



INFORME CNO DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-030

Jueves, 6 de septiembre de 2018



Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 030
Jueves 06 de septiembre de 2018**



- | | | |
|----------|----------------------------|--|
| 1 | Variables del SIN | Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN |
| 2 | Situación Operativa | Situación Operativa del Caribe
Evento 27 y 28 de agosto de 2018
Varios |
| 3 | Panorama Energético | Análisis energético de mediano plazo
Recomendaciones (Situación Ituango) |
| 4 | Restricciones | Restricciones del SIN
IPOEMP II e ITR II – 2018 |
| 5 | Varios | Seguimiento recomendaciones parada Guavio
Indicadores de Operación
Seguimiento Acuerdo CNO 646 |



1. Variables del SIN

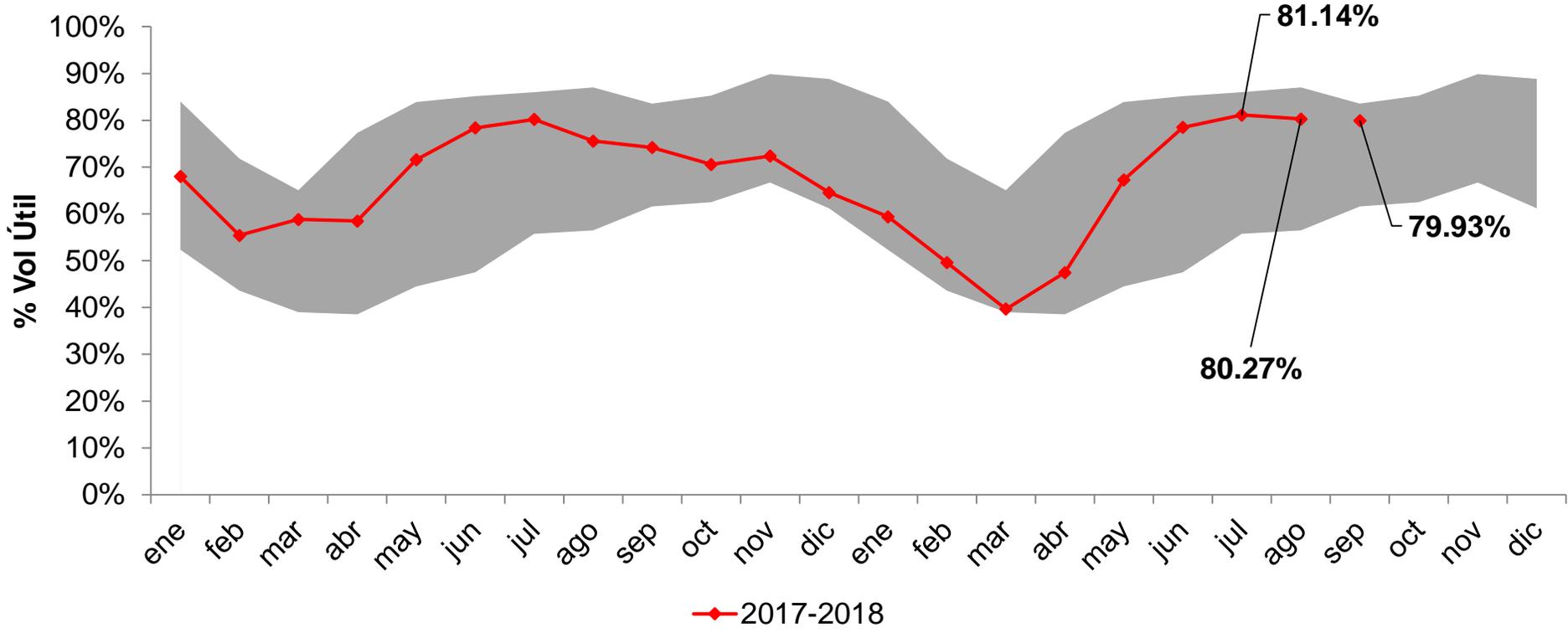
- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN





Evolución reservas del SIN

Reservas hídricas - 2000 a 2018



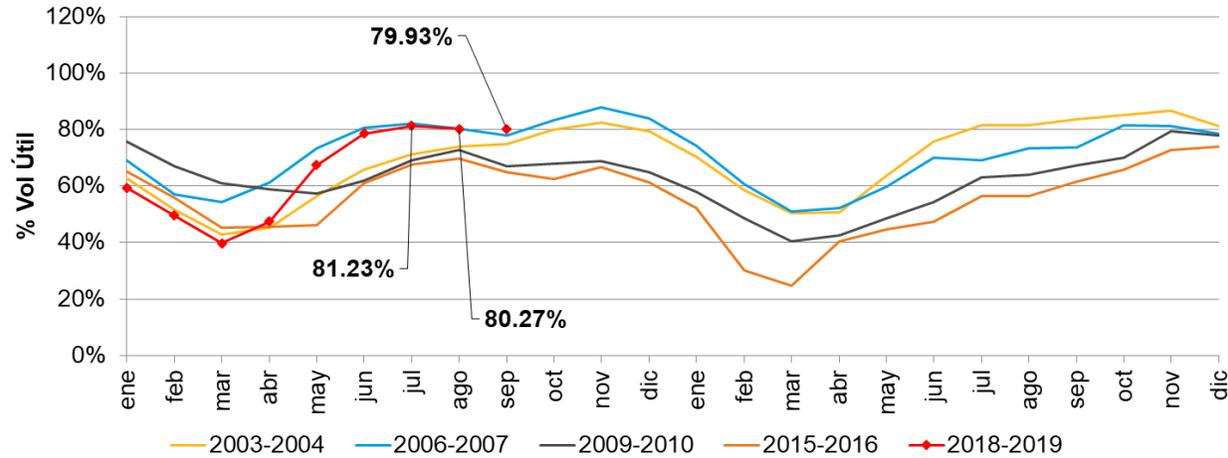
Información hasta el: 2018-09-05

Información actualizada el: 2018-09-06

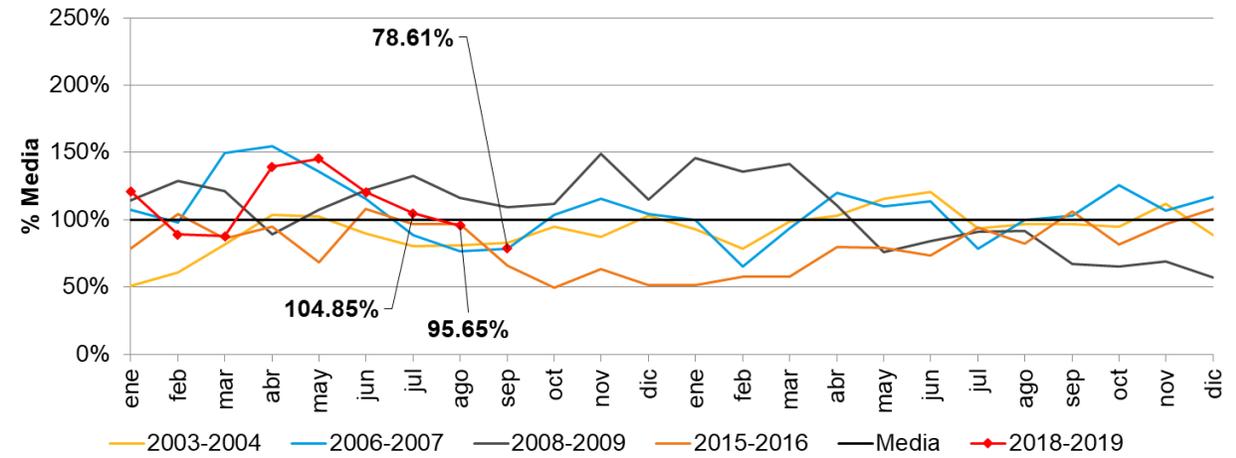
Hidrología del SIN



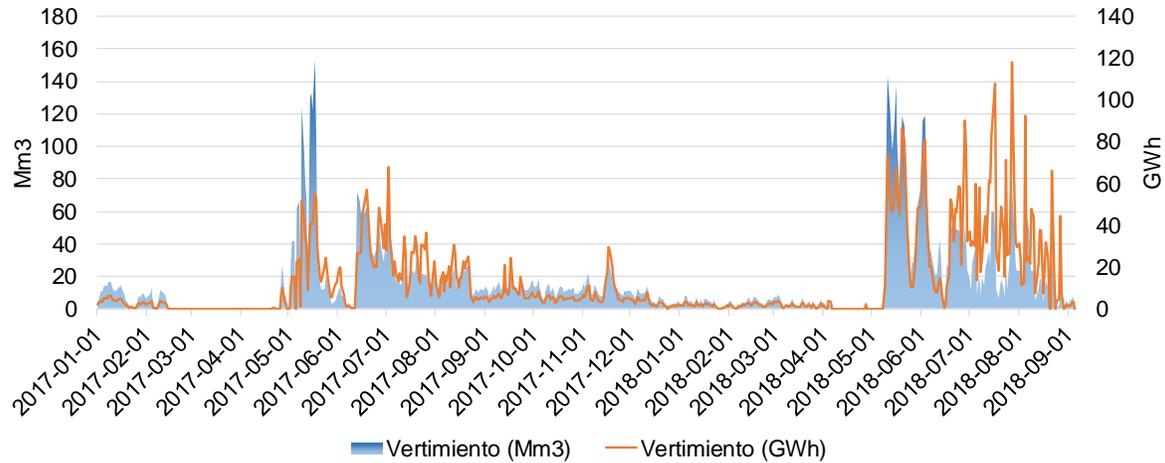
Reservas hídricas



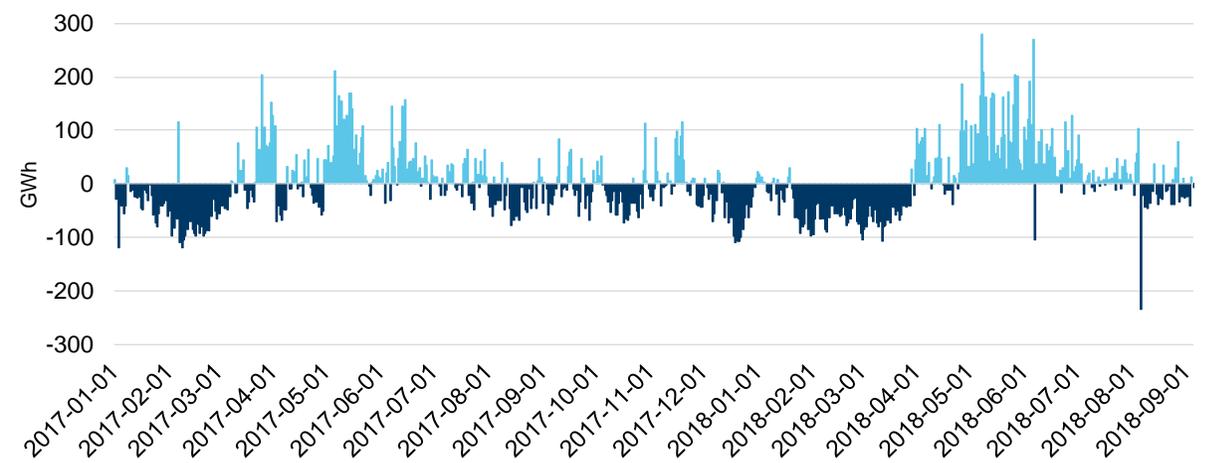
Aportes hídricos



Vertimientos



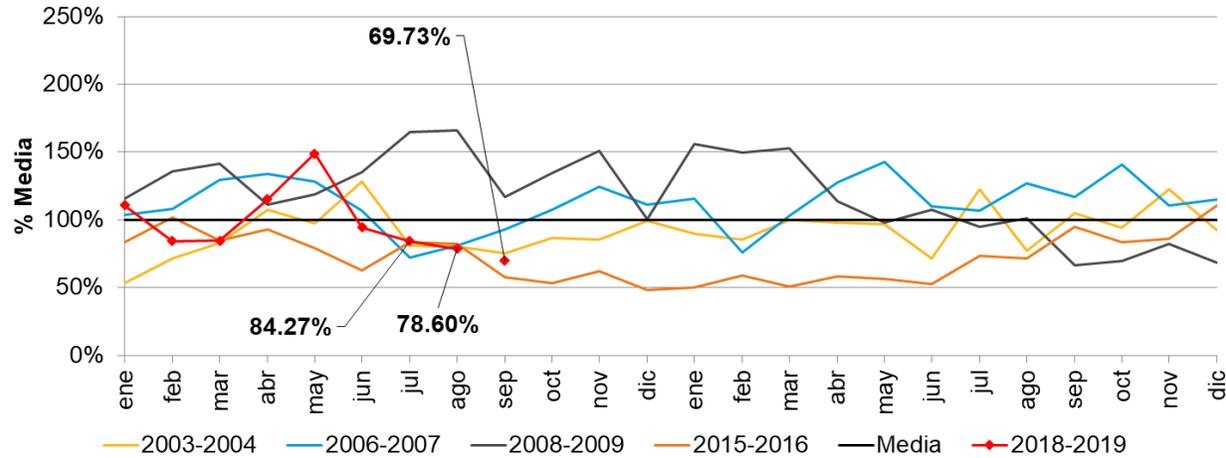
Tasa de embalsamiento



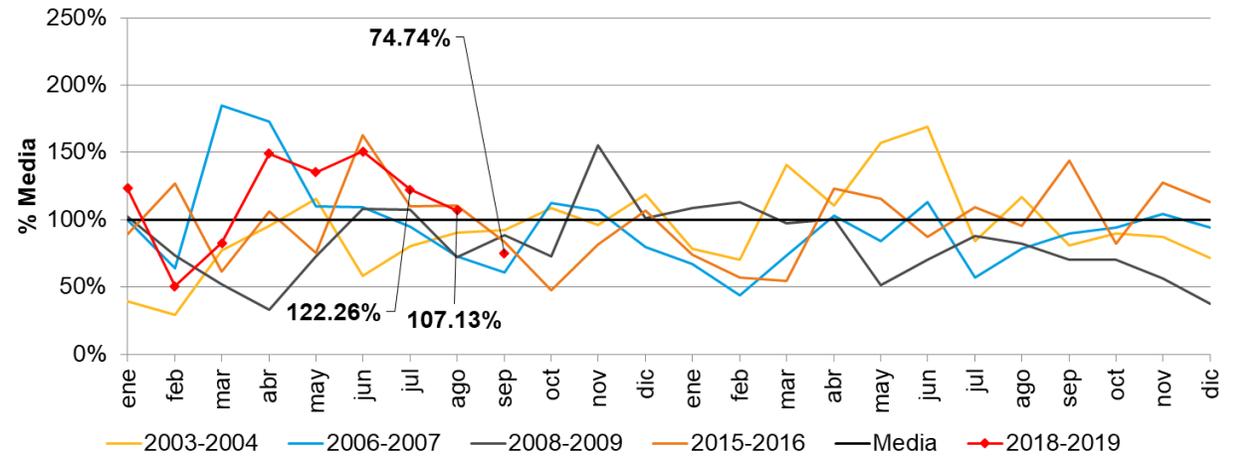
Aportes por regiones



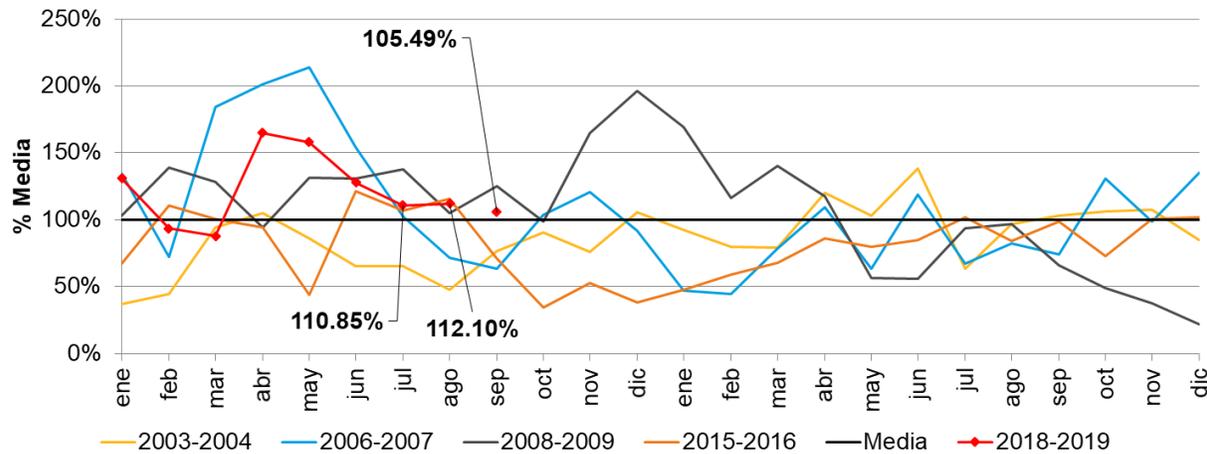
Antioquia



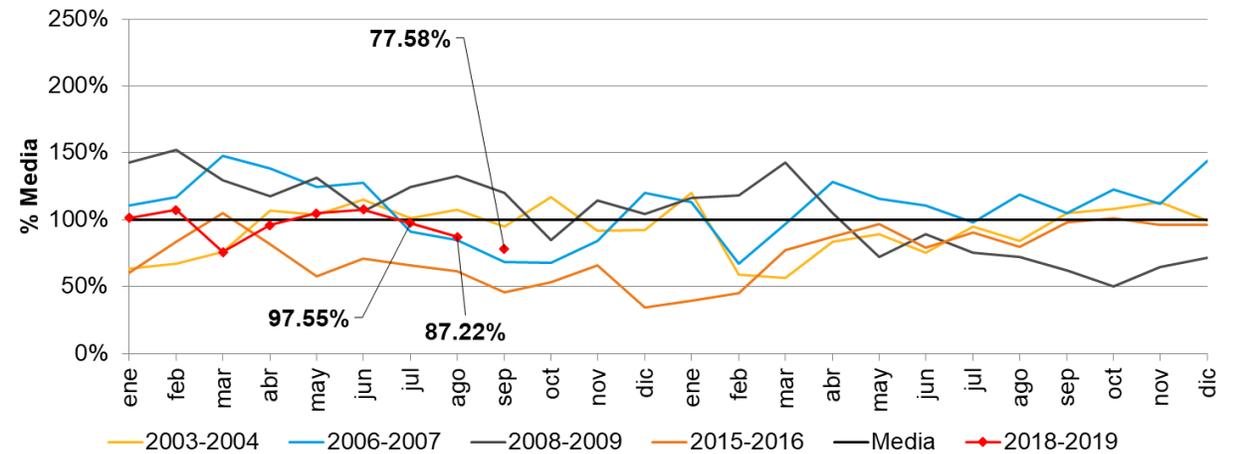
Oriente



Centro



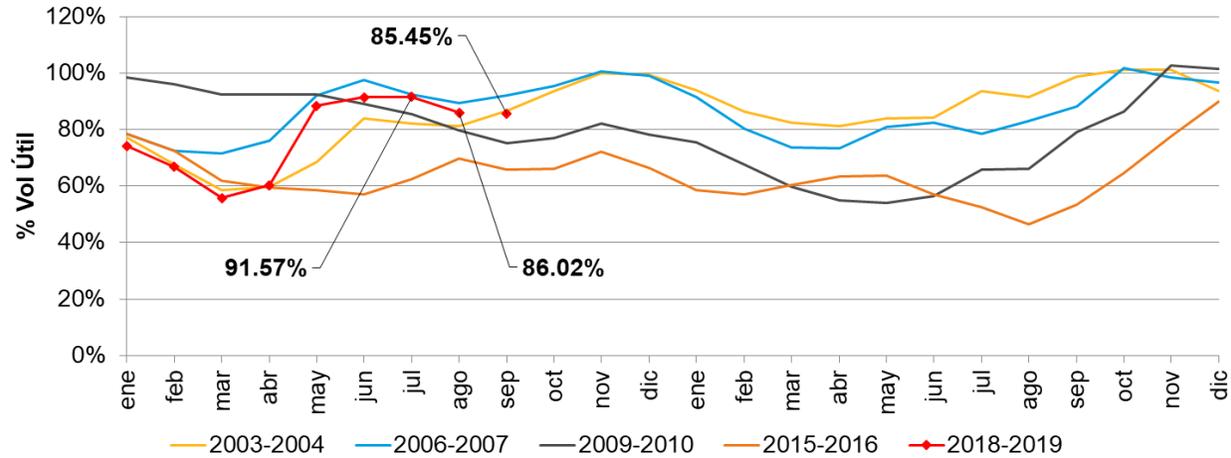
Valle



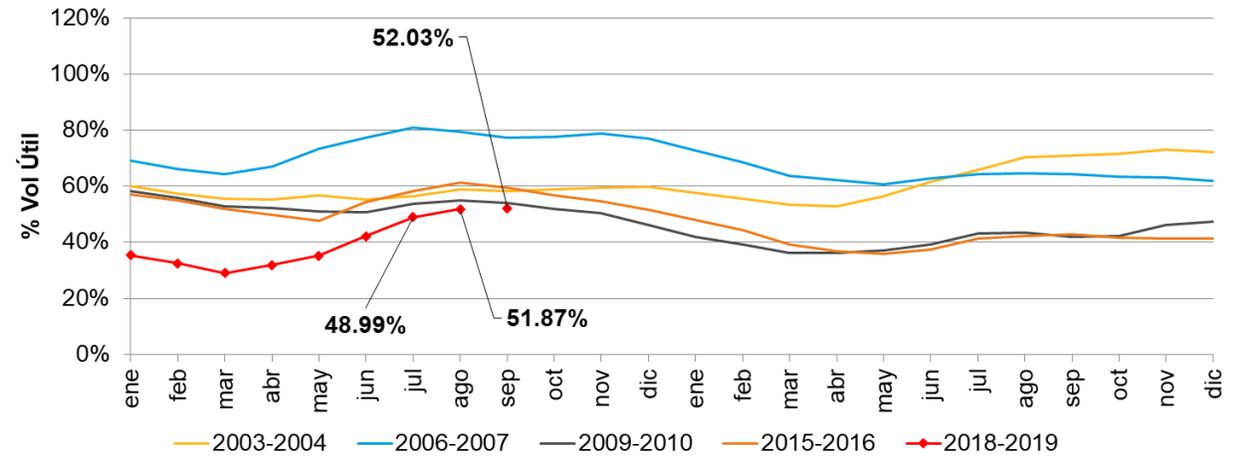
Evolución de principales embalses



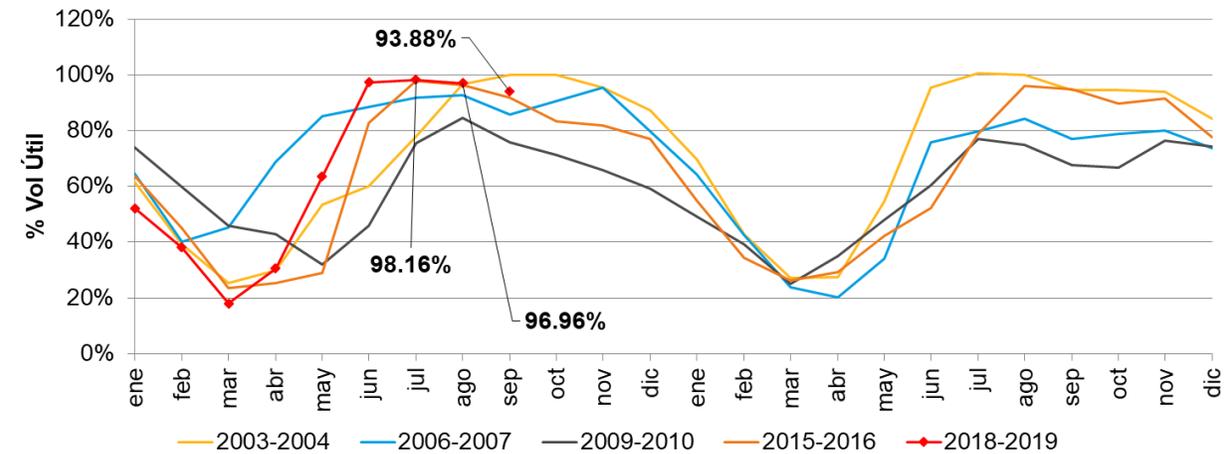
Peñol



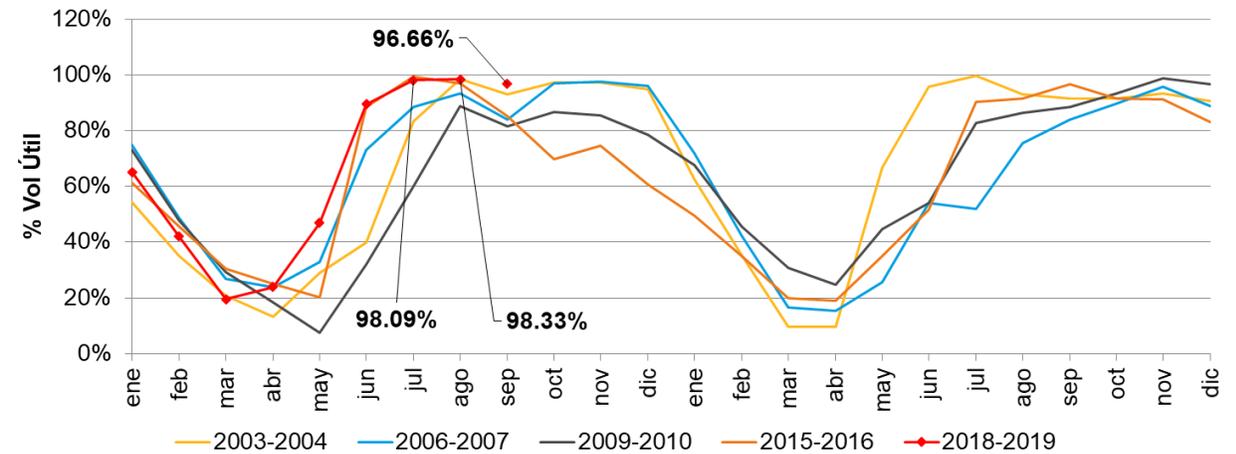
Agregado Bogotá



Guavio



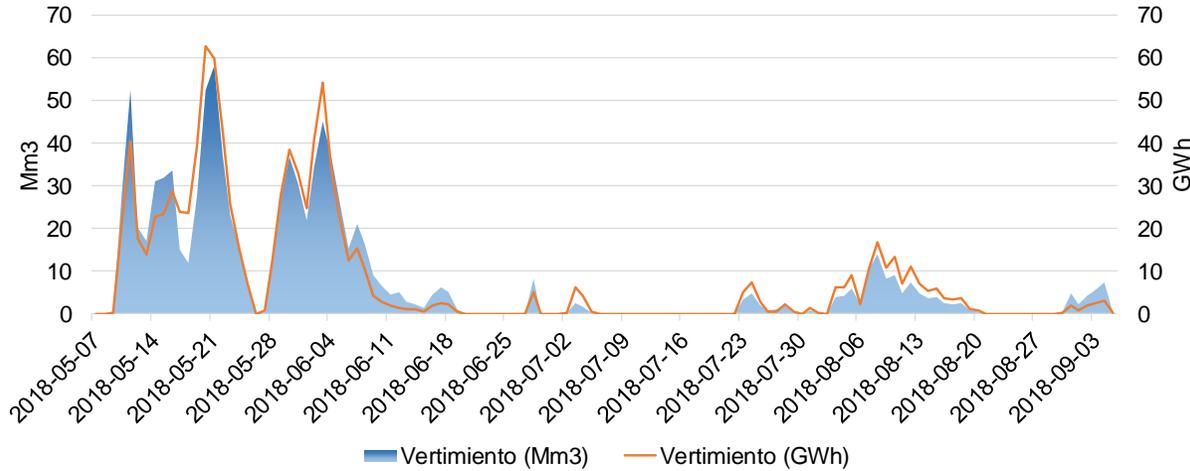
Esmeralda - Chivor



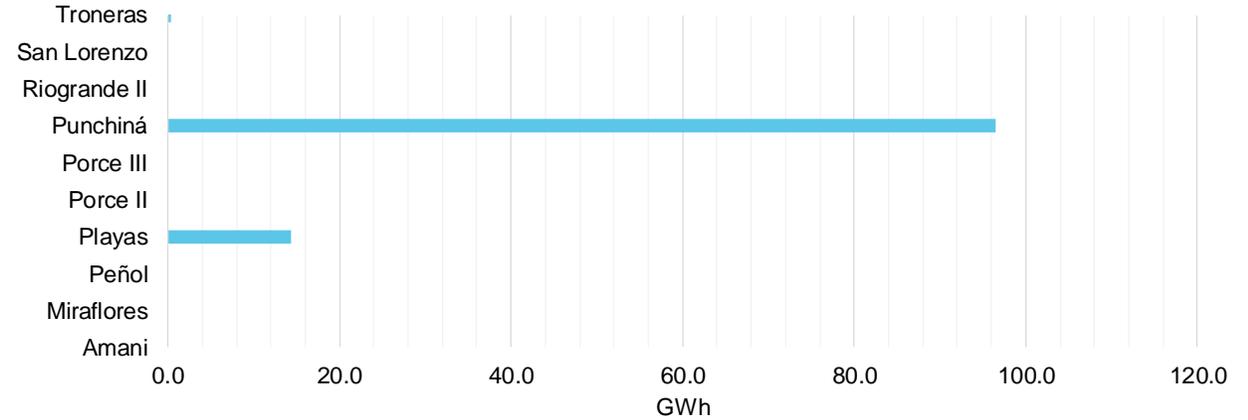
Vertimientos por regiones



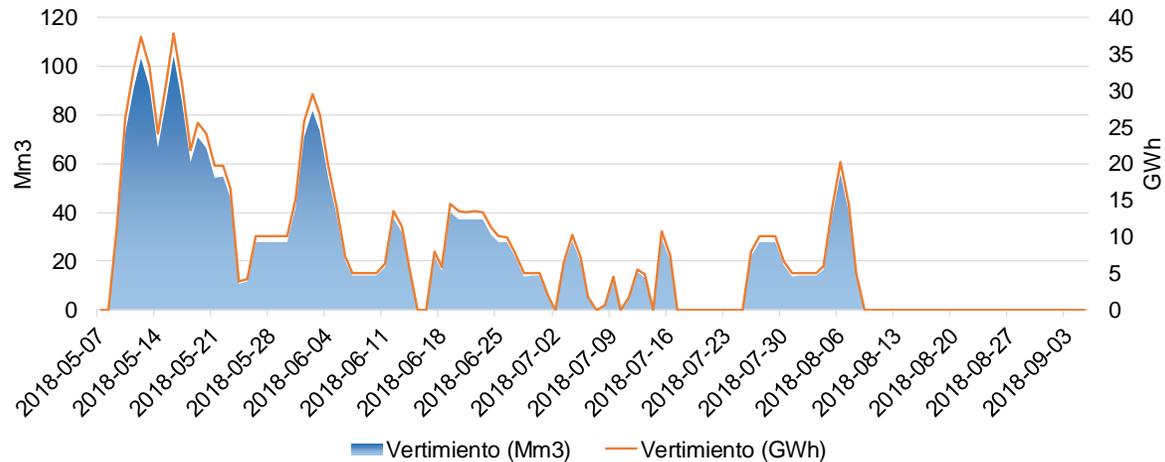
Antioquia



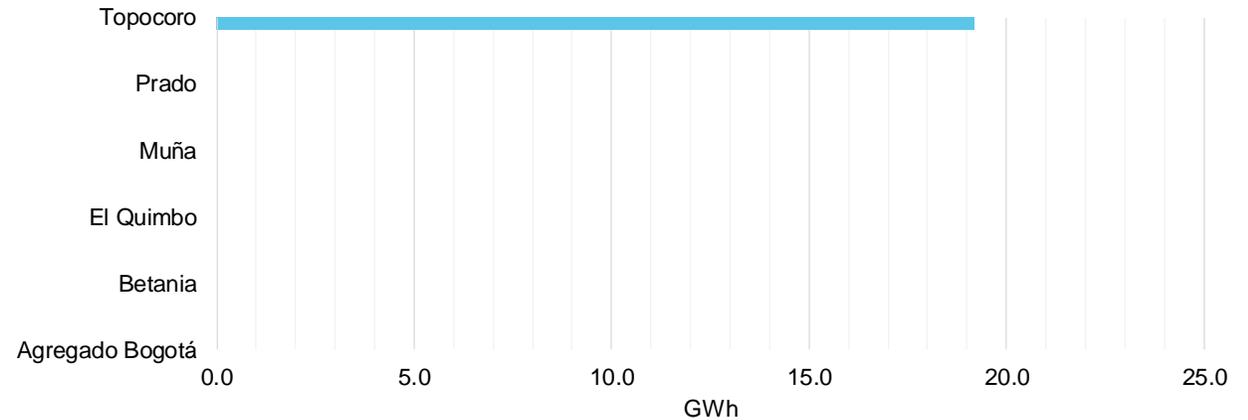
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Antioquia



Centro



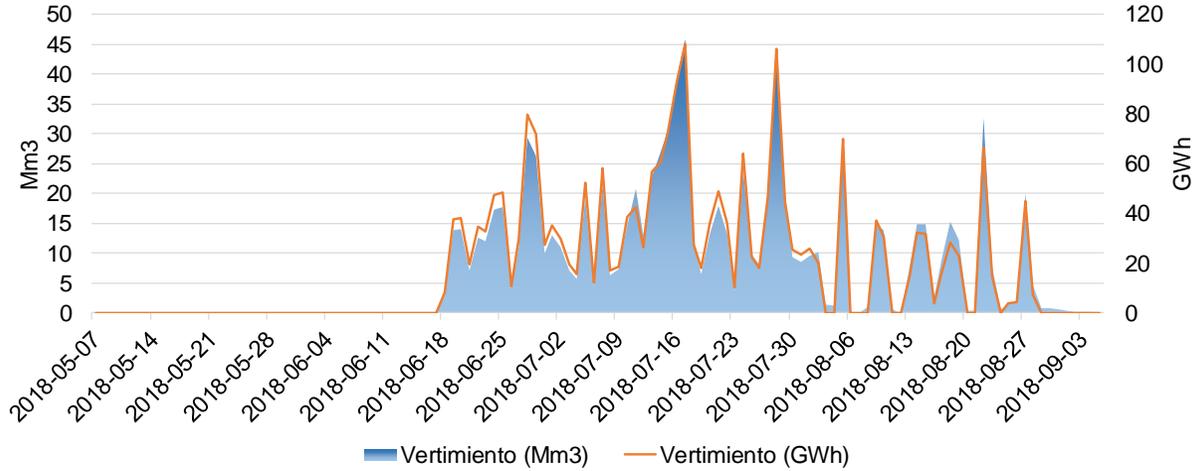
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Centro



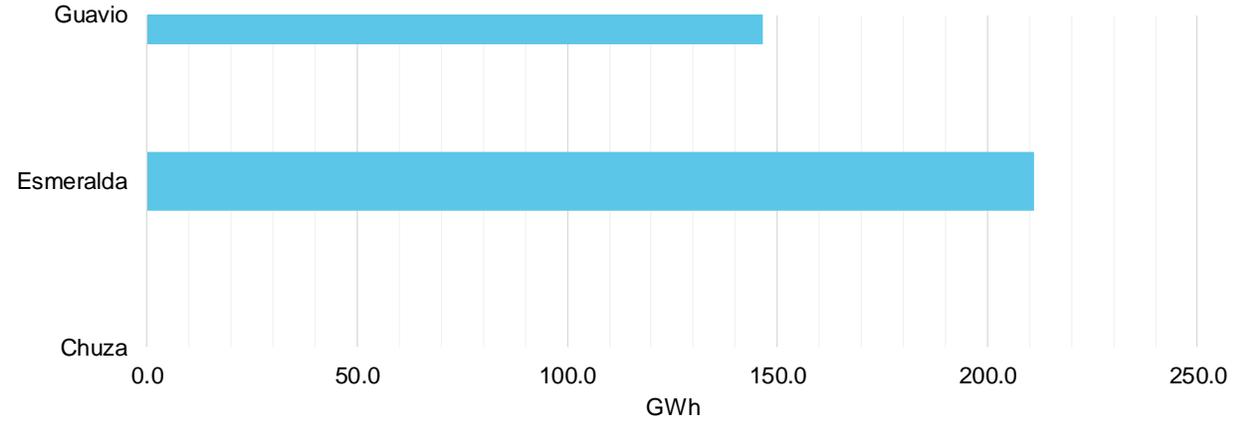
Vertimientos por regiones



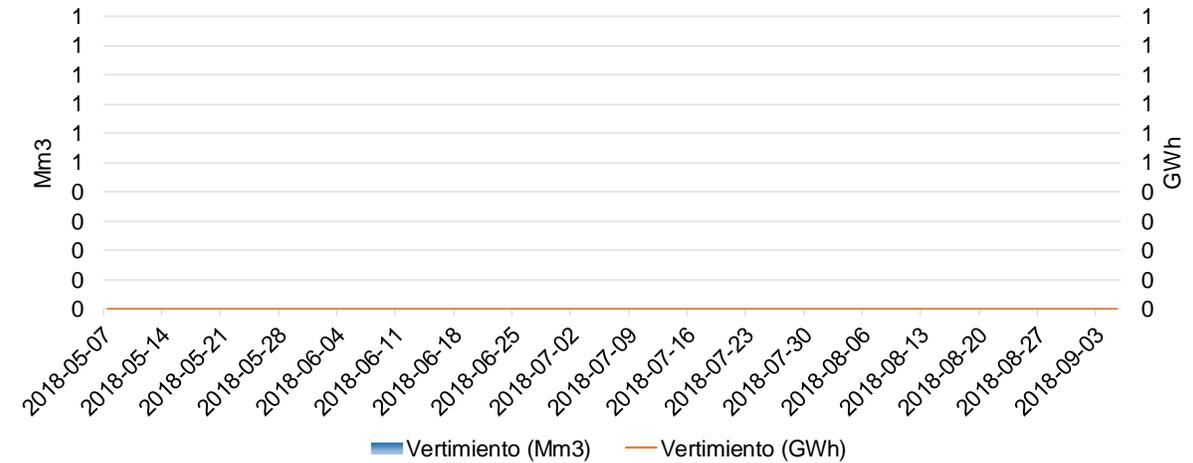
Oriente



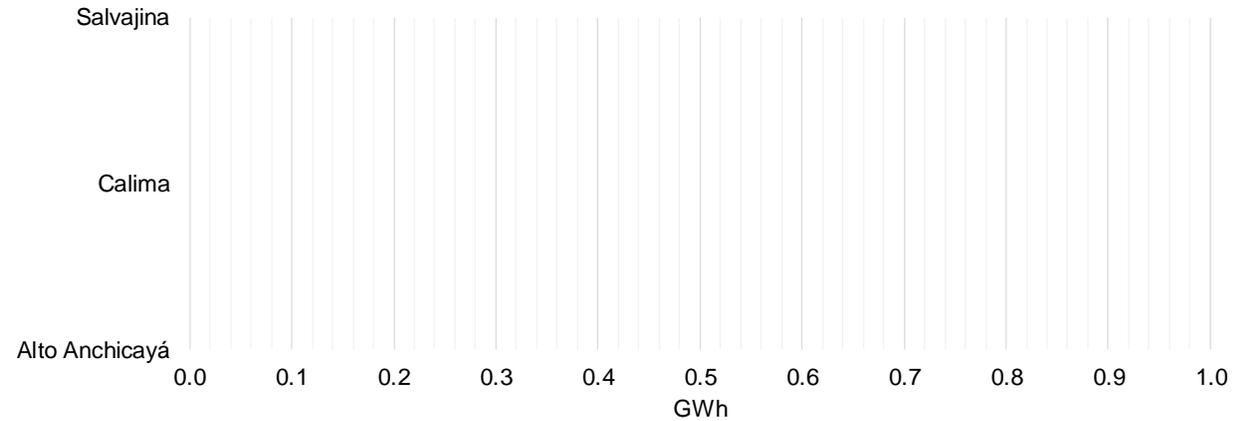
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



