

INFORME MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL -MER-

SEPTIEMBRE 2025

INFORME SV-47-2025

**UNA VISTA
AL MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL**

Contenido

1. Resumen de actividades relevantes en el MER.....	4
2. Transacciones por país miembro	5
2.1. Inyecciones	5
2.2. Retiros.....	7
3. Transacciones por tipo de mercado	9
4. Transacciones por tipo de oferta	11
4.1. Inyecciones	11
4.2. Retiros.....	12
5. Precios del MER.....	14
5.1. Factores explicativos.....	14
5.2. Comparación con 2024	15
5.3. Precios máximos del MER.....	17
6. Precios del MER, del petróleo y del gas natural.....	19
6.1. Correlación estadística.....	19
6.2. Evolución gráfica	20
6.3. Conclusiones	22
7. Precios nacionales.....	22
7.1. Países con precios inferiores al precio del MER	24
7.2. Países con precios superiores al precio del MER.....	26
7.3. Análisis comparativo y lectura regional.....	27
8. Monitoreo del MER.....	30
8.1. Agentes que más inyectaron energía al MER	30
8.2. Agentes que más retiraron energía del MER.....	32
8.3. Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER	34
8.4. Agentes que ofertaron con precios de venta iguales o mayores a 400 USD/MWh en el MOR	34
8.5. Agentes que ofertaron con precios de 0 USD/MWh asociados a la inyección de los Contratos Firmes	36
8.6. Agentes que ofertaron precios de compra iguales o menores a 10 USD/MWh en el MOR	37
9. Indicadores técnicos.....	38
9.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) septiembre 2025	38
9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en septiembre de 2025.....	39

Índice de Figuras

Figura 1. Inyecciones al MER por país miembro	6
Figura 2. Retiros del MER por país miembro	9
Figura 3. Inyecciones al MER por tipo de mercado	10
Figura 4. Inyecciones al MER por tipo de oferta	12
Figura 5. Retiros del MER por tipo de oferta	13
Figura 6. Precios promedio horarios del MER septiembre 2024-2025	16
Figura 7. Precios máximos del MER septiembre 2025	18
Figura 8. Precios del MER, del petróleo y del gas natural septiembre 2025	21
Figura 9. Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER septiembre 2025 ..	23
Figura 10. Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER septiembre 2025	25
Figura 11. Correlación y Covarianza entre precios del MER y CMS nacionales septiembre 2025	29
Figura 12. Agentes con más inyecciones al MER septiembre 2025	31
Figura 13. Agentes con más retiros del MER septiembre 2025	33

Índice de Tablas

Tabla 1. Correlación entre precios del MER, del petróleo y del gas natural septiembre 2025	19
Tabla 2. Correlación entre precios del MER y los CMS nacionales septiembre 2025	26
Tabla 3. Covarianza entre precios del MER y los CMS nacionales septiembre 2025	27
Tabla 4. Agente con precios de inyección ofertados iguales o mayores a 400 USD/MWh	35
Tabla 5. Agentes con precios de inyección ofertados iguales a 0 USD/MWh	36
Tabla 6. Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a 10 USD/MWh	37
Tabla 7. MCTP entre Áreas de Control Norte – Sur (MW)	38
Tabla 8. MCTP entre Áreas de Control Sur – Norte (MW)	38
Tabla 9. Valores de exportación de El Salvador a partir del 25 de septiembre de 2025 (MW)	39
Tabla 10. Valores de Transferencia norte-sur, solicitados a partir del 25 de septiembre de 2025 (MW)	39
Tabla 11. Eventos que afectaron la operación regional en septiembre 2025	40

1. Resumen de actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-25-2025 (emitida el 10 de septiembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de modificación a los elementos del proyecto de generación eólica denominado ‘Parque Eólico El Quijote’, establecidos en el Resuelve Primero de la Resolución CRIE-30-2021, presentada por la **Empresa de Servicios Públicos de Heredia, Sociedad Anónima (ESPH S.A.)**. (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a la **Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH S.A.)**, que durante la etapa de presentación de los Diseños Técnicos de Detalle y Diseño y Parametrización del Sistema de Control y Protecciones, presente las certificaciones señaladas en el numeral 4.12.8 del Libro III del RMER, con base en las pruebas en sitio, a fin de demostrar el cumplimiento de los requerimientos descritos en los numerales 4.12.3, 4.12.5 y 4.12.6 del mismo Libro, en cuanto a: 1) Operación ante desvíos de frecuencia; 2) Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva; y 3) Desempeño ante huecos de tensión.”.*

*“(...) **CONFIRMAR** el resto del contenido de la resolución CRIE-30-2021 que no ha sido modificado (...)”.*

Fuente: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-25-2025-Parque-Eolico-El-Quijote.pdf>

Mediante resolución CRIE-26-2025 (emitida el 10 de septiembre de 2025) se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) **APROBAR** la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Transportista de Energía Eléctrica El Jocotillo, S.A.**, para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión denominado: ‘CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE BAHÍA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN Y LÍNEA ELÉCTRICA DE 13.8 kV ‘SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN’, ampliación de la Subestación de Interconexión San Antonio El Sitio, (...)”.*

*“(...) **INSTRUIR** a **Transportista de Energía Eléctrica El Jocotillo, S.A.**, que previo a la puesta en servicio del proyecto de transmisión denominado: ‘CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE BAHÍA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN Y LÍNEA ELÉCTRICA DE 13.8 kV ‘SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN’, ampliación de la Subestación de Interconexión San Antonio El Sitio, 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: <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2025/09/Certificacion-Resolucion-CRIE-26-2025-Ampliacion-SE-San-Antonio-El-Sitio.pdf>

2. Transacciones por país miembro

Durante septiembre de 2025, el comportamiento de las inyecciones y retiros de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER) mantuvo una estructura similar a la del mes anterior. Guatemala, El Salvador y Panamá continuaron destacando como los principales exportadores, mientras que Nicaragua mantuvo su posición predominante entre los países importadores. Este desempeño evidencia la interacción dinámica entre la disponibilidad de generación renovable, las condiciones climáticas regionales y la evolución de la demanda interna en los países miembros.

2.1. Inyecciones

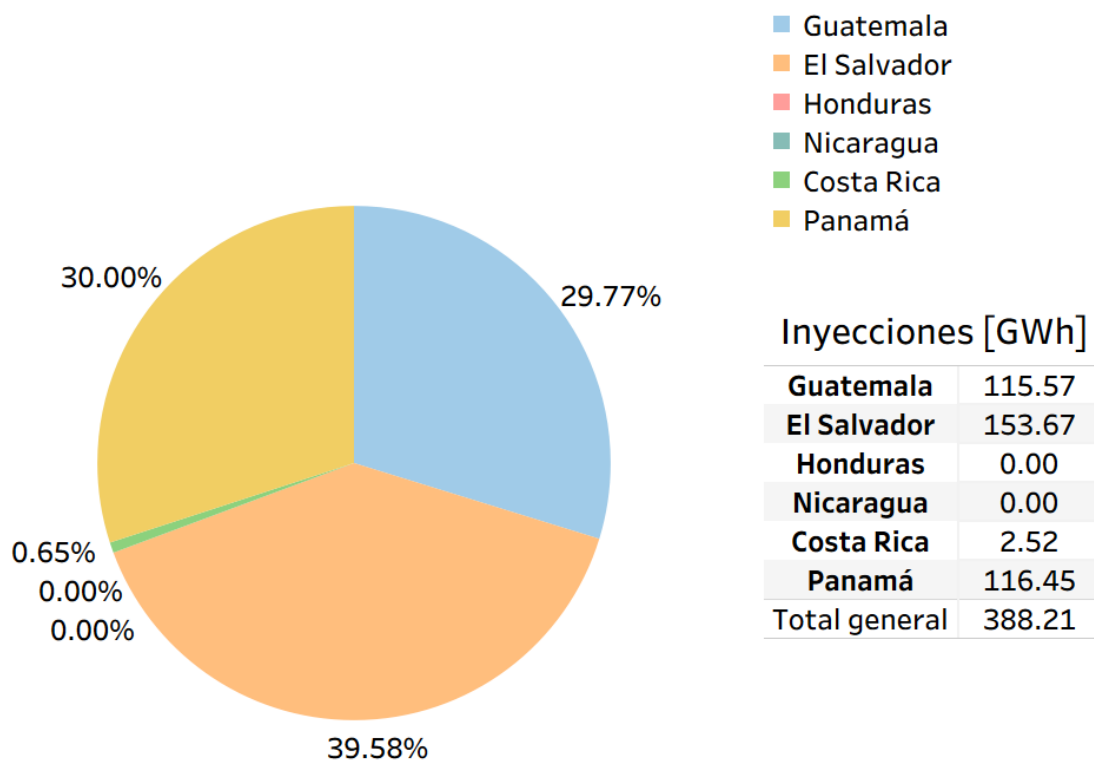
En el ámbito de las inyecciones, los países que fueron los principales exportadores aportaron más del 99% de la energía total inyectada al MER:

- **El Salvador** lideró las inyecciones con 153.67 GWh (39.58% del total), consolidándose como el principal oferente del MER. Este resultado se explicó principalmente por una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica y geotérmica (+87.33 GWh y +1.29 GWh, respectivamente), junto con una reducción de 10.09 GWh en la demanda interna. Estos factores compensaron la disminución observada en la generación eólica (-7.03 GWh) y solar (-7.80 GWh) respecto a agosto, según datos de la Unidad de Transacciones (UT). Las condiciones climáticas locales favorecieron la operación de las centrales hidroeléctricas, permitiendo al país sostener excedentes exportables competitivos.
- **Panamá** se ubicó en el segundo lugar con 116.45 GWh (30.00% del total), manteniendo una posición estable respecto a meses anteriores. Aunque la generación renovable registró una disminución cercana a 92.97 GWh, principalmente por la menor producción hidroeléctrica (-51.74 GWh), en comparación con el mes anterior, el país logró sostener sus exportaciones gracias a la diversificación de su matriz y al uso eficiente de su generación térmica, con un alto componente de gas natural. Este desempeño se vio además favorecido por una reducción de 48.49 GWh en el consumo interno, según datos del CND-ETESA.
- **Guatemala** ocupó la tercera posición con 115.57 GWh (29.77% del total), mostrando un nivel de inyección similar al del mes anterior, cuando alcanzó 116.19 GWh. Se registró una reducción conjunta de 14.48 GWh en la generación geotérmica, eólica y solar, compensada por un incremento significativo de 180.20 GWh en la generación hidroeléctrica respecto a agosto, lo que fortaleció su capacidad exportadora, según datos del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Adicionalmente, la disminución de 39.41 GWh en el consumo interno amplió el margen disponible para exportación.

- **Costa Rica** registró únicamente 2.52 GWh (0.65% del total), un valor marginal dentro del contexto regional. A pesar de los incrementos sustanciales en la generación geotérmica (+128.67 GWh), eólica (+50.49 GWh) e hidroeléctrica (+834.99 GWh), así como de la reducción de 34.93 GWh en el consumo interno respecto al mes previo, según datos de la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE-ICE), la energía generada se destinó principalmente a cubrir la demanda nacional, en concordancia con el comportamiento característico de un país cuya matriz energética es predominantemente renovable.
- **Honduras y Nicaragua** no realizaron inyecciones durante el mes, manteniendo su perfil netamente importador debido a la menor disponibilidad de generación local competitiva, según datos del Centro Nacional de Despacho (CND-ENEE) y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CND-ENATREL), respectivamente.

