

Informe de Hechos Relevantes

2025

Informe de Hechos Relevantes
GAR-RSG002

Fecha:
30 de enero de 2026

Periodo:
Enero a diciembre de 2025

Consolidado de las principales disposiciones operativas y regulatorias emitidas por la SIGET, DGEHM, CRIE; así como de otros eventos y condiciones operativas relevantes, con impacto en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

Introducción

pág. **04**

Resumen de hechos relevantes

pág. **05**

Temas relevantes que impactaron en la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador durante el 2025

pág. **23**

Monitoreo de la operación

pág. **41**

Introducción

El presente informe consolida los principales acuerdos y resoluciones emitidos por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), que inciden en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador. Adicionalmente, se abordan los principales acontecimientos y situaciones del período de análisis que incidieron en la administración del MME y en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), incorporándose además un resumen ejecutivo del monitoreo de la operación del SEP.

Como parte integral del informe, se anexan los boletines estadísticos correspondientes, los cuales presentan la evolución de los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS), las inyecciones por recurso de generación, la demanda de energía, las transacciones internacionales, la energía no servida, las pérdidas de transmisión, el programa anual de mantenimientos mayores, los precios de los combustibles puestos en planta, los niveles de los embalses y las interrupciones asociadas a líneas de transmisión y circuitos de distribución, para el periodo de 2025.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDO Y NOTAS DGEHM			
Acuerdo de la DGEHM N.º 02/2025/DE	14/01/25 recibido: 15/01/25	Se establecen los parámetros y lineamientos técnicos para continuar con las acciones que aseguren la estabilidad de 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.	Se identifica que en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Mayorista la UT deberá efectuar la distribución de los montos abonados por las empresas distribuidoras, correspondientes a los valores informados por la DGEHM, entre los PMs acreedores del MRS en las liquidaciones de enero, febrero y marzo de 2025.
Acuerdo N.º 13/2025/DE	27/02/25	Se emiten modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista de Electricidad basado en Costos de Producción en sus Capítulos 1, 2, 3, 6, 17 y 18 y en los Anexos 01, 02, 13 y 14.	Se identifican cambios en el proceso de inscripción como Participante del Mercado en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador. Cambios en los procedimientos de infracciones y resolución de conflictos. Así como algunos aspectos a considerar dentro del cálculo de la Capacidad Firme respecto de los inventarios de combustibles.
Acuerdo N.º 18/2025/DE	29/04/25 recibido: 2/05/2025	Se aprueban los parámetros y lineamientos técnicos necesarios para mantener 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.	Se determinó que, para las liquidaciones del Mercado Mayorista correspondiente a los meses de abril, mayo y junio de 2025; la UT deberá distribuir los montos abonados por las empresas distribuidoras conforme a los valores determinados por la DGEHM entre los PMs acreedores del MRS.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDO Y NOTAS DGEHM			
Acuerdo N.º 27/2025/DE	25/07/25 recibido: 28/07/25	Con el propósito de preservar la estabilidad de la tarifa del cargo por energía aplicable a los usuarios finales, la DGEHM aprobó parámetros y lineamientos técnicos que dan continuidad a las acciones orientadas a mantener el precio de la energía utilizado por las distribuidoras en la facturación, procurando el menor impacto posible a la población.	Se identifica impacto en las liquidaciones de julio, agosto y septiembre de 2025, dado que la UT distribuirá entre los PM acreedores los montos abonados por las distribuidoras, conforme a los valores determinados por la DGEHM.
Acuerdo N.º 53/2025/DE	29/10/25 recibido: 30/10/25	Se establecen disposiciones técnicas relacionadas con el cargo por energía que será aplicado por las empresas distribuidoras a partir del 1 de noviembre de 2025 y por un período de tres meses calendario, orientadas a dar continuidad a las medidas de estabilidad tarifaria y a la recuperación ordenada de montos diferidos, procurando el menor impacto posible en la tarifa del cargo por energía aplicable a los usuarios finales.	El impacto en el Mercado Mayorista de Electricidad conlleva la aplicación y distribución de los montos abonados por las empresas distribuidoras, correspondientes a los diferimientos derivados de las medidas de estabilidad tarifaria, en los procesos de liquidación y facturación del Mercado Regulador del Sistema (MRS), conforme a los valores determinados y notificados por la DGEHM. Dichos montos deberán ser distribuidos proporcionalmente por la UT en las liquidaciones económicas del MRS de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2025, conforme a lo establecido en el Acuerdo.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDO Y NOTAS DGEHM			

Nota DGEHM	11/11/2025	Para asegurar el cumplimiento de las funciones de la UT, en cuanto a resguardar el abastecimiento eléctrico nacional, la DGEHM le instruye a limitar temporalmente la exportación de energía eléctrica hacia el MER, mediante la solicitud de un redespacho regional o ajuste al predespacho regional, mientras existan restricciones de combustible declaradas por algún generador del sistema salvadoreño, priorizando la atención de la demanda del país.	Se identifica un impacto directo en el Mercado Mayorista, dado que se habilita el establecimiento de los límites de exportación en cero MW hacia el Mercado Eléctrico Regional, incorporando una herramienta operativa para la gestión de contingencias asociadas a la disponibilidad de combustible en el sistema eléctrico de potencia.
-------------------	------------	--	---

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			

Acuerdo SIGET N.º 009-E-2025	13/01/25 recibido: 15/01/25	Se aprueba a la UT para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025, el Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) por un valor de US \$0.943787/MWh.	Con dicha actualización del valor del COSTAMM en el periodo indicado, se reconoce el rubro de los Cargos del Sistema que es cobrado a la demanda de energía del MME.
-------------------------------------	-----------------------------------	--	--

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.º 021-E-2025	20/01/25 recibido: 4/02/25	Se ajusta el Cargo por Capacidad del Mercado Mayorista a US\$8.69/kW-mes; con vigencia para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025, ambas fechas inclusive.	El ajuste del Cargo por Capacidad impacta en los procesos de conciliación y liquidación de las transacciones económicas del MME, ya que actualiza el valor del cargo por capacidad de las transacciones en el MRS realizadas en el 2025 a un valor de US \$8.69/kW-mes
Acuerdo SIGET N.º 040-E-2025	6/02/25 recibido: 7/02/25	Se indica a ETESAL, S.A de C.V. que deberá continuar con la aplicación del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aprobado para el 2024 por un valor de \$9.404416/MWh. Este valor del CUST transitorio estará vigente desde el 1 de enero de 2025, para ser aplicado por la Unidad de Transacciones en la liquidación económica correspondiente al mes de enero y que se realiza en el mes de febrero de 2025, así como las subsiguientes hasta que se determine el CUST definitivo a aplicar.	Se aprueba el valor del CUST en forma transitoria. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del MME, y se toma en consideración en los procesos de liquidación del mercado nacional.
Acuerdo SIGET N.º 072-E-2025	24/03/25 recibido: 27/03/25	Se aprueba el Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aplicable en el periodo del 1 de abril al 31 de diciembre de 2025, por el valor de \$9.404416/MWh.	Se aprueba el valor del CUST. 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.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.º JDO-001-E-2025	28/04/25 recibido: 2/05/25	Se amplía por un período de seis meses adicionales las disposiciones transitorias al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La ampliación del plazo establecida en las disposiciones transitorias del ROBCP, tiene un impacto directo en los procesos asociados a las liquidaciones de las transacciones económicas en el Mercado Mayorista para los meses de abril a septiembre de 2025.
Acuerdo SIGET N.º 175-E-2025	3/09/25 recibido: 12/09/25	Se aprueba la estructura de costos de combustibles aplicable a la generación de energía eléctrica en el Mercado Mayorista, correspondiente a la central eléctrica de Nejapa Power Company, S.A.	La aprobación de la estructura de costos de combustibles para generadores térmicos incide en la determinación del costo marginal de operación y del costo de inyección regional; esta estructura se utiliza para el despacho de unidades en la programación y en tiempo real, y se refleja finalmente en la conciliación de transacciones.
Acuerdo SIGET N.º JDO-003-E-2025	26/09/25 recibido: 30/09/25	Se extiende por nueve (9) meses la vigencia de las modificaciones transitorias del ROBCP, contenidas en el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023.	La prórroga de las disposiciones transitorias del ROBCP incide directamente en los procesos de liquidación de las transacciones económicas del Mercado Mayorista durante el período octubre 2025 – junio 2026.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.º JDO-004-E-2025	13/10/25 recibido: 17/10/25	Se aprueban modificaciones al ROBCP relacionadas con la participación en la regulación secundaria de frecuencia de los PM generadores conectados en redes de distribución, estableciéndose su aplicación a partir de las transacciones correspondientes al 1 de noviembre de 2025.	Con la aprobación de las modificaciones al ROBCP, se identifica un impacto en el Mercado Mayorista, dotándolo de mayor claridad y permitiendo una aplicación uniforme de las reglas relacionadas a la regulación secundaria de frecuencia para todos los PMs, así como una adecuada correspondencia entre las obligaciones operativas y los costos asociados a la prestación de los servicios de regulación de frecuencia del sistema eléctrico de potencia, sin generar afectaciones a los usuarios finales.
Acuerdo SIGET N.º 248-E-2025	26/11/25	Se aprueba el ajuste del concepto de tasa por la actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscribo a la SIGET, fijándose valor de US\$0.66 por megavatio hora, aplicable a la energía generada o importada con fines comerciales durante el período anual inmediatamente previo a la solicitud de renovación del registro.	La tasa ajustada asociada a la actualización del Registro adscrito a la SIGET constituye un Cargo del Sistema en el Mercado Mayorista, aplicable a los Participantes del Mercado que inyectan energía, y cuya vigencia corresponde desde el 1 de diciembre de 2025 al 30 de noviembre de 2026.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
ACUERDOS SIGET			
Acuerdo SIGET N.º 0270-E-2025	22/12/25 recibido: 22/12/25	Se establece, con carácter transitorio, el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) por un valor de \$ 9.404416/MWh, el cual deberá ser aplicado por la Unidad de Transacciones a partir del 1 de enero de 2026, en las liquidaciones económicas del Mercado Mayorista de Electricidad correspondientes a enero de 2026 y en las subsiguientes, hasta tanto se determine el CUST definitivo aplicable.	La aprobación del CUST con carácter transitorio, a partir del 1 de enero de 2026, incide en el Mercado Mayorista, debido a que se recolecta a través de un cargo del sistema aplicable a la demanda del Mercado Mayorista de Electricidad.
Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
INSCRIPCIÓN DE NUEVOS PMS E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS GENERADORAS			
N/A	17/03/2025	La sociedad ENERGY 4 DEVELOPMENT PROYECTOS ENERGÉTICOS EL SALVADOR, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT 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.
N/A	19/03/2025	La sociedad DESARROLLOS AGRÍCOLAS SANTA MARTA, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT 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.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
INSCRIPCIÓN DE NUEVOS PMS E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS GENERADORAS			
N/A	27/03/2025	La sociedad VELHEN ENERGY, S.A. DE C.V. suscribe contrato de prestación de servicios con la UT 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.
N/A	23/06/2025	La sociedad GRUPO ENERGÍA E INVERSIONES, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE, suscribe el contrato de prestación de servicios con la UT 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.
N/A	25/06/2025	La sociedad ECOLÓGICA, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE, suscribe el contrato de prestación de servicios con la UT 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 la planta de generación fotovoltaica	1/07/25	Inicio de operación comercial de la planta de generación fotovoltaica San Rafael con capacidad de 6.0 MW, conectada a 115 kV en la SE Alvarado.	La entrada en operación diversifica la matriz energética y amplía la oferta de energía renovable del país, destinada al suministro de la demanda eléctrica nacional.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
INSCRIPCIÓN DE NUEVOS PMS E INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS GENERADORAS			
Inicio de operación comercial – Planta geotérmica Berlín U5 (ciclo binario)	1/08/25	Inicio de operación comercial de la planta de generación geotérmica Berlín–Unidad 5 (ciclo binario), con capacidad de 5.3 MW, conectada a 115 kV en la SE Berlín.	La incorporación de generación geotérmica de base fortalece la composición del parque generador, contribuye a cubrir la demanda nacional con mayor firmeza y favorece la estabilidad operativa del SEP.
Inicio de operación comercial de la planta de generación fotovoltaica 15 de Septiembre Solar	1/11/25	Inicio de operación comercial de la planta de generación fotovoltaica 15 de Septiembre Solar con capacidad de 19.2 MW, conectada a 46 kV en el circuito 18-4-82 propiedad del INE.	La entrada en operación adiciona capacidad de generación de origen renovable no convencional, lo cual favorece el aprovechamiento de recursos energéticos limpios disponibles en el país y fortalece la atención de la demanda eléctrica nacional.
Inicio de operación comercial de la planta de generación fotovoltaica Jiboa	1/12/25	Inicio de operación comercial de la planta de generación fotovoltaica Jiboa con una capacidad de 8.2 MW, conectada a 115 kV en la Subestación Jiboa.	Con el inicio de operación se diversifica la matriz energética nacional y se incrementa la oferta de energía renovable para el suministro de la demanda eléctrica del país en el Mercado Mayorista a costo variable cero.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-02-2025	23/01/25 publicada: 29/01/25	Se resuelve, entre otros, 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 %), el cual se mantendrá vigente hasta que sea modificado mediante resolución por 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 afecta directamente el Cargo Complementario de Transmisión regional (CCT) que es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista.
Resolución N.º CRIE-03-2025	23/01/25 publicada: 29/01/25	Se resuelve, entre otros, establecer la tasa de descuento regional en un valor de 10.13 % para los años 2025 y 2026 conforme a lo dispuesto en el Anexo J del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).	Con el establecimiento de la tasa de descuento regional para 2025 y 2026, 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 de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-04-2025	23/01/25 publicada: 29/01/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "AMPLIACIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CHOLOMA EN 138 kV".	Con la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras se aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.º CRIE-05-2025	23/01/25 publicada: 29/01/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "Construcción de 26 km de línea de transmisión en 230 kV y repotenciación de 20 km de línea de 138 kV a 230 kV, tramo eléctrico San Buenaventura – San Pedro Sula Sur".	Con la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras se aumentará la confiabilidad y capacidad de transferencia de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-06-2025	20/02/25 publicada: 21/02/25	Se resuelve, entre otros, declarar con lugar parcialmente el recurso de reposición presentado por el Ente Operador Regional (EOR) en contra de la resolución CRIE-43-2024.	Se aprueba la modificación del Cargo por el Servicio de Operación del Sistema para el 2025, lo que tiene un impacto en el Mercado Mayorista por ser un cargo que se aplica a los agentes del MER.
Resolución N.º CRIE-08-2025	27/02/25 publicada: 7/03/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la "Modificación normativa referente a los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER relativos a los contratos no firmes físico flexibles y contratos firmes".	Se identifica que las modificaciones normativas impactan en los procesos de planificación operativa en cuanto a los formatos de declaración de contratos del Mercado Eléctrico Regional (MER), y al mecanismo desarrollado por el EOR para el corte de contratos regionales ante desatención forzosa en el proceso de Predespacho, Ajuste y Redespacho Regional.
Resolución N.º CRIE-10-2025	14/03/25 publicada: 19/03/25	Se resuelve, entre otros, "Aprobar la "Modificación y consolidación de las disposiciones que regulan la atención de solicitudes ante la CRIE al RMER y mejora de otras normas relacionadas".	Se identifican modificaciones normativas relativas a la atención de aclaraciones e interpretaciones a la regulación regional, requisitos y medios para solicitudes e información para CRIE, las cuales son importantes para la atención correcta y oportuna de las solicitudes que se hagan al regulador regional por parte de los agentes que participan en el MER.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-11-2025	27/03/25 publicada: 31/03/25	Se resuelve, entre otros, "Aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por AES NEXT, LTDA. DE C.V., para conectar a la RTR de El Salvador, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: "Planta Santa Ana IV" para la inyección de hasta 55 MWn.	Se identifica un impacto indirecto al MME debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de El Salvador aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.º CRIE-12-2025	27/03/25 publicada: 31/03/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por Sun Power, S.A., para conectar a la RTR de Nicaragua, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: "Nicaragua Sun Power" para la inyección de hasta 30 MW.	Se identifica un impacto indirecto al MME debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación fotovoltaica a la RTR de Nicaragua aumentará la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional (SER).
Resolución N.º CRIE-14-2025	29/05/25 publicada: 2/06/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CALPULES EN 13.8 kV".	La autorización de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras aumentará la confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional (SER).

