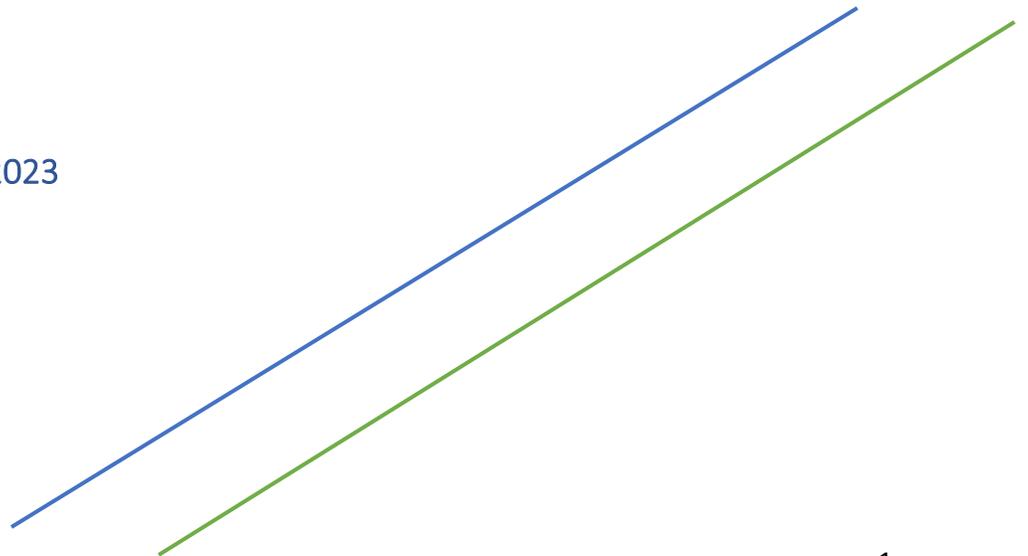


# COMISION REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA

INFORME DE SUPERVISIÓN  
DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL – MER -

SEGUNDO CUATRIMESTRE DE 2023

11 de octubre de 2023



# Contenido

Resumen.....	3
Evolución Del Mercado Eléctrico Regional.....	3
Inyecciones totales en el MER .....	3
Inyecciones y retiros por país.....	5
Evolución de histórica de las inyecciones al MER-jun 2013-sep2023 .....	6
Evolución histórica del cubrimiento del consumo regional con energía del MER-2014-jul.23 .....	7
Precios en el Mercado Eléctrico Regional:.....	8
Costos Marginales de los países miembros del MER.....	10
Precios del MER y los precios de petróleo .....	12
Agentes con más inyecciones en el MER .....	12
Agentes que más retiraron en el MER .....	14
Monitoreo de precios en el MER .....	16
Ofertas con precios mayores que US\$300/MWh .....	16
Ofertas con precios de 0USD/MWh.....	20
Generación y Demanda en los países miembros del MER.....	21
Energía demandada .....	21
Oferta Disponible en el MER para primer semestre el año 2023 .....	22
Energía generada por tecnología en el MER.....	23
Demanda Máxima del SER .....	24
Máximas Capacidades De Transferencia De Potencia .....	25
Activación de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) .....	29
Eventos de impacto regional ocurridos en el SER durante los meses de mayo a agosto 2023.....	31

## Resumen

El alcance de este informe es presentar la evolución del Mercado Eléctrico Regional durante el segundo cuatrimestre de 2023; en particular, lo establecido en el numeral 2.2.9 del Libro IV del RMER que establece que: *“La CRIE elaborará y publicará, por lo menos una vez cada cuatro (4) meses, informes donde describa las actividades de vigilancia y evaluación del Mercado llevadas a cabo durante el período precedente y los estudios y análisis realizados sobre situaciones particulares”*.

Durante el cuatrimestre de abril a mayo de 2023, se registró el fenómeno climático El Niño en la región. Esta situación climática se caracteriza por lluvias irregulares e inferiores a las normales, con el aumento de la temperatura del océano Pacífico.

En junio de 2023, la región sufrió las mayores consecuencias de este fenómeno debido a la escasez de generación hidroeléctrica: las inyecciones de energía al MER se redujeron considerablemente, con una disminución de 63.2%, con respecto a junio de 2022, llegando a los niveles de hace 10 años. Los altos precios de las ofertas de inyección al MER, establecieron precios nodales de hasta US\$1,535.00/MWh.

Por otra parte, la menor disponibilidad de agua afectó la generación de energía hidroeléctrica en Honduras y Guatemala, mientras que Panamá suspendió las ventas al mercado regional para mantener sus reservas.

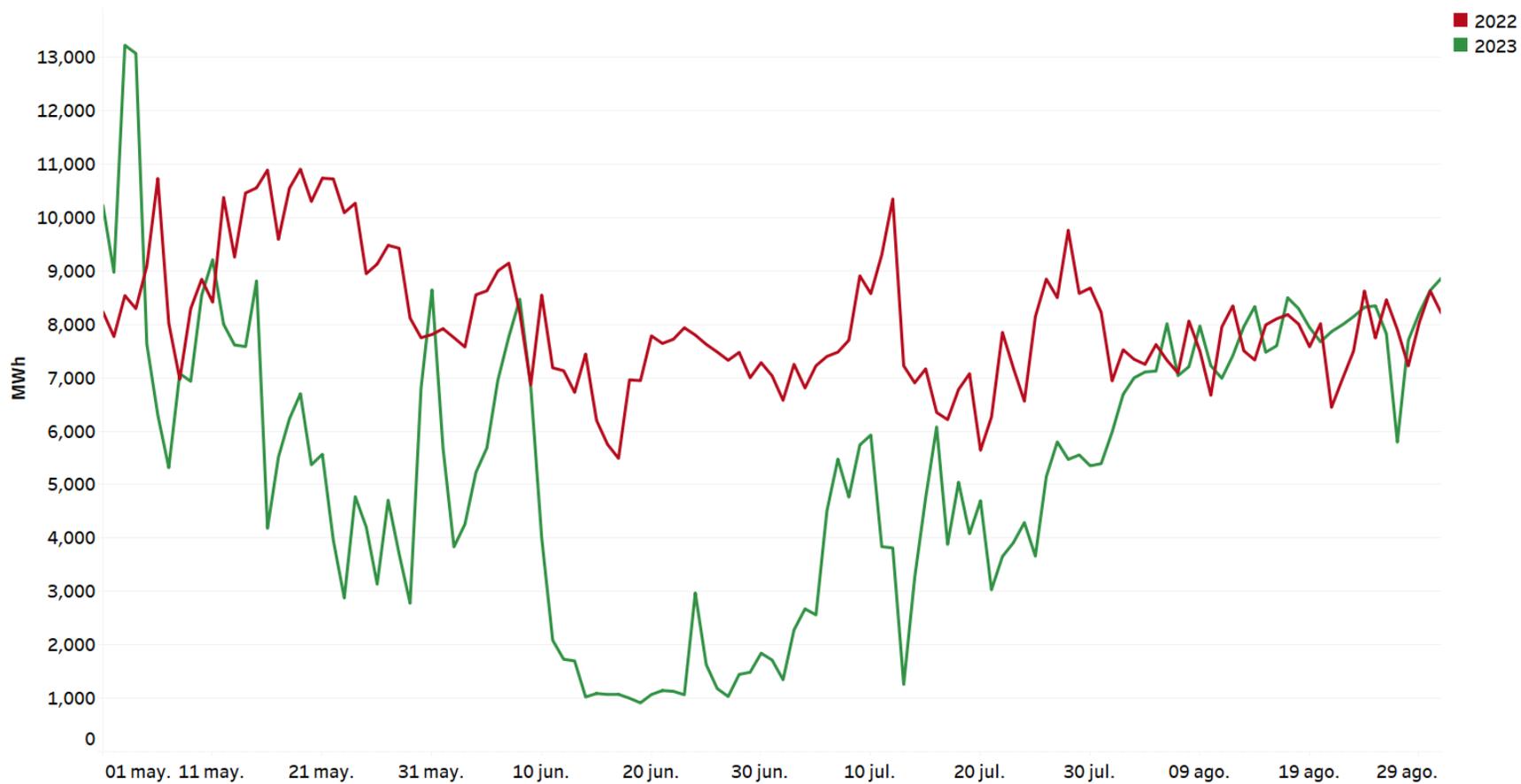
De esta manera, se vuelve importante la evaluación del MER dentro del contexto energético que atraviesa la región, así como la vigilancia para evitar conductas inapropiadas en el MER en época de escasez de energía.

## Evolución Del Mercado Eléctrico Regional

### Inyecciones totales en el MER

En el segundo cuatrimestre de 2022, las inyecciones al MER fueron de 988,289.82 MWh, mientras que, para igual cuatrimestre de 2023, las inyecciones al MER fueron de 660,243.14 MWh. Esto representa una disminución de un 33% con respecto a 2022. En el mes de junio de 2023, se registró una disminución de inyecciones en el MER de 63.2%, con respecto a junio de 2022 como se muestra en la Figura 1.

**Figura 1.** Inyecciones diarias en el MER, mayo-agosto, 2022 y 2023

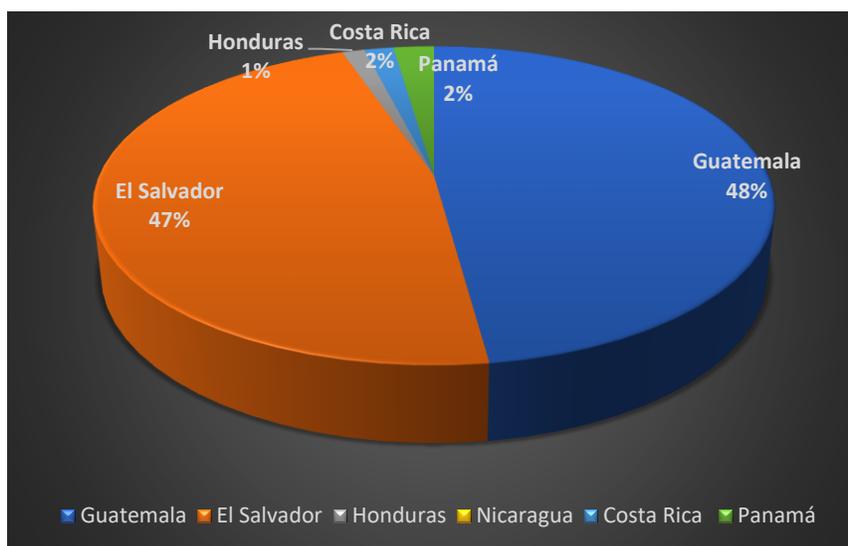


*Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional*

## Inyecciones y retiros por país

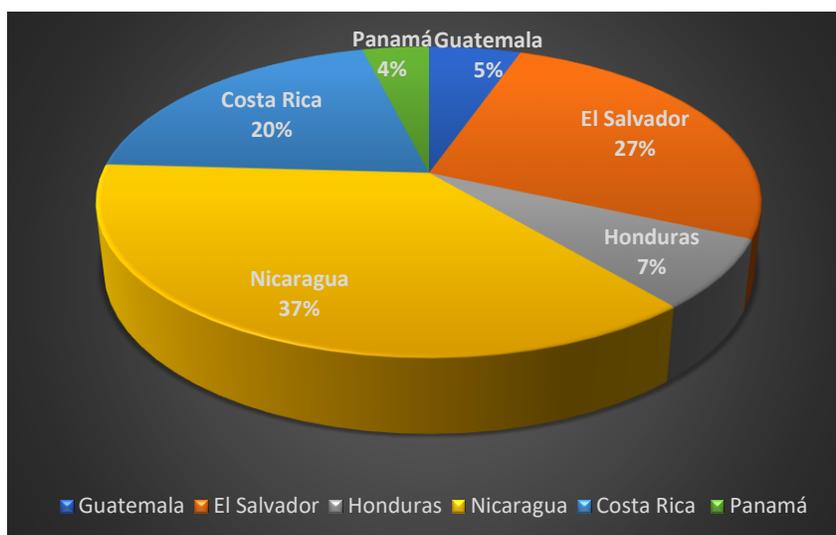
El país con más inyecciones fue Guatemala con 315,902.31 MWh, que representa el 48% de las inyecciones totales, seguido de El Salvador con 309,772.21 MWh (47%). Costa Rica y Panamá inyectaron el 2% del total, cada uno. Nicaragua registró pequeñas inyecciones a través del agente DISNORTE, que equivalen a un 0.002% del total. El país con mayor volumen de retiros fue Nicaragua con 232,888.38 MWh que representa el 37% de los retiros, seguido de El Salvador con el 27% del total.

