

# INFORME MENSUAL DEL MER

## SEPTIEMBRE 2024

*Una vista al Mercado Eléctrico Regional*

COMISIÓN REGIONAL DE  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

## Contenido

|      |   |    |
|------|---|----|
| 1.   | Actividades relevantes en el MER .....  | 3  |
| 2.   | Transacciones por país miembro.....   | 3  |
| 3.   | Transacciones por tipo de mercado .....   | 5  |
| 3.1. | Transacciones por tipo de oferta .....  | 5  |
| 4.   | Precios del MER.....  | 7  |
| 4.1. | Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural.....                        | 8  |
| 4.2. | Precios nacionales.....   | 9  |
| 5.   | Monitoreo del MER.....  | 10 |
| 5.1. | Agentes que más inyectaron energía al MER.....                                    | 10 |
| 5.2. | Agentes que más retiraron energía del MER.....                                    | 10 |
| 5.3. | Agentes que ofertaron con precios mayores a US\$400/MWh en el MOR .....           | 11 |
| 5.4. | Agentes que ofertaron con precios de US\$0/MWh asociados a Contratos Firmes ..... | 12 |
| 5.5. | Agentes que ofertaron con precios menores a US\$10/MWh en el MOR.....             | 12 |
| 6.   | Indicadores técnicos.....   | 13 |
| 6.1. | Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) septiembre 2024 .....     | 13 |
| 6.2. | Eventos de impacto regional ocurridos en septiembre de 2024.....                  | 14 |

## Índice de Figuras

|            |  |    |
|------------|--|----|
| Figura 1.  | Inyecciones al MER por país miembro .....  | 4  |
| Figura 2.  | Retiros del MER por país miembro.....  | 4  |
| Figura 3.  | Inyecciones al MER por tipo de mercado .....   | 5  |
| Figura 4.  | Inyecciones al MER por tipo de oferta .....  | 6  |
| Figura 5.  | Retiros del MER por tipo de oferta .....   | 6  |
| Figura 6.  | Precios promedio horarios del MER septiembre 2023-2024 .....                         | 7  |
| Figura 7.  | Precios máximos del MER septiembre 2024 .....  | 8  |
| Figura 8.  | Precios del MER, precios de petróleo y de gas natural septiembre 2024 .....          | 8  |
| Figura 9.  | Precios mensuales promedio en los mercados nacionales y del MER septiembre 2024..... | 9  |
| Figura 10. | Precios diarios promedio en los mercados nacionales y del MER septiembre 2024 .....  | 9  |
| Figura 11. | Agentes con más inyecciones al MER septiembre 2024.....                              | 10 |
| Figura 12. | Agentes con más retiros del MER septiembre 2024 .....                                | 11 |

## Índice de Tablas

|          |   |    |
|----------|---|----|
| Tabla 1. | Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$400/MWh.....       | 11 |
| Tabla 2. | Agentes con precios de inyección ofertados iguales a US\$0/MWh .....                  | 12 |
| Tabla 3. | Agentes con precios de inyección ofertados iguales o menores a US\$10/MWh .....       | 13 |
| Tabla 4. | Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Norte – Sur..... | 13 |
| Tabla 5. | Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control Sur – Norte..... | 14 |
| Tabla 6. | Eventos que provocaron la activación del EDACBF septiembre 2024.....                  | 14 |
| Tabla 7. | Frecuencia registrada y carga desconectada durante eventos septiembre 2024 .....      | 15 |

## 1. Actividades relevantes en el MER

Mediante resolución CRIE-31-2024 emitida el 18 de septiembre de 2024 se aprobó: “La solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por **Solar El Progreso, S.A.**, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Guatemala, el proyecto de generación solar fotovoltaica denominado: “*Solar Santo Tomas*” de 100.1 MW de capacidad instalada y “*Línea de Transmisión y Subestación de Interconexión Santo Tomas...*”; en dicha resolución también se instruyó a Solar El Progreso, S.A. cumplir 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) previo a la puesta en operación del proyecto en cuestión. Asimismo, se instruyó a Solar El Progreso, S.A. y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) para que, durante la operación en tiempo real del proyecto antes indicado, se verifique el funcionamiento y respuesta de dicho proyecto de acuerdo con los análisis técnicos incluidos en el respectivo estudio de conexión y especialmente los requerimientos establecidos en el numeral 4.12 del Libro III del RMER.

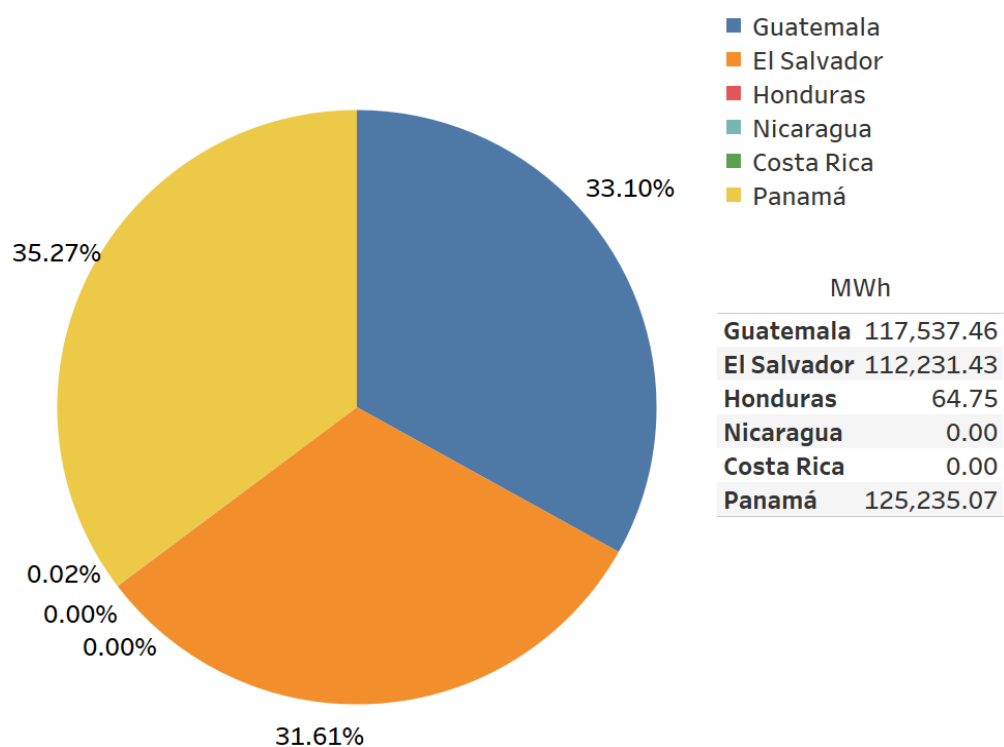
Mediante resolución CRIE-32-2024 emitida el 26 de septiembre de 2024 se aprobó: “El proyecto de presupuesto de la CRIE para el año dos mil veinticinco (2025), por un monto total de CUATRO MILLONES QUINIENTOS UN MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA (USD 4,501,292)...”; a través de la misma resolución se sometió a consideración de los Entes Reguladores Nacionales para que envíen a la CRIE sus observaciones y recomendaciones de modificación al proyecto de presupuesto en mención, a más tardar el 1 de noviembre de 2024.

