



Informe de hechos relevantes

Periodo abril-junio 2023

Resumen de los principales acuerdos emitidos por la SIGET y otros temas operativos y regulatorios que tienen un impacto significativo en la operatividad del Mercado Mayorista de electricidad.

28 de julio de 2023

Contenido

Introducción.....	2
Resumen hechos relevantes.....	3
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el trimestre abril-junio 2023.....	7
1. Impacto del fenómeno de “El Niño” en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.....	8
2. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.º 152-E-2023 y N.º 201-E-2023.....	13
3. Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Aster Power.....	15
Monitoreo de la operación.....	18

Introducción

El informe de hechos relevantes contiene un resumen de los principales acuerdos emitidos por la SIGET, resoluciones de la CRIE y acuerdos de la Junta Directiva de la UT, que impactan en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

También se desarrollan temas relevantes que impactan en la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y en la Operación del Sistema Eléctrico de Potencia. Asimismo, se presenta un resumen de los principales acontecimientos ocurridos en el monitoreo de la operación del sistema eléctrico de potencia.

Anexo a este informe se presenta información estadística y de precios para el periodo de **abril a junio de 2023**.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ABRIL			
Acuerdo SIGET N.° 115-E-2023	30/3/23, recibido el 3/4/23	Se aprueba el Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión, aplicable en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023, por el valor de \$8.962235/MWh.	El Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión forma parte de los CSIS, por lo que es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
MAYO			
Sesión de Junta Directiva UT N.° 621	2/5/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad TRADENERGY, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo participante del mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023	9/5/23, recibido el 12/5/23	Se aprueban disposiciones transitorias al Reglamento de Operación del sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), con la finalidad de que las exportaciones no afecten el precio de la energía que paga el usuario final ante el contexto actual en el que El Salvador se ha convertido en el máximo exportador de energía eléctrica en la región y de realizar una previsión de un escenario hidrológico seco durante el año 2023. Estas disposiciones serán aplicables durante tres meses debiendo aplicarse en las liquidaciones de las transacciones de los meses de abril, mayo y junio de 2023	Se modifican transitoriamente, por un período de 3 meses (del 9/5/2023 al 9/8/2023), los siguientes numerales del ROBCP: definición de Costo Marginal de Operación, Glosario, Capítulo 1; 11.4.1, 11.6.4, 11.6.7, 11.6.8.3, 11.6.8.5 del capítulo 11; 9.2 del Anexo 4; 3.1.1, 3.1.4, 3.1.6, 3.1.15, 3.2.2.9, del Anexo 9. Y, se deja sin aplicación por el mismo plazo el numeral 11.6.8.4 del Capítulo 11. Además, se instruye a la UT a realizar lo siguiente: Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por debajo de la cota 233.00 m.s.n.m., la UT debe solicitará al EOR la actualización de las

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
		pudiendo ser prorrogadas si se considera pertinente.	<p>Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, hasta un valor igual al total de los contratos firmes de inyección regional vigentes a la fecha, con respaldo de energía de EL Salvador. Y cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por encima de la cota 233.00 m.s.n.m., la UT debe solicitará al EOR la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador, dejando sin efecto la restricción relacionada anteriormente.</p> <p>Adicional a lo anterior, la UT deberá monitorear la aplicación de estas disposiciones transitorias y comunicar si se identifica necesario la necesidad de adecuaciones a las mismas.</p>
N/A	16/5/23	Inicia operación comercial la sociedad WORLD RESOURCES CORP, S.A. de C.V.	El 16 de mayo de 2023, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Sesión de Junta Directiva UT N.º 623	30/5/23	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad MERCADO DIGITAL ASSET MANAGEMENT, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo participante del mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.

JUNIO

Resolución CRIE-13-2023	13/6/23, publicada el 16/6/23	Se aprueba “Modificación al RMER relativa al reemplazo de la tasa de referencia para el cálculo del interés por mora de las obligaciones de cobro o pago emitidas por el EOR”. Resultado del proceso de consulta pública 02-2023.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista ya que se reemplaza la tasa de referencia para la aplicación de los intereses moratorios de los PMs que efectúen pagos tardíos de la facturación de las transacciones económicas del MER asociadas.
Acuerdo SIGET N.º 201-E-2023	19/6/23, recibido el 20/6/23	Se ajustan instrucciones emitidas en el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023 referentes a su interacción con el MER y a los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador.	Se modifica el literal b) de la parte resolutive del Acuerdo 152-E-2023, de manera que, ante las condiciones del mercado y la influencia del fenómeno de “El Niño” en la región Centroamericana, se tomen las medidas necesarias para atenuar los efectos que puedan tenerse y se procure el abastecimiento de la demanda nacional de energía.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Nota SV.SIGET.3.GET/2023-06-095	22/6/23, recibida el 27/6/23	Se informa a la UT sobre el nuevo formato que deberá utilizar para el informe de los inventarios de combustible que los generados térmicos entregan los lunes de cada semana y que la UT pone a disposición de la SIGET. Es nuevo formato de referencia para el reporte consolidado de los inventarios de los combustibles, así como la entrega de información por parte de los generadores térmicos necesaria para su elaboración, tendrá efecto a partir del 3 de julio de 2023 y durante el periodo por el cual se determine necesaria su utilización.	En seguimiento a lo aprobado por medio de acuerdo 201-E-2023, y en cumplimiento al numeral 8.2 del Anexo 4, se solicita a los generadores térmicos que brinden información más amplia y detallada referente a sus inventarios de combustible. En consistencia con lo anterior, se modifica el reporte que la UT pone a disposición de la SIGET y que consolida la información de los inventarios de combustibles que los generadores térmicos entregan los lunes de cada semana a la UT.
Resolución CRIE-15-2023	29/6/23, publicada el 30/6/23	Se resuelve, entre otras cosas, APROBAR transitoriamente modificaciones referentes al Anexo M del Libro III del RMER denominado: "METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR", por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista debido a la modificación del Anexo M del Libro III del RMER con relación a la actualización de la metodología de cálculo de las curvas de demanda para determinar el excedente del consumidor.

Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el trimestre abril-junio 2023.

1. Impacto del fenómeno de “El Niño” en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.
2. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.° 152-E-2023 y N° 201-E-2023.
3. Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Aster Power.

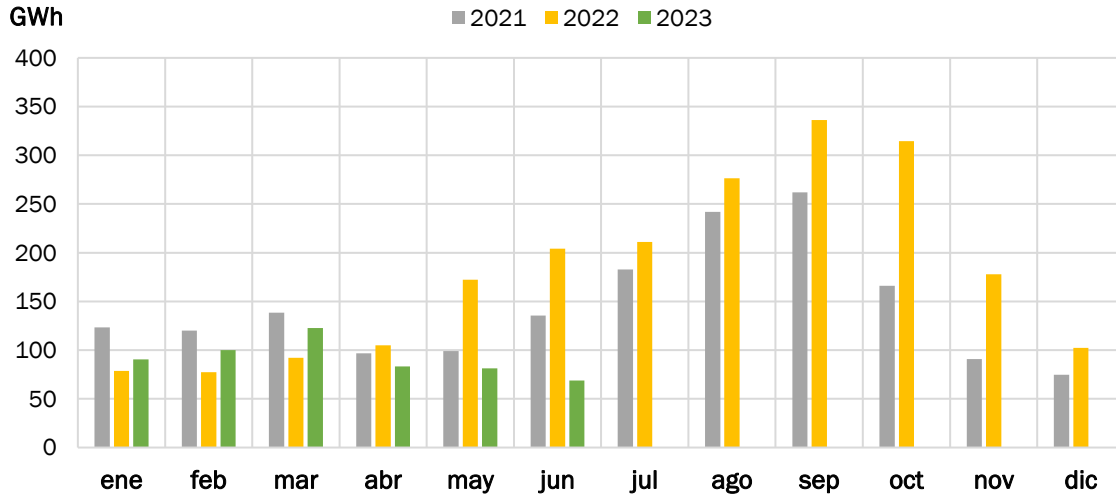
1. Impacto del fenómeno de “El Niño” en la generación de energía del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) en el 2023.

“El Niño” es un fenómeno natural originado en el océano Pacífico tropical que se caracteriza por un incremento en la temperatura del océano pacífico en zonas específicas, lo cual genera cambios en el clima a nivel mundial, ya que da a lugar a sistemas de baja presión en la atmósfera que provoca lluvias en ciertas partes del mundo y sequías en otras, como es el caso de la región Centroamericana, que está viviendo una época lluviosa con menos precipitaciones de la normal, lo que deriva en consecuencias negativas para los sectores productivos, entre los cuales se encuentra la energía eléctrica.

En El Salvador, la generación de energía hidroeléctrica tiene una alta participación en la matriz energética nacional, por lo que, una época lluviosa con períodos largos de sequía impide que los embalses suban sus niveles y la disponibilidad de este tipo de generación disminuye considerablemente, haciéndose necesario un incremento en la participación de fuentes de generación que utilizan combustibles fósiles con costos variables más altos, impactando en los precios de la energía para los usuarios finales.

En este sentido, a continuación, se presentan las inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de los últimos 3 años, considerando un 2023 con la influencia del fenómeno de “El Niño”:

Inyecciones de generación hidroeléctrica al MME

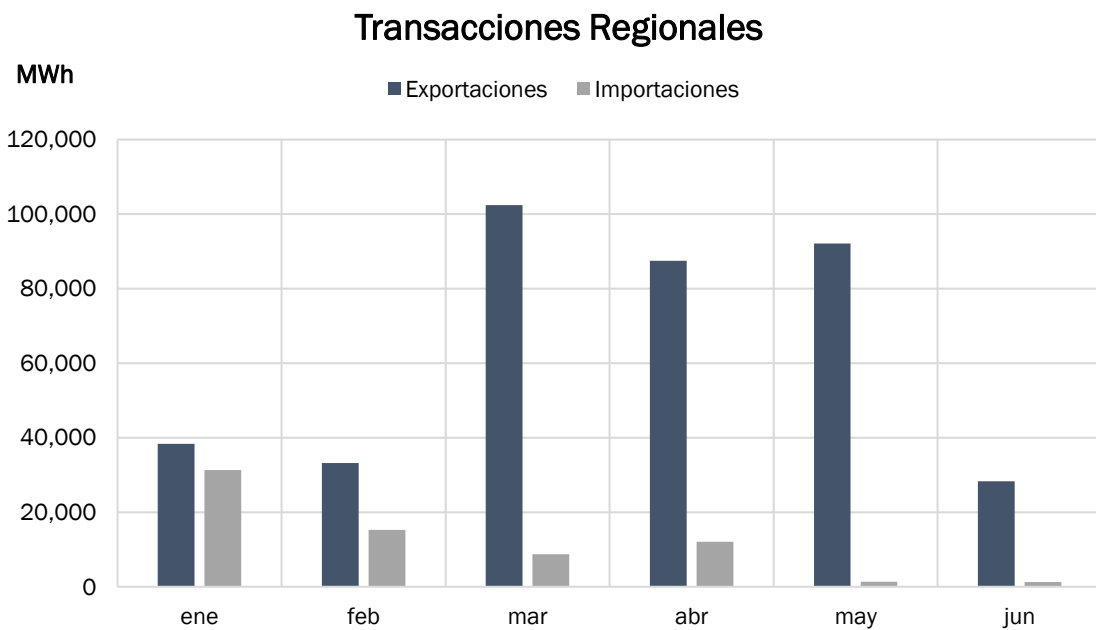


Gráfica 1. Inyecciones de generación hidroeléctrica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

De acuerdo con la gráfica 1, en los registros de generación hidroeléctrica de los meses correspondientes a la época lluviosa del 2023 (mayo y junio) se ha tenido una reducción de las inyecciones debido a la entrada tardía de la época lluviosa y altas probabilidades de sequías prolongadas, lo que ha obligado a administrar el recurso hídrico de forma tal que los niveles de los embalses al final de la época lluviosa logren cubrir el requerimiento de generación hidroeléctrica en la época seca del próximo año.

La influencia del fenómeno del niño también ha llevado a que países como Panamá restringieran sus transacciones de exportación de energía ante las previsiones de poca lluvia y las afectaciones en la matriz energética. En Costa Rica, por su alta dependencia de la generación hidroeléctrica, las importaciones desde la región crecieron para lograr suplir la demanda nacional y poder administrar el recurso hídrico; y, en el caso de Honduras, se tienen racionamientos de la demanda por una crisis energética derivada, en parte, por la reducción en la generación hidroeléctrica y otros factores relacionados con el parque generador.

Ante esta situación en la región, El Salvador se ha convertido en un exportador neto de energía en la región, tal como se muestra a continuación:

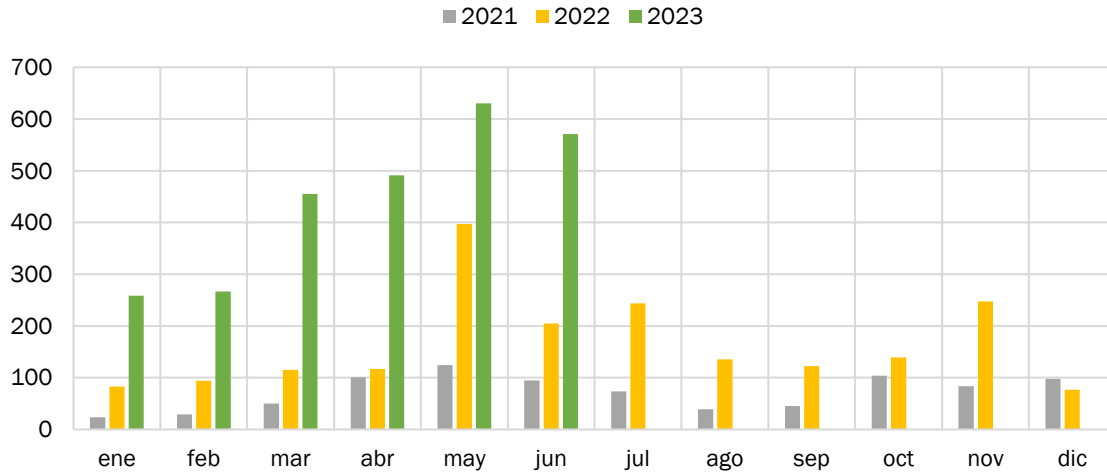


Gráfica 2. Inyecciones de generación térmica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

De acuerdo con la gráfica 2, las exportaciones crecieron considerablemente frente a las importaciones, en los meses de marzo, abril y mayo de 2023, meses en los cuales la demanda de energía a nivel regional derivó en un incremento de las transacciones de exportación en El Salvador, haciéndose necesario el incremento de generación de todos los recursos disponibles en el parque generador del país.

Considerando la disminución en la generación hidroeléctrica y el comportamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), se ha tenido un incremento de la generación térmica, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

