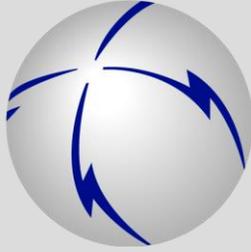


UT
UNIDAD DE
TRANSACCIONES



Informe de hechos relevantes

2019

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

Contenido

Introducción.....	2
Resumen hechos relevantes.....	3
Planificación de la operación.....	13
Conciliación de transacciones.....	28
Operación del sistema eléctrico de potencia.....	31
Monitoreo de la operación.....	35

Introducción

En la primera sección del informe de hechos relevantes, se muestra una tabla resumen con los Acuerdos que ha emitido la SIGET que impactan la operación del mercado mayorista, asimismo en caso de existir, se incluyen las resoluciones CRIE o acuerdos de la Junta Directiva de la UT y otros aspectos que a criterio de la UT inciden en los procesos de operación.

En la segunda parte del informe se amplía sobre los principales acontecimientos que han impactado en la administración del mercado mayorista y en la operación del sistema eléctrico de potencia durante el **2019**.

Resumen hechos relevantes

ENERO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
2-E-2019	09/01/2019	Actualización de la Tasa de Renovación de Registro de la SIGET vigente del 1 de diciembre de 2018 al 30 de noviembre de 2019.	Este valor es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.
12-E-2019	18/01/2019	Aprobación de las modificaciones al ROBCP, o interfaz a aplicar para su compatibilización con los cambios reglamentarios del MER vigentes a partir del 1 de enero de 2019.	<ul style="list-style-type: none">• Las modificaciones afectan la presentación de ofertas de oportunidad regionales, especificando que las mismas deben ser presentadas en nodos RTR. Asimismo, se modifica la metodología a seguir en caso de empate de precio para el último bloque en las ofertas de inyección al MER.• Las modificaciones afectan los precios del MRS por efecto del Monto Remanente, cambio del plazo de realización de auditorías SIMEC, así como a protocolos de comunicación de los medidores, y adecuación de las garantías de pago mínimas regionales. Aumento de la frecuencia de confirmaciones de medición oficial, y sus respectivos procesos, por requerimientos del MER, para la determinación de los precios posdespacho regionales, etc.• Se hicieron modificaciones al procedimiento de determinación y disposición de garantías que respaldan ofertas de retiro esperadas para sustitución de déficit, así como para cubrir los montos esperados de

Resumen hechos relevantes

ENERO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
			<p>las desviaciones en tiempo real por área de control.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se establece la liquidación del MRS como una actividad previa a la liquidación del MER, por lo tanto, de ser necesario se deberán ajustar los plazos previamente establecidos de las actividades del proceso de facturación y liquidación. • Se esclarece la definición de la infracción de no reposición oportuna de la garantía de pago.
13-E-2019	18/01/2019	Audiencia concedida a la UT para que opine sobre propuesta de interfaz al ROBCP para las desviaciones en tiempo real, específicamente sobre los numerales 18.5.1 y 18.5.3	Estas modificaciones afectan el monto remanente, es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía e impacta al precio de la energía en el MRS.
15-E-2019	22/01/2019	Actualización del Cargo de Operación del Sistema de Transmisión y Administración del Mercado Mayorista (COSTAMM) vigente del 1/01/19 al 31/12/19.	Este valor es un Cargo del Sistema en cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.
21-E-2019	24/01/2019	Aprobación del estudio de capacidad firme inicial de la Planta Fotovoltaica Márquez.	Este valor será utilizado para valorar el descuento de la demanda reconocida de las empresas distribuidoras en los Balances de Capacidad Firme

Resumen hechos relevantes

ENERO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
22-E-2019	24/01/2019	Aprobación del estudio de capacidad firme inicial de la Planta Fotovoltaica La Trinidad.	Este valor será utilizado para valorar el descuento de la demanda reconocida de las empresas distribuidoras en los Balances de Capacidad Firme.
23-E-2019	24/01/2019	Aprobación del estudio de capacidad firme inicial de la Planta Fotovoltaica Los Remedios.	Este valor será utilizado para valorar el descuento de la demanda reconocida de las empresas distribuidoras en los Balances de Capacidad Firme.
24-E-2019	24/01/2019	Aprobación del estudio de capacidad firme inicial de la Planta Fotovoltaica Sonsonate Solar	Este valor será utilizado para valorar el descuento de la demanda reconocida de las empresas distribuidoras en los Balances de Capacidad Firme.
Nota SIGET/GE-2019-01-026	24/01/2019	Actualización “transitoria” del Cargo por uso del Sistema de Transmisión (CUST) vigente del 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2019.	Este valor es un Cargo del Sistema en cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía.

FEBRERO

20-E-2019	05/02/2019	Cargo por Capacidad vigente del 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2019.	Este valor debe actualizarse anualmente, para valorar los Balances de Capacidad Firme Provisoria y Definitiva.
JD 531	12/02/19	Solicitud de inscripción de la sociedad AES UNIÓN DE NEGOCIOS, S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de COMERCIALIZADOR.	Inscripción de un nuevo participante para operar en el Mercado Mayorista de El Salvador en su carácter de COMERCIALIZADOR.

Resumen hechos relevantes

MARZO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
SIGET/GE-2019-03-100	18/03/2019	Respuesta a consulta de la inclusión del 10 de mayo como día tipo en el cálculo de factores de Forma de las distribuidoras y aprobación de plazo de entrega de los factores de forma el 22 de abril de 2019.	<ul style="list-style-type: none">• La demanda de las distribuidoras queda sobrevalorada para el 10 de mayo, sin embargo, SIGET considera que se continuará analizando para su inclusión a futuro.• El cambio de fecha de entrega es necesario ya que el 20 de abril de 2019 coincide con asueto nacional (sábado de Gloria).
79-E-2019	25/03/2019	Aprobación Complementaria de la interfaz ROBCP-RMER, relacionadas a la aplicación del monto remanente (Acuerdo 13-E-2019).	Estas modificaciones afectan el monto remanente, es un Cargo del Sistema el cual es cobrado a toda la demanda del Mercado Mayorista de Energía e impacta al precio de la energía en el MRS.
Resolución CRIE-26-2019	25/03/2019	Para el cálculo de la Compensación Mensual del MER (CMM) derivada de la Cuenta General de Compensación (CGC), el Porcentaje de Compensación. Semestral (PC) es CERO a partir del DTER de marzo 2019.	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.

Resumen hechos relevantes

ABRIL

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
JD 535	09/04/19	Solicitud de inscripción de la sociedad CAPELLA SOLAR, S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de GENERADOR.	Nuevo participante de mercado que impactará la capacidad instalada del mercado mayorista de electricidad.
JD 535	09/04/19	Solicitud de inscripción de la sociedad SONSONATE SOLAR, S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de GENERADOR.	Nuevo participante de mercado que impactará la capacidad instalada del mercado mayorista de electricidad.
N/A	29/04/19	Entrada en operación comercial de la sociedad SOLARIS S. A. de C. V.	El 29 de abril de 2019, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de Comercializador.

MAYO

JD 537	14/05/19	Solicitud de inscripción de la sociedad EMPRESA ELÉCTRICA DE ORIENTE, 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.
CRIE-39-2019	23/05/19	Aprobación del Procedimiento para la identificación de los costos asociados a restricciones nacionales (CARN) para cada país responsable.	La aplicación de este procedimiento impactará significativamente al Mercado Nacional, ya que asignará un cargo elevado a la Demanda Nacional en el semestre julio 2019 a diciembre 2019 en el Cargo Complementario de Transmisión.

Resumen hechos relevantes

MAYO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
N/A	25/05/19	Entrada en operación comercial de la sociedad ELECTRIC POWER MARKETS S. A. de C. V.	El 25 de mayo de 2019, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de Comercializador.
195-E-2019	31/05/19, recibido el 4/06/19	Aprobación estudio de producción de Energía para determinar la capacidad firme inicial de plantas fotovoltaicas "ALBIREO I" y "ALBIREO II"	Este valor será utilizado para valorar el descuento de la demanda reconocida de las empresas distribuidoras en los Balances de Capacidad Firme.

JUNIO

N/A	22/06/19	Entrada en operación comercial de la sociedad DELSUR S. A. de C. V. en su calidad de comercializador.	El 22 de junio de 2019, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de Comercializador.
-----	----------	---	--

JULIO

217-E-2019	10-07-2019	Aprobación de COSTAMM para el periodo del 01 de julio al 31 de diciembre de 2019	Se aprueba el COSTAMM por un valor de 1.029924 \$/MWh para el periodo del 01 de julio al 31 de diciembre de 2019.
------------	------------	--	---

Resumen hechos relevantes

JULIO

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE-47-2019	18/07/2019, publicada el 30/07/19	Modificar el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano viii del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.	El RMER exceptúa de cumplir con los criterios mínimos de diseño especificados en el numeral 16.1.2 literal j), a las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que no afecten de manera adversa la capacidad operativa de transmisión de la RTR ni el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, lo cual se verificará cumpliendo con lo que para el efecto establece la regulación regional.
Resolución CRIE-49-2019	25/07/2019, publicada el 05/08/19	Actualización de componente de pago de arrendamiento de servidumbre (Componente ADS de la Línea SIEPAC propiedad EPR) y aprobación de ajuste al IAR 2019.	El CCT es uno de los cargos utilizados para la recolección del IAR, el primero de ellos es un cargo del sistema que se traslada a la demanda de energía eléctrica. Por lo que, la aprobación de un ajuste al IAR 2019, impacta en una modificación en el valor del CCT.

AGOSTO

Resolución CRIE 53-2019	26/08/19, publicada el 27/08/19	Cambio de la conexión de la línea Amayo-La Virgen 230 kV, por la conexión propuesta por ENATREL, en la configuración Amayo-Alba Rivas-La Virgen 230 kV.	Con las modificaciones aprobadas en la resolución, se aumenta la confiabilidad del SER, por lo que implica un impacto indirecto para El Salvador.
-------------------------	---------------------------------	---	---

Resumen hechos relevantes

SEPTIEMBRE

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
Resolución CRIE 54-2019	05/09/19, publicada el 20/09/19	Modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, relacionada al Reglamento de Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE. Resultado de Consulta Pública 03-2019	Se modifica el RMER en cuanto a las disposiciones relacionadas al Régimen Sancionatorio de la CRIE, aplicable al MER de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos
N/A	11/09/19	Entrada en operación comercial de la sociedad ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA S. A. de C. V.	El 11 de septiembre de 2019, el PM realizó su primera transacción en el mercado mayorista de electricidad en la categoría de Comercializador.
Resolución CRIE-56-2019	23/09/2019 publicada el 01/10/19	Premisas técnicas para la conexión a la RTR del Proyecto Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá.	El establecimiento de estas premisas para el estudio técnico a desarrollar repercute en la correcta verificación del cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) de la región y con ello, no deberían darse problemas a futuro relacionados con dicha interconexión.

OCTUBRE

Resolución CRIE-60-2019	09/10/19	Solicitud de conexión a la RTR de Guatemala, presentados por Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE - INDE).	Con relación a este proyecto se han realizado ajustes en las protecciones de las líneas de El Salvador cercanas al proyecto. Asimismo, indirectamente se aumenta la confiabilidad del SER.
-------------------------	----------	---	--

Resumen hechos relevantes

OCTUBRE

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
JD 546	14-10-2019	Solicitud de inscripción de la sociedad Comercializadora de Luz y Fuerza, S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de COMERCIALIZADOR.	Inscripción de un nuevo participante para operar en el Mercado Mayorista de El Salvador en su carácter de COMERCIALIZADOR.
ACUERDO 406-E-2019	31-10-2019	Estructuras de costos de combustibles de generadores térmicos para el período agosto 2019 – julio 2020.	Se aprueban las estructuras de costos de los combustibles, estas impactan en los costos variables utilizados en las programaciones de la operación y en el despacho en tiempo real. Asimismo, se tiene un impacto en el establecimiento del CMO.