## 2. Transacciones por país miembro

Durante septiembre fueron tres países los que prácticamente realizaron todas las inyecciones de energía al MER: Panamá fue el país con más inyecciones, alcanzando los 125 GWh, equivalentes al 35.27% del total, seguido de Guatemala que alcanzó los 117 GWh, lo que representa el 33.10% y El Salvador que inyectó 112 GWh, equivalentes al 31.61%.

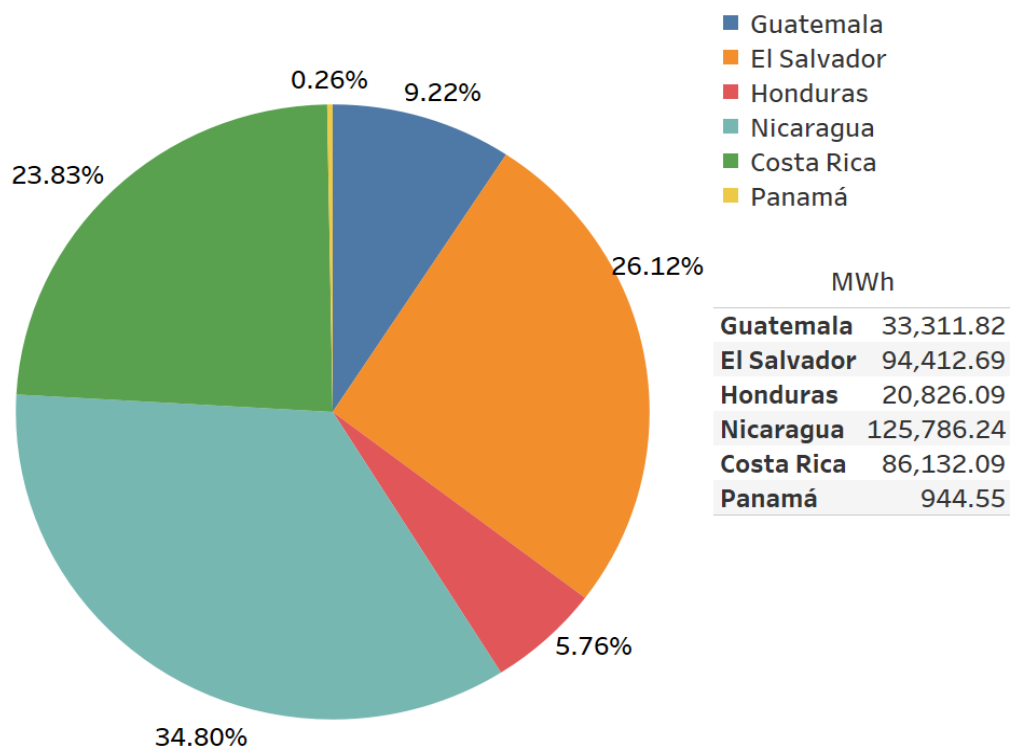
Para el caso de los retiros, la proporción fue más compartida en comparación a las inyecciones, sin embargo, también fueron tres países los que principalmente realizaron la mayoría de los retiros de energía del MER: Nicaragua fue el país que más energía retiró alcanzando los 126 GWh, equivalentes al 34.80% del total, mientras que El Salvador y Costa Rica retiraron 94 GWh y 86 GWh, equivalentes al 26.12% y 23.83% respectivamente.

FIGURA 1. INYECCIONES AL MER POR PAÍS MIEMBRO



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

FIGURA 2. RETIROS DEL MER POR PAÍS MIEMBRO

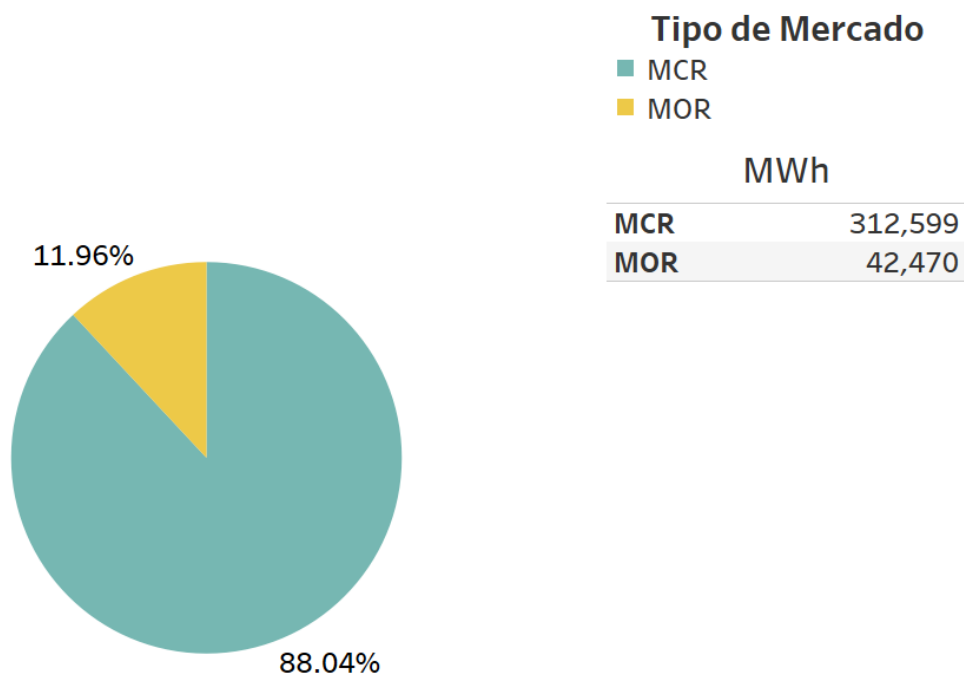


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

### 3. Transacciones por tipo de mercado

El 88.04% de las inyecciones de energía al MER se realizó a través del Mercado de Contratos Regional (MCR) y el 11.96% fue realizado en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

