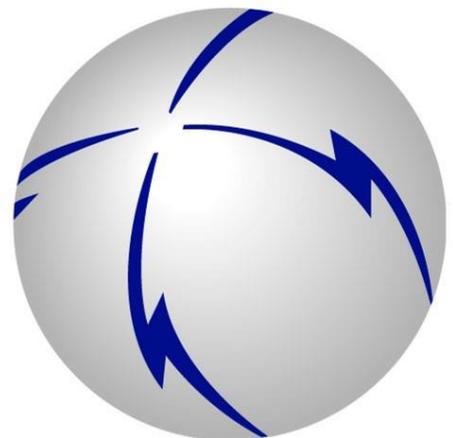


Informe de hechos relevantes

2021

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.

UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



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 2021.....	19
Monitoreo de la operación	47

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 correspondientes al 2021.

Resumen hechos relevantes

ENERO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET N.° 2-E-2021	6/01/21, recibido el 18/01/21	Ajuste de la tasa por la actualización en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET por un valor de USD 0.56 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 1/12/2020 al 30/11/2021.	El valor de la tasa por actualización de registro en la SIGET es un Cargo del Sistema que es cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de energía.
Acuerdo SIGET N.° 17-E-2021	13/01/21, recibido el 19/01/21	Se ajusta el Cargo por capacidad del mercado mayorista a US\$ 7.96/kW-mes. Vigencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021.	Actualización del Cargo por capacidad del mercado mayorista, utilizado también para fijar el Precio Base de la Potencia de los contratos de largo plazo mediante proceso de libre concurrencia que se llevan a cabo durante 2021.
Acuerdo SIGET N.° 20-E-2021	14/01/21, recibido el 15/01/21	Aprobación del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM).	Se aprueba el COSTAMM por un valor de US \$1.178505/MWh para el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021. El cual es cobrado a la demanda de energía del mercado mayorista.

Resumen hechos relevantes

ENERO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-01-2021	18/1/2021 publicada el 26/1/2021	Se establece para el cálculo de la Compensación Mensual del MER derivado de la Cuenta General de Compensación, el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en 0.68 (cero punto sesenta y ocho) para el semestre de enero a junio de 2021, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución por esta Comisión.	Se identifica un impacto directo para el MM, 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 de energía.
Resolución CRIE-03-2021	18/1/2021 publicada el 26/1/2021	Se aprueba la solicitud presentada por la Empresa Propietaria de la Red y en ese sentido se modifica la definición de la Línea SIEPAC contenida en el numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER, en cuanto a que se introduce en la misma la derivación del primer circuito de la Línea SIEPAC Ticuantepe Cañas en la subestación La Virgen, ubicado en Nicaragua, propiedad de EPR.	Se modifica el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER. Lo cual impacta los procesos operativos de los países pertenecientes al MER.

FEBRERO

Sesión de junta directiva UT N.º 572	23/02/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Generadora Eléctrica Centroamericana, 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, en su carácter de Comercializador.
--------------------------------------	------------	---	---

Resumen hechos relevantes

FEBRERO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
N/A	25/02/2021	El 1 de febrero de 2021 la planta fotovoltaica “Ecosolar” comenzó pruebas de inyección con potencia de 10 MW. El 25 de febrero inició sus operaciones comerciales en el sistema.	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación renovable en el MM.

MARZO

Sesión de junta directiva UT N.º 573	09/03/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Energy Q, S.A. de C.V. , para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.
N/A	09/03/2021	Inicia operación comercial la sociedad CELECSA, S.A. DE C.V.	El 9 de enero de 2021, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de Comercializador.
Acuerdo SIGET N.º 91-E-2021	10/03/21	Aprueba a ETESAL, transitoriamente el CUST por un valor de USD 9.562890 por megavatio hora. Vigentes desde el 1 al 28 de febrero de 2021, para ser aplicado por la UT en la liquidación económica de febrero y que se realiza en marzo de 2021.	El CUST es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de electricidad.

Resumen hechos relevantes

MARZO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-04-2021	11/3/2021 publicada el 25/3/2021	Se modifica el párrafo segundo del artículo 13 del Reglamento de Atención de Solicitudes ante la CRIE.	Modificación a la normativa regional. Se modifica el párrafo segundo del artículo 13 del Reglamento de atención de Solicitudes ante la CRIE. La cual se vuelve de cumplimiento obligatorio como normativa vigente para atender las solicitudes que se planteen ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, por parte de cualquier persona natural o jurídica.
Resolución CRIE 05-2021	11/3/2021 publicada el 17/3/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Panamá, los proyectos de Compensación Reactiva en las subestaciones Veladero, San Bartolo, Llano Sánchez, Chorrera y Panamá II.	Se identifica un impacto indirecto al MM, ya que con la aprobación de la solicitud de conexión del nuevo proyecto de transmisión se mejorará la confiabilidad del SER.
Sesión de junta directiva UT N.º 574	23/03/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Alternativa de Energía Renovable, S.A. de C.V. , para ser inscritos en la categoría de Comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de Comercializador.

Resumen hechos relevantes

ABRIL

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
N/A	1/4/2021	Inicia operación comercial la sociedad Energy Q, S.A. de C.V.	El 1 de abril de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
N/A	1/4/2021	Inicia operación comercial la sociedad Ventus, S.A. de C.V.	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación renovables en el mercado mayorista de electricidad.
Acuerdo SIGET N.º 112-E-2021	8/4/2021, recibida el 10/4/2021	Se aprueba a ETESAL, el CUST transitorio por un valor de USD 9.562890 por megavatio hora dólares de los Estados Unidos de América, con vigencia desde 1/3/2021 al 31/3/2021, para ser aplicado por la Unidad de Transacciones en la liquidación económica correspondiente a marzo y que se realiza en abril de dos mil veintiuno.	El CUST es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de electricidad.
Resolución CRIE-07-2021	25/3/2021 publicada el 8/4/2021	Se resuelve establecer la tasa de descuento regional para el año 2021, en un valor de 9.66%, de conformidad con lo establecido en el Anexo J del Libro III del RMER.	La Tasa de descuento regional 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.

Resumen hechos relevantes

MAYO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET N.° 150-E-2021	11/5/2021	Aprueba el CUST aplicable en el periodo del 1 de abril al 31 de diciembre de 2021 por un valor de 9.536208 US\$/MWh.	El CUST es un cargo del sistema cobrado a toda la demanda del mercado mayorista de electricidad.
Resolución CRIE-08-2021	5/5/2021 publicada el 14/5/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad, para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Costa Rica, el proyecto de transmisión eléctrica denominado "Subestación Fortuna" de 230 kV.	Con la aprobación de la solicitud de conexión del nuevo proyecto de transmisión se mejorará la confiabilidad del SER.
Nota SIGET-GE-2021-05-105	13/5/2021, recibida el 18/5/2021	SIGET solicita a la UT: <ul style="list-style-type: none"> • Que determine los factores de forma de mayo 2021 a abril 2022 de conformidad con el procedimiento de cálculo vigente. • Que realice las revisiones y validaciones correspondientes, a efectos de proceder a la publicación de dichos valores tan pronto como sea posible. 	Los factores de forma correspondientes al periodo de mayo 2021 a abril 2022, han sido calculados considerando el valor de demanda de 2020 el cual está influenciado hacia la baja por el efecto de la pandemia, y esto impacta en el cálculo de la energía asociada a los contratos de largo plazo pactados mediante procesos de libre competencia.

JUNIO

Sesión de junta directiva UT N.° 580	29/6/2021	Junta Directiva de la UT, aprueba la solicitud de inscripción como participante de mercado de la sociedad Energía del Pacífico, Ltda. de C.V.	Nuevo participante del mercado que impactará la capacidad de generación instalada del mercado mayorista de electricidad.
--------------------------------------	-----------	---	--

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-11-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/21	Se aprueba un ajuste al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red (EPR) para el 2021; en ese sentido el IAR aprobado mediante la resolución CRIE-69-2020 pasa de un monto de USD 64,410,579 a un monto de USD 61,900,313.	El IAR impacta al mercado mayorista, ya que se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER como a la demanda nacional.
Resolución CRIE-12-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/21	Se aprueba la solicitud de conexión a la RTR presentada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) como propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión eléctrica denominado "Subestación Escuintla 1; diseño, construcción, operación, ampliación y mejoramiento de la subestación Escuintla 1; con el diseño, obra electromecánica, montaje, pruebas y puesta en operación de 1 transformador de potencia 230/69 kV, 100 MVA".	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR, mejorará la confiabilidad del SER.

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-13-2021	24/6/2021, publicada el 6/7/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) como propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), para conectar a la RTR de Guatemala, el proyecto de transmisión eléctrica denominado "Ampliación y mejoramiento de la subestación Guatemala Norte con la construcción de la obra civil, suministro, montaje, pruebas y puesta en servicio de la compensación reactiva de 20 MVAR en la barra de 230 kV.	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de transmisión eléctrica a la RTR, mejorará la confiabilidad del SER.
Sesión de junta directiva UT N.º 581	13/7/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad AES CLESA y CÍA, S. en C. de C.V., para ser inscrita en la categoría de comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de comercializador.
Acuerdo SIGET N.º 230-E-2021	23/7/2021, recibido el 27/7/21	Se inicia la revisión de la estructura de costos de los precios de combustibles para los generadores térmicos, mientras se revisan y aprueban las nuevas estructuras de costos de los combustibles para el periodo de agosto 2021 - julio 2022 se continuarán utilizando las mismas estructuras que se autorizaron para el periodo de vigencia anterior.	Los acuerdos referentes a las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos impactan en los costos variables utilizados en las programaciones de la operación y en el despacho en tiempo real, por consiguiente, impacta en el costo marginal de operación.

Resumen hechos relevantes

JULIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-15-2021	29/7/2021, publicada el 30/7/2021	Se establece para el cálculo de la compensación mensual del Mercado Eléctrico Regional derivado de la Cuenta General de Compensación (CGC), el Porcentaje de Compensación Semestral (PC) en 0.76 (cero punto setenta y seis) para el semestre de julio a diciembre de 2021, valor que se mantendrá hasta que sea modificado mediante resolución por la CRIE.	El establecimiento del porcentaje de compensación semestral para la Compensación Mensual del MER (CMM), afecta directamente al Cargo Complementario de Transmisión Regional (CCT) que es parte de los cargos del sistema que se trasladan a la demanda nacional.

AGOSTO

N/A	20/8/2021	Inicia operación comercial la sociedad Eco Energía de Centroamérica S.A. de C.V.	El 20 de agosto de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
Sesión de junta directiva UT N.º 584	31/8/2021	Junta Directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán, S.A. (CLEA, S.A), para ser inscrita en la categoría de comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de comercializador.
Resolución CRIE-16-2021	26/8/2021, publicada el 31/8/2021	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Trasmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Hidroeléctrica El Volcán, S.A. de C.V., para conectar a la RTR de Honduras, el proyecto de generación eléctrica denominado: "Proyecto Hidroeléctrico El Tornillito".	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía en el SER.

Resumen hechos relevantes

SEPTIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
N/A	3/9/2021	Inicia operación comercial la sociedad Alternativa de Energía Renovable, S.A. de C.V.	El 3 de septiembre de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
Acuerdo SIGET N.° 307-E-2021	21/9/2021, recibido el 22/9/2021	Se aprueban las "Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de agosto de 2021".	Se aprueban las disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas para agosto 2021, lo cual impacta directamente en los procesos de liquidación y facturación del mercado mayorista.

OCTUBRE

N/A	1/01/2021	Inicia operación comercial la sociedad Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán, Sociedad Anónima, (CLEA, S.A.)	El 1 de octubre de 2021, realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de PM comercializador.
-----	-----------	--	---

Resumen hechos relevantes

OCTUBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo SIGET N.º 325-E-2021	7/10/21, recibido el 11/10/21	Se aprueban los formularios que contienen la Estructura de Costos para los combustibles, de generadores correspondientes al periodo de vigencia que finalizó en julio de 2021.	La aprobación de las estructuras de costos de los combustibles para los generadores térmicos, impactan en los costos variables utilizados en las programaciones de la operación, en el despacho en tiempo real y por ende, en el costo marginal de operación del mercado mayorista.
Acuerdo SIGET N.º 350-E-2021	21/10/21, recibido el 22/10/21	Se aprueban las “Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas correspondientes al mes de septiembre de 2021”.	Se aprueban las disposiciones transitorias para el pago parcial de la liquidación de transacciones del mes de septiembre de 2021. Esto implica una modificación temporal al ROBCP según lo resuelto en el acuerdo, e impacta directamente al mercado mayorista debido a que provoca un efecto en la cadena de pago a los participantes de mercado.

Resumen hechos relevantes

NOVIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-19-2021	28/10/2021 publicada el 29/10/21	Se aprueban modificaciones transitorias denominadas: “a) Modificación al RMER, relativa al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los DF sin pérdidas (incluye flujos circulantes)”, para su aplicación a partir del 1/11/2021, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER; y “b) Modificación al RMER, relativa a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los Contratos Firmes”, para su aplicación a partir del predespacho regional del día de operación 1/01/22, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia, lo anterior en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I RMER.	Se identifica un impacto en el MM debido a que se aprueban modificaciones transitorias al RMER para aplicarse en las subastas de los derechos de transmisión, relativas al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los Derechos Firmes, modificando la forma de modelar las restricciones de transmisión; de igual forma, se realizan modificaciones relativas a la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los CFs, con el objetivo de operativizar la firmeza de la energía firme en el MER.
Resolución CRIE-23-2021	28/10/2021 publicada el 4/11/21	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad NFE Nicaragua Development Partners, LLC, Sucursal Nicaragua, para conectar RTR de Nicaragua, el proyecto de generación térmica denominado “Central Puerto Sandino”.	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación eléctrica a la RTR, aumentará la disponibilidad de potencia en el SER.

