

Informe de hechos relevantes

2024

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

31 de enero de 2025

Contenido

Introducción.....2

Resumen hechos relevantes.....3

Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el 2024.21

Monitoreo de la operación.....35

Introducción

El informe de hechos relevantes contiene un resumen de los principales acuerdos emitidos por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que impactan en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador.

También se desarrollan los temas relevantes que impactaron en la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y se presenta un resumen de los principales acontecimientos del monitoreo de la operación del SEP ocurridos durante el 2024.

Anexo a este informe se presentan los boletines estadísticos anuales que contienen información de la evolución de los precios en el Mercado Regulador del Sistema (MRS), inyecciones por recurso de generación, demanda de energía, transacciones internacionales, energía no servida, pérdidas de transmisión, programa anual de mantenimientos mayores, precios de los combustibles puestos en planta, niveles de los embalses, interrupciones asociadas a líneas de transmisión y a circuitos de distribución; así también, el informe de Monitoreo y análisis estadístico de las principales variables de operación del sistema de potencia de El Salvador, correspondiente al 2024

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
REFORMAS A LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y AL REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD			
Decreto Legislativo N.° 49	17/7/24	Se aprueban reformas a la Ley General de Electricidad (LGE), con el propósito de garantizar el suministro de energía eléctrica y que los usuarios finales perciban los beneficios existentes en toda la cadena de valor.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista de electricidad (MME) en cuanto al procedimiento de aprobación de modificaciones al ROBCP. Adicionalmente, se ajusta la metodología para el cálculo de los cargos por uso de la red de distribución, que se traslada a los usuarios finales y que es cobrado por las empresas distribuidoras.
Decreto Ejecutivo N.° 12	22/7/24, publicado en el Diario oficial del 25/7/24	Se aprueban reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), con el fin de adecuar los aspectos regulatorios contenidos de conformidad con las reformas realizadas a la LGE, para garantizar la aplicación efectiva de la normativa referente a la capacidad firme que debe ser remunerada en función del aporte efectivo de potencia al sistema.	Se tiene un impacto en el MME sobre el concepto, la metodología de cálculo y remuneración de la Capacidad Firme Provisoria y Definitiva para los diferentes tipos de unidades o centrales generadoras que participan en el Mercado Mayorista.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
------------	---------------	-------------	-----------------------------------

ACUERDOS DGEHM

Acuerdo de la DGEHM N.° 08/2024/DE	16/4/24	Para el trimestre del 15 de abril al 14 de julio de 2024, se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para la fijación tarifaria a trasladar a los usuarios finales por parte de las empresas distribuidoras, teniendo en consideración el Decreto Legislativo N.° 997.	Los lineamientos técnicos establecidos en este acuerdo tienen un impacto directo en los procesos de liquidación y facturación del MME. La UT deberá efectuar la distribución de los montos que corresponden al Mercado Regulador del Sistema (MRS) y efectuar la liquidación de los montos abonados por las empresas distribuidoras a cada uno de los PMs acreedores, en las transacciones económicas correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2024.
Acuerdo de la DGEHM N.° 09/2024/DE	22/5/24	Se establecen lineamientos para el ajuste de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) de exportación, teniendo en consideración el Decreto Legislativo N.° 997.	En este acuerdo se establecen nuevos rangos relacionados con la cota del embalse Cerrón Grande para ajustar los valores de las MCTP, lo cual tiene un impacto directo en el Mercado Mayorista para las exportaciones de El Salvador al Mercado Eléctrico Regional (MER).

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo de la DGEHM N.° 16/2024/DE	16/6/24, recibido el 18/6/24	Se emiten disposiciones relacionadas con el diferimiento de pago del ajuste por la capacidad firme definitiva para las empresas distribuidoras, y el ajuste de las MCTP conforme al nivel de la cota de Cerrón Grande, tomando como premisa el Decreto Legislativo N.° 997. Asimismo, se establecen disposiciones relacionadas con las cantidades de inventario mínimo de combustibles que deberán mantener las plantas generadoras.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista, ya que el diferimiento de pago por el ajuste de la capacidad firme definitiva impacta en los procesos de la liquidación de transacciones del MME. Además, las nuevas disposiciones para el ajuste de las MCTP para exportación de El Salvador impactan en las gestiones que realiza la UT con el EOR para la actualización de las MCTP de El Salvador. También se brindan nuevos lineamientos a los PM generadores térmicos en cuanto a la disponibilidad mínima de combustible para la generación de energía, conforme a los factores de planta que cada uno tenga en las programaciones semanales.
Acuerdo de la DGEHM N.° 17/2024/DE	21/6/24	Se emiten disposiciones relacionadas con las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), tomando como premisa el Decreto Legislativo N.° 997.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista, debido a que las disposiciones de este acuerdo establecen las capacidades de exportación de El Salvador hasta el 30 de septiembre de 2024.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo de la DGEHM N.° 18/2024/DE	4/7/24, recibido el 5/7/24	Se modifican las disposiciones establecidas en el numeral 1 del Acuerdo N.° 17/2024/DE, de fecha 21 de junio de 2024 y se establecen nuevos lineamientos para el ajuste de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).	Se identifica un impacto directo en el Mercado Mayorista para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador al Mercado Eléctrico Regional (MER), al establecerse nuevos rangos relacionados con el valor de la cota de Cerrón Grande para ajustar los valores de las MCTP.
Acuerdo de la DGEHM N.° 20/2024/DE	12/7/24, recibido el 15/7/24	Se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para la fijación tarifaria a trasladar a los usuarios finales por parte de las empresas distribuidoras, considerando lo establecido en el Decreto Legislativo N.° 997, de fecha 15 de abril de 2024.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista en los procesos de liquidación y facturación, debido a que la aplicación del acuerdo conlleva la distribución del porcentaje establecido para los montos del diferimiento que corresponden al Mercado Regulador del Sistema (MRS) y con ello posteriormente, la UT efectuará la liquidación de los montos abonados por las empresas distribuidoras a los PMs acreedores, en las transacciones económicas de julio, agosto y septiembre de 2024.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo de la DGEHM N.° 25/2024/DE y DGEHM N.° 27/2024/DE	12/8/24	Se aprueban modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, relacionados con la Capacidad Firme, desviaciones de las transacciones asociadas a contratos regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública) y a los inventarios mínimos de los combustibles para la generación de energía.	Se tiene un impacto en el MME, ya que se brindan nuevos lineamientos con relación a la metodología de cálculo de la Capacidad Firme, y se incorporan modificaciones a los requerimientos de los inventarios mínimos de combustibles para generación de energía eléctrica. Asimismo, se adicionan disposiciones sobre el tratamiento de las desviaciones a las transacciones asociadas a contratos regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública).
Acuerdo de la DGEHM N.° 35/2024/DE	30/8/24	Se establecen las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador.	Se identifica un impacto directo en el Mercado Mayorista, ya que se establecen los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador al MER.
Acuerdo de la DGEHM N.° 43/2024/DE	11/10/24, recibido el 14/10/24	Se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para la estabilidad de los precios de la energía, con el objetivo de tener el menor impacto posible en la tarifa del cargo por energía a ser aplicado a los usuarios finales.	Con el establecimiento de los parámetros y lineamientos técnicos para la determinación de los precios de la energía, se tiene un impacto en el proceso de liquidación del Mercado Mayorista, ya que la UT deberá efectuar la distribución de los montos abonados por las empresas distribuidoras, correspondientes a los valores informados por la DGEHM, entre los Participantes del

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			Mercado (PMs) acreedores del Mercado Regulador del Sistema (MRS) en las liquidaciones de octubre, noviembre y diciembre de 2024.
Acuerdo de la DGEHM N.º 48/2024/DE	25/10/24	Se modifica el numeral 4.9.1 del Capítulo 4 – Mercado de Contratos del ROBCP, relacionado con las desviaciones a las transacciones asociadas a contratos regulados.	Se identifica un impacto en el Mercado Mayorista, en cuanto a los procesos de conciliación y liquidación de transacciones del mercado, ya que a partir del 1 de noviembre de 2024 la UT excluirá del procedimiento de desviaciones de contratos a las transacciones asociadas a contratos regulados correspondientes a aquellos con respaldo de plantas de generación en El Salvador que fueron firmados antes del 12 de agosto de 2024.

ACUERDOS SIGET

Acuerdo SIGET N.º 015-E-2023	10/1/24, recibido el 12/1/24	Se prorroga por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista (MM) para enero, febrero y marzo de 2024. Adicionalmente, se prorroga hasta el 12 de mayo de 2024, las indicaciones sobre la gestión que deberá hacer la Unidad de
------------------------------	------------------------------	---	--

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			Transacciones ante el Ente Operador Regional (EOR) para la determinación de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador en función de que la cota del embalse Cerrón Grande se encuentre en el nivel de 242 m s.n.m.
Acuerdo SIGET N.° 025-E-2024	12/1/24, recibido el 18/1/24	Se ajusta el Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista a US \$8.53/kW-mes. Dicho valor también deberá ser utilizado para fijar el Precio Base de la Potencia de los contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia que se lleven a cabo durante el 2024. El Cargo por Capacidad ajustado tiene vigencia para el periodo comprendido del 1 de enero al treinta y uno de diciembre de 2024, ambas fechas inclusive.	El ajuste del Cargo por Capacidad impacta en los procesos de conciliación y liquidación de las transacciones económicas del Mercado Mayorista (MM), ya que actualiza el valor del cargo por capacidad de las transacciones en el MRS realizadas en el 2024 a un valor de US \$8.53/kW-mes.
Acuerdo SIGET N.° 026-E-2024	12/1/24, recibida el 22/1/24	Se le indica a la Unidad de Transacciones que durante el primer trimestre del año 2024, deberá continuar con la aplicación del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista (COSTAMM) aprobado para el año 2023 por un valor de \$1.090933/MWh.	Para el primer trimestre de 2024 se aprueba transitoriamente el COSTAMM por el mismo valor de \$1.090933/MWh aplicado en 2023, el cual es cobrado a la demanda de energía del Mercado Mayorista.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.º 027-E-2024	12/1/24, recibido el 1/2/24	Se indica a ETESAL, S.A. de C.V. que, durante el primer trimestre del 2024, deberá continuar con la aplicación del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aprobado para el 2023, por un valor de \$8.962235/MWh.	Se aprueba el valor del CUST de forma transitoria para el primer trimestre de 2024. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
Acuerdo SIGET N.º 108-E-2024	27/2/24, recibido el 29/2/24	Se aprueba el estudio de producción de energía para determinar la capacidad firme inicial de la planta de generación solar fotovoltaica "Talnique Solar", con una capacidad instalada de 13.20 MW _{CA} ubicada en el municipio de Talnique, departamento de La Libertad, presentado por la sociedad Inversiones Energéticas S.A. de C.V.	Con la entrada en operación de la planta fotovoltaica "Talnique Solar", se incrementa la capacidad de generación renovable instalada en el MME.
Acuerdo SIGET N.º 205-E-2024	6/5/24, recibido el 8/5/24	Se prorrogan por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al Reglamento de Operación y del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costo de Producción (ROBCP), aprobadas por medio del acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para abril, mayo y junio de 2024. Adicionalmente, se prorrogan hasta el 13 de agosto de 2024, las indicaciones sobre la gestión que deberá hacer la Unidad de Transacciones (UT) ante el Ente Operador