FIGURA 3. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE MERCADO



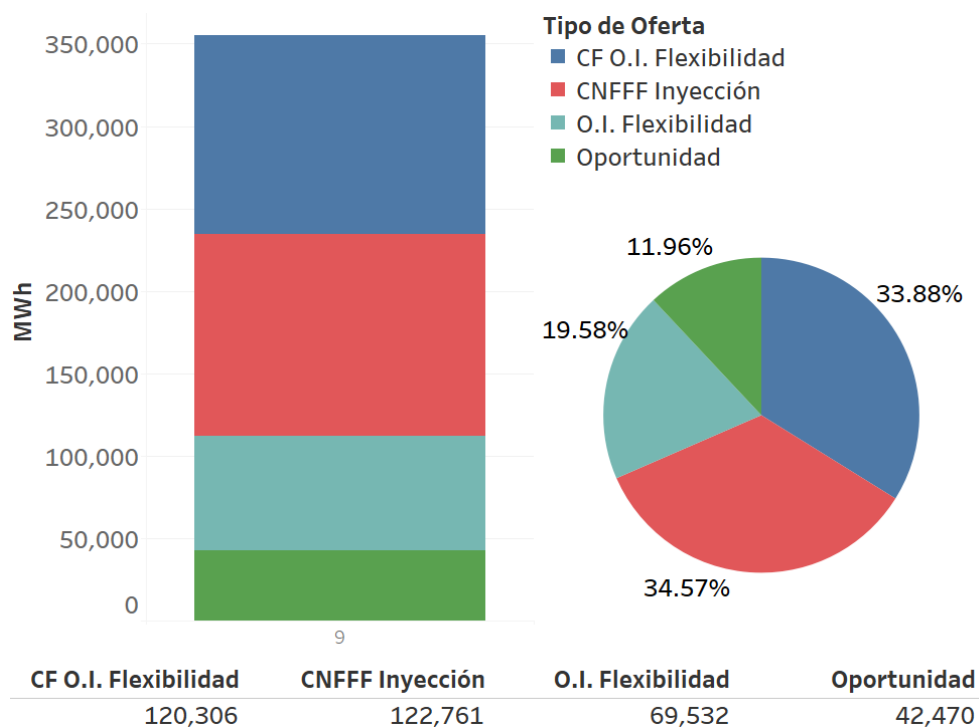
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

#### 3.1. Transacciones por tipo de oferta

Las inyecciones al MER se dieron principalmente a través inyecciones físicas de Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF), siendo el 34.57% de las inyecciones totales, seguido de las inyecciones realizadas a través de Contratos Firmes (CF), equivalentes al 33.88%; mientras que las inyecciones realizadas a través de Ofertas de Flexibilidad de CNFFF y Ofertas de Oportunidad, resultaron ser el 19.58% y 11.96% respectivamente de las inyecciones totales.

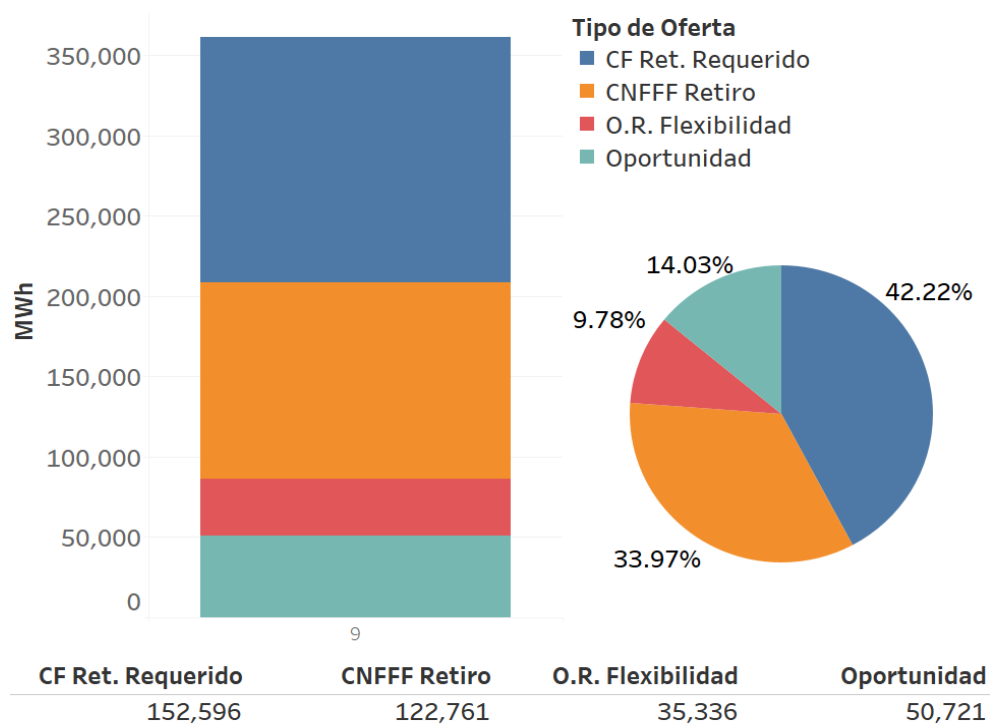
En cuanto a los retiros, la mayoría se realizó a través de CF con el 42.22% de los retiros totales, seguido de los retiros por CNFFF los cuales fueron el 33.97%; finalmente, los retiros por Ofertas de Oportunidad resultaron ser el 14.03% de los retiros totales y los retiros asociados a Ofertas de Flexibilidad de CNFFF representaron el 9.78%. En las siguientes Figuras se muestra el detalle de las inyecciones y retiros por tipos de oferta.