En resumen, El Salvador y Panamá lideraron las exportaciones regionales, mientras que Guatemala consolidó su posición como tercer país exportador. Las condiciones hidrológicas favorables en el norte de la región, junto con la diversificación de la matriz energética panameña, explican el comportamiento de la oferta observado durante septiembre.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

2.2. Retiros

En cuanto a los retiros de energía del MER, estos se concentraron principalmente en Nicaragua, El Salvador y Guatemala:

- **Nicaragua** se mantuvo como el principal importador del MER, con 156.12 GWh (39.81% del total), resultado asociado a la disminución de 19.68 GWh en la generación eólica, 23.59 GWh en la generación con biomasa y 11.37 GWh en generación hidroeléctrica respecto al mes anterior, según datos del CNDC-ENATREL. Aunque el consumo interno del país se redujo en 24.50 GWh en comparación con agosto, Nicaragua continúa dependiendo de las compras regionales para garantizar su suministro eléctrico, en concordancia con la limitada participación de fuentes renovables en su matriz energética. Esta condición se traduce, de manera recurrente, en precios nacionales menos competitivos que los registrados a nivel regional, como se analiza más adelante en el presente informe.
- **El Salvador** registró retiros por 103.48 GWh (26.39% del total), pese a su condición simultánea de exportador relevante. Este comportamiento responde a la gestión de intercambios bidireccionales orientados a mantener un equilibrio eficiente entre generación y demanda, aprovechando episodios temporales de diferencias horarias entre el precio nacional y el regional. Asimismo, las variaciones en las condiciones climáticas a lo largo del mes incidieron en la dinámica observada.
- **Guatemala** registró retiros por 65.81 GWh (16.78% del total), es decir, 35.04 GWh menos que en agosto, debido principalmente a la disminución de la demanda interna (-39.41 GWh) respecto al mes anterior y al uso flexible del MER para atender requerimientos de corto plazo. Este comportamiento refleja una estrategia eficiente orientada a aprovechar las señales de precios del MER en función de la disponibilidad de generación renovable local, capitalizando los periodos del mes en que la energía regional resulta más competitiva que la nacional.
- **Honduras** demandó 36.90 GWh (9.41% del total), manteniendo, al igual que el mes anterior, su dependencia del MER. La reducción de 32.57 GWh en la generación eólica, 7.81 GWh en la solar, 9.98 GWh en generación con biomasa y 10.43 GWh en hidroeléctrica respecto al mes previo, según datos del CND-ENEE, limitó su margen interno de cobertura, a pesar de que el consumo nacional también se redujo en 25.01 GWh en comparación con agosto.
- **Costa Rica** registró retiros por 29.33 GWh (7.48% del total), un valor bajo en términos relativos considerando el notable repunte de su generación renovable, que le permitió cubrir la mayor parte de su demanda interna. No obstante, como se analiza más adelante en la sección de precios nacionales y del precio regional, durante la última semana del mes, el país presentó precios internos significativamente menos competitivos que los del MER, debido a la reducción temporal en su generación renovable.

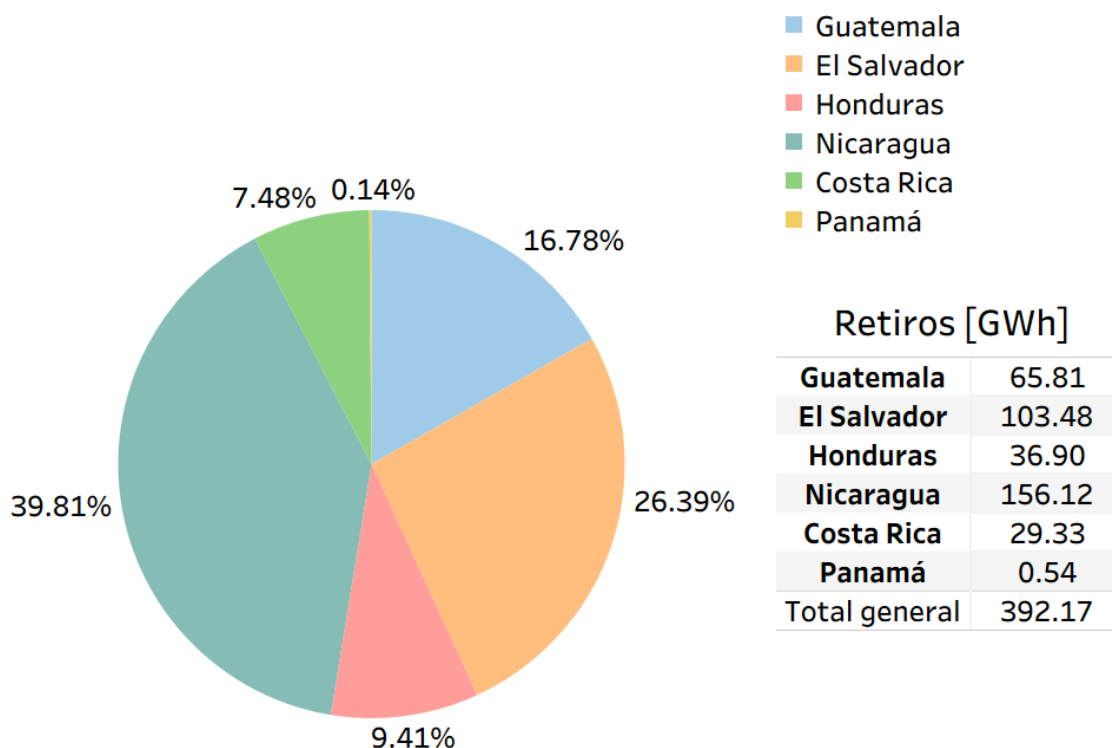
- **Panamá** registró retiros marginales por 0.54 GWh (0.14% del total), reafirmando su condición de país netamente exportador durante el mes, a pesar de la reducción en su generación renovable respecto a agosto. Esta disminución fue compensada mediante el aporte de sus fuentes térmicas, caracterizadas por una alta participación de generación a base de gas natural.

En conjunto, Nicaragua y El Salvador concentraron cerca de dos tercios de los retiros totales del MER, mientras que Guatemala, continuó utilizando el mercado regional como un mecanismo complementario para el balance energético. Por su parte, Honduras y Costa Rica se posicionaron como importadores netos durante el mes, en tanto que Panamá prácticamente no efectuó retiros de energía del MER. El comportamiento de septiembre de 2025 reafirma la función del MER como instrumento de compensación ante las variaciones en la disponibilidad de recursos y condiciones climáticas:

- El Salvador, Panamá y Guatemala destacaron como principales oferentes, impulsados por la diversificación de su matriz y la recuperación hidroeléctrica.
- Nicaragua y Honduras consolidaron su rol importador, dependiente de las condiciones hidrológicas y de la alta participación de su generación térmica.
- Costa Rica continuó mostrando fortaleza en generación renovable, aunque orientada principalmente al mercado interno.

Estas dinámicas reflejan la complementariedad estructural del sistema regional, en la que el intercambio energético a través del MER permite mantener la estabilidad y eficiencia operativa de los sistemas eléctricos nacionales, mitigando los impactos de las condiciones climáticas y de la variabilidad de la generación local.

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

3. Transacciones por tipo de mercado

Para este mes de análisis las inyecciones de energía al MER se concentraron principalmente en declaraciones realizadas en el Mercado de Contratos Regional (MCR), asociadas a contratos firmes y no firmes, incluyendo ofertas de flexibilidad. Estas representaron el 85.55% del total (332.10 GWh), mientras que las declaraciones directas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) correspondieron al 14.45% restante (56.11 GWh), según se observa en la Figura 3. Esta distribución confirma la continuidad de la tendencia observada en agosto, en la que el MCR mantuvo su papel predominante como el principal canal de transacciones regionales.

El fortalecimiento del MCR durante septiembre también respondió a la consolidación de compromisos contractuales entre los agentes de los principales países exportadores. En contraste, el MOR mantuvo una participación moderada, coherente con un entorno de menor volatilidad en la oferta regional y con condiciones climáticas que propiciaron el uso eficiente de los recursos hidroeléctricos y térmicos.

El MOR, con una participación del 14.45%, desempeñó su papel como mecanismo de ajuste complementario, facilitando transacciones puntuales para equilibrar la oferta y la demanda en los países importadores, principalmente Nicaragua y Honduras. Estas operaciones

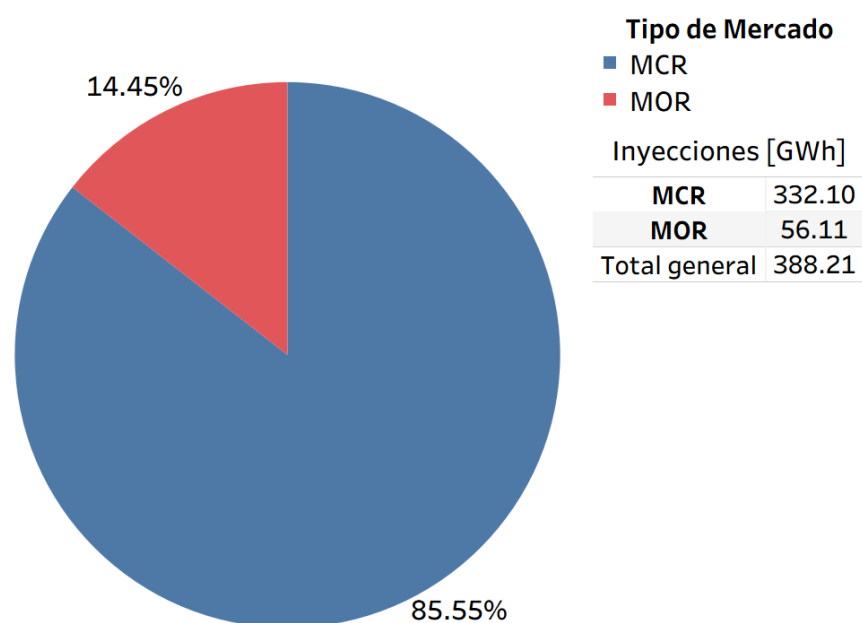
permitieron absorber variaciones temporales derivadas de las oscilaciones en la generación renovable y de las diferencias horarias de precios entre los mercados nacionales y el regional.

En comparación con el mes anterior, se observa una ligera reducción en la proporción del MCR (de 89.24% a 85.55%) y un aumento marginal del MOR (de 10.76% a 14.45%), lo que sugiere un mayor dinamismo en las transacciones de corto plazo, especialmente en los países con condiciones mixtas de generación, como El Salvador y Guatemala. Esta variación confirma la flexibilidad operativa del MER, en la cual el MOR se adapta a las necesidades coyunturales de intercambio sin alterar la predominancia estructural del MCR.

Cabe precisar que, si bien las ofertas de flexibilidad se declaran juntamente con los contratos firmes y no firmes, en la práctica constituyen transacciones de oportunidad. En septiembre de 2025, estas ofertas representaron 63.99 GWh (16.48% del total de inyecciones), motivo por el cual se mencionan posteriormente dentro de la dinámica del MOR al analizar el comportamiento de las transacciones por tipo de oferta.

En conclusión, durante septiembre de 2025, el MCR continuó siendo el pilar central del intercambio regional, sustentando la mayoría de las transacciones energéticas bajo esquemas contractuales estables, mientras que el MOR reafirmó su función como mercado complementario, absorbiendo las fluctuaciones asociadas a la variabilidad climática y a la dinámica de corto plazo.

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



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

4. Transacciones por tipo de oferta

En el MER, las transacciones se estructuran en distintas modalidades de oferta que reflejan las estrategias de los países miembros para administrar sus excedentes de generación o cubrir sus requerimientos de abastecimiento. Estas modalidades responden tanto a factores estructurales de cada sistema eléctrico como a condiciones climáticas y operativas que inciden en la evolución mensual de la oferta y la demanda regional.

