rica registró el precio promedio mensual más elevado de la región, con 200.96 USD/MWh, seguida por Nicaragua (150.95 USD/MWh), que había liderado en meses anteriores. Cabe destacar que ambos países presentaron niveles superiores al precio promedio del MER (116.49 USD/MWh). En contraste, Guatemala registró el precio promedio más bajo, con 71.33 USD/MWh, seguida por Panamá (72.38 USD/MWh), El Salvador (95.79 USD/MWh) y Honduras (105.81 USD/MWh), países que mostraron precios más competitivos que el del MER.

El comportamiento observado en Costa Rica resulta particularmente relevante, ya que el país registró niveles de precio elevados en un contexto de incremento de la generación interna renovable, el cual fue amortiguado parcialmente por el repunte del consumo interno. Esta dinámica evidencia que, a diferencia del mes anterior, la mayor disponibilidad de generación renovable no se tradujo en excedentes exportables significativos, debido al mayor requerimiento de energía para el abastecimiento local.

Por su parte, Guatemala, Panamá, El Salvador y Honduras, que registraron precios promedio mensuales inferiores al del MER, mostraron un comportamiento coherente con sus condiciones de generación. En el caso de Guatemala, Panamá y El Salvador, este resultado se asocia a matrices de generación más diversificadas y competitivas. En cuanto a Honduras, si bien registró un precio inferior al del MER, este se mantuvo en niveles relativamente elevados, en parte debido a su dependencia estructural de generación térmica. Esta condición también se observó en Nicaragua, que continuó reflejando una estructura de costos dominada por generación térmica, lo que explica la persistencia de precios elevados a lo largo del mes.

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 los sitios web oficiales 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 marzo de 2026. En términos generales, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los países miembros, coherente con las condiciones regionales de generación y demanda observadas durante el mes.

Costa Rica registró los niveles de precio más altos del mes, con valores promedio que en varios días superaron los 300 USD/MWh, evidenciando un comportamiento atípico respecto a meses anteriores. Este resultado se asocia a un contexto en el que, pese al incremento de la generación renovable, el significativo repunte del consumo interno desplazó el despacho marginal local hacia fuentes de mayor costo en determinados períodos.

