



Informe de hechos relevantes

Periodo enero-marzo 2022

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

29 de abril de 2022

Contenido

Introducción.....	2
Resumen hechos relevantes	3
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el trimestre enero-marzo 2022...9	
1. Eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el mercado mayorista de electricidad presentados en el primer trimestre de 2022.....	10
2. Aprobación e implementación de la normativa para administrar el vertimiento de generación base en el mercado mayorista de electricidad.....	11
3. Aprobación e implementación de las modificaciones a los anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP.....	13
4. Disposiciones transitorias para la liquidación parcial de las transacciones económicas del mercado mayorista solicitadas en el primer trimestre de 2022 y correspondiente a los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022.	15
Monitoreo de la operación	17

Introducción

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

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

Anexo a este informe se presenta información estadística y de precios para el periodo de **enero a marzo de 2022**.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
ENERO			
Acuerdo SIGET No. 443-E-2021	22/12/21, recibido el 10/1/22	Se aprueban modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP, relacionadas a la administración de vertimiento de generación base.	Las modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP aprobadas por medio de este acuerdo, brindan herramientas normativas a la UT para gestionar los escenarios de vertimiento de generación base de forma tanto técnica como económica.
Acuerdo SIGET No. 444-E-2021	22/12/21, recibido el 11/1/22	Se aprueban modificaciones a los siguientes Anexos del ROBCP: Anexo 04 - PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES. Anexo 06 - TRANSACCIONES DEL MERCADO. Anexo 16 - CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR. Anexo 17 - COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN.	Las modificaciones aprobadas adicionan lineamientos al cuerpo normativo para la correcta incorporación de la tecnología de ciclo combinado flexible operando con gas natural al mercado mayorista de electricidad, y mejoras identificadas en la aplicación de la reglamentación.
Acuerdo SIGET No. 5-E-2022	6/1/22, recibido el 18/1/22	Ajuste a la tasa por actualización del registro en la SIGET por un valor de \$0.59 por cada megavatio hora generado o importado con fines comerciales, durante el año inmediato anterior a la fecha de renovación de su registro, con vigencia del 1/12/2021 al 30/11/2022.	El valor de la tasa por actualización del registro en la SIGET es un Cargo del Sistema que es cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de energía.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET No. 15-E-2022	13/1/22, recibido el 17/1/22	Se aprueba el Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) vigente para el 2022.	Se aprueba el COSTAMM por un valor de \$1.025812/MWh para el 2022, el cual es cobrado a la demanda de energía del mercado mayorista.
Acuerdo SIGET No 18-E-2022	17/1/22	Se actualiza el Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) aplicable en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022 por un valor de \$7.931707/MWh.	Se aprueba el valor del CUST para el período del 1 de enero al 31 de diciembre del 2022. Éste es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de electricidad.
Acuerdo SIGET No. 21-E-2022	24/1/22, recibido el 25/1/22	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de diciembre de 2021”	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a diciembre de 2021, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución CRIE-01-2022	27/1/22, publicada el 31/1/22	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 0.80 (cero punto ochenta) para el semestre de enero a junio de 2022, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución.	Se identifica un impacto directo para el mercado mayorista, puesto que se establece el porcentaje de compensación semestral, para el cálculo de la CMM. La CMM 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.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-02-2022	27/1/22, publicada el 31/1/22	Se establece la tasa de descuento regional para el año 2022, en un valor de 10.63%, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER.	La Tasa de descuento regional a la que se hace referencia, es utilizada para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, específicamente para verificar la factibilidad económica de las inversiones, impactando de manera indirecta en la confiabilidad del SER, así como en los Ingresos Autorizados Regionales, los cuales son trasladados a la demanda de energía eléctrica a través del Cargo Complementario.

FEBRERO

N/A	1/2/22	Inicia operación comercial la sociedad Termoenergías, S.A. de C.V.	El 1 de febrero de 2022, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de comercializador.
Nota SIGET-GE-2022-02-013	2/2/22, recibida el 07/2/22	Se indica a la UT que mientras no este definido el Cargo por Capacidad para el quinquenio 2022-2026, deberá continuar aplicando de manera provisional el cargo de capacidad de \$7.96/kW – mes.	El cargo por capacidad es utilizado para la valoración de las transacciones de capacidad firme del mercado mayorista.
N/A	9/2/22	Inicia operación comercial la sociedad Enernext, S.A. de C.V.	El 9 de febrero de 2022, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de comercializador.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET No. 59-E-2022	22/2/22	Se aprueban disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de enero de 2022.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP para la liquidación de transacciones económicas correspondiente a enero de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución CRIE-06-2022	24/2/22, publicada el 25/2/22	Se aprueba un ajuste al presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2022, por un monto de \$ 1,109,000.00.	Se identifica un impacto al Mercado Mayorista debido a que con la aprobación de un ajuste al presupuesto del EOR, se aprueba un ajuste a los cargos que los agentes deben pagar al EOR como parte de la administración del MER.