FIGURA 4. INYECCIONES AL MER POR TIPO DE OFERTA



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

FIGURA 5. RETIROS DEL MER POR TIPO DE OFERTA



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

**CF O.I Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad declarada por la parte inyectora de un Contrato Firme.

**CNFFF Inyección:** Inyección física del Contrato No Firme Físico Flexible.

**O.I Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de inyección asociada a la parte de retiro de un Contrato No Firme Físico Flexible.

**CF Ret. Requerido:** Retiro Requerido del Contrato Firme.

**CNFFF Retiro:** Retiro físico del Contrato No Firme Físico Flexible.

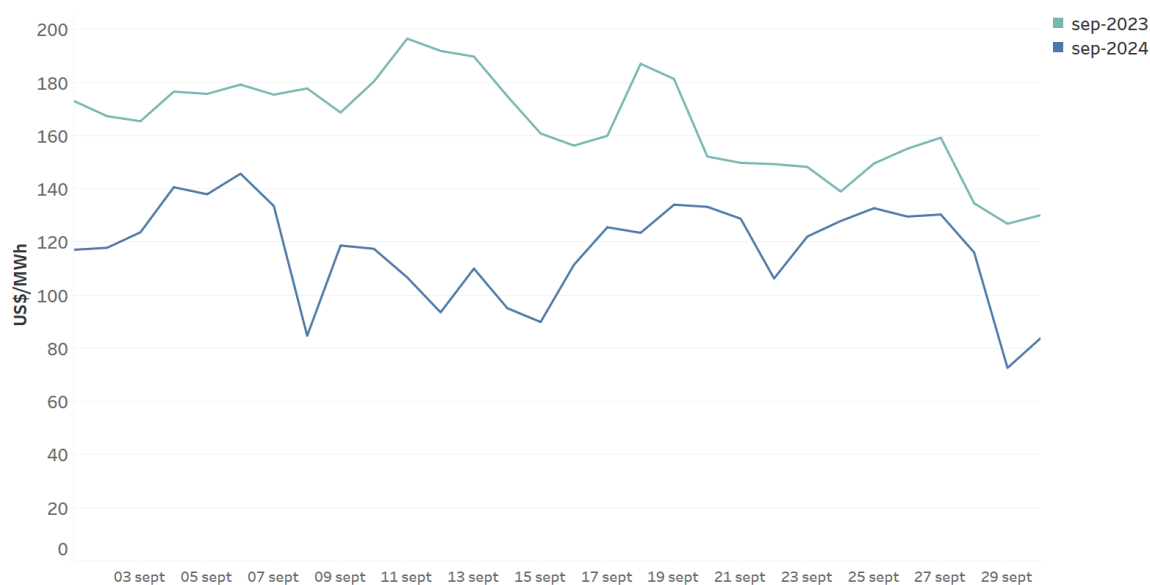
**O.R Flexibilidad:** Ofertas de flexibilidad de retiro asociada a la parte de inyección de un Contrato No Firme Físico Flexible.

**Oportunidad:** Ofertas de oportunidad de inyección o retiro.

## 4. Precios del MER

El precio promedio del MER en septiembre de 2024 fue de US\$117.02/MWh, mientras que, para el mismo mes de 2023 fue de US\$164.42/MWh, presentándose una disminución del 28.83% en comparación con septiembre de 2023.

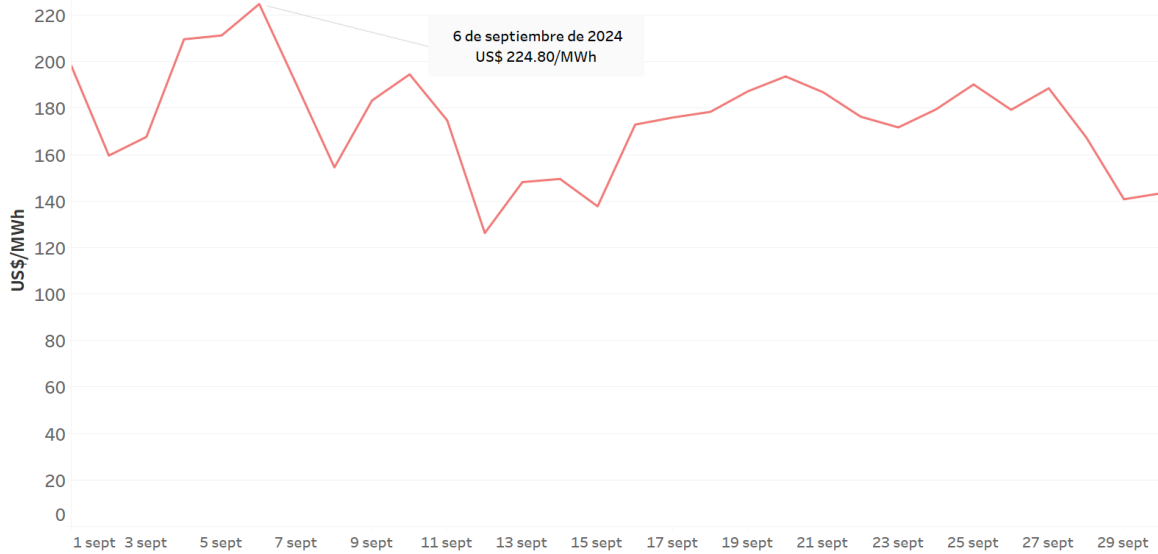
FIGURA 6. PRECIOS PROMEDIO HORARIOS DEL MER SEPTIEMBRE 2023-2024



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

Pese a que el precio nodal promedio del MER fue de US\$117.02/MWh durante septiembre de 2024, se registraron precios máximos que superaron dicha cantidad, llegando a US\$224.8/MWh el 6 de septiembre, sin embargo, el precio promedio máximo registrado durante el mes, es relativamente bajo en comparación a los precios que se presentaron durante los meses en los que imperó el fenómeno climático de El Niño, principalmente en el primer cuatrimestre del 2024, en donde se llegó a precios cercanos a los US\$800/MWh.