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-15-2025	29/05/25 publicada: 2/06/25	Se resuelve, entre otros, aprobar la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Honduras, el proyecto de transmisión eléctrica denominado: "CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y DE DISTRIBUCIÓN LA VICTORIA EN 13.8 kV".	Con la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR de Honduras se robustecerá indirectamente la confiabilidad en el Sistema Eléctrico ORegional (SER).
Resolución N.º CRIE-17-2025	27/06/25 publicada: 10/07/25	Se ordena a la CRIE realizar un ajuste en el descuento al Ingreso Autorizado Regional (IAR) 2025 de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), a raíz de la terminación anticipada del Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y la Red Centroamericana de Telecomunicaciones, S.A. (REDCA).	El ajuste al IAR se recupera mediante cargos del sistema trasladados a la demanda nacional, incidiendo en el costo final del Mercado Mayorista de Electricidad.
Resolución N.º CRIE-19-2025	24/07/25 publicada: 4/08/25	Se establece que, para el cálculo de la Compensación Mensual del MER derivada de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) será del 91%, vigente hasta su modificación por nueva resolución de la CRIE.	El PC = 91% incide en el cálculo de la Compensación Mensual del MER y, en consecuencia, impacta el Cargo Complementario de Transmisión regional (CCT), cargo del sistema trasladado a la demanda del Mercado Mayorista.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-21-2025	28/08/25 publicada: 5/09/25	Se aprueba la modificación normativa del apartado 12 del Anexo I del Libro III del RMER, relativa a especificaciones técnicas de la Línea SIEPAC.	Las modificaciones impactan indirectamente al Mercado Mayorista al precisar la definición técnica de la Línea SIEPAC y su mecanismo de actualización mientras existan tramos pendientes de finalizar. Para efectos del IAR, se especifica la titularidad de la Línea SIEPAC a favor de la EPR.
Resolución N.º CRIE-22-2025	28/08/25 publicada: 3/09/25	Se aprueba un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2025.	El ajuste al IAR impacta al Mercado Mayorista, dado que su recuperación se realiza mediante cargos del Sistema trasladados a la demanda nacional.
Resolución N.º CRIE-22-2025	28/08/25 publicada: 3/09/25	Se aprueba un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2025.	El ajuste al IAR impacta al Mercado Mayorista, dado que su recuperación se realiza mediante cargos del Sistema trasladados a la demanda nacional.
Resolución N.º CRIE-23-2025	28/08/25 publicada: 2/09/25	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por Interamerican Solar, S.A., para conectar en la RTR de Nicaragua la central fotovoltaica "Proyecto Solar El Jaguar II – 20 MW".	La aprobación genera impacto indirecto en el Mercado Mayorista de El Salvador, al aumentar la disponibilidad de potencia en el Sistema Eléctrico Regional.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-26-2025	10/09/25 publicada: 16/09/25	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por Transportista de Energía Eléctrica El Jocotillo, S.A., para conectar a la RTR de Guatemala el proyecto de transmisión denominado "CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE BAHÍA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE INTERCONEXIÓN Y LÍNEA ELÉCTRICA DE 13.8 kV – SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN", correspondiente a la ampliación de la Subestación de Interconexión San Antonio El Sitio.	La aprobación de la conexión del proyecto a la RTR de Guatemala genera impacto indirecto en el Mercado Mayorista de El Salvador a través del Sistema Eléctrico Regional, al incrementar la confiabilidad del SER.
Resolución N.º CRIE-31-2025	12/11/25 publicada: 14/11/25	Se aprueba la propuesta final del proyecto de presupuesto de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) correspondiente al 2026, conforme a lo dispuesto en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).	La aprobación del presupuesto de la CRIE para el 2026, tiene un impacto en el cargo regional que deben pagar los agentes del MER, bajo el concepto de cargo CRIE.
Resolución N.º CRIE-32-2025	24/11/25 publicada: 28/11/25	Se aprueba el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2026, y se instruye al Ente Operador Regional (EOR) a efectuar los cálculos, conciliación, facturación y liquidación de los cargos asociados a la remuneración de la infraestructura regional, conforme a lo establecido en la normativa aplicable.	La aprobación del Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR) para el año 2026 impacta al Mercado Mayorista, dado que su recuperación se realiza por medio de cargos del sistema trasladados a la demanda nacional.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-35-2025	10/12/25 publicada: 15/12/25	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), presentada por San Patricio Renovables, S. A., para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de generación fotovoltaica denominado: "Magdalena Solar" para la inyección de hasta 50 MW de capacidad.	La aprobación conlleva un impacto indirecto en el Mercado Mayorista de El Salvador, al permitir la incorporación de capacidad de generación renovable al Sistema Eléctrico Regional, aumentando la disponibilidad de potencia regional.
Resolución N.º CRIE-36-2025	10/12/25 publicada: 16/12/25	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), presentada por Transportes Eléctricos del Sur, S. A., para la conexión del proyecto de transmisión "Línea de Transmisión Magdalena Solar" de 230 kV a la RTR de Guatemala.	La aprobación de la solicitud de conexión del proyecto de transmisión de Guatemala genera un impacto indirecto en el Mercado Mayorista de El Salvador, al robustecer la red de transmisión regional e incrementar su confiabilidad.
Resolución N.º CRIE-37-2025	10/12/25 publicada: 12/12/25	Se aprueba el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) correspondiente al año 2026.	La aprobación del presupuesto del EOR tiene impacto en el Mercado Mayorista, al constituir el fundamento para la determinación y aplicación del cargo por servicio de operación del sistema eléctrico regional.

Resumen de hechos relevantes

Referencia	Fecha de emisión	Descripción	Impacto para el Mercado Mayorista
RESOLUCIONES CRIE			
Resolución N.º CRIE-39-2025	11/12/25 publicada: 19/12/25	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por Comercializadora de Electricidad Centroamericana de Honduras, S.A. de C.V. (CECHSA), para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de generación eléctrica denominado: "Central Térmica Brassavola" para la inyección de hasta 240 MW.	La aprobación de la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) del proyecto de generación eléctrica genera un impacto indirecto en el Mercado Mayorista de El Salvador, con la incorporación de nueva capacidad de generación al Sistema Eléctrico Regional que incrementa la disponibilidad de potencia regional y fortalece las condiciones de abastecimiento a nivel del sistema interconectado.

Informe de Hechos Relevantes

**Temas relevantes que impactaron en la
administración y operación del Mercado
Mayorista de Electricidad de El Salvador
durante el 2025.**

Modificaciones al ROBCP aprobadas por medio del Acuerdo N.º 13/2025/DE en atención a reformas derivadas de La Ley General de Electricidad aprobadas por medio del Decreto Legislativo N.º 49 de 2024

Mediante el Acuerdo N.º 13/2025/DE emitido el 27 de febrero de 2025, la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas (DGEHM) se reformaron diferentes capítulos y anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Las modificaciones aprobadas en el Reglamento de Operación tienen como principal finalidad atender las reformas derivadas del Decreto Legislativo N.º 49 de 2024 que adecuaron algunos artículos de la Ley General de Electricidad.