Inyecciones de generación térmica al MME

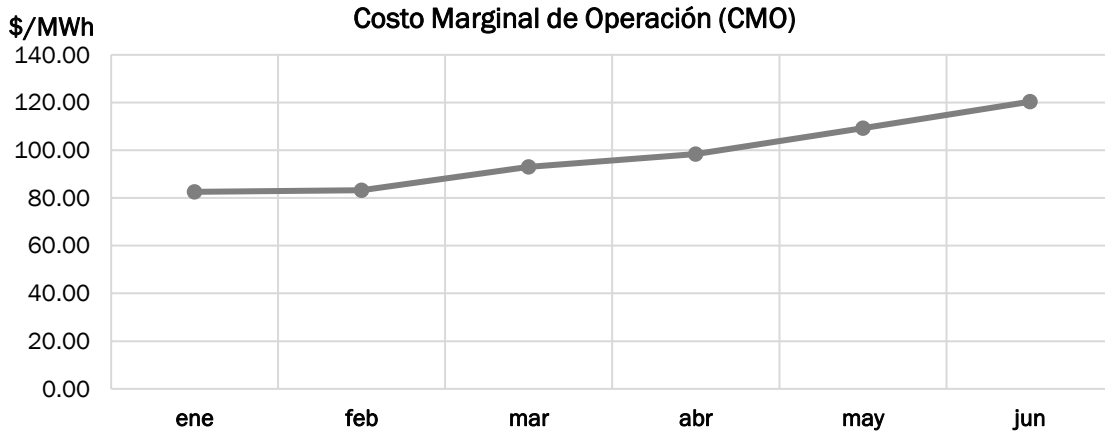


Gráfica 3. Inyecciones de generación térmica al Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Como se observa en la gráfica 3, los meses de mayo y junio han registrado las inyecciones de energía térmica más altas de lo que va del 2023, respecto de las inyecciones registradas en años anteriores; esto también a consecuencia del impacto del fenómeno de “El Niño” en la región. Del total de las inyecciones de generación térmica registradas, para el 2022, se tuvo una participación promedio del Gas Natural de un 33% (con la entrada de EDP en el mes de mayo de 2022; mientras que, para el 2023, se tiene un promedio del 38%.

Ante esta situación, por la previsión de una época lluviosa debajo de los niveles normales de precipitación -con afectación en la disponibilidad de generación hidroeléctrica- y el posible incremento del precio de la energía a trasladar a los usuarios, la Junta de Directores de la SIGET el 9 de mayo de 2023 aprobó el Acuerdo N° 152-E-2023 con cambios referentes al cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO); considerando un sobrecosto a la Exportación, y la aplicación de restricciones a las exportaciones ante ciertas condicionantes relacionadas con la generación hidroeléctrica y el nivel del embalse de Cerrón Grande, así como posibles afectaciones al abastecimiento de la demanda nacional. Posterior a la aprobación de este acuerdo, la SIGET aprobó también, el 19 de junio de 2023, el Acuerdo N 201-E-2023, en el que se actualizó la condicionante del nivel del embalse de Cerrón Grande para la limitación de las transacciones regionales de exportación, adicionando la variante de posibles restricciones de generación por falta de combustible para las unidades generadoras térmicas, lo cual busca reducir el riesgo de una potencial crisis energética a nivel nacional y el incremento de los precios de la energía. Lo anterior, puede analizarse mediante la gráfica que se muestra a continuación:

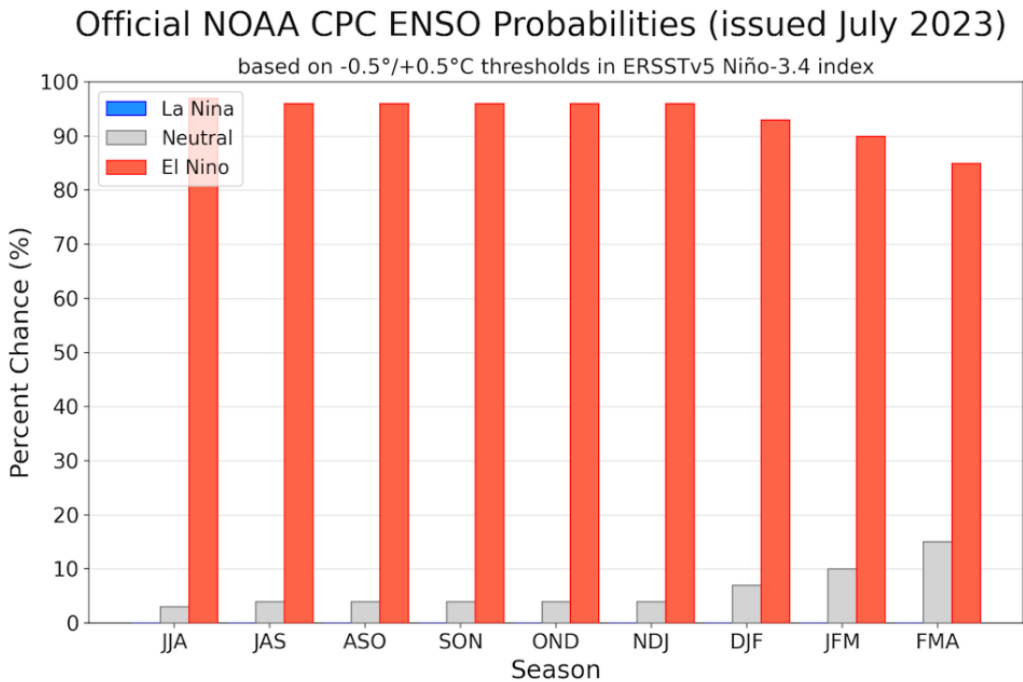
HECHOS RELEVANTES
 ABRIL - JUNIO 2023



Gráfica 4. Costo Marginal de Operación (CMO) en el 2023.

De acuerdo con la gráfica 4, el Costo Marginal de Operación (CMO) promedio ha ido incrementando desde marzo de 2023, mes en el cual incrementaron las transacciones regionales de exportación y la reducción de las importaciones de energía.