Resumen hechos relevantes

NOVIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-24-2021	28/10/2021 publicada el 4/11/21	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para conectar a la Red de Transmisión Regional (RTR) de Panamá, los proyectos relacionados a los transformadores en las Subestaciones Mata de Nance (T1), Progreso (T1), Llano Sánchez (T2), Chorrera (T1) y Panamá (T2) y los Bancos de Reactores en las Subestaciones Guasquitas (20MVAR) y Changuinola (40MVAR).	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión de los proyectos relacionados a los transformadores y bancos de reactores en subestaciones de la RTR, mejorará la confiabilidad del SER.
Resolución CRIE-26-2021	10/10/2021 publicada el 12/11/21	Se aprueba la propuesta final de Proyecto de Presupuesto de la CRIE 2022.	La aprobación del Proyecto de Presupuesto de la CRIE impacta en el cargo regional que deben pagar los agentes del MER, bajo el concepto de cargo CRIE.
Acuerdo SIGET N.° 386-E-2021	23/11/21, recibido el 23/11/21	Se aprueba "Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de octubre de 2021".	Se aprueban las disposiciones transitorias para el pago parcial de la liquidación de transacciones del mes de octubre de 2021. Esto implica una modificación temporal al ROBCP según lo resuelto en el acuerdo, e impacta directamente al mercado mayorista debido a que provoca un efecto en la cadena de pago a los participantes de mercado.

Resumen hechos relevantes

NOVIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-27-2021	25/11/2021 publicada el 30/11/21	Se aprueba el Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), para el año 2022 en la suma de USD 62,889,857.	El IAR impacta al mercado mayorista, ya que se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER como a la demanda nacional.
Resolución CRIE-30-2021	25/11/2021 publicada el 29/11/21	Se aprueba la solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) presentada por la entidad Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH), para conectar la RTR de Costa Rica, el proyecto de generación eólica denominado "Parque Eólico El Quijote".	Se identifica un impacto indirecto al mercado mayorista debido a que la aprobación de esta solicitud de conexión del proyecto de generación eólica "Parque Eólico El Quijote" a la RTR, aumentará la disponibilidad de recursos de generación de energía renovable en el SER.

DICIEMBRE

Resolución CRIE-31-2021	9/12/21 publicada el 10/12/21	Se aprueba el presupuesto del Ente Operador Regional (EOR) para el año 2022 por un monto de USD 8,062,819.00.	Se identifica un impacto al mercado mayorista debido a que con la aprobación del presupuesto del EOR se aprueban los cargos que los agentes deben pagar al EOR como parte de la administración del MER.
-------------------------	-------------------------------	---	---

Resumen hechos relevantes

DICIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Sesión de junta directiva UT N.º 591	16/12/21	Junta directiva aprueba la Solicitud de inscripción de la sociedad Termoencogibles, S.A. DE C.V., para ser inscrita en la categoría de comercializador.	Nuevo participante de mercado que operará en el mercado mayorista de electricidad de El Salvador, en su carácter de comercializador.
Acuerdo SIGET N.º 439-E-2021	20/12/21, recibido el 22/12/21	Notificación de Autorizaciones sobre ampliaciones de periodos de suministro de contratos de abastecimiento bloque 1, correspondientes a la licitación N.º CAESS-CLP-001-2019 y licitación CAESS-CLP-001-2020.	Se autoriza la ampliación en el período del suministro de los contratos de abastecimiento que las empresas distribuidoras adquirieron mediante los procesos de licitación CAESS-CLP-001-2019 y CAESS-CLP-001-2020 por un período de tres y dos meses, respectivamente. Esto impactará el MME en los meses de enero, febrero y marzo de 2022 para las liquidaciones de energía, ya que dicha generación seguirá estando bajo contrato y no será liquidada en el mercado de oportunidad.
Acuerdo SIGET N.º 442-E-2021	22/12/21, recibido el 22/12/21	Se aprueban "Disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes al mes de noviembre de 2021".	Se aprueban las disposiciones transitorias para el pago parcial de la liquidación de transacciones del mes de noviembre de 2021. Esto implica una modificación temporal al ROBCP según lo resuelto en el acuerdo, e impacta directamente al mercado mayorista debido a que provoca un efecto en la cadena de pago a los participantes del mercado.

Resumen hechos relevantes

DICIEMBRE

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-32-2021	17/2/21 publicada el 23/12/21	Se resuelve modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo con el anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de la publicación de la presente resolución.	Se identifica un impacto en el MM al modificar el marco regulatorio regional con la aprobación de las modificaciones permanentes al RMER, para la asignación de los Derechos de Transmisión relativas al modelaje de las ecuaciones de factibilidad de los Derechos Firmes y el uso de la energía firme al establecer la igualdad entre la Energía Declarada y la Energía Requerida de los CFs, lo anterior, con el fin de modelar adecuadamente las restricciones de transmisión y operativizar la firmeza asignada a la energía firme en el MER.

Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el 2021.

Temas relevantes del primer trimestre 2021

1. Vertimiento de Generación Base

De enero a marzo de 2021, hubo ocho días en que se experimentó, en algunas horas de baja demanda, eventos de vertimiento de recursos de generación con costo variable cero, debido a un exceso de generación base con respecto a la demanda del mercado mayorista.

En el siguiente gráfico se muestran los perfiles de demanda para los días de vertimiento con respecto al promedio de todos los días de los meses de enero a marzo de 2021 (excluyendo días con vertimiento de generación base). La demanda mínima ocurrió el 1 de enero con un valor de 385 MWh a las 10 horas, lo cual es coincidente con el intervalo de mercado con mayor cantidad de energía vertida para el periodo presentado.

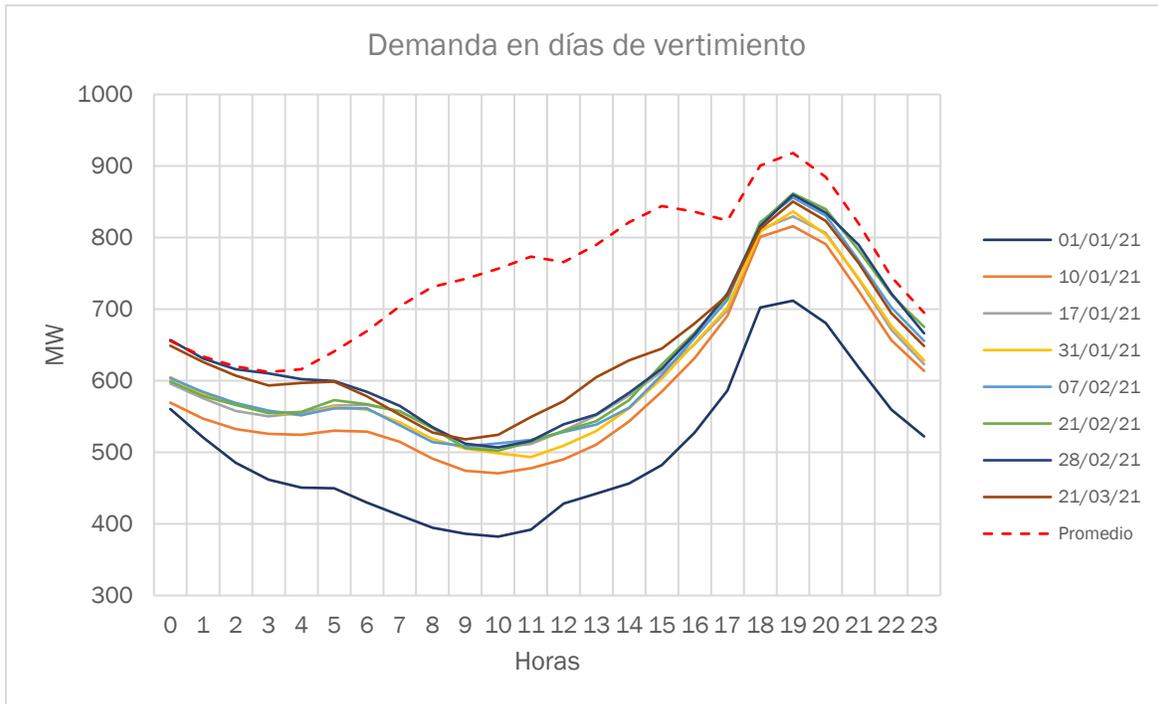


Gráfico 1: Demanda en días de ocurrencia de vertimiento de generación base.

Como se puede observar en el detalle horario de energía vertida por recurso, que se muestra en la tabla 1, la mayor cantidad de vertimiento de generación ocurre generalmente en las horas 10 y 11.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Tabla 1
Detalle por día y hora de los eventos de vertimiento de generación base.

Fecha	Hora (MWh)	Ingenios (MWh)	Solar fotovoltaica (MWh)	Eólico (MWh)	Total (MWh)
1/1/2021	8	14.5	4.4		18.9
1/1/2021	9	47.1	56.6		103.6
1/1/2021	10	46.3	58.6		104.9
1/1/2021	11	43.8	49.1	1.2	94.1
1/1/2021	12	48.1	7.0	1.7	56.8
1/1/2021	13	45.7	23.7	1.8	71.2
1/1/2021	14	43.0	19.4	1.7	64.1
10/1/2021	11		0.0	7.4	7.4
17/1/2021	9		0.0	5.2	5.2
17/1/2021	10		0.0	12.9	12.9
31/1/2021	9	31.2	0.0	3.1	34.3
31/1/2021	10	39.4	0.0	0.8	40.2
31/1/2021	11	40.3	7.6	0.4	48.3
31/1/2021	12	34.0	0.0	0.4	34.4
31/1/2021	13	8.0	0.0	0.5	8.5
7/2/2021	10	14.1	9.9	0.3	24.3
7/2/2021	11	15.0	10.0	0.6	25.7
7/2/2021	12	8.2	9.9	2.0	20.2
21/2/2021	9	13.6	8.4	16.5	38.6
21/2/2021	10	27.6	9.3	20.6	57.5
21/2/2021	11	24.2	9.4	22.7	56.3
21/2/2021	12	12.3	9.5	14.8	36.7
21/2/2021	13		9.6	9.0	18.5
28/2/2021	9	8.5	3.9	0.4	12.8
28/2/2021	10	25.9	9.8	0.4	36.1
28/2/2021	11	27.7	9.8	0.5	38.0
28/2/2021	12	15.2	10.0	0.5	25.7
28/2/2021	13		6.0	0.4	6.4
21/3/2021	9	17.4	0.0		17.4
21/3/2021	10	17.4	0.0		17.4

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

En los gráficos 2 y 3, se presenta el detalle de la energía vertida total por tecnología, para el día de mayor vertimiento de energía en el primer trimestre de 2021.

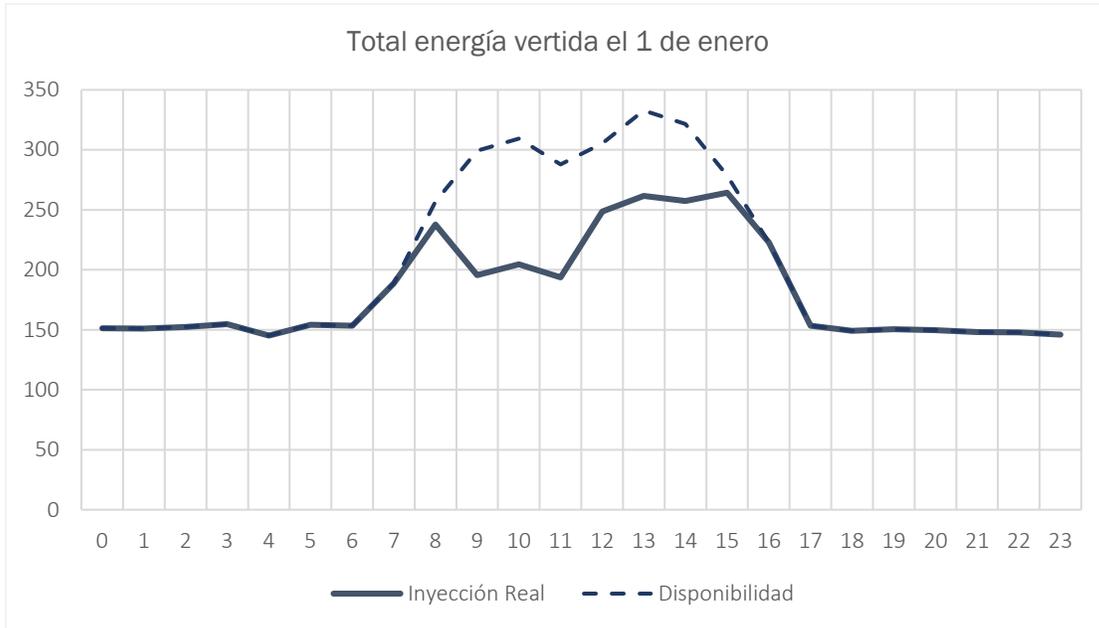


Gráfico 2: Total de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos solar, eólico y biomasa.