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			Regional (EOR) para la determinación de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador en función de la cota del embalse Cerrón Grande.
Acuerdo SIGET N.º 213-E-2024	8/5/24, recibido el 13/5/24	Se indica a la sociedad ETESAL, S. A. de C. V. que, hasta determinar un Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) derivado del proceso de revisión del RI 2024, deberá continuar con la aplicación del CUST aprobado para el 2023 por un valor de \$8.962235/MWh.	Se aprueba el valor del CUST en forma transitoria. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad, y se toma en consideración en los procesos de liquidación del MME.
Acuerdo SIGET N.º 237-E-2024	27/5/24, recibido el 30/5/24	Se aprueba el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aplicable en el periodo del 1 de mayo al 31 de diciembre de 2024, por el valor de \$9.404416/MWh.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista, debido a que éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del MME, el cual se tomará en consideración en los procesos de liquidación del Mercado Mayorista.
Acuerdo SIGET N.º 262-E-2024	5/7/24, recibido el 5/7/24	Se prorroga por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del acuerdo N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
			julio, agosto y septiembre de 2024.
Acuerdo SIGET N.º 300-E-2024	8/8/24, recibido el 14/8/24	Se aprueban las Estructuras de costos para los combustibles de los generadores térmicos con una vigencia desde el jueves de semana inmediatamente posterior a la fecha de notificación del acuerdo hasta el 31 de julio de 2026.	La aprobación de las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos, impactan en el costo marginal de operación del MME y en el costo de inyección regional, ya que los costos variables determinados para cada uno de los generadores mediante sus estructuras específicas son utilizados en las programaciones de la operación, así como en tiempo real para su despacho en el SEP y finalmente en la conciliación de transacciones.
Acuerdo SIGET N.º 348-E-2024	27/9/24, recibido el 30/9/24	Se prorrogan por tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas en el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo de las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, impacta en los procesos correspondientes a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para octubre, noviembre y diciembre de 2024.
Acuerdo SIGET N.º 362-E-2024	11/10/24, recibido el 17/10/24	Se aprueba para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024 el Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) por un valor de US \$0.970826/MWh.	Con la definición del COSTAMM, se identifica un impacto en el MME, ya que éste constituye un rubro de los Cargos del Sistema que es cobrado a la demanda de energía del MME.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Acuerdo SIGET N.° 403-E-2024	15/11/2024	Se aprueba el ajuste a la tasa por la actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET por un valor de USD \$0.65, por cada megavatio hora generado o importado con fines comerciales, durante el año inmediato anterior a la fecha de renovación de su registro.	La aprobación de la tasa ajustada por actualización del Registro adscrito a la SIGET impacta al Mercado Mayorista, ya que es un Cargo del Sistema cobrado a los Participantes del Mercado que inyectan energía y está vigente desde el 1 de diciembre de 2024 hasta el 30 de noviembre de 2025.
Acuerdo SIGET N.° 412-E-2024	21/11/24	Se aprueba las modificaciones al Anexo 21 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) conforme el Anexo I del acuerdo, las cuales tendrán vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.	Con la aprobación de los cambios normativos, se tiene un impacto en el Mercado Mayorista en cuanto al establecimiento de nuevos lineamientos técnicos y económicos que se aplicarán durante la operación en tiempo real y la conciliación de transacciones para la operativización del mecanismo de administración de vertimiento de generación base.
Acuerdo SIGET N.° 439-E-2024	13/12/24, recibido el 20/12/24	Se prorroga por un periodo de tres meses adicionales las disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023.	Las disposiciones transitorias al ROBCP, impactan en los procesos correspondientes a la liquidación de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para enero, febrero y marzo 2025; en cuanto a la forma de determinar el Costo Marginal de Operación, siendo este asociado al costo de suplir únicamente la demanda nacional y separando el costo de la generación para exportación en todos los intervalos de mercado.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
INSCRIPCIÓN DE NUEVOS PMS E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS GENERADORAS			
Sesión de Junta Directiva UT N.º 617	16/1/24	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad INNOVA TECNOLOGÍA Y NEGOCIOS, S.A. DE C.V., para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad en la categoría de Comercializador.	Se aprueba la inscripción de un nuevo participante del mercado que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
Inicio de operación comercial de planta de generación fotovoltaica	1/3/24	Se inicia la operación comercial de la planta de generación fotovoltaica Talnique Solar con una capacidad de 13.2 MW, conectada a nivel de 46 kV en la red de distribución del circuito 48-4-82 de EDESAL.	Con el inicio de operación comercial de esta planta de generación fotovoltaica, se continúa con la diversificación de la matriz energética de nuestro país, aumentando la disponibilidad de energía renovable no convencional con costo cero que se utilizará para abastecer la demanda de El Salvador.
Sesión de Junta Directiva UT N.º 646	30/5/24	La Junta Directiva de la UT aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad INVERSIONES APH, 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.
Sesión de Junta Directiva UT N.º 648	16/7/24	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad ENERSAL, S.A. DE C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Se inscribe un nuevo Participante del Mercado (PM) que operará en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Inicio de operación comercial de planta de generación fotovoltaica	1/9/24	Se inicia la operación comercial de la planta de generación fotovoltaica Ingenio La Cabaña con una capacidad de 5.0 MW, conectada a nivel de 46 kV en la red de distribución del circuito 38-4-81 de CAESS.	Con el inicio de operación comercial de esta planta de generación fotovoltaica, se continúa con la diversificación de la matriz energética de nuestro país, aumentando la disponibilidad de energía renovable no convencional con costo cero que se utilizará para abastecer la demanda de El Salvador.

RESOLUCIONES CRIE

Resolución N.° CRIE-01-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se establece la tasa de descuento regional para el año 2024, en un valor de 11.95 %.	Con el establecimiento de la tasa de descuento regional para 2024, se tiene un impacto en el Mercado Mayorista, ya que ésta se utiliza como insumo en las actividades de planeamiento de la expansión de la generación y la transmisión regional que realiza el EOR, impactando de manera indirecta en la confiabilidad del SER, así como en los Ingresos Autorizados Regionales, que son trasladados a la demanda de energía eléctrica a través del Cargo Complementario.
-----------------------------	-------------------------------	--	--

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-02-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se aprueba la modificación normativa referente al Anexo J del Libro III del RMER denominado: “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO”, según el detalle del Anexo I de esta resolución.	Se aprueban las modificaciones al RMER resultado de la consulta pública CRIE 06-2023, relacionadas con la metodología para el cálculo de la tasa de descuento, por lo que se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista, ya que se incorpora una banda de control de los valores de la tasa de descuento regionales y se realiza un ajuste a la periodicidad del cálculo de dicha tasa a considerar en el Plan de Expansión de la generación y la transmisión realizado por el EOR.
Resolución N.° CRIE-04-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se establece para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER) derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en ochenta y tres por ciento (83%), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	Se identifica un impacto directo para el Mercado Mayorista debido a que se establece un porcentaje de compensación semestral para el cálculo de la Compensación Mensual del MER. La Compensación Mensual incide directamente en el Cargo Complementario de Transmisión regional (CCT) que es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-05-2024	22/1/24, publicada el 26/1/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), para conectar a la RTR de Panamá, el proyecto denominado: “Subestación Veladero 230/34.5 kV”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Panamá, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.° CRIE-08-2024	22/2/24, publicada el 28/2/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: “Tercer Transformador en la Subestación Progreso”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.° CRIE-09-2024	22/2/24, publicada el 22/2/24	Se resuelve, entre otros, ajustar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al 2024, y en este sentido se aprueba el Cargo por el Servicio de Operación del Sistema el cual financiará el presupuesto mencionado.	Se aprueba la modificación del Cargo por el Servicio de Operación del Sistema para el 2024, lo que tiene un impacto en el Mercado Mayorista por ser un cargo que se aplica a los agentes del MER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.º CRIE-14-2024	21/3/24, publicada el 22/3/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por la entidad Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para conectar a la RTR de Panamá, los proyectos de transmisión eléctrica denominados: “Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 kV”, “Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 kV”, “Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 kV”, “Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 kV”, “Nueva Subestación Panamá III 230 kV GIS” y “Nueva Subestación Sabanitas 230 kV GIS”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión de los proyectos de transmisión eléctrica a la RTR de Panamá, aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el SER.
Resolución N.º CRIE-16-2024	25/4/2024, publicado el 30/4/24	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), para conectar a la RTR de Nicaragua, los proyectos de transmisión denominados: “Aumento de capacidad de transformación en subestación Acahualinca”, “Aumento de capacidad de transformación en subestación Catarina”, “Aumento de capacidad de transformación en subestación León I” y “Aumento de capacidad de transformación en subestación Los Brasiles”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Nicaragua aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-21-2024	27/6/24, publicado el 2/7/24	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la sociedad Santiago Solar PTY, Corp., para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Panamá, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: “Parque Solar Santiago”.	Se identifica un impacto indirecto al Mercado Mayorista (MM) debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de Panamá aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.° CRIE-23-2024	25/7/24, publicado el 30/7/24	Se resuelve, establecer para el cálculo de la Compensación Mensual del Mercado Eléctrico Regional (MER) derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en ochenta y siete por ciento (87%).	Se identifica un impacto directo al MM debido a que el establecimiento del porcentaje de Compensación Semestral para la Compensación Mensual del MER (CMM), afecta directamente al Cargo Complementario de Transmisión Regional (CCT) que es parte de los Cargos del Sistema que se le traslada a la demanda nacional.
Resolución N.° CRIE-25-2024	13/8/24, recibido el 19/8/24	Se resuelve, entre otros, declarar con lugar la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) mediante la nota GGC-GG-2024-06-0399, referente a que el descuento por el cargo fijo del año 2024 sea distribuido durante el período que comprende de los años 2025 al 2036, ambos inclusive.	Se identifica un impacto al MME, debido a que el descuento correspondiente al cargo fijo del año 2024 a distribuir equitativamente en el Ingreso Autorizado Regional anual desde el 2025 hasta el 2036, es un monto que se recolecta a partir de los cobros a los agentes que realizan transacciones en el MER y a la demanda nacional.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
Resolución N.° CRIE-26-2024	13/8/24, publicado el 19/8/24	Se resuelve, entre otros, aprobar un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2024.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista debido a que el IAR se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER como a la demanda nacional.
Resolución N.° CRIE-38-2024	28/11/24, publicada el 29/11/24	Se resuelve, entre otros, aprobar el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para el año 2025.	El Ingreso Autorizado Regional (IAR), impacta en el Mercado Mayorista de Electricidad, ya que se recolecta por medio de los cargos del sistema a la demanda nacional.
Resolución N.° CRIE-42-2024	28/11/24, publicada el 2/12/24	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de El Salvador, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "Subestación Tamanique".	Con la aprobación de la solicitud de conexión del proyecto de transmisión se identifica un impacto al Mercado Mayorista, debido a que éste aumentará la confiabilidad y calidad del Sistema Eléctrico de Potencia.
Resolución N.° CRIE-43-2024	12/12/24, publicada el 13/12/24	Se resuelve, entre otros, Aprobar el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2025.	La aprobación del presupuesto del EOR, tiene un impacto directo en el MME, ya que con ello se aprueban los cargos que la demanda nacional debe pagar al EOR como parte de la administración del MER.