FIGURA 7. PRECIOS MÁXIMOS DEL MER SEPTIEMBRE 2024

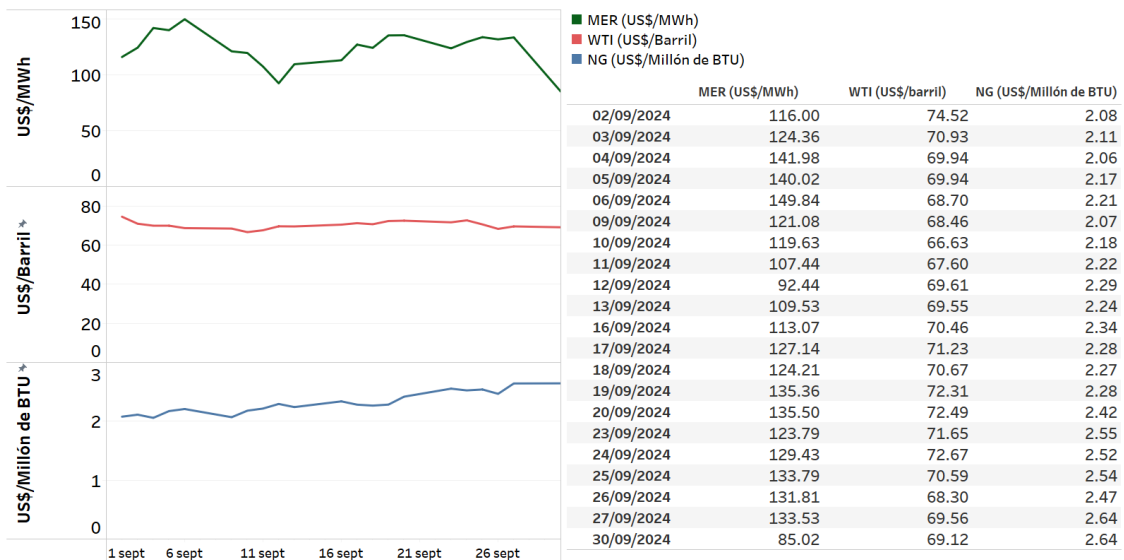


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

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

A continuación, se observa cómo el precio por barril de petróleo varió durante septiembre entre US\$66.63 y US\$74.52, y el precio del millón de BTU de gas natural varió entre US\$2.06 y US\$2.64, mientras que el comportamiento del precio promedio del MER se mostró insensible ante dichas variaciones, es decir, el aumento o la disminución en el precio del petróleo y del gas natural no denota una relación directa y/o proporcional en el aumento o la disminución del precio del MER durante el mes.

FIGURA 8. PRECIOS DEL MER, PRECIOS DE PETRÓLEO Y DE GAS NATURAL SEPTIEMBRE 2024



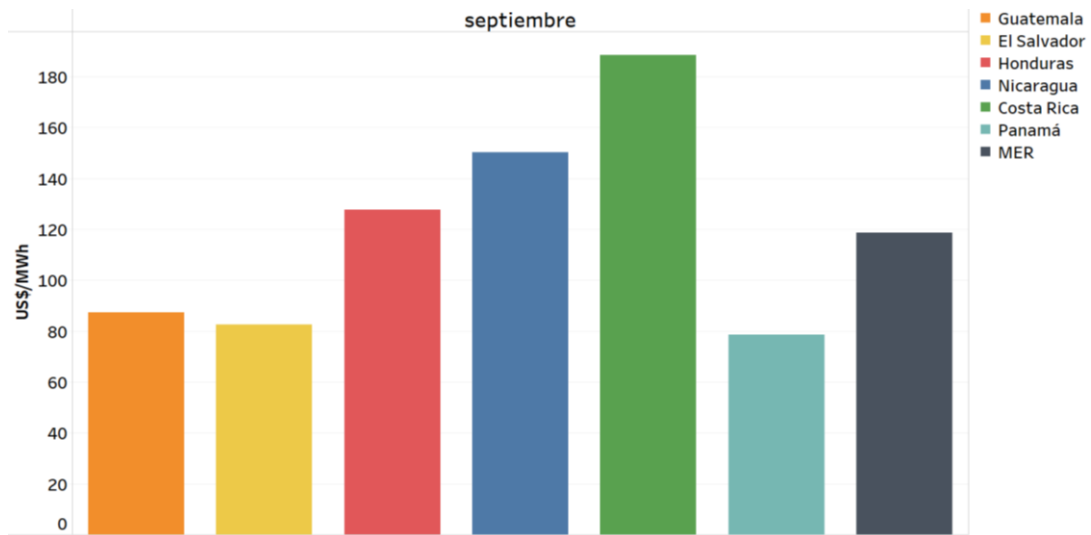
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional, de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov) y de la web [www.fxempire.es](http://www.fxempire.es)



## 4.2. Precios nacionales

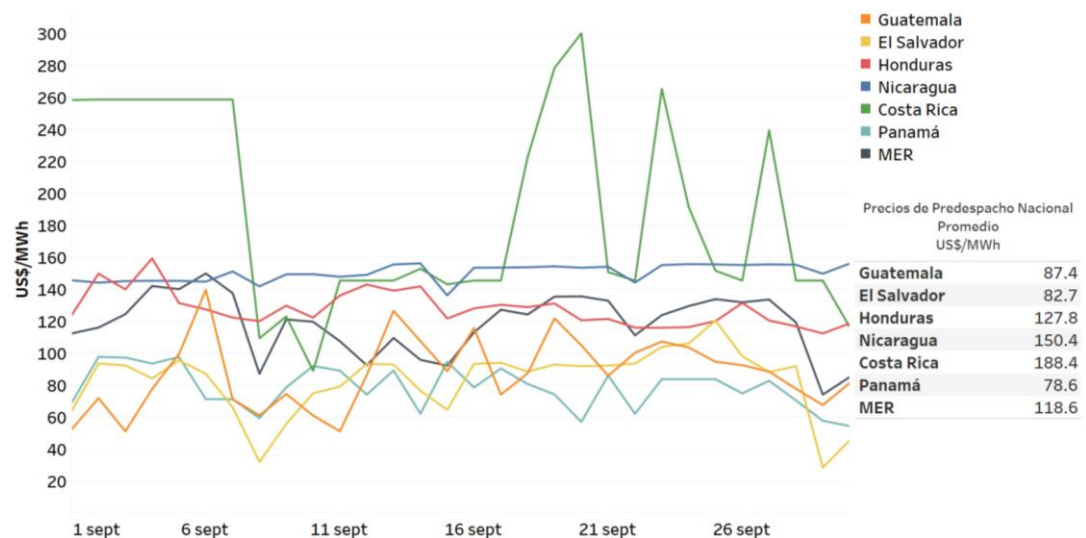
Al respecto de los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS), en comparación a los precios del MER, se observa que para septiembre los precios promedio de Guatemala, El Salvador y Panamá estuvieron por debajo del precio promedio del MER, lo que se corresponde con el hecho de que dichos países fueron los que más inyectaron energía al MER durante el mes en cuestión; para el caso de Costa Rica y Nicaragua, que fueron dos de los países que más retiraron energía del MER durante septiembre, se observa que sus precios promedio fueron los más elevados respecto al precio promedio del MER, reflejándose claramente sus requerimientos de compra de energía.