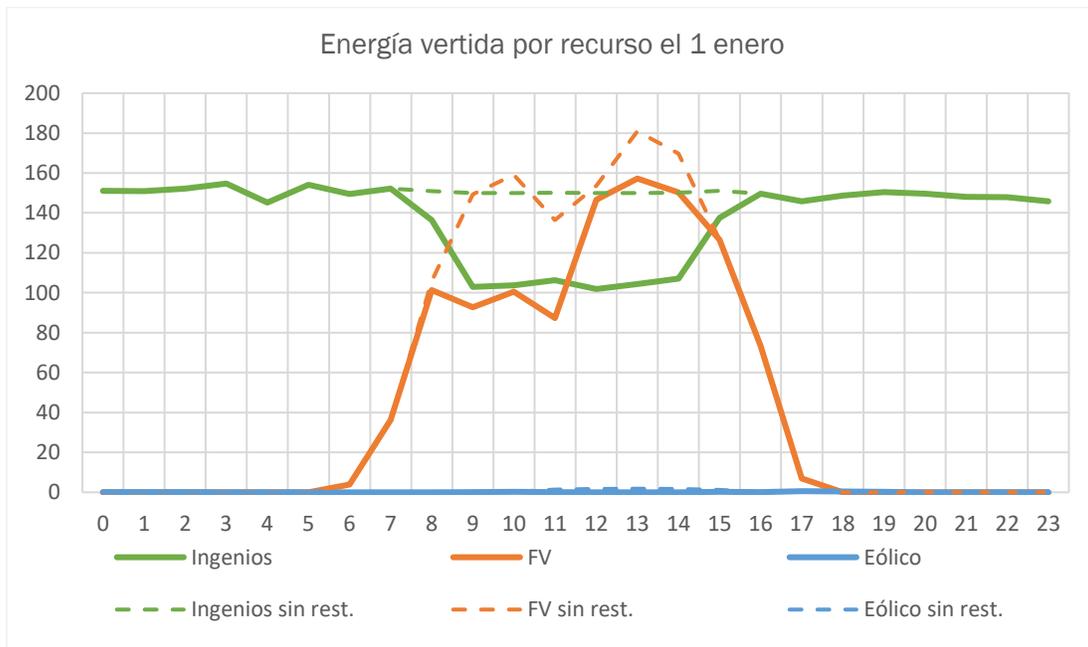


Gráfico 3: Detalle de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos solar, eólico y biomasa.

Se puede observar en el gráfico 3 que la disponibilidad instantánea del recurso eólico fue muy cercana a cero debido a las condiciones que presentó el recurso primario para ese día. Para esa fecha, el PM generador Ventus, S.A. de C.V. aun inyectaba energía al sistema eléctrico de potencia en calidad de prueba, por no estar habilitados comercialmente. También es de hacer notar que, para el recurso geotérmico, se encontraba en mantenimiento la unidad generadora número 3 de la planta geotérmica Ahuachapán propiedad de LaGeo S.A. de C.V. que en operación normal inyecta en promedio 35 MW.

2. Perfil de demanda de energía en el mercado mayorista de enero a marzo 2021.

En el primer trimestre del 2021 se puede observar una recuperación de los valores de la demanda de energía, posterior a la contracción que experimentaron durante las medidas extraordinarias implementadas en el territorio nacional, ante la pandemia COVID-19.

En el grafico 4 muestra la demanda de energía por mes, de 2019 a 2021, en este podemos ver que los valores de enero de 2021 son cercanos a los valores del mismo periodo para 2019, estando solo 0.6% por debajo. Similar comportamiento tiene el mes de febrero, teniendo una diferencia de 1.9% por debajo el valor de 2021 con respecto al 2019. Sin embargo, en 2020 para los mismos meses y teniendo en cuenta que son previos a las medidas tomadas por la pandemia, los valores mostraban un crecimiento con respecto al 2019, de 0.9% y 3.5% respectivamente.

En marzo de 2020, específicamente en la semana 11, en que se produce la primera medida extraordinaria orientada a restricciones comerciales e industriales, y posteriormente en la semana 12 del mismo año inicia la cuarentena domiciliar. Estos dos sucesos producen una caída de la demanda con respecto al mismo periodo del 2019 de 6.4%. En 2021, para el mismo lapso, se pueden observar valores que se encuentran arriba del mismo periodo de 2019 en un 0.5%, aun y cuando en 2021 la semana santa está incluida en marzo, que en 2019 ocurrió hasta el mes de abril. Esto último sustenta la conclusión que la demanda se encuentra en una recuperación y alcanza valores similares a los que se presentaban antes de la pandemia.

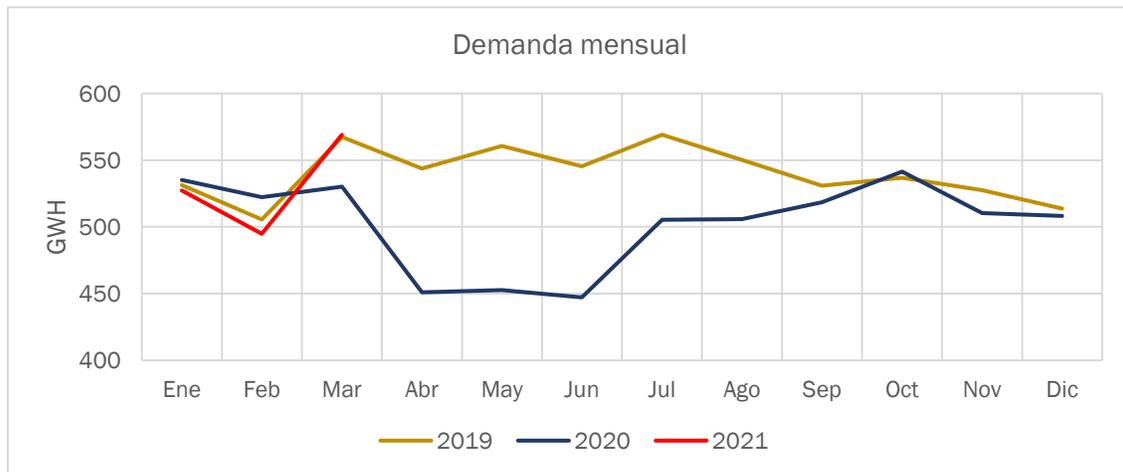


Gráfico 4: Demanda total por mes de los años 2019, 2020 y el primer trimestre del 2021.

Como complemento de los descrito en los párrafos anteriores, se presenta el gráfico 5, donde se desglosa la demanda por semana, de los primeros trimestres de cada año de los considerados en estudio. En el gráfico 5 es de particular atención las semanas de la 11 a la 13 del 2021, donde queda en evidencia la tendencia a la recuperación de la demanda, mostrando para las primeras dos semanas mencionadas porcentajes de crecimiento con respecto a 2020 de 6.4% y 26.6% respectivamente y tendencias similares a las del año 2019. Para la semana 13 es de acotar que en el año 2021 se da la Semana Santa, periodo de asueto a nivel nacional, a pesar de lo anterior, aunque no sigue la tendencia del año 2019 en el mismo periodo, si existe un crecimiento con respecto al año 2020 de 11.7%.

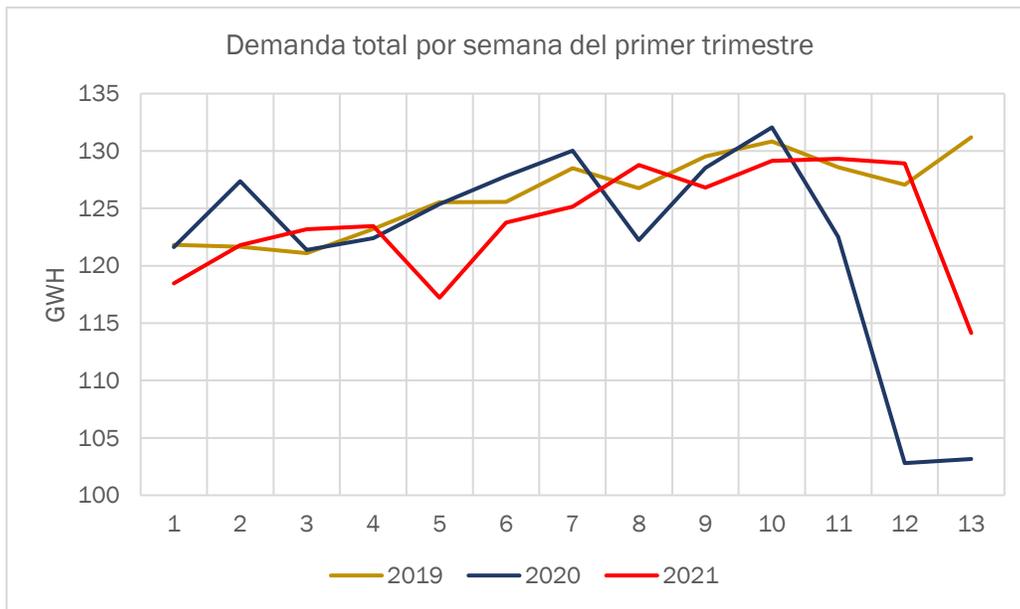


Gráfico 5: Demanda total por semana del primer trimestre de los años 2019, 2020 y 2021.

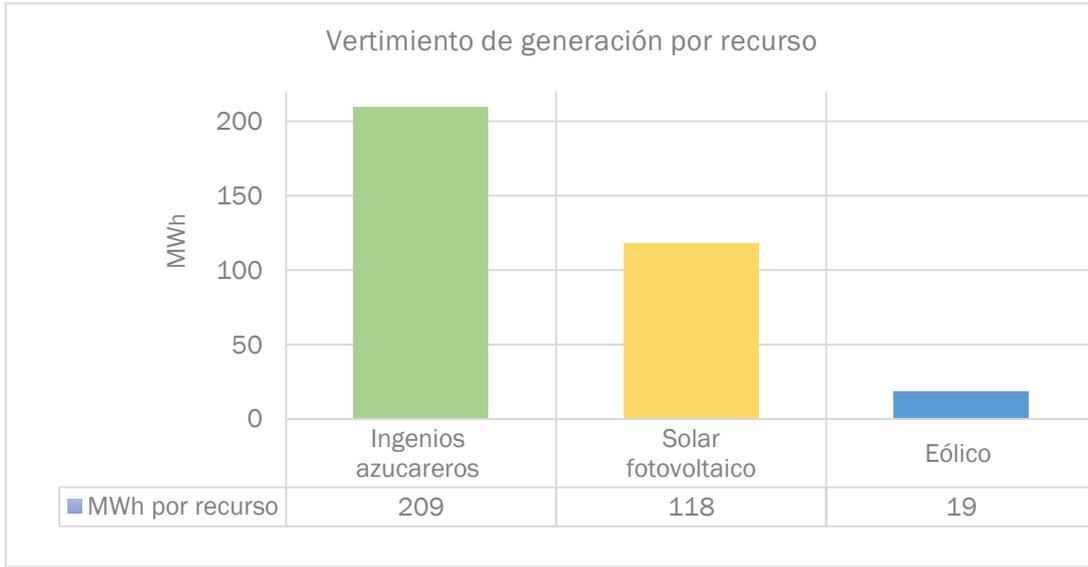
Temas relevantes del segundo trimestre 2021

1. Eventos de vertimiento de generación base

Debido a la baja demanda ocurrida en los días feriados del segundo trimestre de 2021, la generación base disponible no pudo ser programada en su totalidad el Viernes Santo (2/4/2021) y sábado de Gloria (3/4/2021), teniendo que verter generación de la siguiente manera:

Para el Viernes Santo (2/4/2021) se vertieron 346 MWh, dividiéndose entre los recursos de generación: ingenios azucareros, solar fotovoltaica y recurso eólico.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021



Gráfica 1: Vertimiento total de generación por tipo de recurso del 2 de abril de 2021.

En la gráfica 2 se muestra la diferencia entre la inyección real al sistema de transmisión y la disponibilidad de energía por bloque de mercado y por recurso. De las gráficas presentadas se observa que el recurso con mayor vertimiento fue el correspondiente a los ingenios azucareros y el de menor vertimiento fue el recurso eólico.

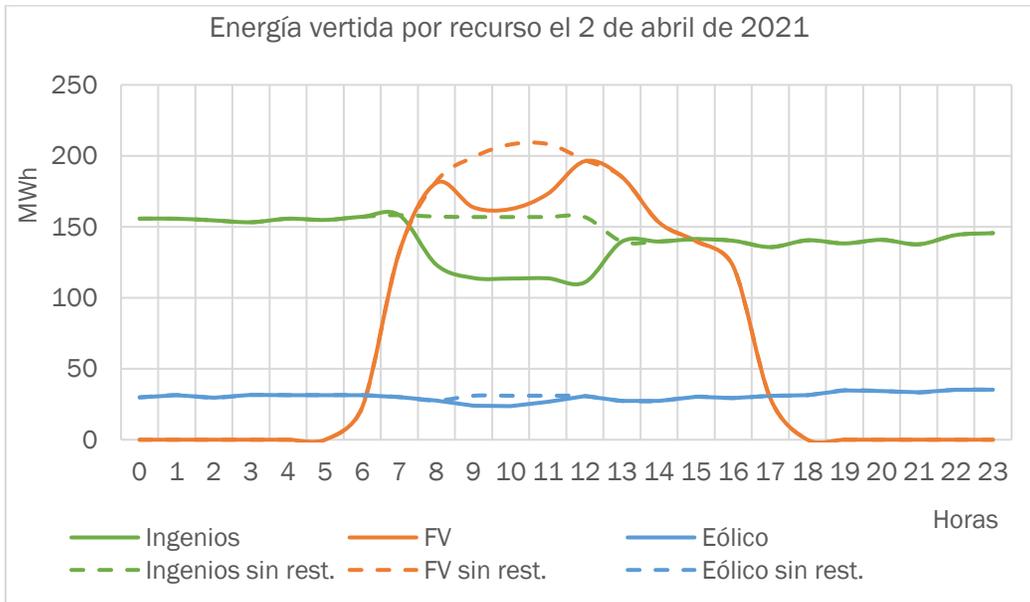


Gráfico 2: Detalle de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos ingenios azucareros, solar fotovoltaica y eólico.