Los principales aspectos que consideran las modificaciones al Reglamento de Operación se resumen de la siguiente forma:

1) Solicitudes de accionistas dirigidas al Administrador Único

Los numerales correspondientes al proceso de ingreso de un PM a la UT como accionista, quedan derogados tácitamente por la reforma del Art. 37 de la Ley General de Electricidad, al no contar con una Junta Directiva. En su lugar, se indica dentro del Anexo 01 del ROBCP, numeral 4.1, que el solicitante deberá enviar su requerimiento a la Administración de la UT.

2) Garantías de los PMs

Con respecto a las garantías de pago por las transacciones en el Mercado Mayorista, al no contar con una Junta Directiva, solo se podrán aceptar garantías que sean las ya establecidas en el numeral 5.1 literales del a), b) y c), lo anterior, para no dejar abierta la posibilidad de tener otro tipo de garantía, para seguridad y control del proceso y por temas de prevención de lavado de dinero y de activos.

3) Inscripción de solicitantes al Mercado Mayorista como PM

En relación con el modelo de contrato de prestación de servicios que se suscribe entre la UT y los solicitantes a ser Participantes del Mercado, éste se ajusta para relacionar la personería actual del representante legal de la UT (Administrador Único). Asimismo, en caso de existir deficiencias en las solicitudes se aclara que en caso no se resuelvan en un máximo de tres meses a partir de que le sea notificado al solicitante, su trámite se considerará caducado, sin perjuicio de poder volver a presentarlo.

Por otra parte, se incluyen cambios que consideran mejoras acordes a la normativa sobre la ley de prevención de lavado de dinero y de activos vigente, entre otras, dichas modificaciones se listan a continuación:

- a) En la cláusula quinta "PLAZO", del Contrato de Prestación de Servicios de la UT, se adiciona expresamente que el contrato será prorrogable automáticamente siempre y cuando el participante de mercado mantenga vigente la garantía de pago de forma ininterrumpida.

b) La UT podrá dar por terminado de forma unilateral y anticipada, cuando el PM no ha realizado transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el período de CINCO años consecutivos, por la terminación de cualquier forma de la autorización como operador inscrito en la SIGET, y cualquier otra causal indicada en las leyes que impliquen la terminación del contrato, con la finalidad de mantener depurada la lista de PMs activos. Asimismo, se incluye que la solicitud de cancelación anticipada deberá tener en consideración, la previa liquidación de sus transacciones en el MME.

c) Se adiciona una cláusula sobre la ley de prevención de lavado de dinero y activos y financiación al terrorismo, en la cual, las partes declaran bajo juramento que sus ingresos no provienen de orígenes ilícitos.

4) Actualización del manejo de infracciones y sanciones

Se indica que la UT identificará las infracciones cometidas por los PMs al ROBCP, esta recopilará la información correspondiente y remitirá un informe a la SIGET sobre estos para que el ente regulador, conozca, resuelva y de aplicar, emita las sanciones correspondientes.

5) Modificaciones al ROBCP

Las propuestas para realizar modificaciones al ROBCP y sus Anexos se indica que podrán ser elaboradas por la Administración de la UT o por cualquier PM y presentadas para ser analizadas a la Administración de la UT. También podrán ser elaboradas por la SIGET o por la DGEHM.

6) Requerimientos de información

Se establece que la UT deberá proporcionar información puntual o periódica en formatos específicos a requerimiento de la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas.

7) Capacidad Firme

Se excluye de penalización por el incumplimiento de inventarios mínimos de combustible a aquellos generadores con unidades que usen como combustible el diésel.

8) Cambios en las disposiciones del Estudio de impacto de la reserva rodante operativa

Se indica el papel de la DGEHM en lugar del CNE, asimismo, no se indica que los resultados deban ser presentados el último día hábil del mes de marzo del año en que corresponde realizar el estudio.

9) Eliminación de participación de la figura de Junta Directiva de la UT

De conformidad con los ajustes del artículo 37 de la Ley General de Electricidad, la administración de la UT estará a cargo de un Administrador Único propietario, quien ejercerá la representación legal de la misma y contará con su respectivo suplente.

10) Problemas de los PMs y la UT

Se han reformado aspectos en los cuales de existir diferencias entre un PM y la UT, el PM podrá presentar su reclamo ante la SIGET con copia a la DGEHM para que se resuelva de conformidad con el anexo de Infracciones y conflictos siguiendo las siguientes indicaciones:

- a) Si el conflicto entre uno o varios PMs y la UT se refiere a discrepancias sobre las políticas de operación aplicadas por la UT, ésta deberá responder en un plazo de 48 horas, dando los fundamentos de la respuesta a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud.
- b) Si la observación se refiere a procedimientos de cálculo que no afectan las políticas de operación, la UT tendrá un plazo de 10 días hábiles para entregar una respuesta a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud.
- c) Para cualquier situación diferente de las expuestas en a) y b), la UT deberá responder en un plazo de 15 días hábiles contados a partir del siguiente día hábil de la presentación de la solicitud, dependiendo de la complejidad del conflicto, dicho plazo podrá ser prorrogado hasta por 15 días hábiles adicionales.
- d) Por otra parte, si el o los PMs estuvieren inconformes con la respuesta entregada por la UT, podrán elevar el reclamo a la SIGET, de conformidad con la normativa aplicable en la Ley General de Electricidad, asimismo, en caso sea un conflicto entre PMs, estos deberán acudir a la SIGET de conformidad con la ley indicada.
- e) De existir algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, se pondrá en conocimiento de la SIGET y la DGEHM, con copia al PM propietario.
- f) Ante problemas con los informes de auditoría del SIMEC, en caso de no existir acuerdo entre el PM y la UT, el PM podrá solicitar la intervención de la SIGET para resolver las diferencias.
- g) Ante la condición de mora y falta de pago de un PM, la UT deberá de notificar a la DGEHM con copia a SIGET, para los casos en los que esta inhabilitación implique un impacto directo a la demanda nacional, la DGEHM emitirá los lineamientos específicos para manejar el problema de insolvencia, minimizando la afectación a la demanda nacional.

11) Administración del proceso de facturación y liquidación

Se indican que se habilitan al menos tres cuentas que deben dar seguimiento a las siguientes operaciones de forma independiente:

- a) Transacciones económicas del mercado
- b) Cargos de la UT (COSTAMM)
- c) Transacciones económicas del MER asignadas a la UT

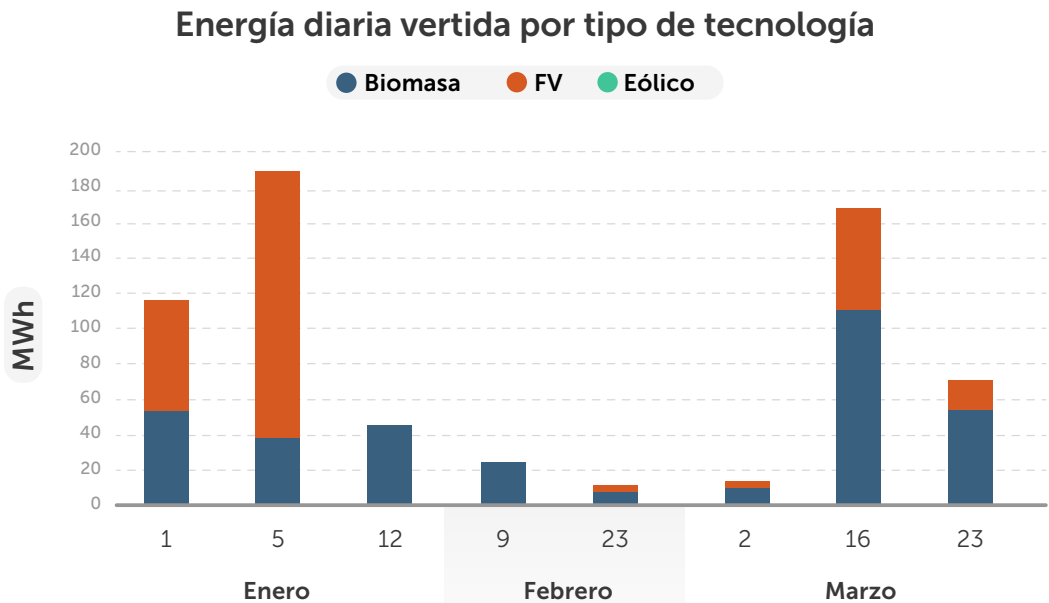
Respecto de la verificación de fondos, se incluyó que de la distribución de los montos disponibles se notificará a la DGEHM y las sanciones las aplicará la SIGET. Por otra parte, para los ajustes de oficio de la UT a la facturación, de existir oposición de parte de un PM sin fundamento, la UT someterá el conflicto a la SIGET y si esta resolviera su procedencia los ajustes se aplicarán de conformidad en la siguiente liquidación.

Estas modificaciones entraron en vigencia en la misma fecha que se aprobó el Acuerdo, indicada anteriormente, y por tanto ya han sido aplicadas por la UT en los diferentes procesos del Mercado Mayorista de Electricidad. Es importante mencionar, que uno de los aspectos requeridos en el referido acuerdo, es la firma de un nuevo contrato para aquellos PMs con contratos vigentes de Prestación de Servicios con la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., incluyendo lo reformado en el Anexo 01 del ROBCP, acción ya comunicada a los PMs, que se encuentra en desarrollo y coordinación del cual se espera los PMs puedan cumplir en el plazo solicitado.

Eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el primer trimestre de 2025

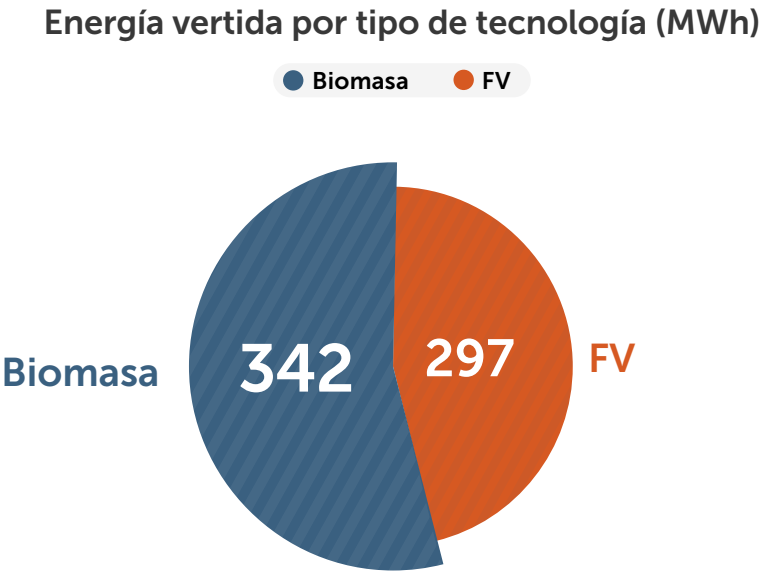
Con base en lo establecido en el Anexo 21 - Administración de Vertimiento de generación base del ROBCP, durante el primer trimestre de 2025 la UT gestionó los eventos de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista de Electricidad manteniendo la calidad y seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia en todo momento. En dicho trimestre, los eventos ocurrieron en 8 días distribuidos en los tres meses, concentrándose la mayor cantidad de eventos y volumen de energía vertida en el mes de enero, debido a la baja demanda típica de la primera semana del año.

Gráfica 1. Volúmenes diarios de energía vertida en el primer trimestre de 2025



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 y biomasa en la proporción mostrada en la gráfica siguiente:

Gráfica 2. Proporción de la energía vertida por tipo de tecnología en el primer trimestre de 2025.