**Figura 2.** Inyecciones al MER por país en el segundo cuatrimestre 2023 (%)



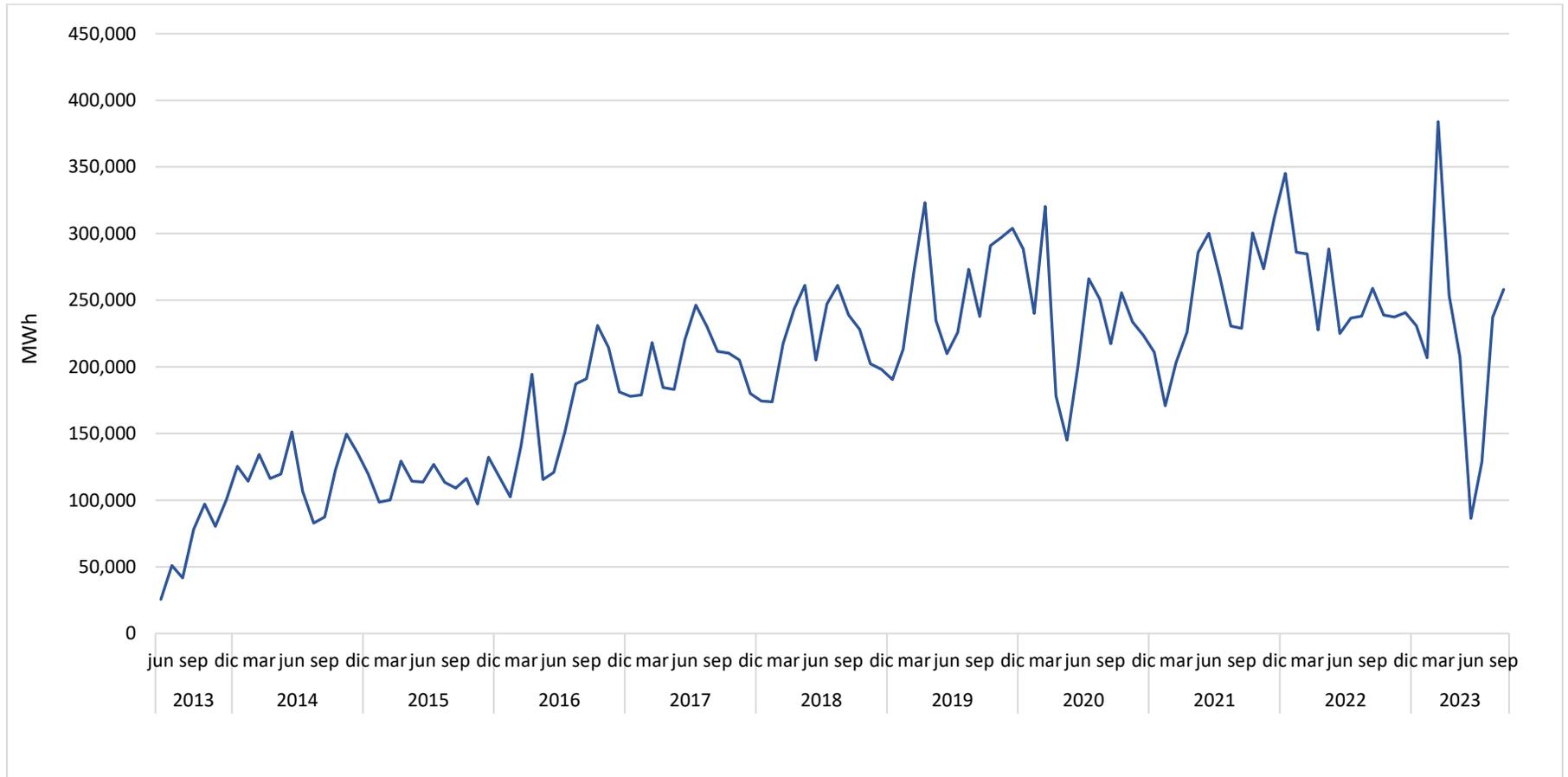
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

**Figura 3.** Retiros del MER por país en el segundo cuatrimestre 2023 (%)

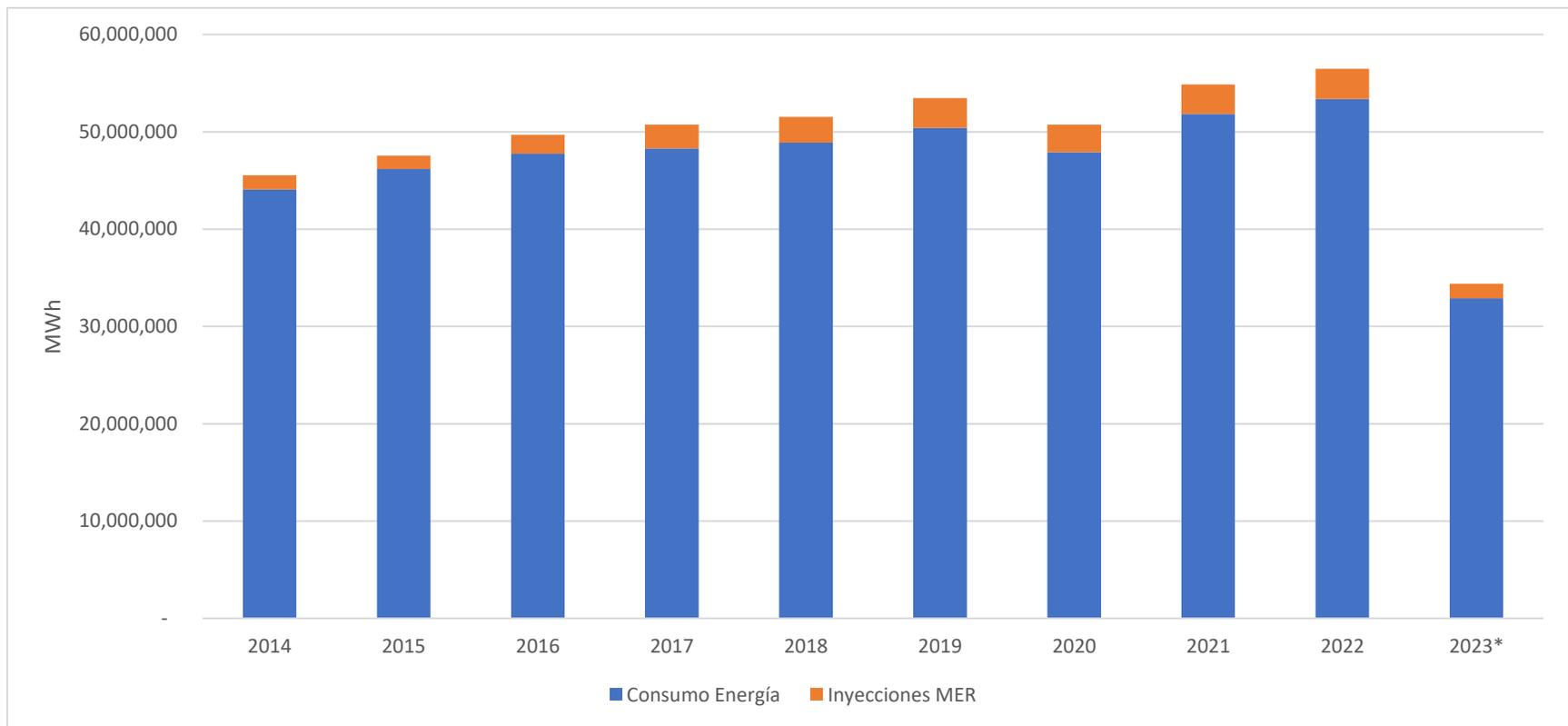


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

## Evolución de histórica de las inyecciones al MER-jun 2013-sep2023



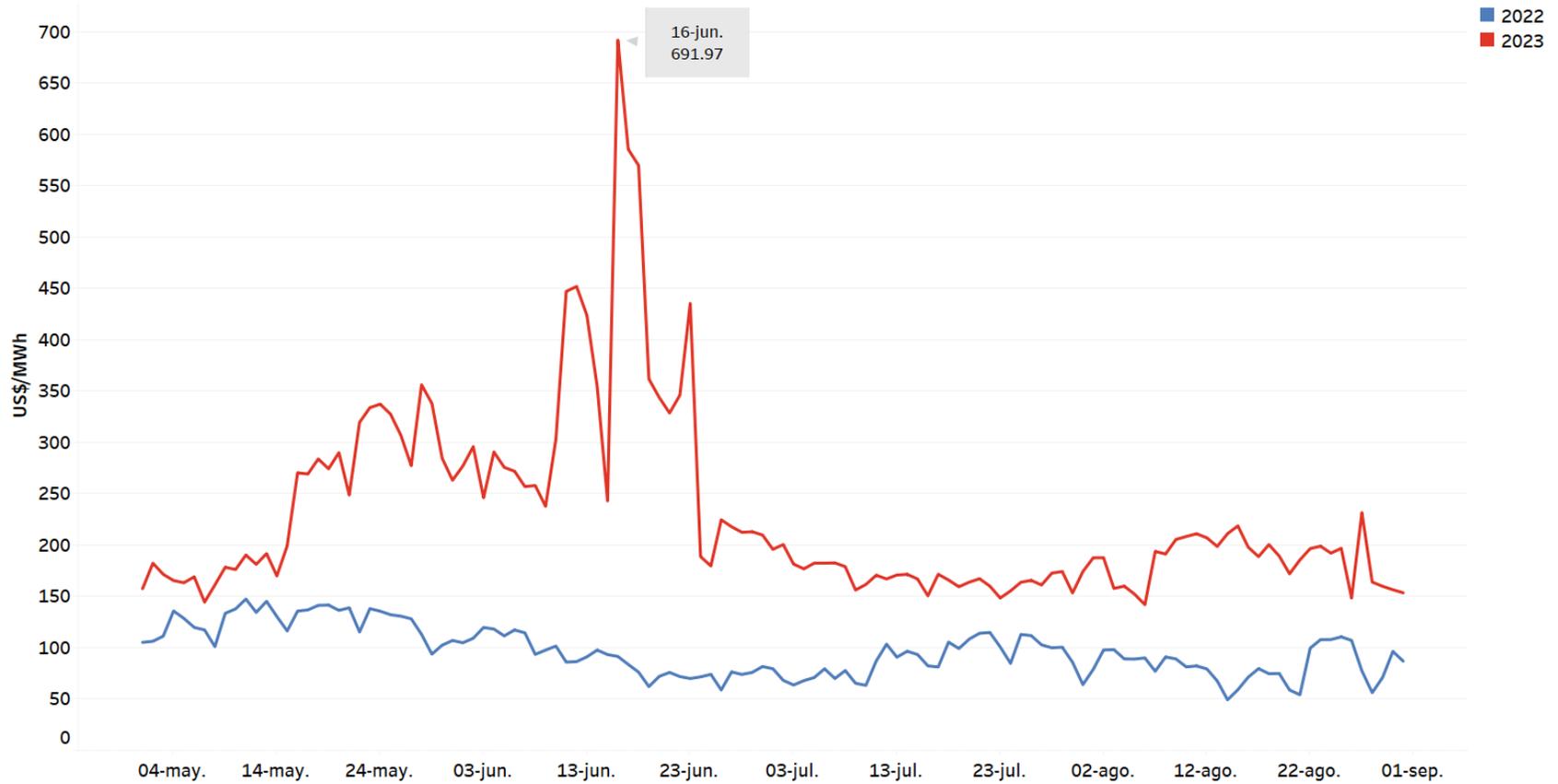
## Evolución histórica del cubrimiento del consumo regional con energía del MER-2014-jul.23



2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
3.3%	3.0%	4.1%	5.1%	5.4%	6.1%	5.9%	5.8%	5.8%	4.6%

## Precios en el Mercado Eléctrico Regional:

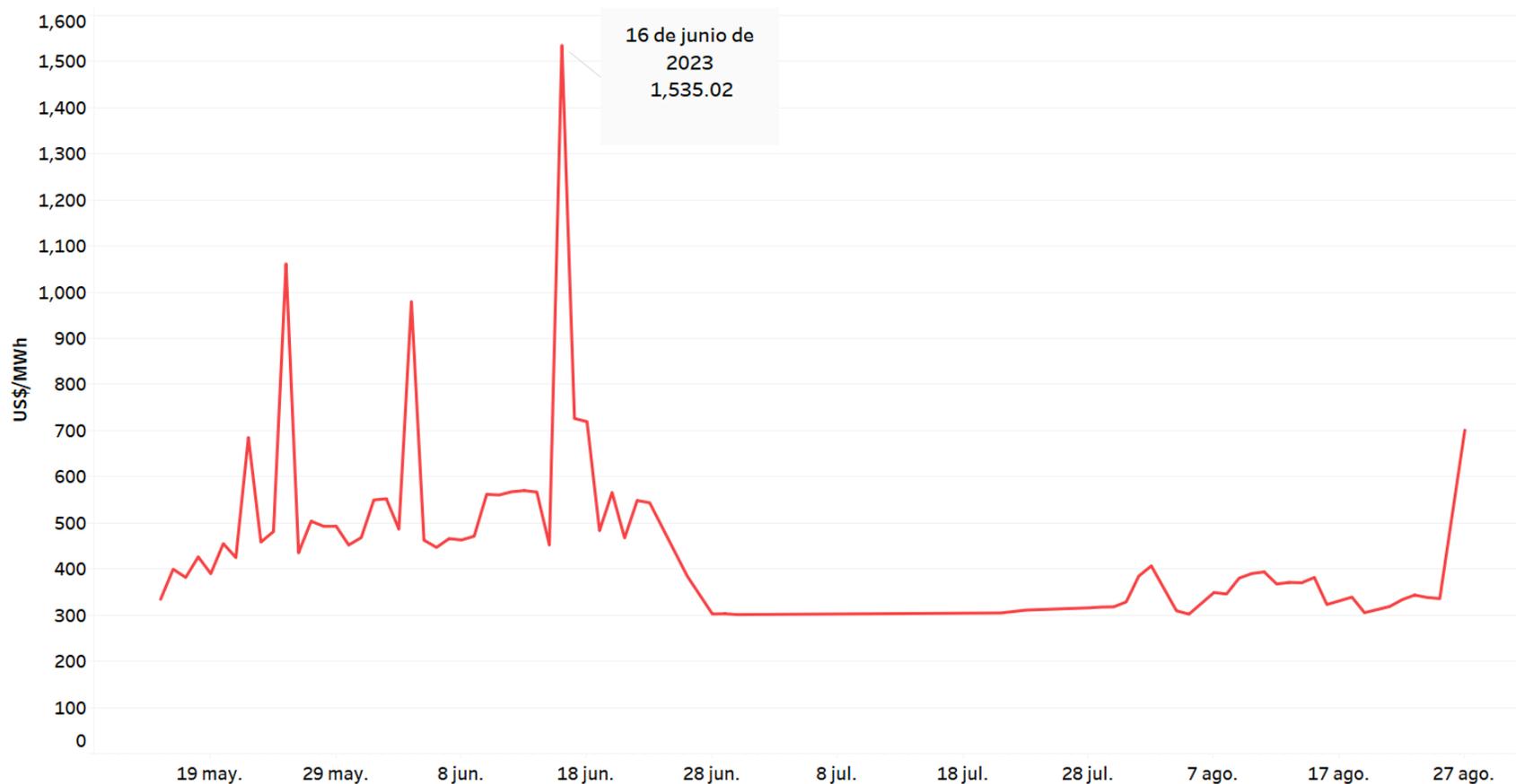
**Figura 4.** Precios promedio horarios del MER de mayo-agosto, 2022-2023



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

Durante el segundo cuatrimestre de 2023, el precio promedio del MER fue de US\$228.82/MWh, mientras que para el mismo periodo de 2022 fue de US\$96.39/MWh, un incremento de 237.39%. En junio el precio promedio diario fue de US\$691.97/MWh y un máximo el 16 de junio de 2023 de US\$1,535.02/MWh, en el nodo 6059 (Las Minas 1), por la marginación de ofertas del agente DISNORTE .