NOVIEMBRE

Resolución CRIE 76-2019	07/11/2019	Recurso presentado por el ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM), en contra de la Resolución CRIE 54-2019.	Modifica el proceso sancionatorio a seguir si uno de los agentes u OS/OM interpone o se le interpone una denuncia ante la CRIE.
Resolución CRIE- 77-2019	21/11/2019	HYDRO CAISÁN, S.A., presentó a la CRIE solicitud de aprobación para conectar a la RTR de Panamá, el aumento de la capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica El Alto de 67.3 MW a 72.2 MW.	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación en el SER.
Resolución CRIE- 78-2019	14/11/19	Presupuesto CRIE para el 2020.	Impacta en el cargo regional CRIE pagado por los Agentes del MER.
JD 549	26-11-2019	Solicitud de inscripción de la sociedad Comercializadora EIS POWER S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de COMERCIALIZADOR.	Inscripción de un nuevo participante para operar en el Mercado Mayorista de El Salvador en su carácter de COMERCIALIZADOR.

Resumen hechos relevantes

NOVIEMBRE

No. Acuerdo	Fecha emisión	Referencia	Impacto para el mercado mayorista
JD 549	26-11-2019	Solicitud de inscripción de la sociedad ENERNEXT S.A. DE C.V. para ser inscritos en la categoría de COMERCIALIZADOR.	Inscripción de un nuevo participante para operar en el Mercado Mayorista de El Salvador en su carácter de COMERCIALIZADOR.
Resolución CRIE-80-2019	29/11/2019	Cálculo de los montos a devolver desde el 2014 hasta 2019 a cada país en compensación por el pago que realizaron al tramo clasificado como interconector siendo este no interconector: Aguacapa - La Vega.	Tendrá un impacto de ser desestimada la impugnación y ordenarse la ejecución de esta Resolución, debido a que consistirá en un abono a El Salvador en compensación por cargos, que se suponen erróneos, a través del Cargo Complementario
Resolución CRIE-81-2019	29/11/2019	Ingreso Autorizado Regional (IAR) 2020	Se tiene un impacto en el MM ya que el IAR se obtiene a través de cobros tanto a los agentes que realizan transacciones en el MER, como a las demandas nacionales.

DICIEMBRE

Resolución CRIE-88-2019	13/12/2019	Presupuesto para el EOR.	Impacta en el cargo regional EOR pagado por los Agentes del MER.
N/A	30/12/19	Habilitación comercial de Capela Solar	Aumenta la disponibilidad de recursos de generación renovable en el MM.

Planificación de la operación

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el 2019, en la planificación de la operación del sistema eléctrico de potencia.

HECHOS RELEVANTES
2019

PRIMER TRIMESTRE

Enero

Entrada en vigor nuevos formularios de intercambio de información para transacciones MER.

Marzo

Se realizaron cambios en los informes de programación según el siguiente detalle:

- En el informe de indisponibilidades de equipos programadas, se han incluido los generadores que se encuentran fuera por mantenimientos que no son propios del generador, por ejemplo, de la subestación:

Indisponibilidades de Equipos Programadas - 2019.03.07.							
FECHA INICIAL PROGRAMADA	FECHA FINAL PROGRAMADA	EQUIPO	CAUSA	POTENCIA DISPONIBLE(MW)	RESPONSAB	EVENTO	ESTADO
2019-03-04 00:00	2019-03-08 23:59	nepo-m18	PAMM en Subestacion		g02	Total	En proceso
2019-03-04 00:00	2019-03-08 23:59	nepo-m20	PAMM en Subestacion		g02	Total	En proceso
2019-03-04 00:00	2019-03-08 23:59	nepo-m21	PAMM en Subestacion		g02	Total	En proceso
2019-03-04 00:00	2019-03-08 23:59	nepo-m22	PAMM en Subestacion		g02	Total	En proceso
2019-03-04 00:00	2019-03-08 23:59	nepo-m23	PAMM en Subestacion		g02	Total	En proceso

- En el resumen de las programaciones se ha incluido la generación BIOMASA (que antes se incluía en la generación térmica) para un mayor detalle por tecnología, de igual forma en el gráfico:

Resumen Programación Diaria - 2019.03.07. GPO-RSGC004						
Fecha	Hora	Generación Hidro [MWh]	Generación GRNC [MWh]	Generación Geotérmica [MWh]	Generación Biomasa [MWh]	Generación Térmica [MWh]
07/03/2019	0	41.53	0.00	133.59	143.51	80.57
07/03/2019	1	42.19	0.00	133.59	143.51	100.81
07/03/2019	2	41.48	0.00	133.59	143.51	86.76
07/03/2019	3	41.72	0.00	133.59	143.51	79.96
07/03/2019	4	41.13	0.00	133.59	143.51	96.41
07/03/2019	5	43.34	0.00	133.59	143.51	145.49

- En las hojas de información que incluyen todas las unidades generadoras tanto de predespacho como de programación semanal y programación anual, se ha organizado el orden de los generadores realizando una clasificación inicial por tecnología y posteriormente dentro de cada tecnología ordenando las unidades generadoras en orden alfabético:

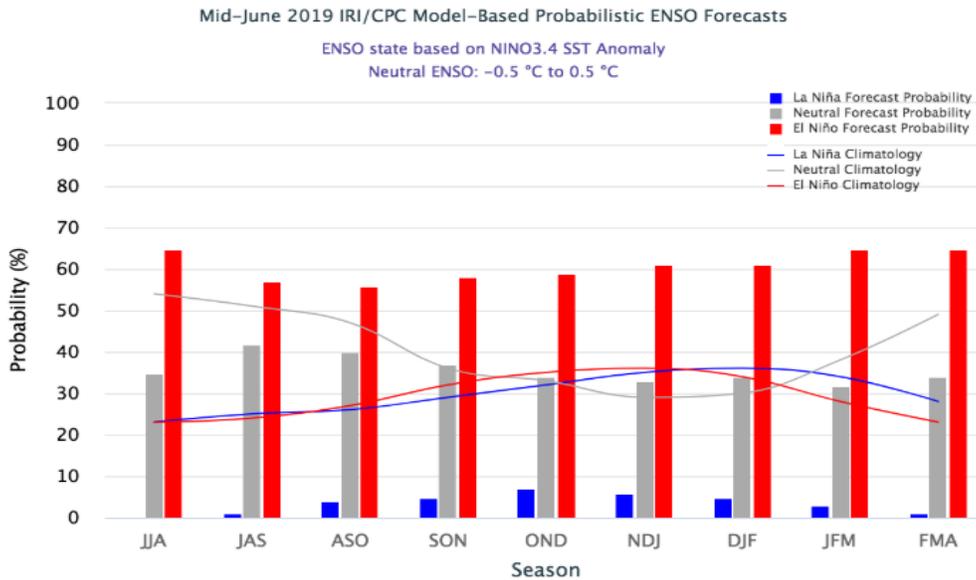
HECHOS RELEVANTES 2019

Hora	15se-g1	anta-g1	marq-g1	reme-g1	trin-g1	ahua-u1	ahua-u2	ahua-u3	berl-u1	berl-u2	berl-u4	cassa-g1	chap-g1	jibo-g1	lang-g1	lcab-g1	aca-j-g2	aca-j-m1	aca-m2	a
1 [00:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	25.08	12.1	12.1	
2 [01:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	45.32	12.1	12.1	
3 [02:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	31.27	12.1	12.1	
4 [03:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	24.74	12.1	12.1	
5 [04:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	40.92	12.1	12.1	
6 [05:00]						21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1	
7 [06:00]		3.25	0.32	1.1	0.45	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1	
8 [07:00]		18.19	2.94	9.76	3.99	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	10.95	
9 [08:00]		42	34.64	4.66	15.47	6.31	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1
10 [09:00]		63.21	46.11	5.11	16.98	6.92	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1
11 [10:00]		74.9	52.84	5.21	17.33	7.06	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1
12 [11:00]		66.65	57.24	5.18	17.23	7.01	21.3	20.34	34.5	25.3	24.81	7.34	24.27	33.98	23.3	47.96	14	48.64	12.1	12.1

SEGUNDO TRIMESTRE

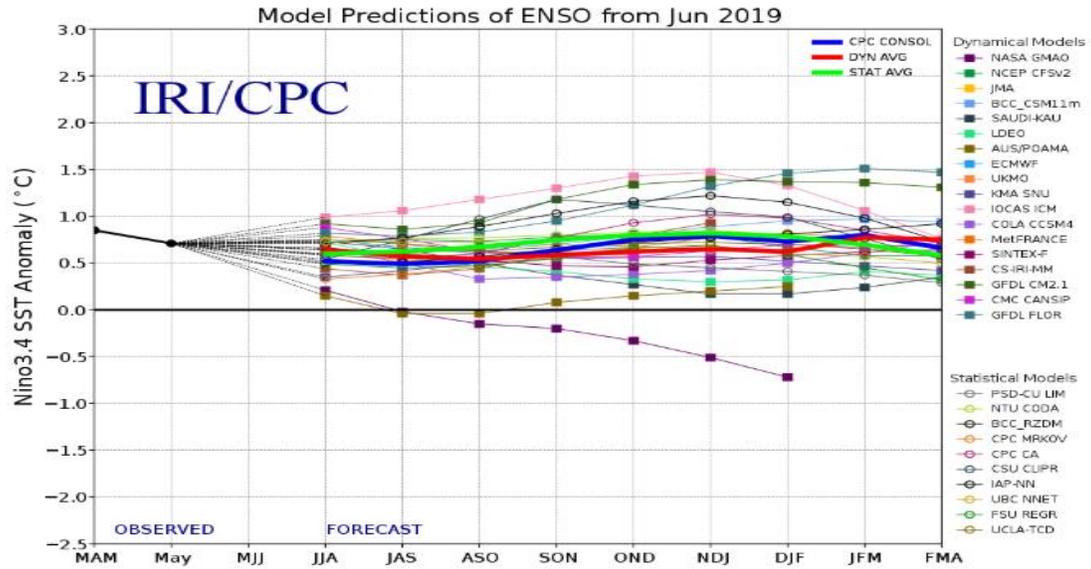
Impacto en la planificación de la operación por el “Fenómeno de El niño”.

El invierno comenzó durante el mes de mayo de 2019, con lluvias que se encontraban en el rango normal, pero con una tendencia a observar déficit de precipitaciones para el resto de la época de invierno, esto debido al impacto del fenómeno El Niño.