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, fueron administrados con dichas 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 parte del vertimiento de generación base en el mismo, a razón de ello, en 5 fechas se presentaron únicamente vertimiento de generación en distribución evitándose afectar el MME (4, 19, 25 y 26 de enero, y 2 de febrero), asimismo, se destaca que los eventos se presentaron en días domingo en más del 75% de los fechas indicadas.

Modificación normativa en el RMER relativos a los contratos no firmes físico flexibles y contratos firmes en cuanto al Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa

La CRIE, a través de la Resolución CRIE-08-2025, aprobó modificaciones normativas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) relativas a los resultados de la Consulta Pública 03-2024 (Resolución CRIE-27-2024), en la cual se sometió a reformas los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER relativos a los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) y Contratos Firmes (CF).

Como parte de dichas reformas, la CRIE en su RESUELVE TERCERO indicó que, para su correcta implementación, para entrar en vigor con dichos cambios a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025, por lo que el EOR ha publicado en su página web un "Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa", siendo que el mismo fue previamente observado por los OS/OMs, y se aplicará en los procesos de Predespacho, Ajuste y Redespacho Regional.

Es importante mencionar, de conformidad con el procedimiento desarrollado y la normativa aprobada, que las condiciones en las cuales se aplicará dicho procedimiento son las siguientes:

1. No haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional de un CNFFF o CF.
2. En caso de que la generación disponible asociada al contrato no exista o sea menor a la energía declarada, y el agente de inyección del CF o del CNFFF no consignó en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. Cuando sea necesario reducir los Contratos Firmes, los CNFFF declarados en el mismo punto de medición se reducirán a cero (0) MWh por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.
3. Cuando se afecte la factibilidad técnica y económica de los CNFFF sin oferta de pago máximo, resultando que la variable $P_{cnfff_cortada(i)}$ toma un valor diferente de cero.
4. Cuando se afecte la factibilidad técnica y económica de los CF del literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, y resultando que la variable $P_{firme_cortada(i)}$ toma un valor diferente de cero. El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

Para atender estas condiciones se consideran adecuaciones en las entradas del modelo de predespacho regional, es por ello, que cada agente que participa en el mercado de contratos regional con un CNFFF o CF debe indicar a través de su OS/OM, si acepta el compromiso en la declaración de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional, en el archivo de registro de declaraciones diarias de contratos, tal campo ha sido denominado por el EOR como $TPNC_adicional$, el cual podrá aceptar tres valores "si, no o ne" según corresponda al requerimiento del tipo de contrato del agente participante en el MER.

Es importante mencionar que, en caso de no existir suficiente disponibilidad en los CFs y CNFFFs en el mercado regional, el procedimiento de corte de contratos regionales se activa como una etapa previa al modelo de optimización matemática ejecutado por el EOR.

En cuanto a la implementación nacional de lo dispuesto en la resolución CRIE 8-2025, se han desarrollado las siguientes actividades:

- Modificación de archivo Excel, junto a su manual, que contiene las macros para la creación de los archivos de texto con las declaraciones de contratos regionales, incluyéndose el campo TPNC_adicional.
- Incorporación de validaciones en el sitio web de la UT, para la correcta revisión de los archivos incorporados al sistema, tanto para los distintos tipos de contratos como también identificando si es la contraparte de inyección o retiro, siendo esta una etapa previa de revisión antes de ser validados por el EOR. Las modificaciones en el sitio web serán puestas en producción el 29 de abril de 2025, una vez cierre el horario de recepción de ofertas de oportunidad regional para el 30 de abril.
- Explicación de la resolución CRIE 8-2025 al comité de planificación, así como de las modificaciones a los formularios, fecha de implementación y validaciones a implementar.

Evento de restricción de generación en el Mercado Mayorista de Electricidad declarada por Energía del Pacífico, Ltda. de C.V.

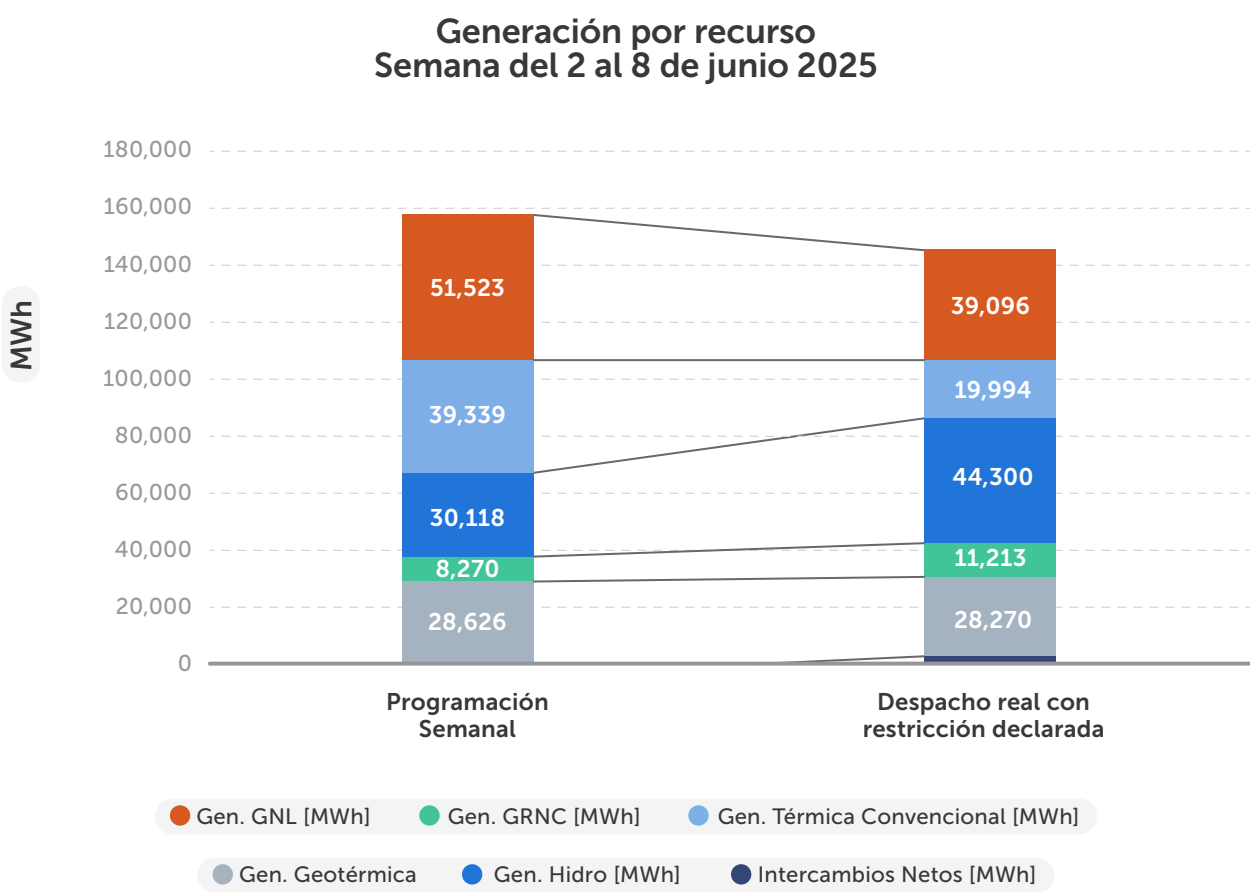
El 2 de junio de 2025, el PM generador Energía del Pacífico, Ltda. de C.V. (EDP), comunicó a la Unidad de Transacciones (UT), conforme al numeral 9.2 del Anexo 04 – Precios de los combustibles del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), que su planta de generación operaría con capacidad limitada los días del 2 al 8 de junio de 2025; debido a la imposibilidad de descargar el barco que contenía el Gas Natural Licuado (GNL) en la fecha inicialmente prevista y de forma segura, ya que las condiciones climáticas adversas no lo permitían.

Atendiendo el marco legal aplicable, con el fin de salvaguardar el Sistema Eléctrico de Potencia y mantener su estabilidad; la UT ejecutó las acciones operativas necesarias con el Ente Operador Regional (EOR) para la actualización de los valores de Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP) y con ello reducir los valores de exportación a 0 MW, asimismo, dejó de remitir las ofertas de oportunidad de inyección regional (exportaciones) al EOR, en cumplimiento de lo establecido en las disposiciones transitorias aprobadas por la SIGET por medio del Acuerdo SIGET No. 152-E-2023, las cuales fueron ajustadas y posteriormente prorrogadas por medio del Acuerdo SIGET No. JDO-001-E-2025.

Conforme a la programación de la operación semanal publicada el 29 de mayo de 2025, se proyectaba para EDP un despacho de 51,523 MWh y el mismo día en el que se recibió la notificación de la restricción de parte del PM, la UT realizó una reprogramación de la programación semanal que estimaba un despacho de 30,698 MWh, lo cual significaba una reducción de aproximadamente el 40% de la inyección programada originalmente que debía de ser cubierta con otros recursos del parque generador. Posteriormente, el 5 de junio de 2025, EDP informó a la UT la finalización de la restricción de generación por falta de combustible y desde ese momento sus unidades quedaron disponibles en su totalidad.

Como puede apreciarse en la gráfica que se presenta a continuación, la generación real del PM fue de 39,096 MWh lo que significó una reducción de aproximadamente el 24% con respecto a la estimación de la programación semanal inicial del 29 de mayo, esto debido a la disponibilidad y optimización de los recursos correspondientes a la generación hidroeléctrica, ya que dicha generación se incrementó en aproximadamente 47% absorbiendo la falta de disponibilidad de las unidades de Energía del Pacífico.

Gráfica 3. Generación por recurso



Adicionalmente, en la semana analizada las condiciones climáticas provocaron un aumento en la generación solar fotovoltaica distribuida y las lluvias durante la noche ocasionaron una reducción en la demanda pronosticada, lo cual aunado al incremento en la generación hidroeléctrica ayudó a que el Costo Marginal de Operación (CMO) del Mercado Mayorista no incrementara, pese a existir una restricción de generación térmica declarada, ya que según la programación semanal el CMO promedio se estimaba en 121.03 \$/MWh y el CMO promedio real para la semana fue de 103.71 \$/MWh.

Con este evento de restricción de generación, se evidenció que la normativa vigente y la coordinación oportuna entre la UT y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) para despachar la generación hidroeléctrica a tiempo, sumado a las condiciones climáticas reales contribuyeron a que en el mercado mayorista de electricidad no se tuviera un impacto significativo debido al evento ocurrido.