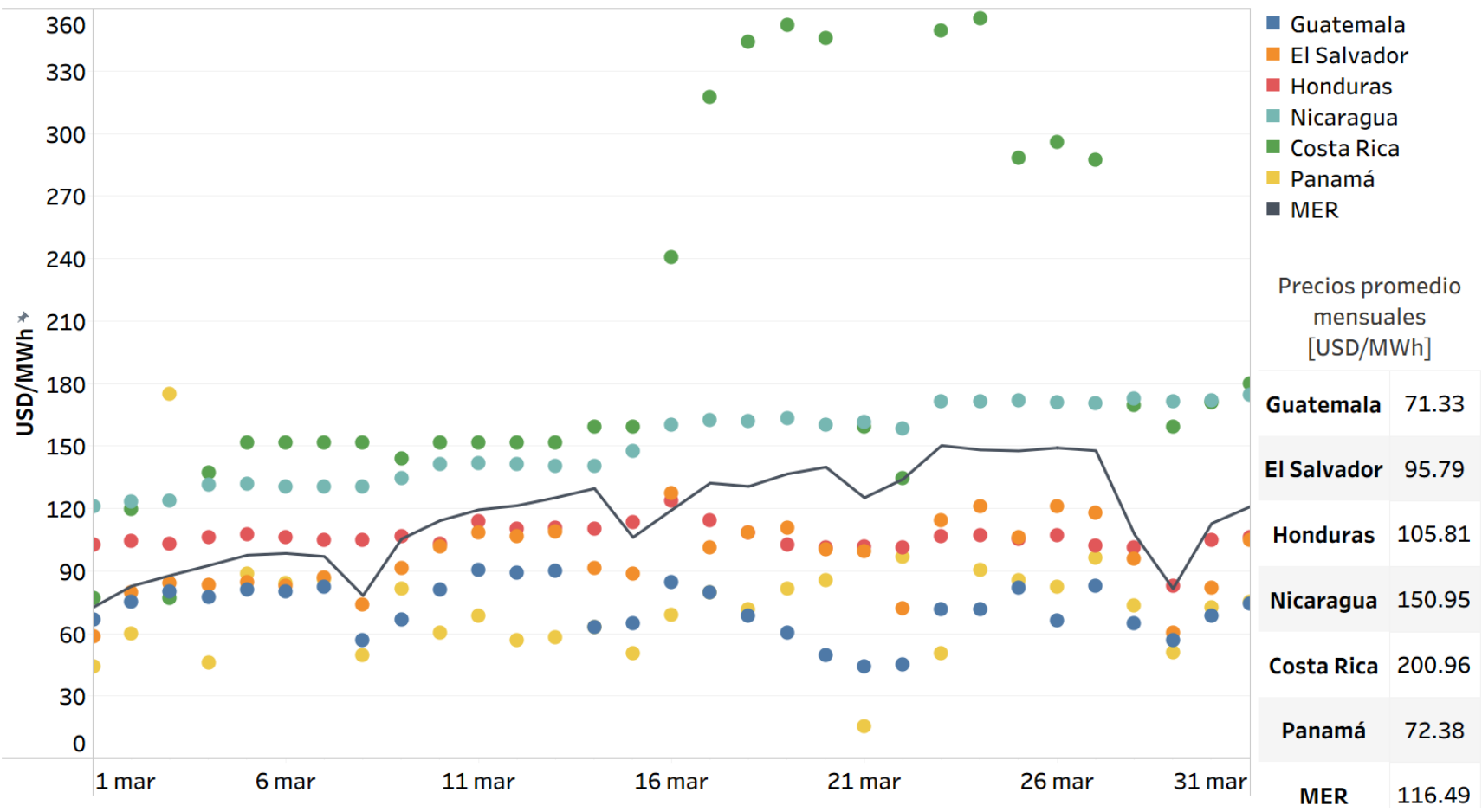
Nicaragua mantuvo precios diarios consistentemente elevados, con valores promedio mayoritariamente superiores a los 140 USD/MWh, reflejando su dependencia estructural de generación térmica local y de las importaciones del mercado regional. Honduras también presentó precios relativamente elevados y estables, en torno a los 100-115 USD/MWh, en línea con la participación significativa de generación térmica en su despacho, a pesar del incremento de la generación renovable local respecto al mes previo.

Por su parte, Guatemala presentó, en la totalidad de los días del mes, precios promedio inferiores a los del MER, consolidando su posición como un sistema eléctrico relativamente competitivo en términos de costos de generación, aunque con episodios puntuales en los que sus precios horarios superaron la referencia regional, evidenciando su rol dual como exportador e importador en el MER.

El Salvador mostró un comportamiento de precios promedio cercanos a los del MER, con una tendencia creciente hacia la segunda mitad del mes, en línea con el aumento de la demanda regional. Panamá, por su parte, presentó una mayor variabilidad, con valores generalmente bajos, aunque con episodios puntuales atípicos, incluyendo valores considerablemente reducidos, asociados a condiciones específicas de su sistema eléctrico. Este comportamiento se dio en un contexto de aumento intermensual de la generación solar, eólica y a base de gas natural, lo que permitió moderar los precios a pesar de la reducción hidroeléctrica y del incremento significativo del consumo interno.

Finalmente, el precio promedio diario del MER presentó una tendencia ascendente a lo largo del mes, con incrementos más pronunciados hacia la segunda mitad, en coherencia con el aumento sostenido de la demanda regional. En este contexto, el precio del MER se ubicó de forma alternada por encima o por debajo de los precios nacionales, dependiendo del país, 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 los sitios web oficiales de los OS/OMS.

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

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

Desde la perspectiva de la correlación, El Salvador ( $\rho = 0.70$ ) registró el valor más elevado, seguido por Costa Rica ( $\rho = 0.63$ ) y Nicaragua ( $\rho = 0.54$ ), evidenciando una relación directa con el precio regional, de magnitud alta en el caso de El Salvador y moderada en el caso de Costa Rica y Nicaragua. En el caso de El Salvador, este resultado es consistente con la cercanía observada entre su precio local y el del MER a lo largo del mes, así como con su participación tanto en compras como en ventas de energía en el mercado regional. Para Costa Rica, la alta correlación responde a la marcada variabilidad de sus precios, los cuales, en varios períodos, se alinearon con la tendencia creciente del MER, en un contexto de mayor exigencia del despacho marginal local derivada del repunte de la demanda interna.