**Figura 5.** Precios nodales máximos entre mayo y agosto de 2023



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

El aumento generalizado de precios en el MER se explica por el fenómeno climático El Niño que se ha registrado en la región. Dicho fenómeno se caracteriza por lluvias inferiores a las normales y el aumento de la temperatura del océano Pacífico. La falta de precipitaciones ocasionó la disminución de generación hidroeléctrica en los países de la región, y una mayor dependencia de generación térmica a base de combustibles fósiles.

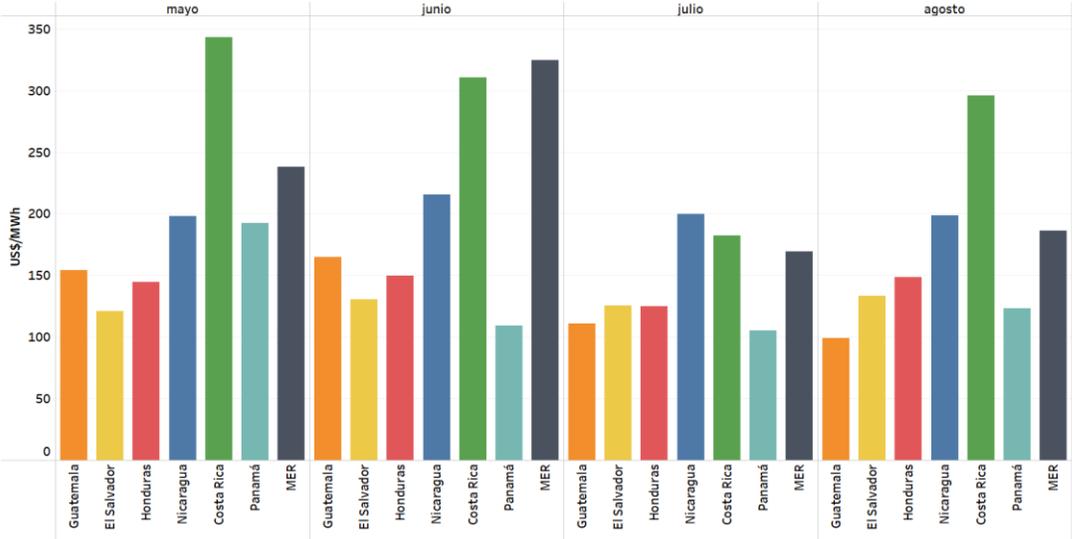
Esto ha resultado en un aumento de los costos de producción de electricidad, ya que los combustibles fósiles suelen ser más costosos que la energía hidroeléctrica, o el cálculo del valor del agua, pudo ser incrementado para guardar energía en los embalses.

### Costos Marginales de los países miembros del MER

Se presentan los precios de los Predespachos Nacionales o Costos Marginales de los Sistemas (CMS) con relación al MER, de mayo a agosto de 2023. En dicho periodo los costos marginales más elevados se dan en los meses de mayo y junio de 2023, sobre todo en el área de control de Costa Rica que supera los US\$300/MWh.

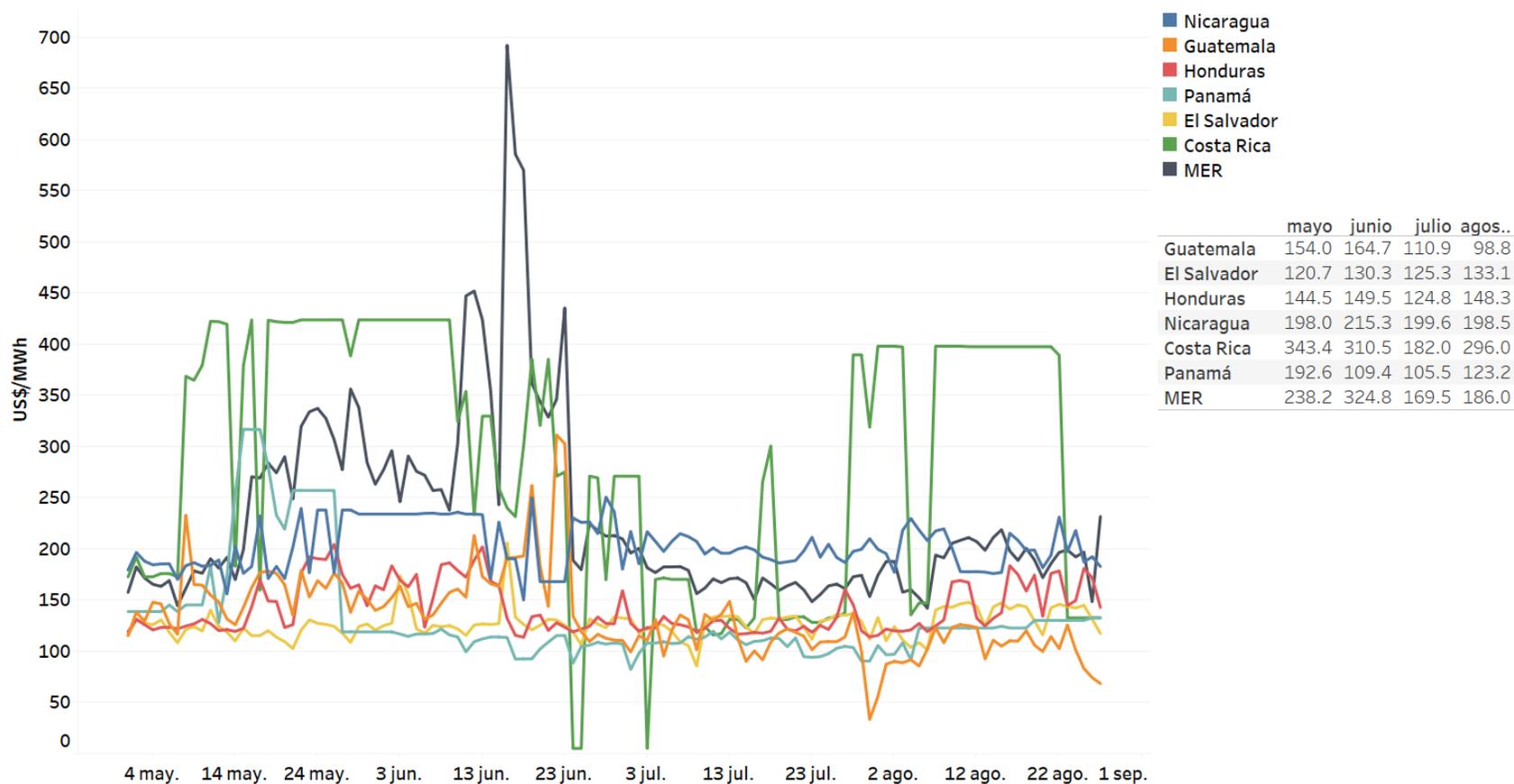
El comportamiento del CMS de Costa Rica no guarda relación con el comportamiento de los precios de predespacho de los otros países. Igualmente, los precios inusualmente altos del MER del mes de mayo 2023, no guardan relación con los CMS de los países.

**Figura 6.** Precios de predespacho en los mercados nacionales de mayo a agosto de 2023



Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional

**Figura 7. Precios de predespachos nacionales de mayo-agosto 2023**

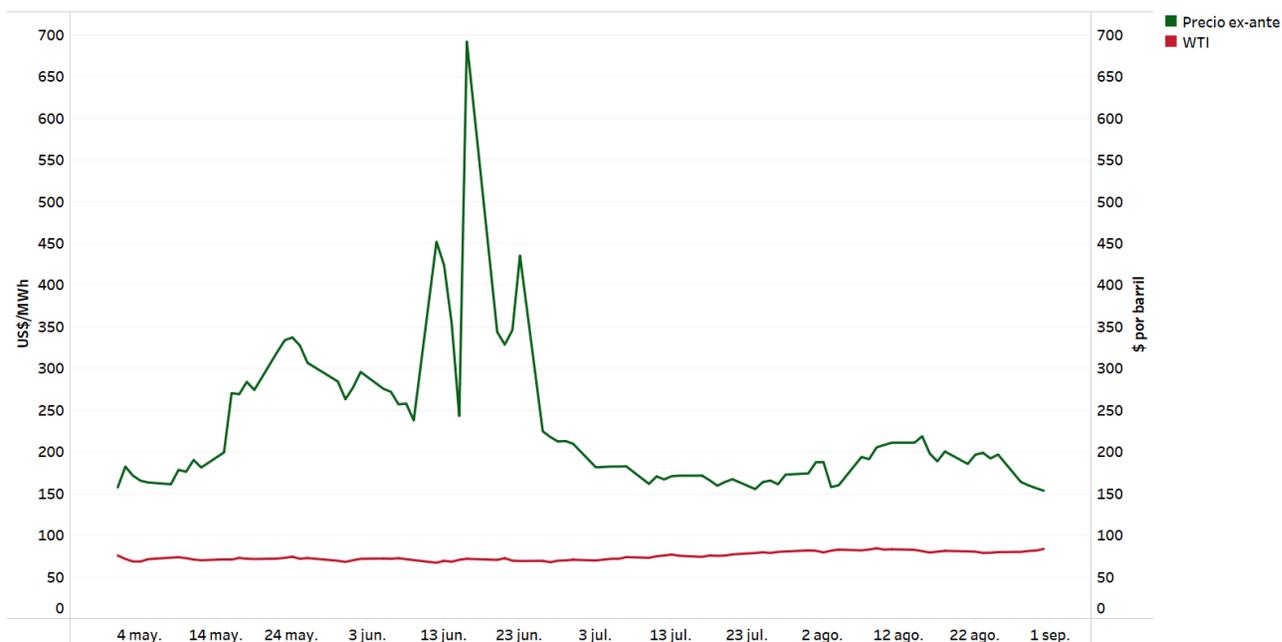


*Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional*

## Precios del MER y los precios de petróleo

En la Figura 8 se muestra como el precio del petróleo (\$ por barril) se ha mantenido constante de \$65 por barril durante el segundo cuatrimestre del 2023, mientras que el precio promedio del MER presenta variaciones en los meses de mayo a agosto de 2023. Esto indica que, las ofertas en el MER declaradas por los agentes no están relacionadas a ofertas de generación con derivados de petróleo como, por ejemplo, el búnker. El coeficiente de correlación negativo de -0.4551 indica una correlación inversa entre los precios del MER y los precios de combustibles derivados del petróleo, o sea, estas dos variables no guardan relación y se mueven en direcciones opuestas.