HECHOS RELEVANTES
2024

Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el 2024.

Disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024 (Tercera prórroga del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023)

El **Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023**, emitido el 9 de mayo de 2023 acordó aprobar disposiciones transitorias al ROBCP relacionadas con el cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO) y la consideración de un costo a la exportación, y se establecieron condicionantes para que la UT realice las gestiones necesarias con el Ente Operador Regional (EOR) para solicitar la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) para los valores de máxima capacidad de exportación de El Salvador. Este acuerdo se emitió con una vigencia de tres meses, contados a partir de la fecha de emisión del mismo; y se indicó que se debía aplicar a las liquidaciones de transacciones correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2023.

Debido a que la problemática que dio origen a la emisión del referido Acuerdo SIGET se prolongó durante el último semestre del 2023, se emitieron acuerdos posteriores, por medio de los cuales se prorrogaron las disposiciones transitorias y se ajustaron las indicaciones sobre el valor de la cota del embalse de Cerrón Grande, siendo el último de éstos el Acuerdo SIGET N.° 339-E-2023, cuya vigencia finalizó el 11 de febrero de 2024.

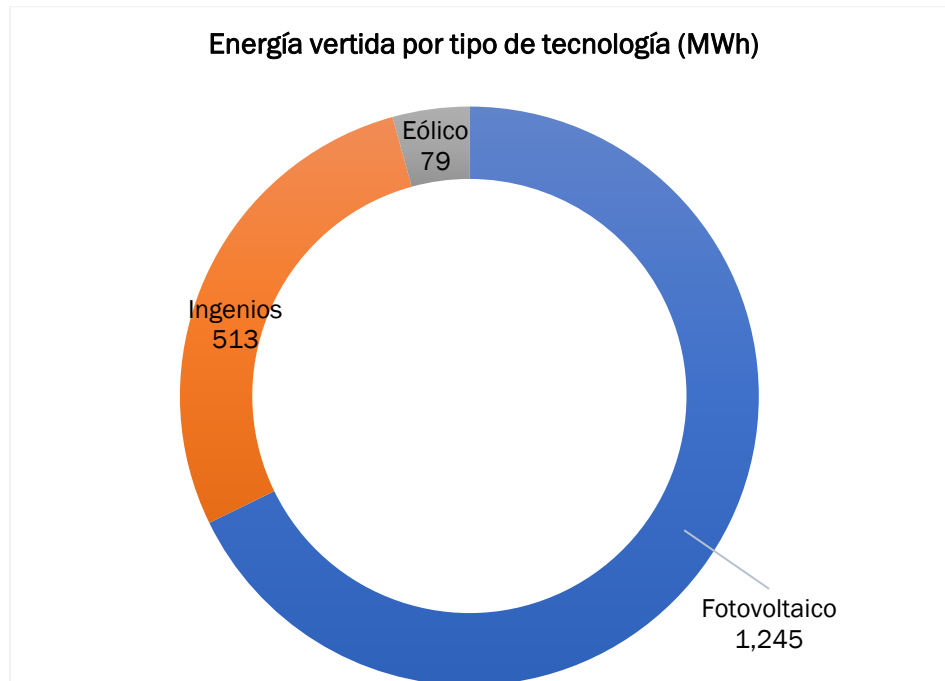
Posteriormente, la SIGET realizó un análisis de la conveniencia de otra prórroga de las disposiciones transitorias aprobadas mediante el Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 y evaluó, entre otros elementos, si la problemática que originó la necesidad de aprobar dichas medidas transitorias se mantenía; identificando que al menos los primeros meses del año 2024 perduraría la influencia de “El Niño”, en la región de América Central, por lo que, el 10 de enero de 2024 emitió el **Acuerdo SIGET N.° 015-E-2024**, por medio del cual aprobó:

- Prorrogar el plazo de las modificaciones transitorias al ROBCP contenidas en el Anexo I del Acuerdo SIGET N.° 152-E-2023, **para aplicarse a las liquidaciones de transacciones económicas de los meses de enero, febrero y marzo de 2024.**
- Prorrogar el plazo por tres meses más lo establecido en el Acuerdo SIGET N.° 339-E-2023 (12/2/2024 al 12/5/2024) sobre las indicaciones contenidas en la letra b) del acuerdo SIGET N.° 152-E-2023 considerando los cambios de la letra a) del Acuerdo SIGET N.° 325-E-2023, es decir, que la UT deberá realizar las gestiones correspondientes con el EOR sobre las restricciones a las MCTP para exportación de El Salvador, cuando la cota de Cerrón Grande esté por debajo de 242 m.s.n.m.

Eventos de vertimiento de generación base registrados en el Mercado Mayorista de Electricidad en el primer trimestre de 2024

Durante el primer trimestre de 2024, en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) se registraron 7 días con eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP); ante lo cual, considerando lo establecido en el Anexo 21 del ROBCP en cuanto a la administración del vertimiento de generación base, en la operación en tiempo real se redujeron las inyecciones de potencia de las unidades generadoras base conforme a la lista de prioridad de vertimiento hasta lograr el balance carga-generación del sistema, lo que se muestra en el siguiente balance oficial de los volúmenes de energía vertida por tipo de tecnología de generación:

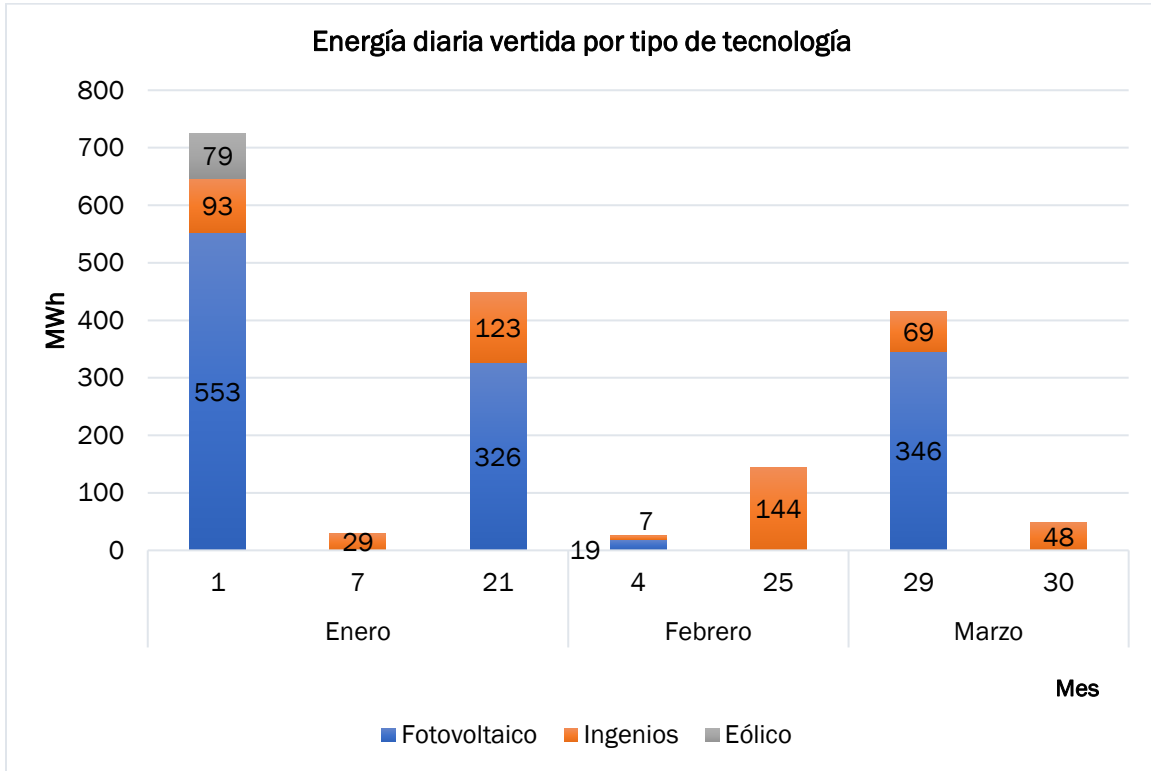
HECHOS RELEVANTES
2024



Gráfica 1. Volumen de energía vertida por tipo de tecnología durante el primer trimestre de 2024.

