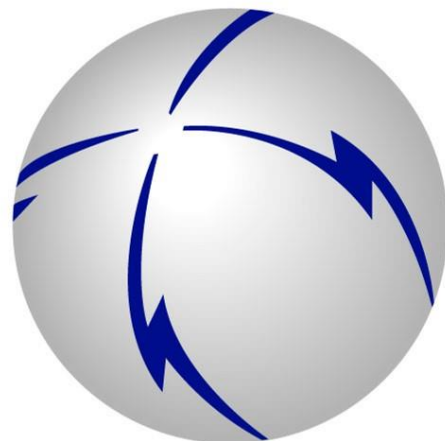


# Informe de hechos relevantes

Periodo abril-junio 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



30 de julio de 2021

# Contenido

Introducción .....	2
Resumen hechos relevantes.....	3
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el trimestre abril-junio de 2021.....	6
Monitoreo de la operación.....	13

# 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. Así mismo 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 precios del periodo de **abril a junio de 2021**.

## 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 No. 112-E-2021	8/4/2021, recibida el 10/4/2021	Se aprueba a ETESAL, el CUST transitorio por un valor de nueve 567690/1000000 dólares de los Estados Unidos de América por Megavatio-hora, 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.

HECHOS RELEVANTES  
ABRIL-JUNIO 2021

## MAYO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Acuerdo Siget No. 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 Trasmisión Regional (RTR) presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad, para conectar a la Red de Trasmisión 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	<p>Siget solicita a la UT:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Que determine los factores de forma de mayo 2021 a abril 2022 de conformidad con el procedimiento de cálculo vigente.</li> <li>• Que realice las revisiones y validaciones correspondientes, a efectos de proceder a la publicación de dichos valores tan pronto como sea posible.</li> </ul>	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.

HECHOS RELEVANTES  
ABRIL-JUNIO 2021

## JUNIO

Referencia	Fecha emisión	Descripción	Impacto para el mercado mayorista
Junta Directiva de la UT No. 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.

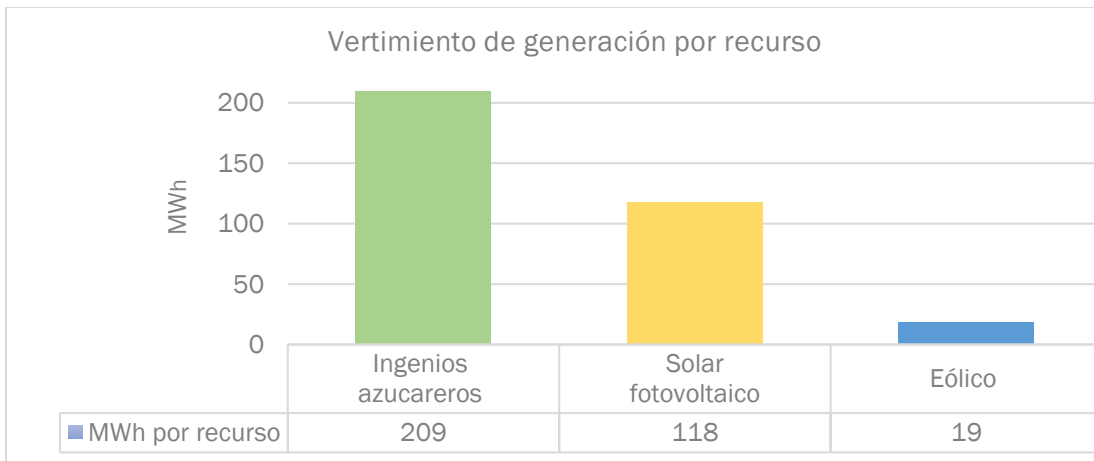
Resumen de temas relevantes que impactaron en la administración y operación del mercado mayorista de electricidad de El Salvador durante el trimestre abril-junio 2021.

1. Eventos de vertimiento de generación base.
2. Restricciones de generación por déficit de combustible.
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.

### 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.



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.

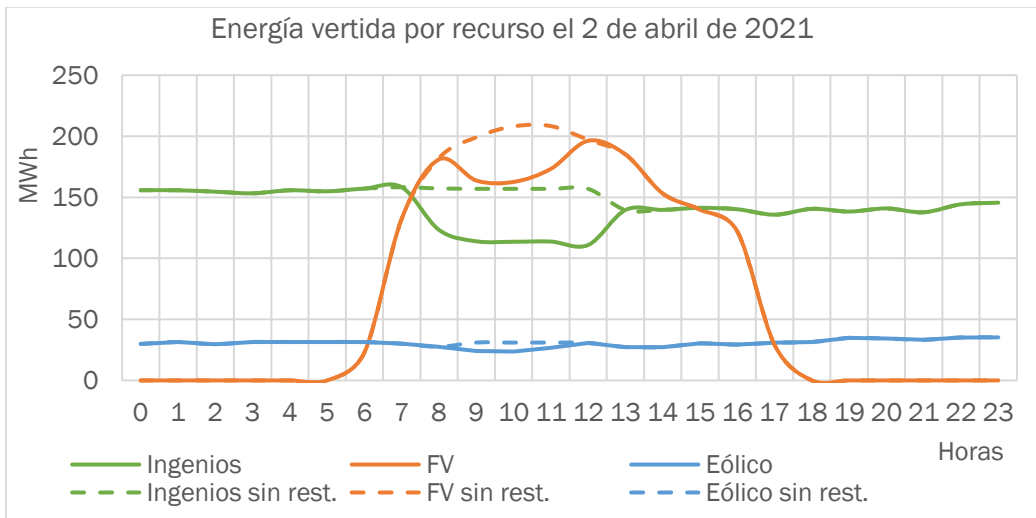


Gráfico 2: Detalle de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos ingenios azucareros, solar fotovoltaica y eólico.