**Figura 8.** Precios del MER y precios de petróleo, enero – abril 2023



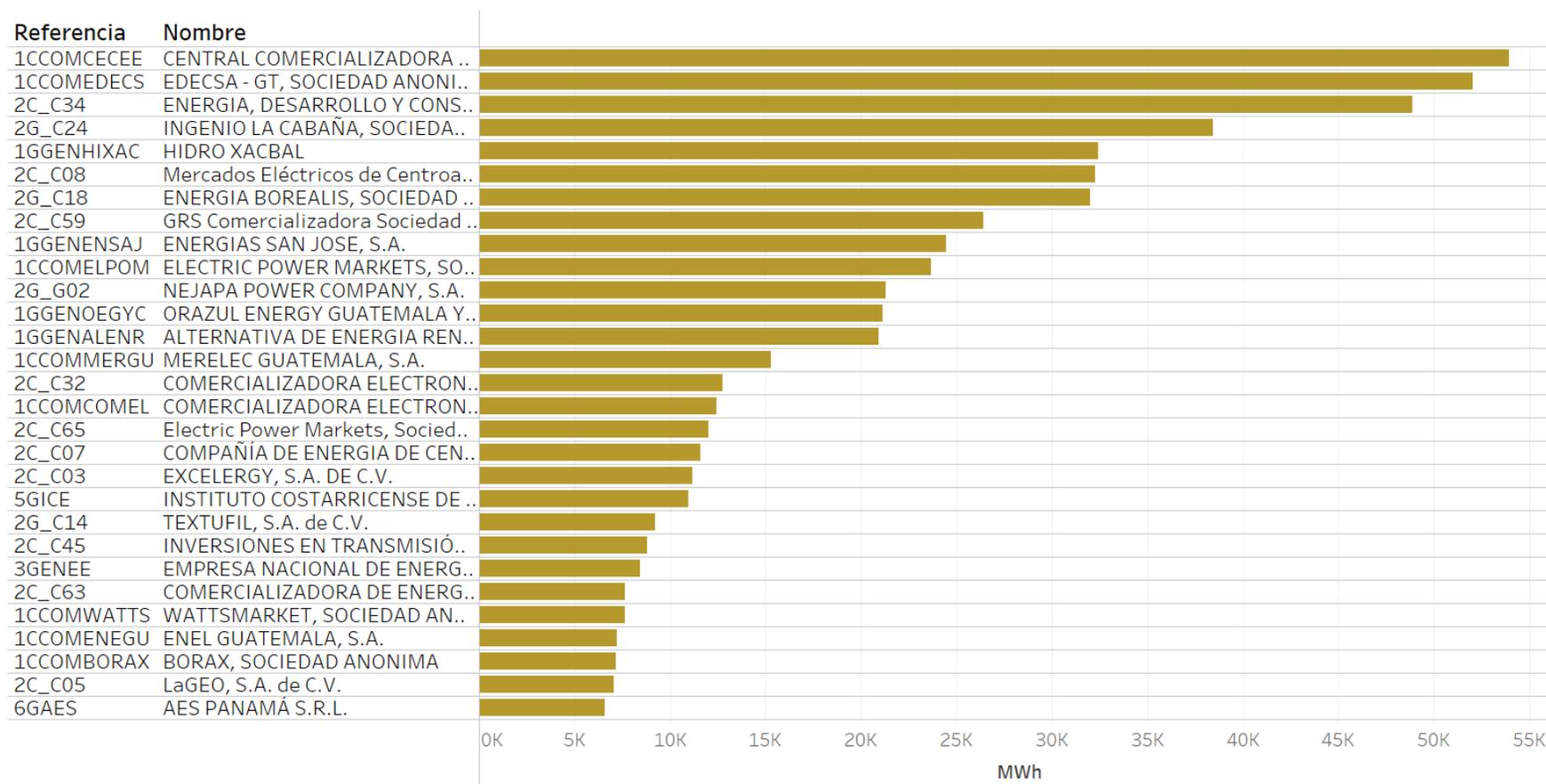
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos regional y de la web [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

## Agentes con más inyecciones en el MER

Los agentes con mayores ventas al MER para el período de análisis fueron de El Salvador y de Guatemala:

- Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A. (1CCOMCECEE) con 53,940 MWh, lo que equivale al 8.17% del total.
- EDECSA-GT, Sociedad Anónima (1CCOMEDECS) con 52,028 MWh, lo que equivale al 7.88% del total.
- Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (2C\_C34) con 48,886 MWh, lo que equivale al 7.40% del total.

**Figura 9.** Principales agentes con mayores inyecciones al MER de mayo a agosto de 2023



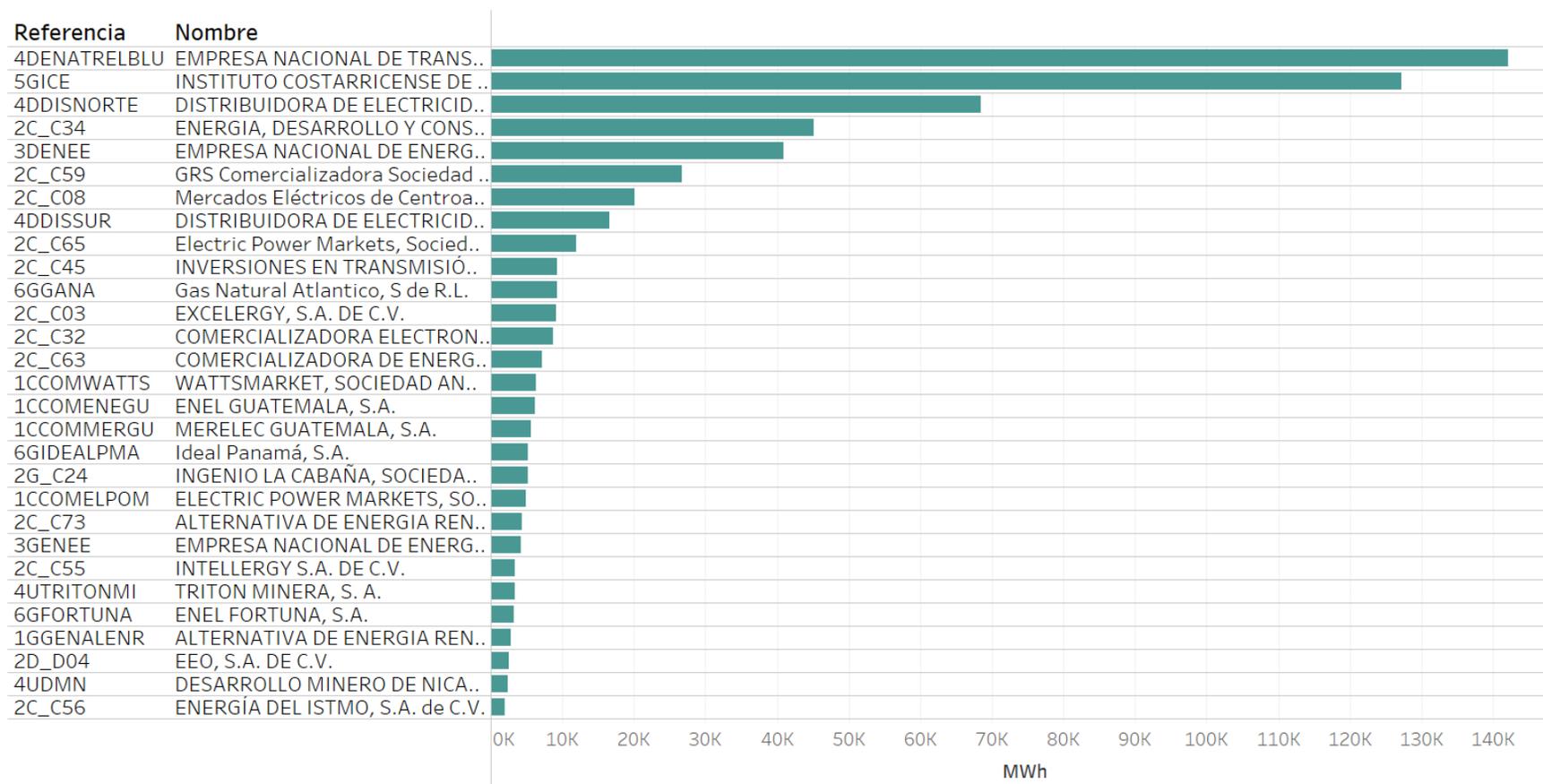
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional

## Agentes que más retiraron en el MER

Para el caso de los agentes que más compraron en el MER, en el período de análisis, se observa que son los de Nicaragua y Costa Rica:

- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (4DENATRELBLU) con 142,178 MWh, lo que equivale al 22.60% del total.
- Instituto Costarricense de Electricidad (5GICE) con 127,172 MWh, lo que equivale al 22.22% del total.
- Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (4DDISNORTE) con 68,415 MWh, lo que equivale al 10.88% del total.

**Figura 10.** Principales agentes con mayores retiros en el MER de mayo a agosto de 2023



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

## Monitoreo de precios en el MER

### Ofertas con precios mayores que US\$300/MWh

Durante el segundo cuatrimestre de 2023, en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) se realizaron ofertas de inyección con precios mayores a US\$300/MWh, los cuales fijaron precios mayores a 400\$/MWh. Tal como fue explicado, las ofertas del agente DISNORTE establecieron precios inusualmente altos en los nodos de la RTR.

Adicionalmente, se observó una tendencia en los precios ofertados por los agentes de Panamá, en donde, dependiendo del nodo de oferta, se colocaba el mismo precio para cada agente. Estos precios superaron en muchas ocasiones los US\$400/MWh, por esta razón, se remitieron notas a los agentes: AES Panamá, CELSIA Centroamérica, ENEL FORTUNA, Hidroeléctrica San Lorenzo y ELECTRON INVESTMENT, solicitando las explicaciones técnico-económicas que sustentaran los precios ofertados.

#### Aclaración de los agentes de Panamá:

La explicación brindada por los agentes fue que las ofertas se ejecutan siguiendo el procedimiento establecido en la Metodología de Detalle del Mercado Eléctrico Panameño, el cual establece lo siguiente:

#### ***(MHE.3.3.1) Proceso y Asignación de Ofertas de Oportunidad de Exportación***

*“1. Asignados a los respectivos nodos de la RTR (puntos de medida) los programas de exportación en el Mercado de Contratos, el CND calcula el excedente restante en cada uno de estos puntos.*

*2. A más tardar a las 13:00 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de exportación, el CND publicará en su portal WEB, los excedentes disponibles, los puntos de medidas, los nodos de la RTR asociados y los precios mínimos exigidos, respetando las restricciones operativas, los costos variables aplicable al despacho y el orden de mérito aplicable al despacho.*

*3. A más tardar a las 13:30 horas del día antes de entrar en vigencia las ofertas de exportación, los agentes deberán enviar sus correspondientes ofertas a través de la WEB del CND y en la plantilla destinada para ese fin.*

*4. Para cada nodo de la RTR (punto de medida), el CND verificará que las más económicas sean las que llenen el excedente nodal disponible, según el siguiente procedimiento:*

*Se ordenan las ofertas por precio creciente.*

*Se agrupan las ofertas de igual precio*

*Se aceptan las ofertas por orden creciente de precio hasta llenar el excedente del nodo de la RTR (punto de medida) y de acuerdo al orden de mérito ascendente del costo variable aplicable al despacho.*

*Si la última oferta aceptada es un grupo de igual precio, se reparte de manera proporcional. Las ofertas cuyo precio esté debajo del mínimo informado (costo variable aplicado al predespacho nacional), serán eliminadas.”*

Por lo tanto, los precios de las ofertas son establecidos bajo ese reglamento y no por decisión de los agentes.

#### Aclaración del agente de Nicaragua:

Se consultó al agente DISNORTE de Nicaragua sobre el incremento de sus precios ofertados a partir de mayo 2023, llegando a un máximo de US\$980/MWh. Estos precios se encontraban muy apartados del Costo Marginal del Sistema nacional, que en promedio era de US\$191/MWh. La respuesta brindada por el agente fue la siguiente:

*“Desde el inicio del MER, Nicaragua se ha caracterizado por ser un País predominantemente importador de Energía debido a las características del Mercado Local; de igual manera DISNORTE es un importador neto de Energía del MER, para cumplir con la obligación de garantizar el suministro de energía eléctrica según lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica de Nicaragua, su Reglamento y Normativas, tal como establece el artículo 172 del Reglamento y el TOC 3.5.7 de la Normativa de Operación.*

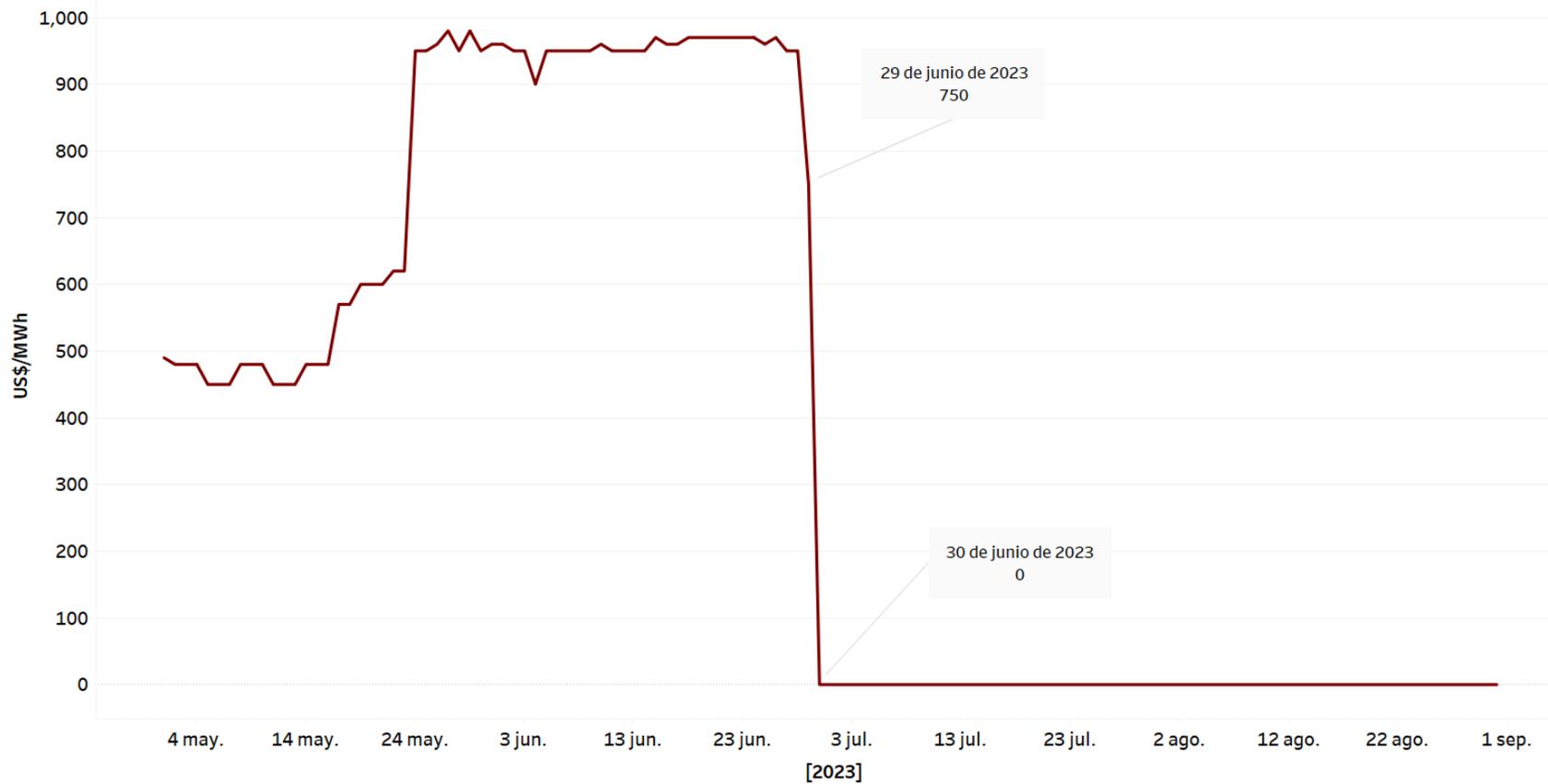
*Durante la historia del funcionamiento del MER; DISNORTE ha exportado cantidades mínimas de energía, caracterizándose en algunos periodos por precios altos debido a la configuración del Mercado Nacional, con el fin de suplir la demanda nacional y la disponibilidad de recursos de generación en el País conforme la regulación vigente.*