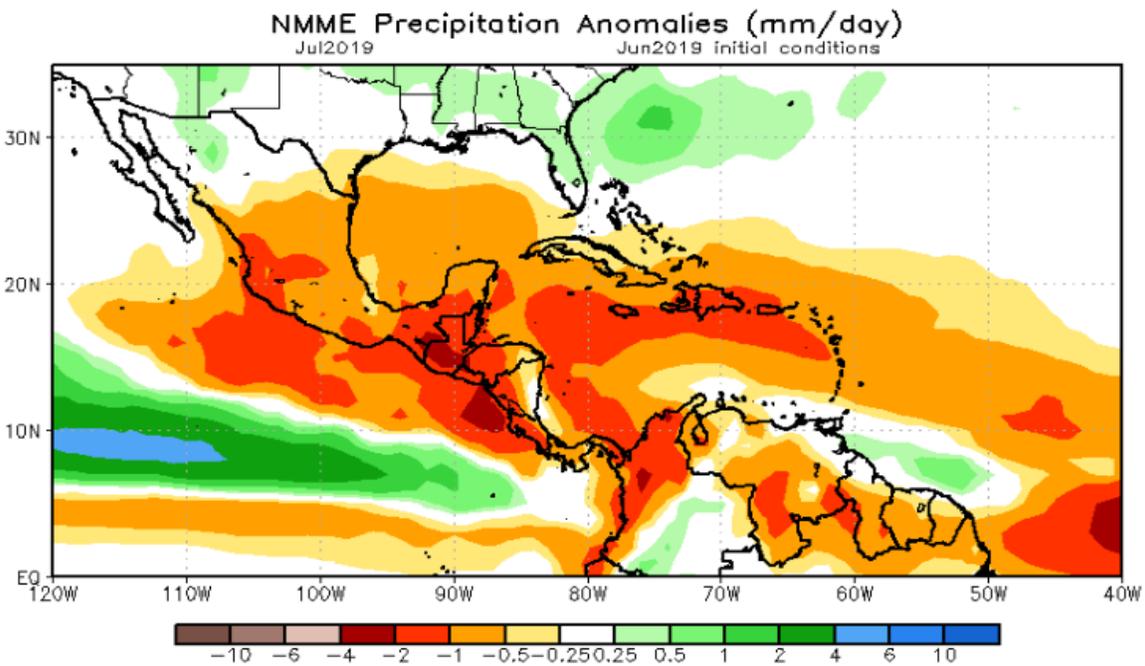


Se puede observar que aun cuando la anomalía de temperatura en la zona 3.4 del Océano Pacífico es relativamente baja (en promedio de diferentes modelos menor a 1 grado centígrado), se espera que esta se mantenga constante durante todos los meses que quedan del invierno.

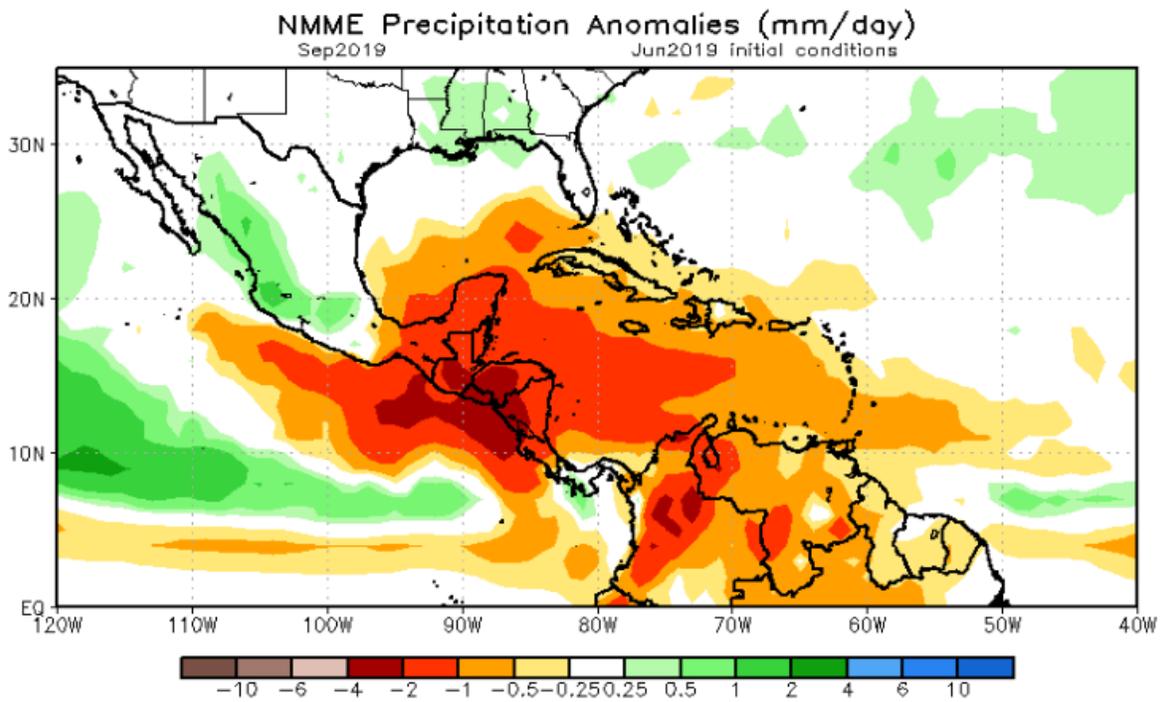
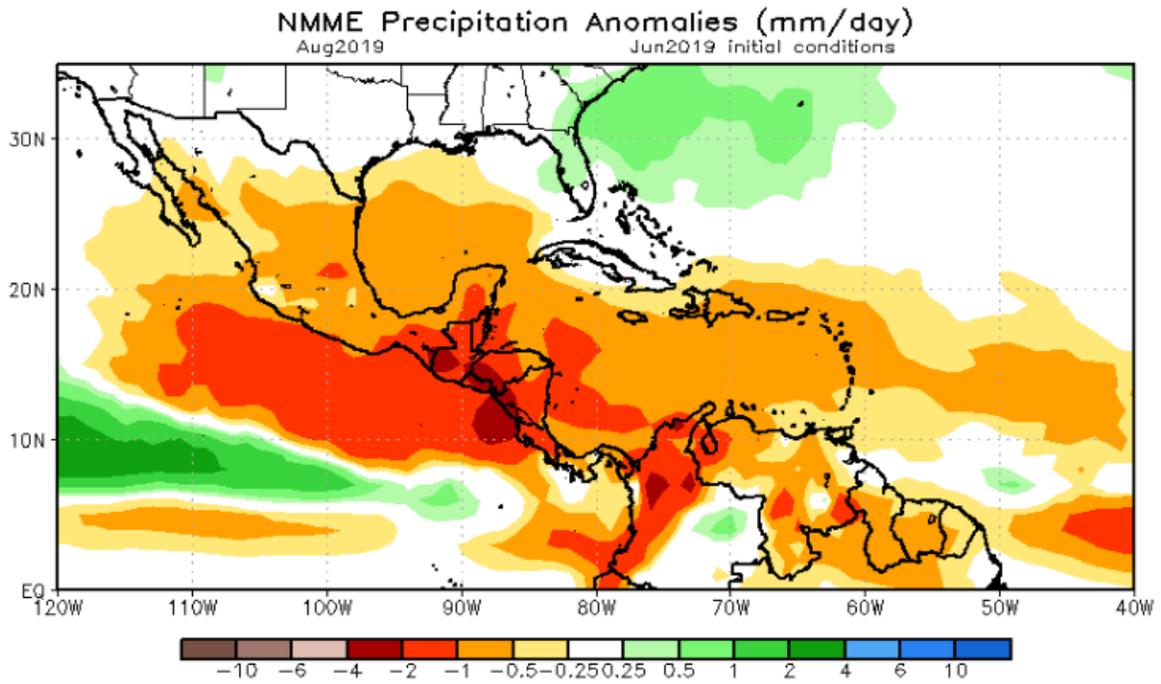
HECHOS RELEVANTES
2019



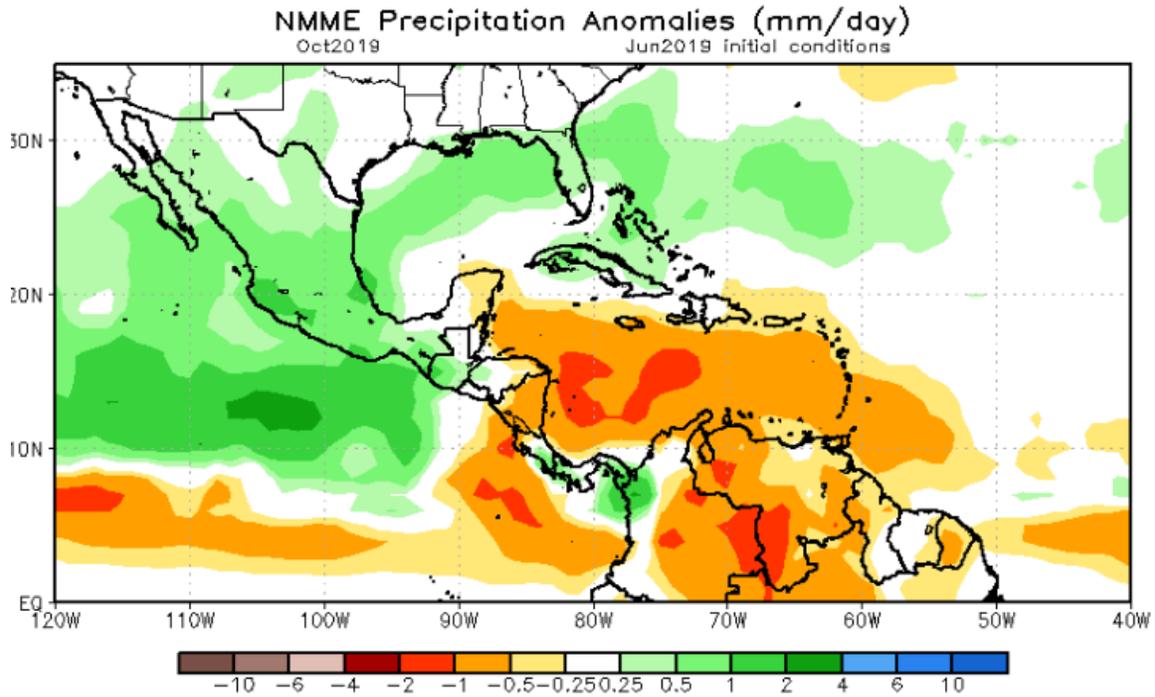
Para los siguientes meses del período lluvioso de 2019 se esperan condiciones con déficit de lluvias, tal como se muestra en los siguientes gráficos:



HECHOS RELEVANTES
2019

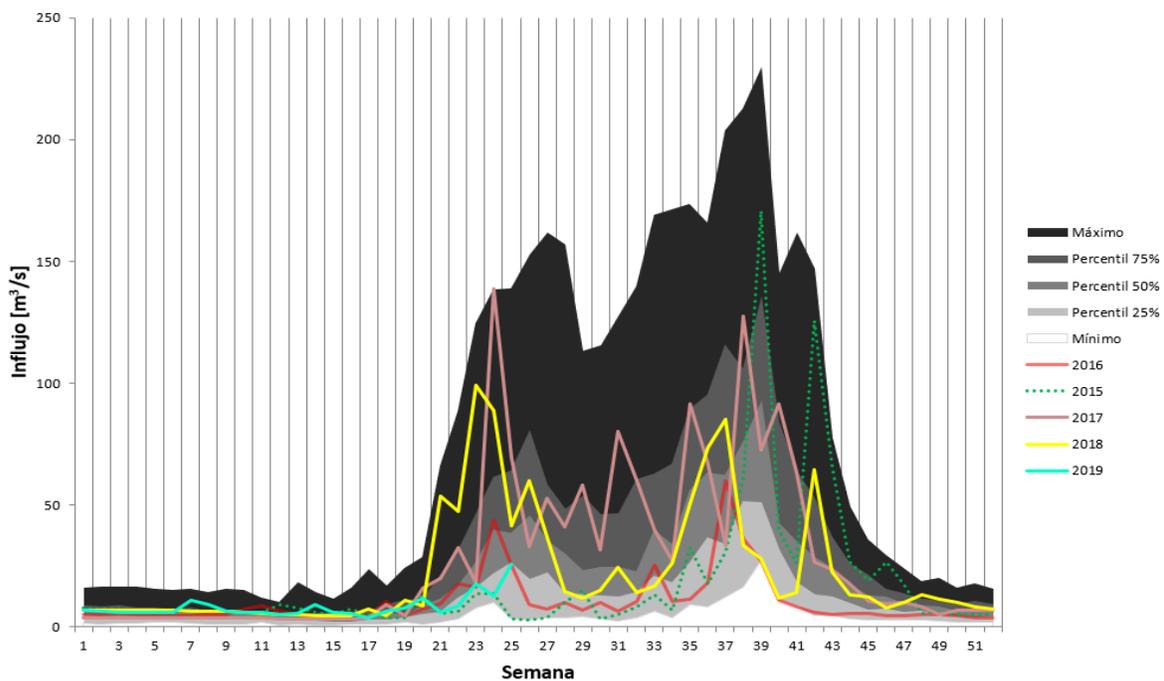


HECHOS RELEVANTES
2019



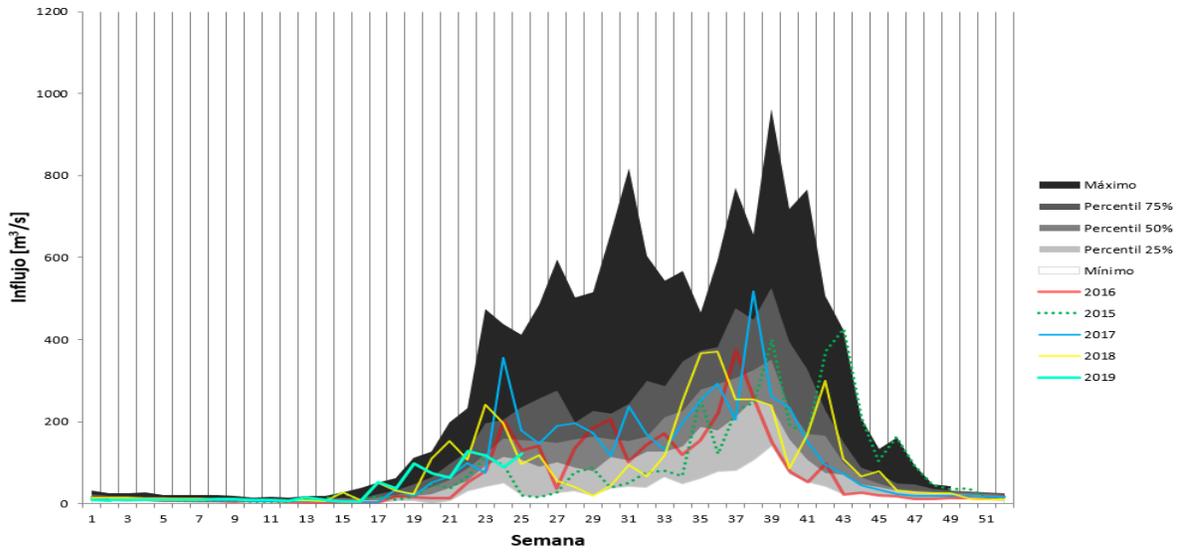
El comportamiento histórico de los influjos se observa en las siguientes gráficas, donde se observa que en el presente año prácticamente todos los embalses tienen registros que están dentro del percentil 25, siendo esta una condición de escasez que debe ser monitoreada constantemente.

GUAJ - Influjos Históricos 1985-2019 (Semanas 1 a 52)

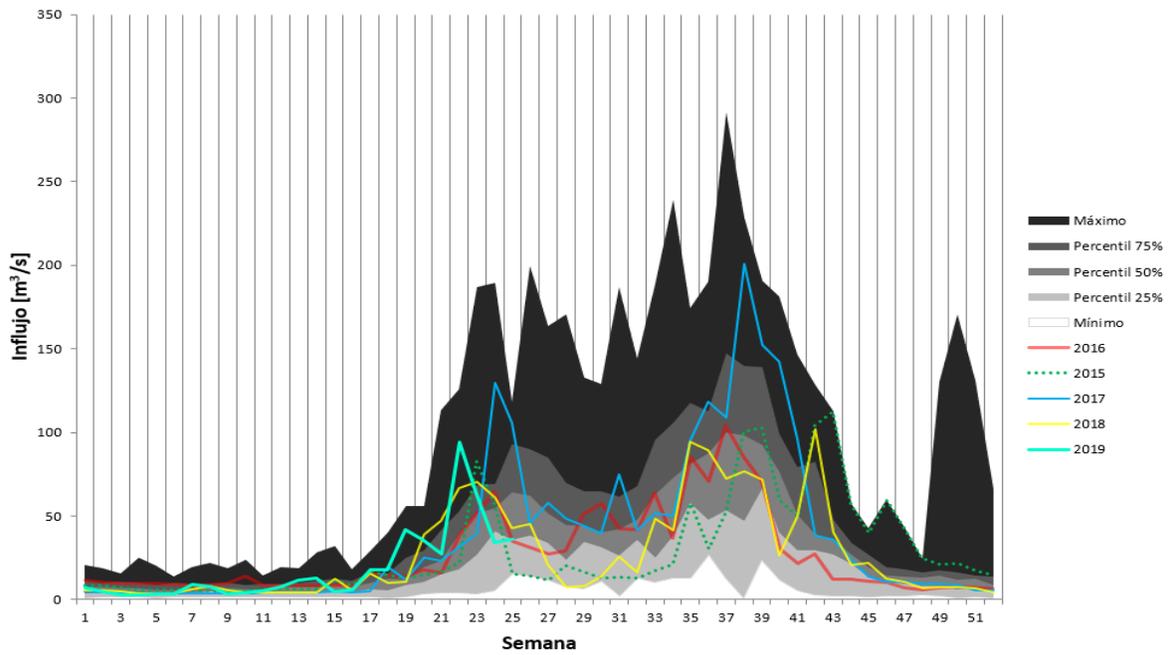


HECHOS RELEVANTES
2019

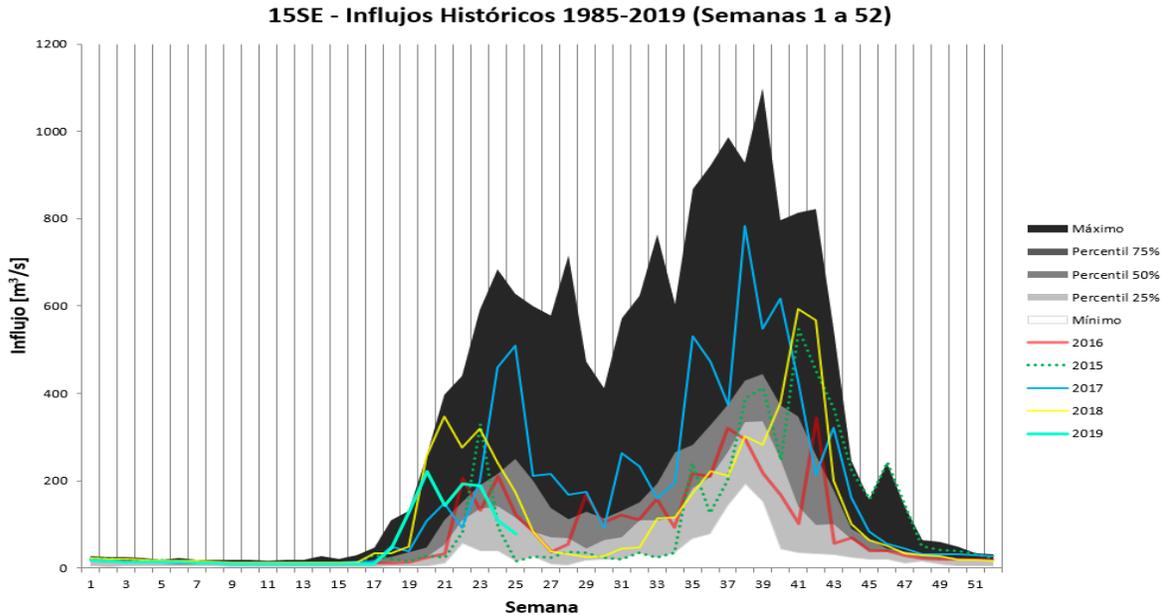
CGRA - Influjos Históricos 1985-2019 (Semanas 1 a 52)



5NOV - Influjos Históricos 1985-2019 (Semanas 1 a 52)