Valle



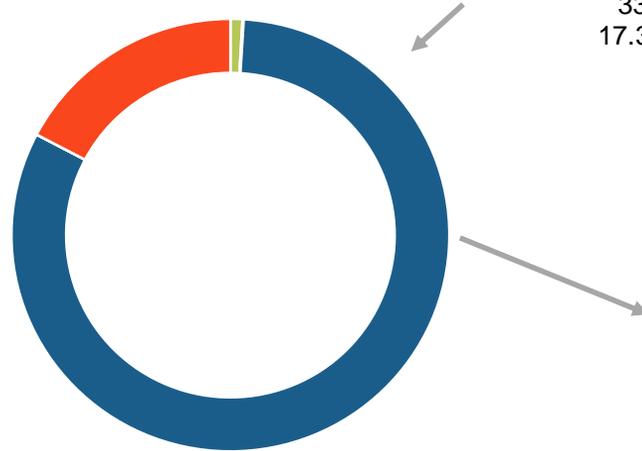
Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle



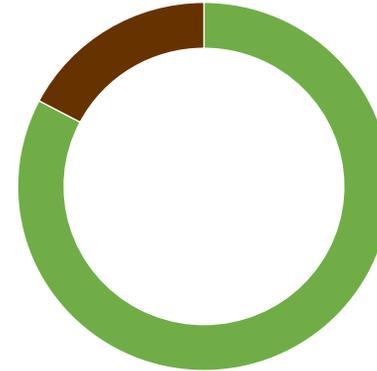
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 191.6 GWh-día

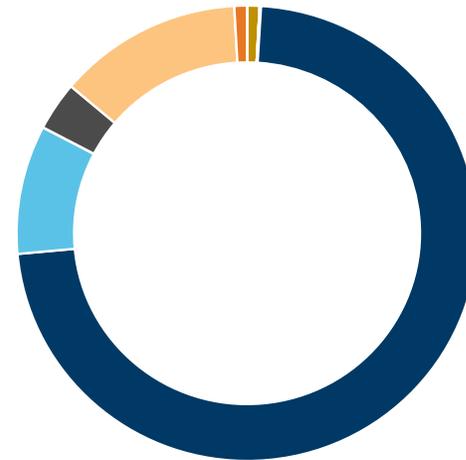
- Biomasa, 1.7, 0.88%
- Eolica, 0.2, 0.09%
- Hidraulica, 156.5, 81.73%
- Solar, 0.0, 0.01%
- Combustible fosil, 33.1, 17.30%



- Renovable
158.4
82.70%
- No renovable
33.1
17.30%

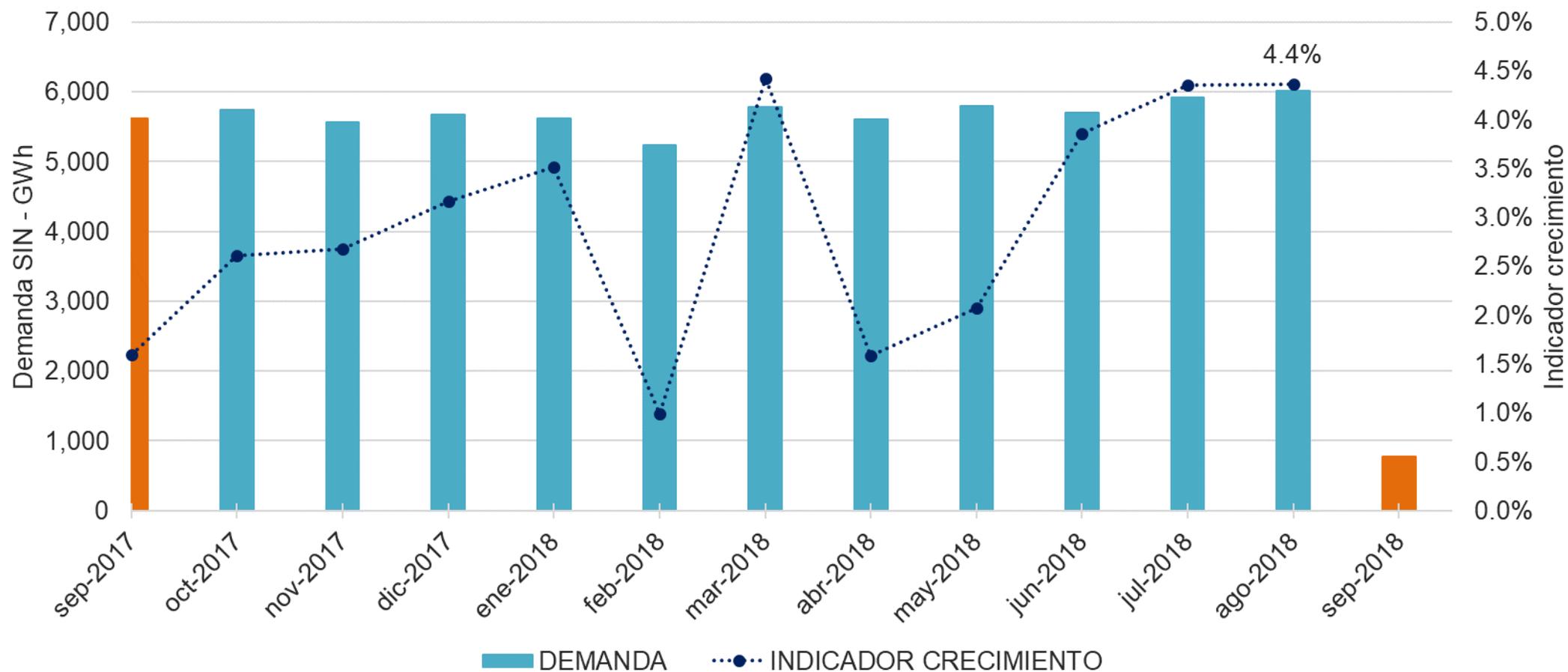


- Bagazo, 1.7, 0.88%
- Biogas, 0.0, 0.01%
- Eolica, 0.2, 0.09%
- Embalse, 139.0, 72.58%
- Filo de agua, 17.5, 9.15%
- Fotovoltaica, 0.0, 0.01%
- Carbón, 6.6, 3.46%
- Gas, 24.8, 12.95%
- Líquidos, 1.7, 0.89%
- Mezcla, 0.0, 0.00%

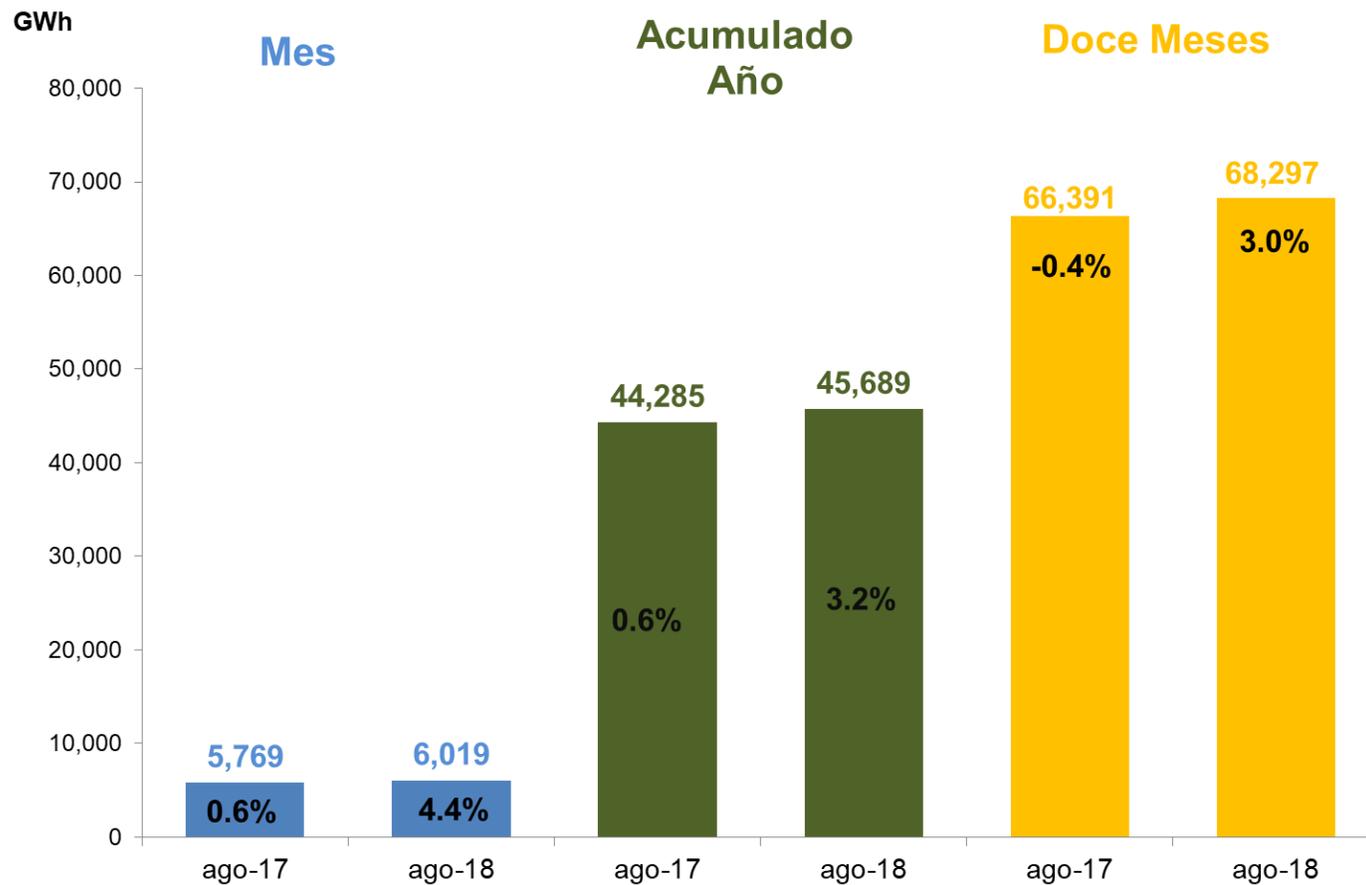


La generación por combustible se clasifica según el registro correspondiente al combustible principal de la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 4 de septiembre de 2018

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



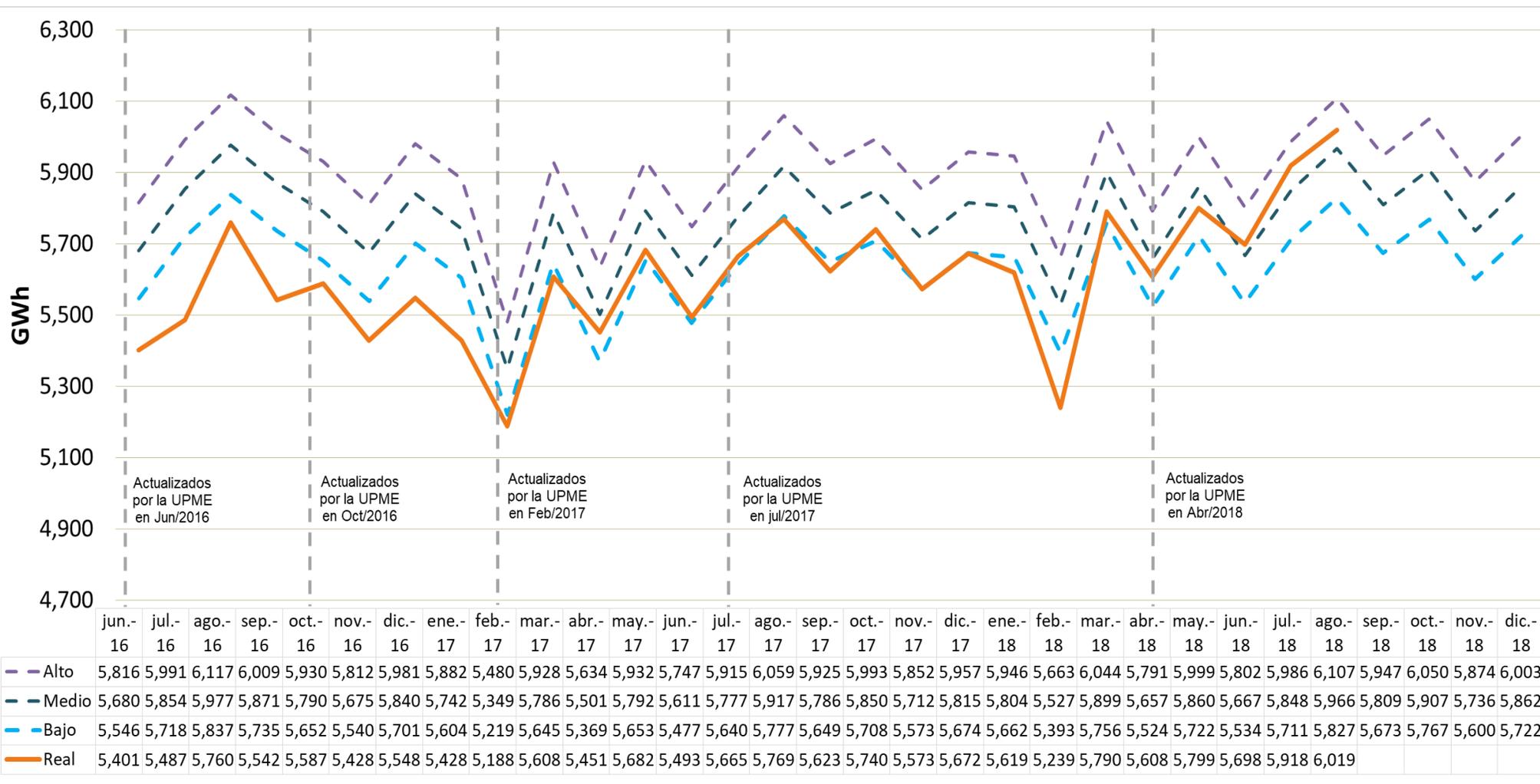
Seguimiento de la demanda de energía del SIN Agosto 2018



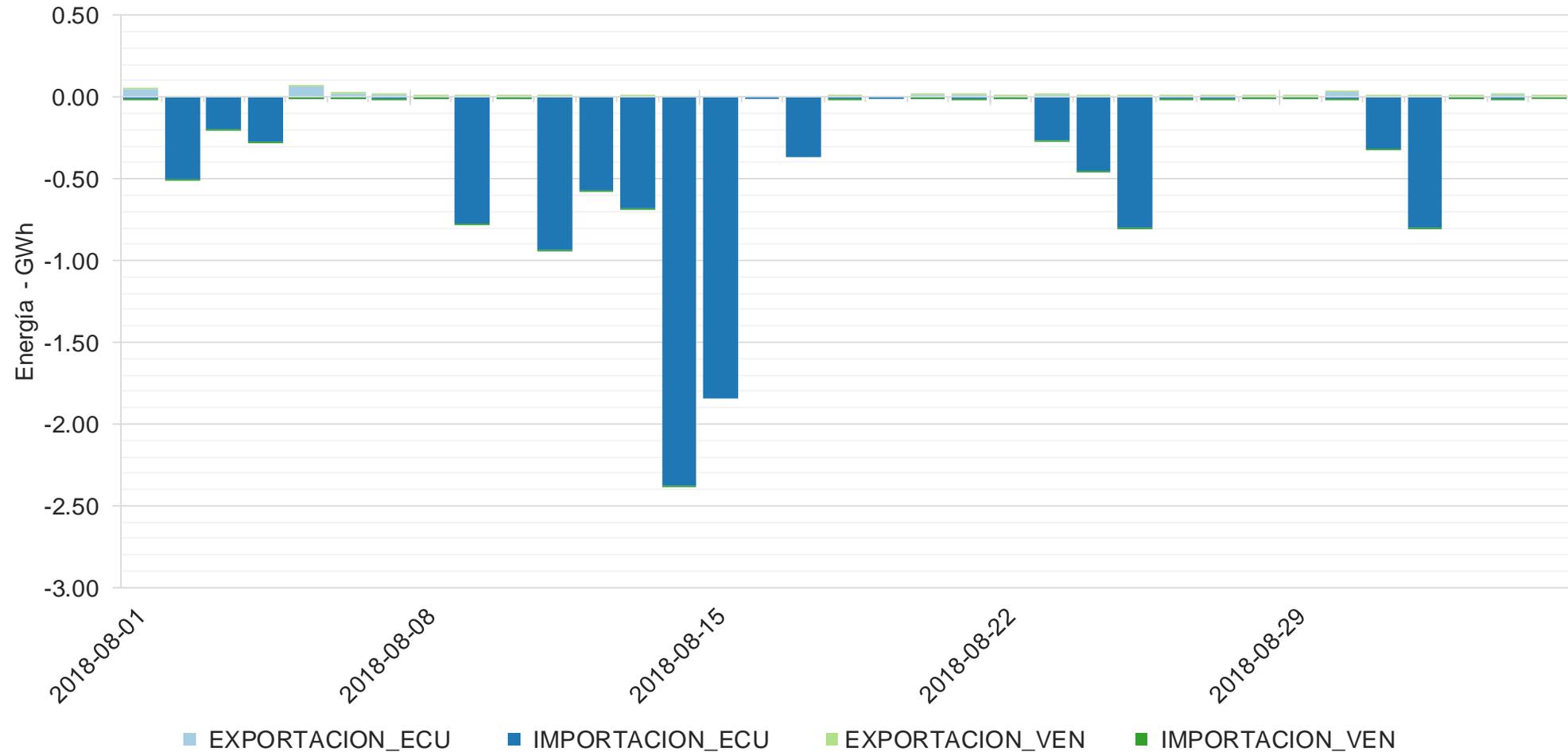
Cálculo de crecimiento demanda

	2017			2018			Crecimiento
	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	Demanda GWh	No. Días	Demanda Promedio Día	
Comerciales	4,051.3	21	192.9	4,205.8	21	200.3	3.8%
Sábados	728.0	4	182.0	769.7	4	192.4	5.7%
Dom. - Festivos	990.0	6	165.0	1,043.3	6	173.9	5.4%
Total Mes	5769.3	31	186.1	6,018.8	31	194.2	4.4%

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Agosto 2018



Importaciones y exportaciones de energía





2. Situación Operativa

- Situaciones Operativas del Caribe
- Evento 27 y 28 de agosto de 2018
- Impacto cambio de parámetros en la operación





Situaciones Operativas del área Caribe 2018



Objetivo



- Presentar los riesgos que se han presentado y las medidas de mitigación identificadas e implementadas para propender por una operación segura y confiable en la operación del área caribe.
- Presentar los principales eventos y riesgos presentados en el año 2018 en el área Caribe.