*Efectivamente, durante el periodo de enero a mayo 2023, se realizaron ofertas de inyección mínimas de energía a precios altos, siguiendo la tendencia de los precios del MER, con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda local y la disponibilidad de recursos de generación conforme lo establecido en el numeral 5.2.3 inciso b del RMER.*

*En ningún caso las ofertas de exportación de DISNORTE se han realizado para encarecer el MER u obtener ganancias, debido a que los volúmenes de energía ofertados tienden a cero, sin embargo en el periodo referido se presentaron condiciones excepcionales con los Contratos Firmes de Extracción de Nicaragua, los cuales no fueron abastecidos por las restricciones presentadas en los diferentes Países y con los que se contaba para abastecer el Mercado Nacional; resultando despachada la oferta de DISNORTE para cubrir las pérdidas por transacciones regionales marginando el Precio en el MOR con la consecuente afectación económica a la misma DISNORTE.”*

Posterior a la respuesta del agente y, a partir del 30 de junio de 2023, DISNORTE realiza ofertas de inyección al MOR de 0 MWh a 0US\$/MWh

**Figura 11.** Precios ofertados por el agente DISNORTE de mayo a agosto de 2023



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

En las siguientes tablas se muestran a los agentes que realizaron ofertas de inyección superior a US\$300/MWh por mes, de mayo a agosto de 2023, y su relación con el Costo Marginal del Sistema Nacional. Las diferencias entre estos precios son de entre 50% y 175%.

**Tabla 1.** Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$300/MWh mayo 2023

Referencia	Nombre	Precio Ofertado (US\$/MWh)	Precio exante promedio (US\$/MWh)	CMg promedio (US\$/MWh)
1CCOMBORAX	BORAX, SOCIEDAD ANONIMA	1665.84	238.16	153.95
1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	340	238.16	153.95
1CCOMSOLGU	SOLARIS GUATEMALA, S. A.	345	238.16	153.95
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA	350	238.16	153.95
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	300	238.16	153.95
1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	394	238.16	153.95
1GGENCEAIG	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	400	238.16	153.95
1GGENEMGEE	EMPRESA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DEL INDE	378.66	238.16	153.95
1GGENGENES	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	340	238.16	153.95
1GGENINGMA	INGENIO MAGDALENA, S.A.	484	238.16	153.95
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	340	238.16	153.95
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	365	238.16	153.95
2C_C04	COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA	380.1	238.16	120.68
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	350	238.16	120.68
2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.	400	238.16	120.68
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	350	238.16	120.68
2C_C70	Comercializadora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.	450	238.16	120.68
2G_C24	INGENIO LA CABAÑA, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	403.64	238.16	120.68
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	370	238.16	144.53
4GDISNORTE	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.	980	238.16	198.01
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	478.8	238.16	343.44
6GACP	AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	436.73	238.16	192.62
6GAES	AES PANAMÁ S.R.L.	443.19	238.16	192.62
6GAES-CHANG	AES CHANGUINOLA S.R.L.	443.19	238.16	192.62
6GCELSIACENT	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	392.19	238.16	192.62
6GEISA	Electron Investment, S.A.	443.19	238.16	192.62
6GFORTUNA	ENEL FORTUNA, S.A.	443.19	238.16	192.62
6GGANA	Gas Natural Atlantico, S de R.L.	443.19	238.16	192.62
6GGENA	GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	346.79	238.16	192.62
6GSLORENZO	HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO, S,A,	443.19	238.16	192.62

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional

**Tabla 2.** Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$300/MWh junio

Referencia	Nombre	Precio Ofertado (US\$/MWh)	Precio exante promedio (US\$/MWh)	CMg promedio (US\$/MWh)
1CCOMWATTS	WATTSMARKET, SOCIEDAD ANÓNIMA	325	324.82	164.74
1GGENALENR	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE, S.A.	365	324.82	164.74
1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	393	324.82	164.74
1GGENCAISA	COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.	391	324.82	164.74
1GGENCEAIG	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	350	324.82	164.74
1GGENGENES	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	320	324.82	164.74
1GGENINGSD	SAN DIEGO, S. A.	310	324.82	164.74
1GGENINGUN	INGENIO LA UNION, S.A.	317	324.82	164.74
2C_C04	COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA	513.87	324.82	130.27
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	350	324.82	130.27
2C_C63	COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S. A. DE C.V.	400	324.82	130.27
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	350	324.82	130.27
2C_C79	Energy Connection, S.A. de C.V.	300	324.82	130.27
3GENEE	EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA	400	324.82	149.48
4GDISNORTE	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S. A.	970	324.82	215.29
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	590.5	324.82	310.54

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional

**Tabla 3.** Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$300/MWh en julio

Referencia	Nombre	Precio Ofertado (US\$/MWh)	Precio ex ante promedio (US\$/MWh)	CMg promedio (US\$/MWh)
1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	460	169.48	110.89
1GGENBIOEN	BIOMASS ENERGY, S.A.	335	169.48	110.89
1GGENGENES	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	460	169.48	110.89
1GGENINGS	SAN DIEGO, S. A.	440	169.48	110.89
1GGENINPAG	INGENIO PALO GORDO, S.A.	400	169.48	110.89
1GGENJAEGL	JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	500	169.48	110.89
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	330	169.48	110.89
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	350	169.48	125.34
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	350	169.48	125.34
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	596.97	169.48	182.02

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional

**Tabla 4.** Agentes con precios de inyección ofertados iguales o mayores a US\$300/MWh en agosto

Referencia	Nombre	Precio Ofertado (US\$/MWh)	Precio ex ante promedio (US\$/MWh)	CMg promedio (US\$/MWh)
1CCOMCOENM	CONSORCIO ENERGETICO MAAYAT'AAN, SOCIEDAD ANONIMA	340	185.97	98.81
1GGENCAISA	COMPAÑIA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S. A.	1120	185.97	98.81
1GGENCEAIG	CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S. A.	350	185.97	98.81
1GGENGENES	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	340	185.97	98.81
1GGENINGS	SAN DIEGO, S. A.	440	185.97	98.81
1GGENINPAG	INGENIO PALO GORDO, S.A.	400	185.97	98.81
1GGENOEGYC	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	330	185.97	98.81
2C_C59	GRS Comercializadora Sociedad Anonima de Capital Variable	350	185.97	133.07
2C_C65	Electric Power Markets, Sociedad Anónima de Capital Variable	350	185.97	133.07
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	597	185.97	296.04

Fuente: Elaboración propia con información publicada en la página web de los OS/OM y la Base de Datos Regional

## Ofertas con precios de 0USD/MWh

Para el segundo cuatrimestre del 2023, las ofertas de oportunidad de inyección asociadas a Contratos Firmes (CF) que se presentaron con un precio de US\$0/MWh, estas ofertas fueron presentadas por 5 agentes del MER en los meses de julio y agosto. En la Tabla 5 se muestra la energía, en MWh, ofertada por cada uno de los agentes para cada mes.

**Tabla 5.** Agentes con precios de inyección ofertados a US\$0/MWh

Referencia	Nombre	Julio	Agosto
1CCOMCECEE	CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	9,750.00	35,719.20
1CCOMEDECS	EDECSA - GT, SOCIEDAD ANONIMA	407.04	-
1CCOMELPOM	ELECTRIC POWER MARKETS, SOCIEDAD ANONIMA	-	40.00
1GGENLUFEG	LUZ Y FUERZA ELECTRICA DE GUATEMALA LTDA.	3.76	-
5GICE	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	1,440.00	-

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

En julio de 2023, del total de energía declarada (43,701.85 MWh), a través de ofertas de flexibilidad de inyección asociadas a los contratos firmes, el 26.55% se declaró con precios

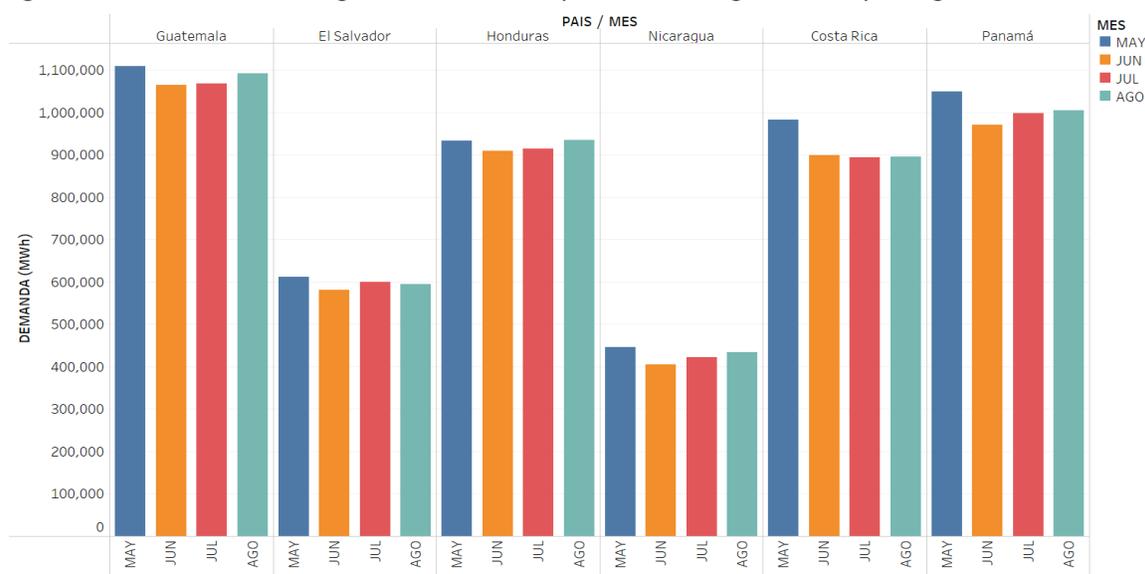
de US\$0/MWh. Mientras que, para agosto, del total de energía declarada (99,583.77 MWh), el 35.91% se declaró con precios de US\$0/MWh. Se ha avanzado en los análisis e investigaciones sobre los precios ofertados al MER con relación a costos de generación y/o Costos Marginales de los sistemas nacionales, entre otros.

## Generación y Demanda en los países miembros del MER

### Energía demandada

Como se puede observar en la Figura 12, en el mes de mayo se dio un mayor consumo energético de la región, con un máximo requerimiento de energía proveniente de fuentes no renovables, esto debido a la sequía que azotaba la región. El país con mas consumo energético en los meses de estudios fue Guatemala.