Para el caso de septiembre de 2025, la composición de las inyecciones y retiros mostró variaciones acordes con el comportamiento descrito en las secciones anteriores del presente informe, en especial con el incremento de la generación hidroeléctrica en El Salvador y Guatemala, y la estabilidad de la generación térmica en Panamá. Estas condiciones favorecieron un entorno de mayor estabilidad contractual y una participación complementaria en el MOR para atender requerimientos puntuales de balance energético.

4.1. Inyecciones

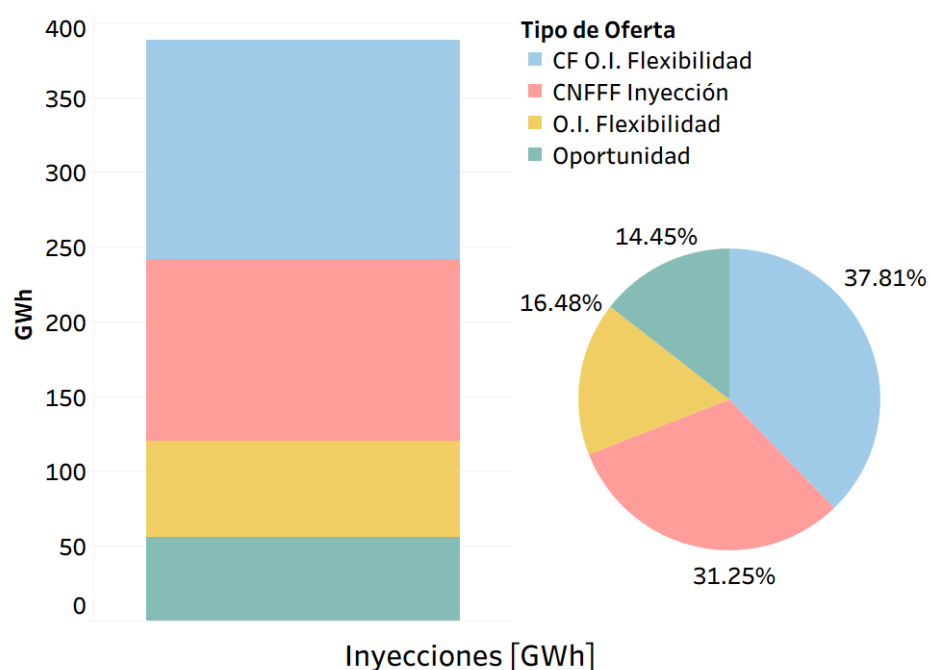
Las inyecciones al MER durante septiembre alcanzaron un total de 388.21 GWh, el mayor volumen mensual en lo que va de 2025, distribuidas de la siguiente forma:

- **Contratos Firmes (CF):** 146.79 GWh (37.81% del total), consolidándose como la principal modalidad de inyección. Este resultado reafirma la continuidad del uso de compromisos firmes para garantizar la colocación planificada de excedentes, particularmente por parte de El Salvador, Guatemala y Panamá, que mantuvieron una posición exportadora predominante.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 121.33 GWh (31.25% del total), manteniendo su relevancia como mecanismo complementario para los intercambios regionales, especialmente en escenarios de estabilidad de precios y demanda moderada.
- **Ofertas de Flexibilidad:** 63.99 GWh (16.48% del total), en correspondencia con las operaciones orientadas a ajustes operativos y gestión de excedentes renovables en los países con alta variabilidad climática, como Guatemala y El Salvador.
- **Ofertas de Oportunidad:** 56.11 GWh (14.45% del total), reflejando transacciones puntuales dentro del MOR, utilizadas principalmente para optimizar los excedentes y aprovechar episodios de diferencias horarias de precios entre mercados nacionales y el regional.

En conjunto, el 69.06% de las inyecciones se canalizó mediante contratos (CF y CNFFF), mientras que el 30.94% restante correspondió a operaciones de oportunidad, incluyendo las ofertas de flexibilidad. Esta composición reafirma la prevalencia de esquemas

contractuales durante el mes, en un entorno caracterizado por condiciones hidroeléctricas favorables y precios regionales competitivos.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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

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

4.2. Retiros

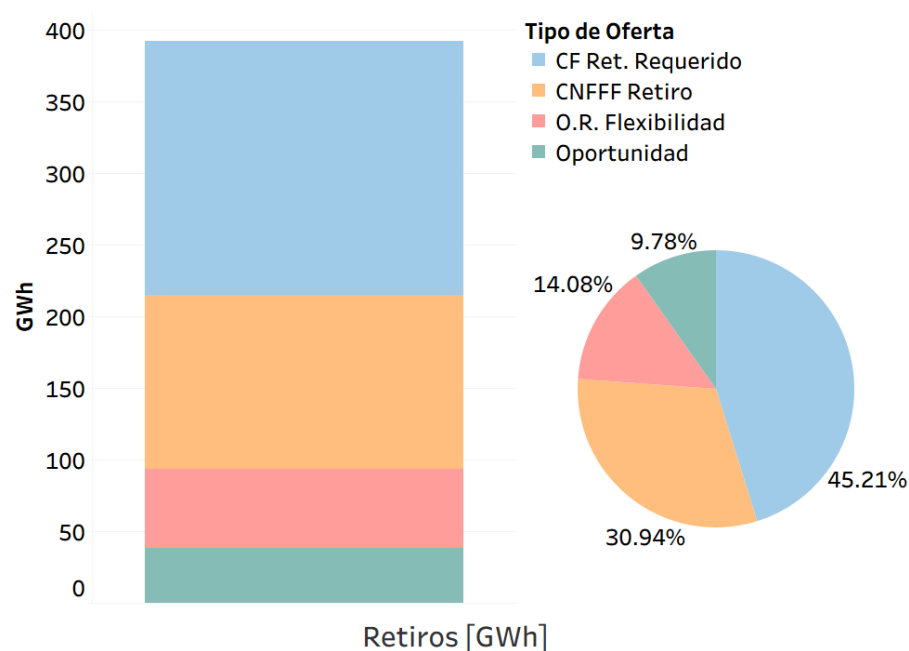
En materia de retiros, se registró un total de 392.17 GWh, con predominio de los compromisos firmes como principal mecanismo de abastecimiento:

- **Contratos Firmes (CF):** 177.29 GWh (45.21% del total), confirmando su rol central para asegurar el suministro eléctrico en los países con alta participación en los retiros del MER, particularmente Nicaragua, El Salvador, Guatemala y Honduras.
- **Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF):** 121.33 GWh (30.94% del total), consolidándose como segunda modalidad de importancia, al facilitar coberturas de corto y mediano plazo bajo esquemas estables de intercambio.

- **Ofertas de Flexibilidad:** 55.21 GWh (14.08% del total), asociadas principalmente a ajustes operativos requeridos para mantener el equilibrio entre las áreas de control y compensar fluctuaciones en la generación renovable.
- **Ofertas de Oportunidad:** 38.34 GWh (9.78% del total), orientadas a atender requerimientos puntuales de cobertura, particularmente en los periodos de mayor diferencia de precios entre mercados.

El predominio de los contratos (CF y CNFFF) en los retiros, con una participación combinada del 76.15%, evidencia la preferencia de los países importadores por mecanismos previsibles y de bajo riesgo, en un contexto de recuperación hidrológica en el norte de la región y reducción de la demanda interna de todos los países miembros.

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



CF Ret. Requerido	CNFFF Retiro	O.R. Flexibilidad	Oportunidad	Total general
177.29	121.33	55.21	38.34	392.17

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.

El comportamiento de septiembre de 2025 confirma la consolidación de la estabilidad contractual en el MER, con los CF y los CNFFF como instrumentos predominantes tanto para inyecciones como para retiros. En paralelo, las ofertas de flexibilidad y oportunidad mantuvieron su papel complementario, adaptándose a la variabilidad climática y operativa.

Esta configuración refleja un mercado regional predecible y equilibrado, donde la participación del MCR sigue siendo el eje central de los intercambios, mientras que el MOR continúa ofreciendo una ventana de ajuste y optimización ante las condiciones dinámicas de la generación y la demanda regional.

5. Precios del MER

El precio promedio del MER durante septiembre de 2025 se situó en 108.80 USD/MWh, lo que representa una disminución interanual de aproximadamente 8.24% respecto al mismo mes de 2024 (118.57 USD/MWh) y un aumento intermensual del 8.60% en comparación con agosto de 2025 (100.18 USD/MWh). Este comportamiento, pese al aumento intermensual de 8.62 USD/MWh, marcó un retorno a niveles de precios más moderados, tras el repunte observado en el mes previo, reflejando la recuperación parcial de la generación renovable regional y una mayor estabilidad en los flujos de intercambio.

5.1. Factores explicativos

La estabilización de los precios regionales durante septiembre respondió principalmente a la mejora en la disponibilidad hidroeléctrica en los países al norte de la región y a la estabilidad de la generación térmica observada en Panamá, factores que aumentaron la liquidez del mercado y redujeron la necesidad de recurrir a generación marginal de alto costo.

- **El Salvador** consolidó su liderazgo exportador con 153.67 GWh inyectados al MER, respaldado por un incremento de 87.33 GWh en generación hidroeléctrica y 1.29 GWh en geotérmica, junto con una reducción de 10.09 GWh en la demanda interna respecto al mes previo. Esta combinación de mayor oferta renovable y menor consumo permitió al país colocar energía a precios competitivos, contribuyendo a la moderación de los precios regionales.
- **Guatemala** registró un aumento significativo en la generación hidroeléctrica (+180.20 GWh), que compensó la reducción observada en las fuentes geotérmica, solar y eólica, además de una disminución de 39.41 GWh en su consumo interno en comparación con agosto. Esta mayor disponibilidad de energía renovable redujo los costos marginales internos y fortaleció su posición exportadora, aportando estabilidad al MER.
- **Panamá** mantuvo su papel como exportador relevante (116.45 GWh) gracias a la diversificación de su matriz energética, que permitió equilibrar la menor generación hidroeléctrica con una mayor participación térmica basada en gas natural. Esta estabilidad operativa contribuyó a sostener precios regionales competitivos y a garantizar el flujo continuo de energía al MER.

- **Costa Rica** incrementó de manera notable su generación renovable, principalmente hidroeléctrica (+834.99 GWh), aunque destinó prácticamente toda esta producción al abastecimiento interno. No obstante, su limitada participación exportadora ayudó a reducir la presión sobre los precios del MOR, evitando episodios de volatilidad y reforzando la estabilidad del sistema.
- **Nicaragua y Honduras** continuaron dependiendo netamente del MER para cubrir parte de su demanda. Sin embargo, la mayor disponibilidad de oferta regional durante septiembre permitió moderar los precios de importación en comparación con agosto, atenuando los efectos de su alta dependencia térmica local.

En conjunto, el comportamiento del mercado durante septiembre reflejó una oferta regional más equilibrada, impulsada por la recuperación hídrica y la notable participación de los agentes a través de declaraciones realizadas en el MCR, las cuales representaron el 85.55% del total de inyecciones (ver sección “*Transacciones por tipo de mercado*”).