Situaciones presentadas



Situación	Impacto
Salida súbita del SVC	Se requiere mayor generación en el área caribe, la cual por las características técnicas de las plantas no es posible tenerla de inmediato y se pueden tomar minutos o incluso un par de horas en tenerse.
Salida súbita de circuitos intercosta	
Salida súbita de unidades de generación	
Desviaciones de demanda	

Situaciones presentadas

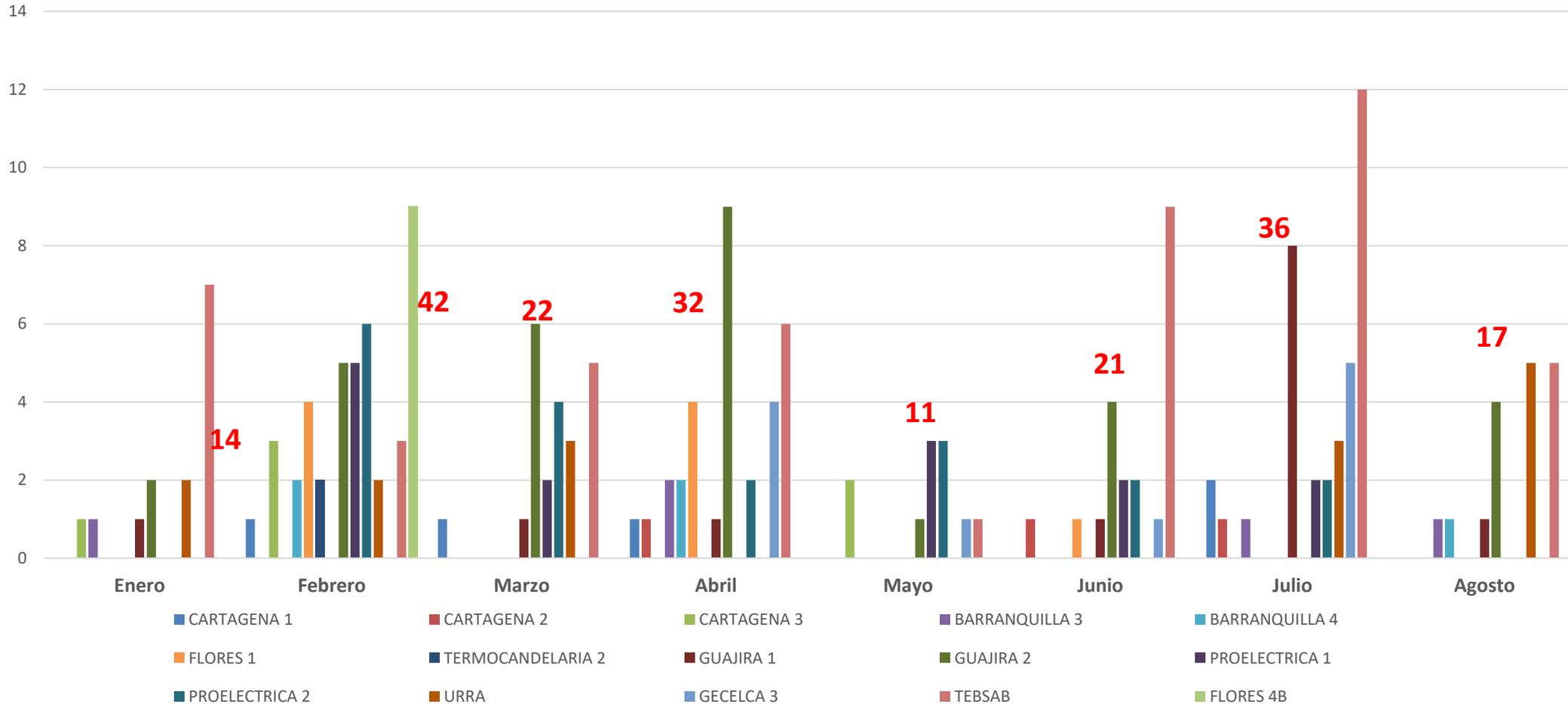


Situación	Impacto
No entrega de activos en los tiempos establecidos en las consignaciones.	Al informarse del atraso de los trabajos sobre la hora programada de finalización, se hace necesario mantener la generación en línea vía autorizaciones. (Riesgo para el sistema de gas y sector eléctrico)
Declaración hora a hora de indisponibilidades de recursos de generación	Al informarse las indisponibilidades hora a hora o con un horizonte muy corto, se hace necesario subir generación en otras plantas vía autorizaciones o sin el tiempo suficiente para renombrar gas. (Riesgo para el sistema de gas y sector eléctrico)
Faltante generación área caribe, con recursos marginales en la subárea Atlántico	De requerirse generación en el área caribe y al ser el recurso marginal TEBSA/FLORES/BQUILA, se debe decidir si prima el límite de Caribe o los cortes internos de la subárea.
Eventos en el sector gas	Ante información de eventos en el sector gas no se tiene regulación que soporte toma de acciones en el sector eléctrico y se podrían presentar disparo de unidades por baja presión.

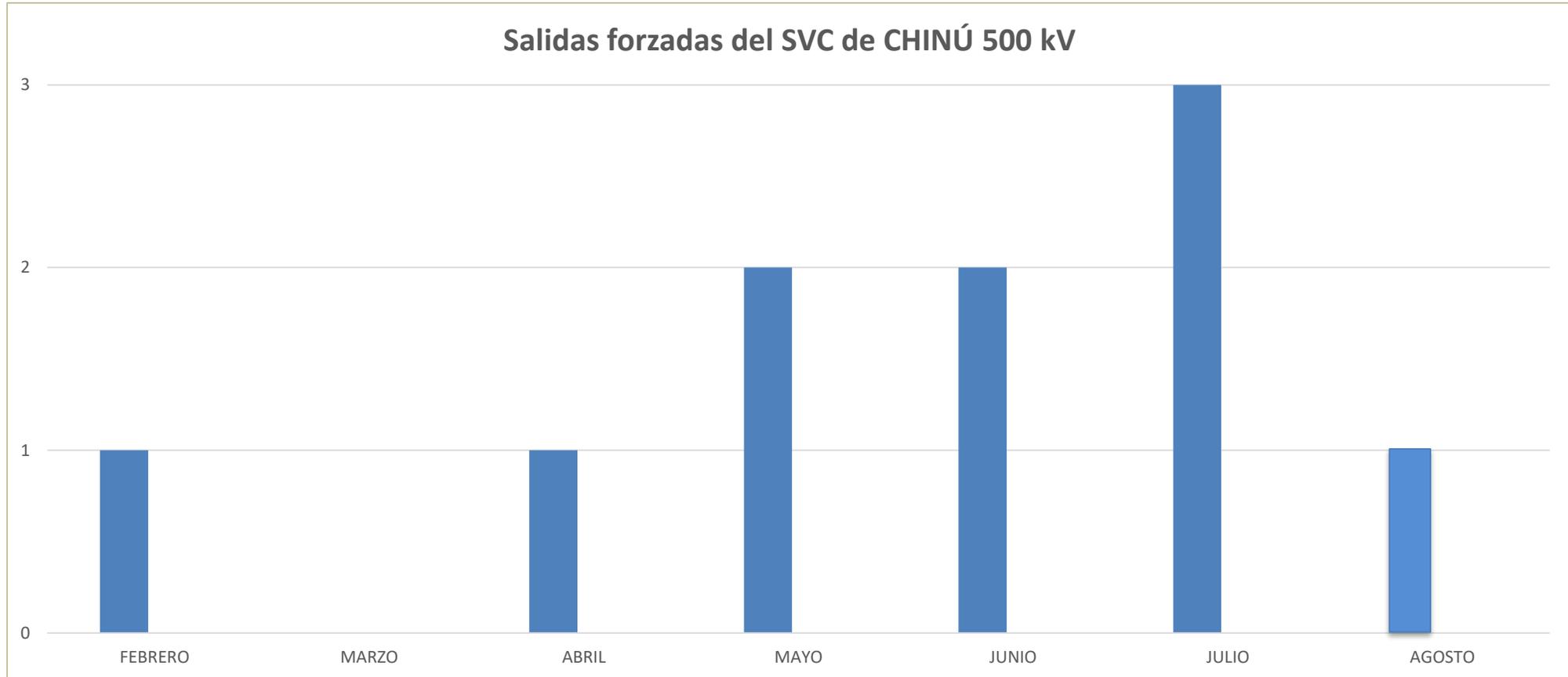


Salidas forzadas de unidades área Caribe

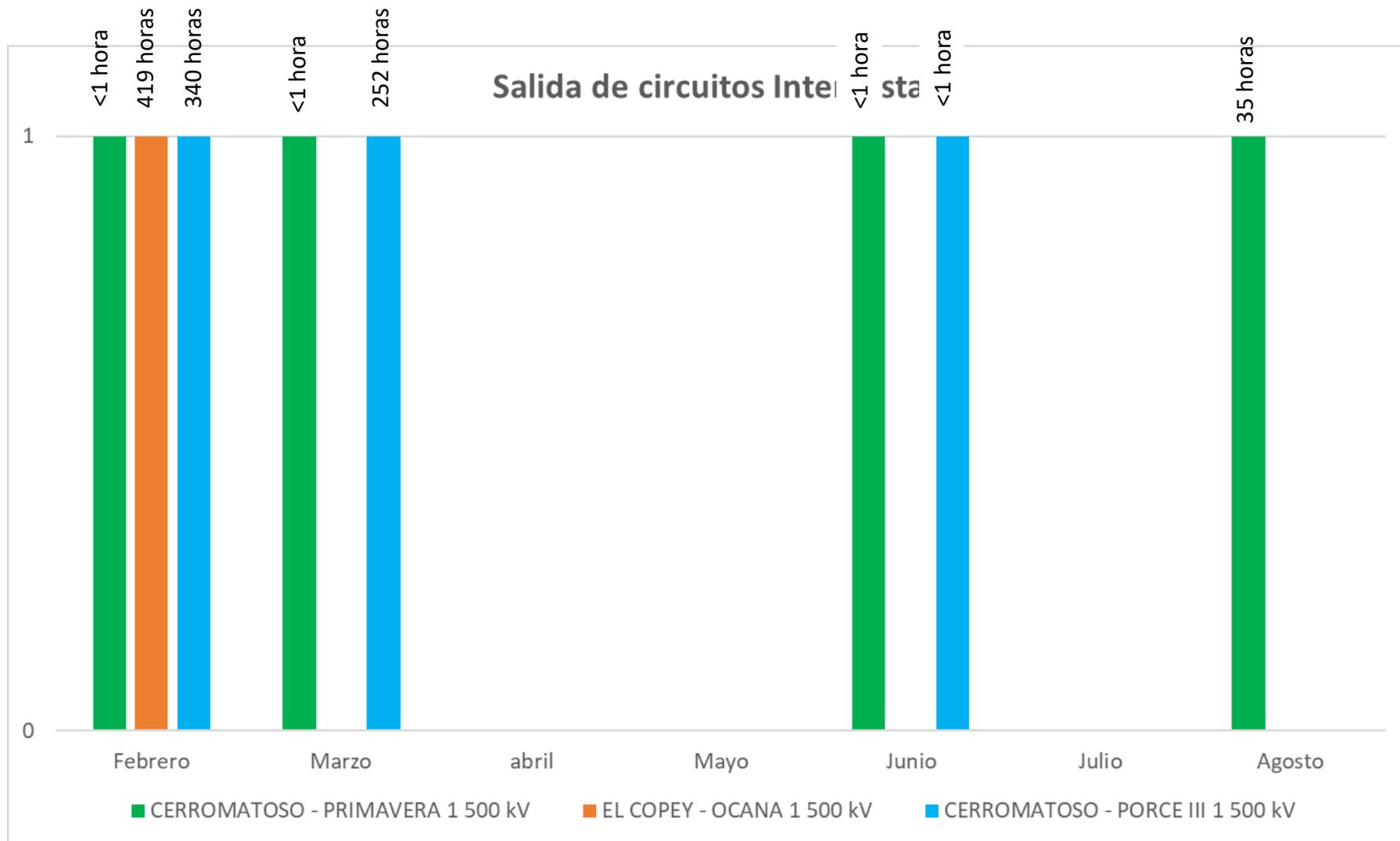
Salidas No programadas de unidades en el área Caribe