En el caso de Nicaragua, la correlación refleja una relación más estrecha con la referencia regional en comparación con meses previos, aunque manteniendo niveles de precio superiores, en línea con su estructura de costos basada predominantemente en generación térmica.

Por su parte, Honduras ( $\rho = 0.44$ ) presentó una correlación directa de magnitud moderada, evidenciando un comportamiento parcialmente alineado con el del MER, aunque con precios generalmente inferiores a la referencia regional a partir de la segunda semana del mes, en concordancia con el incremento de la participación de generación renovable en su despacho. Guatemala ( $\rho = 0.28$ ) y Panamá ( $\rho = 0.21$ ) registraron las correlaciones más bajas, lo que indica una menor sensibilidad de sus precios nacionales frente a la dinámica del MER.

En ambos casos, este comportamiento se asocia a condiciones internas de generación más competitivas, particularmente en Guatemala, y a una mayor disponibilidad de recursos de bajo costo en Panamá, especialmente a base de gas natural, lo que limitó la transmisión directa de señales de precio entre el mercado regional y los mercados nacionales.

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

<b><math>\rho</math>: Precios Nacionales vs Precio MER</b>	
Guatemala	0.28
El Salvador	0.70
Honduras	0.44
Nicaragua	0.54
Costa Rica	0.63
Panamá	0.21

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

Desde la óptica de la covarianza, Costa Rica (1,833.13) presentó el valor más elevado, seguida por El Salvador (736.48), Nicaragua (308.90), Honduras (197.20) y Guatemala (188.55). Panamá (96.44) registró el valor más bajo. Estos resultados reflejan no solo la dirección de la relación entre los precios nacionales y el precio del MER, sino también la magnitud de las variaciones conjuntas, destacando el caso de Costa Rica, cuya alta volatilidad de precios incidió significativamente en su relación con el mercado regional.

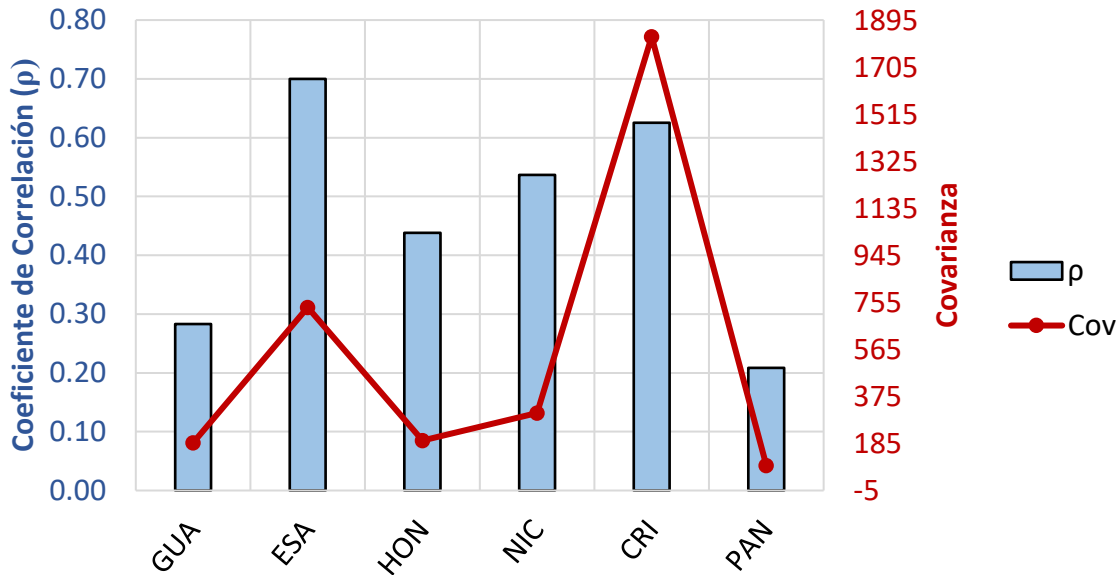
**TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS PRECIOS NACIONALES**

<b>Cov: Precios Nacionales vs Precio MER</b>	
Guatemala	188.55
El Salvador	736.48
Honduras	197.20
Nicaragua	308.90
Costa Rica	1,833.13
Panamá	96.44

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

En conjunto, estos resultados estadísticos confirman que, durante marzo de 2026, la relación entre los precios nacionales y el precio del MER estuvo influenciada tanto por factores regionales, particularmente el aumento de la demanda y la mayor exigencia del despacho marginal, como por condiciones estructurales propias de cada sistema eléctrico. En este contexto, si bien se observan mayores niveles de correlación en comparación con meses previos para algunos países, la formación de precios continúa respondiendo predominantemente a dinámicas internas de generación y demanda.