Asimismo, para analizar la situación actual del recurso hídrico, es importante analizar el desarrollo del fenómeno de “El Niño”, ya que la época lluviosa comenzó durante el mes de mayo de 2023 con precipitaciones que se encontraban dentro del rango normal de la transición verano-invierno, pero con una tendencia de déficit de precipitaciones para el resto de la época lluviosa. A continuación, se muestra una gráfica probabilística del desarrollo del fenómeno de “El Niño” en la región:

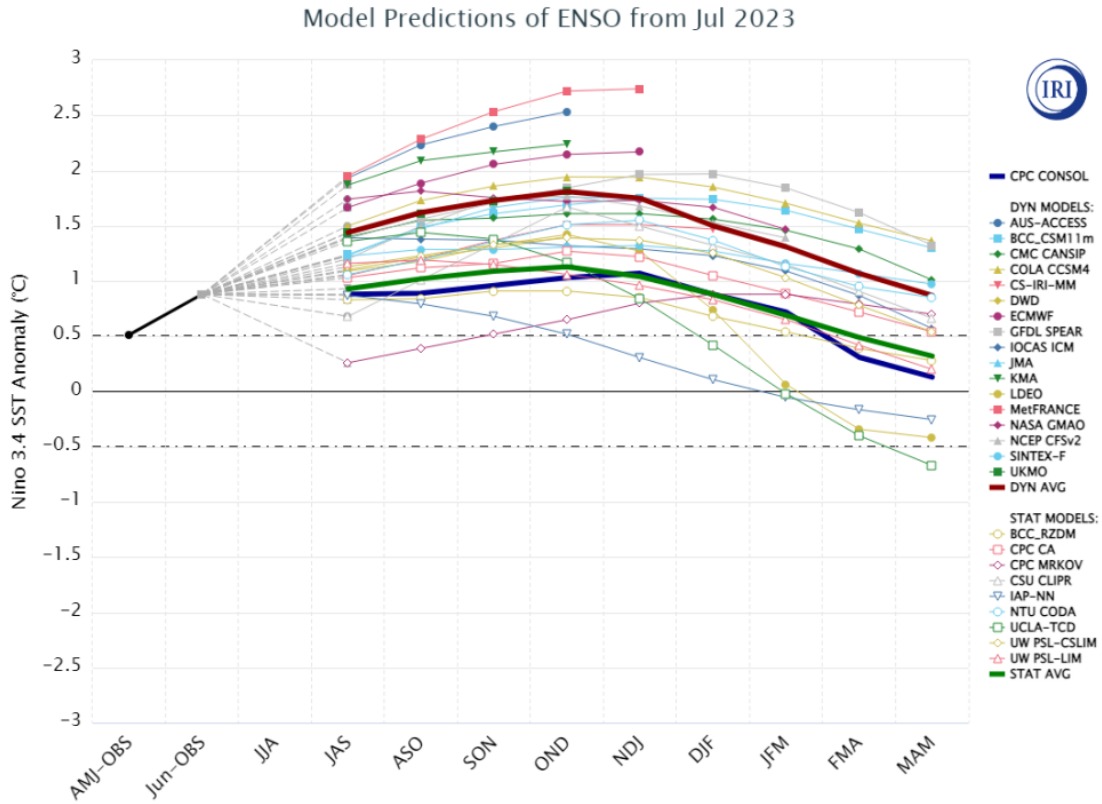


Gráfica 5. Probabilidad de desarrollo del fenómeno de “El Niño”.

HECHOS RELEVANTES
ABRIL - JUNIO 2023

Según la gráfica 5, el invierno del Hemisferio Norte 2023-2024 tiene unas probabilidades de desarrollo que supera el 90% en la mayor parte del período.

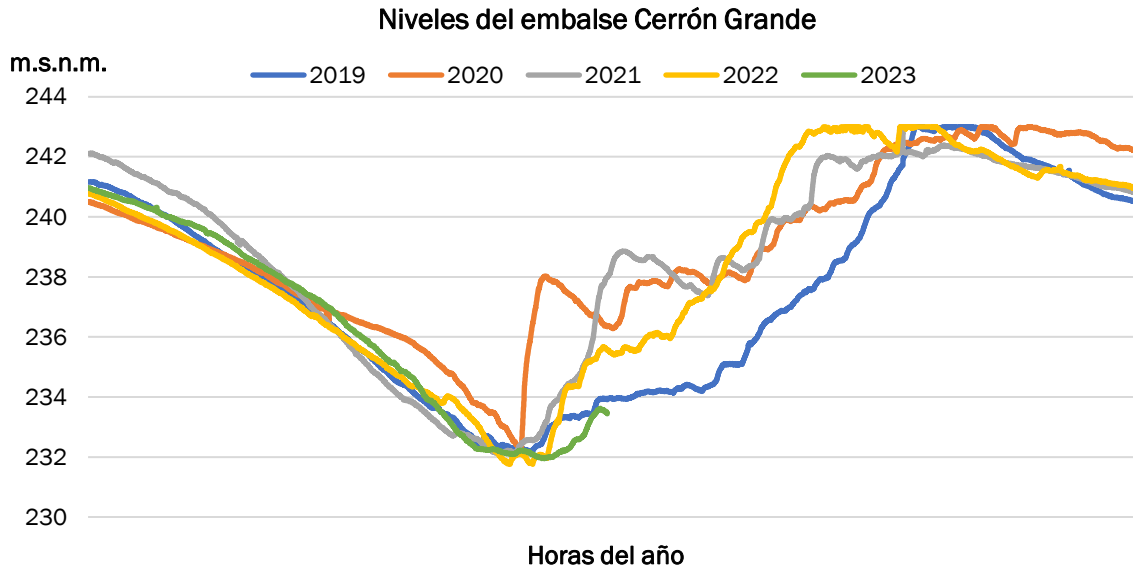
En cuanto a los modelos de predicción de desarrollo del fenómeno de “El Niño” en el Hemisferio Norte, se presenta la siguiente gráfica:



Gráfica 6. Modelos de predicción del fenómeno de “El Niño”.