MARZO

Sesión de Junta Directiva UT No.596	8/3/22	Junta Directiva aprueba la solicitud de inscripción de la sociedad Energy Connection, S.A. de C.V., para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Nuevo participante del mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, es su carácter de Comercializador.
-------------------------------------	--------	--	---

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET No. 82-E-2022	11/3/22	Se aprueban medidas provisionales que permiten viabilizar las pruebas de desempeño de la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda. de C.V., previo a su habilitación comercial.	Por medio de este acuerdo se aprueban medidas cautelares a adoptar durante el proceso de pruebas de la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda., lo que incrementa la disponibilidad de generación en el mercado mayorista de electricidad.
Acuerdo SIGET No. 108-E-2022	22/3/22	Se aprueban disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas febrero de 2022.	Se aprueba la modificación transitoria al ROBCP de acuerdo con las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas para febrero de 2022, lo cual impacta directamente en los procesos de facturación y liquidación del mercado mayorista.
Resolución CRIE-08-2022	24/3/22, publicada el 28/3/22	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Nicaragua, los proyectos de transmisión: 1) Línea de transmisión Los Brasiles - San Benito 230 kV; 2) Línea de transmisión San Benito - Boaco 230 kV; 3) Ampliación Subestación San Benito; 4)Ampliación Subestación Boaco; 5) Ampliación Subestación Los Brasiles y 6) Ampliación de capacidad de transformación de la Subestación Ticuantepe II.	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 por parte de ENATREL, mejorará la confiabilidad del SER.

Resumen hechos relevantes

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET No. 124-E-2022	31/3/22	Se establece que las medidas provisionales aprobadas en el Acuerdo SIGET N.º 82-E-2022, para viabilizar las pruebas de la planta generadora del PM generador Energía del Pacífico, Ltda. de C.V., se mantendrán vigentes, indicándose que podrán ser modificadas o dejarse sin efecto en virtud de las circunstancias sobrevenidas o que no pudieron ser consideradas al momento de su adopción.	Con la aplicación de las medidas provisionales se permite que la planta del PM generador Energía del Pacífico, Ltda., continúe realizando las pruebas de desempeño y en consecuencia, se incrementa la disponibilidad de generación en el mercado mayorista de electricidad.

Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el trimestre enero-marzo 2022.

1. Eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el Mercado Mayorista de Electricidad presentados en el primer trimestre de 2022.
2. Aprobación e implementación de la normativa para administrar el vertimiento de generación base en el mercado mayorista de electricidad.
3. Aprobación e implementación de las modificaciones a los anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP.
4. Disposiciones transitorias para la liquidación parcial de las transacciones económicas del mercado mayorista solicitadas en el primer trimestre de 2022 y correspondiente a los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022.

1. Eventos de vertimiento de generación base por baja demanda en el mercado mayorista de electricidad presentados en el primer trimestre de 2022.

En el primer trimestre de 2022, se tuvieron nueve días con eventos de vertimiento de generación base ante condiciones de baja demanda, comprendidos en el periodo del 1 de enero al 6 de febrero de 2022, conforme a la siguiente gráfica:

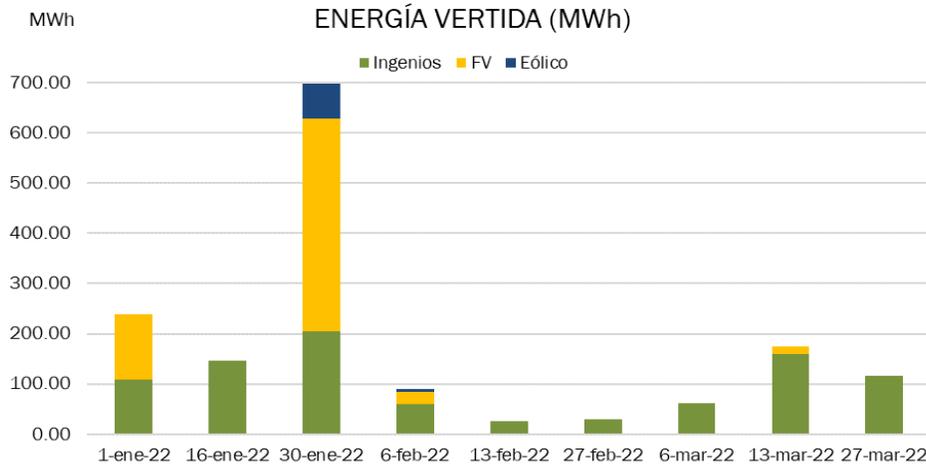


Gráfico 1: Energía diaria en vertimiento de recursos renovables con costo variable cero

De acuerdo con el gráfico anterior, se identifica que el día de mayor vertimiento fue el domingo 30 de enero de 2022, con 698 MWh vertidos; los demás días de vertimiento, a excepción del 1 de enero, que es un día feriado a nivel nacional, ocurrieron los domingos, los cuales normalmente presentan baja demanda a nivel nacional.

El detalle de la energía vertida por recurso para los días en mención, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 1: Detalle de generación base vertida.

Energía vertida (MWh)				
Fecha	Ingenios (biomasa)	Fotovoltaico	Eólico	Total
1-ene-22	108.70	129.90	0.00	238.60
16-ene-22	145.60	0.00	0.00	145.60
30-ene-22	204.30	423.60	70.50	698.40
6-feb-22	59.10	25.60	4.60	89.30
13-feb-22	26.50	0.00	0.00	26.50
27-feb-22	30.10	0.00	0.00	30.10
6-mar-22	62.40	0.00	0.00	62.40
13-mar-22	160.30	15.00	0.00	175.30
27-mar-22	117.00	0.00	0.00	117.00
Total	914.00	594.10	75.10	1,583.20

Según lo observado en la tabla 1, en el período analizado se tuvieron 1,583 MWh vertidos, de los cuales, un 57.73% correspondieron a los ingenios, un 37.53% a los generadores fotovoltaicos y un 4.74% a la generación eólica; es decir, la generación de los ingenios fue la que experimentó una mayor reducción en este primer trimestre del 2022.

En la gestión de los eventos de vertimiento presentados a partir del 7 de febrero de 2022, se aplicó la metodología para administrar el vertimiento de generación base aprobada mediante el acuerdo No. 443-E-2021, la cual provee a la UT, herramientas técnicas y comerciales para la adecuada coordinación de estos eventos manteniendo el balance carga-generación en cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad en el sistema eléctrico de potencia.

2. Aprobación e implementación de la normativa para administrar el vertimiento de generación base en el mercado mayorista de electricidad.

Por medio del Acuerdo No. 443-E-2021, notificado a la UT el 10 de enero de 2022, la Junta de Directores de la SIGET, aprobó modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP, que brindan herramientas a la UT para gestionar tanto técnica como económicamente los eventos de vertimiento de generación base que se presenten en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Las modificaciones contenidas en dicho acuerdo, entraron en vigencia el 7 de febrero de 2022 con su publicación en el Diario Oficial, y contienen un tratamiento normativo específico en los procesos de planificación de la operación, operación en tiempo real y conciliación de transacciones para las siguientes temáticas:

Modificaciones permanentes

- Metodología para la administración de vertimiento de generación base por medio del establecimiento de una lista de prioridad de vertimiento, que debe ser tomada en cuenta tanto en los procesos de predespacho como en la operación en tiempo real.
- Procedimiento para determinar la energía vertida.
- Mecanismo para incentivar la demanda nacional.

Modificaciones transitorias

- Mecanismo para incentivar las exportaciones.

Las normas aprobadas en el referido acuerdo y establecidas en el Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base consideran la participación de:

- Los generadores base (*generación de costo variable igual a cero correspondiente a las siguientes tecnologías: Energía Renovable Variable (ERV), geotérmica y biomasa (ingenios azucareros)*), con posibilidad de venta de excedente de vertimiento de generación base.
- Únicamente como compradores de vertimiento de generación base a: los retiros regionales, las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2022

distribuidoras, las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba, las inyecciones de PMs generadoras que no corresponden a generación base y que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas.