**Figura 12.** Consumo de energía eléctrica en los países de la región de mayo a agosto 2023



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

**Tabla 6.** Consumo de energía en los países de la región de mayo a agosto de 2023 (MWh).

PAIS	MES			
	MAY	JUN	JUL	AGO
Guatemala	1,108,079	1,065,143	1,067,828	1,091,749
El Salvador	612,443	580,571	599,527	595,062
Honduras	932,262	909,766	913,945	934,869
Nicaragua	445,521	404,101	422,110	433,964
Costa Rica	982,298	898,663	893,525	894,811
Panamá	1,049,166	971,187	998,443	1,005,162

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

## Oferta Disponible en el MER para primer semestre el año 2023

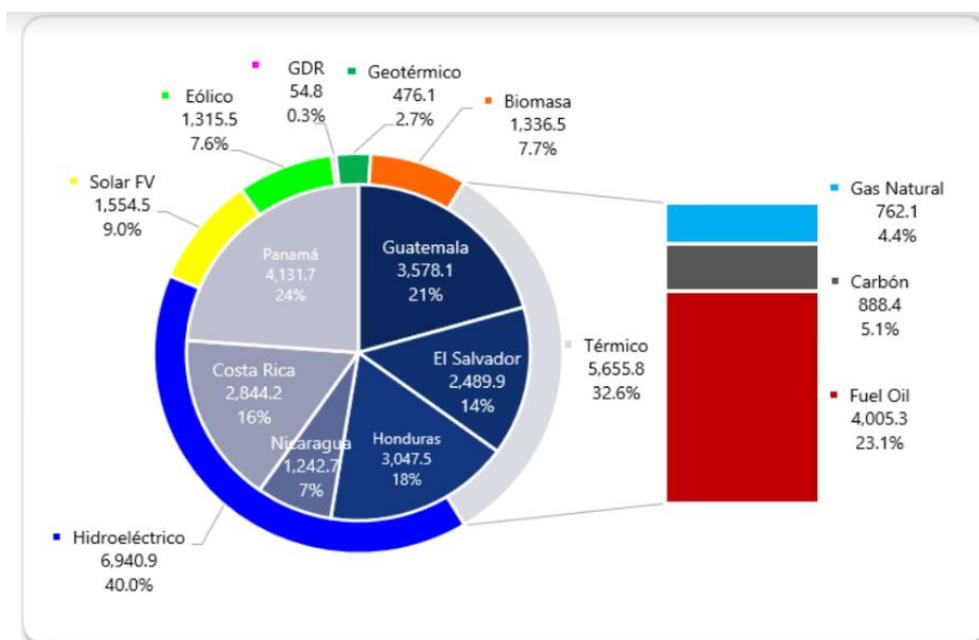
A principios de 2023 la generación disponible en los países del MER ascendía a **17,581.7 MW**, de los cuales el 40.4 % corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.2 % a termoeléctricas, 8.8 % a centrales solares fotovoltaicas, 7.6 % a centrales de biomasa, 7.5 % a centrales eólicas, 3.2 % a centrales geotérmicas y 0.3 % a generación distribuida. A continuación, se presenta el detalle por país:

**Tabla 7.** Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

Recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total C.A.
Hidroeléctrico	1,530.7	622.9	922.1	139.2	2,107.4	1,776.6	7,098.9
Solar FV	80.0	347.3	504.7	12.0	21.4	589.1	1,554.5
Eólico	102.5	50.0	238.1	186.6	402.3	336.0	1,315.5
Generación Distribuida	54.8	-	-	-	-	-	54.8
Geotérmico	33.6	174.5	35.0	110.0	212.7	-	565.8
Biomasa	671.2	208.0	233.9	146.0	37.3	40.1	1,336.5
Gas Natural	2.6	378.5	-	-	-	381.0	762.1
Carbón	483.4	-	105.0	-	-	300.0	888.4
Fuel Oil	619.3	708.7	1,008.7	648.9	310.9	708.8	4,005.3
<b>Total general</b>	<b>3,578.1</b>	<b>2,489.9</b>	<b>3,047.5</b>	<b>1,242.7</b>	<b>3,091.9</b>	<b>4,131.7</b>	<b>17,581.7</b>

Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2023-2024. Elaborado por el EOR.

**Figura 13.** Capacidad instalada en el MER a junio 2023



Fuente: Informe de Planeamiento Operativo de América Central 2023-2024. Elaborado por el EOR.

## Energía generada por tecnología en el MER

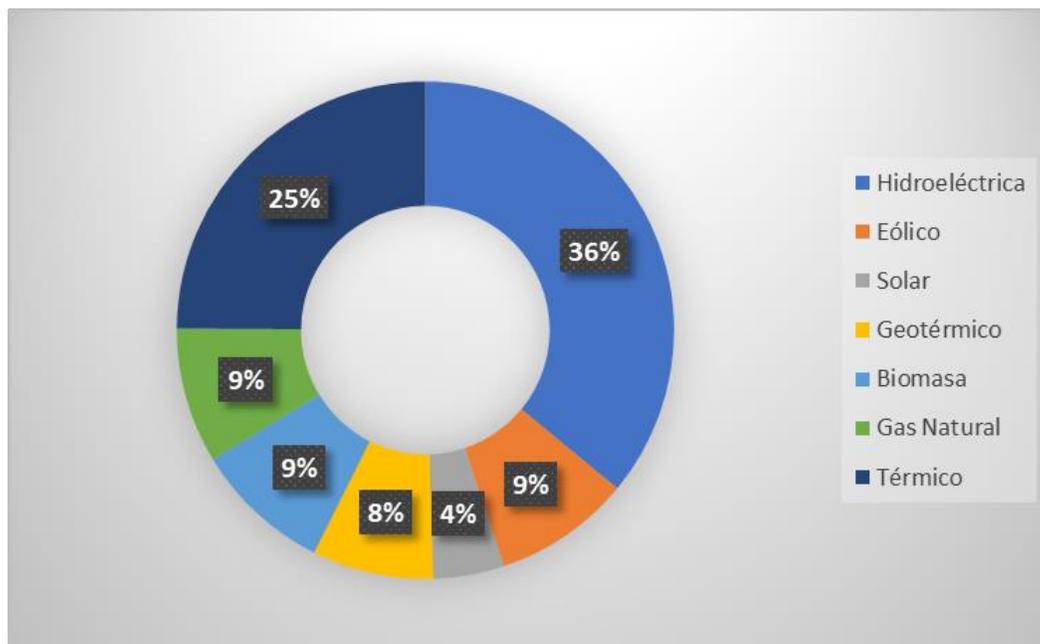
El 75.11% de la energía generada en la región fue a través de fuentes de energía renovable, principalmente de hidroeléctricas (35.97%). Costa Rica es el país con más generación en este primer semestre y solo el 4.95% lo hicieron a través de fuentes de energía no renovable. El detalle de la generación por tecnología y por país se muestra en la Tabla 8 y Figura 14.

**Tabla 8.** Energía generada por tecnología (GWh) en los países del MER, de enero a junio de 2023:

País	Hidroeléctrica	Eólico	Solar	Geotérmico	Biomasa	Gas Natural	Térmico	TOTAL
Guatemala	1,932.37	145.42	126.60	143.66	1,228.38	11.19	2,045.38	<b>5,632.99</b>
El Salvador	547.10	73.90	273.20	730.40	432.20	1,240.50	459.20	<b>3,756.50</b>
Honduras	1,398.29	369.64	499.51	126.82	316.78	0.00	2,432.69	<b>5,143.73</b>
Nicaragua	244.53	393.10	10.94	350.16	424.37	0.00	809.67	<b>2,232.78</b>
Costa Rica	3,831.37	845.26	4.68	818.82	47.47	0.00	288.97	<b>5,836.55</b>
Panamá	1,928.23	616.48	354.62	0.00	1.24	1,165.95	801.05	<b>4,867.56</b>
<b>TOTAL</b>	<b>9,881.88</b>	<b>2,443.78</b>	<b>1,269.55</b>	<b>2,169.86</b>	<b>2,450.44</b>	<b>2,417.63</b>	<b>6,836.96</b>	<b>27,470.11</b>
<b>%</b>	<b>35.97%</b>	<b>8.90%</b>	<b>4.62%</b>	<b>7.90%</b>	<b>8.92%</b>	<b>8.80%</b>	<b>24.89%</b>	

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

**Figura 14.** Porcentaje de la energía generada por tecnología de enero a junio 2023

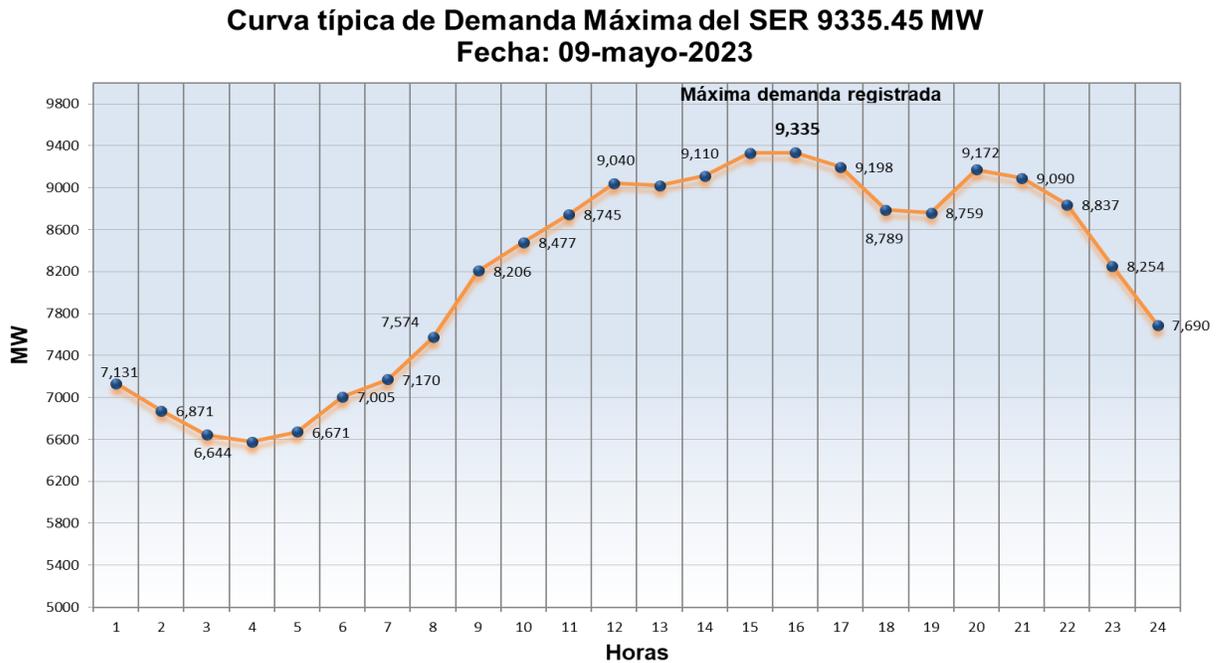


Fuente: Elaboración propia con información de las páginas web de los OS/OM

## Demanda Máxima del SER

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) se dio a las 15 horas del 9 de mayo de 2023 y fue de 9,335.45 MW.

Figura 15.

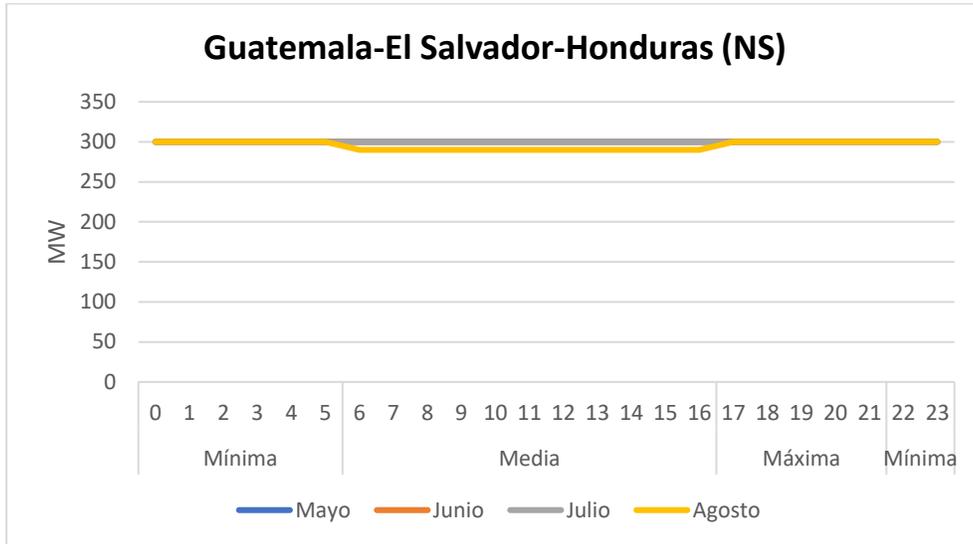


Fuente. Ente Operador Regional

## Máximas Capacidades De Transferencia De Potencia

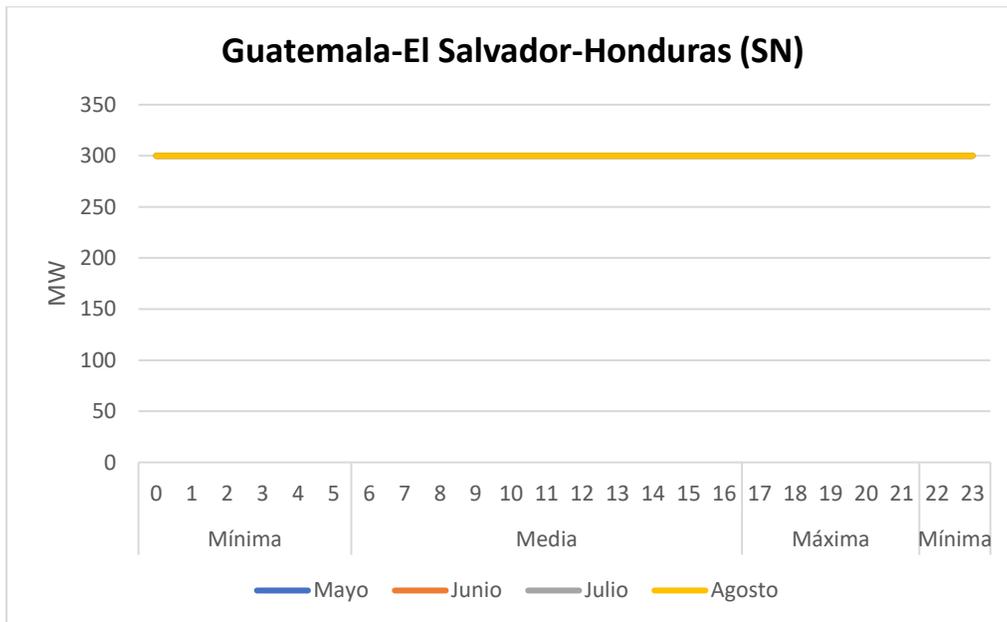
Conforme los Estudios de Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP), elaborados por el EOR, para los meses de mayo a agosto de 2023, se presentan las siguientes gráficas que resumen los valores por periodo y por áreas de control adyacentes.