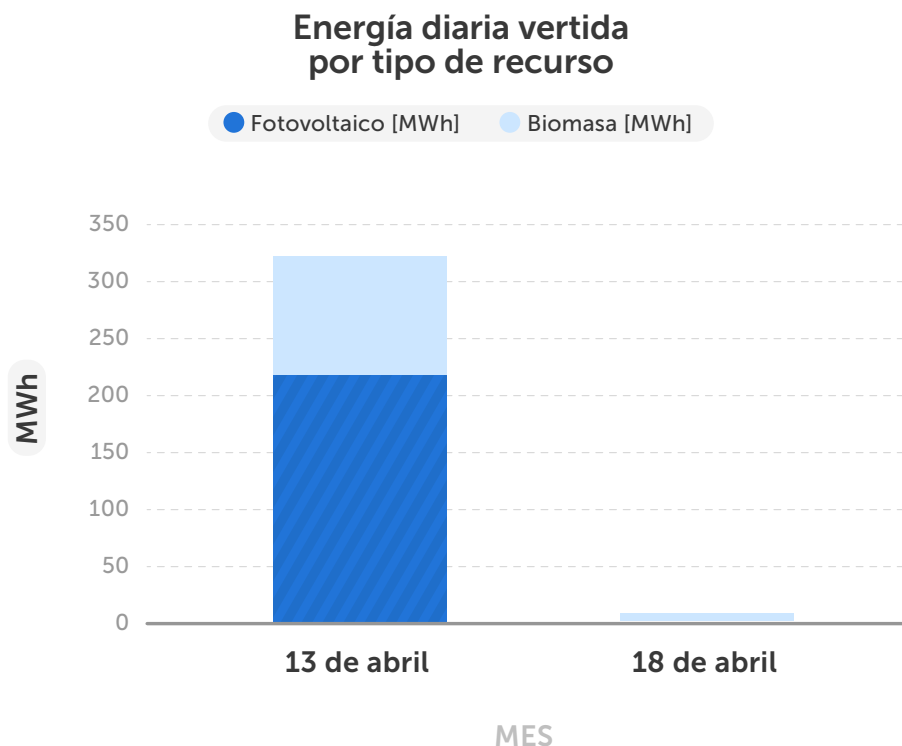
Vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista en abril 2025

En aplicación del anexo 21- Administración de vertimiento de generación base del ROBCP, la Unidad de Transacciones monitoreó las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia y ejecutó oportunamente las acciones operativas necesarias para administrar los excedentes de generación base del Mercado Mayorista en el segundo trimestre del presente año, los cuales se presentaron únicamente durante la Semana Santa.

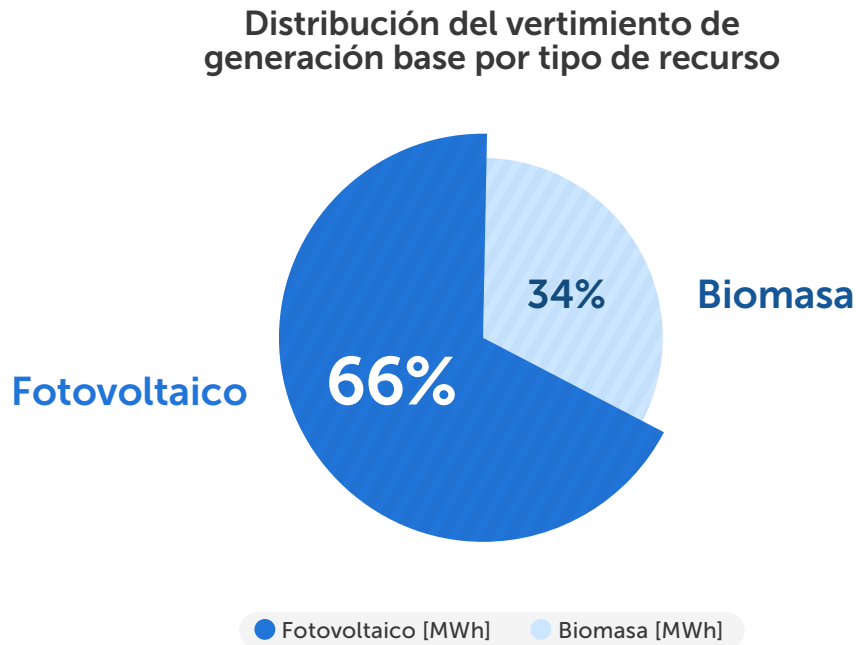
Conforme a los datos registrados, se tuvieron dos eventos, ocurridos el domingo 13 y el viernes 18 de abril (la Semana Santa fue del domingo 13 al 20 de abril de 2025), coincidentes con días que tienen las menores demandas históricas en el sistema, asimismo, se identifica que el jueves 17 de abril no presentó vertimiento en el Mercado Mayorista, debido a que la normativa vigente sobre la gestión de las inyecciones desde redes de distribución (durante los eventos de vertimiento de generación base) permitió absorber el excedente de generación a nivel de distribución, de tal forma que con ello no se dieron vertimientos de generación base en esa fecha.

El gráfico que se presenta a continuación muestra la contribución en cuanto a la reducción de sus inyecciones para cada recurso de generación en los días mencionados, en los cuales predominó la reducción de generación fotovoltaica en aproximadamente el 66% mientras que la biomasa aportó el 34% restante. Adicionalmente, se identifica que cerca del 98% del vertimiento ocurrió el domingo 13 de abril y el 2% se registró el viernes 18 de abril, siendo ambos días feriados con demandas muy bajas en el año.

Gráfica 4. Energía vertida por tipo de recurso.



Gráfica 5. Distribución de la energía vertida por recurso.



Con base en lo anterior, se identifica que los eventos de vertimiento de generación base registrados en el segundo trimestre de 2025 tuvieron una afectación reducida en el sistema, con una adecuada gestión operativa del excedente de energía en el Mercado Mayorista en aplicación de la normativa establecida, permitiendo con ello mantener los parámetros de calidad y seguridad en el sistema eléctrico de potencia en todo momento.

Comportamiento hidrológico y su impacto en la generación del Mercado Mayorista de Electricidad Trimestre julio–septiembre de 2025

Durante el tercer trimestre de 2025 (julio–septiembre), los datos hidrológicos y operativos de los cinco embalses de El Salvador destinados a la producción de energía eléctrica —administrados por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)— mostraron un comportamiento Normal, en línea con el pronóstico del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) para dicho período.

Lo anterior se evidencia en la Tabla 1, donde se observa que, a lo largo del trimestre, la estación lluviosa fue consolidándose hacia su fase final. La producción hidroeléctrica de CEL inició con 201 GWh en julio y aumentó de forma sostenida hasta 326 GWh en septiembre. En paralelo, los influjos mensuales recibidos por los embalses se incrementaron de manera continua. Con el fin de mantener el balance hídrico de la cadena de embalses de la cuenca del río Lempa y, sobre todo, proteger la seguridad de las comunidades aguas abajo, se efectuaron descargas controladas por vertedero.

Tabla 1. Datos consolidados de los 5 embalses de El Salvador para 2025

Mes	Generación (MWh)	Influjo total promedio mensual (m3/s)	Vertimiento (Millones de m3)
Julio	201,020	733	0
Agosto	238,671	461	48.6
Septiembre	326,265	1038	1028

Como se aprecia en la Tabla 2, la comparación de los influjos de 2025 frente a 2023 y 2024 confirma un patrón hidrológico Normal en 2025, con tendencia ascendente y un aumento significativo en septiembre. En ese mes, la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) de los Estados Unidos confirmó la manifestación del fenómeno La Niña en El Salvador.

En contraste, durante el mismo trimestre de 2023 se observó la influencia de sequía, con influjos por debajo de lo Normal; mientras que en 2024 se registró una trayectoria en ascenso desde inicios de trimestre, aunque sin alcanzar una condición estable del fenómeno de La Niña.

Tabla 2. Influjos promedio totales en m3/s de los 5 embalses de El Salvador para los años 2023 a 2025

Mes/Año	2023 (m3/s)	2024 (m3/s)	2025 (m3/s)
Julio	295	800	433
Agosto	297	601	461
Septiembre	706	884	1038

Con relación al embalse de regulación anual Cerrón Grande, en el período julio–septiembre de 2025 se observa una correlación clara entre el incremento de los influjos, el aumento de la cota del embalse y la mayor producción de energía eléctrica, tal como se muestra en la Tabla 3. Aun cuando la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande mantuvo una unidad indisponible por mantenimiento durante julio y agosto, el aumento de los influjos permitió elevar la generación en esos meses y, a su vez, incrementar el volumen de agua almacenada. El vertedero operó en agosto de 2025 de forma controlada, en coordinación entre la UT y la CEL, con el fin de mantener el balance hídrico de los embalses aguas abajo y asegurar niveles óptimos de operación en toda la cadena de embalses de la cuenca del río Lempa.

Tabla 3. Datos del tercer trimestre de 2025 relacionados con el embalse de Cerrón Grande

Mes	Generación (MWh)	Influjo total promedio mensual (m3/s)	Vertimiento (Millones de m3)
Julio	201,020	733	0
Agosto	238,671	461	48.6
Septiembre	326,265	1038	1028

Las tablas siguientes presentan, respectivamente, los influjos promedio mensuales del embalse Cerrón Grande y los niveles al cierre de cada mes del tercer trimestre, para los años 2023–2025.

Tabla 4. Influjos del tercer trimestre al embalse de Cerrón Grande para los años 2023 a 2025

Mes/Año	2023 (m3/s)	2024 (m3/s)	2025 (m3/s)
Julio	109	304	181
Agosto	120	252	206
Septiembre	287	245	323

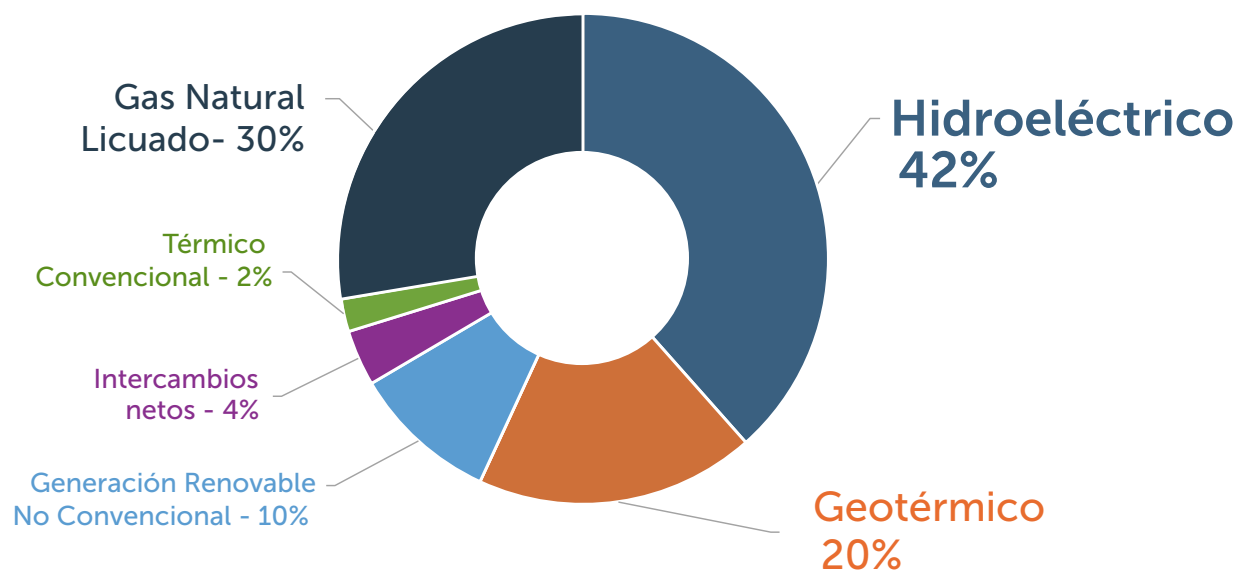
Tabla 5. Nivel del embalse de Cerrón Grande del tercer trimestre para los años 2023 a 2025

Mes/Año	2023 (msnm)	2024 (msnm)	2025 (msnm)
Julio	235.3	242.0	239.41
Agosto	237.3	242.1	240.28
Septiembre	241.8	242.0	242.35

Como muestran las Tablas 4 y 5, en 2025 el embalse Cerrón Grande presentó una tendencia ascendente tanto en los influjos mensuales como en la cota, consistente con el establecimiento del fenómeno La Niña en septiembre. Este comportamiento contrasta con 2023, cuando El Niño produjo influjos por debajo de lo normal y niveles de embalse sensiblemente inferiores a los observados en 2024 y 2025. En 2024, si bien las lluvias tempranas permitieron alcanzar la cota de 242 msnm desde julio, no se observó la tendencia incremental de influjos y cota registrada en 2025.