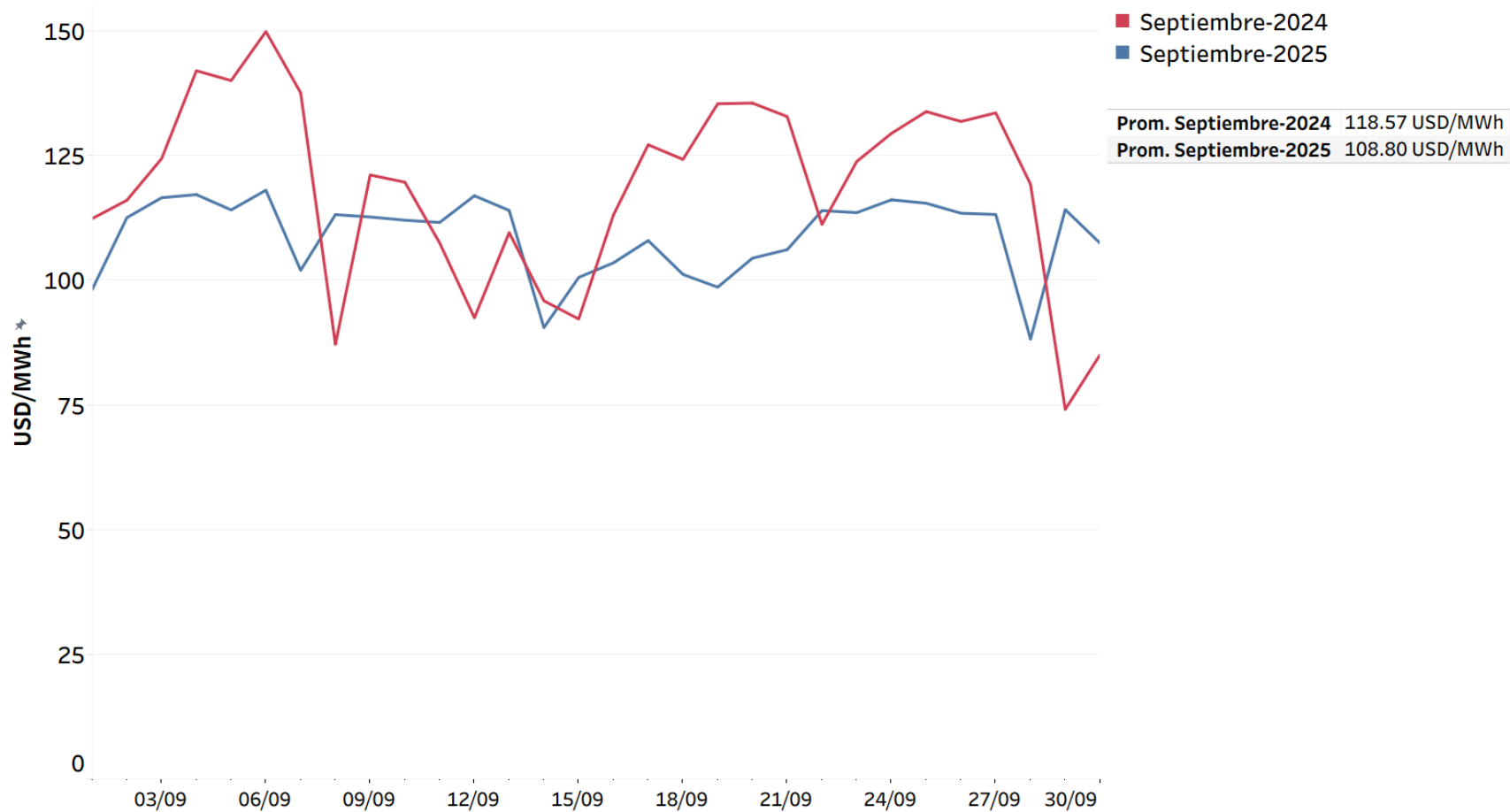
5.2. Comparación con 2024

El precio promedio del MER en septiembre de 2025 (108.80 USD/MWh), fue 9.77 USD/MWh inferior al registrado en el mismo mes de 2024 (118.57 USD/MWh), reflejando un entorno regional más competitivo y con menores costos marginales de generación.

Mientras que en septiembre del año anterior los precios aún se veían influenciados, aunque en menor medida, por las secuelas del fenómeno climático “*El Niño*”, el contexto de 2025 estuvo marcado por una mayor estabilidad hidrológica y una menor dependencia de la generación térmica en los países exportadores.

Asimismo, la consolidación de El Salvador, Panamá y Guatemala como principales oferentes sustituyó parcialmente el rol histórico de Costa Rica como moderador de precios, evidenciando la capacidad del sistema regional para mantener la eficiencia y estabilidad aun frente a cambios en la composición y participación de los países miembros dentro del mercado.

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



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

5.3. Precios máximos del MER

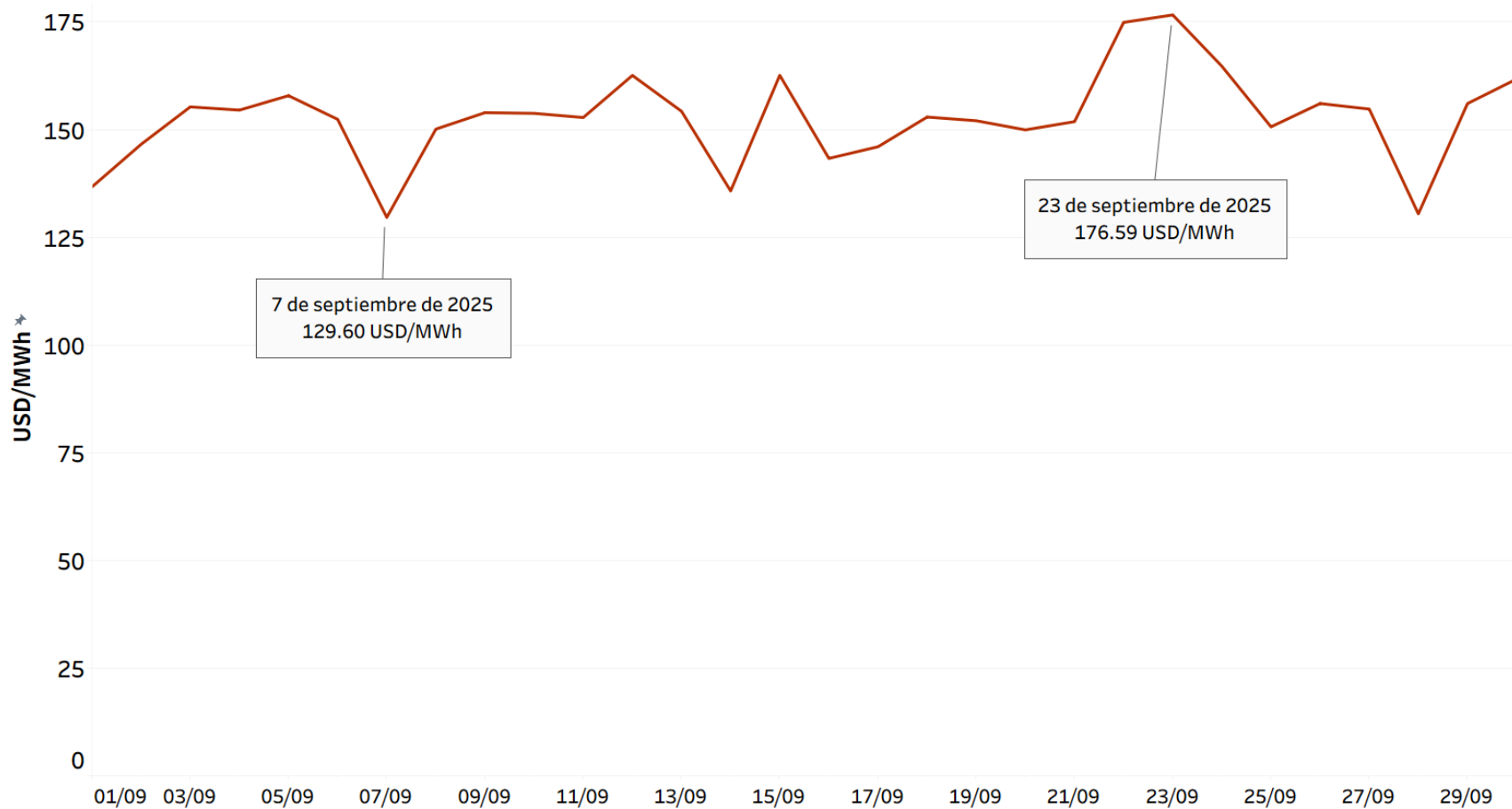
El precio máximo del MER durante septiembre de 2025 se registró el día 23, alcanzando 176.59 USD/MWh, mientras que el valor máximo más bajo se observó el día 7, con 129.60 USD/MWh (véase Figura 7).

A lo largo del mes, los precios máximos diarios se mantuvieron dentro de un rango de 130 a 175 USD/MWh, reflejando una tendencia moderadamente estable y sin episodios de volatilidad significativa. Esta menor variabilidad respondió principalmente a tres factores:

- El incremento sostenido de la generación hidroeléctrica en los países del norte de la región;
- La reducción temporal de la demanda interna en los países miembros; y
- La estabilidad operativa de Panamá, que mantuvo su oferta térmica a base de gas natural como respaldo eficiente del sistema regional.

Al igual que agosto, los precios máximos de septiembre evidenciaron un mercado con mayor holgura de oferta, menor presión derivada de los costos térmicos marginales y una reducción generalizada de la volatilidad intradiaria, consolidando un entorno operativo más equilibrado y estable en el MER.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER SEPTIEMBRE 2025



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

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

Durante septiembre de 2025, los precios del MER, del petróleo y del gas natural mostraron una tendencia de relativa estabilidad, con ligeras variaciones asociadas a factores internos en la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) y al comportamiento internacional de los combustibles fósiles. El precio promedio del MER se situó en 108.80 USD/MWh, mientras que el precio del petróleo WTI osciló entre 62.31 y 66.07 USD/barril, y el precio del gas natural (NG) se mantuvo dentro de un rango estrecho de 2.80 a 3.09 USD/MMBTU, según se observa en la Figura 8.

6.1. Correlación estadística

El análisis estadístico para septiembre revela una correlación prácticamente nula entre el precio del MER y los combustibles fósiles:

- **WTI y MER:**
 - Covarianza: **-0.63**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.17**
- **Gas Natural y MER:**
 - Covarianza: **-0.01**
 - Coeficiente de *Spearman*: **-0.02**

Estos valores indican una desconexión estadística casi total entre los precios del MER y la evolución de los mercados internacionales de petróleo y gas natural. La leve correlación negativa sugiere que las variaciones en los precios del crudo y del gas no influyeron significativamente en la formación del precio regional, lo que refuerza la tendencia de autonomía del MER frente a los factores globales. Este comportamiento se explica por la estabilidad relativa en la generación renovable y no renovable regional, sin eventos extremos que alteraran la estructura de costos internos.