Como se puede observar en la gráfica 6, la anomalía de temperatura en la zona 3.4 del Océano Pacífico es relativamente alta, con valores promedio de 1.5 °C o superiores, por lo que se espera que esta situación se mantenga constante durante todos los meses que quedan del invierno.

Considerando lo anterior, es necesario presentar el comportamiento de los embalses, especialmente el de Cerrón Grande de los últimos años, el cual se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 7. Niveles del embalse de Cerrón Grande.

Con base a la gráfica 7, el nivel del embalse de Cerrón Grande tuvo un incremento en las últimas 2 semanas de junio debido a la influencia de un temporal que afectó el país; sin embargo, a pesar de este incremento, el comportamiento del nivel del embalse es el más bajo de los últimos 5 años, muy similar a los niveles registrados en 2019, año en el que también se tuvo presencia del fenómeno de “El Niño”. Para los meses de julio y agosto de 2023 se espera la influencia de una canícula que reducirá considerablemente las lluvias en el territorio nacional; lo que conlleva a la UT a monitorear las condiciones meteorológicas de forma constante para administrar adecuadamente los embalses de almacenamiento frente a la siguiente época seca, además de realizar la optimización de los recursos disponibles, con la menor afectación posible al usuario final.

Ante lo expuesto, se concluye que el fenómeno de “El Niño” conlleva un alto impacto en la generación de energía en el MME dada la alta participación de la generación hidroeléctrica en la matriz energética nacional, por lo que, cuando estamos frente a este fenómeno, se incrementa la necesidad del despacho de unidades generadores térmicas cuyos costos de generación son más altos que el resto de las tecnologías.

2. Disposiciones transitorias aprobadas por medio de los Acuerdos SIGET N.° 152-E-2023 y N.° 201-E-2023

Con fecha 9 de mayo de 2023, la SIGET emitió el Acuerdo N.° 152-E-2023; notificado a la UT el 12 de mayo del mismo año, en el cual se aprobaron disposiciones transitorias al ROBCP relacionadas con el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO) y la consideración de un Costo a la Exportación, así como de ciertas condicionantes para restringir las transacciones de exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER) ante la influencia de un escenario hidrológico seco por la influencia del fenómeno de “El Niño” en la región centroamericana y la afectación directa en la generación hidroeléctrica; esto, con la finalidad de que las exportaciones no

impacten en el precio de la energía que paga el usuario final, ante el contexto en el que El Salvador se convirtió en el máximo exportador de energía eléctrica en la región en los primeros meses de 2023.

Según la parte resolutive del referido acuerdo, la vigencia de las disposiciones transitorias relacionadas con las transacciones económicas será aplicable por un período de tres meses, a partir de la emisión del acuerdo, específicamente para las transacciones de los meses de abril, mayo y junio de 2023; para lo cual, por medio de éste acuerdo se modificaron ciertos numerales del ROBCP que permitieron aplicar el costo a la exportación, haciendo una separación en cuanto a la generación necesaria para suplir la demanda nacional y la necesaria para exportar al Mercado Eléctrico Regional (MER). Este cambio reglamentario implicó una afectación significativa a la metodología de facturación y a los resultados obtenidos en los rubros de la energía en el Mercado Mayorista, servicios auxiliares, compensaciones por Energía no servida y algunos Cargos del Sistema.

Adicionalmente, ante posibles restricciones de combustible por parte de los generadores térmicos, se adicionó el requerimiento que los PMs informen a la Unidad de Transacciones (UT), con al menos 72 horas de anticipación, sus restricciones en la disponibilidad de generación para que éstas sean tomadas en cuenta en las programaciones de la operación y, así, realizar las acciones necesarias para evitar posibles desabastecimientos de la demanda nacional.

De igual forma, en el acuerdo se instruyó a la UT para que, durante 3 meses aplicados desde el 9 de mayo de 2023, se realicen gestiones ante el Ente Operador Regional (EOR) para solicitar la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) ante ciertas condiciones en el embalse de la central hidroeléctrica Cerrón Grande, específicamente en cuanto a la cota; si ésta es menor a 233.00 m.s.n.m., las MCTP se ajustarán a un valor máximo igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes a la fecha de aplicación de las disposiciones transitorias, y si el valor de la cota es mayor a 233.00 m.s.n.m. se deja sin efecto la restricción y se restablecen los valores de las MCTP que consideran las transacciones regionales de inyección regional en el mercado de oportunidad y de contratos.