Asimismo, la metodología para la gestión de los eventos de vertimiento, contempla la utilización de una lista de prioridad de vertimiento elaborada a partir de ofertas de flexibilidad de generación que consideran un rango de flexibilidad de generación y un precio asociado, éste último representa una indicación del precio hasta el cual los generadores base prefieren comprar el vertimiento brindado por otros generadores antes de verter generación propia, dichas ofertas, se ordenan de menor a mayor precio construyéndose así, la lista de prioridad de vertimiento que brinda el orden a seguir para la reducción de la generación base ante condiciones operativas que ocasionen éste vertimiento. La primer lista de mérito de prioridad de vertimiento, de acuerdo a las ofertas recibidas, es la siguiente:

Tabla 2: Primer lista de prioridad de vertimiento.

PM	Equipo	Generación mínima	Generación máxima	Precio vertimiento (\$/MWh)	Fecha inicio	Fecha fin
G07	Cassa-g1	21	27	44	7/2/2022	1/5/2022
C29	Chap-g1	27	34	45	7/2/2022	1/5/2022
C24	Lcab-g1	12	17.5	45	7/2/2022	1/5/2022
G16	Albi-g1	0	100	52.55	1/4/2021	31/3/2022
G18	Ecos-g1	0	9.899	58.29	7/2/2022	31/1/2023
G09	Lang-g1	38	57.5	65	7/2/2022	1/5/2022
G15	Ssol-g1	0	10	71.29	1/4/2021	31/3/2022
G12	Jibo-g1	30	34	80	7/2/2022	1/5/2022
G17	Vent-g1	0	50	104.73	1/4/2021	31/3/2022
G11	Anta-g1	0	60	108.75	1/4/2021	31/3/2022
G13	Marq-g1	0	6	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G14	Reme-g1	0	20	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G13	Trin-g1	0	8	136.44	1/8/2021	31/7/2022
G05	Lageo	No ofrece flexibilidad				

Adicionalmente, los generadores base pueden suscribir acuerdos bilaterales de compra-venta de vertimiento, cuyas transacciones económicas serán conciliadas entre las partes, remitiendo la información a la UT para su consideración; sin embargo, a la fecha aún no se han recibido acuerdos bilaterales suscritos entre PMs. Al igual que con las ofertas de flexibilidad de generación, los acuerdos bilaterales deben remitirse con una periodicidad trimestral y podrán actualizarse mensualmente.

En cuanto a la implementación, se ha realizado la sociabilización de los cambios normativos a través del ROBCP actualizado, y se han llevado a cabo reuniones con los PM con el objetivo de brindar una explicación sobre las modificaciones aprobadas, aclarar dudas sobre la nueva normativa y presentar ejercicios numéricos para fortalecer su comprensión. Asimismo, en la UT se han realizado adecuaciones informáticas en distintas aplicaciones para la planificación de la operación, operación en tiempo real y conciliación de transacciones y bases de datos.

3. Aprobación e implementación de las modificaciones a los anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP.

Ante la necesidad de adecuar ciertos procedimientos técnicos en la reglamentación vigente por la próxima entrada en operación de la planta generadora de ciclo combinado flexible de Energía del Pacífico (EDP), operando con Gas Natural (GN) a la matriz energética de El Salvador, y como resultado de un amplio análisis por parte de las entidades competentes del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), la Junta de Directores de la SIGET, por medio del Acuerdo No 444-E-2021, notificado a la UT el 10 de enero de 2022, aprobó las modificaciones a los Anexos 4 – Precios de los combustibles, 6 – Transacciones del mercado, 16 – Curvas de consumo específico de calor y 17 – Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención del ROBCP, las cuales son de carácter permanente.

La aprobación de estas modificaciones cumple con el objetivo de proveer en el cuerpo normativo, la consideración de procedimientos específicos para la tecnología de ciclo combinado flexible, el uso del gas natural como recurso energético, y otras mejoras identificadas en la aplicación de los procedimientos contenidos en los anexos modificados.

A continuación, se listan los cambios incorporados en los anexos, a partir de la normativa aprobada en el referido acuerdo:

Anexo 4

- Incorporación de condiciones de referencia del gas natural como combustible de generación y del precio de referencia de éste.
- Disposiciones sobre la disponibilidad mínima de combustible exigible.
- Lineamientos para la aprobación de las estructuras de costo de los combustibles y la validación de precios de combustibles puestos en planta con base en comprobantes de facturación.

Anexo 6

- Modificación de los formatos para la declaración del precio e inventarios de combustible.

Anexo 16

- Incorporación de la definición de configuraciones operativas de ciclo combinado (CC), estableciendo que la planta de CC flexible debería determinar dos curvas de consumo específico de calor.
- Posibilidad de reprogramación de la prueba de CC, ante solicitud de la UT, siempre y cuando se identifique que no existen condiciones en el SEP para su realización. En este caso, el auditor presentará un cálculo teórico de las curvas para el ciclo combinado.