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

Covarianza (Cov [x, y])	
WTI (x), MER(y)	-0.63
NG (x), MER (y)	-0.01
Coeficiente de correlación de <i>Spearman</i> (ρ)	
WTI (x), MER(y)	-0.17
NG (x), MER (y)	-0.02

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

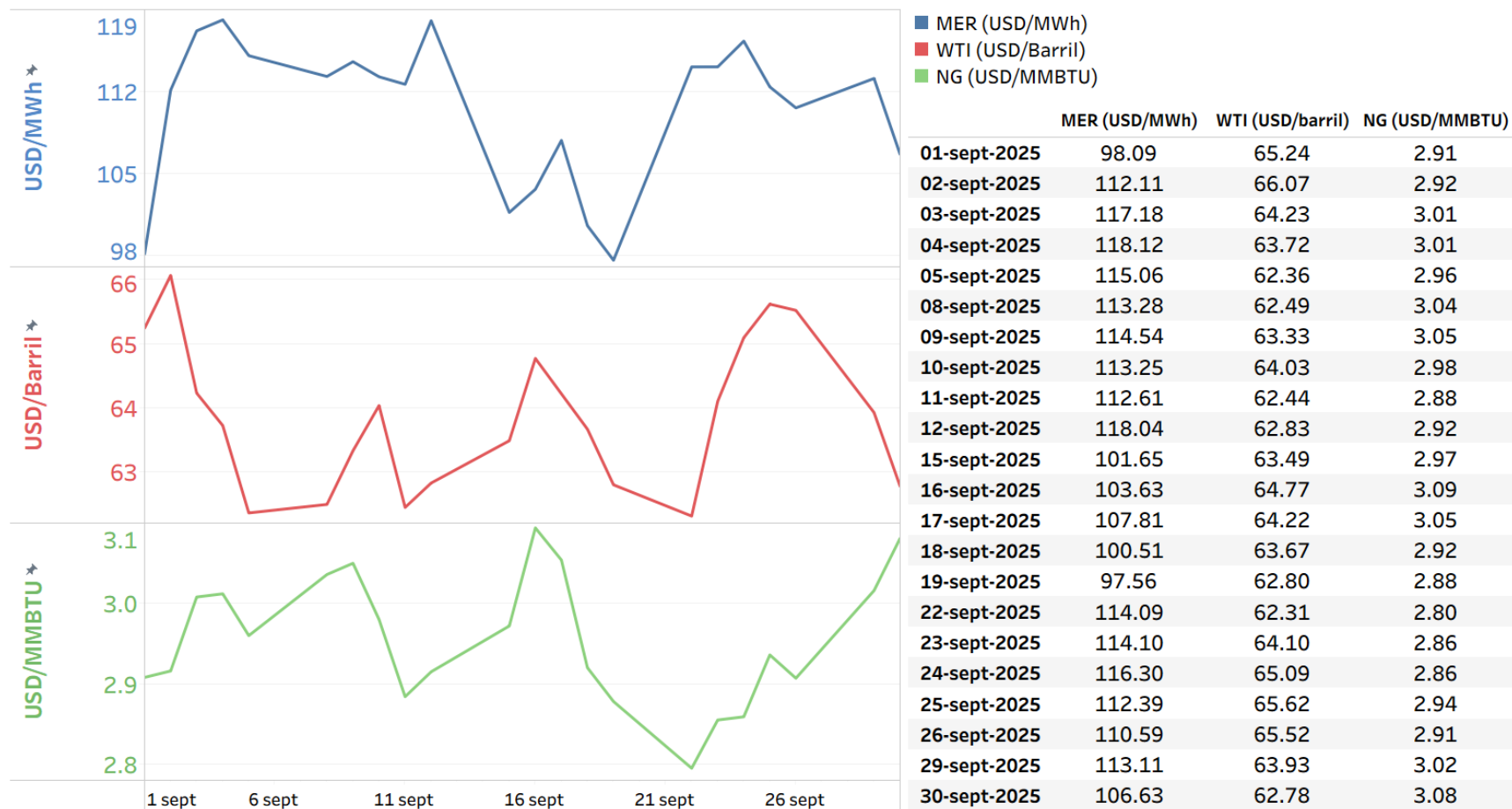
6.2. Evolución gráfica

Del análisis gráfico de la Figura 8 se desprenden los siguientes patrones:

- **Primera quincena de septiembre:** El MER registró un comportamiento ascendente inicial, alcanzando niveles superiores a 117 USD/MWh hacia el 3 y 4 de septiembre, impulsado por una leve reducción en la oferta hidroeléctrica y un incremento temporal de generación térmica. Durante este periodo, el WTI se mantuvo estable cerca de 64 USD/barril y el gas natural alrededor de 3.00 USD/MMBTU.
- **Mitad del mes:** Entre el 10 y el 20 de septiembre, se observó una corrección a la baja en los precios del MER, que descendieron hasta 97.56 USD/MWh el día 19, en correspondencia con la recuperación de caudales en los principales embalses de Guatemala y El Salvador. En contraste, los precios internacionales del petróleo y del gas se mantuvieron sin cambios relevantes, reflejando la escasa interacción entre ambos mercados.
- **Última semana:** Hacia finales del mes, el MER volvió a mostrar una leve recuperación, alcanzando niveles cercanos a 114 USD/MWh entre el 22 y el 24 de septiembre, para luego cerrar en 106.63 USD/MWh. Este repunte estuvo relacionado con ajustes operativos en la oferta regional y una ligera reducción de excedentes renovables, mientras que los combustibles fósiles conservaron su estabilidad general.

En conjunto, el análisis confirma que, durante septiembre, los precios del MER mantuvieron una dinámica propia, sin seguir las fluctuaciones de los combustibles internacionales.

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



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

6.3. Conclusiones

El comportamiento observado en septiembre de 2025 permite destacar los siguientes aspectos:

- **Autonomía del MER respecto a los combustibles fósiles:**

La casi inexistente correlación con los precios del petróleo y del gas natural evidencia que la formación del precio regional respondió principalmente a condiciones internas de oferta y demanda, y no a la evolución del mercado energético global.

- **Estabilidad en la generación y precios moderados:**

La mejora en la disponibilidad hidroeléctrica y la estabilidad de generación térmica, especialmente en El Salvador, Guatemala y Panamá, contribuyeron a mantener precios regionales sin incrementos abruptos asociados a costos de combustibles.

- **MER más equilibrado:**

La combinación de condiciones climáticas favorables y un nivel de reservas adecuado permitió contener la volatilidad del MER, manteniendo precios promedio dentro de un rango de 97 a 118 USD/MWh.

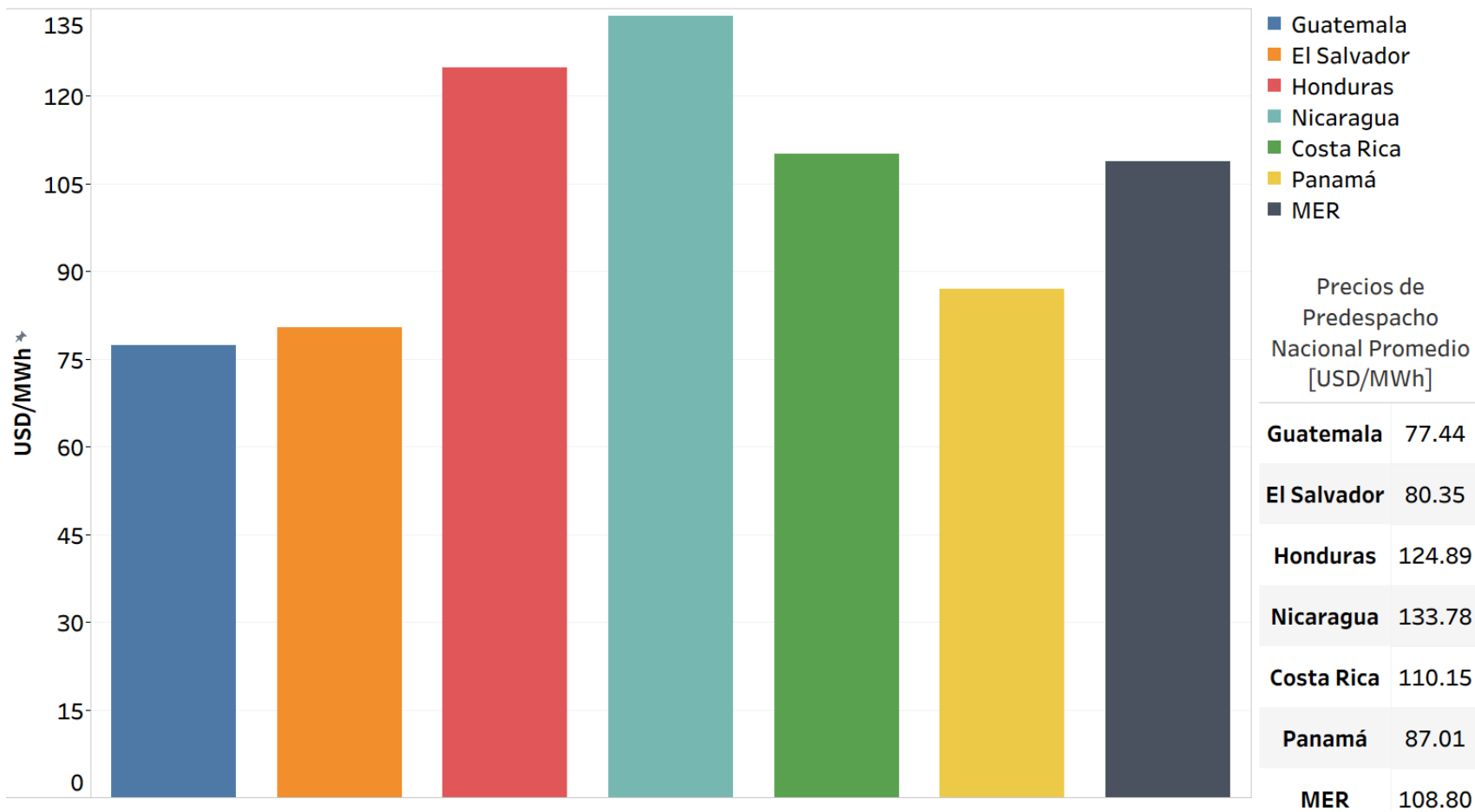
En resumen, septiembre de 2025 reafirma la desvinculación progresiva del MER respecto a la evolución internacional del petróleo y el gas natural, destacando la importancia de los factores internos de generación renovable y no renovable como determinantes para la estabilidad de precios en el mercado regional.

7. Precios nacionales

Al comparar los precios promedio nacionales con el precio promedio del MER durante septiembre de 2025, se evidencia una clara diferenciación entre los países exportadores con estructuras de generación más competitivas y aquellos cuya matriz energética depende en mayor medida de la generación térmica. Tal como se muestra en las Figuras 9 y 10, Guatemala (77.44 USD/MWh), El Salvador (80.35 USD/MWh) y Panamá (87.01 USD/MWh) registraron precios promedio mensuales inferiores al promedio regional (108.80 USD/MWh), mientras que Costa Rica (110.15 USD/MWh), Honduras (124.89 USD/MWh) y Nicaragua (133.78 USD/MWh) se situaron por encima de dicho precio regional.

Este comportamiento confirma que, aun cuando el precio regional se mantuvo en niveles moderados, la posición de cada país dentro del MER continuó determinada por la composición de su oferta interna, la disponibilidad de recursos renovables y la evolución de su demanda.