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 los sitios web oficiales de los OS/OMS.

## 9. Monitoreo del MER

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

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

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

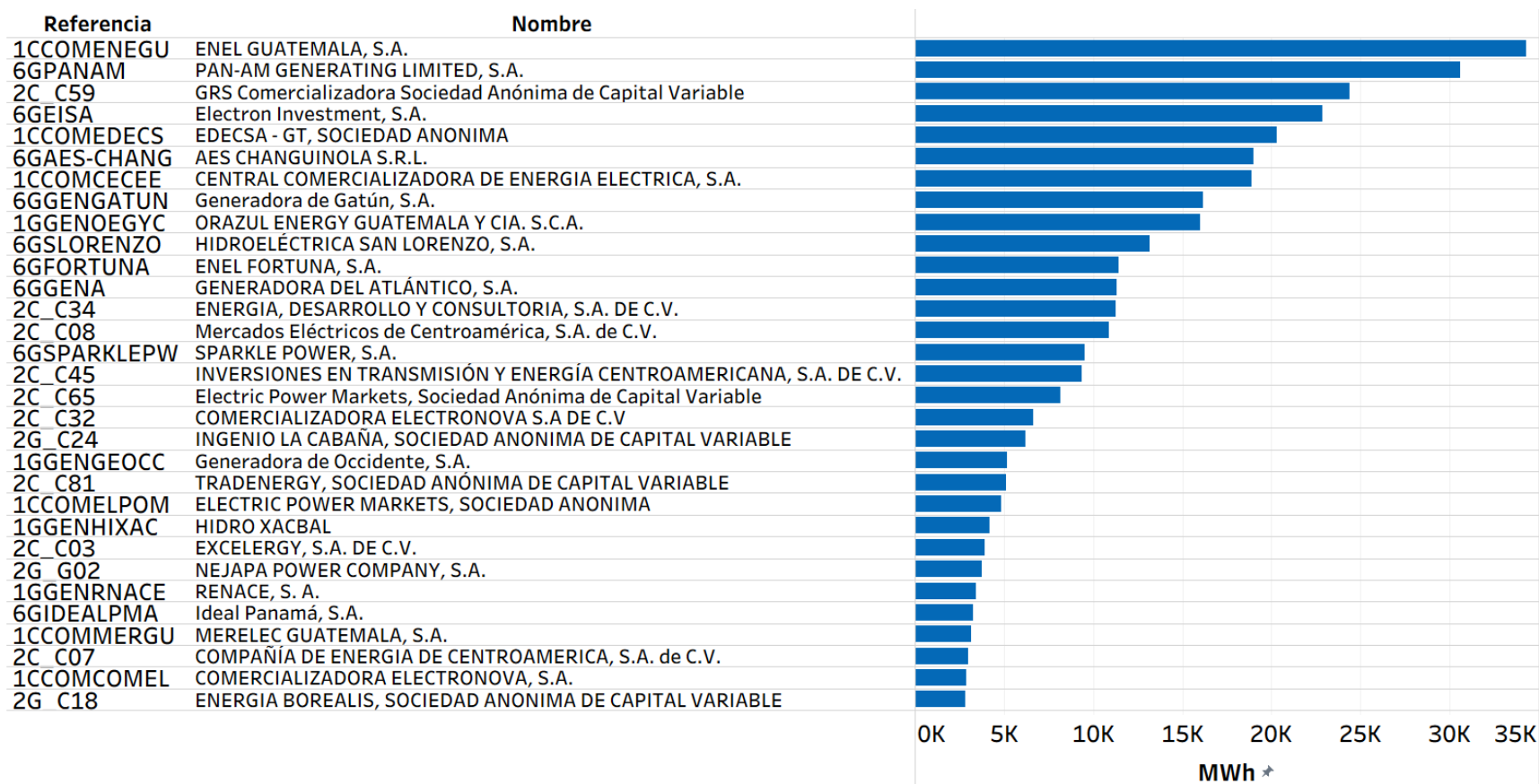
1. **Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU)** – Guatemala: 34,269 MWh (8.96%)
2. **Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)** – Panamá: 30,613 MWh (8.00%)
3. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C\_C59)** – El Salvador: 24,373 MWh (6.37%)
4. **Electron Investment, S.A. (6GEISA)** – Panamá: 22,866 MWh (5.98%)
5. **Edecsa-GT, S.A. (1CCOMEDECS)** – Guatemala: 20,295 MWh (5.31%)