- Extensión de los tiempos referenciales de duración de los ensayos de CC.
- Acotar el uso del cromatógrafo del proveedor cuando el GN es servido en línea, es decir, que este no sería aplicable si se hace una importación directa del GN.
- Incorporación de la referencia a la Norma ISO 13443 para la medición y cálculos del GN.
- Condiciones particulares para los ensayos de arranque y detención del CC respecto de los CC tradicionales.

Anexo 17

- Consideraciones particulares para las auditorías e indexaciones de CVNC y CAyD para plantas operando en CC.
- Posibilidad de exclusión de la generación a base de recurso geotérmico del requerimiento de realizar las auditorías para la determinación de los CVNC y CAyD.
- Delimitación del alcance de las auditorías para la determinación de CVNC y CAyD.
- Delimitación de las rampas de toma y bajada de carga para calcular el costo adicional de combustible de arranque y detención.
- Consideración, en el método del flujo de costos, de un ordenamiento fijo y único, partiendo de las cero horas de operación de la máquina como inicio del ciclo de mantenimiento.
- Ante falta de información histórica correspondiente al año base, incorporación de la posibilidad de utilizar respaldos, horas de operación y energía correspondientes al año inmediato anterior al que correspondería como año base, siempre que a la fecha de inicio de la auditoría el PM presente la debida justificación y esto sea aprobado por la UT.
- Exclusión de los autoconsumos de energía como rubro a considerar para determinar los CVNC.
- Aclaración sobre el costo de combustible a considerar para la determinación del CAyD y sus indexaciones.
- Lineamientos ante escenarios de fallas prolongadas de unidades generadoras y requerimiento de envío de información para las indexaciones y ajuste de los CVNC y CAyD.
- Lineamientos para la presentación de respaldos de costo de las intervenciones que componen el ciclo de mantenimiento con el que se determina el CVM.
- Adición de artículos relacionados al régimen de despacho mínimo que incluye las pruebas solicitadas por la UT para unidades que no han generado los últimos 12 meses.
- Incorporación de un mayor detalle sobre los plazos a cumplir durante el proceso de preparación y revisión de informes de auditorías de este anexo.
- Incorporación de una nueva sección que considere los procesos de calificación, recalificación e inhabilitación de auditores aprobados para realizar los trabajos de auditorías de este anexo.

Como parte de la implementación de esta normativa, se ha puesto a disposición de las partes interesadas el reglamento actualizado a través del sitio web de la UT, además se ha informado oportunamente a los auditores habilitados por la UT para la ejecución de las auditorías de los anexos 16 y 17, sobre los cambios contenidos en estos anexos para su consideración en el desarrollo de las referidas auditorías. Asimismo, se han implementado las adecuaciones correspondientes en el informe de control de inventario a raíz de las modificaciones aprobadas para el anexo 4, y en los formularios relacionados al precio e inventarios de combustibles

contenidos en el anexo 6; así como en los procesos internos relacionados a los anexos 16 y 17 del ROBCP.

4. Disposiciones transitorias para la liquidación parcial de las transacciones económicas del mercado mayorista solicitadas en el primer trimestre de 2022 y correspondiente a los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022.

Ante la problemática del impago del suministro de energía eléctrica de un gran cliente conectado en sus redes de distribución y que presta servicios esenciales a la población, las compañías distribuidoras del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., solicitaron a la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT), que se invocara nuevamente ante la SIGET la aprobación de disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista de electricidad para los meses de diciembre 2021, enero y febrero 2022 tal y como fueron aprobadas por la SIGET en los acuerdos No. 307-E-2021, 350-E-2021, 386-E-2021 y 442-E-2021, ya que según lo expresado por las distribuidoras, éstas agotaron todos los medios para que la deuda del cliente fuera cubierta, sin lograr el pago correspondiente, poniendo en riesgo su sostenibilidad financiera. También informaron que se vieron imposibilitadas de aplicar las normas jurídicas que regulan la suspensión de los servicios de energía eléctrica por mora y no procedieron con la desconexión del servicio al gran cliente, ya que el hacerlo causaría afectación a la población salvadoreña en general.