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

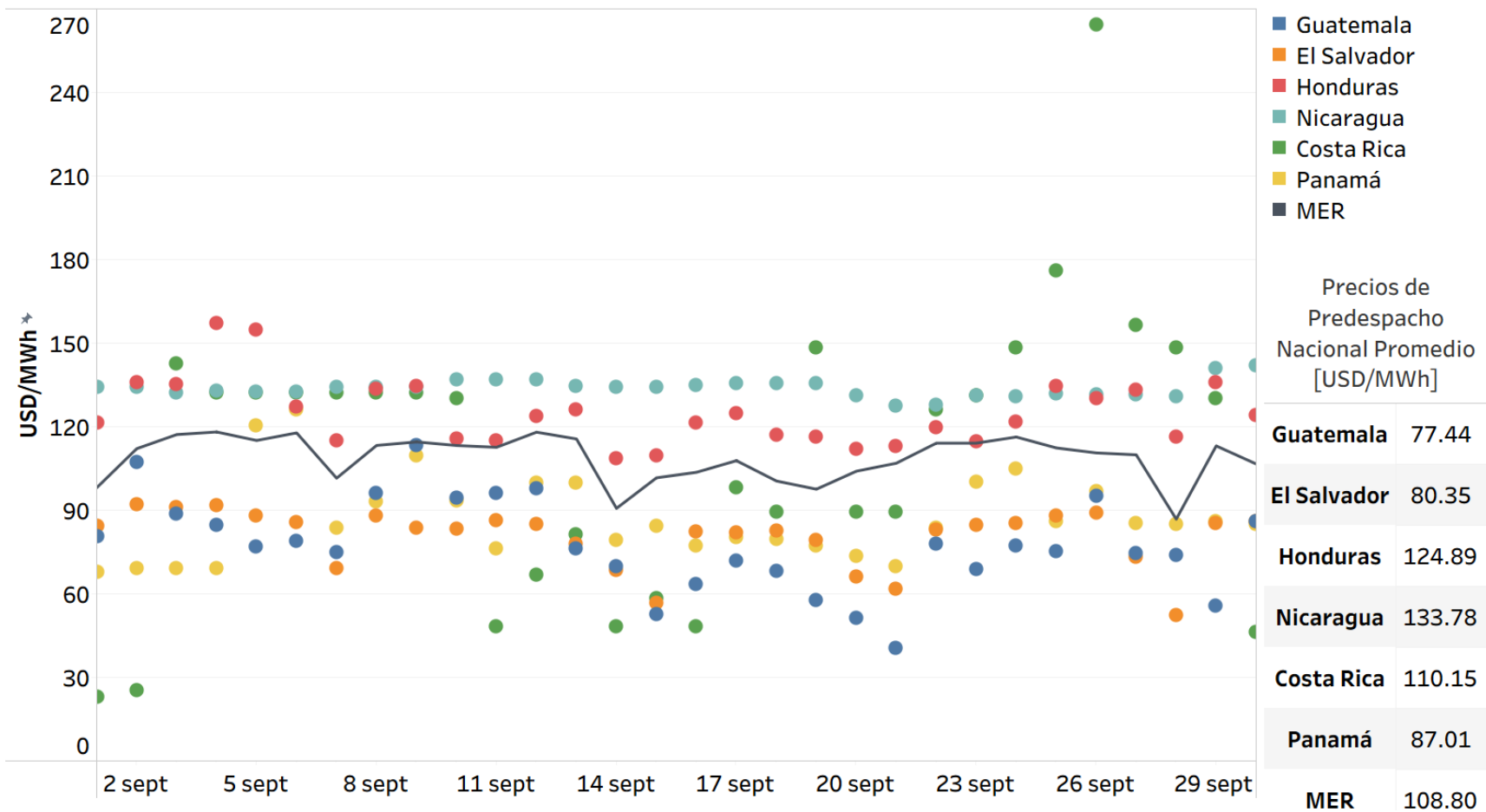


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR y de las páginas web de los OS/OMS.

7.1. Países con precios inferiores al precio del MER

- **Guatemala**, con un precio promedio mensual de 77.44 USD/MWh, se consolidó como uno de los sistemas más competitivos de la región. La disminución de la demanda (-39.41 GWh), junto con un incremento significativo en la generación hidroeléctrica (+180.20 GWh), permitió mantener precios bajos, pese a leves reducciones en la generación eólica, solar y geotérmica. Esta mejora en la disponibilidad de fuentes renovables explica también la correlación positiva y relativamente alta entre su precio nacional y el del MER ($\rho = 0.55$; $\text{Cov} = 236.02$), lo que evidencia que, cuando el mercado regional experimentó un leve encarecimiento, Guatemala siguió esa tendencia desde un nivel de precios menor.
- **El Salvador** registró un precio promedio mensual de 80.35 USD/MWh, también inferior al promedio regional. Este resultado se vio favorecido por el aumento de la generación hidroeléctrica (+87.33 GWh) y un leve crecimiento de la geotérmica (+1.29 GWh), que compensaron las reducciones observadas en las fuentes eólica y solar (-7.03 GWh y -7.80 GWh, respectivamente). La correlación con el MER ($\rho = 0.47$) y la covarianza (204.65) reflejan que el sistema salvadoreño, al igual que el guatemalteco, acompañó la tendencia regional, aunque con un margen de precios que le permitió conservar una posición relativamente competitiva para ofertar energía al mercado regional.
- **Panamá** presentó un precio promedio mensual de 87.01 USD/MWh, también por debajo del MER, a pesar de la disminución de la generación hidroeléctrica (-51.74 GWh) y de reducciones en la eólica y solar (23.26 GWh y 11.76 GWh, respectivamente). Este resultado sugiere que la combinación de generación térmica eficiente, particularmente a gas natural, y una caída del consumo interno (-48.49 GWh) contribuyeron a evitar un mayor repunte del precio interno. La baja correlación con el MER ($\rho = 0.14$, $\text{Cov} = 64.42$) confirma que el sistema panameño operó con una dinámica más propia, menos condicionada por las oscilaciones del despacho regional.

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



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

7.2. Países con precios superiores al precio del MER

- En contraste, **Nicaragua** volvió a registrar el precio promedio mensual más alto de la región, con 133.78 USD/MWh, en un contexto de reducción simultánea de generación eólica (-19.68 GWh), hidroeléctrica (-11.37 GWh) y de biomasa (-23.59 GWh). Aunque la demanda también disminuyó (-24.50 GWh), esta baja no fue suficiente para compensar la pérdida de fuentes renovables baratas, por lo que el sistema mantuvo su posición como importador neto desde el MER. La correlación con el precio regional fue moderada ($\rho = 0.39$, Cov = 57.80), lo que sugiere que Nicaragua reaccionó levemente a los movimientos del MER, pero con un nivel de precios estructuralmente más alto.
- **Honduras** mostró un precio promedio mensual de 124.89 USD/MWh, explicado principalmente por la disminución de la generación eólica (-32.57 GWh), solar (-7.81 GWh) e hidroeléctrica (-10.43 GWh), a pesar de una caída del consumo interno (-25.01 GWh) que no logró absorber el mayor precio marginal. Es el país cuya variación de precios se movió más en sintonía con el MER ($\rho = 0.57$, Cov = 263.33), lo que indica que cuando el precio regional se encareció, el sistema hondureño lo reflejó con mayor intensidad, debido a su mayor exposición a generación térmica marginal.
- El caso de **Costa Rica** es particular, aun cuando registró aumentos muy significativos en sus recursos renovables (+834.99 GWh hidroeléctrica, +128.67 GWh geotérmica y +50.49 GWh eólica), el precio promedio mensual se situó en 110.15 USD/MWh, ligeramente por encima del precio del MER. Este resultado se relaciona con la alta dispersión diaria que se observa en la Figura 10 y con la operación interna para cubrir la demanda nacional en horas con menor disponibilidad de generación renovable. La correlación con el MER fue baja ($\rho = 0.20$, Cov = 182.36), lo que confirma que, pese a su holgura renovable respecto a agosto, el sistema costarricense mantuvo una lógica de precios más ligada a su programación interna que al mercado regional.

TABLA 2. CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES SEPTIEMBRE 2025

ρ : CMS vs Precio MER	
Guatemala	0.55
El Salvador	0.47
Honduras	0.57
Nicaragua	0.39
Costa Rica	0.20
Panamá	0.14

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

TABLA 3. COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y LOS CMS NACIONALES SEPTIEMBRE 2025

Cov: CMS vs Precio MER	
Guatemala	236.02
El Salvador	204.65
Honduras	263.33
Nicaragua	57.80
Costa Rica	182.36
Panamá	64.42

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

7.3. Análisis comparativo y lectura regional

Las Figuras 9 y 10 muestran también que la línea del MER (108.80 USD/MWh) se ubicó prácticamente en el punto medio de la región: tres países por debajo (Guatemala, El Salvador y Panamá) y tres por encima (Costa Rica, Honduras y Nicaragua). Esta configuración es consistente con la estructura de septiembre: los países con mejor disponibilidad de generación lograron sostener precios bajos, mientras que aquellos con caídas en fuentes renovables o con matrices más térmicas quedaron por encima del precio regional.

El coeficiente de *Spearman* (ρ) evalúa la fuerza y dirección de la relación monótona entre dos variables, tomando como referencia los rangos de los datos en lugar de sus valores absolutos. Esta característica lo convierte en una herramienta especialmente útil para el análisis de relaciones no lineales, como las que se presentan en los mercados eléctricos, donde los precios suelen fluctuar por factores climáticos, estacionales o tecnológicos.

Complementariamente, la covarianza permite medir el grado y la dirección de la variación conjunta entre los precios nacionales y el precio del MER. A diferencia de la correlación, la covarianza conserva la escala original de las variables, lo que posibilita cuantificar la magnitud real de los cambios compartidos y no solo su intensidad relativa.

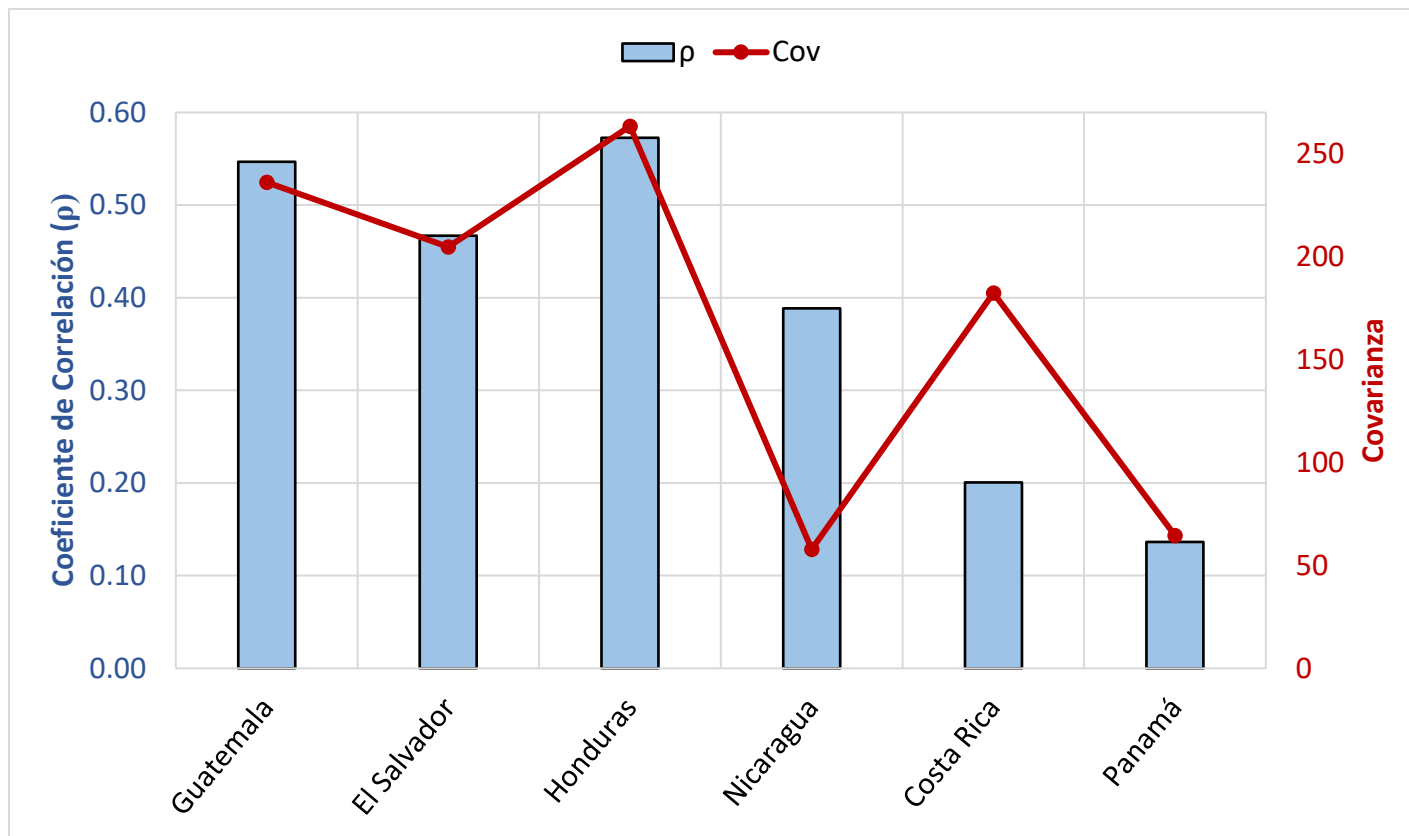
En conjunto, ambos indicadores ofrecen una visión integral del comportamiento de los precios: mientras el coeficiente de *Spearman* revela la coherencia en las tendencias entre los mercados nacionales y el regional, la covarianza evidencia la magnitud de esas variaciones conjuntas.