Para el sábado de Gloria (3/4/2021) se vertieron 37.73 MWh de generación correspondiente a ingenios azucareros.

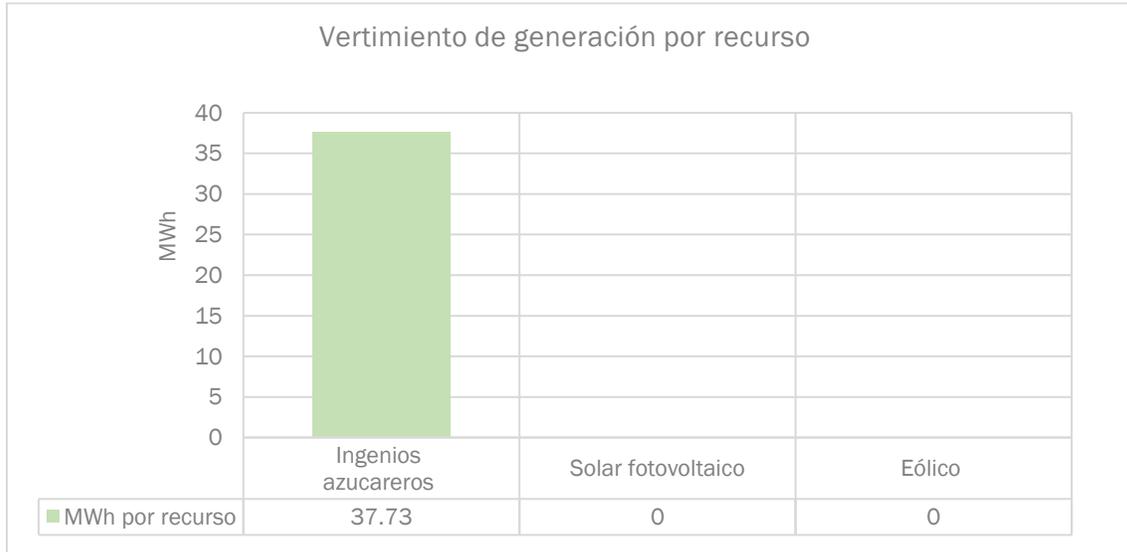


Gráfico 3: Vertimiento total de generación por tipo de recurso del 3 de abril de 2021

Para el sábado de Gloria (3/4/2021), el requerimiento de vertimiento de generación base fue menor en comparación con el 2 de abril, debido a que la demanda del sistema eléctrico de potencia fue mayor.

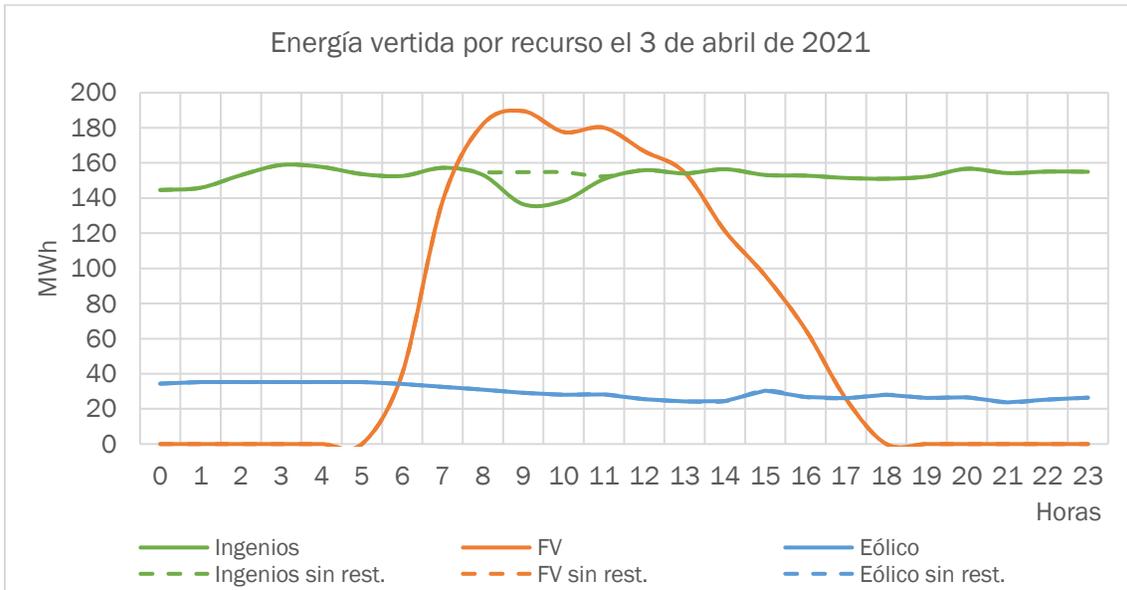


Gráfico 4: Detalle de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos ingenios azucareros, solar fotovoltaica y eólico.

La comparación de ambas demandas se muestra el gráfico 5, en donde se observa que en las primeras horas del día la demanda es mayor en Viernes Santo, esto provocado por el desarrollo de las actividades típicas de estas fiestas.

Para el sábado de Gloria, desde horas de la mañana hasta las primeras horas de la noche la demanda supera la del Viernes Santo, haciendo que la energía vertida sea menor.

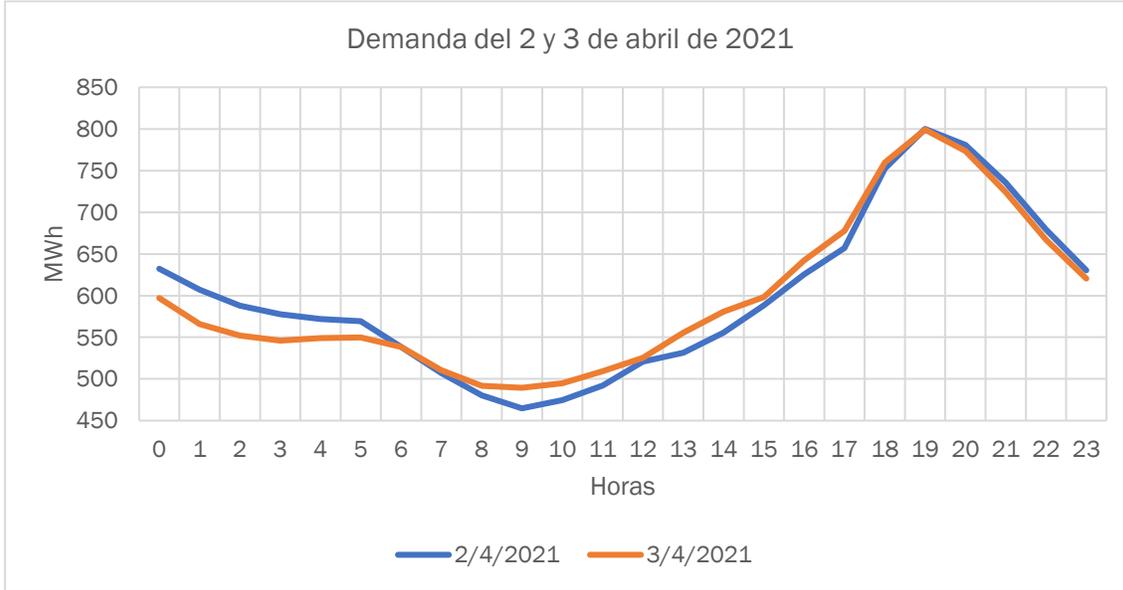


Gráfico 5: Demanda del viernes y sábado de Semana Santa.

2. Restricciones de generación por déficit de combustible

Debido al retraso prolongado en la importación de combustible para generación de electricidad proyectada para mayo 2021, ocasionado por un caso positivo de COVID-19 en uno de los tripulantes del barco tanquero que transportaba el producto, un sector de los generadores térmicos se vio desabastecido de combustible, limitando su generación por tal motivo. En adición a la escasez del combustible, el fin de la zafra que ocasiona la salida de línea de los ingenios azucareros (Tabla 1), pese al incremento del 35% de las inyecciones al SEP provenientes del mercado eléctrico regional, se requirió un aumento del 48% en el requerimiento de la generación de los generadores térmicos con respecto a abril.

Tabla 1
Fechas de finalización de inyección al SEP de ingenios azucareros por fin de zafra

Ingenio	Chaparrastique	Jiboa	El Ángel	La Cabaña	CASSA
---------	----------------	-------	----------	-----------	-------

Fin inyección	Inyectando*	21/4/2021	30/4/2021	14/5/2021	07/5/2021
---------------	-------------	-----------	-----------	-----------	-----------

*Chaparrastique se encontraba inyectando durante la restricción de combustible

Respecto a la falta de combustible, y en cumplimiento con lo establecido en el numeral 9.2 del Anexo 4 - Precio de los combustibles del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP):

9.2. El PM es responsable de informar a la UT de forma oportuna, en caso de falta o restricciones de combustible que no le permitan cubrir la programación de la operación semanal. El PM deberá informar como mínimo: la causa del evento y el periodo en el cual se restablecerá la confiabilidad del suministro.

Los generadores térmicos afectados, remitieron a la UT las notificaciones de restricciones para el período comprendido entre el 27 y 28 de mayo de 2021, las cuales se resumen en la Tabla 2, en donde se indica la capacidad de generación máxima diaria reportada por el generador térmico, así como el porcentaje de disponibilidad energética equivalente en el mercado eléctrico mayorista.

Tabla 2
Límites máximos de inyección de energía y su porcentaje de disponibilidad energética

Fecha	Nejapa		Acajutla		Soyapango	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
27/5/2021	300	9.09	1200	38.88	125	35.6
28/5/2021	450	13.64	2000	64.8	125	35.6

En cuanto a la planta Acajutla, los valores reportados en la tabla anterior se refieren a los grupos de motores del generador Orazul Energy El Salvador S.A. de C.V., considerando además indisponibles las unidades Acaj-U1 y Acaj-U2.

Conforme a lo establecido en la normativa vigente, numerales 10.4. y 10.5 del Anexo 4 - Precios de los combustibles, la UT procedió a tomar en cuenta las restricciones de disponibilidad reportadas por falta de suministro de combustible en los predespachos del 27, 28, 29 y 30 de mayo del presente año.

3. Propuesta de modificación al ROBCP para la administración de vertimiento de generación base con costo variable igual a cero, ante escenarios de baja demanda en el mercado mayorista.

Antecedentes.

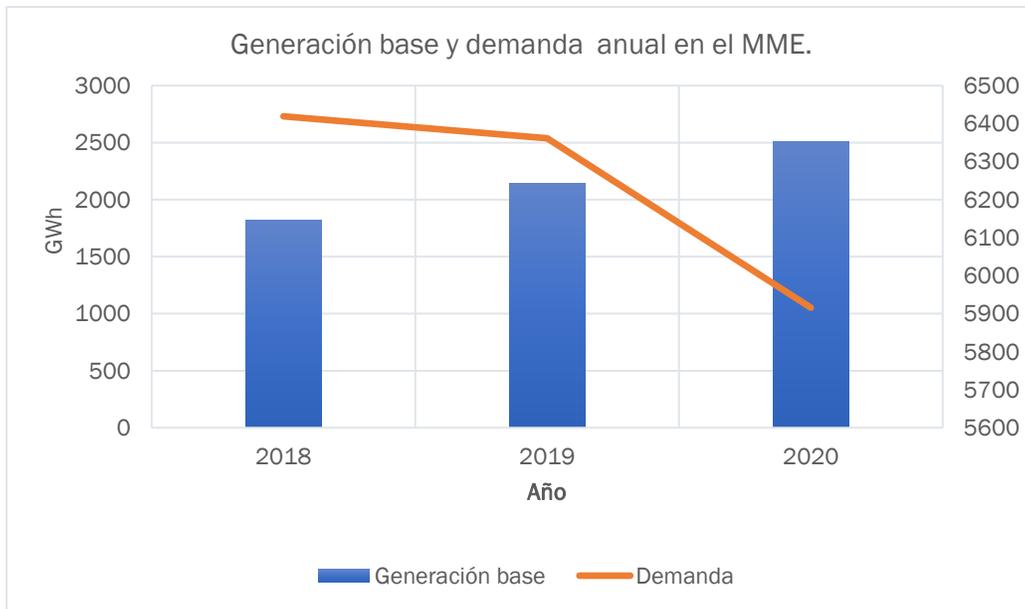
En los últimos años y con énfasis en las horas de mayor radiación solar en el mercado mayorista de electricidad (MME) ha ocurrido la disminución de la demanda de potencia producto de la generación solar en distribución. Debido a esto el 17 de diciembre de 2019 se presentaron a junta directiva de la UT, los escenarios en que la generación base no podría ser programada en su totalidad para el 25 de diciembre de 2019 y 1 de enero de 2020, ante esto, la UT en coordinación con los generadores de los ingenios azucareros, plantas fotovoltaicas y geotermia plantearon alternativas de solución para afrontar la situación mencionada.