Según los datos mostrados en la gráfica 1, el total de energía vertida como parte del mecanismo de administración de vertimiento de generación base fue de 1,836 MWh, de los cuales 1,245 MWh, que representan un 68% de este total, correspondieron a plantas fotovoltaicas que participan en el MME; de igual forma, los ingenios participaron con 513 MWh, lo que corresponde a una proporción del 28%; y, la planta eólica, con 79 MWh de energía vertida, tuvo una participación del 4 %.

Con respecto al detalle diario de la energía vertida por tecnología que participó en el mecanismo contemplado en el Anexo 21, de enero a marzo de 2024 se tuvieron los valores mostrados en la siguiente gráfica:



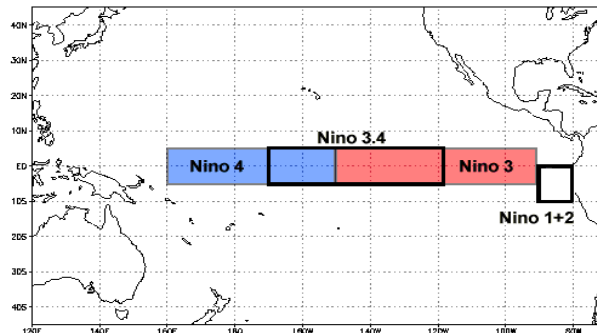
Gráfica 2. Volúmenes diarios de energía vertida durante el primer trimestre de 2024.

De acuerdo con la gráfica 2, el 1 de enero presentó el mayor volumen de energía vertida del período, representando un 39 % del total de los 7 días con eventos de vertimiento de generación base, registrando la mayor proporción de energía fotovoltaica vertida y el único día en que la planta eólica redujo sus inyecciones. Los ingenios registraron reducciones de energía en los 7 días que presentaron eventos de vertimiento de generación base en este trimestre, siendo el 25 de febrero el día con la mayor reducción, esto debido a dicha tecnología presentó los menores precios de flexibilidad de generación ofertados y establecidos en la lista de mérito de vertimiento.

Fenómeno de “El Niño” y su impacto en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el segundo trimestre de 2024

El fenómeno de “El Niño” es un evento climatológico asociado a la escasez de lluvias en ciertas partes del mundo y, para categorizar dicho fenómeno, entre otros índices, se utiliza el Índice Oceánico El Niño (ONI, por sus siglas en inglés), el cual en su fase cálida en el Pacífico ecuatorial central corresponde a El Niño, y su cálculo se efectúa con el promedio de tres meses consecutivos de las anomalías mensuales de la temperatura superficial del mar medidas en el Pacífico tropical en la región El Niño 3.4, como se muestra a continuación:

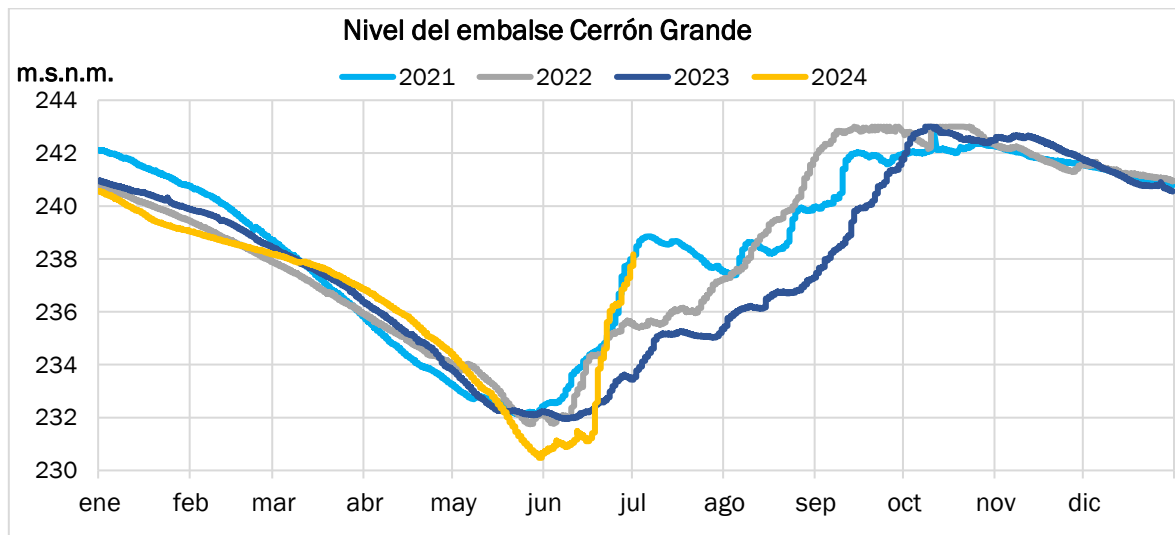
HECHOS RELEVANTES 2024



Fuente: Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos

Según los pronósticos presentados en la *Perspectiva nacional del clima* publicada por el Ministerio de Medio Ambiente en abril de 2024, para abril y mayo de 2024 persistirían los efectos del fenómeno de “El Niño”; sin embargo, se visualizaba el final de este fenómeno para el mes de junio, debido a un descenso en las temperaturas de la superficie del océano Pacífico, por lo que la evolución de “El Niño” mostraba una transición a condiciones normales.

Los efectos descritos anteriormente y su impacto en la hidrología nacional, puede analizarse mediante el comportamiento del embalse de Cerrón Grande a lo largo del 2024, con énfasis especial en el segundo trimestre, como se muestra a continuación:



Gráfica 3. Niveles del embalse de Cerrón Grande.

En la gráfica 3, se identifica que, para abril, el nivel del embalse tuvo un comportamiento con una tendencia típica esperada en dicho período, y en mayo se tuvo un decremento pronunciado de nivel debido al incremento significativo de la temperatura y por ende de la demanda en el Mercado Mayorista, lo que conllevó a un mayor uso tanto de la generación hidroeléctrica como de la térmica con el fin de no experimentar ningún problema en el abastecimiento de la demanda nacional. Posteriormente, en junio, debido al ingreso de ondas tropicales y lluvias tipo temporal,

los influjos del embalse incrementaron considerablemente y de manera acelerada, y con esto se tuvo la recuperación de su nivel.

Es importante mencionar que a pesar de la influencia del fenómeno de “El Niño” en los primeros meses de 2024, la diversidad de recursos en la matriz energética, disposiciones extraordinarias para evitar crisis energética emitidas por las entidades nacionales correspondientes y la adecuada administración de todos los recursos disponibles, permitió que no se tuvieran racionamientos en la demanda, logrando cubrirla con recursos nacionales.

En línea con lo anterior, se resalta que, a nivel regional, durante el primer semestre de 2024, se tuvieron restricciones en las transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER), debido a que en algunos países de la región se tomaron disposiciones especiales para optimizar sus recursos ante los efectos del fenómeno de “El Niño” y con ello, minimizar el riesgo de racionamiento de la demanda. Algunos sistemas de la región, a excepción de El Salvador, declararon estado de emergencia por la crisis energética y debieron racionar su demanda, dando prioridad a la carga crítica de sus sistemas.

Para afrontar el fenómeno de “El Niño”, por parte de la UT se tuvo que dar un seguimiento exhaustivo de la hidrología y medidas tomadas a nivel regional; así como realizar la implementación de las medidas extraordinarias emitidas por el gobierno para evitar una posible crisis de abastecimiento de la demanda, así como analizar detalladamente todas las variables involucradas en la adecuada administración de los recursos disponibles. Es importante mencionar que, de acuerdo con información de la *Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés)*, el 13 de junio de 2024 se dieron por finalizadas las condiciones del fenómeno de “El Niño” en la región y, a partir de dicha fecha, se prevé una transición rápida a las condiciones del fenómeno de “La Niña”, lo que traería consigo un incremento considerable de lluvias para el resto del invierno y proyecciones de una mayor disponibilidad del recurso hídrico.

Modificaciones al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo N.º 25/2024/DE y Acuerdo N.º 27/2024/DE sobre el cálculo de la Capacidad Firme en atención a las Reformas del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE) aprobadas por medio del Decreto Ejecutivo N.º 12.

Por medio del Decreto Ejecutivo N.º 12, del 22 de julio de 2024, publicado en el Diario Oficial N.º 142, Tomo N.º 144, de fecha 25 de julio de 2024, se aprobaron reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), las cuales contemplan modificaciones a los lineamientos establecidos para la determinación de la Capacidad Firme Provisoria y Definitiva. Con base en lo anterior, el 12 de agosto de 2024, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) emitió el Acuerdo N.º 25/2024/DE y con fecha 20 de agosto de 2024 el Acuerdo N.º 27/2024/DE, mediante los cuales se aprobaron las adecuaciones necesarias al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para mantener la congruencia regulatoria con lo establecido en el RLGE y que con ello, la UT cuente con los lineamientos tanto operativos como comerciales para aplicarlos en sus procesos.

Las modificaciones al ROBCP respecto de la Capacidad Firme, contemplan cambios en el *Capítulo 1 - Glosario, Capítulo 6 – Capacidad Firme y Anexo 15 – Determinación de la Capacidad Firme* del ROBCP; lo que conlleva a modificaciones conceptuales en la definición de Capacidad Firme la cual ahora se define como una potencia que la central o unidad generadora “...es capaz de proveer al sistema eléctrico durante los períodos de mayor exigencia de parque generador”, adicionalmente, el Período de Control de la Capacidad Firme será revisado anualmente por la UT según la exigencia del parque generador, y sobre el Período de Cálculo de la Capacidad Firme, se eliminó la definición de período crítico y se estableció que el período de duración del cálculo de la Capacidad Firme es de un año completo.