FIGURA 9. PRECIOS MENSUALES PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER SEPTIEMBRE 2024



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

FIGURA 10. PRECIOS DIARIOS PROMEDIO EN LOS MERCADOS NACIONALES Y DEL MER SEPTIEMBRE 2024



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

## 5. Monitoreo del MER

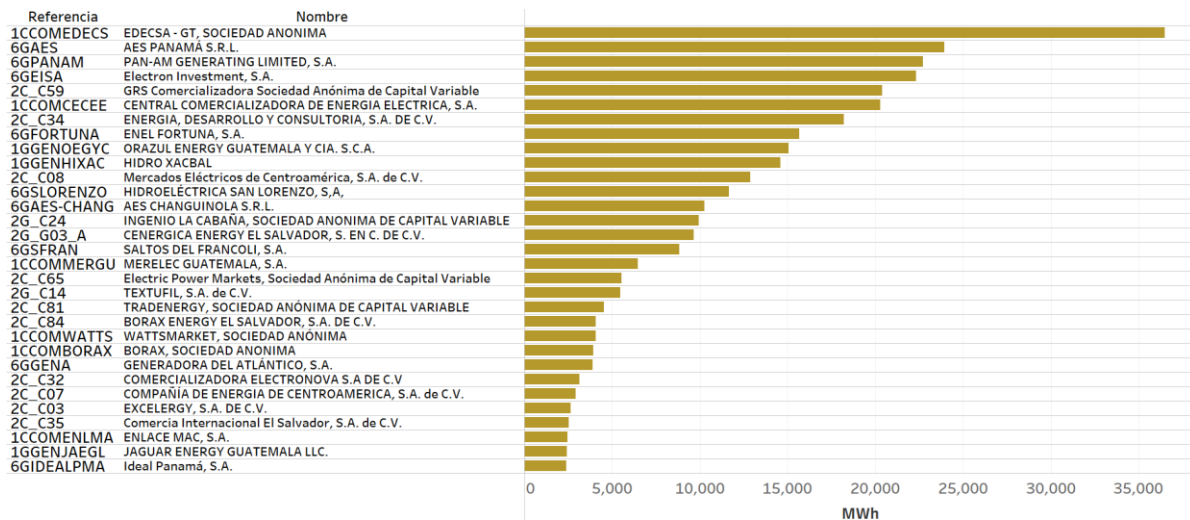
Es indispensable que dentro de la supervisión y vigilancia que realiza la CRIE al MER, se identifiquen los agentes que realizan la mayor cantidad de transacciones de energía, tanto de inyección como de retiro, con el fin evaluar posibles actos de concentración de mercado.

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

El agente guatemalteco EDECSA – GT, SOCIEDAD ANÓNIMA (1CCOMEDECS) fue el que más energía inyectó al MER durante septiembre, con 36,492 MWh lo que equivale al 10.28% del total. Adicionalmente, se observa que tres agentes de Panamá también inyectaron un volumen considerable de energía al MER:

- AES PANAMÁ S.R.L. (6GAES) con 23,941 MWh, lo que equivale al 6.74% del total.
- PAN-AM GENERATING LIMITED, S.A. (6GPANAM) con 22,701 MWh, lo que equivale al 6.39% del total.
- Electron Investment, S.A. (6GEISA) con 22,319 MWh, lo que equivale al 6.29% del total.

FIGURA 11. AGENTES CON MÁS INYECCIONES AL MER SEPTIEMBRE 2024



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

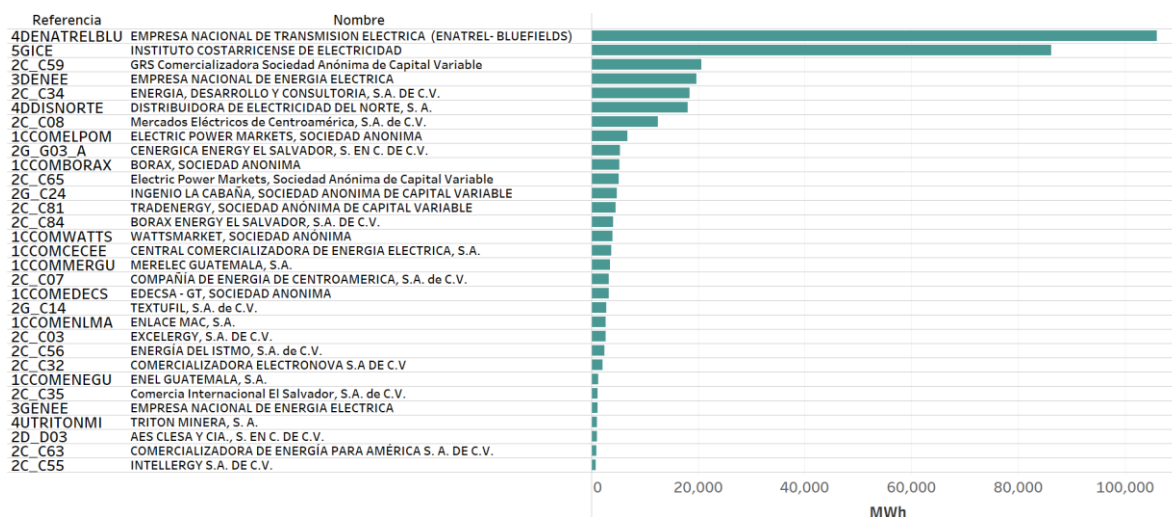
### 5.2. Agentes que más retiraron energía del MER

Dos agentes retiraron la mayor cantidad de energía del MER durante septiembre, siendo de Nicaragua y Costa Rica respectivamente:

- EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENATREL-BLUEFIELDS (4DENATRELBLU) con 105,920 MWh, lo que equivale al 29.31% del total.

- INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) con 86,132 MWh, lo que equivale al 23.83% del total.

FIGURA 12. AGENTES CON MÁS RETIROS DEL MER SEPTIEMBRE 2024



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

### 5.3. Agentes que ofertaron con precios mayores a US\$400/MWh en el MOR

Durante septiembre se realizaron ofertas de inyección de energía con precios mayores o iguales a US\$400/MWh en el MOR. La mayor cantidad de energía ofertada provino del INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE); importante mencionar que Costa Rica tuvo los CMS más elevados de la región en el mes, con un valor promedio de US\$188.4/MWh, sin embargo, se está dando el debido seguimiento a las declaraciones del agente costarricense.

También se destaca el caso del agente guatemalteco SAN DIEGO, S. A., que realizó ofertas a precios considerablemente elevados en comparación a los Costos Marginales de Guatemala, por lo que también se está dando el seguimiento respectivo. Finalmente, se observa que no hubo despacho de las ofertas realizadas por ambos agentes, por lo que los precios elevados no establecieron señales de mercado durante el periodo de análisis.

TABLA 1. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MAYORES A US\$400/MWH

| Referencia | Nombre                                  | Energía Declarada [MWh] | Energía Despachada [MWh] | Precio Promedio Ofertado [US\$/MWh] | Precio Máximo Ofertado [US\$/MWh] |
|------------|---|-------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| 5GICE      | INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD | 70,086.00               | 0.00                     | 582.50                              | 601.92                            |
| 1GGENINGS  | SAN DIEGO, S. A.                        | 372.56                  | 0.00                     | 500.00                              | 500.00                            |

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

## 5.4. Agentes que ofertaron con precios de US\$0/MWh asociados a Contratos Firmes

Durante septiembre, tres agentes realizaron ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) con precio de US\$0/MWh, los cuales se muestran a continuación:

TABLA 2. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES A US\$0/MWH

| Referencia | Nombre  | Energía Declarada [MWh] |
|------------|---|-------------------------|
| 1CCOMCECEE | CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A. | 16,636.44               |
| 6GGENA     | GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S DE R.L.                 | 417.60                  |
| 1GGERNACE  | RENACE, S. A.                                       | 409.68                  |

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

Se destaca al agente guatemalteco CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A. (1CCOMCECEE), debido a que del total de la energía declarada con precios de US\$0/MWh, el 95.26% pertenece a este agente. También es importante mencionar que, del total de energía declarada (152,595.26 MWh) a través de ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los Contratos Firmes, el 11.44% se declaró con precios de US\$0/MWh.

Al igual que para el caso de las declaraciones de ofertas de inyección con precios iguales o mayores a US\$400/MWh, también se está dando seguimiento y se están realizando las consultas correspondientes a los agentes involucrados, con relación a las declaraciones con precios de US\$0/MWh las cuales convierten a los Contratos Firmes en físicos en lugar de financieros.

## 5.5. Agentes que ofertaron con precios menores a US\$10/MWh en el MOR

En el transcurso de septiembre, catorce agentes ofertaron precios de retiro menores a US\$10/MWh en el MOR, observándose que la mayor cantidad de ofertas de este tipo fueron realizadas por agentes de El Salvador, con el 99.83% del total, mientras que el INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) realizó el resto de las ofertas, con el 0.17%. La información correspondiente puede verificarse en la Tabla 3.

Para el caso de las ofertas realizadas por agentes salvadoreños, si bien dichas ofertas llegaron a ser de US\$1/MWh, los CMS de El Salvador fueron menores durante todo el mes con un valor promedio de US\$82.7/MWh, en comparación al precio del MER, el cual tuvo un valor promedio de US\$118.6/MWh. Por otro lado, el INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (5GICE) llegó a ofertar precios de compra de US\$0.5/MWh, cuando los CMS de Costa Rica fueron mayores durante casi todo el mes, con un valor promedio de US\$188.4/MWh, en comparación al precio del MER indicado anteriormente.

Se está monitoreando y dando seguimiento a este tipo de declaraciones, además se están realizando las respectivas consultas al agente costarricense, con relación a la declaración de ofertas que evitan la compra de energía al MER.

TABLA 3. AGENTES CON PRECIOS DE INYECCIÓN OFERTADOS IGUALES O MENORES A US\$10/MWH

| Referencia | Nombre   | Energía Declarada [MWh] | Precio Promedio Ofertado [US\$/MWh] | Precio Mínimo Ofertado [US\$/MWh] |
|------------|--|-------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| 2C_C65     | Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable       | 8640.00                 | 5.00                                | 5.00                              |
| 2C_C56     | ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. de C.V.                                    | 4200.00                 | 3.45                                | 3.00                              |
| 2C_C32     | COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A DE C.V                            | 1920.00                 | 3.61                                | 3.00                              |
| 2C_C70     | Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.               | 1548.00                 | 3.92                                | 1.00                              |
| 2C_C45     | INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V. | 1370.00                 | 7.50                                | 6.00                              |
| 2C_C53     | MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.                           | 1080.23                 | 1.00                                | 1.00                              |
| 2C_C81     | TRADENERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE                   | 624.00                  | 1.00                                | 1.00                              |
| 2G_C18     | ENERGIA BOREALIS, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE             | 600.00                  | 10.00                               | 10.00                             |
| 2C_C08     | Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V.                 | 490.00                  | 7.71                                | 2.00                              |
| 2C_C67     | EIS POWER, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE                    | 170.00                  | 4.19                                | 2.50                              |
| 2C_C62     | ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE     | 144.00                  | 3.11                                | 3.00                              |
| 2C_C04     | COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA                    | 68.00                   | 5.58                                | 3.80                              |
| 2C_C83     | ENERLAT, S.A. DE C.V.  | 53.00                   | 1.36                                | 1.00                              |
| 5GICE      | INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD                            | 36.00                   | 0.50                                | 0.50                              |

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

## 6. Indicadores técnicos

Desde el punto de vista técnico, las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) y el resumen de eventos que involucraron la activación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF), representan la información relevante a considerar durante septiembre.