En vista de lo anterior, la junta directiva conformó un comité de directores para analizar las posibles propuestas de cambios regulatorios, relacionados al vertimiento de recursos renovables ante situaciones de muy baja demanda de energía y potencia en el mercado mayorista de electricidad.

Los eventos de exceso de generación base ante escenarios de baja demanda han sido provocados por varios factores, entre los cuales están:

- Incremento de generación base en los últimos años, con énfasis en las horas de mayor radiación solar.
- Reducción de la demanda de potencia en los últimos años, en el mercado mayorista, debido al aumento de la generación instalada en la red de distribución y que no participa en el MME. Además, el crecimiento de la generación distribuida es mayor que el crecimiento de la demanda del mercado mayorista en las horas de radiación solar, reduciendo la demanda del MME. En caso esta situación continúe, sin establecer adecuadas medidas de mitigación técnica y comercial, se incrementarán los volúmenes de energía vertida, así como también provocará el incremento de los valores unitarios que son cobrados a la demanda del MME, en lugar de la demanda nacional.

A continuación, se presentan los datos anuales de la generación base y la demanda en el MME desde 2018 hasta 2020. En la gráfica se observa como la generación base incrementa anualmente, mientras que la demanda se reduce.



Gráfica 6: Generación base y demanda anual en el MME

De los análisis realizados respecto al vertimiento de generación base, se detectaron los siguientes inconvenientes a solventar con las propuestas de modificación a la normativa:

- Falta de señales económicas que faciliten la desconexión voluntaria de generación base.
- Falta de mecanismos para el “desempate” de tecnologías con costo variable igual a cero.

- No existen incentivos para la demanda nacional, para que esta se incremente en los períodos de vertimiento de recurso de generación base.
- No existen incentivos a las exportaciones al MER, ante estos escenarios.
- La generación distribuida esta fuera del monitoreo y control de la UT.

En las sesiones del comité de directores, desarrolladas desde el 2020 se trataron las siguientes temáticas:

- Fundamentos sobre la necesidad de actualización de la normativa.
- Se dio audiencia a generadores con tecnología solar fotovoltaica, eólica, ingenios azucareros y geotermia, para que presentaran las implicaciones identificadas ante la reducción de sus inyecciones en el MME.
- Principales aspectos en la normativa de mercados internacionales, relacionadas con la problemática en análisis.
- Revisión y análisis del estudio de la SIGET para el manejo de vertimiento de Energía Renovable No Convencional (ERNC).
- Primera propuesta del “Diseño general para el manejo de vertimiento de generación base con costo variable cero o cercano a cero” y posteriormente se tuvieron las observaciones de la SIGET.
- Selección de mecanismo para administración de vertimiento y observaciones de los generadores ERNC y la SIGET.
- Ejercicio de los mecanismos de administración de vertimiento, análisis del impacto de los procedimientos propuestos en el PET.

Después de 15 reuniones, el 15 de junio del presente año la junta directiva de la UT autoriza las propuestas de modificación e instruye a la administración su envío a la SIGET.

La propuesta de modificación al ROBCP, se ha dividido en dos fases, para que la fase II sea considerada por la SIGET es una siguiente etapa cuando desarrollen la regulación para los recursos energéticos distribuidos.

Fase I:

- Administración de vertimiento de generación base con costo variable cero.
- Incentivo a la demanda nacional para retiros en escenarios de baja demanda.
- Incentivo a las exportaciones en escenarios de baja demanda.
- Compensación por eficiencia y generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria.

Fase II:

- Coordinación con compañías distribuidoras para el vertimiento de generación conectada en redes de distribución que no operan en el MME.

Actualmente la solicitud de cambio ya se envió a SIGET y se espera su respuesta para la implementación, o solventar las observaciones que tengan a bien realizar.

Temas relevantes del tercer trimestre 2021

1. Perfil de demanda de energía en el mercado mayorista de enero a septiembre 2021.

El 2021 es un año de transición para el retorno a la normalidad del sector productivo en El Salvador, lo que a su vez se refleja en una recuperación de la demanda de energía en el sistema eléctrico de potencia, posterior al año 2020 principalmente afectado por el cierre económico, en el que se observó una reducción considerable a causa de la situación de emergencia por la pandemia de COVID-19.

El perfil de demanda de energía del mercado mayorista en 2021 ha mostrado una recuperación a partir de marzo, incluso superando los valores registrados para el mismo período de 2019, tal como lo muestra el gráfico 1.

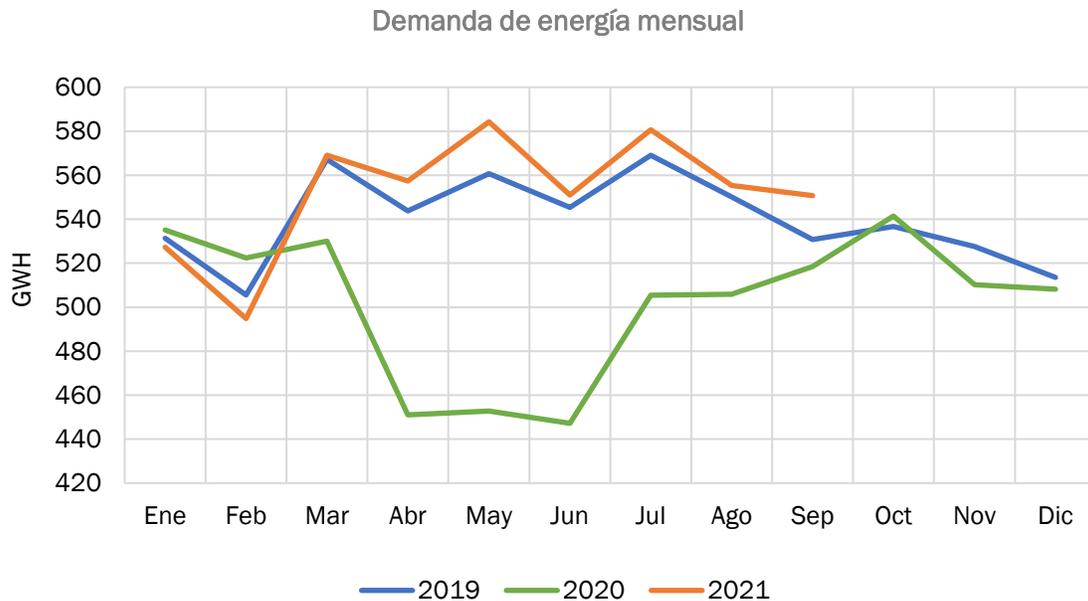


Gráfico 1: Demanda de energía mensual

De acuerdo con el gráfico 1, la energía demandada hasta septiembre de 2021, equivale a un incremento del 1.4% con respecto al mismo periodo para 2019 y a un incremento del 11.2% con relación a los valores registrados en 2020.

En el gráfico 2 se muestra la demanda total por semana de los últimos 3 años, donde el 2021 muestra un incremento del 2.8% en el promedio de retiro semanal respecto del 2019 y un 10.8% con relación al 2020.

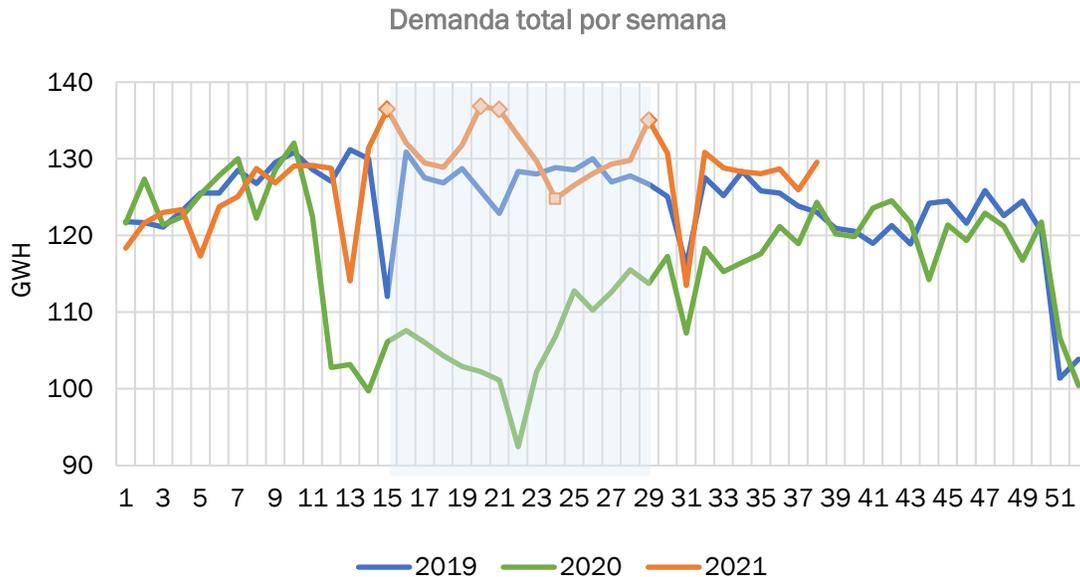


Gráfico 2: Demanda total por semana del sistema eléctrico de potencia.

En cuanto al comportamiento de la demanda de energía en el 2021, son de especial consideración las semanas 15, 20, 21 y 29, ya que muestran un incremento cercano al 6.6% respecto del retiro promedio semanal del año: en la semana 15 se tuvo una reducción de la irradiación solar a nivel nacional, lo que impactó en la generación fotovoltaica derivando en un aumento en los retiros de energía en el mercado mayorista por parte de las distribuidoras con plantas solares en sus redes; en las semanas 20, 21 y 29 se tuvo un incremento en las temperaturas registradas a nivel nacional, por lo cual la demanda se incrementó, caso contrario a lo registrado en la semana 24, en la cual se tuvo un decremento en las temperaturas a nivel nacional y la demanda se redujo un 2.3% respecto del retiro promedio semanal del año.

2. Propuesta de modificación al Anexo 16 – Curvas de consumo de calor y otros parámetros técnicos del ROBCP por la entrada de la planta generadora de Ciclo Combinado (CC) operando con Gas Natural (GN).

En el Anexo 16 – Curvas de Consumo de Calor y otros Parámetros Técnicos del ROBCP, se establecen los procedimientos para calcular, auditar e informar las curvas de consumo de calor y consumo de combustible en el arranque y detención de unidades térmicas que operan con combustibles no renovables. Estos procedimientos consideran, entre otras tecnologías, plantas de ciclo combinado (CC) tradicionales, pero no contienen detalles específicos para las particularidades de las plantas de ciclos combinados flexibles, conformadas por motores de combustión interna (MCI) como ciclo térmico principal y turbinas de vapor (TV) como ciclo térmico de recuperación, tal como será el caso de la planta que iniciará operaciones próximamente en El Salvador.

En vista de lo descrito, la junta directiva de la UT, en su sesión 581 con fecha 13 de julio de 2021, conformó un comité de directores para analizar las propuestas de modificaciones al ROBCP relacionadas con la incorporación de la tecnología de CC flexible operando con gas natural (GN).

A partir del análisis realizado en las reuniones de dicho Comité, se identificaron oportunidades de mejora a la reglamentación para ciertos procesos y consideraciones en el anexo mencionado, las cuales se describen a continuación:

- **Configuraciones operativas de plantas operando en ciclo combinado:** actualmente el procedimiento solo considera plantas de CC tradicional, las cuales tienen una eficiencia neta que presenta marcadas variaciones por la entrada/salida de las Turbinas de Gas (TG), para las cuales es necesario determinar una curva de eficiencia por cada combinación de unidades; a diferencia de las plantas de CC flexible, las cuales tienen una eficiencia estable para todo el rango de potencia del CC, sin influencia de la entrada/salida de unidades MCI.
- **Tiempos referenciales de duración de los ensayos y generalización de formatos de datos técnicos para CC:** para los ensayos de consumo específico de calor, se necesita que la máquina en ensayo haya alcanzado condiciones de estabilidad en los puntos elegidos para la medición de variables, por lo que son necesarios tiempos de referencia para que los CC flexibles alcancen esta estabilidad, además, se requiere ajustar todos los formatos para la presentación de los datos solicitados para dichas plantas.
- **Medición, análisis y condiciones de referencia para GN:** la normativa actual permite el uso del análisis cromatográfico del GN suministrado por la compañía proveedora del combustible, sin embargo, esto solo debe ser aplicable cuando el GN se está consumiendo en línea (es decir a través de gasoductos directamente conectados a las fuentes de extracción de gas); además, no se hace referencia a la norma internacional para las condiciones estándar de presión y temperatura para el GN.
- **Condiciones particulares para ensayos de arranque y detención de CC flexibles:** durante el arranque de plantas de CC tradicional, se limita la carga de las TG para cumplir con restricciones térmicas de las TV, operando ambas turbinas con eficiencia reducida en ese tiempo, por lo cual un CC tradicional diferencia el tiempo y costo de arranque en frío y caliente, en cambio, para plantas de CC flexible, la rampa de toma de carga de los MCI no se ve limitada.

Propuesta de modificación

En las sesiones del comité de directores, se estudiaron las temáticas mencionadas y se definieron las siguientes propuestas de modificación:

- Incorporar la definición de configuraciones operativas de CC, aclarando que debe realizarse un ensayo independiente de consumo de calor, y estableciendo dos curvas de consumo específico de calor para plantas de CC flexibles.
- Considerar un punto adicional de medición en los estados de carga para plantas operando en CC; es decir, contar, como mínimo, con seis estados de carga.