Al cierre del tercer trimestre de 2025, y gracias a la coordinación y planificación conjunta entre UT y CEL, se logró una gestión eficiente de los influjos hacia los embalses, llenando los embalses de regulación anual que se utilizarán para la generación en la estación seca siguiente. Además, durante el trimestre, la generación hidroeléctrica cubrió el 42% de la demanda nacional, tal como se muestra en la gráfica siguiente, reflejando una operación orientada al almacenamiento estratégico en las centrales hidroeléctricas y a la estabilidad del suministro.

Gráfica 6. Participación porcentual por tecnología para cubrir la demanda nacional de El Salvador en el tercer trimestre del 2025



Prórroga de las disposiciones transitorias aprobadas por medio del Acuerdo SIGET N.º152-E-2023

Mediante el Acuerdo SIGET N.º JDO-003-E-2025, emitido el 26 de septiembre de 2025, la SIGET prorrogó por nueve (9) meses las disposiciones transitorias al ROBCP, originalmente aprobadas por el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023. Dichas disposiciones fueron analizadas y prorrogadas a través de diversos acuerdos durante 2023 y 2024, y se mantuvieron vigentes en 2025 (entre ellos, JDO-001-E-2025 y JDO-003-E-2025).

Estas medidas surgieron para minimizar el riesgo de alzas en el precio de la energía trasladado al usuario final, derivadas de las transacciones regionales de exportación, en un contexto en el que El Salvador se encontraba como exportador neto y existía alta probabilidad de un escenario hidrológico seco por la influencia de El Niño, con impacto principalmente sobre la generación hidroeléctrica. En ese marco, se priorizó la gestión adecuada de los recursos energéticos nacionales para asegurar el cubrimiento de la demanda sin afectar los precios.

Las disposiciones transitorias comprenden, entre otros aspectos:

Ajustes al cálculo del Costo Marginal de Operación (CMO), considerando exclusivamente la demanda nacional (sin incluir exportaciones) y la aplicación de un Costo a la Exportación.

Obligatoriedad para los PM generadores de informar restricciones de combustible a la UT con al menos 72 horas de anticipación, a fin de incorporarlas en la programación de la operación.

Condicionantes para restringir transacciones de exportación al Mercado Eléctrico Regional (MER) bajo ciertos supuestos operativos. En los últimos meses de 2025, El Salvador volvió a consolidarse como exportador neto de energía, favorecido por condiciones hidrológicas asociadas a La Niña y alta disponibilidad hidroeléctrica. No obstante, aunque las condiciones extremas de 2023 no se replican, persisten factores que podrían presionar los precios de la energía:

- (i) contexto regional que incentiva exportaciones,
- (ii) transición hacia la estación seca, que exige administración cuidadosa del recurso hídrico,
- y (iii) escenarios logísticos de combustibles que pueden afectar la disponibilidad térmica.

En este contexto, retirar las disposiciones transitorias podría generar incrementos del CMO con potencial efecto tarifario.

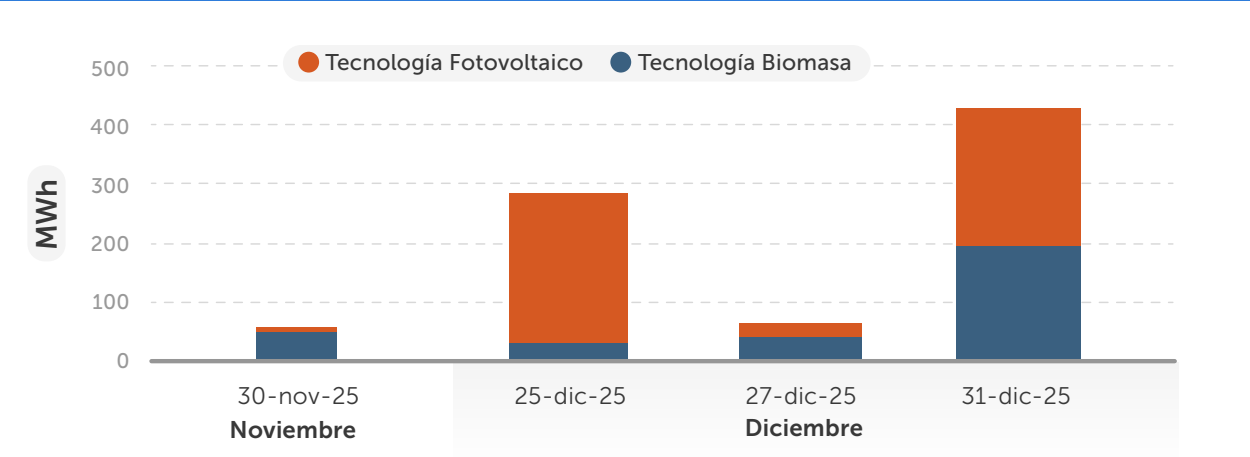
Conclusión. La continuidad de las disposiciones transitorias preserva la estabilidad operativa y minimiza el riesgo de incrementos en el precio de la energía trasladados al usuario final, equilibrando el aprovechamiento de oportunidades de exportación con la salvaguarda de la demanda nacional.

Gestión de vertimiento de generación base en el Mercado Mayorista en el último trimestre de 2025

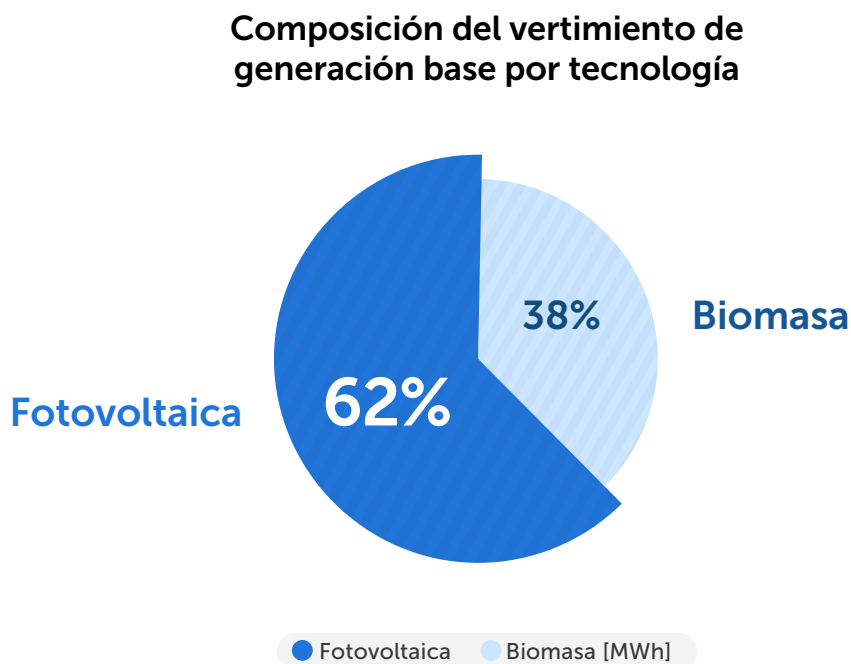
En el periodo de fin de año de 2025, específicamente en los meses de noviembre y diciembre, el Mercado Mayorista de Electricidad presentó eventos de vertimiento de recursos de generación base, asociados principalmente a condiciones de baja demanda típicas del período en mención.

Con base en los datos registrados, dichos vertimientos de generación base se concentraron en los días 30 de noviembre, así como el 25, 27 y 31 de diciembre de 2025, siendo este último el que presentó la mayor energía vertida. Adicionalmente, se identifica que los eventos se presentaron durante franjas horarias con mayor disponibilidad de generación fotovoltaica, lo cual, sumado a las condiciones de baja demanda características de fin de año previamente indicadas, dio lugar a que el SEP presentara excedentes de generación renovable en relación con la demanda.

Gráfica 7. Valores diarios de energía vertida en el último trimestre de 2025.



Gráfica 8. Composición del vertimiento de generación base por tecnología en el último trimestre de 2025.



El análisis por tipo de tecnología evidencia que el vertimiento de generación base estuvo compuesto exclusivamente por generación solar y biomasa, siendo el volumen total de energía vertida durante el período de aproximadamente 833 MWh, de los cuales 52 MWh correspondieron a generación fotovoltaica equivalente a cerca del 62%, mientras que 314 MWh fueron aportados por la biomasa, representando el 38% restante.

A nivel mensual en noviembre se registró un vertimiento total aproximado de 56 MWh del cual la biomasa aportó alrededor de 48 MWh, lo que representa aproximadamente el 86% del total mensual, mientras que la generación fotovoltaica contribuyó con cerca de 8 MWh, equivalente al 14% restante. Por otro lado, en el mes de diciembre se concentró la mayor parte del vertimiento de generación base del período analizado, con un volumen total de 778 MWh, en el que la generación fotovoltaica aportó alrededor de 512 MWh, equivalente al 66%, mientras que la biomasa contribuyó con aproximadamente 266 MWh, correspondiente al 34%.

Asimismo, se observa que el 31 de diciembre de 2025 hubo cerca de la mitad del vertimiento total del período, en contraste, los eventos de vertimiento de generación base registrados en resto de días presentaron magnitudes menores y se dieron en un menor número de horas.

En términos generales, la distribución del vertimiento de generación base, tanto por tipo de tecnología como por su concentración diaria y horaria, se explica principalmente por la baja demanda del sistema durante fin de año y su coincidencia con franjas horarias de alta disponibilidad de recurso solar.

Desde el punto de vista operativo, la administración del vertimiento de generación base en noviembre y diciembre de 2025, fueron gestionados de manera adecuada de conformidad con los criterios y prioridades establecidos en la normativa vigente, sin afectaciones a la seguridad, confiabilidad o calidad del Sistema Eléctrico de Potencia.

Restricción de generación por falta de combustible en el Mercado Mayorista de Electricidad

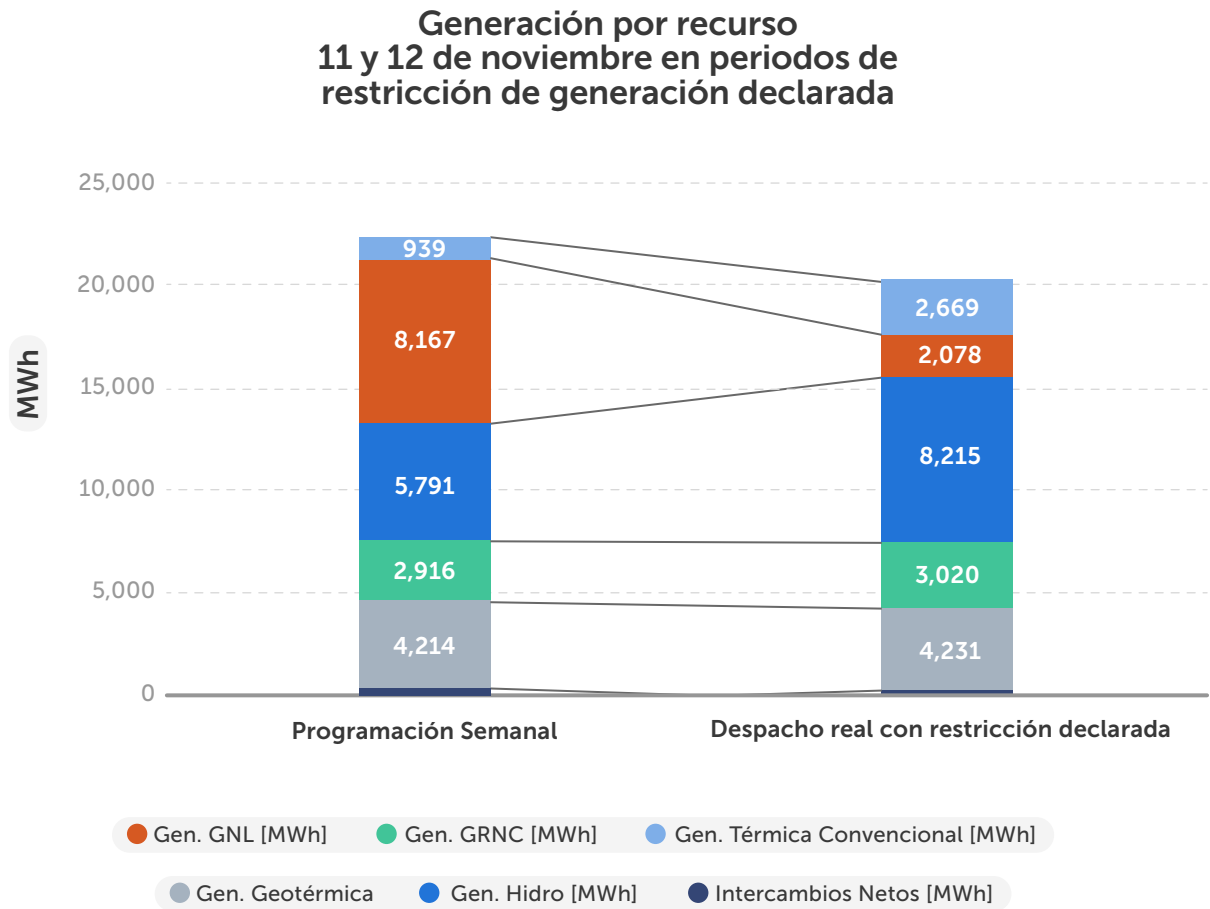
Durante los días 11 y el 12 de noviembre de 2025, se presentó un evento de restricción de generación térmica en el Mercado Mayorista de Electricidad, asociado a una limitación temporal en el suministro de combustible de la planta generadora del PM Energía del Pacífico (EDP). Dicha restricción se mantuvo vigente desde las 13:30 horas del 11 de noviembre hasta las 14:08 horas del 12 de noviembre y según lo informado por EDP, tuvo origen en condiciones climáticas adversas que impidieron la realización segura de las maniobras de descarga del buque que contenía Gas Natural Licuado (GNL) en el puerto de Acajutla.