HECHOS RELEVANTES  
 ABRIL-JUNIO 2021

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

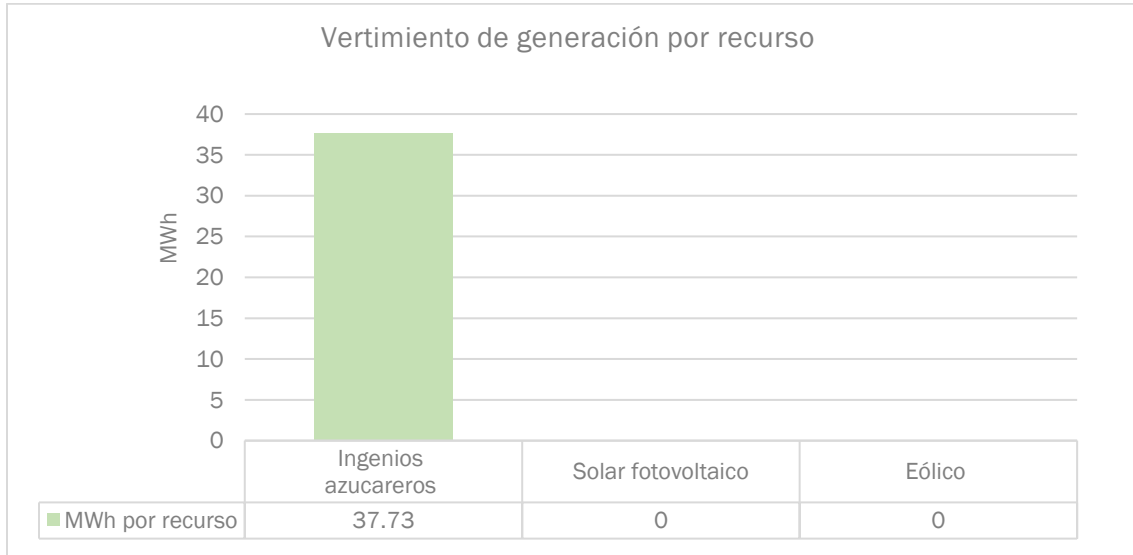


Gráfico 3: Vertimiento total de generación por tipo de recurso del 3 de abril de 2021

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.

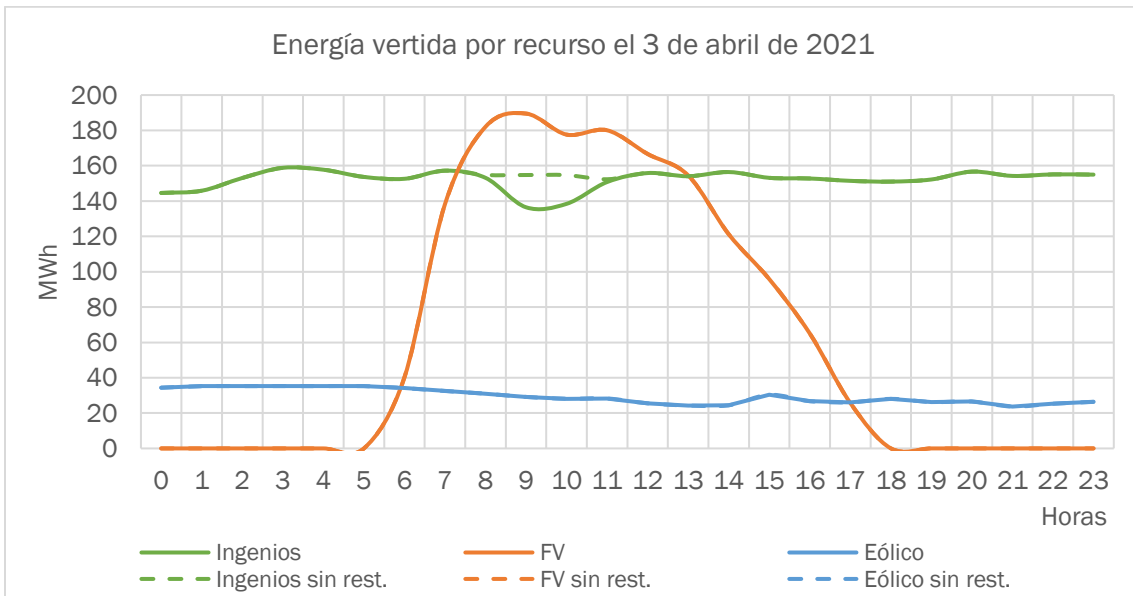


Gráfico 4: Detalle de energía vertida versus la energía disponible por hora de los recursos ingenios azucareros, solar fotovoltaica y eólico.