- Incluir la posibilidad de reprogramación de la prueba de CC, ante solicitud de la UT, siempre y cuando se identifique que no existen condiciones en el sistema eléctrico de potencia para su realización.
- Extender los tiempos referenciales de duración de los ensayos de CC y su correspondiente estabilización y detallarlos como aplicables a CC flexibles.
- Agregar una sección adicional al formato de datos técnicos de CC, en la que se incluyan los datos técnicos de los MCI.
- 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.
- Considerar el uso del cromatógrafo de GN de operación permanente de la planta, contando con el certificado de calibración emitido por una empresa especializada.
- Incorporar la referencia a la Norma ISO 13443 para la medición y cálculos del GN.
- Diferenciar el procedimiento de arranque y detención para CC flexibles del establecido para CC tradicionales.

Además de lo anterior, se propusieron otras modificaciones a este anexo, con el objetivo de tener mayor claridad en la ejecución del mismo, así como diferentes mejoras identificadas por la junta directiva de la UT que permiten una mejor determinación de las curvas de consumo específico de calor y de combustible.

Luego de diversas reuniones del comité de directores, y de un amplio análisis técnico de las mejoras identificadas, nuestra junta directiva aprobó la remisión de las propuestas de modificación al Anexo 16 del ROBCP a la SIGET, por lo que tanto los documentos de justificación como la propuesta de los numerales a modificar fueron enviados el 1 de septiembre de 2021, para iniciar el proceso de incorporación de las modificaciones a la normativa respectiva.

3. Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista correspondientes a agosto de 2021.

El 7 de septiembre de 2021, la Unidad de Transacciones (UT), recibió las cartas del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., solicitando iniciar gestiones con la SIGET para la aplicación de la causal de fuerza mayor para la liquidación de transacciones del mercado mayorista, correspondiente al mes de agosto, de tal forma que se les permita efectuar un pago parcial para las transacciones del referido mes, a liquidarse en septiembre 2021, sin que se califique como falta grave el pago parcial que realicen, que no se ejecute la garantía de pago, y por consiguiente que no se apliquen las sanciones y multas establecidas en la reglamentación. En adición a lo anterior, DELSUR S.A. de C.V. solicitó que se le dispense del pago de intereses moratorios.

La solicitud de las distribuidoras fue debido a una situación financiera crítica, por el impago de un gran cliente, cuya desconexión causaría un impacto en la población en general.

La UT realizó el análisis correspondiente, teniendo como base el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), el cual establece que:

“Todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto:

- a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y,
- b) Operar el mercado mayorista de energía eléctrica. (...)

Las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la junta de directores de la SIGET”

Por lo que, es responsabilidad de la UT la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), según el proceso establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Además, conforme al Anexo 14 del ROBCP, en caso no existieren fondos suficientes, la UT hará efectiva la garantía de pago correspondiente hasta cubrir el monto deudor y si se dan circunstancias que imposibiliten hacer la liquidación completa se aplicará la sanción respectiva en cumplimiento con la actividad 5 del numeral 6 del Anexo 14.

Como parte del análisis, se valoraron los siguientes aspectos contenidos en el Marco Legal:

- I. Que en virtud del Art. 246 de la Constitución de la República, el interés público tiene primacía sobre el interés privado, y que según el artículo 2 de la LGE esta ley tiene como objetivo el “(...) fomento al acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población”.
- II. Que según nuestra legislación vigente se llama fuerza mayor al “*imprevisto que no es posible resistir*”, y que las distribuidoras solicitantes se han visto imposibilitadas a efectuar el corte del servicio a su cliente como le establece la ley.
- III. Que la UT está facultada por el ROBCP a hacer una liquidación parcial, con base en la actividad 5, numeral 6 del Anexo 14 del reglamento.
- IV. Que el ROBCP en el capítulo 2 numeral 2.6 establece el proceso que se deberá llevar a cabo para realizar las modificaciones al reglamento y sus anexos, las cuales pueden ser propuestas a la junta directiva de la UT por los PMs o SIGET, y determina las demás funciones de dicha junta directiva, para la aprobación de éstas por la Junta de directores de la SIGET.
- V. Que la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA) en el Título VI, artículos 159 y siguientes, regula el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa por parte de la administración pública.
- VI. Que el Art. 162 de la LPA indica el procedimiento para la aprobación de normas o modificaciones de éstas; estableciendo, dentro del referido procedimiento, que la iniciativa podrá provenir de los particulares, y que se hará la consulta pública; sin embargo indica que podrá prescindirse de ésta, cuando concurren razones graves de interés público o de fuerza mayor, lo cual es corroborado por la Ley de Mejora Regulatoria (LMR) donde, en su Art. 7 indica que no aplicará la Ley en los casos que la regulación resuelve una situación de emergencia o condición prioritaria que afecta a los habitantes del país.

En vista de lo anterior, la junta directiva de la UT conoció dichas solicitudes en su sesión 585, acordando, entre otros, aprobar las disposiciones contenidas en el informe presentado para el

manejo de la causal de fuerza mayor invocada por las compañías distribuidoras solicitantes y remitir a la SIGET el proyecto de *Disposiciones Transitorias por causa mayor aprobadas en el informe* y notificar a los acreedores del mercado mayorista del mes de agosto de dos mil veintiuno, sobre la situación de fuerza mayor indicada y que se presentaría para la fecha de la liquidación prevista para el 23 de septiembre de 2021.

El 21 de septiembre de 2021, la SIGET emitió el Acuerdo N.º 307-E-2021, por medio del cual indican que se aprobaron Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones del mercado mayorista del mes de agosto 2021 haciendo uso del procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa de la SIGET y acordó:

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTIUNO”.*

Con fecha 23 de septiembre de 2021, la UT realizó la liquidación de las transacciones del MME, correspondiente a agosto, de conformidad con lo establecido en el Acuerdo SIGET N.º 307-E-2021.

4. Propuesta de modificación a la Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), por medio del Acuerdo N.º 792-E-2013, del 18 de julio del 2013, aprueba la “Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista”, que tiene como objetivo establecer las disposiciones para la determinación del Presupuesto de Ingresos (PI), y por consiguiente el “Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista” (COSTAMM), de la Unidad de Transacciones (UT). Lo anterior, con base en lo estipulado en los artículos 9 y 39 de la Ley General de Electricidad, que determinan que los cargos por la operación coordinada del sistema de transmisión y del mercado mayorista están sujetos a la regulación y aprobación de la SIGET y que será la UT, la encargada de cobrarlos.

En 2019, la SIGET por medio de su Acuerdo N.º 408-E-2019, en su parte resolutive, acordó:

- “e) Indicar a la UT que para efectos de evaluar una modificación de la “Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista”, especialmente respecto del cálculo del Kco., el Superintendente, en aplicación de sus facultades normativas, realizará las gestiones pertinentes para la conformación de un equipo de trabajo (UT-SIGET).”

Posteriormente en 2020, la SIGET, mediante Acuerdo N.º 271-E-2020, en su parte resolutive literal d), acuerda:

“reiterar lo dispuesto en la letra e) de la parte resolutive del Acuerdo N.º 408-E-2019, en el sentido que para efectos de evaluar una modificación de la “Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista”, especialmente respecto del cálculo del Kco. orientado al funcionamiento y normal operación del sitio alternativo de respaldo en Santa Ana, el Superintendente se encuentra facultado para realizar las gestiones pertinentes para la conformación de un equipo de trabajo (UT-SIGET)”.

En línea con lo anterior, en febrero 2021, se dio inicio al proyecto de revisión de la Metodología presupuestaria quinquenal con la conformación de un equipo de trabajo entre la UT y la SIGET; por lo que, durante el período de febrero a mayo del mismo año, se realizaron diferentes reuniones, en las cuales se plantearon las propuestas identificadas por ambos equipos. En este sentido, la junta directiva de la UT, en su sesión celebrada el 13 de abril del 2021, conoció el informe sobre la revisión de esta Metodología y conformó el comité de directores para analizar el tema.

Las modificaciones propuestas consideran mejoras en algunas de las definiciones establecidas en la Metodología y clarifican la redacción en ciertos artículos, es importante resaltar que éstas no conllevan cambios en los cálculos, por lo que no generan ningún impacto al mercado mayorista al no incorporar costos adicionales a los vigentes.

El 13 de julio de 2021, en sesión de junta directiva de la UT, 581, se da por recibido el informe del comité de directores sobre la propuesta de modificación a la metodología de aprobación presupuestaria quinquenal de la UT, y se acuerda: Instruir el envío oficial a la SIGET de la solicitud de modificaciones a la “Metodología para la Determinación del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Mercado Mayorista” (Acuerdo N.º 792-E-2013), con la documentación de soporte requerida; por lo que, el 14 de julio de 2021, se remite a la SIGET, la referida propuesta de modificación para su respectivo análisis.

Temas relevantes del cuarto trimestre 2021

1. Disposiciones transitorias para la liquidación de las transacciones económicas en el mercado mayorista correspondientes a septiembre, octubre y noviembre 2021

En fechas 7 de octubre, 5 y 18 de noviembre de 2021, la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (UT), recibió las cartas del GRUPO AES El Salvador y DELSUR, S.A. DE C.V., por medio de las cuales solicitan nuevamente a la UT que gestione ante la SIGET la aprobación de disposiciones transitorias para la liquidación de transacciones económicas correspondientes a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, respectivamente, tal y como fueron aprobadas por la SIGET en el acuerdo N.º 307-E-2021 para el caso de la liquidación de agosto 2021; de tal forma que:

- i. Se permita a las distribuidoras efectuar un pago parcial para las transacciones de los meses referidos, y que estos no se definan como falta grave de acuerdo con lo establecido en el ROBCP.
- ii. No se proceda por parte de la UT a la ejecución de las garantías de pago de los operadores, y por consiguiente no se apliquen las multas y sanciones establecidas en el Reglamento de Operación.

Las solicitudes de las distribuidoras se debieron a que el impago del suministro de energía eléctrica de un gran cliente conectado en sus redes de distribución y que presta servicios esenciales a la población se mantuvo en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021, resultando en el incremento de los problemas de liquidez de éstas para honrar los compromisos de pago en el mercado mayorista de electricidad. De acuerdo con lo expresado por las distribuidoras, éstas agotaron todos los medios posibles para que la deuda fuera cubierta, sin lograr el pago correspondiente, poniendo en riesgo la sostenibilidad financiera de sus compañías. También informaron que no procedieron con la desconexión del servicio al gran cliente, ya que el hacerlo causaría afectación a la población salvadoreña en general.

Por lo anterior, en sesiones número 587, 589 y 590 de junta directiva de la UT, celebradas los días 12 de octubre, 9 y 23 de noviembre de 2021, 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, considerando lo siguiente:

- I. El artículo 33 de la Ley General de Electricidad establece que, a la Junta de Directores de SIGET le corresponde aprobar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROBCP), que para sus efectos elabore la UT.
- II. El ROBCP en el capítulo 2 numeral 2.6 establece el procedimiento que se debe seguir para realizar modificaciones al reglamento y sus anexos; las cuales, pueden ser propuestas a la junta directiva de la UT por los PMs o por la SIGET. Asimismo, dicha Junta, de conformidad con el numeral 2.6.3 del referido capítulo, nombrará un Comité para revisar el fundamento de la petición, hacer el análisis necesario y emitir su recomendación a la junta directiva.
- III. En concordancia con lo anterior, el ROBCP en el numeral 2.6.6. estipula que: *“La junta directiva de la UT deberá informar a la SIGET la solicitud de cambios al Reglamento de operación para su aprobación por la Junta de Directores de la SIGET, incluyendo la información de la propuesta original, el informe del comité y el razonamiento para la aprobación de la propuesta”*.
- IV. Por otra parte, la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA) en el Título VI, artículos 159 y siguientes; regula el procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa por parte de la administración pública.
- V. En el Art. 162 de la LPA se indica el procedimiento para la aprobación de normas o modificaciones de éstas. Dentro del referido procedimiento se establece que *“(…) la iniciativa podrá provenir de los particulares a quienes corresponderá presentar ante el órgano responsable, el anteproyecto o borrador de la norma (...)”*; además establece que, se hará la consulta pública a los ciudadanos directamente afectados en sus derechos e intereses; indicando que podrá prescindirse de ésta, cuando concurren razones graves de interés público o de fuerza mayor, lo cual es

corroborado por la Ley de Mejora Regulatoria (LMR) donde, en su Art. 7 estipula que **no aplicará la Ley en los casos que la regulación resuelve una situación de emergencia** o condición prioritaria y emergente que afecte a los habitantes del país.

Asimismo, teniendo como base el Art. 246 de la Constitución de la República que establece el principio constitucional de **primacía del interés público sobre el interés privado o particular**, el comité de directores respectivo, consideró que aplicar la norma vigente del ROBCP afectaría a la colectividad usuaria del servicio público de energía eléctrica; por lo tanto valoró 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 septiembre, octubre y noviembre de 2021, respectivamente y remitir a la SIGET los proyectos de *Disposiciones Transitorias* correspondientes.