Estos cinco agentes concentraron cerca del 35% del total de inyecciones durante el período analizado. En este contexto, el agente 1CCOMENEGU se posicionó como el principal exportador de energía en el mercado regional, en coherencia con el desempeño de Guatemala como uno de los principales países oferentes durante marzo de 2026. Este resultado se asocia, en buena medida, al repunte intermensual de la generación hidroeléctrica (+45.58 GWh), considerando además que, aunque se trata de un agente comercializador, está vinculado a una casa matriz con una de las mayores capacidades de generación hidroeléctrica del país.

En el caso del agente 1CCOMEDECS, también de Guatemala, se reforzó su relevancia dentro del MER, actuando como intermediario en la colocación de energía en el mercado regional. Este comportamiento se dio en un contexto influenciado, además del incremento de la generación hidroeléctrica, por el aumento de la generación renovable proveniente de otras tecnologías, que en conjunto alcanzaron aproximadamente 56.61 GWh adicionales respecto al mes previo.

Por su parte, el agente salvadoreño 2C\_C59 aportó un volumen considerable de inyecciones, favorecido por el aumento intermensual de la generación renovable local (+66.20 GWh) y de la generación a base de gas natural (+65.44 GWh), lo que amplió la disponibilidad de excedentes para su comercialización en el MER. Los agentes panameños 6GPANAM y 6GEISA también registraron una participación importante, en un escenario caracterizado por un mayor despacho de generación solar (+37.59 GWh) y eólica (+19.56 GWh), así como por el incremento significativo de la generación a base de gas natural (+118.56 GWh). Estas condiciones favorecieron la disponibilidad de excedentes de energía para su colocación en el mercado regional.

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, durante marzo de 2026, los cinco agentes que registraron los mayores volúmenes de compras de energía en el MER fueron los siguientes:

1. **Edenisa Energy Trading, S.A. (4UEDETSA)** – Nicaragua: 110,494 MWh (28.75%)
2. **Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE)** – Costa Rica: 68,255 MWh (17.76%)
3. **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DNEEE/3GENEE)** – Honduras: 44,047 MWh (11.46%)
4. **GRS Comercializadora S.A. de C.V. (2C\_C59)** – El Salvador: 24,809 MWh (6.45%)
5. **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU)** – Nicaragua: 22,695 MWh (5.90%)

En conjunto, estos agentes concentraron aproximadamente el 70% de los retiros totales del MER durante el mes analizado, lo que pone de manifiesto la elevada dependencia de Nicaragua del suministro de energía regional, consolidándose nuevamente como el principal importador neto. En este contexto, dicha posición estuvo liderada principalmente por el gran usuario 4UEDETSA.