### 6.1. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) septiembre 2024

A continuación, se presenta el resumen de los resultados obtenidos por Ente Operador Regional (EOR) correspondientes a las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para septiembre de 2024.

TABLA 4. MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE – SUR

| Escenario de Demanda | GU-AELS + GUA-HON + ELS-HON (*) | HON-NIC | NIC-CRI | CRI-PAN |
|----------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|
| Máxima               | 300                             | 250     | 250     | 10      |
| Media                | 300                             | 280     | 280     | 10      |
| Mínima               | 300                             | 260     | 300     | 10      |

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

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

| Escenario de Demanda | GUA-ELS + GUA-HON + ELS-HON (*) | NIC-HON | CRI-NIC | PAN-CRI |
|----------------------|---------------------------------|---------|---------|---------|
| Máxima               | 300                             | 240     | 300     | 200     |
| Media                | 300                             | 120     | 280     | 200     |
| Mínima               | 300                             | 240     | 300     | 200     |

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

(\*) Los valores mostrados en las Tablas 3 y 4, representan la Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia de forma simultánea a través de Guatemala, El Salvador y Honduras.

## 6.2. Eventos de impacto regional ocurridos en septiembre de 2024

Un total de doce eventos provocaron la activación del EDACBF, los cuales se resumen a continuación en la siguiente Tabla:

TABLA 6. EVENTOS QUE PROVOCARON LA ACTIVACIÓN DEL EDACBF SEPTIEMBRE 2024

| Fecha      | Hora     | Resumen del Evento  |
|------------|----------|---|
| 2/09/2024  | 15:18:44 | Pérdida de 132 MW de generación en el área de control de Nicaragua, involucrando la planta Nicaragua y AMFELS, por fallas de transmisión.   |
| 4/09/2024  | 12:28:22 | Dispara la LT 230 kV Amarateca – Suyapa, provocando pérdida de generación en el área de control de Honduras de aproximadamente 84.98 MW.  |
| 5/09/2024  | 11:03:00 | Pérdida de 255.90 MW de generación en el área de control de Honduras debido a la explosión del interruptor 52E23 de la fase C de la Subestación San Pedro Sula (SPS).                       |
| 5/09/2024  | 15:20:00 | Reducción paulatina de 136.4 MW de generación en el área de control de Guatemala, correspondiente a la unidad 1 de la central Jaguar Energy.  |
| 5/09/2024  | 17:21:00 | Disparo de las unidades 1 y 3 de la central Costa Norte en Panamá por falla eléctrica ante descarga atmosférica, perdiendo entre ambas 153 MW de generación.                                |
| 7/09/2024  | 14:43:47 | Pérdida de 78 MW de generación de la G3 de la planta Costa Norte en el área de control de Panamá, posteriormente se da otra pérdida de generación de 152 MW de G1 y G4.                     |
| 8/09/2024  | 08:55:11 | Disparo por cortocircuito de la línea asociada a la central fotovoltaica MARCOVIA, disparando 77.45 MW en el área de control de Honduras.   |
| 8/09/2024  | 09:53:00 | Descenso y pérdida de generación fotovoltaica, totalizando una pérdida de 85.64MW de generación en el área de control de Honduras.  |
| 8/09/2024  | 12:54:00 | Pérdida de 81.19 MW de generación en el área de control de Honduras.  |
| 15/09/2024 | 15:37:00 | Disparos de elementos de transmisión en cascada que provocan la salida de 125 MW de carga y 53 MW de generación en el área de control de Nicaragua.   |
| 16/09/2024 | 15:29:46 | Falla de LT 230 kV Prados – León I, provocando la pérdida de aproximadamente 62 MW de generación fotovoltaica en el área de control de Honduras.  |
| 21/09/2024 | 13:47:49 | Pérdida en el sistema eléctrico de México de 500 MW de carga; activación el esquema C8 del SPEAR (EDGxPC) en el área de control de Panamá, desconectando un total de 95.6 MW de generación. |

Fuente: Elaboración propia con información proveniente de los informes finales de los eventos elaborados por el EOR

Los montos de carga que se desconectaron en la región derivado de los eventos que tuvieron afectación regional durante septiembre, así como la frecuencia mínima registrada durante cada evento, se detalla a continuación en la siguiente Tabla:

TABLA 7. FRECUENCIA REGISTRADA Y CARGA DESCONECTADA DURANTE EVENTOS SEPTIEMBRE 2024

| Fecha      | Hora     | Frecuencia Mínima Registrada [Hz] | Total de Carga Desconectada en la Región [MW] |
|------------|----------|-----------------------------------|---|
| 2/09/2024  | 15:18:44 | 59.17                             | 297.74  |
| 4/09/2024  | 12:28:22 | 59.13                             | 289.08  |
| 5/09/2024  | 11:03:00 | 59.03                             | 612.41  |
| 5/09/2024  | 15:20:00 | 59.24                             | 298.46  |
| 5/09/2024  | 17:21:00 | 59.27                             | 262.93  |
| 7/09/2024  | 14:43:47 | 59.10                             | 278.9   |
| 8/09/2024  | 08:55:11 | 59.04                             | 367.35  |
| 8/09/2024  | 09:53:00 | 59.04                             | 411.28  |
| 8/09/2024  | 12:54:00 | 59.07                             | 354.09  |
| 15/09/2024 | 15:37:00 | 59.29                             | 231.99  |
| 16/09/2024 | 15:29:46 | 59.29                             | 47.24   |
| 21/09/2024 | 13:47:49 | 59.09                             | 289.65  |

Fuente: Elaboración propia con información proveniente de los informes finales de los eventos elaborados por el EOR