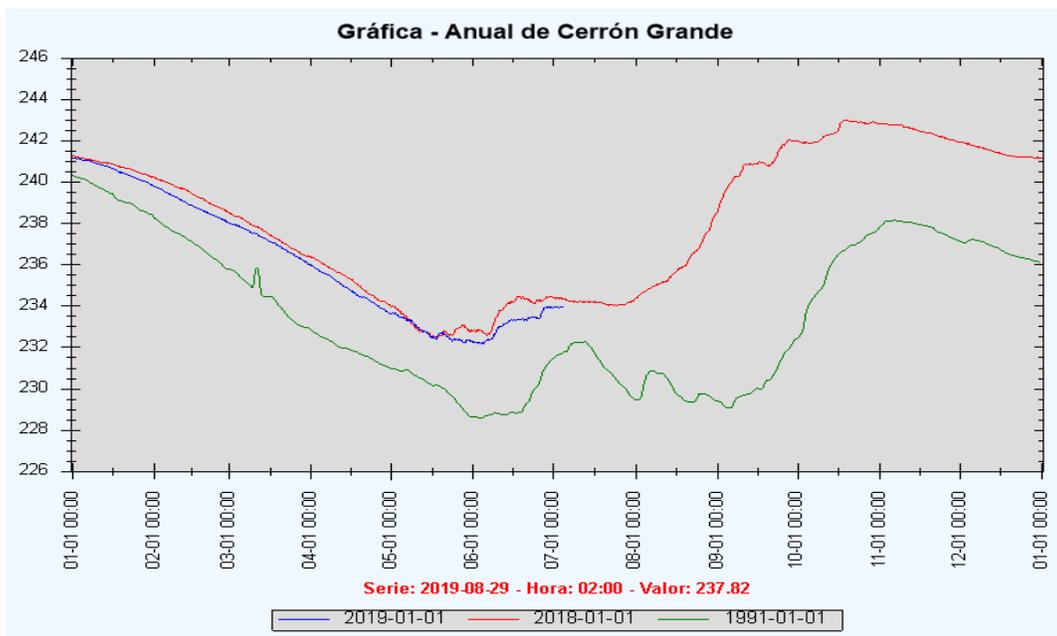


HECHOS RELEVANTES
2019



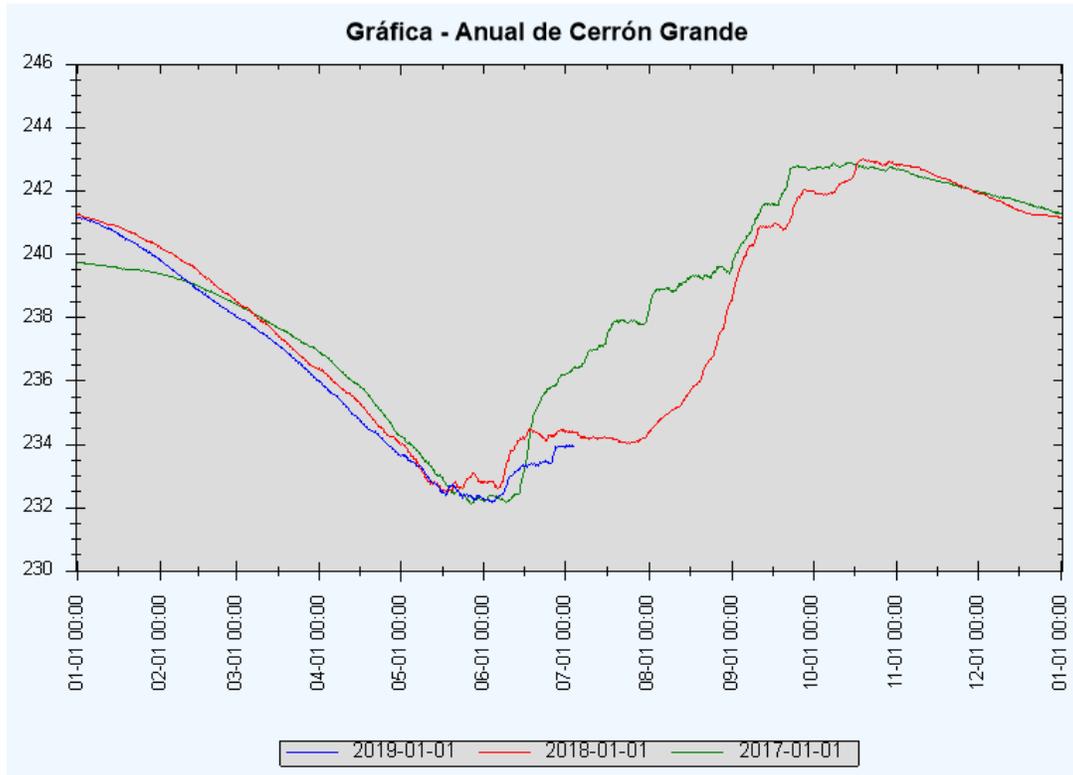
Para disminuir el impacto en la curva de ascenso tanto de CGRA como de GUAJ, la generación de estas centrales está siendo reducida mientras las condiciones climáticas no sean favorables. Esta condición se mantendrá hasta que se experimente un aumento de caudales y del nivel de dichos embalses.

A continuación, el gráfico de la curva de nivel del embalse de CGRA, donde se puede observar el resultado del manejo hidrológico durante el segundo trimestre de 2019, respecto a los años de similares características en cuanto a influjos. Se destaca que durante 1991 la política de explotación de los embalses no pasaba por un proceso de optimización como en el actual modelo de operación de mercado.



HECHOS RELEVANTES
2019

A continuación, se presenta el gráfico con los niveles de embalse del año actual, respecto de los últimos dos años:



Ante el escenario actual, la UT verificará que se realice el mejor manejo posible del recurso Hidroeléctrico, aun cuando esto signifique limitar su generación para asegurar el embalsamiento suficiente que permita no tener problemas de abastecimiento en la siguiente época seca.

TERCER TRIMESTRE

Restricciones de combustible en el Mercado Mayorista

Ante las condiciones de déficit de lluvias, y por ende de caudales afluentes a los embalses de la centrales hidroeléctricas propiedad de CEL, experimentados durante gran parte de la época de invierno de 2019; así como producto de una disminución de las importaciones que el país recibe de otros países por medio de las operaciones de los diferentes agentes en el Mercado Eléctrico Regional, los generadores térmicos vieron incrementado su consumo de combustible Bunker, lo cual provocó una sobredemanda de este producto, y que no pudo ser abastecida por los proveedores locales.

HECHOS RELEVANTES
2019

Lo relacionado a las declaratorias de déficit de generación por falta de combustible se establece 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), el cual menciona:

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.

Ante la situación antes descrita, se recibió por parte de los generadores térmicos notificaciones de este tipo de restricciones para el período comprendido entre el 11 y el 23 de septiembre de 2019, las cuales se resumen en el siguiente cuadro, donde se indica la capacidad de generación máxima diaria, así como el porcentaje de disponibilidad energética equivalente en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Fecha	Talnique		Orazul Acajutla		Nejapa		Textuflil		Soyapango	
	MWh máx.	%	MWh máx.	%	MWh máx.	%	MWh máx.	%	MWh máx.	%
11/9/19	900	40.21%								
12/9/19	900	40.21%	1,800	58.68%	600	18.11%				
13/9/19	570	25.47%	1,200	39.12%	200	6.04%				
14/9/19	400	17.87%	1,200	39.12%	200	6.04%	260	26.62%		
15/9/19	350	15.64%	1,000	32.60%	200	6.04%	260	26.62%		
16/9/19	515	23.01%	1,200	39.12%	200	6.04%	260	26.62%	0	0.00%
17/9/19	1,100	49.15%	1,200	39.12%	200	6.04%	260	26.62%	0	0.00%
18/9/19	1,700	75.96%	1,200	39.12%	0	0.00%	260	26.62%	0	0.00%
19/9/19	1,300	58.09%			0	0.00%	260	26.62%	0	0.00%
20/9/19	1,500	67.02%					260	26.62%		
21/9/19	1,100	49.15%								
22/9/19	700	31.28%								
23/9/19	1,500	67.02%								

HECHOS RELEVANTES
2019

Ante las notificaciones recibidas, y siendo esta una condición plenamente establecida en la normativa del Mercado Eléctrico Mayorista, se procedió conforme a lo indicado en los numerales 10.4 y 10.5 del citado Anexo, los cuales establecen:

10.4. La UT debe considerar en la programación semanal las restricciones de los combustibles, cuando sea el caso. Una vez que el PM informe de alguna restricción de combustible, la UT deberá considerar esta situación mediante un redespacho y evaluará mantener similar restricción en la programación de la operación anual, según el informe del PM y las etapas restringidas.

10.5 La salida de una unidad generadora o las restricciones de generación por falta o restricción de combustible, debe ser contabilizada en la tasa de salida forzada de cada unidad por cada hora o fracción.

Finalmente, y luego del 23 de septiembre de 2019, ya no se han recibido notificaciones de restricciones de generación por falta de combustible, entre otros factores por el incremento considerable de caudales afluentes a los embalses, lo cual se comenzó a experimentar desde la segunda quincena de septiembre, y que es una condición que se mantiene a la fecha.

CUARTO TRIMESTRE

Situación de baja demanda y exceso de generación base en diciembre de 2019 y enero 2020.

Antecedentes

En los últimos años se ha presentado un incremento en la participación de la generación renovable no convencional (con costo variable cero) en el Mercado Mayorista, así como un incremento de esta generación en las redes de distribución, esto último ha ocasionado que la demanda aparente en el mercado mayorista en las horas de radiación solar se haya visto disminuida. A pesar de que ambos efectos combinados han ocasionado un angostamiento en la brecha que se genera entre la curva de demanda y la curva de producción de energía renovable (solar fotovoltaica), aún existe en las horas de producción solar una diferencia significativa entre las curvas de generación renovable no convencional (costo variable cero) y la de demanda.

Al analizar la disminución característica de la demanda en los días feriados, así como los efectos del incremento de la generación renovable no convencional se previó un escenario en que la generación base no podría ser programada en su totalidad el 25 de diciembre de 2019 y el 1 de enero de 2020. Por lo anterior, se realizaron reuniones con los generadores considerados base (los ingenios, plantas fotovoltaicas y LaGeo) para analizar la situación y buscar una solución ante estos escenarios. Cada generador expuso su situación particular, y se comprometió a proponer alternativas para contribuir a balancear la demanda.

Balance de generación y demanda reales

Las condiciones reales de operación para el **25 de diciembre de 2019** se muestran en las figuras 1 y 2. En la figura 1 se muestra la demanda comparada con la suma de la generación base más la generación bajo AGC. Se observa que en el periodo de las 07:00 a las 14:59 horas estas variables se igualaron. Lo anterior se logró gracias a la disminución de la inyección de los excedentes de los ingenios y de la generación de las plantas Albireo 1 y 2. En la figura 2 se muestra el comportamiento de la importación, los valores negativos implican que en esa hora existió exportación al SER.

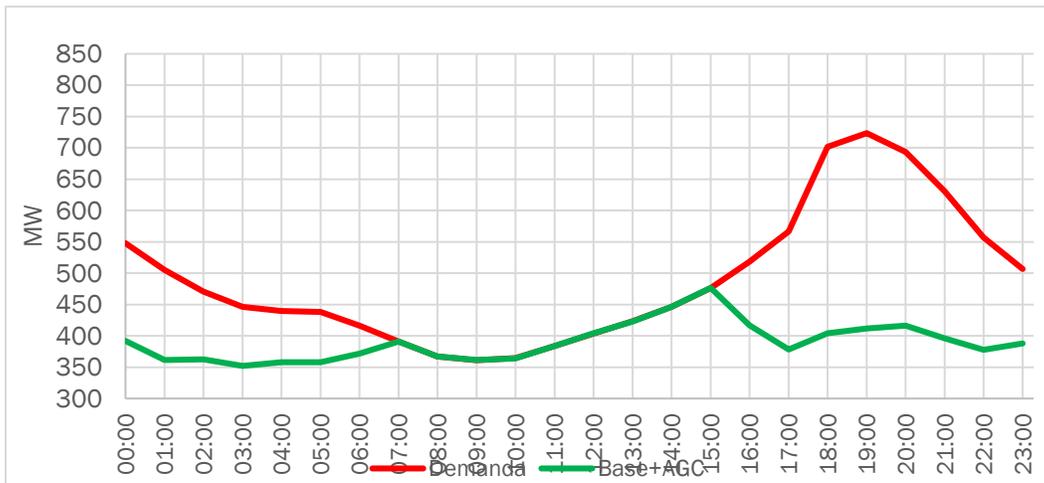


Figura 1. Comparación de la demanda real con generación base más AGC para el 25 de diciembre de 2019.

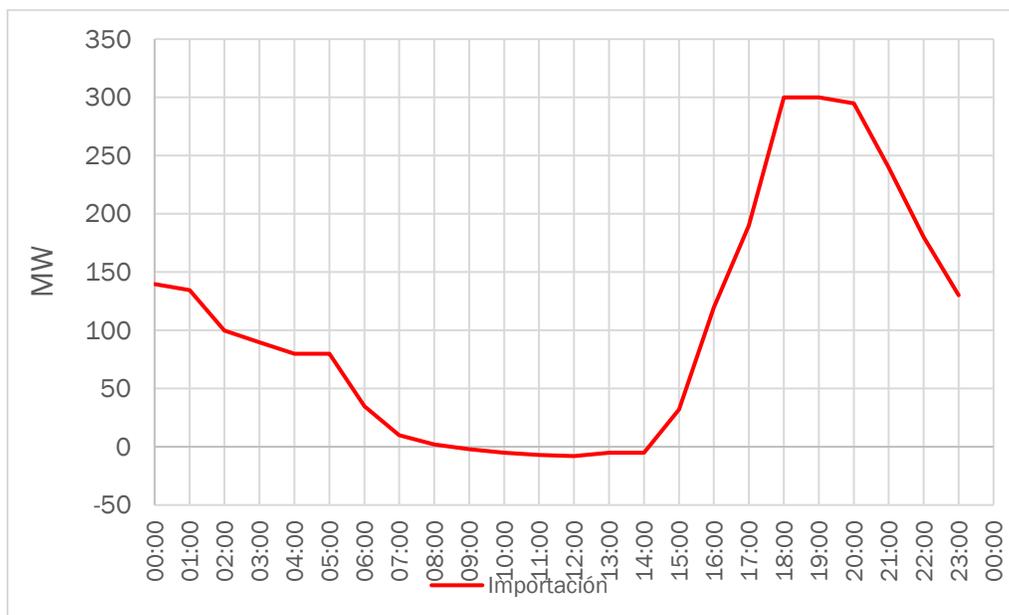


Figura 2. Comportamiento real de la importación para el 25 de diciembre de 2019.