Desde la perspectiva de supervisión y vigilancia, el análisis conjunto de los resultados de septiembre permite distinguir con claridad dos grupos de comportamiento diferenciados:

- **Sistemas parcialmente acoplados al MER (Honduras, Guatemala y El Salvador):** sus precios internos se comportaron de forma similar al precio regional, por lo que cualquier aumento o disminución en el valor del MER tiende a reflejarse en el comportamiento de sus precios nacionales, y viceversa.
- **Sistemas desacoplados (Nicaragua, Costa Rica y Panamá):** a pesar de registrar variaciones internas significativas en su generación, sus precios no siguieron de forma estricta la trayectoria del mercado regional, debido a la influencia de sus propias estructuras de precios y condiciones particulares de operación.

En síntesis, la correlación observada entre los precios nacionales y el precio del MER durante septiembre responde a la capacidad de cada país miembro para equilibrar su oferta de generación con el nivel de demanda interna. En este contexto, la coexistencia de precios nacionales elevados y una correlación positiva con el mercado regional refuerza la importancia de mantener un monitoreo continuo sobre la participación de dichos países en el MER, con el propósito de prevenir que, ante una eventual reducción en la disponibilidad de generación renovable, se adopten prácticas de oferta que puedan distorsionar la señal de precios y afectar la eficiencia del despacho regional.

FIGURA 11. CORRELACIÓN Y COVARIANZA ENTRE PRECIOS DEL MER Y CMS NACIONALES SEPTIEMBRE 2025



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

8. 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 actores con mayor peso en el mercado, así como posibles conductas que puedan derivar en precios atípicos dentro del MCR y del MOR.

8.1. Agentes que más inyectaron energía al MER

En septiembre de 2025, los cinco principales agentes que inyectaron energía al MER fueron:

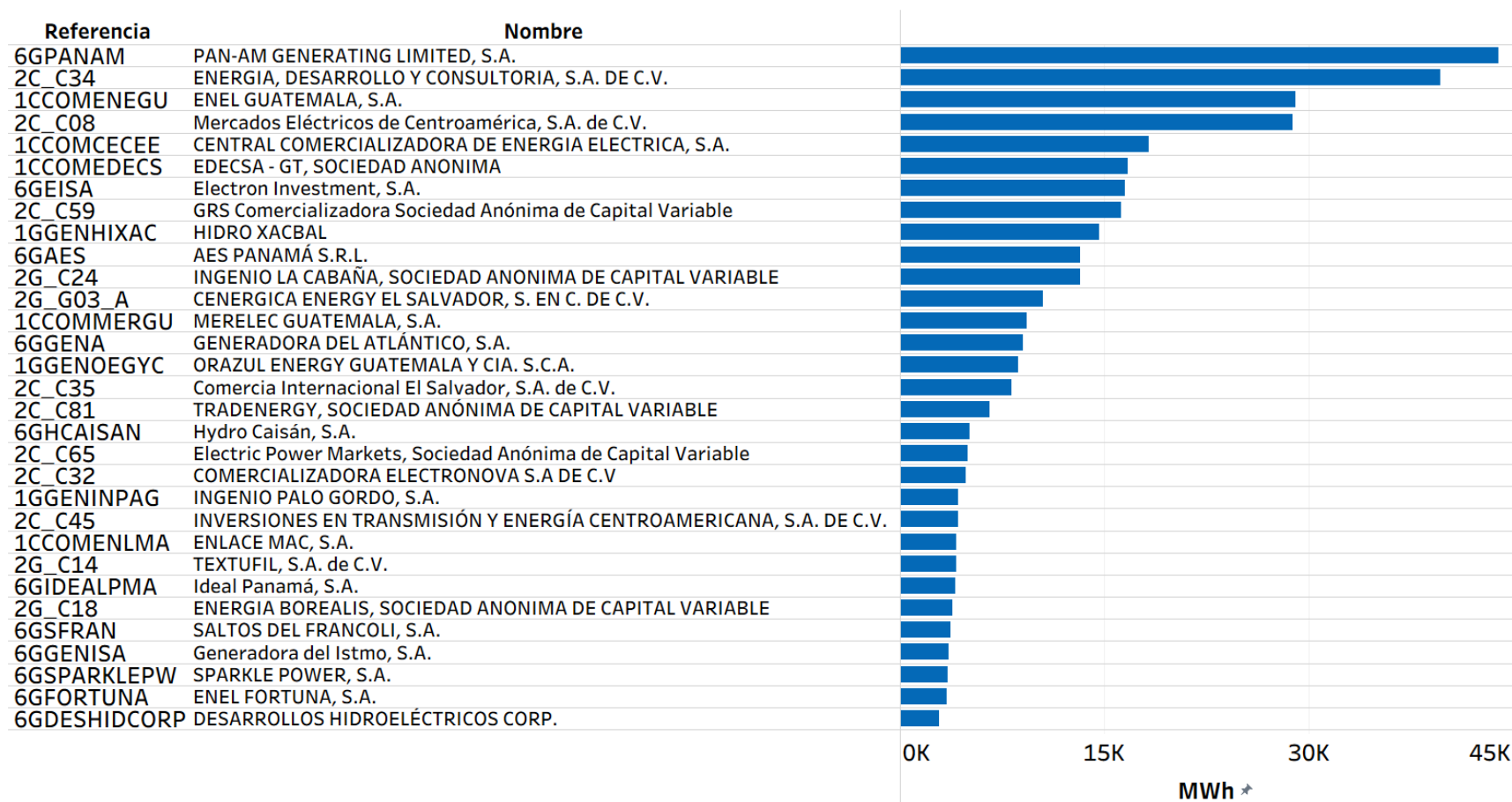
- Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) – Panamá: 43,952 MWh (11.32%)
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 39,706 MWh (10.23%)
- Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) – Guatemala: 29,076 MWh (7.49%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 28,861 MWh (7.43%)
- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) – Guatemala: 18,281 MWh (4.71%)

Estos cinco agentes concentraron el 41.18% del total de las inyecciones regionales, reflejando la consolidación de El Salvador, Panamá y Guatemala como los principales líderes en la oferta del MER. En particular, el agente 6GPANAM volvió a ocupar el primer lugar en volumen de inyecciones; sin embargo, al igual que en meses anteriores, su participación se centró en actividades de comercialización, dado que su planta térmica a base de búnker no registró producción directa durante septiembre. Su desempeño se basó, por tanto, en transacciones de energía adquirida a otros generadores.

Por su parte, el agente 2C_C34 se incorporó durante septiembre como el segundo con mayor participación en las inyecciones, a diferencia del mes previo, cuando su volumen fue considerablemente menor. Este comportamiento resalta la creciente relevancia de El Salvador dentro del MER, impulsada por un notable incremento en su generación renovable, lo que amplió la disponibilidad de energía para los agentes comercializadores.

El agente 1CCOMENEGU mantuvo su posición destacada gracias a su sólida base hidroeléctrica y su papel estratégico como uno de los principales oferentes de energía renovable en la región. Finalmente, 2C_C08 y 1CCOMCECEE reafirmaron la importancia de El Salvador y Guatemala en el ámbito comercial, actuando como intermediarios clave en la colocación de energía dentro del MER y fortaleciendo la dinámica de intercambio regional.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER SEPTIEMBRE 2025



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

8.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Por el lado de la demanda, los cinco principales agentes compradores durante septiembre de 2025 fueron:

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica Enatrel-Bluefields (4DENATRELBLU) – Nicaragua: 153,981 MWh (39.26%)
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V. (2C_C34) – El Salvador: 39,901 MWh (10.17%)
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (3DENEE/3GENEE) – Honduras: 36,897 MWh (9.41%)
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) – Costa Rica: 29,326 (7.48%)
- Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V. (2C_C08) – El Salvador: 26,717 MWh (6.81%)

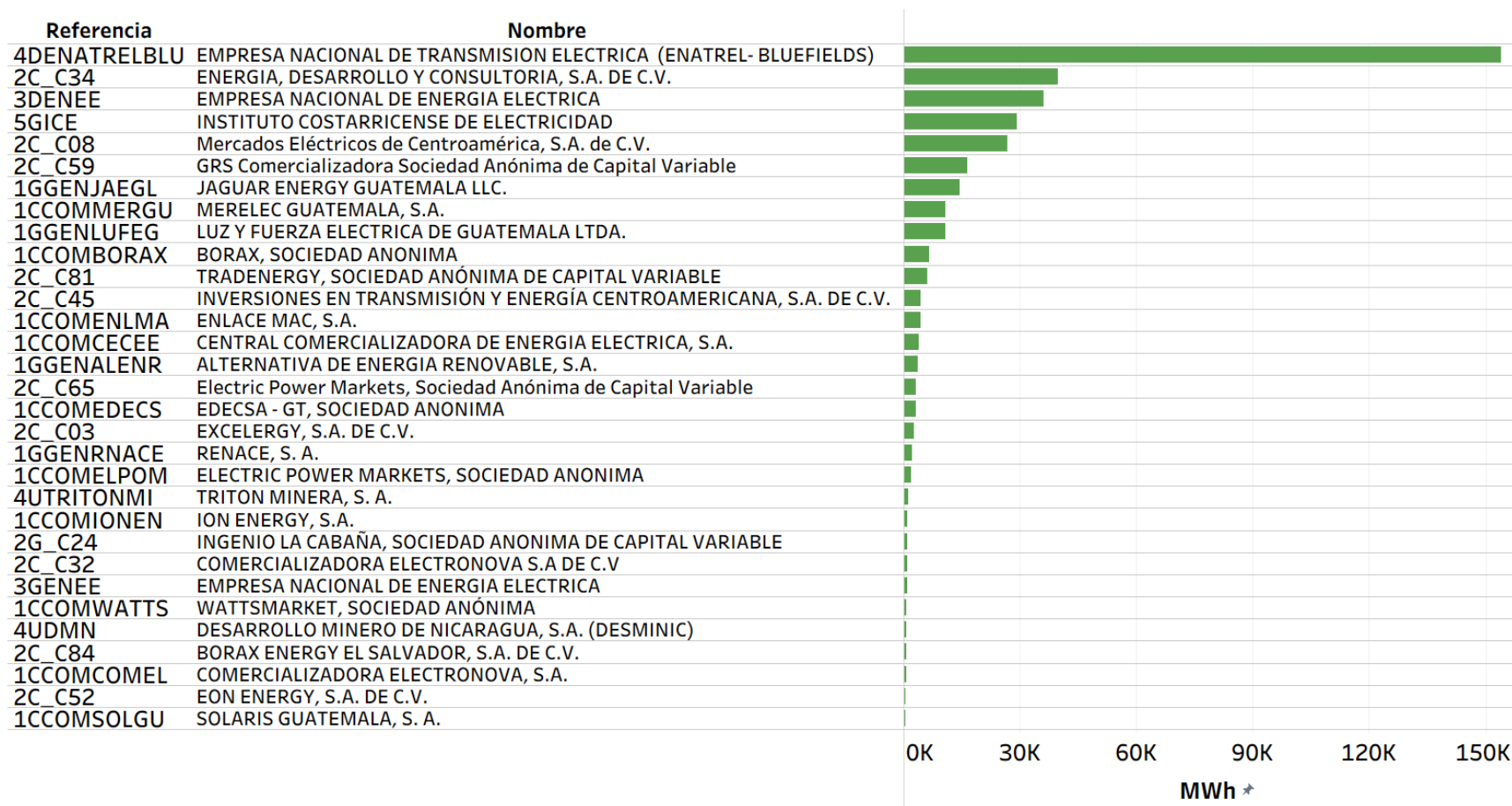
En conjunto, estos agentes concentraron el 73.13% de los retiros totales del MER, lo que evidencia la elevada dependencia de Nicaragua, que nuevamente se consolidó como el principal importador neto a través del agente distribuidor 4DENATRELBLU.