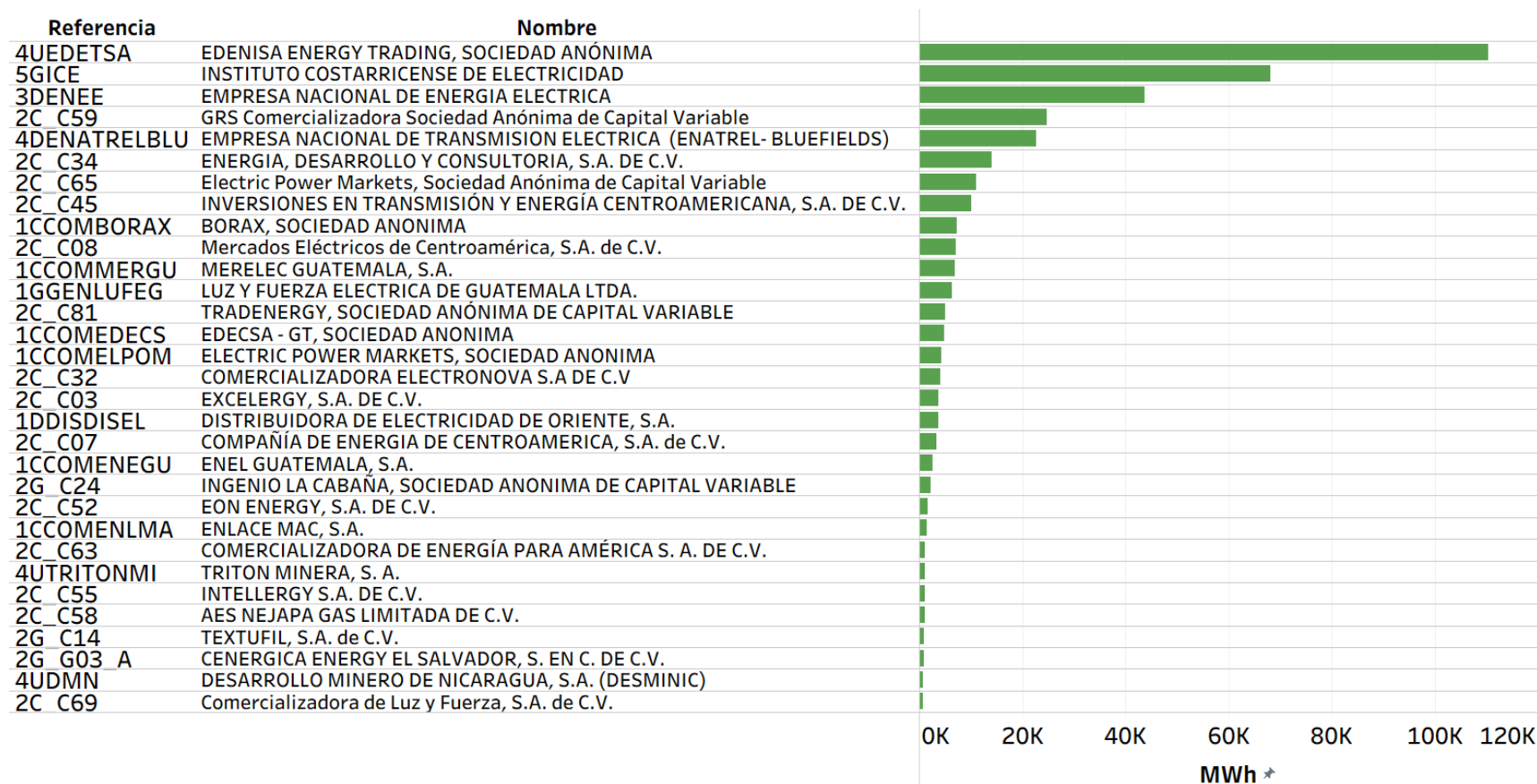
En el caso de Costa Rica, destacó su participación como importador relevante a través de su único agente activo en el MER (5GICE), en un entorno en el que los precios nacionales fueron predominantemente menos competitivos que el precio regional, lo que favoreció la adquisición de energía del MER como complemento para el abastecimiento local.

Por su parte, Honduras volvió a destacar por la participación de su único agente activo (3DNEEE/3GENEE), tanto en compras como en ventas. Su intervención estuvo asociada, en buena medida, a precios nacionales relativamente elevados, especialmente durante la primera mitad del mes, en comparación con el precio del MER, lo que incentivó su participación como comprador en el mercado regional.

En el caso de El Salvador, el agente comercializador 2C\_C59, que también destacó en las inyecciones, se posicionó entre los principales demandantes del MER, en un contexto en el que el país mantuvo el rol dual de oferente y demandante que lo ha caracterizado a lo largo de 2025 y en lo que va de 2026.

Finalmente, también resulta relevante destacar al agente distribuidor nicaragüense 4DENATRELBLU, que continuó registrando volúmenes significativos de retiro. Este comportamiento es coherente con el rol estructural de Nicaragua como principal importador de energía en el mercado regional.