Salidas Forzadas del SVC de CHINU 500 kV

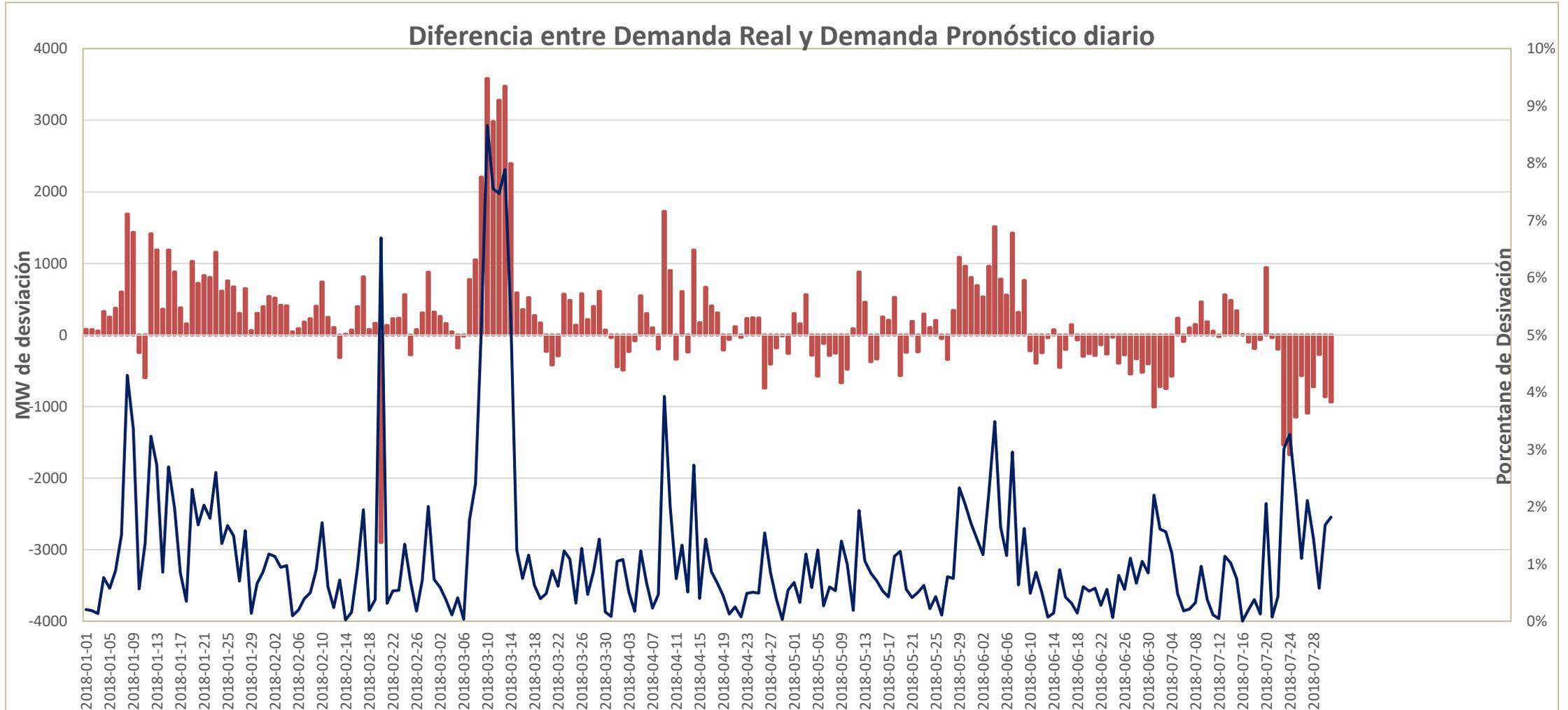


Salidas no programadas y tiempo de indisponibilidad Circuitos intercosta 2018



Los eventos de febrero y marzo fueron asociados a AMI

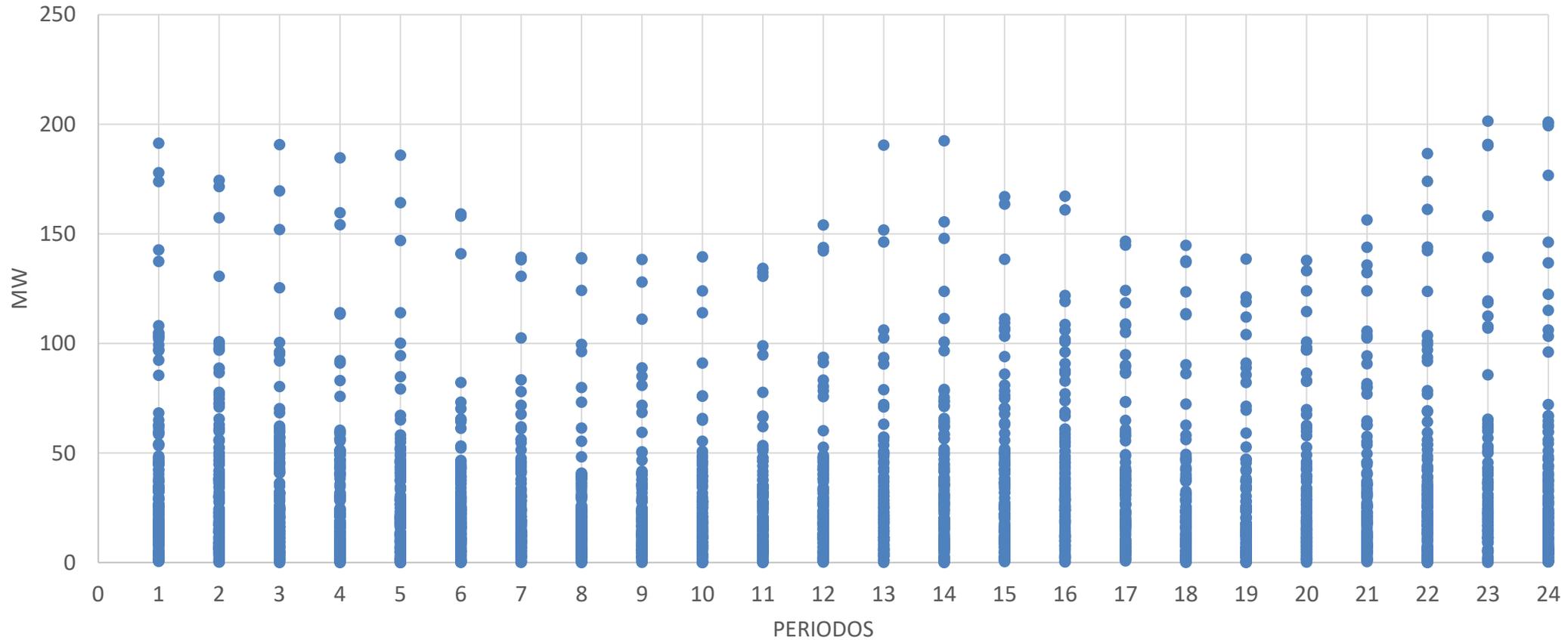
Demanda área Caribe



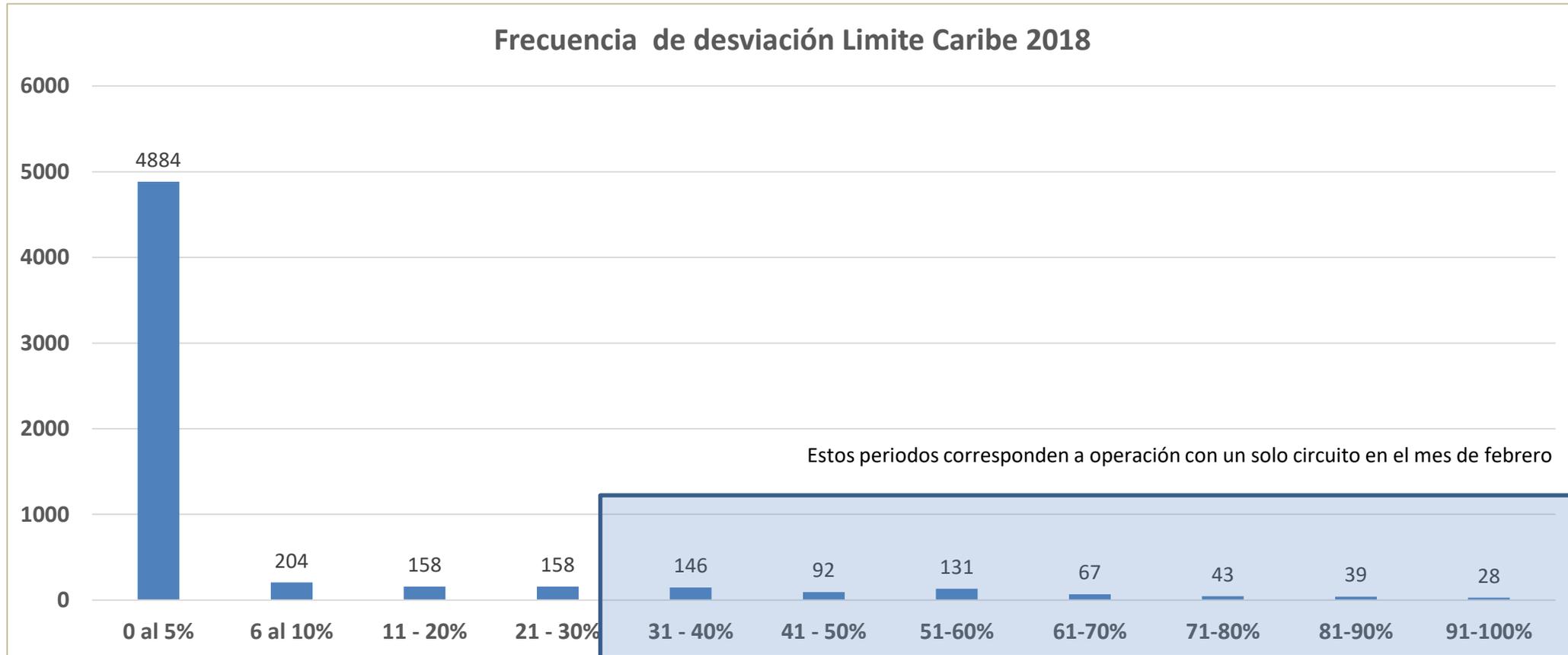


Desviación de Demanda por periodo

Desviación Demanda Real vs Pronóstico



Periodos con desviación del Limite Caribe

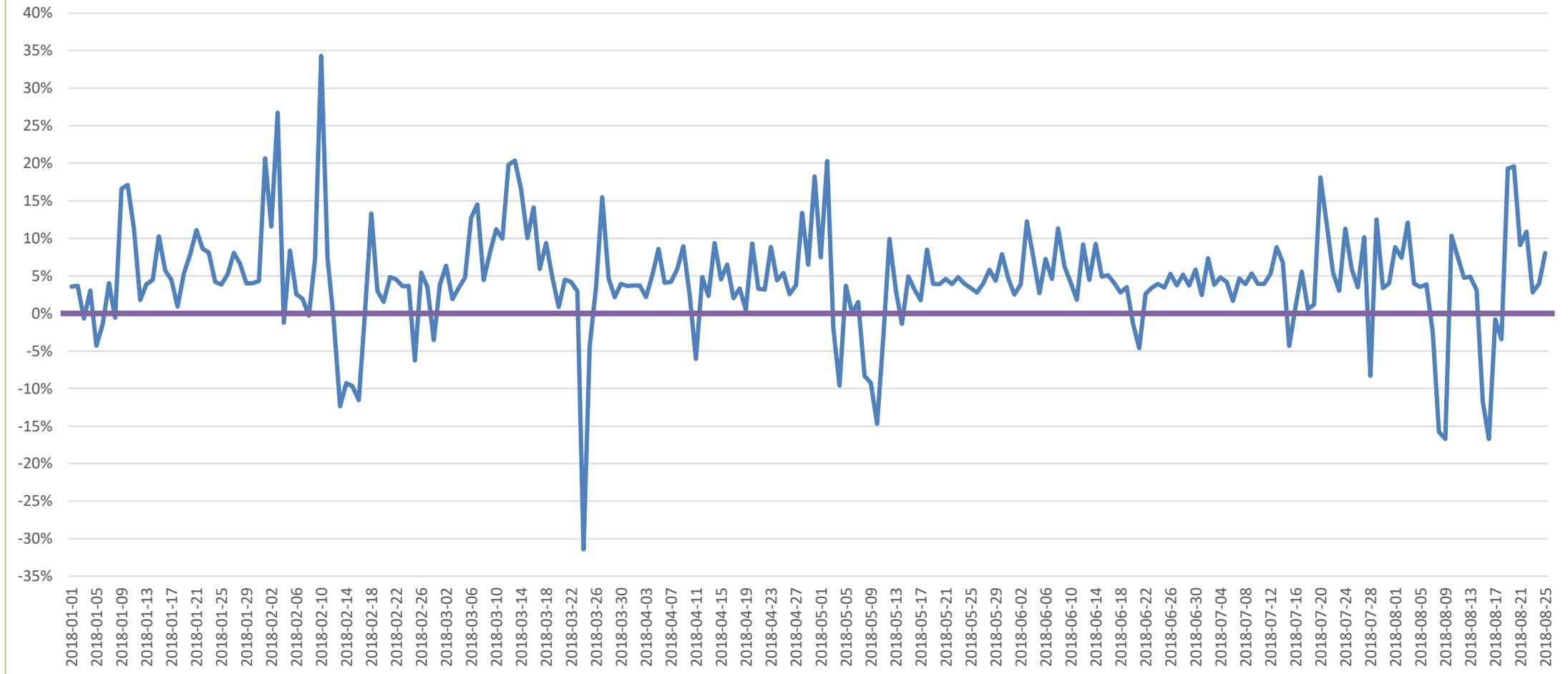


Número de periodos de cinco minutos con desviaciones en el límite caribe durante el 2018, se incluyen periodos posteriores a eventos y recuperación de equipos del sistema (Líneas, SVC o Unidades de generación)

Generación TEBSA



Generación real de TEBSA como porcentaje de la Generación programada en el Despacho



A large orange arrow pointing to the right, with a notch on its left side.

ACCIONES ADOPTADAS PARA MITIGAR LOS RIESGOS OPERATIVOS

Acciones básicas



Realizar pronósticos de demanda lo más ajustados posible.

Realizar actualizaciones diarias si se identifican desviaciones.

Cumplir con los tiempos programados de los trabajos e informar oportunamente posibles retrasos.

Contar con energético primario para honrar la disponibilidad declarada.

Cumplir programas de pruebas e informar oportunamente cambios en los mismos.

Acciones implementadas



Reserva de generación en el área Caribe.

Desde el despacho realizado el 14 de agosto de 2018, se viene programando un margen en el límite de intercambio del 5% de la demanda del área Caribe.

Generación de seguridad área Caribe Vs subárea Atlántico.

Si el recurso que debe subir generación para cubrir la seguridad del área Caribe, genera riesgos para la subárea Atlántico, primará la seguridad del área Caribe y se dejará la subárea cubierta por ESPS

Acciones identificadas

Impacto	Acciones mitigación
<p>Durante las maniobras de cierre de los circuitos a 500 kV (40 Minutos) o ante retraso en la realización de los trabajos, es posible que no se cuente con la generación de seguridad del área. Al solicitarla vía autorizaciones o redespachos, los agentes manifiestan riesgos para el sector gas.</p>	<p>Ante mantenimientos en los circuitos intercostas de 500 kV que afecten el límite de intercambio:</p> <ul style="list-style-type: none">• Programar generación de seguridad por un periodo adicional a la duración de los trabajos.
<p>Ante la falla del un activo del sistema (Línea, SVC, Unidad de generación) podría tenerse una transferencia entre el interior y la costa superior al límite de transferencia. (Riesgo de eventos de tensión o colapso del área).</p>	<p>Ante las características técnicas de las plantas del área y que el operador de red requiere de un tiempo para realizar las maniobras de racionamiento, se recomienda la construcción de procedimiento rápido de aplicación de racionamiento con los agentes involucrados. (Comité de distribución)</p>

Acciones identificadas



Impacto	Acciones mitigación
<p>Ante información de eventos en el sector gas no se tiene regulación que soporte toma de acciones en el sector eléctrico y se podrían presentar disparo de unidades por baja presión.</p>	<p>Continuar trabajando en los protocolos Gas – Electricidad con el objetivo de identificar rápidamente eventos que pueden afectar la atención de la demanda del SIN.</p>



Evento 27 y 28 de Agosto



Antecedentes

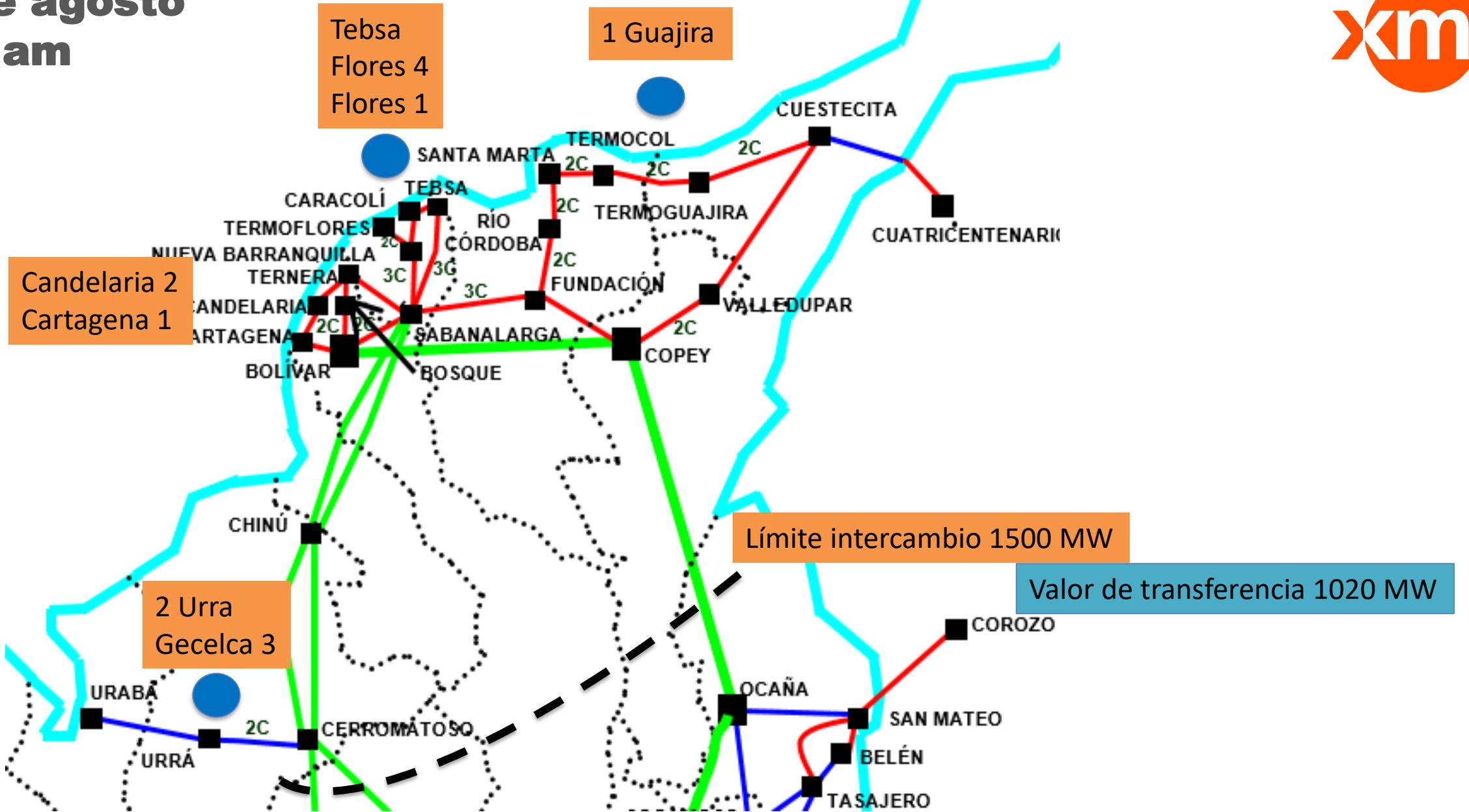
Sector gas

- Entre el 24 de agosto a las 00:00 horas al 28 de agosto a las 23:59 horas, Calamarí reportó en el SIMI (Sistema de intervenciones y mantenimientos del CNOgas) trabajos en la planta de regasificación de Cartagena, se reporto así mismo que los trabajos no generarían ninguna restricción y la capacidad disponible de la planta de regasificación durante el mantenimiento sería de 400 MPCD.
- En reuniones de seguimiento semanal del COMI, los días 15 y 22 de agosto de 2018, se indagó a Calamari por los trabajos y se ratificó la no afectación de la disponibilidad de la planta.

Sector eléctrico

- Para la operación del lunes 27 agosto se tenían indisponibles por oferta:
 - Central Cartagena 3
 - Gecelca 32 (Planta en etapa de pruebas)
 - Guajira 1
 - Proelectrica 1 y2
 - Unidad 1 de Urra
 - Unidad 2 de Urra P(1 al 17)

27 de agosto
7:25 am



27 de agosto
7:26 am



Candelaria 1

Candelaria 2 (full)
Cartagena 1

Tebesa (full)
Flores 4 (Full)
Flores 1 (full)

1 Guajira



Límite intercambio 720 MW

2 Urra
Gecelca 3

URABÁ
URRÁ



Operación Lunes 27 de agosto

10:50 Se declara indisponible Cartagena 1 (Fuga de caldera)

12:27 Se declara indisponible Flores 4 (Indisponibilidad suministro planta GNL) Informa que la estación regasificadora estara indisponible hasta las 24:00 horas del lunes 27.



Se programa racionamiento en el área Caribe.

P 15	P 16	P 17	P 18	P 19	P 20	P 21	P 22	P 23	P 24
309	213	113			46	86	221	170	56

Se incrementa transferencia entre el interior y la costa y se realizan gestiones con generadores, CNO's y MME, para tener mayor generación.
Se traslada carga del área Caribe al área Antioquia



Se logra pasar el día sin afectación de la demanda.



En la operación de tiempo real, Flores 4 genera 220 MW durante todo el día.
Se presenta una demanda inferior a la programada.
Se lleva la transferencia hasta los 800 MW*

* De materializarse otra contingencia en uno de los dos enlaces restantes, se podrían presentar tensiones por fuera de los rangos regulatorios.

Operación Martes 28 de agosto

Lunes :

18:02 Se declara indisponible Cartagena 1 (Reparación Caldera)

19:12 Se declara indisponible Flores 1 (Planta regasificación)

19:22 Se declara indisponible Flores 4 (Planta regasificación)

19:24 Se recuperan 220 MW de disponibilidad por seguridad

Se informa que la estación regasificadora estará indisponible hasta las 24:00 horas del martes 28.



10:29 Se declaran indisponibles Candelaria 1 y 2 (Indisponible abastecimiento combustible)

10:42 Se recuperan 65 MW por unidad por seguridad

Se programa racionamiento en el área Caribe.

P 13	P 14	P 15	P 16	P 17	P 18	P 19	P 20	P 21	P 22	P 23	P 24
12	90	143	128	41		32	143	142	92	40	

Se incrementa transferencia entre el interior y la costa y se realizan gestiones para tener mayor generacion.

Se traslada carga del área Caribe al área Antioquia



Alrededor de las 16:30 se informa por parte de Promigas, en reunión del CNOgas, que las presiones están en niveles críticos y es necesario cortar demanda, incluida la de generadores térmicos, lo cual implicaba una mayor demanda no atendida para la punta.



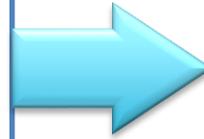
En tiempo real: Urrá genera con cuatro unidades, Candelaria genera en un periodo por encima de los 65 MW.

Se lleva la transferencia al área caribe a un valor de 790 MW *.

* De materializarse otra contingencia en uno de los dos enlaces restantes, se podrían presentar tensiones por fuera de los rangos regulatorios.

Operación 28 de agosto

18:48 se normaliza el circuito Cerromatoso – Primavera 500 kV, permite bajar generación del área Caribe, bajando consumos de gas y permitiendo recuperar las presiones del gasoducto.



Finalmente, luego de una estrecha coordinación entre MME, agentes del sector eléctrico y gas y XM se logra superar la emergencia sin afectación de la demanda.



Acciones realizadas

- Traslado de carga de EPM, del área caribe para Antioquia.
- Gestión con grandes consumidores (Cerrejón y Cerromatoso).
- Gestiones con Urra para contar con mayor generación.
- Coordinación con el sector gas y autoridades, en búsqueda de combustibles para los generadores.
- Revisión en tiempo real de las condiciones del sistema para evitar racionamientos.



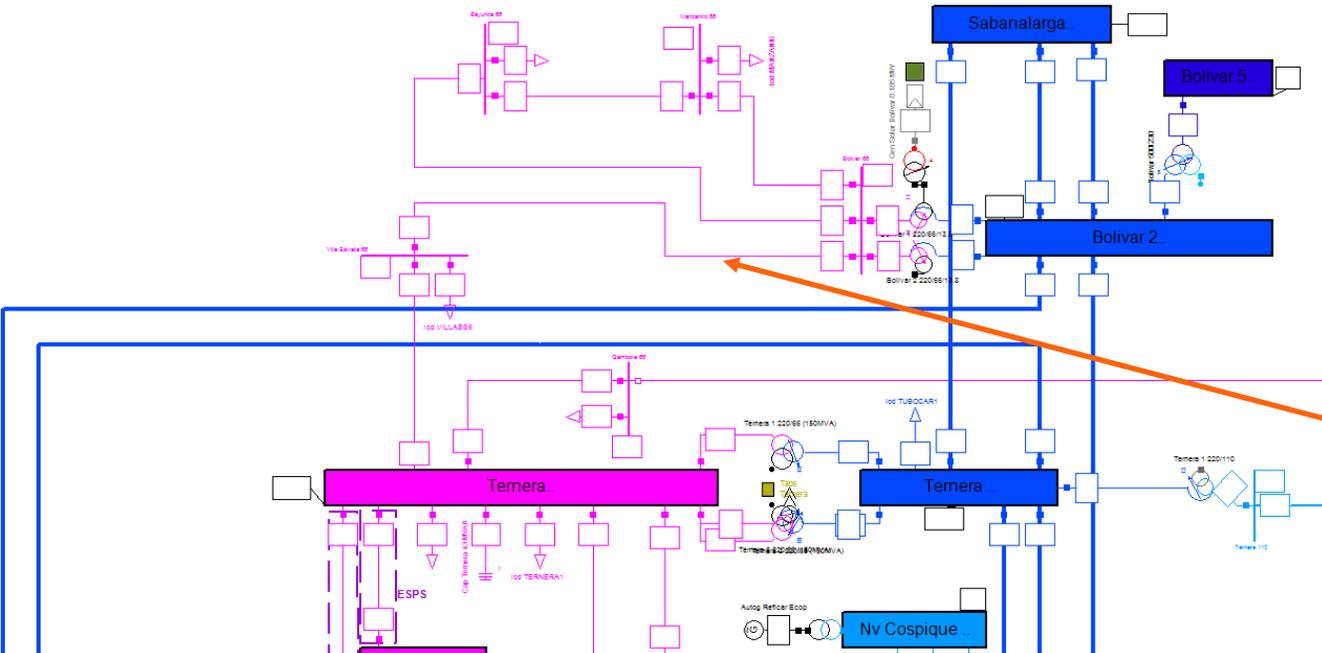
Recomendaciones evento de febrero

- Aprender de esta emergencia para prepararnos para futuras emergencias.
- Se deben tomar las acciones necesarias para garantizar la disponibilidad permanente y continua del gas de la regasificadora.