Los cambios aprobados también contemplan que ya no hay restricción para programar los mantenimientos correspondientes al Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM), en periodos determinados en el año.

Asimismo, se modificó la metodología de cálculo de Capacidad Firme para las unidades o centrales generadores en cuanto a lo siguiente:

Centrales hidroeléctricas:

- Capacidad Firme Provisoria: se utilizará la hidrología más seca de los 5 años previos al cálculo de la Capacidad Firme. La energía media semanal se calcula para todo el año de Capacidad Firme.
- Capacidad Firme Definitiva: se determinará con base en la energía media semanal realmente inyectada.

Tanto para la capacidad firme provisoria como la definitiva, la hidrología abarca todo el período de la capacidad firme.

Unidades térmicas:

- Se incluye la indisponibilidad por incumplimiento de inventarios mínimos de combustible: Se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al número de horas de déficit de combustible que presente el generador térmico, considerando un consumo a plena carga de cada unidad afectada.

Autoprodutores y cogeneradores:

- La disponibilidad de potencia media se calculará como la inyectada durante el período para cálculo de la Capacidad Firme (anual), siempre dividida entre el excedente reconocido como potencia máxima. Anteriormente se calculaba la potencia media en las horas del período de control.

Energía Renovable No Convencional (ERNC):

- Para la Capacidad Firme Provisoria: se utilizará la menor energía anual registrada en los 5 años previos al cálculo de la Capacidad Firme, dividida entre 8,760 horas.

- Para la Capacidad Firme Definitiva: se utilizará el promedio de la energía real inyectada registrada en los últimos 5 años, actualizando las inyecciones del último período de la capacidad firme y eliminando el más antiguo, dividida entre 8,760 horas.

En cuanto a la disponibilidad de combustibles por parte de las unidades generadoras térmicas, se aprueban modificaciones al *Anexo 4 – Precio de los Combustibles* del ROBCP, para que, según el nivel de la cota del embalse de Cerrón Grande y el factor de planta asignado en la programación semanal a una central generadora, se deba garantizar un inventario mínimo que permita su operación ante cualquier contingencia salvaguardando así la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia; también se establece una penalización en la Tasa de Salida Forzada a todo PM generador térmico que no cumpla con dicho inventario mínimo según la disponibilidad reportada a la UT los lunes a las cero horas de cada semana.

A partir de la entrada en vigencia de dichos cambios y conforme a lo establecido en los Acuerdos mencionados, se elaboró el informe de recálculo del subperíodo de la Capacidad Firme a partir del 1 de septiembre de 2024, aplicando la nueva metodología de cálculo.

En cuanto a los cálculos de las transacciones ejecutadas a partir de las cero horas del 16 de agosto de 2024, con respecto a las desviaciones de las transacciones asociadas a los Contratos Regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública), según lo establecido en la adición del numeral 4.9 en el *Capítulo 4 – Mercado de Contratos* del ROBCP, las cuales consisten en que todo PM que inyecte una energía inferior a la comprometida en sus transacciones asociadas a dichos contratos, será considerado un comprador en el MRS y esa energía faltante será valorizada al máximo entre el CMO y el costo variable de la unidad térmica más económica según la lista de mérito, haya sido esta despachada o no en el período de mercado correspondiente, con lo cual, la UT aplicará los montos calculados para cada Contrato Regulado como un abono a las empresas distribuidoras y un cargo a los PMs contrapartes de dichos contratos.

Reformas a la Ley General de Electricidad aprobadas por medio del Decreto Legislativo N.° 49

El 17 de julio de 2024 la Asamblea Legislativa aprobó el Decreto Legislativo N.° 49, publicado en el Diario Oficial de esa misma fecha, por medio del cual se aprobaron **reformas a la Ley General de Electricidad (LGE)**, con el propósito de garantizar el suministro de energía eléctrica y que los usuarios finales perciban los beneficios asociados a los precios contenidos en los contratos suscritos por las empresas distribuidoras distintos de los Contratos de Libre Concurrencia (CLC), Contratos de Naturaleza Pública (CNP) o de abastecimientos de demandas específicas.

Esta reforma modificó los artículos: 33, 34 y 37, del Capítulo III de la LGE, sobre la Unidad de Transacciones (UT) y su organización; así como los artículos 67, 75 y 79 que tratan acerca del método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, de las ventas de energía a usuarios finales y los precios incluidos en los pliegos tarifarios presentados por los operadores en redes de distribución que actúen como comercializadores.

En cuanto a la Unidad de Transacciones, previamente el artículo 33 de la LGE establecía que el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en

Costos de Producción (ROBCP) con el que se opera el Mercado Mayorista de Electricidad, debía ser elaborado por la UT y aprobado por la Junta de Directores de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); con la referida reforma, se adiciona que, previo a su aprobación por la SIGET, deberá contarse con el visto bueno de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM). Adicionalmente, se agregó un inciso a este artículo, en el cual se facultó a la DGEHM para efectuar de manera directa modificaciones al ROBCP, para lo cual la Dirección podrá requerir toda la información que considere necesaria para su aplicación, siendo obligación de los generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores de energía eléctrica, proporcionarla en los plazos establecidos por la DGEHM.

Asimismo, se modificó el artículo 37 de la LGE, en lo relacionado con la estructura organizativa y de administración de la UT, la cual, previo a esta reforma, le correspondía a una Junta Directiva, sustituyéndose a ese ente colegiado de administración por un administrador único propietario y su respectivo suplente, cuya duración de la administración será de 5 años; y tendrán las más amplias facultades en representación, administración y ejecución.

Con respecto al método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, se establecieron modificaciones al artículo 67, en éste se incorporaron facultades a la DGEHM para participar en el cálculo.

En adición de lo anterior, de acuerdo con las disposiciones transitorias del Decreto Legislativo, se indicó que las empresas distribuidoras deberán aplicar los cargos de distribución vigentes en el año 2023 hasta que la DGEHM apruebe nuevos cargos y metodología, los que estarán vigentes hasta el año 2027.

Con la reforma del artículo 75, se regulan los precios de la energía que los comercializadores trasladan a sus clientes y se les establece a cobrar hasta un máximo igual a los pliegos tarifarios de la empresa distribuidora a la cual está conectado el cliente, de manera que no se puedan hacer cobros mayores.

En el artículo 79 se incorporó un literal, en el cual se establece que las empresas distribuidoras deberán incluir en los pliegos tarifarios, todos aquellos contratos que no sean CLC, CNP, de abastecimiento de demanda o contratos con generación distribuida renovable que tengan suscritos, de manera que el abastecimiento total de la demanda conectada a una empresa distribuidora estará regulada y los pliegos tarifarios serán calculados conforme a los precios del total de la energía adquirida por parte de la distribuidora.

Modificaciones al Anexo 21- Administración de vertimiento de generación base del ROBCP

Mediante el Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024, de fecha 21 de noviembre de 2024 y publicado en el Diario Oficial N.º 236, Tomo N.º 445 del 10 de diciembre de 2024; la Junta de Directores de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) aprobó cambios al Anexo 21 - Administración de vertimiento de generación base del ROBCP; los cuales derivan del análisis de la aplicación de la normativa aprobada por medio del Acuerdo SIGET N.º 443-E-2021, que incorporó el mencionado anexo al ROBCP.

Las modificaciones aprobadas tienen la finalidad de clarificar y precisar aspectos regulatorios para evitar ambigüedades en su interpretación, así como mitigar el problema operativo en los periodos en donde se tiene una muy baja demanda en el MME y exceso de generación base.

Los principales aspectos que consideran las modificaciones son:

- Gestión de las inyecciones al sistema de transmisión registradas en el Sistema de Medición Comercial (SIMEC), desde las redes de las empresas distribuidoras durante los eventos de vertimiento de generación base:

Se establece que la energía inyectada al Mercado Mayorista desde las redes de distribución, producida por generadores que operan fuera del MME, deberá reducirse a cero independientemente de si se le gira una instrucción a la compañía distribuidora en tiempo real o no. Si estas inyecciones se registran en el SIMEC durante un evento de vertimiento, la compañía distribuidora responsable participará como compradora de vertimiento.

- Tratamiento de plantas generadoras que tengan suscritos Contratos de Naturaleza Pública (CNP) para participar en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base:

Se establece que el precio de flexibilidad de generación con el que participarán será equivalente al precio del Contrato de Naturaleza Pública (CNP) vigente para los generadores ERV, que cuenten con contratos asociados y que cumplan con las condiciones estipuladas en el ROBCP para los Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales.

- Clarificación sobre la señal de potencia disponible para plantas de Energía Renovable Variable:

Se especifica que la potencia disponible enviada por las plantas ERV a través de telemetría al Sistema SCADA de la UT, corresponde a la potencia neta. Asimismo, se ajusta el valor permitido de desviación entre el cálculo de potencia neta disponible y la generación real medida horariamente, al máximo entre 0.5 MW o 5 % de la potencia nominal de la planta. Además, se amplía la ventana de tiempo de 2 a 4 días hábiles para que el PM pueda remitir el cálculo de potencia neta disponible si este valor no fue enviado a la UT durante un evento de vertimiento de generación base o en caso el PM presente datos erróneos durante la operación en tiempo real.