Con base en lo anterior, en sesiones número 592, 594 y 596 de Junta Directiva de la UT, celebradas los días 11 de enero, 8 de febrero y 8 de marzo de 2022, respectivamente; se conocieron los informes del comité de directores sobre las solicitudes de las distribuidoras mencionadas; por medio de los cuales se presentó el análisis de la problemática, teniendo como base el principio constitucional establecido en el Art. 246 de la Constitución de la República que dispone la **primacía del interés público sobre el interés privado o particular**, y el marco legal aplicable contenido en: La Ley General de Electricidad, la Ley de Procedimientos Administrativos, Ley de Mejora Regulatoria y el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

Por lo que, al realizar el análisis técnico sobre la aplicación de la normativa vigente del ROBCP o realizar la liquidación parcial de las transacciones de los meses correspondientes y no decretar una falta grave que implique la inhabilitación del PM para operar en el mercado mayorista de electricidad, tal como se indica en el numeral 18.10.6 del reglamento; se consideró que, cumplir con lo establecido en el ROBCP afectaría de manera inminente a la colectividad usuaria del servicio público de energía eléctrica; por lo tanto, valorándose como justificables los hechos y fundamentos de las solicitudes del Grupo AES El Salvador y DELSUR, S.A. de C.V., pues se estaba frente al escenario de un posible riesgo que afectaría la regularidad del servicio público de electricidad y que causaría efectos graves en la población; ya que las compañías distribuidoras solicitantes cubren un porcentaje importante de este servicio esencial para la ciudadanía y la economía del país.

Luego de discutir el análisis técnico y legal contenido en el informe del comité de directores, la Junta Directiva de la UT, en las referidas sesiones, acordaron por unanimidad, iniciar el proceso para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET y aprobar las disposiciones transitorias, para el manejo de las liquidaciones correspondientes a los meses de diciembre de 2021, enero

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2022

y febrero de 2022, y remitir a la SIGET los proyectos de *Disposiciones Transitorias* correspondientes.

En respuesta a las solicitudes presentadas, la SIGET emite los acuerdos No. 21-E-2022, 59-E-2022 y 108-E-2022, con fechas 24 de enero, 22 de febrero y 22 de marzo de 2022, respectivamente; por medio de los cuales indican que se realizó el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET, sobre las propuestas presentadas y acuerdan:

Acuerdo SIGET N.º 21-E-2022

“(…)

- a) Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE DICIEMBRE DE DOS MIL VEINTIUNO (…)”;

Acuerdo SIGET No. 59-E-2022

“(…)

- a) Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE ENERO DE DOS MIL VEINTIDOS (…)”.

Y,

Acuerdo SIGET N o. 108-E-2022

“(…)

- a) Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE FEBRERO DE DOS MIL VEINTIDOS (…)”.

Con base en lo anterior, en la UT se realizaron las liquidaciones de las transacciones económicas del mercado mayorista de electricidad, correspondientes a diciembre de 2021, y enero y febrero de 2022, de conformidad con lo establecido en los acuerdos de la SIGET mencionados.

Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **primer trimestre de 2022**, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

ENERO

El 5 de enero de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 12 de enero de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por alto voltaje en el SEP durante 9 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 1 evento por alto voltaje en el SEP y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 3 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 21 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP durante 7 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP durante 7 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 28 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla durante 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 18 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento durante 6 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento durante 6 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 3 horas y 49 minutos.

FEBRERO

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

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por falla durante 10 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por falla durante 11 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 3 eventos por falla, durante un total de 24 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 3 eventos por falla y 1 evento por prueba, durante un total de 54 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-ANG por mantenimiento durante 3 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 25 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 3 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (Guatemala-El Salvador 01) a solicitud de AMM durante 8 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (Guatemala-El Salvador 02) por mantenimiento durante 8 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 1 hora y 48 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento durante 7 horas y 59 minutos.

MARZO

El 1 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 7 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 15 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 16 de marzo de 2022, se energizó el autotransformador No. 1 de "Energía del Pacífico".

El 30 de marzo de 2022, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por falla durante 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por falla durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 2 eventos por pruebas, durante un total de 56 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO-MARZO 2022

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por falla durante 35 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por prueba durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 7 eventos por mantenimiento, durante un total de 66 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 7 eventos por mantenimiento, durante un total de 66 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento durante 7 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento de AHUA-NEJA 02 durante 8 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 3 eventos por falla, durante un total de 5 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento durante 6 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento de 15SE-NEJA 02 durante 7 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por falla, durante un total de 1 hora y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento durante 4 horas y 54 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento durante 4 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 55 minutos.