Recibida la notificación del PM, la UT consideró dicha condición en los procesos de planificación de la operación y en tiempo real, en cumplimiento de lo establecido en los numerales 10.4 y 10.5 del Anexo 04 "Precios de los combustibles" e informó a la SIGET de tal situación conforme al literal a) numeral 12.2 del referido anexo del ROBCP.

Asimismo, en aplicación de la disposición transitoria vigente aprobada por la SIGET, contenida en los Acuerdos No. 152-E-2023, 201-E-2023 y su prórroga mediante el Acuerdo No. JDO-001-E-2025, la UT gestionó con el Ente Operador Regional (EOR) la actualización de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) de exportación de El Salvador hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) a un valor de cero 0 MW y, adicionalmente, en atención a la instrucción emitida por la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, solicitó un redespacho regional, lo anterior, con el objeto de priorizar la atención de la demanda nacional, mientras subsistía la restricción de generación por falta de combustible.

En el periodo correspondiente a la restricción, se tuvo una reducción en la inyección programada de EDP de aproximadamente el 54% para el 11 de noviembre y del 90% para el 12 de noviembre, con respecto a la programación semanal inicial publicada, la cual fue compensada mediante el incremento en la participación de la generación hidroeléctrica en un 16% y 93%, respectivamente, así como de generación térmica convencional. En este contexto, durante los intervalos de mercado en los que se mantuvo esta condición, el Costo Marginal de Operación (CMO) se mantuvo estable, dando como resultado una adecuada gestión operativa y el aprovechamiento de los recursos de generación disponibles, por lo cual el sistema logró absorber la indisponibilidad de la central que opera con GNL, sin generar afectaciones significativas en la operación del SEP.

Gráfica 9. Generación programada versus generación real



Una vez superadas las condiciones que originaron la limitación logística de descarga del buque y notificada la finalización de la restricción por parte del PM generador, la UT gestionó el levantamiento de las restricciones aplicables al MER, manteniéndose en todo momento los parámetros operativos del sistema.

El evento de restricción de generación, ocurrido en noviembre de 2025 fue gestionado de manera oportuna y conforme al marco legal vigente, evidenciando la efectividad de los mecanismos regulatorios y operativos existentes que minimizan los impactos en el Mercado Mayorista de Electricidad ante eventos de restricción de generación.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos ocurridos durante el 2025 en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Enero 2025

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
19-ene-2025	00:27 h	Habilitado comercialmente int. 48-4-84

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
12-ene-2025	SMAR-STOM	05:38 h	PAMM
19-ene-2025	AHUA-EDP 01	05:38 h	PAMM
26-ene-2025	AHUA-SANA	03:49 h	PAMM
26-ene-2025	AHUA-SONS	02:54 h	PAMM

Interrupciones de líneas por seguridad operativa:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-ene-2025	AHUA-NEJA 02	07:56 h	Alto voltaje en el SEP
02-ene-2025	15SE-NEJA 02	07:55 h	Alto voltaje en el SEP
02-ene-2025	AHUA-EDP 02	06:19 h	Alto voltaje en el SEP

Febrero 2025

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
12-feb-2025	09:59 h	Operación etapas I y II EDCBF por falla en sistema eléctrico de Panamá.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
11-feb-2025	ACAJ-ALVA	01:26 h	Disparo ALVA-TG1 por relé 51LV
17-feb-2025	ACAJ-ALVA	06:05 h	Falsa alarma por bajo nivel aceite ALVA-TG1

Interrupciones de líneas por seguridad operativa:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-feb-2025	SRAF-SMAR	05:18 h	PAMM
03-feb-2025	NEJA-NEPO	11:59 h	PAMM
09-feb-2025	AHUA-EDP 02	05:44 h	PAMM
09-feb-2025	NEJA-SMAR	05:29 h	PAMM
15-feb-2025	AHUA-NEJA 02	09:49 h	PAMM
16-feb-2025	AHUA-NEJA 01	03:28 h	Reparación conductor OPGW
16-feb-2025	AHUA-NEJA 02	09:44 h	PAMM
17-feb-2025	AHUA-NEJA 02	08:29 h	PAMM
21-feb-2025	15SE-NEJA 02	09:49 h	PAMM
22-feb-2025	15SE-NEJA 02	07:03 h	PAMM
22-feb-2025	NEJA-NEPO	03:46 h	PAMM

Marzo 2025



Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
01-mar-2025	09:22 h	Operación etapas I, II y III EDCBF por falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int. en 15SE 115 kV y pérdida de 116 MW de generación en SEP El Salvador y 400 MW de generación en SEP Honduras
19-mar-2025	10:35 h	
		Operación etapa I EDCBF por pérdida de generación en Panamá

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-mar-2025	15SE-SRAF	00:05 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMIG	00:15 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NEJA 02	00:02 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMAR 02	00:02 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NNAC	02:33 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-AGCA	01:46 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-NEJA 01	00:03 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-BERL	00:15 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	15SE-SMAR 01	00:04 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
01-mar-2025	3FEB-15SE	00:19 h	Falla entre int. 18-7-11 y TC asociados a dicho int en 15SE 115kV
05-mar-2025	AHUA-LVII	00:07 h	Operación relé 67LN extremo LVII
05-mar-2025	AHUA-NEJA 01	00:10 h	Nidos en extremo NEJA
05-mar-2025	AHUA-NEJA 02	00:12 h	No encuentra causa disparo
05-mar-2025	15SE-NEJA 01	00:11 h	Nidos en extremo NEJA
05-mar-2025	15SE-NEJA 02	00:08 h	No encuentra causa disparo

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-mar-2025	AHUA-LVII	07:50 h	Sustitución aisladores y reparación cable OPGW
02-mar-2025	SANT-NEJA	06:56 h	PAMM
02-mar-2025	SANT-VOLC	06:57 h	PAMM
12-mar-2025	CGRA-SRAF		
16-mar-2025	AHUA-NEJA 01	05:49 h	PAMM
16-mar-2025	OPIC-SONS	07:03 h	Pruebas a equipos de protección en extremo AHUA
23-mar-2025	AHUA-NEJA 01	05:14 h	PAMM
27-mar-2025	ACAJ-ALVA	02:16 h	Pruebas relevadores principal y respaldo
		08:04 h	Modificaciones para conectar nuevo proyecto San Rafael

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
29-abr-2025	22:10 h	Operación etapa I EDCBF en el SEP por falla en sistema eléctrico de Honduras.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
07-abr-2025	3FEB-15SE	00:30 h	Descarga atmosférica
11-abr-2025	BERL-SMIG	00:22 h	Disparo transferido por 50BF.
11-abr-2025	15SE-BERL	00:23 h	Disparo transferido por 50BF.
22-abr-2025	ACAJ-ALVA	01:12 h	Falsa alarma 86T por bajo nivel de aceite.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
06-abr-2025	SANA-OPIC	05:40 h	PAMM
09-abr-2025	ACAJ-ALVA	03:56 h	Modificación interconexión por nueva bahía proyecto RAFA-G1
13-abr-2025	SMIG-OZAT	05:11 h	PAMM
13-abr-2025	OPIC-SONS	04:29 h	Corrección punto caliente
22-abr-2025	15SE-SMAR 01	04:52 h	PAMM
24-abr-2025	15SE-SMAR 02	04:50 h	PAMM
27-abr-2025	5NOV-SRAF	07:03 h	PAMM
27-abr-2025	5NOV-CGRA	07:03 h	PAMM
28-abr-2025t	ATEO-VOLC	01:35 h	Retiro de nido

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
28-may-2025	13:40 h	Operación etapa I EDCBF en el SEP por falla en sistema eléctrico de Costa Rica.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
06-may-2025	ACAJ-ALVA	08:23 h	Falsa alarma 86T por bajo nivel de aceite.
07-may-2025	ACAJ-ALVA	00:32 h	Falsa alarma 86T por bajo nivel de aceite.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-may-2025	ANTA-PEDR	17:24 h	Reemplazo int. 20-7-01 y mantenimiento equipos en sub. ANTA
04-may-2025	ANTA-PEDR	07:22 h	Mantenimientos equipos en sub. ANTA y PEDR
04-may-2025	ATEO-TALN	05:31 h	PAMM
17-may-2025	AHUA-NEJA 02	01:14 h	Retiro de nidos
18-may-2025	AHUA-MOYU	07:57 h	PAMM
18-may-2025	SANT-NEJA	03:34 h	PAMM
25-may-2025	5NOV-SRAF	07:31 h	PAMM
25-may-2025	CGRA-SRAF	07:31 h	PAMM
25-may-2025	15SE-SRAF	07:30 h	PAMM
25-may-2025	CHIN-SRAF	07:30 h	PAMM
25-may-2025	SRAF-SMAR	07:26 h	PAMM
27-may-2025	ACAJ-ALVA	03:22 h	Modificación interconexión por nueva bahía proyecto RAFA-G1.
28-may-2025	ALBI-OZAT	07:33 h	Trabajos correctivos seccionadores

Junio 2025

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-jun-2025	5NOV-CGRA	00:55 h	Operó relé 87B y 86B al energizar 5NOV-CGRA
16-jun-2025	CHIN-SRAF	00:11 h	Lluvia en la zona, retraso por coordinación con planta por falla en remota
16-jun-2025	CHIN-JIBO	00:12 h	Lluvia en la zona, retraso por coordinación con planta por falla en remota
16-jun-2025	CHIN-TECO	00:12 h	Lluvia en la zona, retraso por coordinación con planta por falla en remota
25-jun-2025	ANTA-PEDR	00:59 h	Por cero voltaje en subestación PEDR por disparo línea STOM-PEDR
27-jun-2025	ALBI-OZAT	00:20 h	Protección en ALBI-TG1