En respuesta a las solicitudes presentadas, SIGET emite los acuerdos N.° 350-E-2021, 386-E-2021 y 442-E-2021, con fechas 21 de octubre, 23 de noviembre y 22 de diciembre de 2021; 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.° 350-E-2021

“(…)

- b) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE SEPTIEMBRE DE DOS MIL VEINTIUNO (...);”*

Acuerdo SIGET N.° 386-E-2021

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE OCTUBRE DE DOS MIL VEINTIUNO (...).”*

Y,

Acuerdo SIGET N.° 442-E-2021

“(…)

- a) *Aprobar las “DISPOSICIONES TRANSITORIAS PARA LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS CORRESPONDIENTES AL MES DE NOVIEMBRE DE DOS MIL VEINTIUNO (...).”*

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

2. Manejo de los Recursos ERNC por baja demanda en el mercado mayorista fin de año 2021.

En los últimos años, el incremento de la instalación de plantas generadoras con base en fuentes renovables ha sido significativo, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética de El Salvador y que, poco a poco, la dependencia de generación de energía eléctrica con base en recursos no renovables, como los derivados del petróleo, haya disminuido, lo que impacta positivamente a nivel económico y ambiental. Sin embargo, este incremento de generación renovable, también trae consigo mayores retos a nivel operativo en el sistema de transmisión, particularmente en los días de baja demanda, en los cuales la capacidad instalada de los recursos renovables la supera, provocando eventos de vertimiento de generación base.

Los escenarios de vertimiento de generación base, conllevan el realizar una coordinación, tanto técnica como comercial de la UT con los generadores y con el EOR, que busca optimizar las reducciones de generación para mantener el balance carga-generación en el SEP, teniendo como resultado el orden a seguir para reducir la generación, en el caso de los eventos de fin de año de 2021, fue el siguiente:

1. Reducir a cero la importación en gestiones previas con el EOR.
2. Reducir generación de distribuidoras que inyectan al sistema de transmisión, ya que, en condiciones de vertimiento, el CMO es igual a cero y dicha energía inyectada es valorada a este CMO, por lo que esta reducción no conlleva una afectación económica al PM.
3. Reducir generación de ingenios, de acuerdo con sus declaraciones de flexibilidad para bajar generación.
4. Reducir generación fotovoltaica y eólica considerando el orden de prioridad informada por grupos de empresas y proporcional a su capacidad instalada.

Para el período del 1 al 31 de diciembre de 2021, se tuvieron 4 días con escenarios de vertimiento de generación base, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

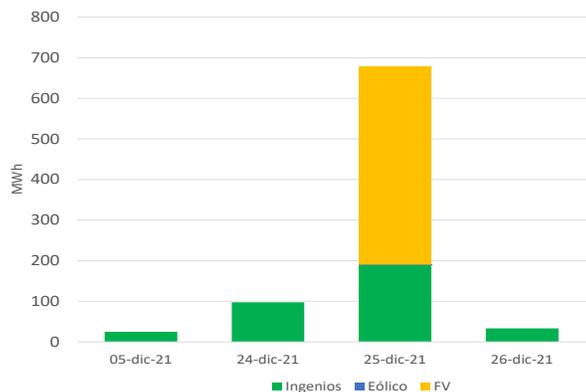


Gráfico 1: Energía de generación base vertida.

De acuerdo con el gráfico anterior, el día de mayor vertimiento de generación base en este período del 2021, fue el 25 de diciembre, en coincidencia con los días de asueto nacional y de baja demanda.

El detalle de la energía vertida en los días presentados se muestra a continuación:

Tabla 1
Energía reducida (MWh)

Fecha	Eólico	Ingenios	FV	Total
05-dic-21	-	25	-	25
24-dic-21	-	97	-	97
25-dic-21	1	189	489	679
26-dic-21	-	33	-	33
Total	1	344	489	834

Según se observa en la Tabla 1, en el período analizado se tuvieron 834 MWh vertidos, de los cuales 679 MWh corresponden al 25 de diciembre de 2021, lo que equivale al 81% de la energía vertida en estos 4 días; siendo la generación fotovoltaica la mayormente afectada en este mecanismo, con un 59% del total de energía reducida por vertimiento.

La coordinación efectiva realizada por la UT, permitió administrar adecuadamente las condiciones especiales que se tuvieron durante los días reportados con vertimiento, los cuales se prevé que se repitan en la medida se tenga una mayor participación de energías renovables variables, o en la medida que siga incrementándose la instalación de este tipo de generación en redes de distribución.

3. Propuestas de modificación al Anexo 4 – Precios de los Combustibles, Anexo 6 – Transacciones del Mercado y Anexo 17 – Costos Variables de Operación y Mantenimiento No Combustibles (CVNC) y Costos de Arranque y Detención del ROBCP por la próxima entrada de la planta generadora de Ciclo Combinado (CC) operando con Gas Natural (GN) y otras mejoras identificadas.

Ante 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, se identificó la necesidad de adecuar ciertos procedimientos técnicos a la reglamentación vigente, en adición a la propuesta de modificación remitida a la SIGET para el Anexo 16 – Curvas de consumo de calor y otros parámetros técnicos, contenidos en: Anexo 4 - Precios de los Combustibles, Anexo 6 - Transacciones del Mercado y Anexo 17 - Costos Variables de Operación y Mantenimiento No Combustibles (CVNC) y Costos de Arranque y Detención del ROBCP, considerando también mejoras regulatorias para aclarar la interpretación y aplicación de estos.

Identificadas las necesidades de cambio, la administración presentó las propuestas de modificación al ROBCP, relacionadas con la incorporación de dicha tecnología, así como otras mejoras regulatorias, ante lo cual, la junta directiva de la UT, en su sesión 581 con fecha 13 de julio de 2021, conformó un comité de directores para analizar a profundidad estas propuestas.

Como resultado del amplio análisis realizado, durante las sesiones del comité de directores, se determinaron los siguientes cambios para remitir a la SIGET:

Anexo 4

- Incorporar condiciones de referencia para la expresión de las propiedades físicas e inventarios del gas natural.
- Realizar cambios en los requisitos de disponibilidad mínima de combustible para plantas térmicas.
- Incorporar lineamientos sobre la aprobación de las estructuras de costo y la validación de precios de combustibles puestos en planta en base a comprobantes de facturación.

Anexo 6

- Modificar los formatos listados para declaraciones de precio e inventarios de combustible.

Anexo 17

- Introducir el requisito de aplicar el procedimiento de auditoría de forma individual a las diferentes tecnologías que componen una planta de ciclo combinado.
- Para plantas que operen en ciclo combinado, introducir en la reglamentación el cálculo de CVNC y CAyD promedio, en función de la potencia instalada de las unidades en planta.
- Generalizar el F.19, incluyendo campos para las características técnicas de los motores de combustión interna (MCI) que deberán declararse.
- Asignarles a las unidades geotérmicas un costo variable igual a cero, excluyéndolas del requerimiento de elaboración de auditorías según este anexo.
- Delimitar el objeto de este anexo a la determinación de los CVNC y CAyD de las máquinas generadoras que participen del mercado mayorista con costo variable diferente de cero.
- Eliminar el requerimiento a los PM generadores de realizar la auditoría establecida en este anexo, para modificar los datos técnicos operativos previamente declarados.
- Delimitar las definiciones y cálculos vertidos en este anexo sobre la determinación del costo adicional de combustible durante el arranque y detención de las unidades térmicas.
- Considerar en el método del flujo de costos, un ordenamiento fijo y único, partiendo de las cero horas de operación de la máquina.
- Agregar la posibilidad de que la UT apruebe el uso de respaldos, horas de operación y energía correspondientes al año inmediato anterior al que correspondería como año base, esto siempre que el PM generador presente la debida justificación al inicio de la auditoría.
- Incluir una regla clara que norme la no inclusión del ajuste por autoconsumos de los servicios auxiliares.
- Introducir modificaciones para detallar en las fórmulas aplicables en los cálculos de auditoría, que el costo de combustible a utilizar corresponde al promedio del precio puesto en planta durante el mes de diciembre del año base.

- Incorporar el procedimiento a seguir con el factor de ajuste para la indexación mensual ante fallas prolongadas de unidades generadoras, así como el tiempo en que se utilizará este factor una vez se incorpore nuevamente la unidad al sistema.
- Incorporar el requerimiento de envío de información de horas de operación y energía para los PM generadores, la cual debe hacerse en los primeros 10 días hábiles de cada mes.
- Agregar lineamientos para que el auditor realice la validación de las intervenciones de mantenimiento declaradas.
- Adicionar artículos relacionados al régimen de despacho mínimo que incluya las pruebas solicitadas por la UT para unidades que no han generado los últimos 12 meses.
- Agregar un mayor detalle sobre los plazos a cumplir durante el proceso de preparación y revisión de informes de auditorías de este anexo.
- Incorporar una nueva sección que considere los procesos de calificación, recalificación e inhabilitación de auditores aprobados para realizar los trabajos de auditorías de este anexo.

Después del amplio análisis llevado a cabo por parte del comité de directores y de subsanar las observaciones a cada una de las propuestas presentadas por la administración, se presentó el informe de análisis del comité de directores a nuestra junta directiva, en su sesión 587 con fecha 12 de octubre de 2021, en la cual la junta directiva de la UT aprobó las propuestas de modificación a los Anexos 4, 6 y 17 del ROBCP, instruyendo a la administración para su remisión a la SIGET; por lo que, tanto los documentos de justificación como la propuesta de los numerales a modificar, fueron enviados para dar inicio al ejercicio de la potestad normativa de la SIGET en virtud de lo establecido en el artículo 159 y siguientes de la Ley de Procedimientos Administrativos.

4. Participación de la UT en la Consulta Pública sobre la propuesta de modificación al ROBCP en relación con la entrada de la planta generadora de ciclo combinado operando con gas natural.

En las sesiones 584 y 587, con fecha 31 de agosto de 2021 y 12 de octubre de 2021, respectivamente, la junta directiva de la UT aprobó la remisión de las propuestas de modificación al Anexo 16 (sesión 584) y a los Anexos 4, 6 y 17 (sesión 587) del ROBCP a la SIGET ante la próxima entrada en operación en la matriz energética de El Salvador de la planta generadora de ciclo combinado flexible operando con gas natural, Energía del Pacífico. Por lo que, el 1 de septiembre de 2021, por acuerdo de junta directiva de la UT, la administración envió a la SIGET las propuestas de modificación relacionadas al Anexo 16 y, el 12 de octubre de 2021, las correspondientes a los Anexos 4, 6 y 17.

El 5 de noviembre de 2021, se recibe el Acuerdo SIGET N.º 365-E-2021, de fecha 3 de noviembre de 2021, en el cual la Junta de Directores de la SIGET acordó, de conformidad al Art. 162 número 3 de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA), remitir al Consejo Nacional de Energía (CNE), a la Unidad de Transacciones (UT) y a los Participantes de Mercado (PMs), el resumen de evaluación de impacto regulatorio de propuesta de la UT de modificaciones a los Anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP elaborado por la Gerencia de Electricidad de la SIGET; dando un plazo de 15 días hábiles, para recibir las observaciones que se estimen procedentes, las cuales podrían ser tomadas en cuenta por la SIGET.

De acuerdo con el análisis hecho por la administración, se consideró necesaria la participación de la UT en la consulta pública convocada por la SIGET, por lo que, se emitieron observaciones a los cambios hechos en cada uno de los Anexos mencionados.

Posterior al cierre de la consulta pública, la SIGET continuó con el proceso para el análisis de las observaciones hechas a las propuestas de modificación, considerando las que cumplieran con el objetivo de adecuar ciertos procedimientos técnicos a la reglamentación vigente y la consideración de la próxima incorporación de la tecnología de gas natural en la matriz energética de El Salvador, así como otras mejoras regulatorias identificadas; con base en lo anterior, la Junta de Directores de la SIGET, en fecha 22 de diciembre de 2021, emitió el Acuerdo N.º 444-E-2021, en el cual aprueban las modificaciones a los Anexos 4, 6, 16 y 17 del ROBCP, las cuales entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.

5. Participación de la UT en la Consulta Pública sobre la propuesta de modificaciones al ROBCP relacionada al vertimiento de generación base.

En la sesión 579 de junta directiva de la UT, con fecha 15 de junio de 2021, se aprobó la remisión a la SIGET de las propuestas de cambios regulatorios relacionadas al vertimiento de generación base con costo variable igual a cero; siendo estas enviadas el 18 de junio de 2021.

El 22 de octubre de 2021, se recibe el Acuerdo SIGET N.º 351-E-2021, con fecha 21 de octubre de 2021, en el cual la Junta de Directores de la SIGET acuerda, de conformidad al Art. 162 número 3 de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA), dar inicio al proceso de consulta pública sobre la propuesta de modificaciones al ROBCP relacionada al vertimiento de generación base, brindando el plazo de 15 días hábiles a partir de la notificación del referido acuerdo para remitir a la SIGET, los comentarios y las observaciones que se consideren procedentes.

Ante esto, la administración de la UT realizó un análisis del resumen de la evaluación de impacto regulatorio elaborado por la SIGET, en donde se detallan los antecedentes, la normativa vigente, la problemática y las posibles alternativas a seguir, evaluando los costos o beneficios de estas, también se vierten las conclusiones y recomendaciones relacionadas al tema en consulta.

Asimismo, se revisaron los cambios a la propuesta inicial de modificaciones al ROBCP, considerando oportuna la participación de la UT en la consulta pública de la SIGET, emitiendo las observaciones que permitieran mantener los criterios que, desde el inicio de la solicitud de modificaciones al ROBCP, la UT consideró oportunas para optimizar la gestión del vertimiento de generación base en el mercado mayorista de electricidad.