**Figura 16.** Transferencia entre Guatemala, El Salvador y Honduras (Norte-Sur)



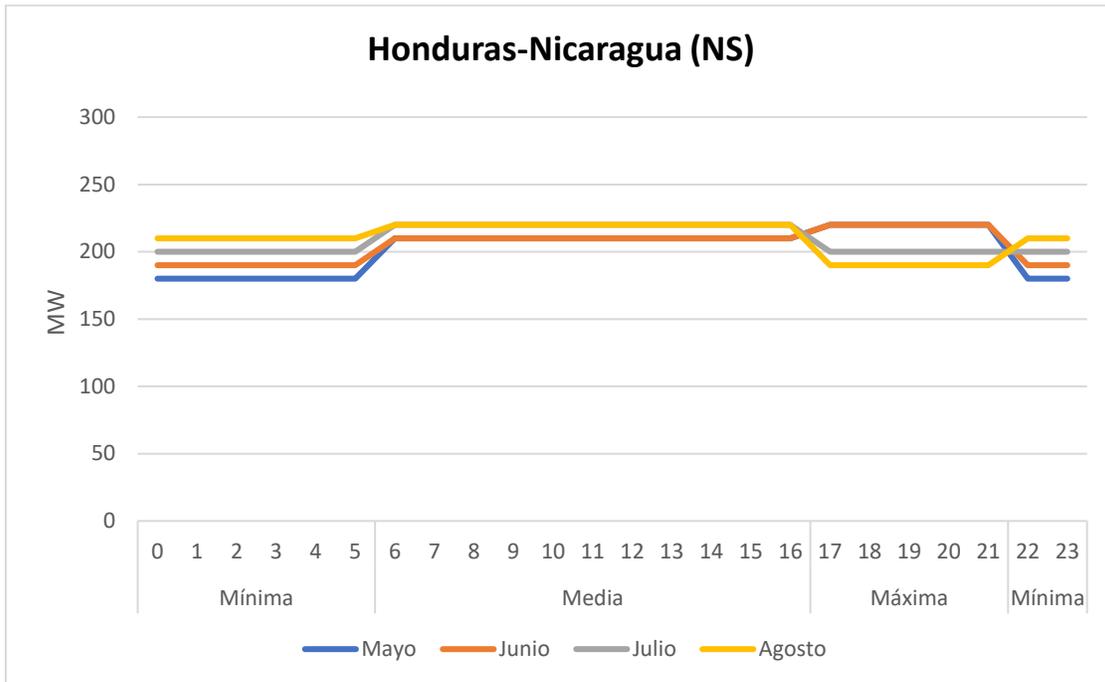
Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**Figura 17.** Transferencia entre Guatemala, El Salvador y Honduras (Sur-Norte)



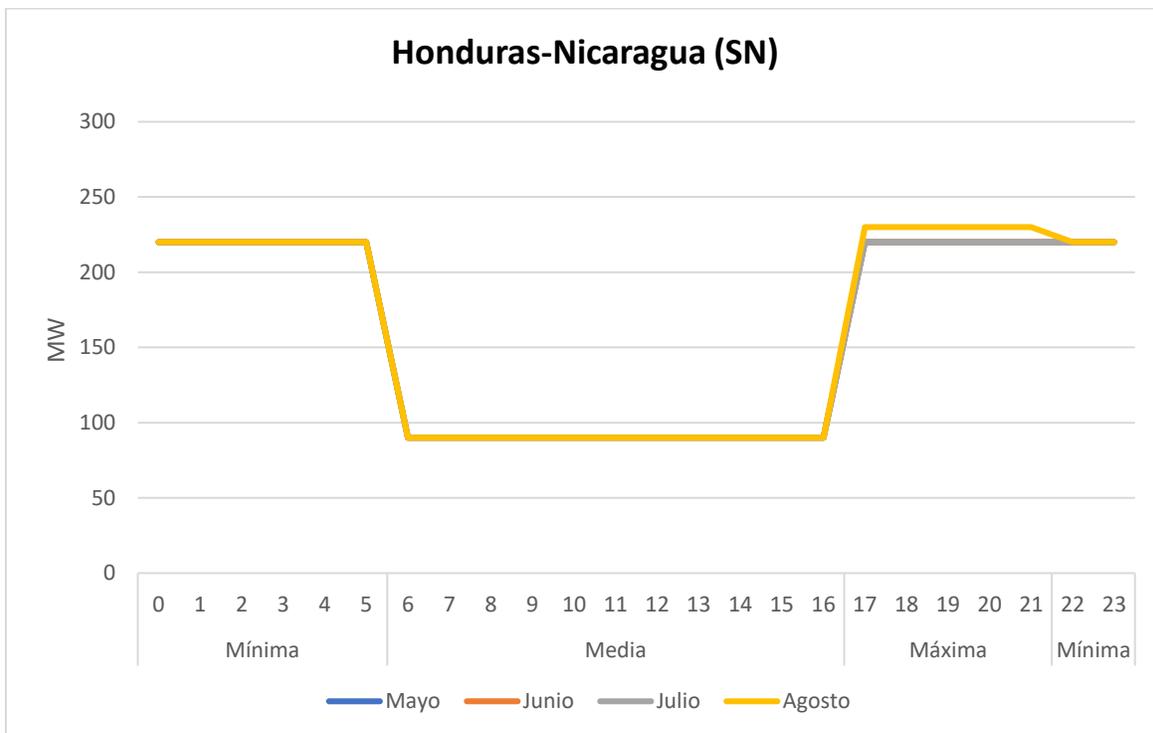
Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**Figura 18.** Transferencia entre Honduras y Nicaragua (Norte-Sur)



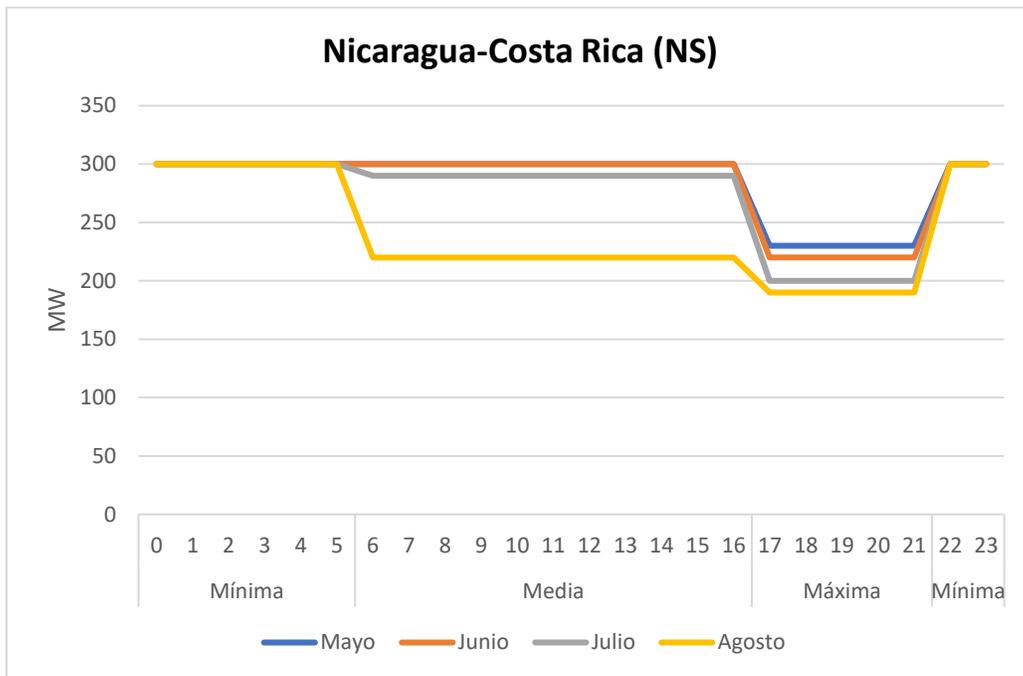
Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**Figura 19.** Transferencia entre Honduras y Nicaragua (Sur-Norte)



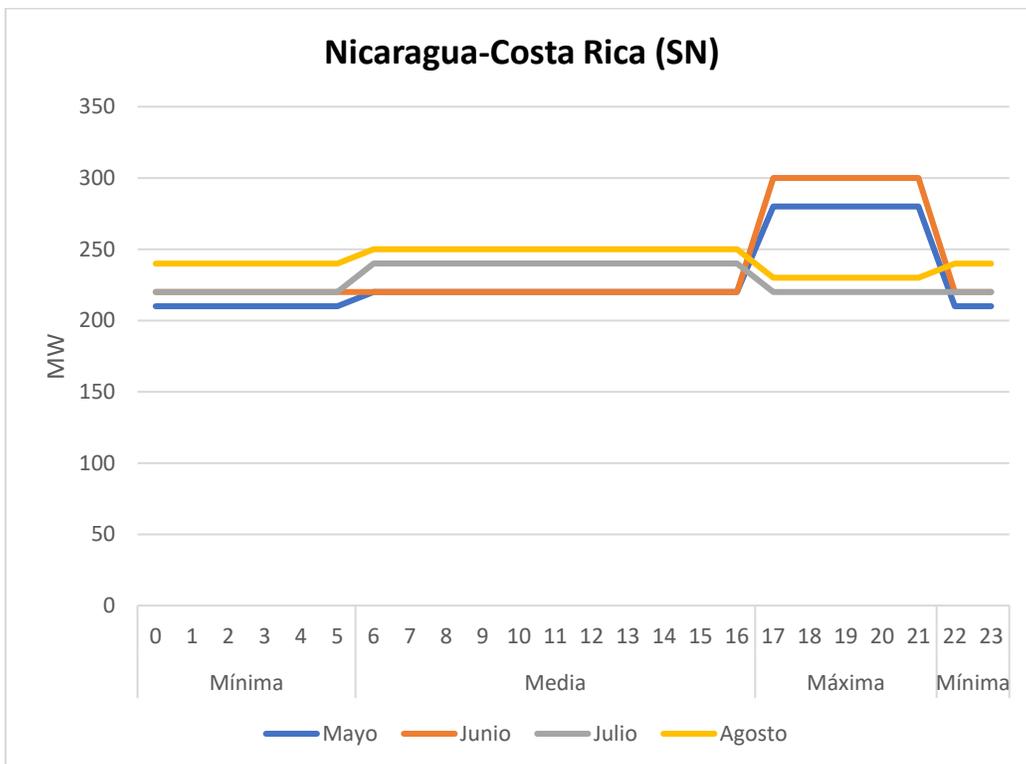
Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**Figura 20.** Transferencia entre Nicaragua y Costa Rica (Norte-Sur)



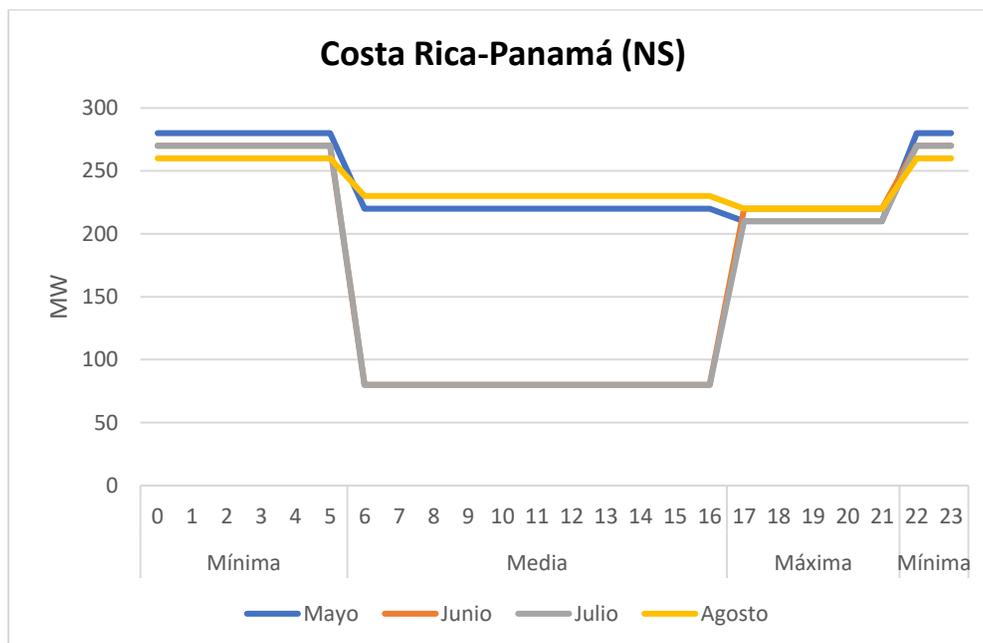
*Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.*

**Figura 21.** Transferencia entre Nicaragua y Costa Rica (Sur-Norte)



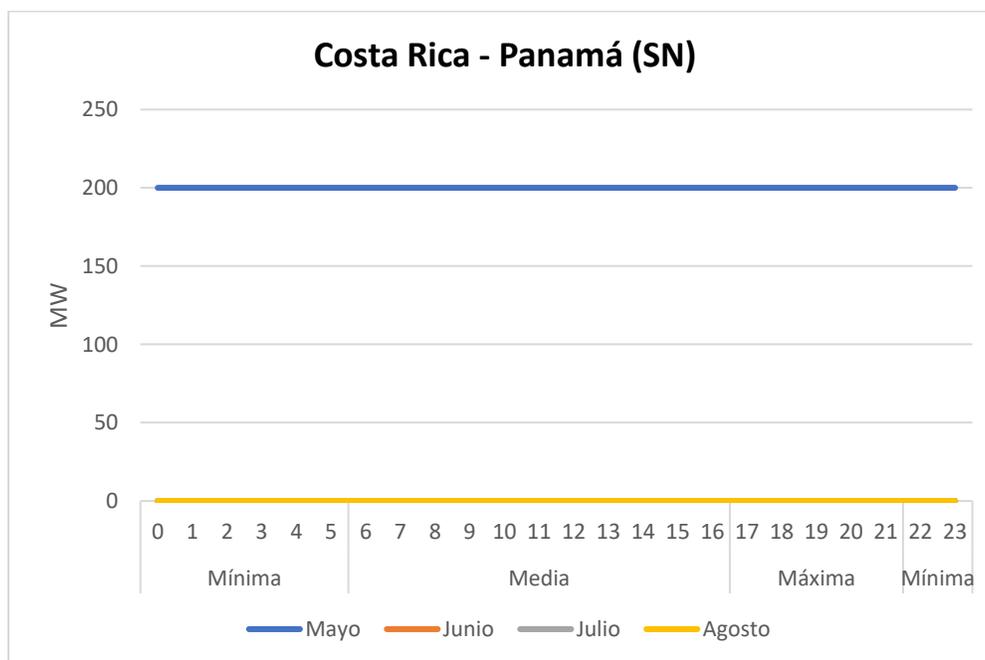
*Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.*

**Figura 22.** Transferencia entre Costa Rica y Panamá (Norte-Sur)



Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**Figura 23.** Transferencia entre Costa Rica y Panamá (Sur-Norte)



Fuente. Estudio Máximas Capacidades mayo-agosto 2023. Elaborado por el EOR.