HECHOS RELEVANTES
2019

Para el **1 de enero de 2020** las condiciones reales se muestran en las figuras 3 y 4 que son similares a las explicadas para el 25 de diciembre. Para esta fecha se debe considerar que el ingenio Chaparrastique estuvo indisponible por fallas en su sistema de vapor y los ingenios El Ángel y La Cabaña realizaron mantenimientos, condición que produjo una reducción considerable en su inyección de excedentes; por ello no hubo necesidad de limitar la generación de CASSA ni del Ingenio Jiboa y permitió una generación mayor de las plantas Albireo.

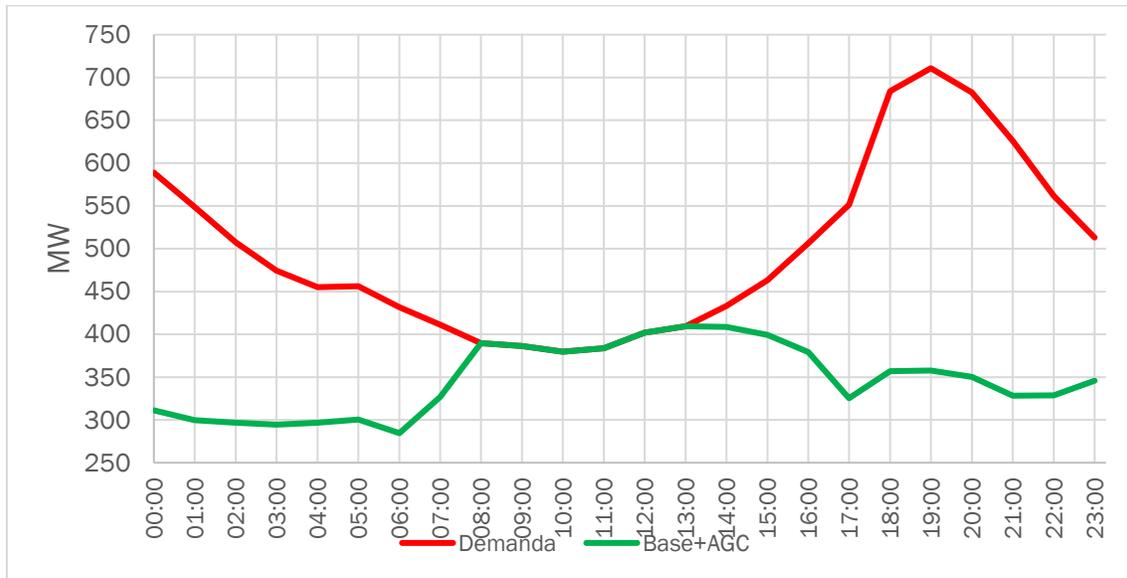


Figura 3. Comparación de la demanda real con generación base más AGC para el 1 de enero de 2020.

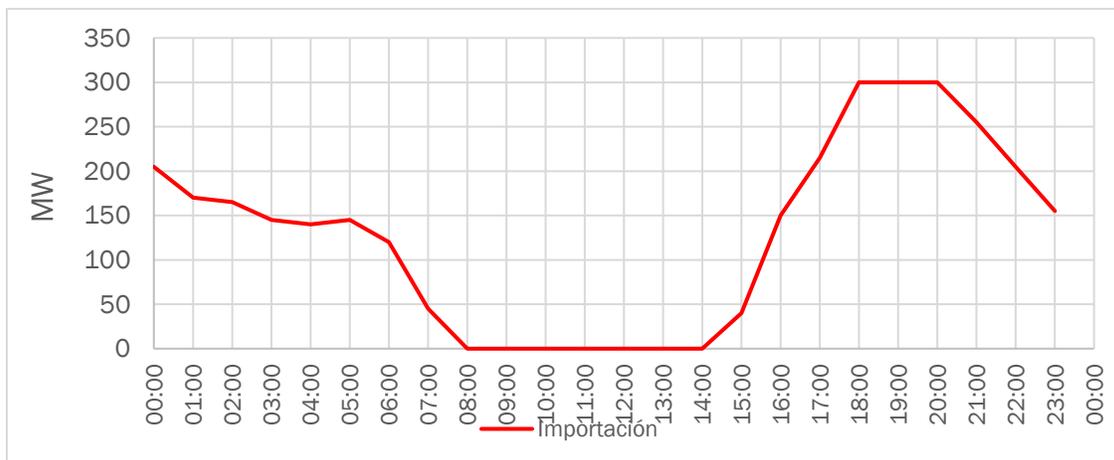


Figura 4. Comportamiento real de la importación para el 1 de enero de 2020.

Impacto en el precio MRS y CMO

El manejo de esta condición en tiempo real resultó en que el costo marginal de operación (CMO) fuera cero en las horas indicadas con reducción de generación base y el Precio MRS disminuyera, tanto para el 25 de diciembre de 2019, como para el 1 de enero de 2020. Lo anterior se observa por medio de las figuras 5 y 6:

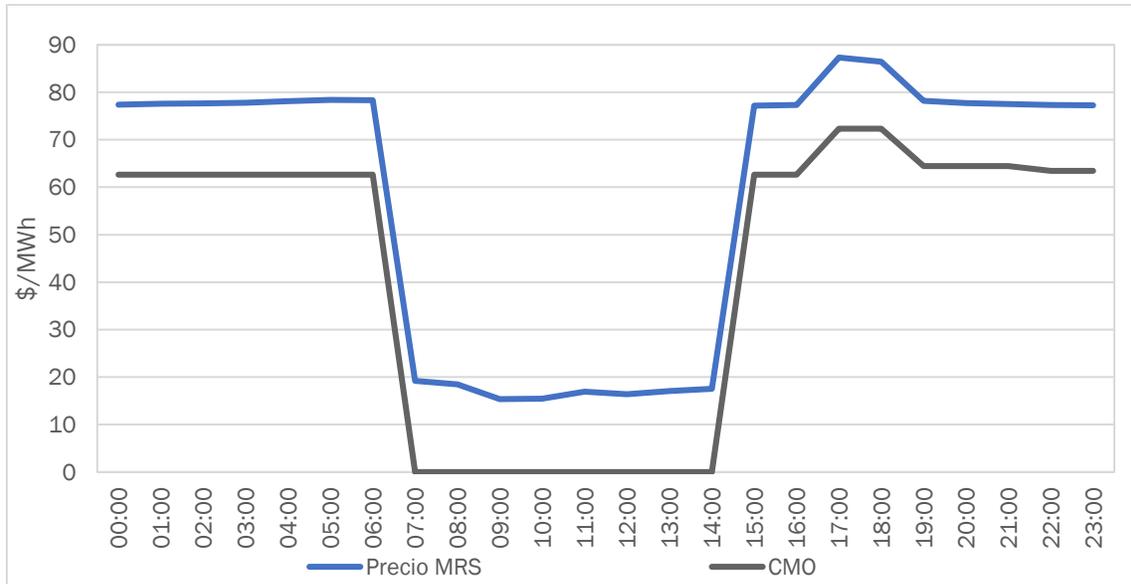


Figura 5. Comportamiento del Precio MRS y CMO para el 25 de diciembre de 2019

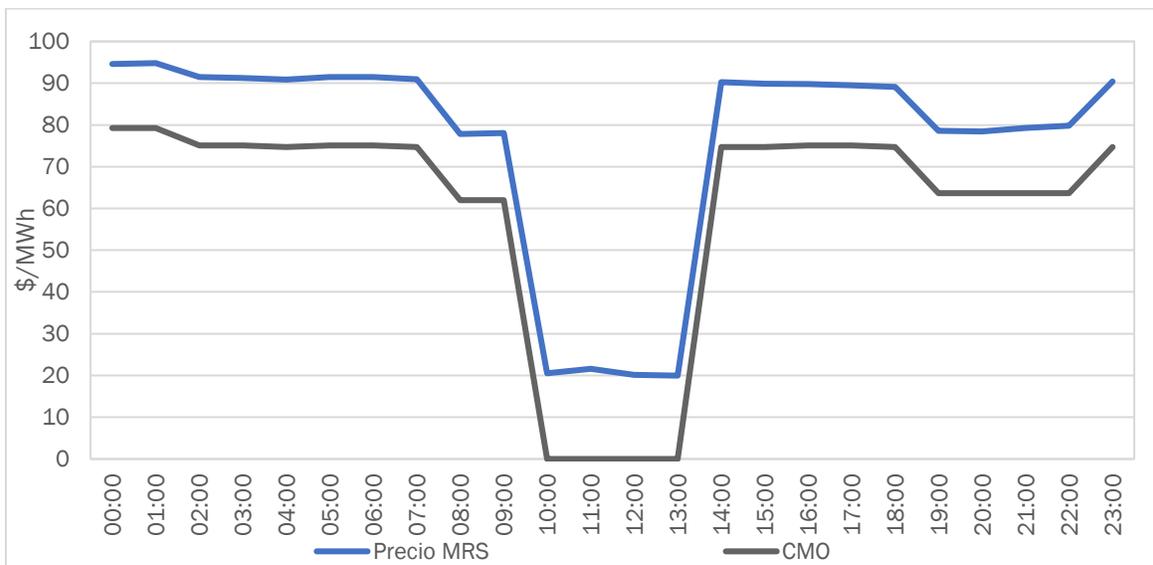


Figura 6. Comportamiento del CMO para el 1 de enero de 2020.

Consideraciones finales

1. Una planificación oportuna y una coordinación efectiva realizada por la UT permitió administrar y operar adecuadamente el Mercado Mayorista de Electricidad, considerando las condiciones especiales que se tuvieron durante el 25 de diciembre de 2019 y el 1 de enero de 2020.
2. Se prevé que condiciones similares a las anteriores se repitan durante los próximos feriados, siendo el más cercano el de semana santa.
3. Se prevé que en varias horas de las mañanas de los domingos durante el periodo de zafra la importación total de El Salvador será cero y que existan horas puntuales en las cuales la demanda sea levemente menor que la suma de la generación base más la generación bajo AGC, por lo que se tiene el riesgo de incumplir los porcentajes de reserva establecidos en el ROBCP.
4. Debido a lo expresado en los numerales 2 y 3, es necesario que la regulación nacional establezca el procedimiento a seguir por la UT cuando las condiciones de exceso de generación base se presenten, de tal manera que permita administrar de manera ágil y transparente estas condiciones operativas. Se requiere que dicho procedimiento detalle las consideraciones necesarias para tener en cuenta en los procesos de predespacho, operación en tiempo real y conciliación de transacciones ante escenarios que requieran la reducción de la generación considerada como base, preservando las condiciones de calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia de El Salvador.

Conciliación de Transacciones

Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el **2019**, en la administración del mercado mayorista de electricidad.