Impacto cambio de parámetros en la operación





Proyecto Bolívar 220/66 kV y obras asociadas:

Se reconfiguró la línea Villa Estrella – Bayunca 66 kV en Bolívar – Villa Estrella 66 kV y Bolívar – Bayunca 66 kV.

Los tramos existentes del circuito Villa Estrella – Bayunca 66 kV no fueron repotenciados y actualmente tienen una capacidad de 308 A (el circuito debía ser de 896 A)

Por lo anterior, el circuito **Bolívar – Villa Estrella 66 kV presenta alta carga en condición normal de operación.** Ante múltiples contingencias en la red de Bolívar, particularmente aquellas que debilitan los puntos de conexión a la red de 66 kV (contingencias en transformación o algunas líneas de 220 kV), **sobrecargan el circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV por encima del límite de emergencia**

Solución operativa:

Apertura de la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV en Villa Estrella 66 kV

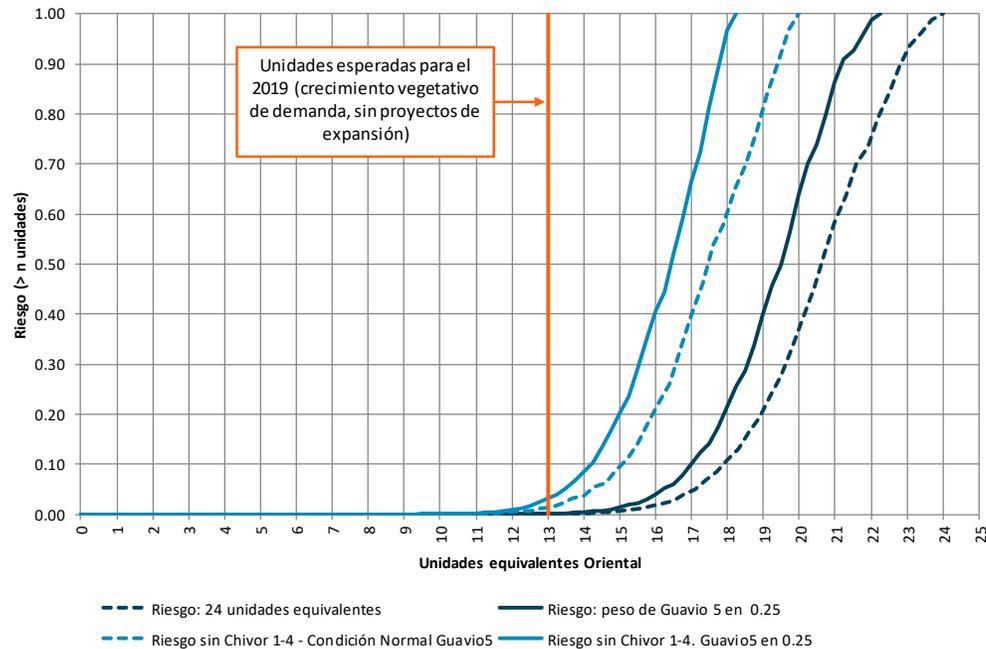
Solución estructural:

Es necesario que Electricaribe repotencie los tramos de líneas correspondientes al antiguo circuito Villa Estrella – Bayunca 66 kV, el cual fue reconfigurado en los circuitos Bolívar – Villa Estrella 66 kV y Bolívar – Bayunca 66 kV

El 16 de agosto de 2018, EMGESA informó que el 02 de mayo de 2017 la unidad de Guavio 5 sufrió una falla que comprometió la máquina. Por lo anterior, se disminuye la entrega/absorción de potencia reactiva de la unidad, de 122/78 Mvar a 15/15 Mvar.



Disminución del peso de Guavio 5, de 2 a **0.25**



Teniendo en cuenta a Chivor, Guavio, Pagua, Zipa y Miel, las unidades equivalentes disminuyen de 24 a **22.25**

- Se requiere una coordinación mas estrecha de mantenimientos de alto impacto. (**mantenimiento de Chivor 2019**)
- Los crecimientos industriales de demanda (por ejemplo, San Fernando e incrementos en Rubiales) y los atrasos en los proyectos de transmisión (Norte 500-230-115 kV) incrementan los riesgos para la operación del área.

Recomendaciones:

- Realizar las gestiones correspondientes para normalizar en el menor tiempo posible, la capacidad de entrega/absorción de reactivos de la unidad Guavio 5
- Maximizar la disponibilidad de las otras unidades durante el periodo de la condición en que se encuentra la unidad Guavio 5
- Realizar estudios de detalle para verificar la necesidad de implementación de acciones de mitigación de riesgos.



3. Panorama Energético

- Análisis energético de mediano plazo.
- Recomendaciones (Situación Ituango).





Análisis energético de mediano plazo



Supuestos considerados



Horizonte

MP: 2 años, resolución semanal

Demanda

Escenario alto UPME (MP)

Parámetros del SIN

- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Último Umbral UPME Ago/18.

Condición Inicial Embalse

Septiembre 02, 80.1% (MP)

Desbalance hídrico

14.7 GWh/día promedio mensual

Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Sep/18 - Ago/19

Mín. Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)

Intercambios Internacionales

No se consideran

Información combustibles

Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Expansión Generación

- MP, LP: Proyectos con OEF.
- MP: Un caso con proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Información combustibles



Según lo reportado por los agentes bajo el acuerdo CNO 695 se consideran las plantas operando con los combustibles indicados

Plantas que operan con Carbón

Zona	Plantas
Costa	Guajira
	Gecelca 3
Interior	Tasajero
	Paipa
	Zipa

Zona	Planta	Combustible
Costa	Tebsa	GNI
	Barranquillas	GNI
	Flores 1 y 4	GNI
	Proelectrica	Gas
	Termocandelaria	GNI
	Cartagena	Combustóleo
Interior	Merilectrica	Gas
	Termosierra	ACPM
	Termocentro	Gas
	Termodorada	ACPM
	Termoemcali	ACPM y Gas
	Termovalle	ACPM
	Termoyopal	Gas

Panorama Energético Mediano Plazo



Resumen Casos

Caso

- Caso 1
- Caso 2
- Caso 3
- Caso 4
- Caso 5
- Caso 6

Hidrología

- Esperado
- Contingencia
- CND1
- CND2
- Contingencia
- Estocástico

Proyectos de generación

- Con OEF
- Con OEF+ con concepto UPME
- Con OEF

Total MW Proyectos futuros considerados*

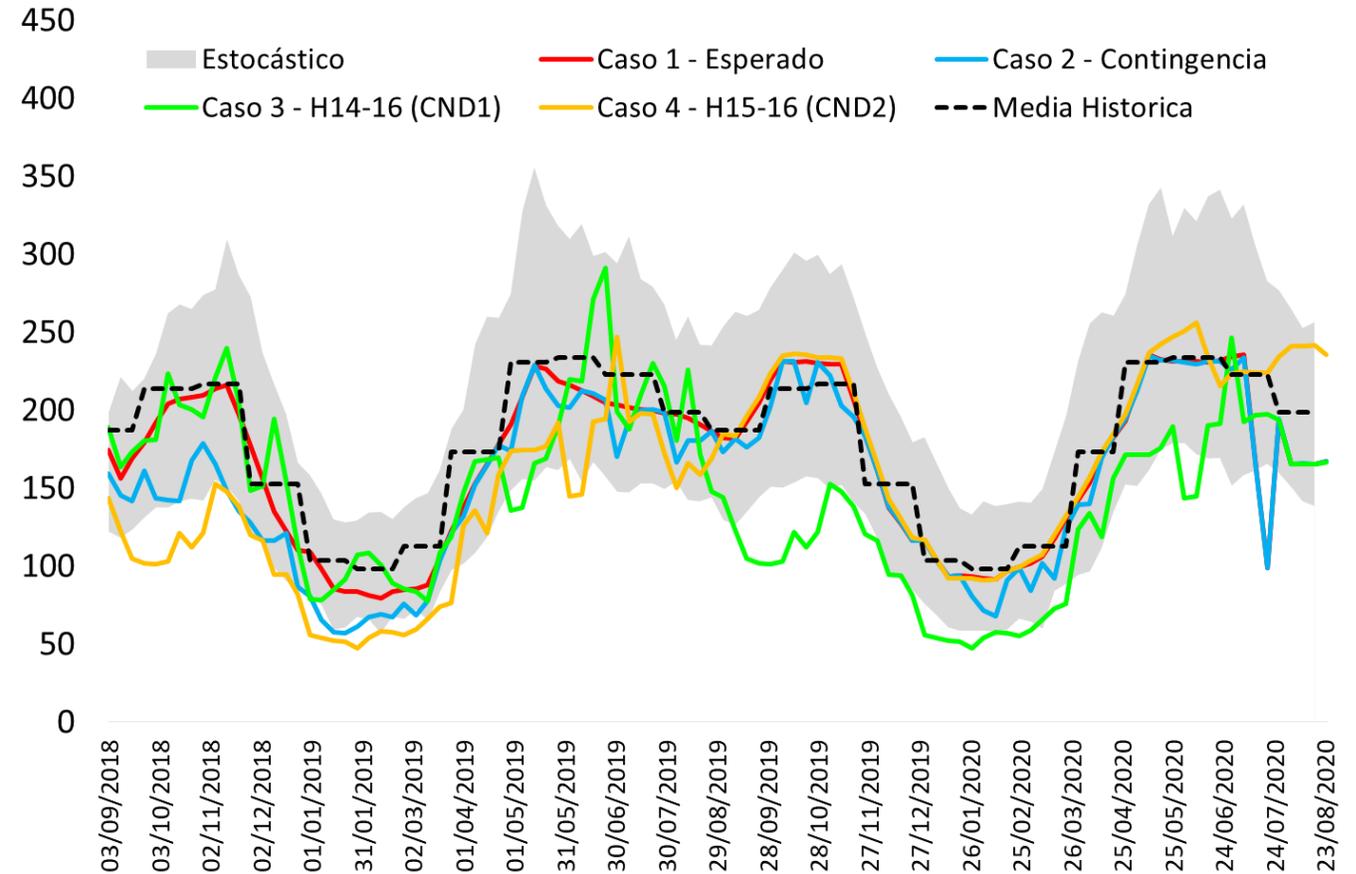
Tipo	Casos 1 al 4 y 6	Caso 5
Hidráulico	0	158.5**
Térmico	362	436.3**
Solar	0	386.6
Eólico	0	312
Total	362	1293.4

No se considera Hidroituango en el horizonte de análisis del MP.

*Proyectos con entrada hasta el 26 de agosto de 2020.

**Despachados y No Despachados Centralmente

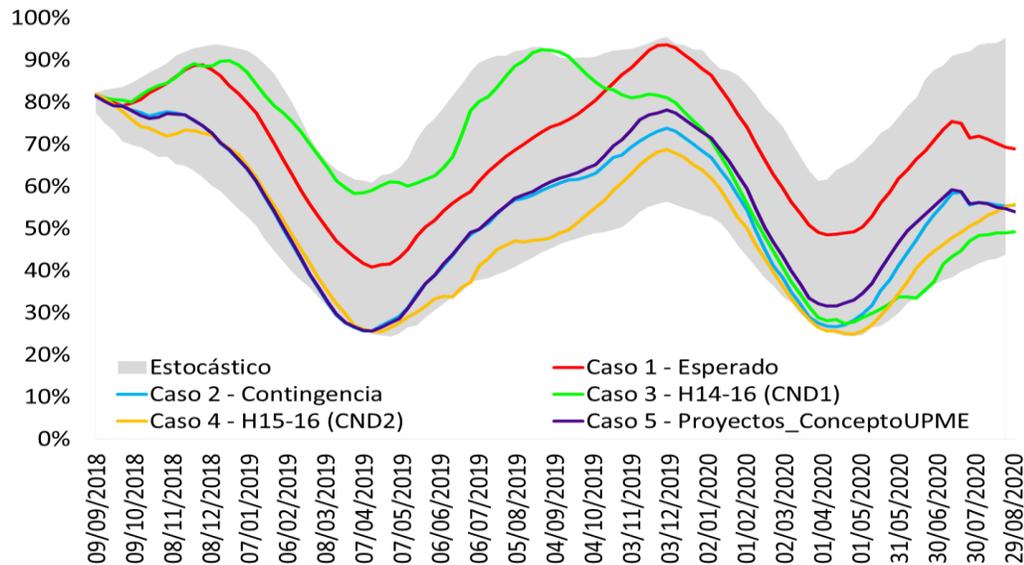
Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



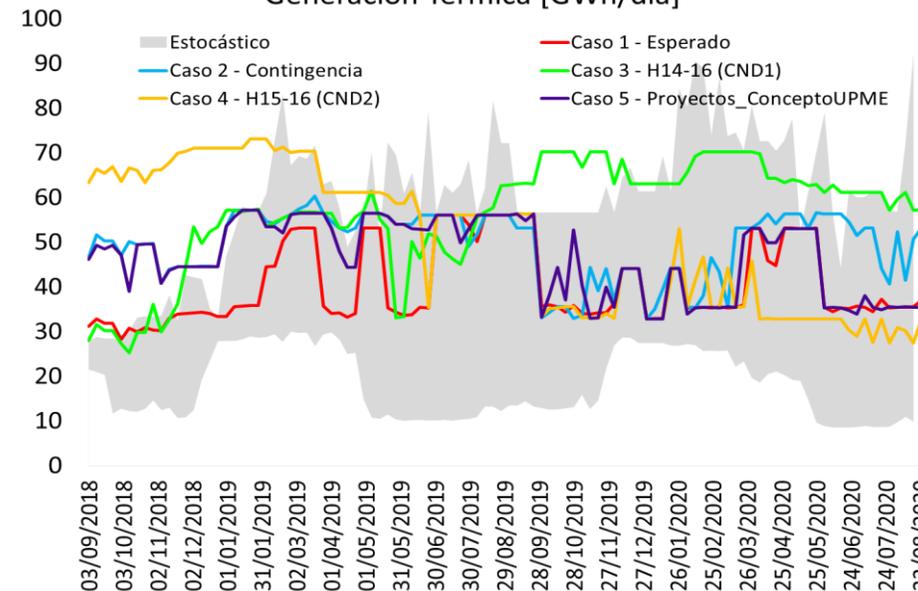
Panorama Energético Mediano Plazo



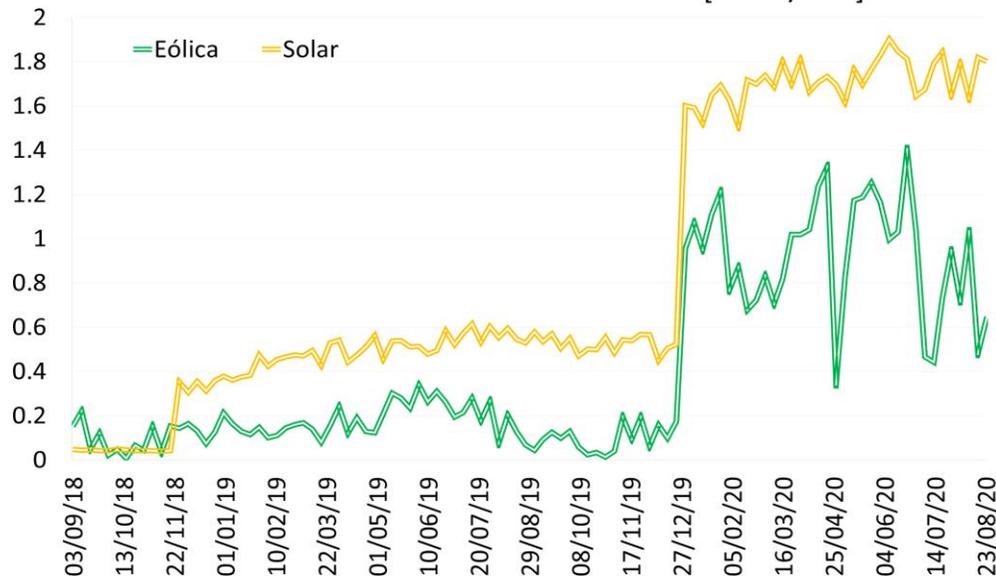
Embalse agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



GENERACIÓN FRNC PROMEDIO CASO 5 [GWH/DÍA]

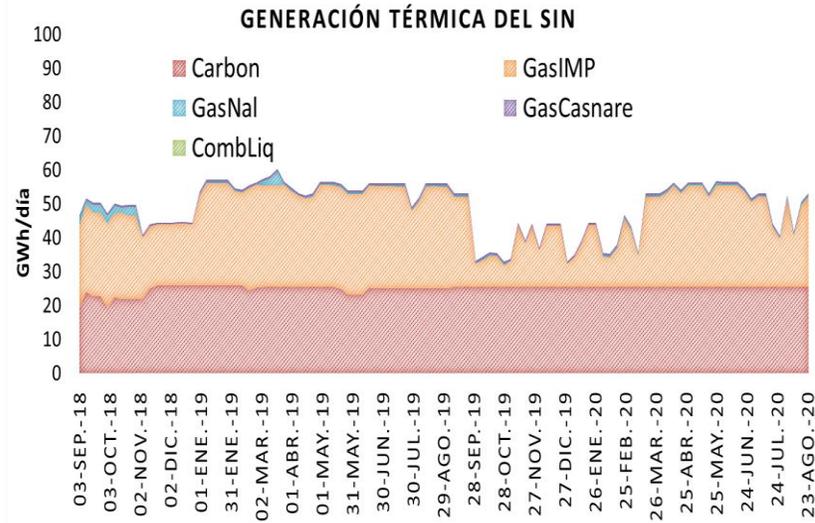


Escenario	Rango de Tiempo	Gen. Térmica [GWh/día]
Caso 1	Sep/18 - Abr/19	37
Caso 2		51
Caso 3		46
Caso 4		67
Caso 5		50