**\*Nota:** A partir del 5 de mayo de 2023 el área de control de Panamá actualizó el valor de la transferencia Sur-Norte a 0MW, valor que se mantuvo durante todo el cuatrimestre.

## Activación de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP)

A lo largo de los meses de mayo a agosto de 2023, se activaron con mayor frecuencia dos restricciones. Una es la transferencia de flujos entre las áreas de control de Honduras y Nicaragua en sentido Norte-Sur, y la otra es la exportación total de El Salvador al resto de los países. El resumen de la cantidad de activación en el periodo comprendido de mayo a agosto de 2023 se muestra en la Tabla 9.

**Tabla 9.** Activaciones de las MCTP por periodo, de mayo a agosto de 2023.

Transferencia de flujos Norte-Sur, exportación de Guatemala e importación del resto de países																								
RESTRICCION	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
CRIPAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ELSHON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EXP_TOT_GU..	0	0	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GUAELS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUAHON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HONNIC	43	45	42	43	46	46	38	43	50	49	49	51	52	51	50	51	50	49	13	14	15	16	37	44
IMP_TOT_CRI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMP_TOT_HON	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	4	0	0	0	0	0	0	0
IMP_TOT_NIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
IMP_TOT_PAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMP_TOT_SAL	0	0	0	0	0	0	13	7	4	2	1	1	1	1	2	5	5	3	0	0	0	0	10	1
NICCRI	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Transferencia de flujos Sur-Norte, importación de Guatemala y exportación del resto de países																									
RESTRICCION	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
CRIPAN	5	4	4	4	4	6	8	9	5	6	7	7	6	8	6	6	8	8	9	12	12	12	11	7	5
ELSHON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EXP_TOT_GU..	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GUAELS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GUAHON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HONNIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IMP_TOT_CRI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IMP_TOT_HON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IMP_TOT_NIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IMP_TOT_PAN	4	3	3	3	5	7	8	4	5	6	6	5	7	5	5	7	7	8	11	11	11	10	6	4	
IMP_TOT_SAL	56	57	56	55	55	55	57	68	80	85	90	93	93	92	91	88	89	81	111	110	110	106	55	54	
NICCRI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

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

Es importante mencionar que, a partir del 16 de mayo de 2023, la Unidad de Transacciones (UT) actualizó el valor de exportación total de El Salvador al valor de la exportación comprometida a través de sus Contratos Firmes. Los causales expuestos por la UT fueron los siguientes:

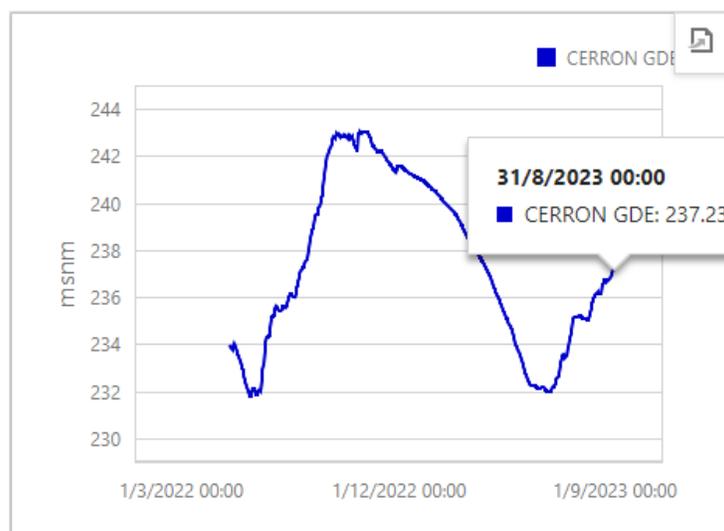
1. *De acuerdo con la última publicación del International Research Institute for Climate and Society (IRI) las probabilidades del fenómeno de “El Niño”, son cada vez mayores, superiores al 70% a partir del período mayo-julio 2023. El fenómeno “El Niño” en nuestra región provoca una condición deficitaria de lluvias y por ende una disminución de los inlfujos a las centrales de regulación con las que se cuenta en El Salvador, de acuerdo con las proyecciones del Climate Prediction Center (CPC). En esta se observa que en toda la época lluviosa se tendrán valores de precipitaciones por debajo de lo normal, esto deriva en inlfujos bajos para la cuenca del Rio Lempa, por lo que la utilización de las centrales hidroeléctricas seguirá una política acorde al fenómeno de “El Niño”.*
2. *La reducción de inlfujos esperada tendrá una repercusión negativa en la generación hidroeléctrica y en la curva de llenado del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande. Esta condición esperada hace que los niveles actuales de exportación del área de control de El Salvador sean insostenibles en el tiempo, haciendo necesaria la reducción en las máximas capacidades de exportación. Por lo anterior, informamos que, con base en la disposición transitoria aprobada por SIGET en el literal b) de la parte resolutive del acuerdo **No. 152-E-2023**, indica lo siguiente: “Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por abajo de la cota **233.00 msnm**, la UT iniciara las gestiones para solicitar al EOR la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, hasta un valor máximo igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes a la fecha, con respaldo de energía de El Salvador”.*
3. *Dadas las condiciones de una alta probabilidad de que ocurra un escenario hidrológico seco, a causa del fenómeno de El Niño en la región y que el nivel actual del embalse de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande es de **232.65 msnm**, valor menor que el límite establecido en el acuerdo SIGET mencionado, por lo que se solicita los siguientes valores de exportación para el mes de mayo 2023.*

**Tabla 10.** Actualización de exportación para El Salvador, vigente a partir del 16 de mayo de 2023

<b>Período</b>	<b>Exportación Norte-Sur (MW)</b>	<b>Exportación Sur-Norte (MW)</b>	<b>Exportación total (MW)</b>
<b>00:00 – 23:59</b>	50	50	50

Fuente: Actualización del informe Estudio MCTP de mayo 2023 elaborado por el EOR

**Figura 24.** Nivel del embalse de Cerrón Grande hasta el 31 de agosto de 2023



Fuente: Página web de la Unidad de Transacciones. <https://www.ut.com.sv/niveles-de-embalses>

Eventos de impacto regional ocurridos en el SER durante los meses de mayo a agosto 2023.

Para el segundo cuatrimestre del año 2023 se identificaron 16 eventos que causaron pérdida de carga a través de los Esquemas de Control Suplementarios (ECS) en el Sistema Eléctrico Regional (SER), los cuales se describen a continuación:

**Tabla 11.** Esquemas de Control Suplementario que se activaron de mayo a agosto 2023:

Nombre del Esquema	Siglas	Operación
Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia regional.	EDACBF	En el SER.
Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia regional.	EDALTIBF	En el SER.
Esquema de Desconexión Automático de Línea de Transmisión de Interconexión por Bajo Voltaje.	EDALTIBV	En Tapachula, México y es trasferido a Los Brillantes, Guatemala.

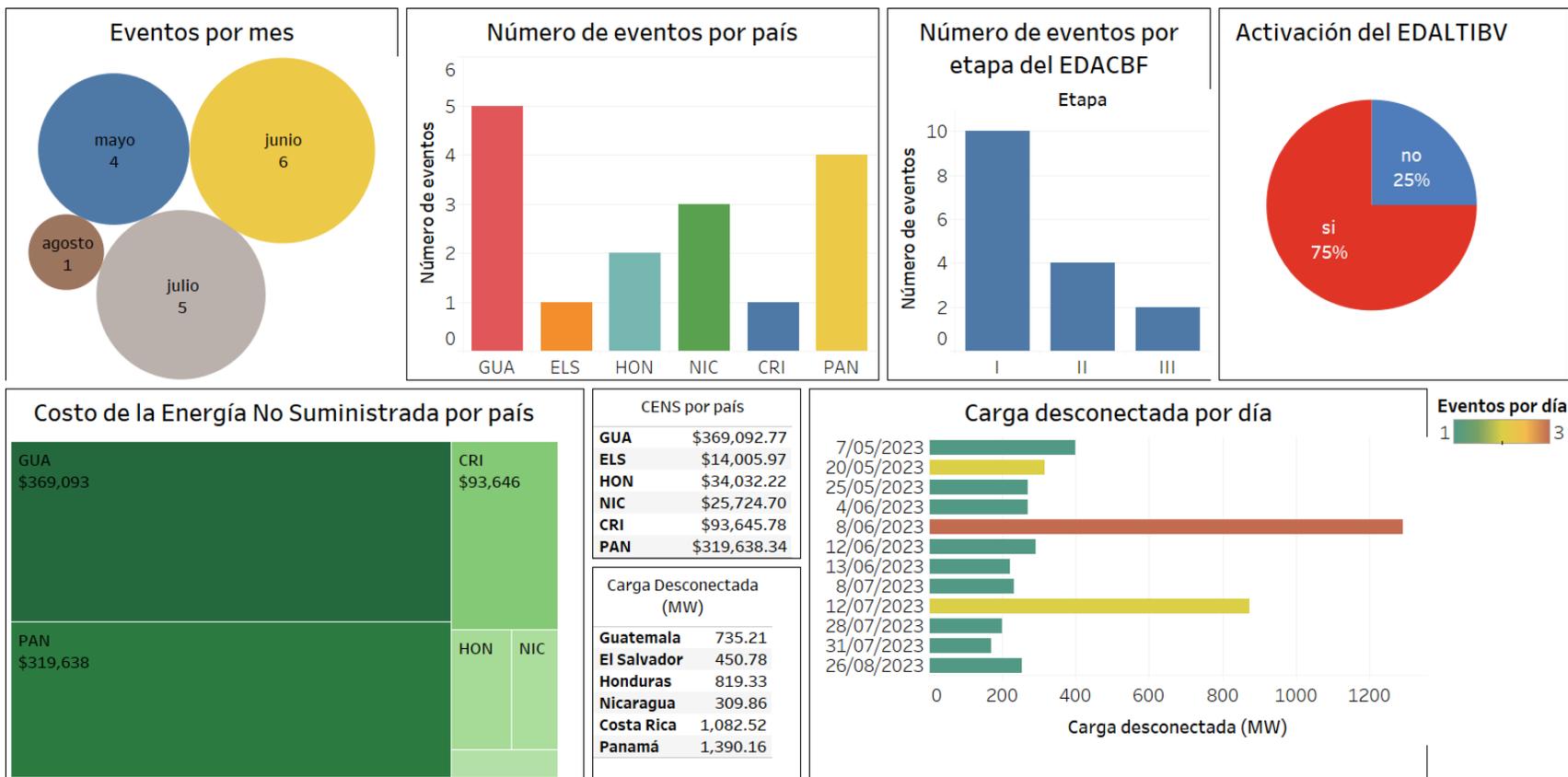
Fuente: Elaboración propia con información del IRMER-O-01-2022

El mes con mayor cantidad de eventos fue junio con 6, seguido de julio con 5. El país donde se originaron las fallas fue Guatemala con 5 eventos, todos ocurridos en julio de 2023. En 12 de los 16 eventos actuó el esquema de control suplementario EDALTIBV, abriendo la línea de interconexión entre Guatemala y México.

En 2 de los 16 eventos se llegó a activar hasta la III etapa de desconexión de carga por baja frecuencia del EDACBF.

El país con el mayor costo de energía no suministrada, debido a estos eventos, fue Guatemala con \$369,093, desconectando una carga total de 735.21 MW. En la Figura 24 se muestra un resumen de los eventos ocurridos de mayo a agosto de 2023.

**Figura 25.** Resumen de eventos en el SER de mayo a agosto 2023



Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por el EOR y los OS/OM