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-jun-2025	5NOV-CGRA	06:40 h	PAMM
02-jun-2025	ACAJ-ALVA	02:00 h	Modificación interconexión por nueva bahía proyecto RAFA-G1
06-jun-2025	ACAJ-ALVA	01:38 h	Cambio relación TC en sub. ACAJ
08-jun-2025	ATEO-VOLC	05:57 h	PAMM
10-jun-2025	SMAR-SBAR 01	05:04 h	PAMM
11-jun-2025	ACAJ-ALVA	06:55 h	Pruebas a protecciones proyecto RAFA-G1
12-jun-2025	SMAR-SBAR 02	04:50 h	PAMM
14-jun-2025	15SE-NEJA 02	09:36 h	PAMM
14-jun-2025	15SE-AGCA	09:31 h	PAMM
15-jun-2025	SMAR-SBAR 01	10:10 h	PAMM
15-jun-2025	SMAR-SBAR 02	10:11 h	PAMM
15-jun-2025	15SE-NNAC	10:08 h	PAMM
16-jun-2025	ACAJ-ALVA	03:13 h	Pruebas a protecciones proyecto RAFA-G1
18-jun-2025	15SE-AGCA	09:23 h	Mantenimiento conductor OPGW y sustitución aislador dañado
25-jun-2025	ALBI-OZAT	02:02 h	Mantenimiento ALBI-TG1
28-jun-2025	NEJA-NEPO	06:15 h	PAMM
29-jun-2025	AHUA-MOYU	07:56 h	Corrección puntos calientes
29-jun-2025	NCUS-VOLC	05:54 h	PAMM

Julio 2025

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
05-jul-2025	07:29 h	Operación etapas I, II y III del EDCBF y Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDALTIBF) aislando el SEP del SER por falla en sistema eléctrico de Panamá.
09-jul-2025	12:29 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en sistema eléctrico de Panamá.
14-jul-2025	10:26 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en sistemas eléctricos de Panamá y México.
24-jul-2025	15:06 h	Operación etapas I y II del EDCBF del SEP por falla en sistema eléctrico de Honduras.
25-jul-2025	19:51 h	Operación etapas I, II y III del EDCBF del SEP por disparo de 334 MW de generación de planta EDP.
31-jul-2025	11:07 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en sistema eléctrico de Honduras.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
05-jul-2025	15SE-NNAC	00:23 h	Operación EDALTIBF.
05-jul-2025	15SE-AGCA	00:24 h	Operación EDALTIBF.
05-jul-2025	AHUA-LVII	00:26 h	Operación EDALTIBF.
05-jul-2025	AHUA-MOYU	01:21 h	Operación EDALTIBF.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
05-jul-2025	NEJA-SMAT	02:09 h	Mantenimiento correctivo a seccionadores fase C.
06-jul-2025	NCUS-STOM	05:30 h	PAMM.
07-jul-2025	ALBI-OZAT	03:55 h	Mantenimiento Transformador de potencia ALBI.
12-jul-2025	15SE-AGCA	07:40 h	Medición parámetros línea de interconexión.
13-jul-2025	SOYA-NEJA	05:11 h	PAMM.
13-jul-2025	ACAJ-SONS 01	05:35 h	PAMM.
16-jul-2025	15SE-AGCA	05:19 h	Medición parámetros línea de interconexión.
19-jul-2025	5NOV-SRAF	02:38 h	Por poda peligrosa.
20-jul-2025	ACAJ-SONS 02	05:43 h	PAMM.
27-jul-2025	ALBI-OZAT	09:20 h	Mantenimiento anual equipos Albireo y Capella Solar.
27-jul-2025	SONS-ATEO	05:04 h	PAMM.

Agosto 2025



Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
05-ago-2025	17:35 h	Operación etapas I y II del EDCBF del SEP por disparo de 287 MW de generación de planta EDP.
27-ago-2025	13:58 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en el sistema eléctrico de Panamá.
28-ago-2025	12:33 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en el sistema eléctrico de Panamá.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
05-ago-2025	NEJA-NEPO	05:13 h	Árbol caído sobre línea.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
09-ago-2025	GUAJ-VENT	33:07 h	Mantenimiento anual subestación Ventus.
09-ago-2025	SOYA-SMAR	05:28 h	PAMM.
11-ago-2025	AHUA-SONS	04:07 h	Sustitución seccionadores.
12-ago-2025	AHUA-SONS	03:11 h	Conexión y puesta en servicio nuevos seccionadores.
16-ago-2025	AHUA-NEJA 01	10:14 h	Pruebas TP en extremo AHUA.
17-ago-2025	CHIN-JIBO	05:20 h	Trabajos en subestación Jiboa.
17-ago-2025	CHIN-SRAF	05:18 h	Trabajos en subestación Chinchontepec.
17-ago-2025	CHIN-TECO	05:19 h	PAMM.
24-ago-2025	AHUA-MOYU	10:09 h	Medición parámetros línea de interconexión.
24-ago-2025	5NOV-SRAF	04:47 h	PAMM.
31-ago-2025	15SE-SRAF	05:52 h	PAMM.
31-ago-2025	AHUA-SONS	06:45 h	PAMM.

Septiembre 2025



Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
24-sep-2025	09:41 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en el sistema eléctrico de Honduras.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-sep-2025	AHUA-MOYU	04:07 h	Árbol caído sobre línea en Moyuta.
05-sep-2025	ACAJ-EDP 01	00:38 h	Falla a tierra en alimentación DC.
05-sep-2025	ACAJ-EDP 01	03:53 h	Falla a tierra en alimentación DC.
05-sep-2025	ACAJ-EDP 01	01:31 h	Falla a tierra en alimentación DC.
06-sep-2025	ACAJ-EDP 01	11:35 h	Falla en cable de control interruptor 13-8-01.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
01-sep-2025	15SE-NNAC	130:19 h	Reubicación de torre.
07-sep-2025	LUNI-HAVI	05:57 h	PAMM.
07-sep-2025	SMIG-HAVI	05:52 h	PAMM.
07-sep-2025	BERL-SMIG	05:43 h	PAMM.
07-sep-2025	SMIG-OZAT	05:42 h	PAMM.
12-sep-2025	ANTA-PEDR	45:54 h	Reemplazo interruptor 20-7-01.
13-sep-2025	AHUA-SANA	02:32 h	Corrección punto caliente muy crítico.
14-sep-2025	STOM-PEDR	07:49 h	PAMM.
20-sep-2025	AHUA-NEJA 01	07:10 h	PAMM.
21-sep-2025	GUAJ-VENT	06:39 h	Reemplazo transformador de reactancia.
21-sep-2025	15SE-NNAC	08:09 h	PAMM.
28-sep-2025	NEJA-SMAT	05:41 h	PAMM.
28-sep-2025	TECO-OZAT	04:52 h	PAMM.

Octubre 2025



Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
15-oct-2025	10:43 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en sistema eléctrico de Nicaragua.
27-oct-2025	17:44 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en sistema eléctrico de México.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-oct-2025	ALBI-OZAT	00:44 h	Falla en ALBI-T1. Retraso en cierre.
03-oct-2025	GUAJ-VENT	00:11 h	Retraso en cierre
06-oct-2025	ACAJ-ALVA	00:43 h	Falla en ALVA-T1.
08-oct-2025	GUAJ-SANA	00:03 h	Fuerte lluvia
08-oct-2025	GUAJ-VENT	00:11 h	Cero voltaje GUAJ por disparo línea GUAJ-SANA
15-oct-2025	ACAJ-ATEO	00:11 h	Retraso en cierre
16-oct-2025	ACAJ-ALVA	00:59 h	Falla en ALVA-T1. Retraso en cierre.

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
04-oct-2025	AHUA-LVII	09:50 h	PAMM
05-oct-2025	15SE-SMIG	05:38 h	PAMM
05-oct-2025	AHUA-LVII	08:11 h	PAMM
07-oct-2025	15SE-AGCA	09:39 h	Pruebas precisión TP y TC asociados a línea
07-oct-2025	ACAJ-ATEO	06:37 h	Sustitución TP dañado extremo ATEO
09-oct-2025	15SE-AGCA	05:12 h	Pruebas precisión TP y TC asociados a línea
12-oct-2025	CGRA-CHAL	07:32 h	PAMM
12-oct-2025	15SE-BERL	04:27 h	PAMM
12-oct-2025	AHUA-SANA	07:13 h	PAMM
18-oct-2025	AHUA-NEJA 02	09:57 h	PAMM
19-oct-2025	BERL-SMIG	12:19 h	PAMM
19-oct-2025	15SE-BERL	12:20 h	PAMM
19-oct-2025	AHUA-NEJA 02	08:50 h	PAMM
26-oct-2025	OPIC-SMAT	07:48 h	PAMM
26-oct-2025	OPIC-SONS	07:48 h	PAMM
26-oct-2025	SANA-OPIC	07:48 h	PAMM
26-oct-2025	BERL-SMIG	05:09 h	PAMM

Noviembre 2025



Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
08-nov-2025	15SE-NEJA 02	10:07 h	PAMM
09-nov-2025	AHUA-SONS	08:46 h	Sustitución y puesta en servicio seccionadores de interruptor 16-7-92
09-nov-2025	15SE-NEJA 01	09:08 h	PAMM
09-nov-2025	15SE-NEJA 02	09:47 h	PAMM
16-nov-2025	AHUA-MOYA	08:50 h	Mantenimiento en extremo de Guatemala
17-nov-2025	SMIG-OZAT	00:26 h	Poda peligrosa
18-nov-2025	CGRA-APOP	05:16 h	PAMM
20-nov-2025	NEJA-APOP	05:00 h	PAMM
23-nov-2025	SOYA-SMAR	07:31 h	PAMM
23-nov-2025	SOYA-NEJA	07:32 h	PAMM
25-nov-2025	CGRA-NEJA	05:27 h	PAMM

Eventos en el SEP:

Fecha	Hora	Evento
31-dic-2025	10:45 h	Operación etapa I del EDCBF del SEP por falla en el sistema eléctrico de Panamá.

Eventos de falla:

Fecha	Línea	Hora	Evento
18-dic-2025	15SE-SMIG	01:41 h	Operación 50BF en int. 18-7-31

Interrupciones de líneas por mantenimientos:

Fecha	Línea	Duración	Evento
02-dic-2025	3FEB-15SE	74:27 h	Por mantenimiento preventivo equipos de alta tensión
06-dic-2025	15SE-NEJA 02	37:52 h	Cambio concentrador en subestación 15SE
06-dic-2025	15SE-AGCA	37:51 h	PAMM
07-dic-2025	ACAJ-TPTO	17:37 h	PAMM
13-dic-2025	15SE-NNAC	04:19 h	PAMM
14-dic-2025	ACAJ-ATEO	06:57 h	PAMM
14-dic-2025	ACAJ-TPTO	06:58 h	PAMM
20-dic-2025	AHUA-NEJA 02	07:37 h	Limpieza aisladores de pórtico
21-dic-2025	AHUA-LVII	07:25 h	Limpieza aisladores de pórtico

Interrupciones de líneas por seguridad operativa:

Fecha	Línea	Duración	Evento
24-dic-2025	AHUA-NEJA 01	16:26 h	Alto voltaje en el SEP
24-dic-2025	15SE-NEJA 01	16:04 h	Alto voltaje en el SEP
24-dic-2025	AHUA-EDP 01	15:31 h	Alto voltaje en el SEP
31-dic-2025	AHUA-NEJA 02	03:30 h	Alto voltaje en el SEP
31-dic-2025	15SE-NEJA 02	03:29 h	Alto voltaje en el SEP
31-dic-2025	AHUA-EDP 02	03:26 h	Alto voltaje en el SEP



Informe de Hechos Relevantes

2025