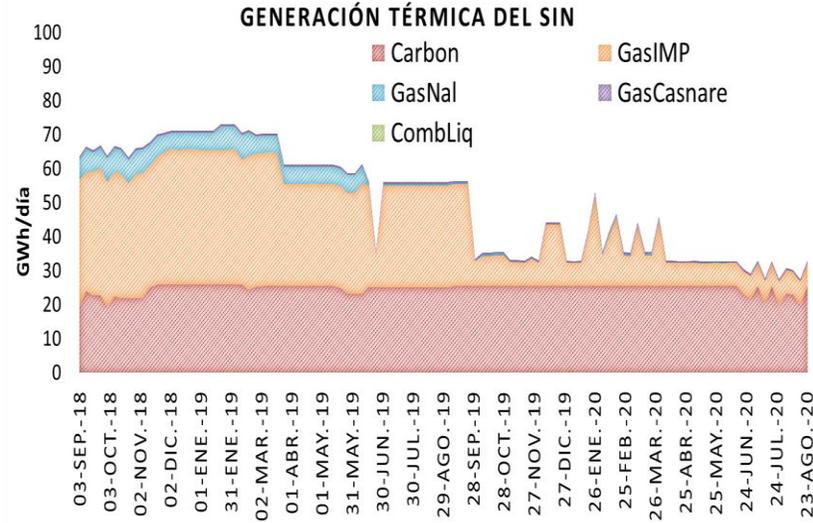
Panorama Energético Mediano Plazo



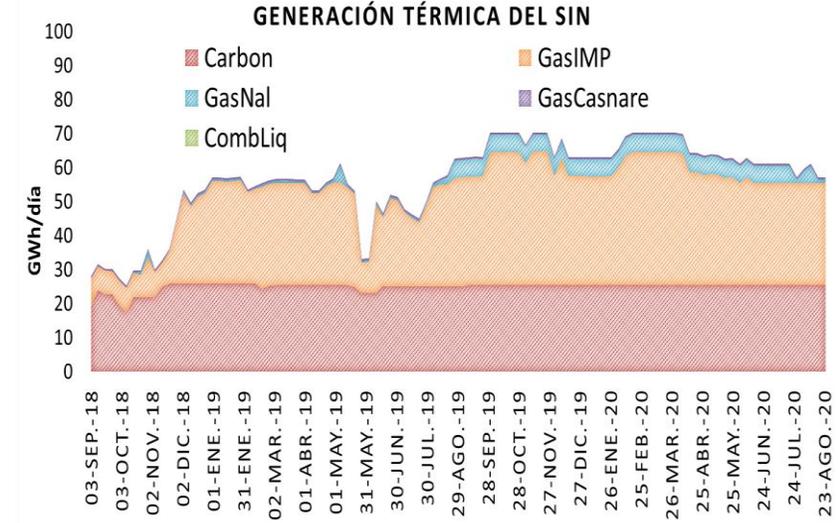
Contingencia SH



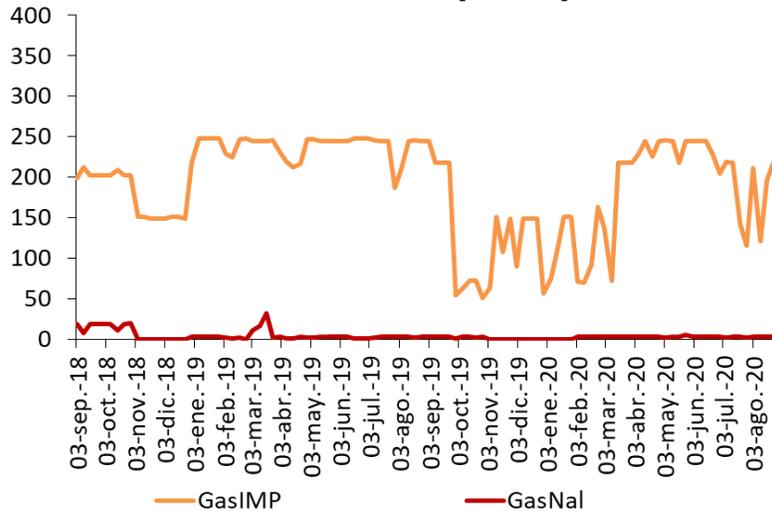
H 2015 - 2016



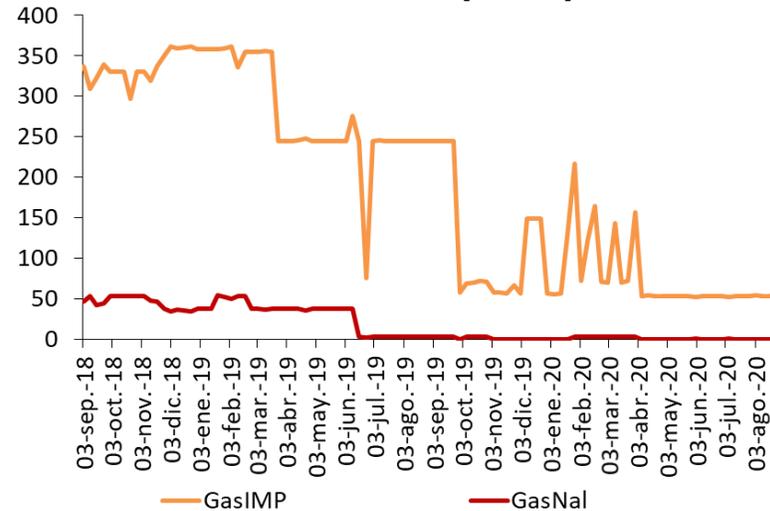
H 2014 - 2016



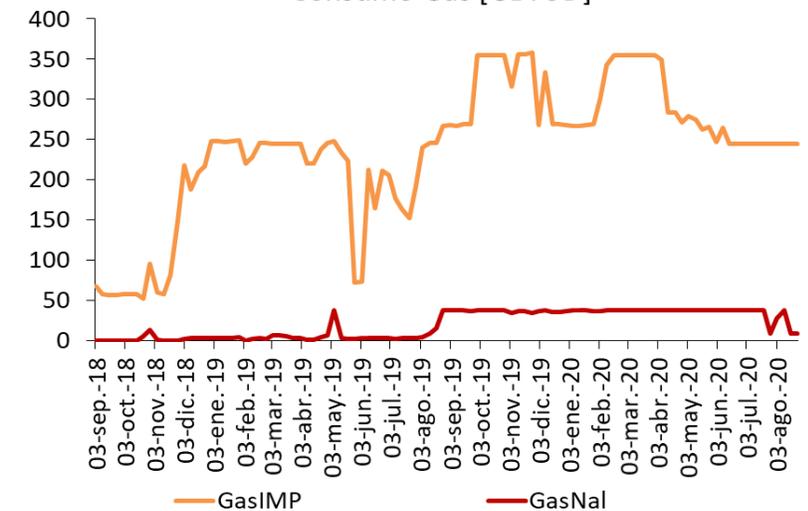
Consumo Gas [GBTUD]



Consumo Gas [GBTUD]



Consumo Gas [GBTUD]



Conclusiones

- En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperadas y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno El Niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos por el CND representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Ambos escenarios proponen un aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 65 GWh/día. Cerca del 30% de las reservas del SIN se albergan al final de la temporada seca en embalses multipropósito, cobrando relevancia especialmente en los escenarios contingencia de Hidrología 2015-16.
- Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno del niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de la red de transmisión y de la generación térmica, especialmente durante la temporada seca (2018-2019) e igualmente maximizar la disponibilidad de su combustible primario.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2019 con participación de valores semanales promedios superiores a 2 GWh/día.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.
- La información sobre el detalle operativo de la planta de regasificación cobra alta relevancia dado el uso intensivo presentado en las simulaciones energéticas.



Recomendaciones (Situación Ituango)



Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha inicial	Periodicidad	Responsable
Contar con un nuevo cronograma de puesta en servicio del proyecto Hidroituango.	Construir e informar nuevo cronograma	31/12/2018	Única Vez	EPM
	Realizar seguimiento a la ejecución del nuevo cronograma	31/03/2018	Trimestralmente	CNO
Garantizar la máxima disponibilidad de los recursos de generación existentes, sus fuentes primarias y la red de transmisión de energía y gas.	Construir balances físicos de gas para los años 2019 a 2022 (Interior y costa)	30/09/2018	Semestral	CNO Gas
	Conocer cantidades contratadas de suministro y transporte de las plantas térmicas	30/09/2018	Semestral	CNO
	Se requiere conocer las cantidades de gas y líquidos con las que cuenta cada unidad de generación.	30/09/2018	Semestral	CNO
	Realizar seguimiento a restricciones del sistema de transporte de gas. (mantenimiento e indisponibilidades)	30/09/2018	Semestral	CNO Gas
	Realizar seguimiento a la logística y plan de mantenimientos de las estación regasificadora	30/09/2018	Semestral	CACSSE
	Realizar seguimiento a los planes de mantenimiento de las plantas térmicas e hidráulicos	30/09/2018	Semestral – Horizonte anual	CNO
	Seguimiento a la propuesta regulatoria de caudales ecológicos del MADS	30/09/2018	Trimestral	MME
	Hacer inventario de las restricciones para la operación de los embalses cerca a su mínimo útil.	30/11/2018	Semestral	CNO
	Realizar ajustes regulatorios para incluir el gas con destino a la generación de seguridad en la demanda esencial	31/12/2018	Única Vez	MME
	Evaluar restricciones del STN - STR que representen atrapamiento de generación.	30/09/2018	Semestral	CNO – UPME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha Inicial	Periodicidad	Responsable
Realizar seguimiento detallado y permanente a la evolución de las principales variables inciertas (hidrología y demanda) con el objeto de dar las señales necesarias de manera anticipada.	Continuar realizando seguimiento a la evolución de las principales variables energéticas del sistema	10/09/2018	Mensual	CNO
	Realizar actualización periódica de los pronósticos de demanda	30/09/2018	Trimestral	UPME
	Realizar seguimiento a la entrada de Grandes consumidores	30/09/2018	Trimestral	UPME
Hacer seguimiento detallado a la entrada en operación de los proyectos de generación que tienen concepto de conexión por parte de la UPME, en búsqueda de identificar las acciones necesarias que viabilicen la entrada en las fechas establecidas.	Construir listado de proyectos con concepto de conexión y fecha de entrada previa a 2022	30/09/2018	Permanente	UPME
	Hacer seguimiento a fecha de entrada de proyectos (evaluar la necesidad de habilitar la mesa de proyectos PINE)	30/09/2018	Trimestral	UPME
	Identificar causas de atraso y gestionar	30/09/2018	Trimestral	UPME – MME
Realizar gestiones para adelantar la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación que estén en curso.	Construir listado de proyectos en desarrollo	30/09/2018	Permanente	UPME
	Identificar posibilidades de adelanto	30/09/2018	trimestral	UPME
Conservar en las plantas térmicas la posibilidad de operar con combustibles líquidos ante eventos en los sistemas de transporte o suministro de gas, dados los requerimientos de generación térmica que se observan.	Crear los incentivos regulatorios para mantener la operación dual de las plantas	31/12/2018	Única Vez	CREG
	Revisar logística de suministro y transporte de combustibles líquidos	30/11/2018	Anual	CNO

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha Inicial	Periodicidad	Responsable
Implementar ajustes regulatorios al mecanismo de respuesta de demanda.	Realizar los ajustes regulatorios requeridos.	30/06/2019	Única Vez	CREG
Incentivar y/o acelerar la entrada de proyectos de generación con bajos tiempos de construcción y de generación distribuida	Emisión definitiva de resoluciones	31/12/2018	Única Vez	CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.	31/01/2019	Mensual	UPME
Revisar la necesidad de realizar nuevas subastas de energía firme con entrada en operación antes del año 2022	Emisión definitiva de resoluciones	31/08/2018	Única Vez	CREG
	Hacer seguimiento a la respuesta del mercado a las resoluciones.	30/09/2018	Mensual	UPME
Gestionar otras fuentes de energía	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – ESA.	30/06/2019	Única Vez	XM
	Gestionar la ampliación de la capacidad de importación de energía desde Ecuador – obras del STR a más tardar en el año 2021.	30/06/2019	Semestral	UPME
	Identificar posibilidades de energía adicional de plantas existentes o retiradas del mercado.	31/12/2018	Semestral	CNO
	Actualizar inventario de excedentes de autogeneradores del sistema	31/12/2018	Anual	UPME

Recomendaciones



Recomendación	Acción	Fecha inicial	Periodicidad	Responsable
Garantizar la entrada en la fecha establecida de la planta de regasificación en el Pacífico y los proyectos asociados, buscando dar prioridad de dicho gas al sector térmico.	Realizar las gestiones necesarias para la entrada en operación en el año 2021	31/10/2018	Única Vez	UPME
	Hacer seguimiento a la ejecución del proyecto	31/12/2018	Semestral	UPME
	Revisar el mecanismo regulatorio de asignación del gas de la planta de regasificación	30/06/2019	Única Vez	CREG



4. Restricciones

- Restricciones del SIN
- IPOEMP II e ITR II – 2018





Restricciones del SIN



¿Qué son las Restricciones de un Sistema?

Limitaciones que se presentan en la operación de un Sistema de Potencia, que **tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada**, o en la **aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad** en el suministro de electricidad.

Las restricciones exigen generación de seguridad* y se clasifican según su naturaleza en

- Restricciones Eléctricas
- Restricciones Operativas



Restricciones Eléctricas

Asociadas a limitaciones que se presentan en la operación del SIN, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica, como límites térmicos admisibles de equipos de transporte o transformación.

Restricciones Operativas

Asociadas con las exigencias operativas para cumplir con los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro (soporte de tensión, estabilidad, otros).

Generación de Seguridad

Generación forzada que se requiere para mitigar restricciones eléctricas u operativas del SIN

* En caso de no existir generación de seguridad se toman medidas operativas como actuación de ESPS, RAG, otros.

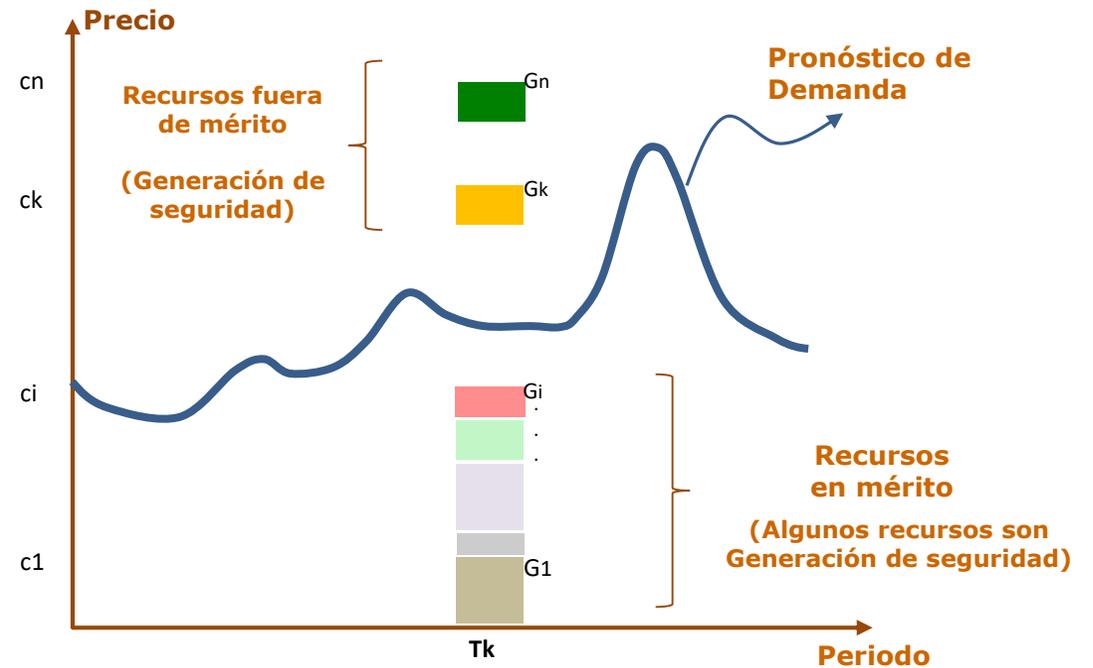
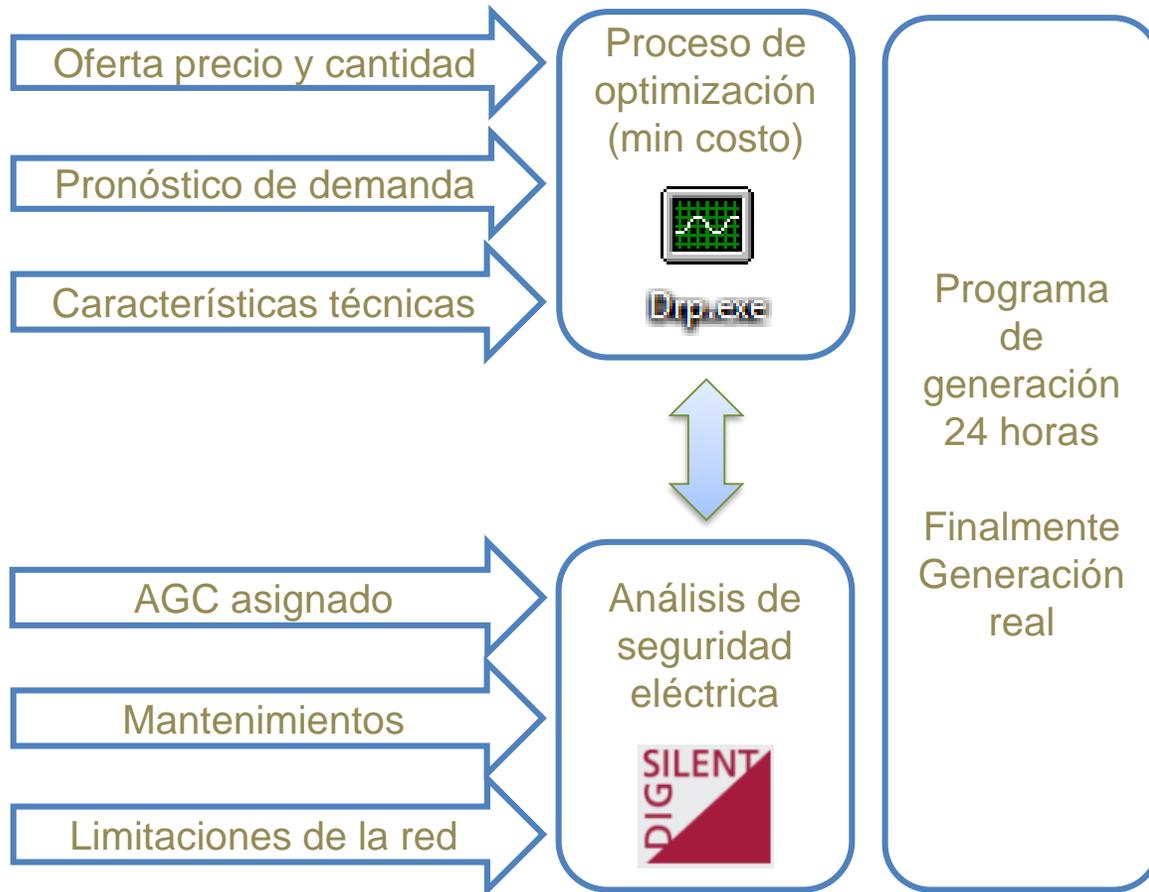
Generalidades

¿Qué Aspectos Impactan las Restricciones?