- Fórmulas matemáticas para calcular la participación obligatoria de las unidades generadoras:

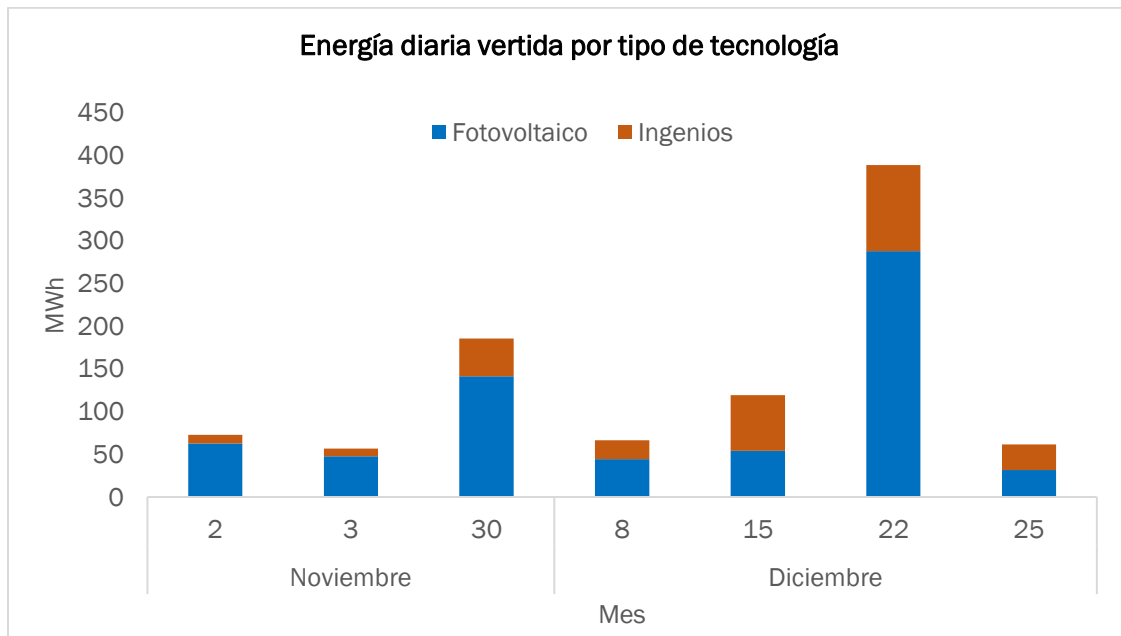
Se incorporan las fórmulas matemáticas necesarias para determinar la participación obligatoria de las unidades generadoras en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base, incluyendo las siguientes: el factor de vertimiento, la participación obligatoria y la participación mecanismo.

De acuerdo con lo aprobado en el Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024, estas modificaciones entraron en vigencia el 10 de diciembre de 2024, por tanto, han sido aplicadas por la UT en los

diferentes procesos del Mercado Mayorista de Electricidad para los eventos de vertimiento de generación base ocurridos a partir de esa fecha.

Eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el último trimestre de 2024

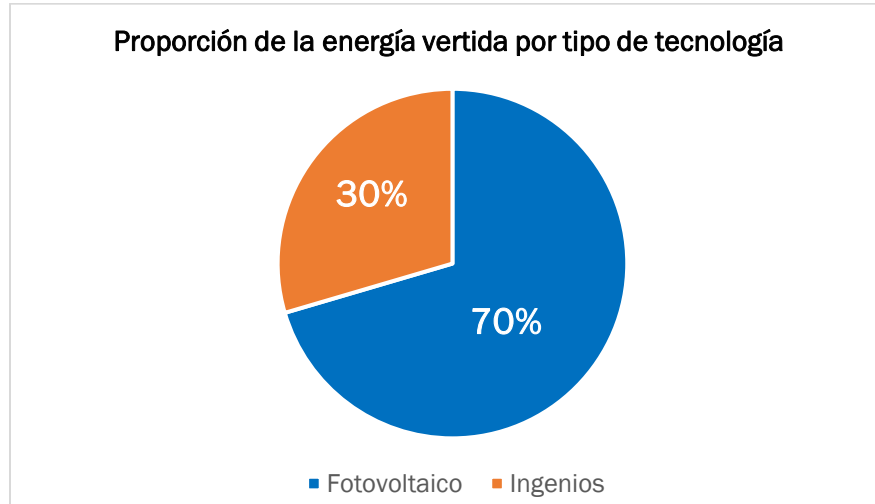
Con base en lo establecido en el *Anexo 21 - Administración de Vertimiento de generación base* del ROBCP, durante 2024 la UT gestionó los eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad manteniendo la calidad y seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia en todo momento. En el último trimestre de 2024, dichos eventos ocurrieron en 7 días distribuidos en noviembre y diciembre, concentrándose la mayor cantidad de eventos y volumen de energía vertida en el último mes, debido a la baja demanda típica de la época del año.



Gráfica 4. Volúmenes diarios de energía vertida en el último trimestre de 2024

A partir de la información mostrada en la gráfica anterior, se identifica que debido a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, únicamente se tuvo el vertimiento de energía proveniente de generación fotovoltaica e ingenios en la proporción mostrada en la gráfica siguiente:

HECHOS RELEVANTES
2024



Gráfica 5. Proporción de la energía vertida por tipo de tecnología en el último trimestre de 2024.

Es importante destacar que, con la entrada en vigencia de las modificaciones al Anexo 21 del ROBCP, aprobadas a través del Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024, los eventos de vertimiento de generación base registrados a partir del 10 de diciembre de 2024, fueron administrados aplicando la normativa recién aprobada. Adicionalmente, con respecto a la implementación de las nuevas disposiciones relacionadas con el tratamiento de las inyecciones al SEP desde las redes de distribución, se identifica un impacto positivo en el Mercado Mayorista, ya que se ha logrado mitigar el vertimiento de generación base en el MME como puede observarse en la siguiente tabla, la cual muestra un comparativo de la potencia reducida en las inyecciones al SEP desde las redes de distribución con las modificaciones aprobadas y los valores que se habrían reducido en caso no se hubieran implementado éstas.

Fecha	Inyecciones desde redes de distribución al SEP reducidas aplicando las modificaciones aprobadas por Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024 [MW]	Inyecciones desde redes de distribución al SEP reducidas de no haberse aprobado las modificaciones al A21 por Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024 [MW]	Variación de las inyecciones reducidas desde redes de distribución al SEP [MW]
15 de diciembre de 2024	42.4	9.4	33
22 de diciembre de 2024	32.4	3.6	28.8
24 de diciembre de 2024	43.4	16.7	26.7
25 de diciembre de 2024	45	22.4	22.6

Tabla 1. Variación de las inyecciones reducidas desde redes de distribución al SEP con las modificaciones aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 412-E-2024 y sin éstas.

Implementación del Acuerdo N.° 43/202/DE en el Mercado Regulador del Sistema (MRS)

Con fecha 11 de octubre de 2024, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) emitió el Acuerdo N.° 43/2024/DE, fundamentado en el Decreto Legislativo N.° 997, éste último estableció Disposiciones Transitorias para definir el cargo por energía a facturar a los usuarios finales con el fin de mitigar las posibles alzas en el precio de la energía, así como, asegurar la recuperación de los montos diferidos con el menor impacto posible en la tarifa de la energía a pagar por los salvadoreños.

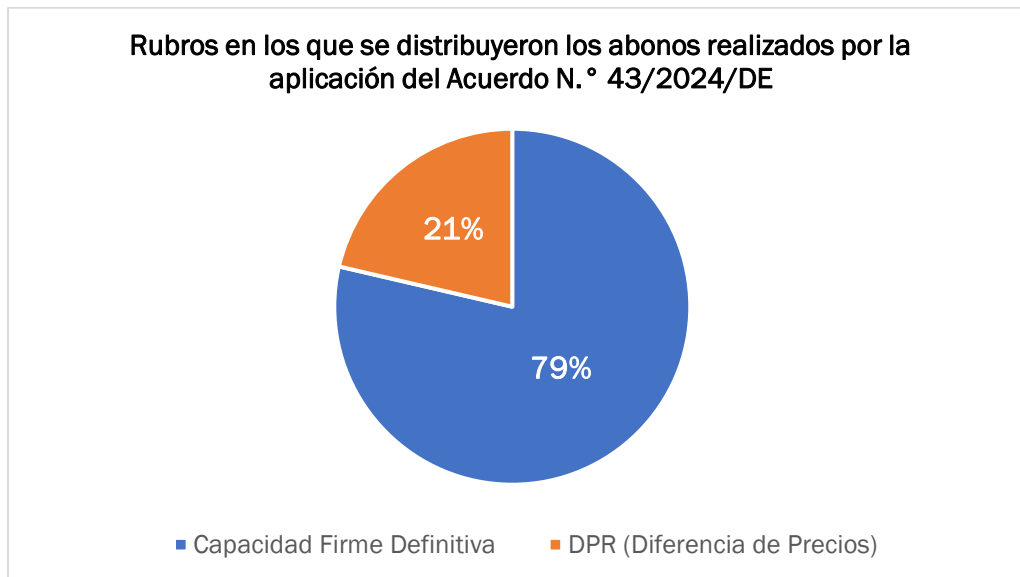
En línea con lo anterior y para lograr los objetivos establecidos en el Decreto, por medio del Acuerdo N.° 43/2024/DE, la DGEHM estableció los parámetros y lineamientos técnicos para lograr la estabilidad de los precios de la energía que serán aplicados durante el periodo comprendido entre el 15 de octubre de 2024 y el 14 de enero de 2025. En este sentido, el acuerdo dispone que las tarifas vigentes entre el 15 de abril y el 14 de octubre de 2024, continuarán aplicándose a los usuarios finales en el periodo del 15 de octubre de 2024 al 14 de enero de 2025. Además, aquellos usuarios residenciales y generales que registraron un consumo promedio de hasta 300 kWh/mes durante el trimestre de enero a marzo de 2024, mantendrán las tarifas correspondientes al período entre el 15 de enero y el 14 de abril de 2024.

Asimismo, se estableció el esquema para determinar las diferencias monetarias resultantes de la aplicación del acuerdo, en el cual, la Unidad de Transacciones tiene un papel clave para la gestión y distribución de los montos diferidos que deberán ser abonados por las empresas distribuidoras en las liquidaciones del Mercado Regulador del Sistema (MRS) correspondientes a octubre, noviembre y diciembre de 2024, asegurando su correcta aplicación y priorizando la cobertura de obligaciones más antiguas.

Como resultado de la implementación del Acuerdo N.° 43/2024/DE y con el visto bueno de la DGEHM, la UT realizó el abono de los saldos pendientes más antiguos del diferimiento tanto del ajuste de la capacidad firme como de la cobertura de los montos diferidos generados por la aplicación de diferentes Decretos y Acuerdos emitidos para la estabilización de las tarifas a los usuarios finales.