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.

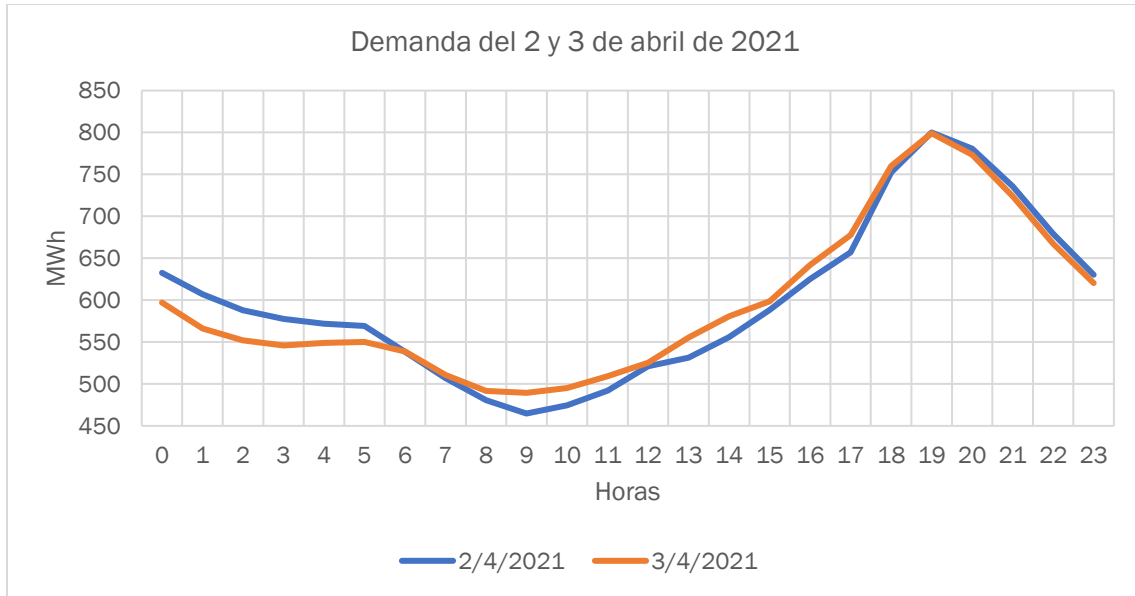


Gráfico 5: Demanda del viernes y sábado de Semana Santa.

## 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.

Tabla1:

*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 04- 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.

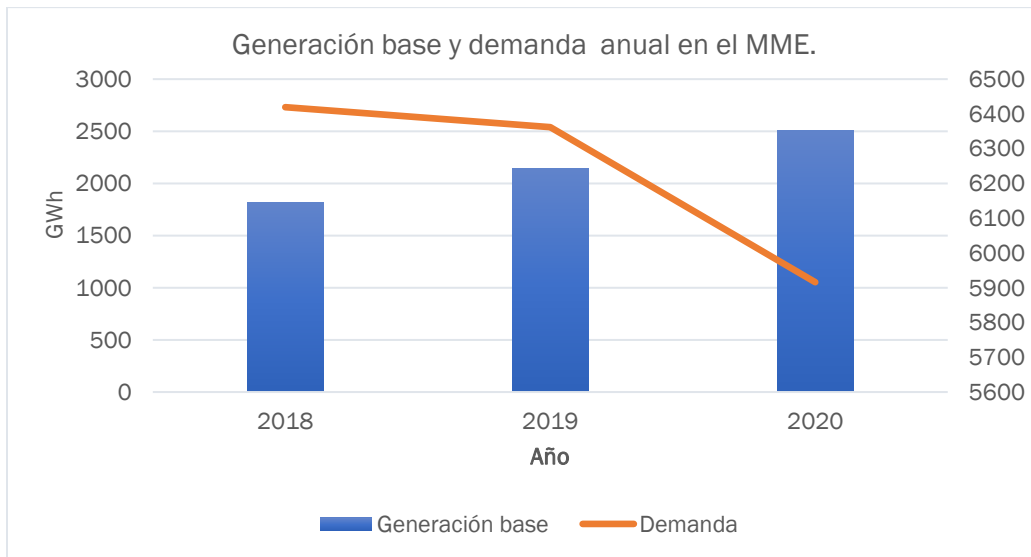
En vista de lo anterior, la junta directiva conformó un comité de directores para analizar las posibles propuestas de cambios regulatorios, relacionados al vertimiento de recursos renovables ante situaciones de muy baja demanda de energía y potencia en el mercado mayorista de electricidad.

HECHOS RELEVANTES  
ABRIL-JUNIO 2021

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.

## HECHOS RELEVANTES

ABRIL-JUNIO 2021

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.

## Monitoreo de la operación

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

### 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.

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.

HECHOS RELEVANTES  
ABRIL-JUNIO 2021

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.

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.

HECHOS RELEVANTES  
ABRIL-JUNIO 2021

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.

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.