FIGURA 17. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER



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

En coherencia con los resultados anteriores, la vigilancia activa de la CRIE sobre los principales agentes exportadores e importadores continúa siendo un elemento fundamental para:

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

Finalmente, el seguimiento permanente de los agentes con mayor presencia en las transacciones del mercado regional constituye una herramienta clave para anticipar riesgos operativos y comerciales, así como para verificar que la dinámica del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional, en concordancia con las condiciones de despacho y demanda registradas durante el mes respectivo.

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

Durante marzo de 2026 se identificaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de siete agentes del MER, conforme se detalla en la Tabla 4. Al igual que en el mes anterior, ninguna de estas ofertas resultó despachada, por lo que no tuvieron incidencia directa en la formación de los precios nodales del mercado regional. 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 configuraciones operativas o automatismos de oferta que requieren evaluación y, de ser el caso, la implementación de ajustes correctivos.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente este grupo, al declarar 51,816.00 MWh con un precio promedio de 468.27 USD/MWh y un precio máximo de 649.50 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.

Por su parte, los agentes panameños Hidroeléctrica San Lorenzo, S.A. (6GSLORENZO), Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (6GEGESA), Autoridad del Canal de Panamá (6GACP), Paso Ancho Hydro-Power, Corp. (6GPANCHO), Generadora del Istmo, S.A. (6GGENISA) y Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) declararon en conjunto volúmenes relevantes de energía, con precios promedio y máximos que alcanzaron 879.56 USD/MWh en la mayoría de los casos, y hasta 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 dichos agentes, este mecanismo responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incorpora precios predeterminados, por lo que no obedece a una estrategia deliberada de oferta comercial.

**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	51,816.00	0.00	468.27	649.50
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	4,910.28	0.00	879.56	879.56
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	4,551.86	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	358.42	0.00	977.52	977.52
6GP-ANCHO	PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	71.66	0.00	879.56	879.56
6GGENISA	GENERADORA DEL ISTMO, S.A.	71.66	0.00	879.56	879.56
6GPANAM	PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A.	71.66	0.00	879.56	879.56

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

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

En marzo de 2026, dos agentes del MER presentaron ofertas de oportunidad de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, asociadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia otorga a los CF una incidencia física directa en el despacho regional, al facilitar la colocación de la generación asociada y desplazar ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede incidir en la dinámica competitiva del mercado, su seguimiento constituye un aspecto prioritario dentro de las labores de supervisión y vigilancia, con el objetivo de salvaguardar la eficiencia, la transparencia y la adecuada señal de precios en el funcionamiento del MER.

Durante el mes analizado, el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) y Renace, S.A. (1GGENRNACE) declararon 140 MWh y 68 MWh, respectivamente, mediante ofertas de oportunidad de inyección con precios de 0 USD/MWh vinculadas a CF. Este comportamiento da continuidad a una práctica observada en períodos anteriores y que ha sido debidamente justificada ante esta Comisión por ambos agentes. En términos generales, dichos agentes han 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 sus respectivas matrices de generación.

Para el caso de Costa Rica, la utilización de esta estrategia se asocia principalmente al incremento significativo de la generación renovable local (+1,006.67 GWh) respecto a febrero de 2026, lo que permitió compensar el aumento del consumo interno (+160.20 GWh) y disponer de excedentes renovables competitivos en determinados períodos del mes, particularmente durante la primera semana.

En el caso de Guatemala, esta estrategia se observó en un entorno de aumento de la generación hidroeléctrica local respecto al mes previo (+45.58 GWh). No obstante, el volumen declarado fue inferior al registrado en febrero de 2026 (105.00 MWh), lo que sugiere una menor necesidad de recurrir a este tipo de mecanismos, en un contexto de mayor utilización de la energía local disponible por parte de la demanda interna. A pesar de ello, el agente 1GGENRNACE continúa siendo un actor relevante en la generación hidroeléctrica del país, en función de su significativa capacidad instalada.

En este contexto, las justificaciones presentadas por ambos agentes resultan consistentes con el comportamiento de la generación y la demanda en Costa Rica y Guatemala durante el período analizado.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	140.00
1GGENRNACE	RENACE, S.A.	68.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron únicamente el 0.10% del total de la energía declarada mediante ofertas de oportunidad de inyección asociadas a CF durante marzo de 2026, porcentaje marginal, incluso inferior al 1.26% observado en febrero del mismo año.