A continuación, se muestra la proporción de los rubros en los cuales se distribuyeron los abonos realizados por las compañías distribuidoras para las liquidaciones del MRS de octubre a diciembre de 2024:

HECHOS RELEVANTES
2024



Gráfica 6. Rubros en los que se distribuyeron los abonos realizados por la aplicación del Acuerdo N.° 43/2024/DE

De lo anterior se concluye que la aplicación de los abonos a los montos retenidos acumulados, tienen un impacto positivo en el Mercado Mayorista, ya que se logran los objetivos establecidos por medio del Decreto N.° 997 en cuanto a la estabilidad de la tarifa y a la vez se redujeron los valores diferidos en el MRS (ajuste capacidad firme definitiva + DPR) en un 14.12 % del total pendiente hasta septiembre de 2024.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **2024**, en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

ENERO

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	02-ene-2024	00:00 h	Inicio operación comercial del área 23 kV de la subestación San Martín
2	13-ene-2024	01:06 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Panamá
3	29-ene-2024	00:00 h	Inicio pruebas de inyección planta fotovoltaica Talnique Solar

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	00:13 h	Retraso en cierre por coordinación con EOR
2	CHIN-JIBO	00:13 h	Operación relé 86T y 87T transformador principal en Ingenio Jiboa
3	NEJA-NEPO	00:14 h	Quema de caña en la zona subestación NEJA
4	NEJA-IANG	00:33 h	Quema de caña en la zona subestación NEJA
5	ACAJ-TPTO	00:41 h	Cero voltaje en sub-ACAJ debido a operación de relés 21-1, 67NT, 86BF y 50BF del interruptor 13-7-18 (ALVA) sin disparo del interruptor. Retraso en cierre por verificaciones de planta en interruptor 1010-7-12.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ALBI-OZAT	04:24 h	Por colocación de tensores adicionales de anclaje y retenida
2	ACAJ-TPTO	18:51 h	PAMM
3	AHUA-EDP 01	06:35 h	Mantenimiento preventivo a seccionadores y equipos de potencia asociados en AHUA
4	SMAR-STOM	06:08 h	PAMM
5	ACAJ-TPTO	02:13 h	Corrección de punto caliente en seccionador

HECHOS RELEVANTES
2024

Correlativo	Línea	Duración	Evento
6	ACAJ-ALVA	34:32 h	Sustitución de cable de potencia fase A en el transformador principal.
7	NEJA-NEPO	129:24 h	PAMM

FEBRERO

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	07-feb-2024	12:15 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
2	14-feb-2024	13:32 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ACAJ-ALVA	14:59 h	Planta informa falla en cable de potencia de la fase a hacia servicio propio.
2	NEJA-LANG	00:46 h	Retraso en cierre por revisión de parte de planta. LANG informa quema de caña en la zona.
3	ALBI-OZAT	00:10 h	Retraso en cierre por coordinación con planta.
4	ALBI-OZAT	01:04 h	Retraso en cierre por coordinación con planta.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15 de Septiembre-Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	07:24 h	Mantenimiento solicitado por ENEE
2	NEJA-SMAR	05:34 h	PAMM
3	CHIN-JIBO	06:43 h	Habilitación de transformadores de potencial en barra 13.8 kV, colocación de fusibles y conexión a barras
4	ACAJ-ALVA	09:55 h	Calibración de seccionadoras 22DSW7-01 y pruebas de relevador de protección SEL 487E
5	NEJA-NEPO	03:26 h	PAMM
6	ANTA-PEDR	00:42 h	Revisión de bushings transformador

HECHOS RELEVANTES
2024

Correlativo	Línea	Duración	Evento
7	ACAJ-ALVA	11:49 h	Sustitución de aisladores de seccionadora 22DSW7-01, pruebas de control y calibración 13DSW7-18A,13DSW7-18B y 13DSW7-18C
8	CHIN-JIBO	07:58 h	Pruebas de telemetría de nueva planta solar. Revisión de protección diferencial de transformador 13.8/115 kV
9	SRAF-SMAR	05:24 h	PAMM
10	AHUA-EDP 02	08:40 h	Sustitución de tarjeta de comunicaciones en relevador diferencial de línea en el extremo de SUB-AHUA
11	SANT-NEJA	07:49 h	PAMM
12	GUAJ-VENT	06:18 h	Por revisión de circuitos de media tensión e inspección de línea de transmisión

MARZO

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	01-mar-2024	00:00 h	Inicio de operación comercial planta fotovoltaica Talnique Solar

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	05:44 h	Mantenimiento solicitado por AMM
2	CGRA-SRAF	05:54 h	PAMM
3	OPIC-SONS	07:38 h	PAMM
4	AHUA-NEJA 02	10:05 h	PAMM
5	AHUA-NEJA 02	10:05 h	PAMM
6	AHUA-NEJA 02	06:50 h	PAMM
7	ALBI-OZAT	01:58	Poda y brecha de línea de transmisión.

ABRIL

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	25-abr-2024	00:44 h	Operación etapa I del EDCBF por evento de Panamá
2	29-abr-2024	11:34 h	Operación etapas I y II del EDCBF por evento de Panamá

HECHOS RELEVANTES
2024

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	AHUA-SANA	07:00 h	ETESAL informa conductor fase C desprendido entre torres 16-18
2	5NOV-SRAF	01:22 h	Cero voltaje en sub 5NOV. Retraso en cierre por revisión por parte de planta debido a operación de relé 86B asociado a barra de 115 kV
3	5NOV-CGRA	01:23 h	Cero voltaje en sub 5NOV. Retraso en cierre por revisión por parte de planta debido a operación de relé 86B asociado a barra de 115 kV.
4	5NOV-SRAF	00:10 h	Cero voltaje en sub 5NOV. Retraso en cierre por revisión por parte de planta debido a operación de relé 86B asociado a barra de 115 kV
5	5NOV-CGRA	00:10 h	Cero voltaje en sub 5NOV. Retraso en cierre por revisión por parte de planta debido a operación de relé 86B asociado a barra de 115 kV.
6	NCUS-STOM	05:32 h	Sustitución de TP de la fase B por fuga de aceite

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	10:42 h	PAMM
2	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	08:30 h	PAMM
3	SANA-OPIC	05:18 h	PAMM
4	5NOV-SRAF	07:30 h	PAMM
5	5NOV-CGRA	07:30 h	PAMM
6	ACAJ-ALVA	05:30 h	Por pruebas de aislamiento en fase A, media tensión 34.5 kV
7	15 de Septiembre-Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	07:47 h	Sustitución de aislamiento
8	15SE-SMAR 01	05:07 h	PAMM
9	15SE-SMAR 02	05:40 h	PAMM
10	ACAJ-ALVA	04:38 h	Por sustitución de terminal de potencia fase A

HECHOS RELEVANTES
2024

Correlativo	Línea	Duración	Evento
11	OPIC-SONS	05:25 h	Sustitución de unijunta, por condición de punto caliente muy crítico
12	15SE-NEJA 01	03:33 h	Mantenimiento correctivo a seccionador 18DSW8-22 ^a
13	ATEO-TALN	03:53 h	PAMM
14	SMIG-OZAT	04:29 h	PAMM
15	AHUA-SANA	03:46 h	PAMM
16	AHUA-SONS	02:14 h	PAMM
17	SMAR-SBAR 02	02:51 h	Por corrección de punto caliente en la fase C
18	AHUA-SANA	03:05 h	Sustitución de junta de conductor

MAYO

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	SMIG-HAVI	00:15 h	Apertura extremo SMIG al momento de disparo de barra 2 sub HAVI, quedando energizada en sub HAVI hasta las 3:33 h por disparo de CHAP-G1. ETESAL confirma mala configuración relé 67NI en SMIG.
2	HAVI-CHAP	00:11 h	Por disparo de línea SMIG-HAVI y posterior disparo de CHAP-G1 por disparo erróneo de línea SMIG-HAVI en el extremo de SMIG, por mala configuración relé 67NI en SMIG
3	LUNI-HAVI	00:11 h	Por disparo de línea SMIG-HAVI y posterior disparo de CHAP-G1 por disparo erróneo de línea SMIG-HAVI en el extremo de SMIG, por mala configuración relé 67NI en SMIG
4	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	00:28 h	EOR informa operación de relé de sobrevoltaje en extremo HOND
5	CHIN-JIBO	01:12 h	Por cero voltaje en SUB-CHIN debido a disparo de líneas CHIN-TECO y CHIN-SRAF. Línea energizada con el cierre de forma local del interruptor 28-7-12 por personal de ingenio Jiboa debido a falla en RTU
6	CHIN-SRAF	05:18 h	Prueba negativa a las 18:17 h (67NT, 67NI, 21-1). ETESAL informa de árbol sobre la línea.