TERCER TRIMESTRE

Resultados del Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN)

1. Definiciones

CARN: Monto horario de CVT neto en concepto de cargo a la CGC, bajo las condiciones establecidas en la Resolución CRIE-112-2018.

Máxima Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP): Capacidad máxima de transmisión determinadas por el EOR con base en la metodología vigente, y que son utilizadas como insumo para el Predespacho Regional diario.

Restricción Nacional: Es toda aquella condición operativa en un área de control, que provoca disminución de las MCTP y que no está incluida en los eximentes definidos por la CRIE en la resolución CRIE-112-2018.

2. Antecedentes

La CRIE mediante resolución CRIE-112-2018 instruyó al EOR a que determinara el procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable, procedimiento que presentó a la CRIE y fue aprobada por esta última, mediante resolución CRIE-39-2019.

3. Resultados

En cumplimiento de dichas resoluciones y de la implementación del procedimiento establecido, en el DTER de Julio de 2019 se presentaron los resultados del CARN para el período del 24 de diciembre de 2018 al 30 de junio de 2019.

Estos costos fueron aplicados a los países que presentaron restricciones en sus mercados nacionales, siendo El Salvador el único país penalizado, por considerar la reglamentación del MER que las restricciones de importación para preservar la seguridad operativa solicitadas, no es "eximente".

El CARN mensual asignado a El Salvador:

CARN EL SALVADOR	
Diciembre 2018	\$ 1,741,628.03
Enero 2019	\$ 1,468,547.87
Febrero 2019	\$ 176,986.29
Marzo 2019	\$ 37,357.32
Abril 2019	\$ 133,480.08
Mayo 2019	\$ 0.00
Junio 2019	\$ 11,043.69
Total	\$ 3,569,043.28

HECHOS RELEVANTES
2019

4. Implicaciones

Este monto global implica un CARGO mensual a la demanda de El Salvador de \$594,840.55, el cual ha sido aplicado a la tarifa del cargo Complementario de las instalaciones No interconectores de junio de 2019 (DTER Julio 2019).

El impacto al Cargo Complementario (CC) cobrado a la demanda de El Salvador se evidencia al analizar el detalle mensual del CC, que se presenta a continuación:

Comportamiento Cargo Complementario cobrado a la demanda de El Salvador año 2009					
DTER MES	Cargo Complementario mensual	Tarifa Cargo Complementario (US\$/MWh)	Variación mensual	Variación mensual respecto del CARN (DTER jul/19)	Diferencia Unitaria mensual (US\$)
Enero 2019	\$ 736,203.16	\$ 1.473		93.1%	\$ 1.37
Febrero 2019	\$ 802,503.00	\$ 1.54	4.54%	84.7%	\$ 1.30
Marzo 2019	\$ 935,643.24	\$ 1,886.00	22.52%	50.8%	\$ 0.96
Abril 2019	\$ 937,176.13	\$ 1,685.00	-10.66%	68.8%	\$ 1.16
Mayo 2019	\$ 932,032.52	\$ 1,749.00	3.77%	62.6%	\$ 1.10
Junio 2019	\$ 915,817.49	\$ 1,670.00	-4.53%	70.4%	\$ 1.17
Julio 2019	\$ 1,515,262.94	\$ 2,844.00	70.36%		

Lo anterior, incrementará significativamente el Cargo del sistema del Cargo Complementario para el periodo del 1 de agosto 2019 al 31 de enero de 2020, ya que se estima que los precios MRS horarios aumentarán en más de \$1.00, con base a los valores registrados en los primeros 7 meses del año 2019.

Operación del sistema eléctrico de potencia

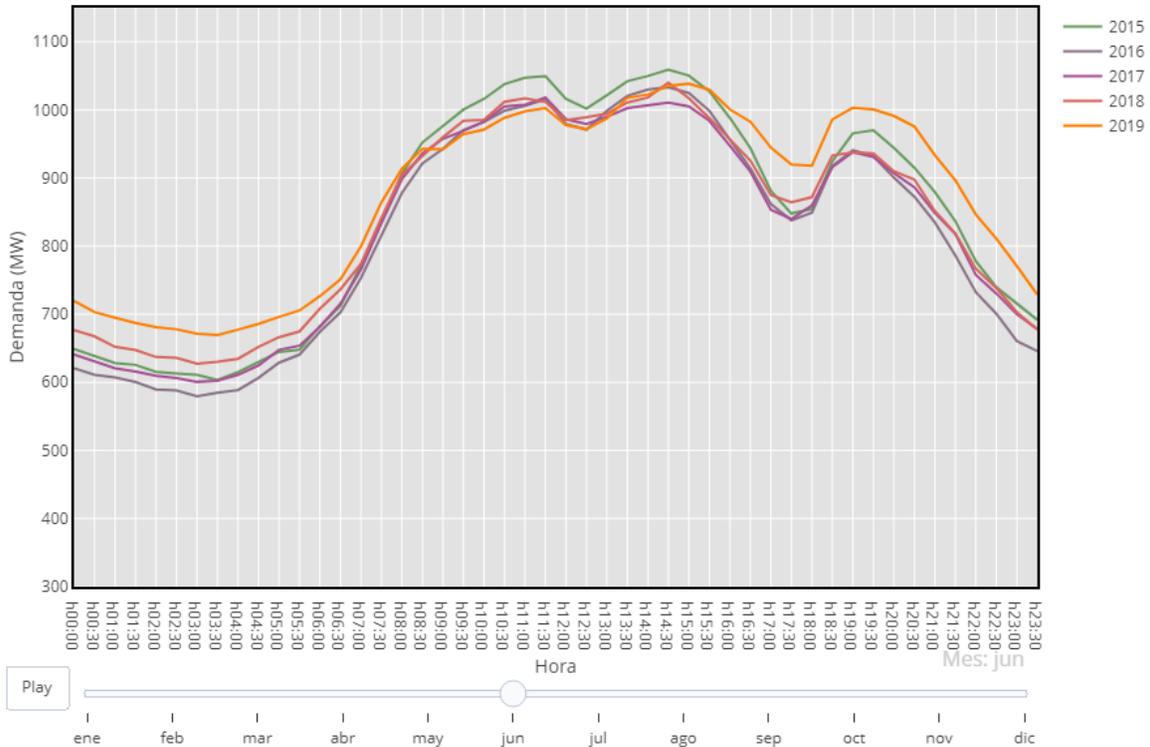
Los principales acontecimientos que han ocurrido durante el 2019, en la operación del sistema eléctrico de potencia.

SEGUNDO TRIMESTRE

1. Incremento o impacto de la demanda por ola de calor

El 18 y 19 de junio en El Salvador se experimentó una ola de calor, el aumento en la temperatura elevó la demanda de energía eléctrica provocando que el segundo día fuera el de mayor consumo de energía en este primer semestre del año.

El siguiente gráfico muestra que, durante horas de la madrugada y noche la demanda de este día fue la mayor registrada de los últimos 5 años, el resto de las horas baja la demanda por la inyección de plantas fotovoltaicas instaladas a nivel de distribución.



2. Principales acontecimientos en el sistema eléctrico de potencia con relación al sismo de 6.8 en la escala abierta de Richter, ocurrido el 30 de mayo a las 03:03 am.

El 30 de mayo de 2019 a las 03:03 am, ocurrió un sismo de magnitud 6.8 en la escala de Richter, impactando el sistema eléctrico de potencia de El Salvador, los principales acontecimientos fueron los siguientes:

1. No se registran disparos en el sistema de transmisión y generación.

HECHOS RELEVANTES
2019

2. Pérdida de carga total del sistema 93 MW, principalmente en los siguientes puntos:
 - a. CAESS en SBAR perdió 21 MW de las 03:04 a 03:09 horas.
 - b. DELSUR en NCUS pérdida total de carga de 46 MW.
 - i. Durante normalización informa problemas de equipos en subestación DELSUR-Nuevo Cuscatlán.
 - c. Se presentaron 3 disparos de circuitos de distribución:
 - i. Ahuachapán: circuito 16-4-81 de 03:04-03:07 horas.
 - ii. San Miguel circuito 34-4-83 de 03:04-03:08 horas.
 - iii. San Miguel: circuito 34-4-85 de 03:04-03:09 horas.

TERCER TRIMESTRE

Estado de alerta en el Sistema Eléctrico Regional, evento del 16 de septiembre de 2019.

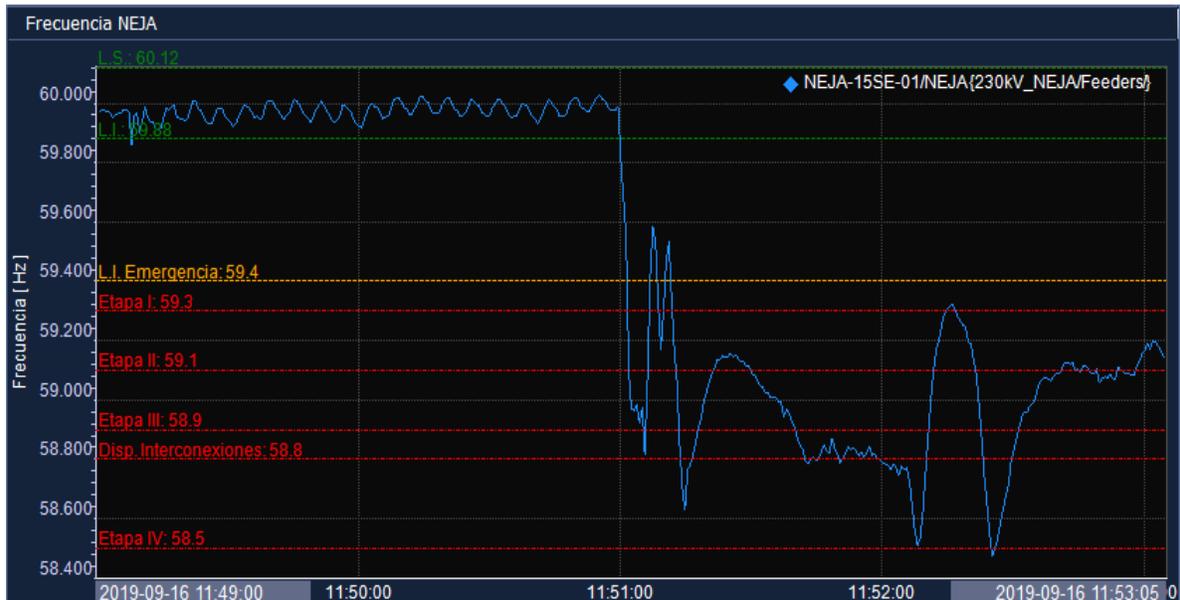
El 16 de septiembre de 2019 a las 11:49 horas, ocurrió en el sistema eléctrico de Honduras la falla de la línea Pavana-Santa Lucía, la cual provocó los siguientes eventos:

- Oscilaciones electromecánicas en el Sistema Eléctrico Regional (SER) y México.
- Déficit de generación en el SER.
- Disparo de la interconexión México-Guatemala a las 11:50 horas, por operación de ESIM004_OSC, y de la interconexión Agua Caliente-Sandino (Honduras-Nicaragua).
- Caída de la frecuencia hasta 58.786 Hz.
- Operación de las etapas I, II y III del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF).
- Disparo de las interconexiones entre Nicaragua y Costa Rica.
- Separación del SER en: GUA-ESA-HON-NIC y CRI-PAN.