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

La vigilancia de las ofertas de oportunidad de retiro con precios iguales o inferiores a 10 USD/MWh constituye una herramienta 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 marzo de 2026, cinco agentes de El Salvador presentaron este tipo de ofertas, conforme se detalla en la Tabla 6, con valores ofertados que oscilaron entre 0 USD/MWh y 10 USD/MWh. Este comportamiento se enmarca en estrategias previamente justificadas ante la CRIE, en las que 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.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.	10,800.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	966.03	1.00	1.00
2C_C45	INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	360.00	10.00	10.00
2C_C89	DESARROLLOS AGRÍCOLAS SANTA MARTA, S.A. DE C.V.	165.00	0.00	0.00
2C_C55	INTELLERGY S.A. DE C.V.	120.00	3.00	3.00

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

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

## 10. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, los factores más relevantes a considerar durante marzo 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 Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) correspondientes a marzo de 2026.

Cabe señalar que estos valores fueron actualizados a solicitud del OS/OM del área de control de El Salvador (UT), en atención a las condiciones previstas de demanda interna, así como a la situación operativa del parque nacional de generación, particularmente en lo relativo a los aportes de la generación eólica, fotovoltaica, geotérmica y a base de biomasa. Dichos valores actualizados se solicitaron entraran en vigor a partir del predespacho del 30 de marzo de 2026.

**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
<b>Máxima</b>	300	220	200	20
<b>Media</b>	300	270	300	20
<b>Mínima</b>	300	200	290	20

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

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

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

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

Escenario de Demanda	GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*)	NIC-HON	CRI-NIC	PAN-CRI
<b>Máxima</b>	300	250	300	200
<b>Media</b>	300	150	300	200
<b>Mínima</b>	300	250	300	200

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

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

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

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

**TABLA 9. VALORES DE IMPORTACIÓN TOTAL DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 30 DE MARZO DE 2026 [MW]**

Hora	30-marzo-2026	31-marzo-2026
<b>06:00-06:59</b>	125	190
<b>07:00-07:59</b>	20	105
<b>08:00-08:59</b>	0	0
<b>09:00-09:59</b>	0	0
<b>10:00-10:59</b>	0	0
<b>11:00-11:59</b>	0	0
<b>12:00-12:59</b>	0	0
<b>13:00-13:59</b>	0	70
<b>14:00-14:59</b>	35	125
<b>15:00-15:59</b>	120	120
<b>16:00-16:59</b>	140	140

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 marzo de 2026 se registraron cuatro eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que derivaron en la activación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Los detalles de dichos eventos se presentan en la Tabla 10.

TABLA 10. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN MARZO 2026

Reporte de Evento	Fecha	Hora Inicio	Hora de Normalización del SER	Área de control del SER asociada al inicio del evento	Resumen de la Descripción del Evento	Frecuencia Mínima Registrada [Hz]	Etapas del EDACBF regional que actuaron	Total de Carga Desconectada en el SER [MW]
N° 32-3-2026	9-mar-26	14:52:00	15:02:00	Panamá	Disparo de la unidad 1 de la central Gatún (108.25 MW) debido a falla de cambio de estatus en ciclo simple de dicha unidad.	59.304	I	247.57
N° 45-3-2026	29-mar-26	10:54:00	11:28:00	Panamá	Pérdida súbita de 164 MW de generación solar fotovoltaica en el área de control de Panamá; durante el evento se registró el disparo de las líneas de transmisión 230 kV Palmar - Río Claro (área de control de Costa Rica) y La Virgen - Masaya (área de control de Nicaragua).	59.126	I y II	330.25
N° 46-3-2026	30-mar-26	11:48:00	12:09:00	Guatemala	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria al presentarse frecuencia de 60.064 Hz y abatimiento de voltaje en el nodo Los Brillantes del área de control de Guatemala, registrándose coincidentemente la toma de carga súbita de 36 MW correspondiente al horno metalúrgico de SIDEGUA en dicha área de control.	59.228	I	263.33
N° 47-3-2026	30-mar-26	13:25:00	13:38:00	Guatemala	Déficit de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER) ante respuesta de regulación primaria al presentarse frecuencia de 60.071 Hz y abatimiento de voltaje en el nodo Los Brillantes del área de control de Guatemala.	59.296	I	196.31

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

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