HECHOS RELEVANTES
2024

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ACAJ-ALVA	10:02 h	Mantenimiento en celdas de media tensión 34.5kV
2	SOYA-SMAR	02:51 h	Desconexión de los seccionadores 43DSW7-51B por sustitución
3	SOYA-SMAR	03:04 h	Conexión de los nuevos seccionadores 43DSW7-51B.
4	GUAJ-VENT	11:22 h	Mantenimiento anual a equipos de subestación Ventus.
5	ACAJ-ALVA	07:41 h	Pruebas VLF a cables de media tensión de celdas 34.5kV
6	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	08:16 h	PAMM
7	SMAR-SBAR 01	06:04 h	PAMM
8	SMAR-SBAR 02	05:58 h	PAMM
9	SMAR-SBAR 01	06:09 h	PAMM
10	SMAR-SBAR 02	06:09 h	PAMM

JUNIO

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ALBI-OZAT	00:28 h	Fuerte lluvia en la zona. Indicó operación de falla eléctrica asociada a interruptor 23-7-01. Retraso en cierre por verificaciones por parte de planta
2	ACAJ-ALVA	03:32 h	Por operación de relé 86T en ALVA-T1
3	15 de Septiembre-Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	00:13 h	Retraso en cierre por coordinación con EOR
4	ACAJ-ALVA	16:57 h	Por operación de relé 86T en ALVA-T1

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ANTA-PEDR	09:48 h	Por instalación de equipo de monitoreo en transformador 115/23 kV de Antares
2	ANTA-PEDR	377:59 h	Por instalación de equipo de monitoreo en transformador de Antares. Retraso en

HECHOS RELEVANTES
2024

Correlativo	Línea	Duración	Evento
			normalización por sustitución de interruptor 20-7-01 debido a daño en el mando.
3	5NOV-CGRA	05:13 h	PAMM
4	15SE-NEJA 02	04:55 h	Por reparación de hebra rota en cable OPGW

JULIO

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15 de Septiembre- Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	00:11 h	Retraso en cierre por coordinación con EOR
2	CHIN-TECO	00:49 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
3	CHIN-SRAF	00:51 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
4	SMAR-SBAR	00:59 h	Retenida rota en el extremo de SMAR

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	SANT-NEJA	05:29 h	PAMM
2	GUAJ-VENT	27:29 h	PAMM
3	NEJA-IANG	04:10 h	PAMM
4	NCUS-STOM	05:45 h	PAMM
5	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	09:37 h	Mantenimiento AMM
6	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	00:18 h	Ajustes mecanismo motor seccionadores 16DSW8
7	SOYA-NEJA	05:37 h	PAMM
8	ACAJ-SONS 01	04:17 h	PAMM
9	ACAJ-ALVA	04:34 h	Revisión estado gas SF6 en área 34.5 kV
10	SMIG-OZAT	02:40 h	Mantenimiento emergencia
11	CHIN-TECO	04:54 h	PAMM
12	ACAJ-SONS 02	04:49 h	PAMM

HECHOS RELEVANTES
2024

AGOSTO

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	18-ago-2024	09:14 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
2	18-ago-2024	12:00 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
3	31-ago-2024	14:00 h	Operación etapas I y II del EDCBF por evento en Panamá

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	SMAR-SBAR 01	02:55 h	Corrección retenida cortada
2	SOYA-SMAR	05:32 h	PAMM
3	CHIN-JIBO	07:48 h	PAMM
4	GUAJ-VENT	07:44 h	PAMM
5	GUAJ-SANA	06:26 h	PAMM
6	SANA-OPIC	06:23 h	PAMM
7	AHUA-SANA	06:26 h	PAMM
8	ALBI-OZAT	09:51 h	PAMM
9	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	08:30 h	PAMM
10	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	09:02 h	PAMM
11	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	10:15 h	PAMM
12	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	09:18 h	PAMM
13	15SE-NEJA 02	09:19 h	PAMM
14	HAVI-CHAP	13:26 h	PAMM
15	15SE-NEJA 02	08:51 h	PAMM

HECHOS RELEVANTES
2024

SEPTIEMBRE

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	01-sep-2024	00:00 h	Inició operación comercial planta FV Ingenio La Cabaña (ICAB-G2)
2	02-sep-2024	15:19 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Nicaragua
3	04-sep-2024	12:28 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
4	05-sep-2024	11:08 h	Operación etapas I y II del EDCBF por evento en Honduras
5	05-sep-2024	15:21 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Guatemala
6	05-sep-2024	17:22 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Panamá
7	07-sep-2024	14:44 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Panamá
8	08-sep-2024	08:55 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
9	08-sep-2024	09:53 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
10	08-sep-2024	12:55 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en Honduras
11	14-sep-2024	06:44 h	Cero voltaje en barra de 46kV SRAF
12	21-sep-2024	13:48 h	Operación etapa I del EDCBF por evento en México

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	CHIN-TECO	00:15 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
2	CHIN-SRAF	00:15 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
3	CHIN-JIBO	00:16 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
4	CHIN-TECO	00:34 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
5	CHIN-SRAF	00:35 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
6	CHIN-JIBO	00:35 h	Retraso en cierre por coordinación por falla en RTU de la planta JIBO
7	CGRA-SRAF	06:29 h	Varas de bambú sobre las líneas

HECHOS RELEVANTES
2024

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	AHUA-EDP 01	12:09 h	Limpieza aislamiento, pruebas eléctricas y pruebas de disparo protecciones, en extremo EDP
2	AHUA-EDP 02	12:13 h	Limpieza aislamiento, pruebas eléctricas y pruebas de disparo protecciones, en extremo EDP
3	15SE-NEJA 02	05:37 h	PAMM
4	NEJA-SMAT	05:01 h	PAMM
5	AHUA-SONS	06:47 h	PAMM
6	NEJA-IANG	07:20 h	Mantenimiento equipos media tensión IANG
7	15SE-SRAF	06:09 h	PAMM
8	AHUA-NEJA	05:26 h	PAMM
9	15 de Septiembre- Nueva Nacaome (ESAL-HOND 01)	06:07 h	PAMM
10	AHUA-SANA	05:56 h	PAMM
11	AHUA-EDP 02	35:50 h	Pruebas equipos de protección, en extremos de EDP, retraso a solicitud de EDP.
12	AHUA-EDP 01	15:19 h	Pruebas equipos de protección, en extremo EDP
13	Ahuachapán-Moyuta (ESAL-GUAT 01)	09:34 h	PAMM
14	CHIN-JIBO	08:07 h	Revisión switchgear de 13.8kV de planta
15	TECO-OZAT	05:23 h	PAMM
16	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	07:28 h	PAMM

OCTUBRE

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	07-oct-2024	15:38 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Guatemala
2	17-oct-2024	12:23 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Guatemala
3	20-oct-2024	08:13 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Guatemala
4	21-oct-2024	12:08 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Honduras

HECHOS RELEVANTES
2024

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	HAVI-CHAP	00:44 h	Retraso en cierre por verificaciones por parte del ingenio
2	HAVI-CHAP	01:11 h	Retraso en cierre por verificaciones por parte del ingenio
3	5NOV-CGRA	00:23 h	Rama sobre la línea

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15SE-SMIG	05:52 h	PAMM
2	15SE-BERL	03:46 h	PAMM
3	AHUA-NEJA 01	08:11 h	Reparación cable OPGW dañado
4	LUNI-HAVI	05:58 h	PAMM
5	HAVI-CHAP	05:56 h	PAMM
6	SMIG-HAVI	05:55 h	PAMM
7	BERL-SMIG	05:50 h	PAMM
8	SMIG-OZAT	05:49 h	PAMM
9	15SE-BERL	02:50 h	Sustitución del TP de la fase C asociado a la línea en el extremo de la subestación Berlín, mantenimiento de emergencia solicitado por LaGeo
10	HAVI-CHAP	11:41 h	Revisión línea por parte del ingenio
11	AHUA-NEJA 02	10:06 h	Mantenimiento a aisladores y herrajería de la línea
12	OPIC-SONS	07:47 h	PAMM
13	SANA-OPIC	07:47 h	PAMM
14	OPIC-SMAT	07:46 h	PAMM

NOVIEMBRE

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	02-nov-2024	11:47 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Honduras y Nicaragua
2	03-nov-2024	10:54 h	Operación etapa I EDCBF por evento en Guatemala

HECHOS RELEVANTES
2024

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	GUAJ-VENT	00:11 h	Cero voltaje en SUB-GUAJ por disparo de línea GUAJ-SANA
2	GUAJ-VENT	67:02 h	Operación de relé 86T por falla en red de media tensión y posterior falla en transformador zig zag

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	AHUA-NEJA 01	06:13 h	PAMM
2	AHUA-NEJA 02	05:41 h	PAMM
3	15SE-NEJA 02	10:12 h	PAMM
4	CHIN-JIBO	04:21 h	Sustitución de TP dañados en barra de 13.8 kV
5	15SE-NEJA 02	05:15 h	PAMM
6	SOYA-SMAR	07:29 h	PAMM
7	SOYA-NEJA	07:29 h	PAMM
8	BERL-SMIG	04:24 h	PAMM
9	Ahuachapán-La Vega II (ESAL-GUAT 02)	07:01 h	Por instalación de ménsula
10	SONS-ATEO	05:26 h	PAMM
11	BERL-SMIG	13:35 h	PAMM
12	15SE-BERL	13:37 h	PAMM
13	HAVI-CHAP	00:23 h	Inspección de sensores asociados a transformador de potencia.
14	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	10:03 h	PAMM
15	ACAJ-ALVA	21:25 h	PAMM
16	ACAJ-TPTO	17:59 h	PAMM

DICIEMBRE

Eventos en el SEP:

Correlativo	Fecha	Hora	Evento
1	11-dic-2024	20:14 h	Operación etapas I, II y III del EDCBF por disparo de planta EDP e Ingenio Jiboa

HECHOS RELEVANTES
2024

Eventos de falla:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	NEJA-NEPO	05:06 h	Planta informa cable de guarda roto

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	ACAJ-SONS 01	06:43 h	PAMM
2	ACAJ-SONS 02	06:43 h	PAMM
3	CGRA-NEJA	04:11 h	PAMM
4	SMAR-SBAR 01	02:04 h	Reparación de retenida dañada en poste asociado a la línea
5	15 de Septiembre-Agua Caliente (ESAL-HOND 02)	104:55 h	Traslado de conductores hacia torre nueva
6	ACAJ-TPTO	06:55 h	PAMM
7	ACAJ-ATEO	06:42 h	PAMM
8	15SE-NEJA 01	06:34 h	PAMM
9	ALBI-OZAT	03:24 h	Poda y brecha de línea de transmisión con desconexión de planta FV
10	5NOV-SRAF	05:24 h	Reprogramado PAMM

Interrupciones de líneas por seguridad operativa:

Correlativo	Línea	Duración	Evento
1	15SE-NEJA 01	13:13 h	Alto voltaje en el SEP
2	AHUA-NEJA 01	13:40 h	Alto voltaje en el SEP
3	AHUA-EDP 01	11:20 h	Alto voltaje en el SEP
4	AHUA-NEJA 02	08:52 h	Alto voltaje en el SEP
5	15SE-NEJA 02	08:53 h	Alto voltaje en el SEP
6	AHUA-EDP 01	06:48 h	Alto voltaje en el SEP