La separación del SER en dos islas eléctricas aumentó el déficit de generación en Guatemala. El Salvador, Honduras y Nicaragua llevando a la consecución de los sucesivos sucesos:

- Operación de disparo de las interconexiones Guatemala-El Salvador y El Salvador-Honduras por esquema de disparo ante baja frecuencia a las 11:51 horas.
- Aislamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de El Salvador, perdiendo 182 MW de intercambio programado.
- Disparo de tpto-m1 con 21 MW de generación.
- Pérdida de 30 MW de generación de berl-u3.
- Pérdida de generación a nivel de distribución.
- Operación etapa IV del EDCBF a las 11:52 horas.

HECHOS RELEVANTES 2019



Debido a la pérdida 182 MW de intercambio programado, 51 MW de generación de tptom1 y berl-u3, 15 MW de generación a nivel de distribución, 252 MW de carga por operación de las etapas I a IV del EDCBF y la frecuencia del SEP en 59.28 Hz, la UT, a las 11:58 horas, declaró estado de alerta en el SEP e inició el restablecimiento del sistema eléctrico de El Salvador.

Los principales acontecimientos durante el periodo de restablecimiento fueron los siguientes:

- Sincronización con Guatemala a las 12:42 horas.
- Normalización de la carga a las 12:48 horas.
- Levantamiento del estado de alerta a las 12:53 horas.
- Sincronización con Honduras a las 13:15 horas.

Monitoreo de la operación

ENERO

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por alto voltaje en el SEP, durante 9 horas y 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01, en 1 evento por alto voltaje en el SEP y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por alto voltaje en el SEP, durante 5 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02, en 1 evento por alto voltaje en el SEP y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 23 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por nueva línea SMIG-MORA, durante un total 172 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 26 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento, durante 9 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 9 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 2 horas y 20 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento, durante 1 hora y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 1 hora y 58 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 7 eventos por seguridad operativa, durante un total de 11 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 7 eventos por seguridad operativa, durante un total de 11 horas y 12 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla, durante 25 horas y 38 minutos.

FEBRERO

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 35 eventos por seguridad operativa y 2 eventos por mantenimiento aprovechando dos aperturas por seguridad operativa, durante un total de 195 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 36 eventos por seguridad operativa y 1 eventos por falla, durante un total de 193 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 22 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por poda peligrosa, durante 1 hora y 14 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO por mantenimiento, durante 3 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimientos, durante 2 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT por mantenimiento, durante 2 horas y 7 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 SOYA-NEJA por mantenimiento, durante 1 hora y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR por mantenimiento, durante 1 hora y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por mantenimiento, durante 6 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento, durante 6 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 6 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por trabajos asociados a subestación El Volcán, durante 5 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por trabajos asociados a subestación El Volcán, durante 3 horas y 32 minutos.

MARZO

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 10 eventos por seguridad operativa, 2 eventos por falla en SEP de Guatemala, 1 evento por mantenimiento y 1 evento por mantenimiento aprovechando una apertura por seguridad operativa, durante un total de 58 horas y 27 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 10 eventos por seguridad operativa, 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 59 horas y 48 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 9 horas y 59 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 8 horas y 5 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por mantenimiento, durante 7 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 OPIC-SONS, en 1 evento por mantenimiento y evento por falla, durante un total de 5 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento, durante 11 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento de línea 15SE-NEJA 02, durante 11 horas y 39 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por mantenimiento, durante 3 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla, durante 2 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por mantenimiento, durante 2 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS por falla, durante 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM por mantenimiento, durante 5 horas y 6 minutos.

ABRIL

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán - Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 13 eventos por seguridad operativa y 1 evento por falla, durante un total de 40 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 13 eventos por seguridad operativa, durante un total de 36 horas y 9 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 1 hora y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 1 hora y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 1 hora y 39 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre - Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 13 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 7 horas y 44 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento, durante 5 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre - Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 14 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por seguridad operativa, durante 6 horas y 13 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por seguridad operativa, durante 6 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 2 eventos por falla, durante un total de 6 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-NEPO por mantenimiento, durante 3 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por mantenimiento, durante 1 hora y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento, durante 1 hora y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por falla, durante 4 minutos

MAYO

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

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán - Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 10 eventos por seguridad operativa y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 40 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 10 eventos por seguridad operativa y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 44 horas y 32 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 4 horas y 23 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO, en 2 eventos por falla, durante un total de 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por falla, durante 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAR, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 5 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 57 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01 por mantenimiento, durante 4 horas y 20 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento, durante 6 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA por mantenimiento, durante 9 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total 10 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 8 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-CGRA por mantenimiento, durante 6 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 13 horas y 38 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre - Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01) por falla, durante 6 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por mantenimiento, durante 8 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento, durante 6 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento, durante 6 horas y 58 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por mantenimiento, durante 7 horas y 31 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento, durante 7 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-ANG por mantenimiento, durante 7 horas y 34 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento, durante 2 horas y 8 minutos.

JUNIO

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

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

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

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán - Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por seguridad operativa, durante 44 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 1 evento por seguridad operativa y 1 evento por falla, durante un total de 26 horas y 19 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO por mantenimiento, durante 2 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento, durante 1 hora y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO, 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 15SE-SMAR 01, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante total de 6 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02, en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 4 minutos.

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

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

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01 por mantenimiento, durante 2 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 01, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 13 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-TALN por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ATEO-TALN por mantenimiento, durante 4 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 23 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 23 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 23 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 5 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por falla, durante 4 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento, durante 5 horas y 22 minutos.

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

JULIO

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SMAR-SBAR 01, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 4 horas y 45 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SMAR-SBAR 02 por mantenimiento, durante 4 horas y 28 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV NEJA-SMAR, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 52 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV LUNI-HAVI por mantenimiento, durante 9 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SMIG-HAVI por mantenimiento, durante 9 horas y 2 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV HAVI-CHAP, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 29 horas y 6 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento, durante 8 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento, durante 8 horas y 58 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento, durante 8 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV 15SE-SMAR 01 por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 6 eventos por seguridad operativa, durante un total de 19 horas y 51 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02), en 6 eventos por seguridad operativa, durante un total de 19 horas y 53 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SMAR-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 4 horas y 29 minutos.

Fuera de servicio línea de transmisión a 115 kV 15SE-SRAF, en 1 evento por seguridad y 2 eventos por falla, durante un total de 3 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS por mantenimiento, durante 4 horas y 34 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 2 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SRAF-SMAR por mantenimiento, durante 2 horas y 26 minutos.

AGOSTO

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

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

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 2 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 11 horas y 26 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 KV NCUS-STOM, en 2 eventos por falla, durante un total de 2 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 2 minutos por falla y 2 minutos por mantenimiento, durante un total de 7 horas y 49 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por falla, durante 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-SRAF por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por falla, durante 4 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SANA por mantenimiento, durante 3 horas y 53 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 2 eventos por mantenimientos, durante un total de 7 horas y 38 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP por mantenimiento, durante 9 horas y 50 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02 por mantenimiento, durante 4 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla, durante 3 minutos.

SEPTIEMBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 8 horas y 49 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 9 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-HAVI por mantenimiento, durante 8 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMIG por mantenimiento, durante 8 horas y 38 minutos.

HECHOS RELEVANTES
2019

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

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento, durante 8 horas y 40 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por mantenimiento, durante 2 horas y 17 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante 8 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SONS-ATEO, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante 1 hora y 52 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 02, en 2 eventos por mantenimiento, durante 8 horas y 24 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante 2 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS por mantenimiento, durante 5 horas y 18 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento, durante 4 horas y 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 15 horas y 17 minutos.

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

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

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 10 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) en falla, durante 51 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 11 horas y 10 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 41 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento, durante 6 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-SMAT por mantenimiento, durante 6 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-BERL por mantenimiento, durante 2 horas y 21 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-CGRA 01 por mantenimiento, durante 4 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANT-NEJA por mantenimiento, durante 4 horas y 18 minutos.

OCTUBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 4 eventos por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 30 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 3 eventos por falla, durante un total de 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA por mantenimiento, durante 3 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NEJA-ANG, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 15 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 01, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 16 horas y 41 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF por mantenimiento, durante 3 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-Moyuta (El Salvador-Guatemala 01) por falla, durante 25 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 5NOV-SRAF por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02), en 1 evento por falla y 1 evento por mantenimiento.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SMAR 01, en 5 eventos por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 12 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 91 horas y 28 minutos.

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

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SONS por mantenimiento, durante 8 horas y 36 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV OPIC-SMAT por mantenimiento, durante 8 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SANA-OPIC por mantenimiento, durante 8 horas y 34 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV GUAJ-SANA por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 02 por mantenimiento, durante 10 horas y 1 minuto.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15SE-NEJA 01 por mantenimiento, durante 10 horas y 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV LUNI-HAVI por falla, durante 2 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV AHUA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 9 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV BERL-SMIG por mantenimiento, durante 3 horas y 32 minutos

NOVIEMBRE

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 17 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV Ahuachapán-La Vega II (El Salvador-Guatemala 02) por mantenimiento, durante 5 horas y 16 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-ATEO por mantenimiento, durante 3 horas y 35 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV 15SE-SRAF, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 7 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ALVA, en 3 eventos por falla, durante un total de 2 horas y 33 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF, en 4 eventos por mantenimiento, durante un total de 29 horas y 43 minutos.

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Nueva Nacaome (El Salvador-Honduras 01), en 2 eventos por falla y 1 evento por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 4 horas y 37 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV HAVI-CHAP, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 3 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV AHUA-SONS, en 4 eventos por falla, durante un total de 17 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 6 horas y 46 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 01 por mantenimiento, durante 4 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-NEJA 02 por mantenimiento, durante 3 horas y 27 minutos.

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

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

Fuera de servicio línea a 115 kV STOM-SMAR por mantenimiento, durante 1 hora y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-JIBO por falla, durante 20 minutos.

DICIEMBRE

El 7 de diciembre, quedó energizada la línea ALBI-OZAT en el sistema eléctrico de potencia.

Del 10 al 29 de diciembre, las plantas Albireo 1 y 2 realizaron pruebas de inyección al sistema.

El 30 de diciembre, iniciaron operación comercial las plantas Albireo 1 y 2.

HECHOS RELEVANTES
2019

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-TPTO, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 27 horas y 47 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-ATEO, en 1 evento por mantenimiento y 1 evento por falla, durante un total de 6 horas y 54 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV TECO-OZAT, en 2 eventos por mantenimiento, durante un total de 8 horas y 11 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SMIG-OZAT por mantenimiento, durante 1 hora y 29 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV NCUS-STOM, en 3 eventos por mantenimientos, durante un total de 11 horas y 55 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CHIN-TECO por mantenimiento, durante 6 horas y 42 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ALBI-OZAT, en 3 eventos por mantenimiento, durante un total de 22 horas y 19 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-NEJA por mantenimiento, durante 5 horas y 45 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV SOYA-SMAR por mantenimiento, durante 5 horas y 44 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV CGRA-SRAF por mantenimiento, durante 7 horas y 27 minutos.

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

Fuera de servicio línea de interconexión a 230 kV 15 de Septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras 02) por falla, durante 4 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15 de Septiembre-Nejapa 02 por seguridad operativa, durante 10 horas y 57 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 02 por seguridad operativa, durante 10 horas y 56 minutos.

Fuera de servicio línea a 115 kV ACAJ-SONS 01 por falla, durante 3 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV Ahuachapán-Nejapa 01 por seguridad operativa, durante 8 horas y 20 minutos.

Fuera de servicio línea a 230 kV 15 de Septiembre-Nejapa 01 por seguridad operativa, durante 8 horas y 18 minutos.