El caso de El Salvador resulta particularmente relevante, al registrar una participación destacada mediante dos agentes comercializadores (2C_C34 y 2C_C08) que también se situaron entre los principales compradores del mercado. Este comportamiento refleja una posición equilibrada entre importaciones y exportaciones, coherente con la dinámica observada a nivel país.

Por su parte, Honduras sobresalió por la participación de su único agente activo en el MER tanto como comprador como vendedor (3DENEE/3GENEE), cuya intervención estuvo impulsada por los elevados precios nacionales producto de una matriz de generación predominantemente térmica.

En cuanto a Costa Rica, su participación a través de 5GICE fue más moderada; no obstante, el país mostró una posición netamente importadora durante septiembre, especialmente hacia finales del mes, cuando los precios nacionales resultaron menos competitivos que el regional, incentivando compras en el MER.

FIGURA 13. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER SEPTIEMBRE 2025



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

8.3. Consideraciones sobre la vigilancia de agentes en el MER

En septiembre de 2025, el liderazgo exportador volvió a concentrarse en Panamá y Guatemala; sin embargo, El Salvador se incorporó como el principal país inyector, con agentes como 6GPANAM, 2C_C34 y 1CCOMENEGU, que garantizaron una oferta competitiva dentro del MER. Por su parte, Costa Rica redujo nuevamente su papel como oferente, destinando la mayor parte de su generación renovable al abastecimiento interno e incluso adoptando una posición netamente importadora durante el mes.

En cuanto a la demanda, Nicaragua y Honduras mantuvieron una fuerte dependencia de las compras regionales, consolidando así el papel del MER como plataforma para optimizar la cobertura de países con altos precios internos. No obstante, destaca también el caso de El Salvador, que registró una participación significativa en los retiros a través de dos agentes comercializadores que, simultáneamente, figuraron entre los principales oferentes. Este comportamiento refuerza la posición equilibrada del país durante septiembre, caracterizada por una activa y dinámica participación tanto en la oferta como en la demanda del mercado regional.

En coherencia con lo anterior, la vigilancia activa de la CRIE sobre estos agentes resulta fundamental para:

- Identificar patrones de comportamiento, como incrementos súbitos en los volúmenes transados o cambios inusuales en la participación de mercado.
- Detectar ofertas atípicas, ya sea a precios excepcionalmente bajos, elevados o nulos, que puedan alterar la señal de precios o afectar la competencia.
- Garantizar la transparencia y la competencia efectiva, promoviendo un entorno regulatorio estable que fortalezca la eficiencia y la confiabilidad de la operación regional.

En este contexto, el seguimiento permanente de los principales inyectores y compradores constituye una herramienta clave para anticipar riesgos y asegurar que la dinámica comercial del MER se mantenga alineada con los principios de eficiencia, transparencia y equidad establecidos en la Regulación Regional.

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

Durante septiembre de 2025, se identificaron nuevamente ofertas de inyección con precios iguales o superiores a 400 USD/MWh por parte de cuatro (4) agentes del MER, según se detalla en la Tabla 4. Al igual que en meses anteriores, estas ofertas no fueron despachadas, por lo que no influyeron directamente en la formación de precios nodales en el MER. No

obstante, su seguimiento continúa siendo fundamental dentro de las labores de supervisión y vigilancia de la CRIE, ya que pueden reflejar estrategias particulares de comercialización o posibles errores que requieren evaluación y corrección.

El Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) encabezó nuevamente la lista, con 57,616 MWh declarados a un precio promedio de 456.92 USD/MWh y un máximo de 609.00 USD/MWh. Este comportamiento obedece a la existencia de excedentes térmicos basados en combustibles fósiles, cuyos costos se ven incrementados por el impuesto costarricense sobre el uso de combustibles para generación eléctrica, cercano al 31%. El propio agente ha explicado reiteradamente esta estrategia como parte de su modelo operativo durante periodos de alta disponibilidad de generación renovable, priorizando el consumo interno con energía de bajo costo y destinando 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) y Autoridad del Canal de Panamá (6GACP) declararon 2,524.12 MWh, 2,515.27 MWh y 597.36 MWh, respectivamente, con precios promedio y máximos de 879.56 USD/MWh para los dos primeros y de 977.52 USD/MWh en el caso de 6GACP. Estos valores se explican por el uso de plantillas automáticas de oportunidad de exportación proporcionadas por el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA). Dicho mecanismo, según lo informado previamente a esta Comisión, responde a disposiciones regulatorias del mercado eléctrico panameño e incluye precios mínimos predeterminados, por lo que no constituye una estrategia deliberada de los agentes.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Energía Despachada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Máximo Ofertado [USD/MWh]
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	57,616.00	0.00	456.92	609.00
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S.A.	2,524.12	0.00	879.56	879.56
6GEGESA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	2,515.27	0.00	879.56	879.56
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	597.36	0.00	977.52	977.52

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

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

En septiembre de 2025, dos (2) agentes presentaron ofertas de inyección con precios iguales a 0 USD/MWh, vinculadas a Contratos Firmes (CF). Este tipo de estrategia convierte a los CF en instrumentos con incidencia física directa en el despacho regional, asegurando la colocación de la generación local y desplazando las ofertas con precios superiores. Dado que esta práctica puede modificar la dinámica competitiva del mercado, su supervisión resulta prioritaria para garantizar la eficiencia y la transparencia en el funcionamiento del MER.

Durante el mes, Enel Guatemala, S.A. (1CCOMENEGU) encabezó estas declaraciones con 26,730 MWh (98.34% del total), seguido por el Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) con 450.00 MWh (1.66%).

Este comportamiento reitera una práctica previamente observada en el MER y ya justificada ante esta Comisión por ambos agentes. Tanto 1CCOMENEGU como 5GICE han explicado que estas ofertas buscan evitar el desplazamiento de generación renovable local y garantizar la cobertura de los retiros mediante contratos firmes, coherente con la alta participación renovable en las matrices energéticas de Guatemala y Costa Rica, respectivamente. En el caso de Guatemala, esta estrategia coincidió con un aumento significativo en la generación hidroeléctrica respecto al mes anterior, mientras que en Costa Rica respondió al comportamiento puntual de su generación local a inicios del mes, cuando los precios nacionales favorecieron el aseguramiento del despacho de su generación renovable interna.

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

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]
1CCOMENEGU	ENEL GUATEMALA, S.A.	26,730.00
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	450.00

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

En conjunto, estas ofertas representaron el 15.33% del total de la energía declarada mediante ofertas de flexibilidad asociadas a CF en septiembre de 2025, lo que evidencia un comportamiento similar al 13.46% registrado en agosto. Este ligero incremento refleja una mayor disponibilidad de excedentes de generación renovable, principalmente en el caso de Guatemala.

8.6. 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 permite identificar posibles estrategias que podrían distorsionar la señal de precios en el MER. Este tipo de declaraciones puede responder tanto a la intención de asegurar adquisiciones a precios mínimos, como al cumplimiento formal de la obligación regulatoria de ofertar, sin una expectativa real de compra.

Durante septiembre de 2025, siete (7) agentes salvadoreños presentaron este tipo de ofertas (véase Tabla 6):

TABLA 6. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A 10 USD/MWh

Referencia	Nombre	Energía Declarada [MWh]	Precio Promedio Ofertado [USD/MWh]	Precio Mínimo Ofertado [USD/MWh]
2C_C65	ELECTRIC POWER MARKETS, S.A DE C.V.	10,440.00	5.00	5.00
2C_C81	TRADEENERGY, S.A. DE C.V.	1,347.00	5.00	5.00
2C_C53	MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	894.66	1.00	1.00
2C_C08	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	60.00	10.00	10.00
2C_C32	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V.	60.00	7.99	7.99
2C_C83	ENERLAT, S.A. DE C.V.	50.00	3.00	3.00
2C_C67	EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	8.00	5.00	5.00

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

Este comportamiento responde a una estrategia orientada, según lo justificado previamente por los agentes salvadoreños ante la CRIE, a garantizar compras en el MER a precios más competitivos que los de la generación nacional disponible, especialmente en un contexto en el que los precios nacionales de El Salvador se mantuvieron durante todo el mes por debajo del promedio regional.

La CRIE mantiene un monitoreo continuo sobre este tipo de prácticas, evaluando sus fundamentos técnico-económicos. Si bien no constituyen una infracción a la Regulación Regional, su recurrencia amerita una vigilancia permanente a fin de prevenir posibles distorsiones en la señal de precios y en el orden de mérito del despacho regional.

9. Indicadores técnicos

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

9.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) septiembre 2025

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el EOR respecto a las MCTP. 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 operativas internas favorables, las cuales se deseó registrar a partir del 25 de septiembre.

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	250	260	10
Media	300	300	270	10
Mínima	300	260	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/>

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	270	300	200
Media	300	140	300	200
Mínima	300	240	300	200

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

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

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

Como se indicó previamente, la UT solicitó actualización a las MCTP establecidas para septiembre de 2025, la cual dio lugar a los siguientes resultados:

TABLA 9. VALORES DE EXPORTACIÓN DE EL SALVADOR A PARTIR DEL 25 DE SEPTIEMBRE DE 2025 (MW)

Hora	Transferencia N-S	Transferencia S-N	Transferencia Total Máxima
Demanda Máxima	300	300	300
Demanda Media	150	300	300
Demanda Mínima	260	300	300

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

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

TABLA 10. VALORES DE TRANSFERENCIA NORTE-SUR, SOLICITADOS A PARTIR DEL 25 DE SEPTIEMBRE DE 2025 (MW)

Hora	Transferencia Norte-Sur, solicitada por la UT
Demanda Máxima	285
Demanda Media	110
Demanda Mínima	215

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

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

9.2. Eventos de impacto regional ocurridos en septiembre de 2025

Durante septiembre de 2025 se registraron dos (2) eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que provocaron la activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional. Dichos eventos se detallan en la siguiente Tabla.

TABLA 11. EVENTOS QUE AFECTARON LA OPERACIÓN REGIONAL EN SEPTIEMBRE 2025

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, Carga Desconectada en el SER [MW]
6-sep-25	13:39:00	13:44:00	Guatemala	Fluctuaciones de voltaje y potencia en el nodo de 400 kV en subestación Los Brillantes.	59.360 (*)	I	27.60
24-sep-25	09:40:38	10:05:00	Honduras	Pérdida de 106 MW de generación fotovoltaica en el área de control de Honduras, por disparo de la línea de transmisión 230 kV L613 Amaratéca - Suyapa, además de desviaciones netas en el resto de las áreas de control.	59.162	I	253.04

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

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

(*) Activación parcial únicamente en el área de control de Costa Rica