Con el cierre de la consulta pública, la SIGET consideró procedentes algunas observaciones hechas a la propuesta de modificaciones por parte de la UT y de los participantes del mercado, ante lo cual, el 22 de diciembre de 2021, la Junta de Directores de la SIGET, emitió el Acuerdo N.º 443-E-2021, en el cual se aprobaron las modificaciones permanentes y transitorias al ROBCP, las cuales entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial.

6. Participación de la UT en consulta pública SIGET sobre la propuesta de modificación a la “Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista”.

La “Metodología para el Cálculo del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista”, aprobada por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), por medio del Acuerdo N.° 792-E-2013, el 18 de julio del 2013, con el objeto de establecer las disposiciones para la determinación del Presupuesto de Ingresos (PI), y por consiguiente el “Cargo por la Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista” (COSTAMM), de la Unidad de Transacciones (UT). Desde la fecha de su aprobación, esta metodología no ha experimentado cambios; sin embargo, con su aplicación se identificaron oportunidades de mejora, considerándose adecuada su revisión para posteriormente proponer una actualización de dicha normativa vigente.

En febrero de 2021, en seguimiento a los literales e) y d), de la parte resolutive de los Acuerdos SIGET N.° 408-E-2019 y N.° 271-E-2020, respectivamente, se conformó un equipo de trabajo entre la UT y la SIGET, que desarrolló el proyecto de revisión de la Metodología presupuestaria quinquenal, planteándose propuestas que consideran mejoras en algunas de las definiciones establecidas y clarifican la redacción en ciertos artículos, las cuales, no conllevan cambios en los cálculos, por lo que no generan ningún impacto al mercado mayorista al no incorporar costos adicionales a los vigentes. En este sentido, la junta directiva de la UT, en su sesión celebrada el 13 de abril del 2021, conoció el informe sobre la revisión de esta Metodología y conformó el comité de directores para analizar el tema.

Posteriormente, en sesión 581 de junta directiva de la UT, del 13 de julio de 2021, se da por recibido el informe del comité de directores sobre la propuesta de modificación a la metodología de aprobación presupuestaria quinquenal de la UT, y por instrucciones de ésta, el 14 de julio de 2021, se realiza el envío oficial a la SIGET, de la referida propuesta de modificación para su respectivo análisis.

El 9 de septiembre de 2021, por medio de Acuerdo N.° 286-E-2021, la SIGET acuerda iniciar el procedimiento para Aprobación de Normas Administrativas; de conformidad con lo establecido en el numeral 3 del artículo 162 de la Ley de Procedimientos Administrativos (LPA): “(...) remitir la propuesta normativa y el resumen de la evaluación de impacto regulatorio elaboradas por la Gerencia de Electricidad de esta Superintendencia, a la sociedad Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.; para que, en el plazo de quince días hábiles contados a partir de la notificación del presente proveído, se pronuncie al respecto y realice las observaciones que considere procedentes, las cuales podrán ser tomadas en cuenta por esta institución.”

En respuesta a lo anterior, el 30 de septiembre del 2021, la UT remite a la SIGET sus observaciones a la propuesta normativa a la “Metodología para el cálculo del cargo de operación del sistema administración del Mercado Mayorista” (COSTAMM) y al resumen de la evaluación de impacto regulatorio, quedando a la espera de la continuidad del referido trámite.

7. Aplicación móvil Unidad de Transacciones

La Unidad de Transacciones (UT), en su rol de administrador del mercado mayorista de electricidad de El Salvador, diariamente genera un gran volumen de información relevante que los Participantes de Mercado (PM) pueden utilizar para la realización de sus análisis y la presentación de ofertas, tanto para el mercado eléctrico nacional como para el mercado eléctrico regional, es por ello que, como parte de los esfuerzos de proveer información confiable, segura y oportuna a nuestros clientes y partes interesadas, dentro del plan estratégico del quinquenio 2019-2023, la UT incluye como objetivo la implementación de herramientas tecnológicas para el acceso de la información del mercado a las partes interesadas.

A partir de dicho objetivo, y al auge de las nuevas tecnologías móviles que se disponen hoy en día para la comunicación ágil y efectiva, se identificó la necesidad de desarrollar la *app Unidad de Transacciones*, como una herramienta tecnológica, innovadora y adecuada que facilite el acceso a la información clave del mercado eléctrico, y que además permita recibir notificaciones sobre cualquier información relevante de los servicios brindados por la UT, hasta sus dispositivos móviles y en cualquier ubicación geográfica.

La aplicación móvil, contiene información de interés sobre el sistema eléctrico de El Salvador, la cual es el resultado de la mejora continua y de una visión innovadora, para brindar a nuestros usuarios una mejor experiencia, permitiéndoles navegar desde sus teléfonos y *tablets* de manera más fácil, útil e intuitiva.

Este proyecto inició en noviembre de 2020, concluyéndose el 30 de diciembre de 2021 con la notificación sobre la disponibilidad de la *app* “Unidad de Transacciones” a los PM y partes interesadas. La *app* puede descargarse desde Google Play, y permite consultar la siguiente información:

- ✓ Generación horaria por recurso
- ✓ Generación diaria por recurso
- ✓ Generación diaria de ERNC
- ✓ Intercambios por enlace
- ✓ Demanda horaria
- ✓ Niveles de embalses
- ✓ Generación por recurso indicativa y oficial
- ✓ CMO, Precios MRS
- ✓ Porcentaje de contratación
- ✓ Cuadratura General del sistema
- ✓ Resumen DTE
- ✓ Noticias, Twitter y otras secciones



Monitoreo de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **2021**, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

ENERO

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por alto voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia, durante 9 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, en 1 evento por alto voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia y 4 eventos por cambio en el TP de la fase C en el extremo de Nejapa, durante un total de 32 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 7 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento, durante 7 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento, durante 6 horas y 48 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento, durante 6 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento, durante 7 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 7 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento, durante 4 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento, durante 1 hora y 24 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento, durante 5 horas y 26 minutos.

FEBRERO

El 1 de febrero inició prueba de inyección al sistema la planta fotovoltaica Ecosolar

El 25 de febrero inició operación comercial la planta fotovoltaica Ecosolar.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla durante 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT, en 2 eventos por mantenimiento y 2 evento por falla, durante un total de 22 horas y 41 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento durante 3 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 4 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ANTA-PEDR, por mantenimiento, durante 2 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento durante 4 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento, durante 11 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla, durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento durante 3 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por falla, durante 2 minutos

MARZO

Los días 15, 24 y 28 de marzo ocurrió la operación de la etapa I del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF).

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento, durante 2 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y evento por falla, durante un total de 5 horas y 17 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento, durante 8 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 154 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, por mantenimiento, durante 153 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por tendido de conductores de futura línea a 230 kV, propiedad de Energía del Pacífico, durante 8 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 7 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 6 horas y 59 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por falla, durante 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por tendido de conductores de futura línea a 230 kV, propiedad de Energía del Pacífico, durante 9 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por tendido de conductores de futura línea a 230 kV, propiedad de Energía del Pacífico, durante 9 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla durante 11 minutos.

ABRIL

El 21 de abril de 2021, terminó su periodo de zafra 2020-2021 el Ingenio Jiboa.

El 30 de abril de 2021, terminó su periodo de zafra 2020-2021 el Ingenio El Ángel.

El 30 de abril de 2021, ocurrió la operación de las etapas I, II y III del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF) en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento, durante 8 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento, durante 8 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT por mantenimiento, durante 2 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por tendido de conductores de futura línea a 230 kV, propiedad de Energía del Pacífico, durante 22 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por tendido de conductores de futura línea a 230 kV, propiedad de Energía del Pacífico, durante 8 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento, durante 4 y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por falla, durante 1 hora y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 2 eventos por falla, durante un total de 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total 1 hora y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla, durante 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por falla, durante 19 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 8 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02 por mantenimiento, durante 8 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO por mantenimiento, durante 8 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento, durante 8 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 2 eventos por falla, durante un total de 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento, durante 5 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla, durante 2 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 2 eventos por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento, durante 4 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por mantenimiento, durante 6 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por mantenimiento, durante 6 horas y 32 minutos.

MAYO

El 7 de mayo de 2021, finalizó su periodo de zafra 2020-2021 CASSA.

El 14 de mayo de 2021, finalizó su periodo de zafra 2020-2021 el Ingenio La Cabaña.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 2 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO, en 1 evento por falla y 1 evento por prueba de apertura, durante un total de 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT por falla, durante 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por falla, durante 1 minuto.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento, durante 5 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por mantenimiento, durante 8 horas.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por mantenimiento, durante 7 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 7 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento, durante 7 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento, durante 4 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por mantenimiento, durante 7 horas y 44 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 4 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 9 horas y 2 minutos.

JUNIO

El 9 de junio de 2021, ocurrió operación de las etapas I, II y III del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG, en 3 eventos por falla, durante un total de 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por falla, durante 16 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-VENT por falla, durante 230 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla, durante 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento, durante 57 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento, durante 9 horas y 33 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento, durante 5 horas y 37 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento, durante 5 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento de línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, durante 5 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento, durante 3 horas y 41 minutos.

JULIO

El 7 de julio de 2021, ocurrió operación de las etapas I a VI del EDCBF y aislamiento del SEP de El Salvador del SER.

El 7 de julio de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 9 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01 por mantenimiento durante 5 horas y 48 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 1 evento por operación de EDLTIBF y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), por operación de EDLTIBF durante 1 hora y 9 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por operación de EDLTIBF durante 1 hora y 39 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por operación de EDLTIBF durante 2 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus por falla durante 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Alvarado, en 3 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 17 horas.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Sonsonate 01 por mantenimiento durante 3 horas y 30 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-Cerrón Grande por mantenimiento durante 4 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 02 por mantenimiento durante 80 horas y 49 minutos.

AGOSTO

El 29 de agosto de 2021, ocurrió operación de las etapas I y II del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV Soyapango-Nejapa por mantenimiento durante 3 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Sonsonate 02 por mantenimiento durante 4 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Tecoluca-Ozatlán, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Martín 01 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Antares-El Pedregal, en 3 eventos por falla, durante un total de 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Santo Tomás-El Pedregal, en 3 eventos por falla, durante un total de 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Miguel por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás por mantenimiento durante 3 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 149 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nejapa-San Matías por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por falla, durante un total de 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Miguel-Ozatlán, en 3 eventos por falla, durante un total de 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Havillal-Chaparrastique, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 22 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Opico-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Antonio Abad-Nejapa por mantenimiento durante 4 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 3 horas y 41 minutos.

SEPTIEMBRE

El 7 de septiembre de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV Havillal-Chaparrastique por mantenimiento durante 9 horas y 12 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV Nuevo Cuscatlán-Ateos por mantenimiento durante 3 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-Nejapa 02 por falla durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-Nejapa 01 por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5 de Noviembre-San Rafael Cedros, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 52 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV Cerrón Grande-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 6 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Rafael Cedros por mantenimiento durante 6 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Rafael Cedros-San Martín por mantenimiento durante 6 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Chinchontepec-San Rafael Cedros, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Chinchontepec-Jiboa, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 49 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 02 por falla en 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Antares-El Pedregal por falla durante 1 hora y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Santo Tomás-El Pedregal por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV San Martín-San Bartolo 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV Nejapa-Ingenio El Ángel por falla durante 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15 de Septiembre-San Martín 02 por falla durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Tecoluca-Ozatlán, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Albireo-Ozatlán por falla durante 5 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Guajoyo-Ventus por falla durante 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Ahuachapán-Sonsonate por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla durante 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV Acajutla-Termopuerto, en 5 eventos por falla, durante un total de 15 horas y 14 minutos.

OCTUBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 12 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por mantenimiento durante 5 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 2 eventos por sincronismo de unidad generadora de Cerrón Grande, durante un total de 7 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 2 eventos por falla, durante un total de 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01, en 2 eventos por falla, durante un total de 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO por mantenimiento durante 4 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-IANG por mantenimiento durante 8 horas y 32 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento durante 6 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-LUNI, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 7 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por falla durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 13 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 7 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento durante 7 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 7 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento durante 6 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento durante 6 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por sincronismo de unidad generadora de Cerrón Grande durante 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por falla durante 1 hora y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 5 horas y 43 minutos.

NOVIEMBRE

El 1 de noviembre de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 5 de noviembre de 2021, ocurrieron 2 eventos de operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

El 12 de noviembre de 2021, ocurrió operación de la etapa I del EDCBF en el SEP de El Salvador.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por falla durante 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento durante 4 horas y 8 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento durante 6 horas y 20 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 7 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento durante 4 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por mantenimiento durante 5 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento durante 3 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por mantenimiento durante 2 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 162 horas y 59 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-PEDR por mantenimiento durante 7 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02 por mantenimiento durante 164 horas y 19 minutos.

DICIEMBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 28 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 1 evento por mantenimiento, 1 evento por pruebas de medición comercial y 1 evento por falla, durante un total de 10 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento durante 6 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 30 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por falla durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 1 evento por mantenimiento y 2 eventos por falla, durante un total de 5 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento durante 7 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento durante 7 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 01 por mantenimiento durante 193 horas y 10 minutos.

HECHOS RELEVANTES
ENERO - DICIEMBRE 2021

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-EDP 02, en 1 evento por mantenimiento y 3 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 226 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM por mantenimiento durante 3 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por falla durante 17 horas y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02, en 2 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 21 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 2 eventos por alto voltaje en el SEP, durante un total de 21 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por alto voltaje en el SEP durante 10 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP durante 10 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento durante 45 minutos.