Posteriormente, con fecha 19 de junio de 2023, la SIGET emitió el Acuerdo N° 201-E-2023, notificado a la UT el 20 de junio del mismo año, en el cual se aprobaron modificaciones a la parte resolutive del Acuerdo N° 152-E-2023 por medio del cual se emitían instrucciones a la UT, las cuales se ajustaron en este acuerdo en lo referente a la interacción con el MER. Específicamente, el ente operador requirió que, cuando la cota del embalse de Cerrón Grande se encontrara debajo de 240.00 m.s.n.m., la UT inicie las gestiones para solicitar al EOR la actualización de las MCTP hasta un valor igual al total de los Contratos Firmes de inyección regional vigentes; adicionalmente, si se cumple la condicionante antes descrita y se recibe una declaración de restricción de generación por falta de combustible por parte de un generador térmico y la UT estime, conforme a la información dada por el generador, que esta restricción tendrá una duración mayor a tres días, la UT deberá solicitar al EOR la actualización de las MCTP a valores máximos de exportación iguales a cero, hasta que la restricción de generación sea levantada, regresando los valores a la condición previa a dicha restricción. En cambio, si la cota del embalse está por arriba de los 240.00 m.s.n.m., se pueden presentar dos escenarios: el primero de ellos es que no se tengan restricciones de generación por falta de combustible, ante lo cual la UT solicitará al EOR la actualización de las MCTP a los valores de máxima capacidad

de exportación de El Salvador; y, el segundo escenario, es que se tenga declarada una restricción de generación por parte de un generador térmico, ante lo cual, de acuerdo a la modificación aprobada al del numeral 11.4.1 del Capítulo 11 del ROBCP, la UT dejará de remitir las ofertas de oportunidad de inyección regional al EOR, hasta que dicha restricción sea levantada.

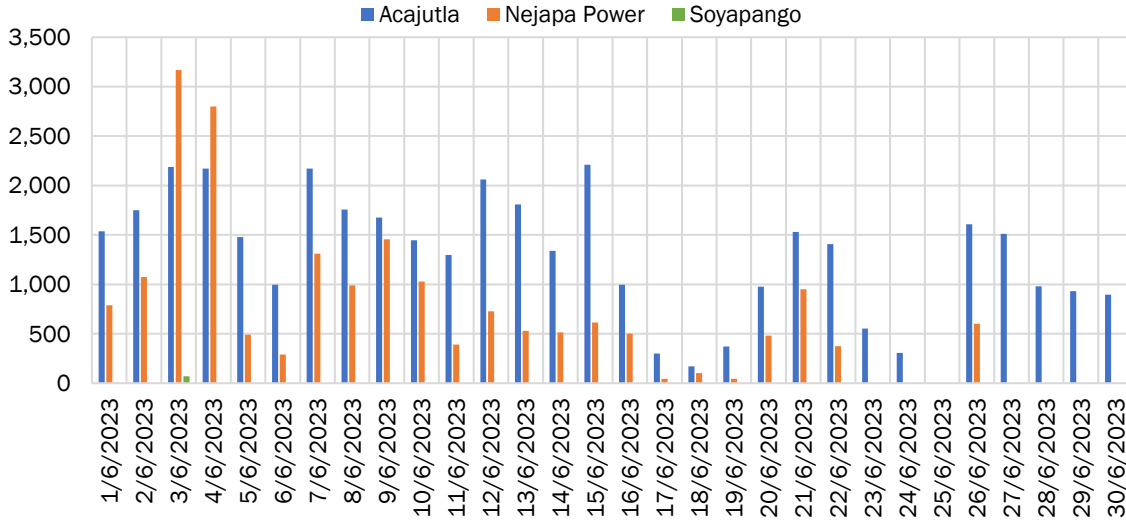
Adicionalmente, en este último acuerdo se hace énfasis en que los generadores térmicos que, por falta de combustible, deban declarar una restricción de generación, lo hagan con un tiempo de al menos 72 horas de anticipación, tal como se estableció en las modificaciones transitorias del Acuerdo N.° 152-E-2022, tiempo en el cual se brindan las herramientas a la UT para poder realizar las gestiones necesarias de ajustes en las MCTP con el EOR. Además, se estableció que debe fortalecerse el monitoreo del cumplimiento de los requerimientos de disponibilidad mínima de combustible para las plantas que, de acuerdo con las programaciones semanales, salgan despachadas; y, se le delega a la UT, el monitorear la ejecución de la aplicación de las disposiciones transitorias establecidas en el Acuerdo N.° 152-E-2023 y su respectivo ajuste realizado en este acuerdo.

3. Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Aster Power.

Con fecha 15 de junio de 2023, las plantas generadoras del Grupo Aster Power: Acajutla, Soyapango y Nejapa Power, declararon restricción de generación para el período comprendido entre el 16 y el 18 de junio de 2023, esto debido a que, los proveedores de combustible de las sociedades pertenecientes a dicho grupo no cumplieron con el suministro de combustible requerido por las plantas de generación para el despacho programado los días en cuestión.

Previo a esta declaración de restricción de generación, la planta generadora Acajutla estaba teniendo una inyección diaria promedio de 1,726 MWh, y para los días de restricción el promedio diario de inyecciones de energía bajó a 488 MWh; en cuanto a la planta generadora Nejapa Power, ésta tenía una inyección de 1,078 MWh previo a la restricción y, para los días de restricción, el promedio bajó a 216 MWh; mientras que, la planta generadora Soyapango, solo tuvo despacho el 3 de junio de 2023 con 70 MWh de inyección al Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Lo anterior se muestra en la siguiente gráfica:

Inyecciones de energía de las plantas generadoras

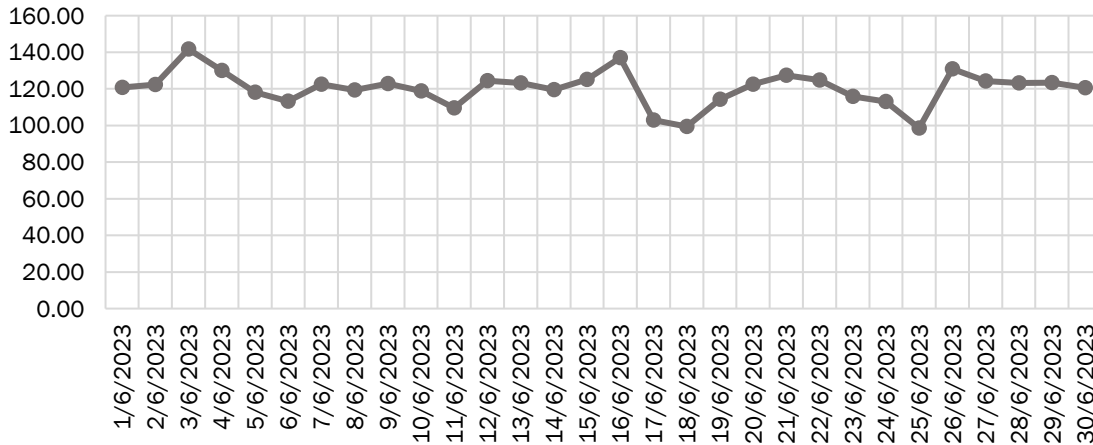


Gráfica 8. Detalle de las inyecciones de energía de las plantas generadoras Acajutla, Nejapa Power y Soyapango.

Como se muestra en la gráfica 8, los días del 16 al 18 de junio de 2023 presentan una reducción de las inyecciones por parte de las plantas Acajutla y Nejapa Power, subiendo ligeramente las mismas en los días posteriores a la restricción declarada.

Ante la influencia de las plantas generadoras Acajutla y Nejapa Power en el despacho diario de energía por sus costos variables, la sustitución de la energía restringida fue tomada por unidades generadoras con costos variables más altos; sin embargo, debido a que el período de restricción consideraba el fin de semana (17 y 18 de junio) el impacto se vio reducido debido a que la demanda tiende a bajar en dichos días; a continuación, se presenta el comportamiento del Costo Marginal de Operación (CMO) en el mes de junio de 2023:

Costo Marginal de Operación (CMO)



Gráfica 9. Detalle del Costo Marginal de Operación (CMO) durante el mes de junio de 2023.

HECHOS RELEVANTES
ABRIL - JUNIO 2023

De acuerdo con los datos mostrados en la gráfica 9, el CMO promedio de la semana del 12 de junio de 2023, tuvo las siguientes características: previo a la restricción (del 12 al 15 de junio) el CMO promedio fue de \$123.10/MWh, mientras que; el CMO promedio del viernes 16 de junio de 2023 fue de \$136/MWh; reflejándose un incremento del 11% en el CMO para un día de semana. Para el fin de semana, el CMO promedio fue de \$101.19/MWh, esto debido a la disminución de la demanda y la menor necesidad de recursos convencionales de generación.

Ante lo expuesto, se concluye que la restricción de generación declarada en el mes de junio no tuvo un impacto significativo en el MME debido a que la duración de la misma solo fue por 3 días -con fin de semana incluido- y no derivó en otras restricciones de generación de las unidades generadoras que suplieron los volúmenes de energía de estas plantas generadoras.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **segundo trimestre de 2023**, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

ABRIL

El 5 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 6 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 11 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 13 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Guatemala.

El 15 de abril de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Nicaragua.

El 16 de abril de 2023, ocurrieron 2 eventos de operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, 1 por evento en SEP de Honduras y 1 por evento en SEP de Panamá.

El 30 de abril de 2023, ocurrió operación de las etapas I y II del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento en Guatemala durante 7 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 6 eventos por mantenimiento, durante un total de 29 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 2 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 7 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 5 eventos por falla, durante un total de 11 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ABRIL - JUNIO 2023

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 4 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento durante 5 horas y 48 minutos.

MAYO

El 7 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador del SER, por pérdida de 340 MW de generación por el disparo de la planta Energía del Pacífico (EDP) debido a fuga de gas en estación de reducción de presión de gas, provocando disparo de la línea de interconexión a 400 kV Tapachula-Los Brillantes (México-Guatemala), aumentando el déficit de generación hasta 579 MW en el SER.

El 20 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 25 de mayo de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total 7 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento durante 6 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento durante 4 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento durante 7 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 1 evento por mantenimiento y 2 por falla, durante un total de 3 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento durante 6 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 6 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento durante 6 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla durante 7 horas y 41 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ABRIL - JUNIO 2023

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 3 eventos por falla, durante un total de 11 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla durante 2 minutos.

JUNIO

El 5 de junio de 2023, iniciaron operación comercial los bancos de capacitores a 115 kV de la subestación Nuevo Cuscatlán.

El 8 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Costa Rica.

El 11 de junio de 2023, inició operación en el SEP de El Salvador la subestación a 115 kV El Volcán.

El 12 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Honduras.

El 13 de junio de 2023, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador, por evento en SEP de Panamá.

El 15 de junio de 2023, inició operación comercial el interruptor 48-4-82, propiedad de EDESAL, de la subestación Talnique.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 39 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 4 eventos por fallas, durante un total de 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento 34 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento durante 3 horas y 17 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 2 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por falla durante 6 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ABRIL - JUNIO 2023

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 1 hora y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento durante 9 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por mantenimiento durante 4 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por falla durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento durante 3 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla durante 2 minutos.