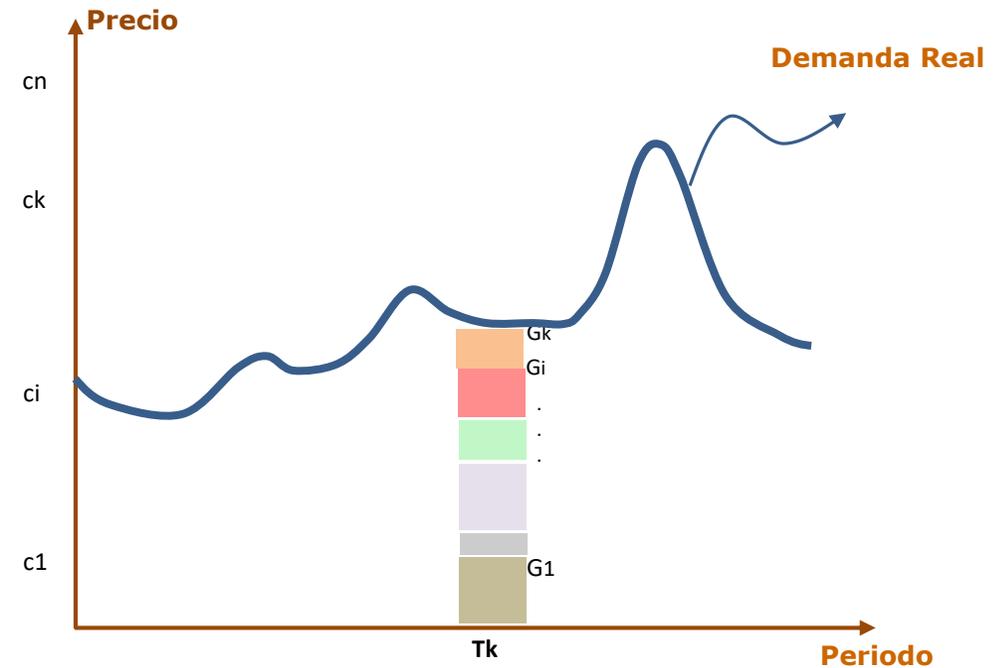
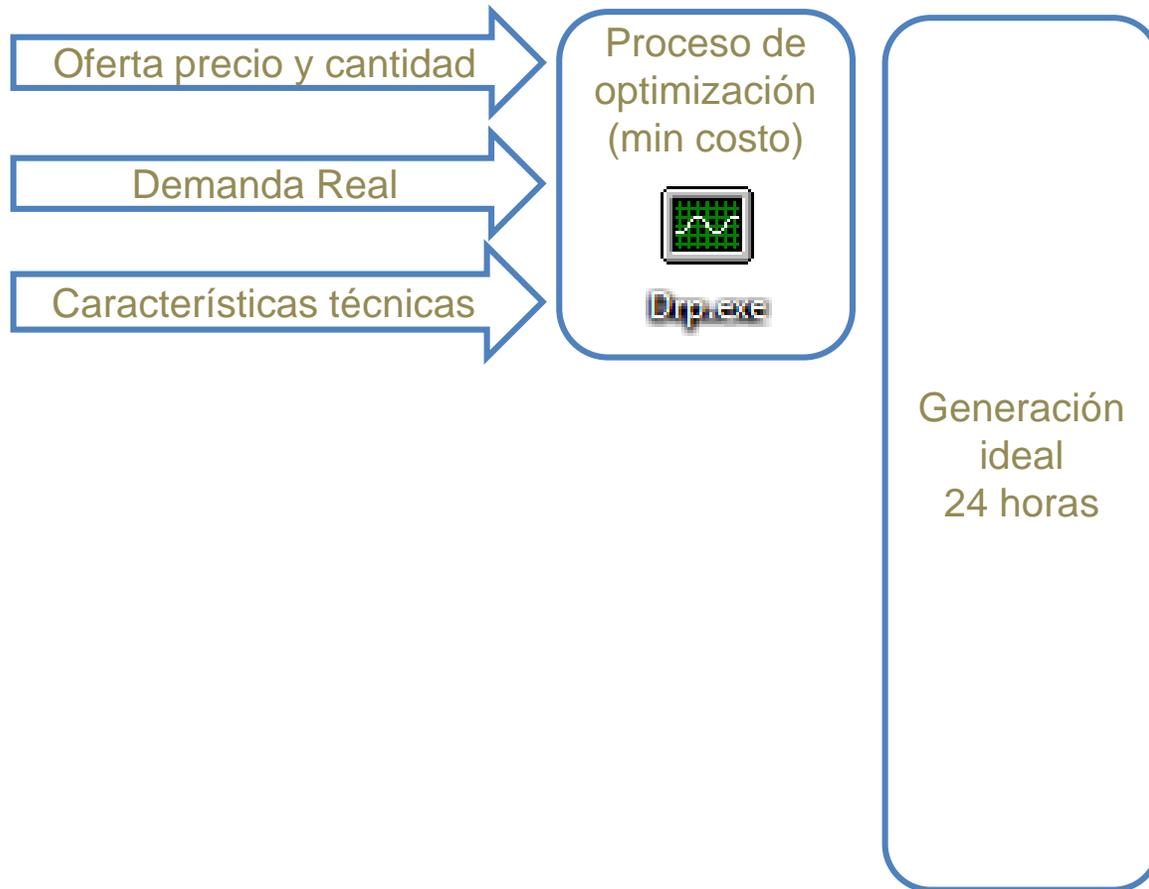
Mercado de Corto Plazo

Despacho Programado – Redespacho - Operación



Mercado de Corto Plazo

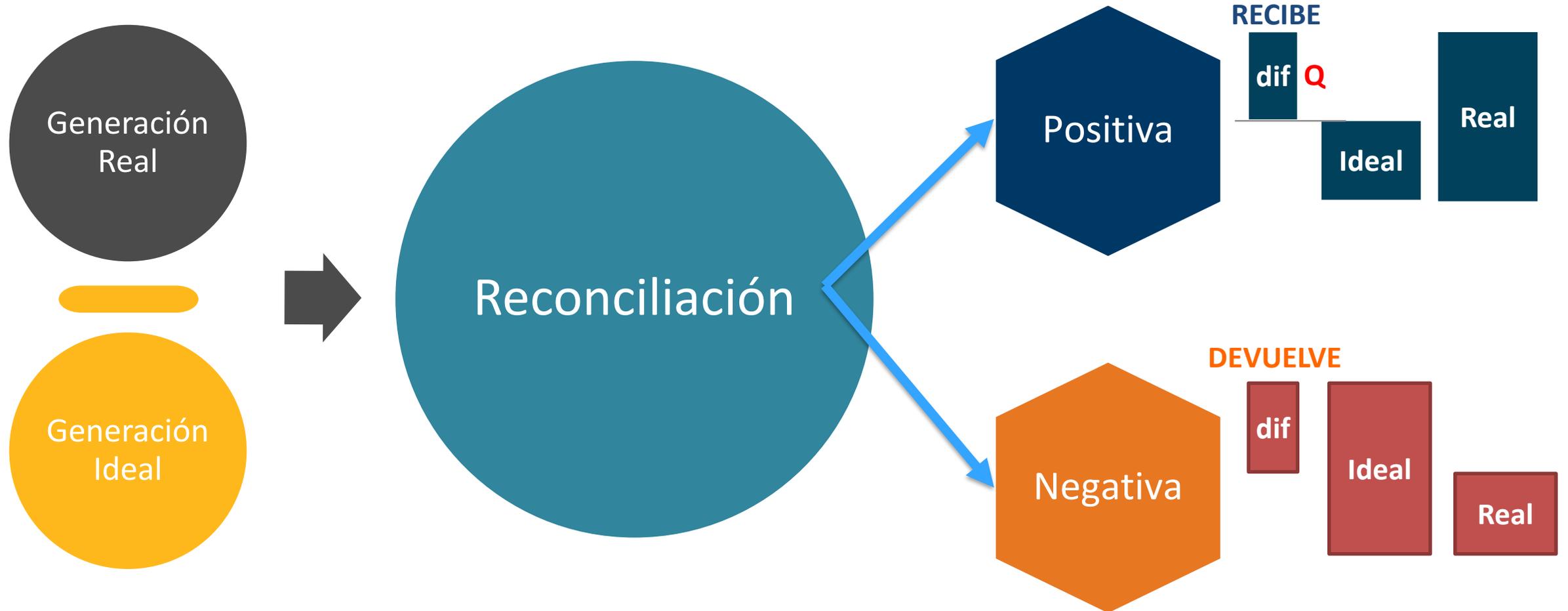
Despacho Ideal



Mercado de Corto Plazo



Cantidad Q – Reconciliación Positiva y Negativa



$$Reconciliación = Gen_Real - Gen_Ideal$$

Mercado de Corto Plazo

Precio P - Reconciliación Positiva Plantas Térmicas

$$PR (+) = \text{Min} \left[P_{\text{preferencia}}, P_{\text{oferta}} + \frac{PAR}{GSA} \right]$$



$$(CSC + CTC + COM + OCV) + \frac{PCAP}{GSA}$$



Valores declarados por los agentes así:

- Semanalmente reportan el costo de suministros y transporte de combustible CSC – CTC en \$/MBTU.
- Diariamente reportan el consumo de combustible en MBTU.

Costos Térmicos...

Precio Referencia

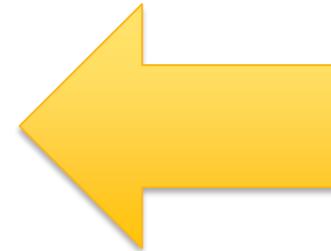
CSC +

CTC +

OCV +

COM +

$\frac{PCAP}{GSA}$ +



Suministro de Combustible



Transporte de Combustible



Otros costos variables



Operación y Mantenimiento

Arranque y Parada

Mercado de Corto Plazo



Precio P - Reconciliación Positiva Plantas Hidráulicas

Precio de Reconciliación depende del Nivel de Embalse

NEM: Nivel del embalse de una planta

NPV: Nivel de Probabilidad de vertimiento o nivel a partir del cual el embalse entra en riesgo de verter.

OCV: Otros Costos Variables

PB: Precio de Bolsa

Sí

$$NEM < NPV$$



$$PR_{(+)} = PB_{horario}$$

Sí

$$NEM \geq NPV$$



$$PR_{(+)} = OCV_{horario}$$

Mercado de Corto Plazo

Costo de Restricciones Iniciales y Finales



AGC = Control Automático de Generación

Cifras del Mercado

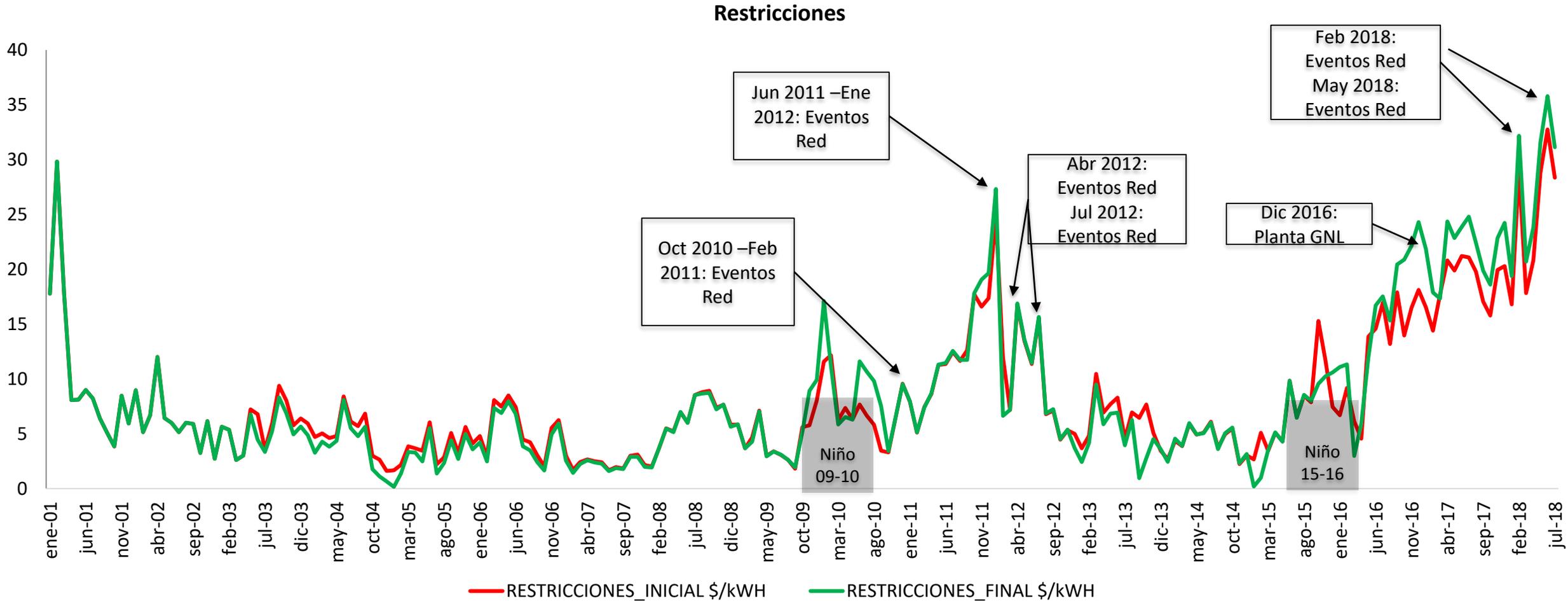


Conceptos de las Restricciones Finales

Concepto	Trim 1 2018	jun-18		jul-18		
	\$/kWh	miles millones \$	\$/kWh	miles millones \$	\$/kWh	
Restricciones finales	24.1	203.7	35.78	184.2	31.13	Cargos
Restricciones iniciales	21.2	186.5	32.76	167.8	28.36	
Opción por generar con líquidos	2.5	14	2.5	14	2.4	
Ingreso regulado al grupo térmico (OPACGNI)	1.79	10.4	1.8	10.2	1.7	
Valor a cobrar por apagar paga	-	-	-	-	-	Alivios
Ejecución de garantías	-	-	-	-	-	
Rentas de congestión	(0.1)	(0.07)	(0.01)	(0.04)	(0.01)	
Valor a favor por subasta de reconfiguración	(1.28)	(7.62)	(1.33)	(7.82)	(1.33)	

Cifras del Mercado

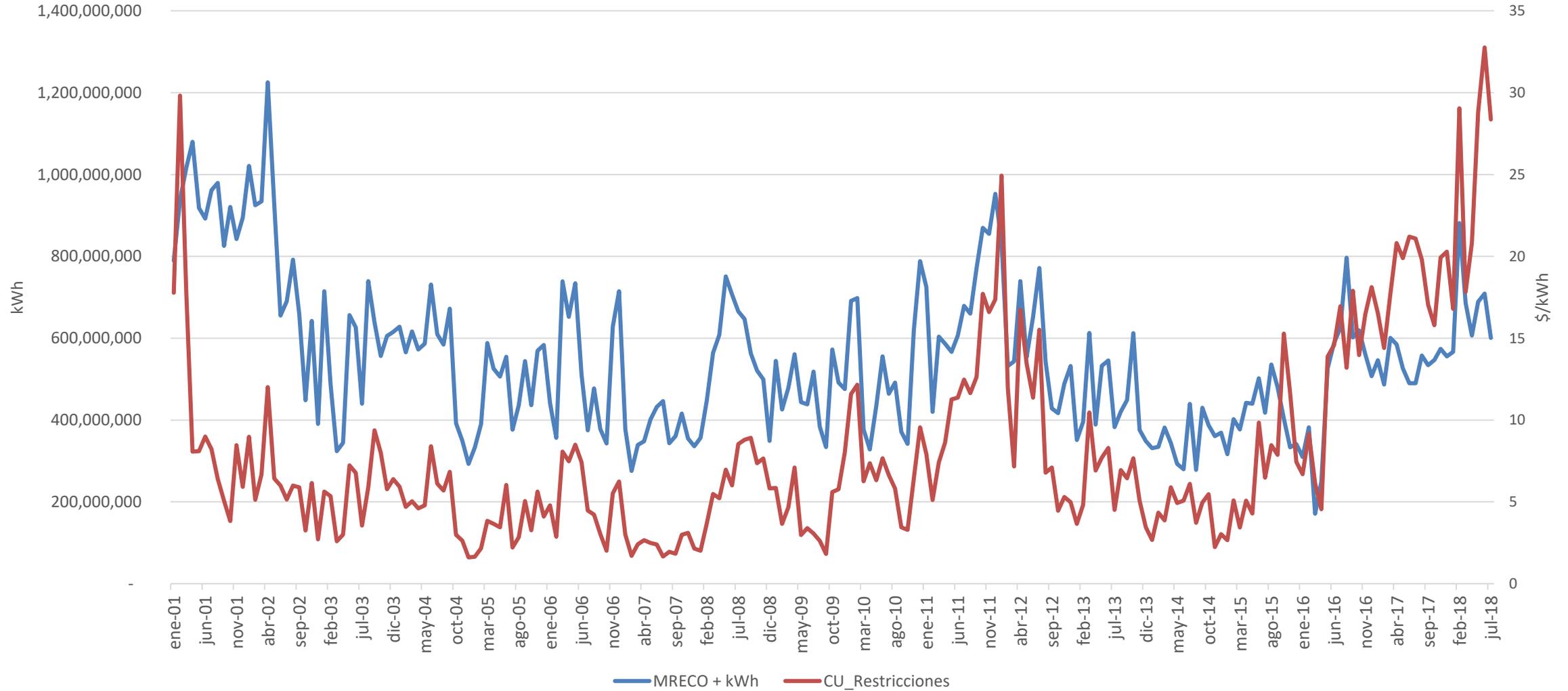
Restricciones Iniciales y Finales



*Las restricciones finales incluyen alivios y cargos establecidos en la regulación

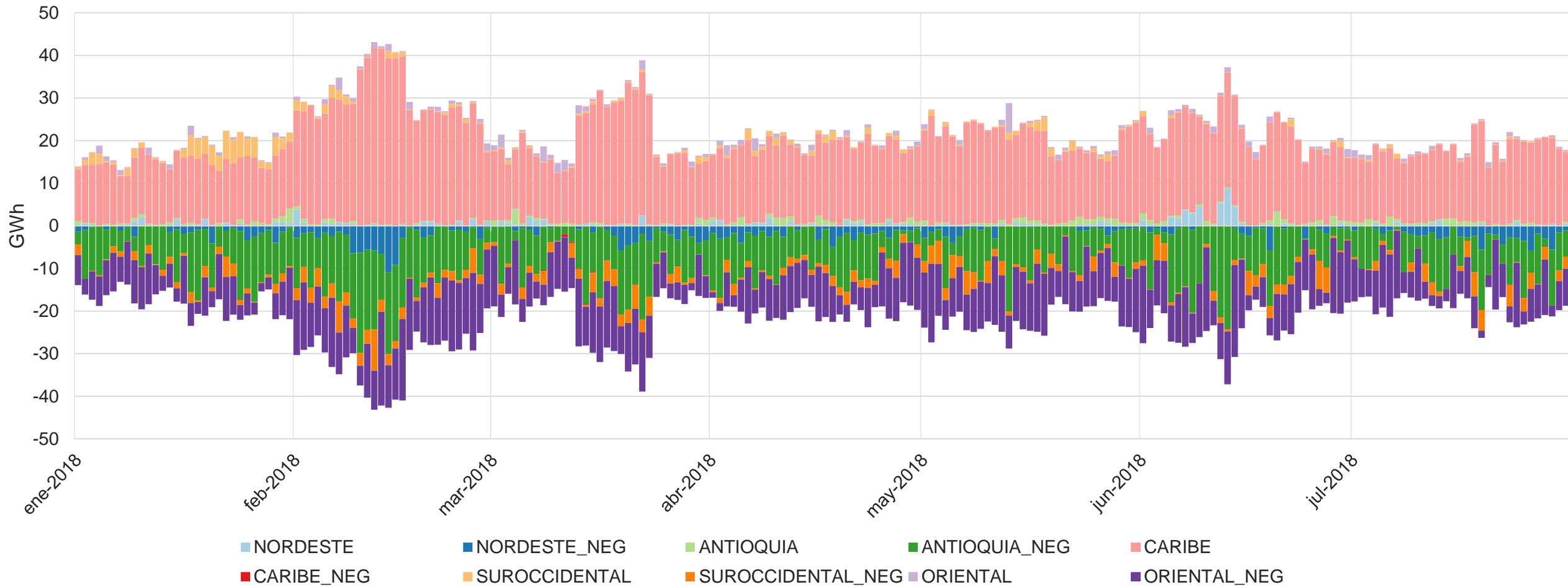
Cifras del Mercado

Magnitud de Reconciliación Positiva del Sistema



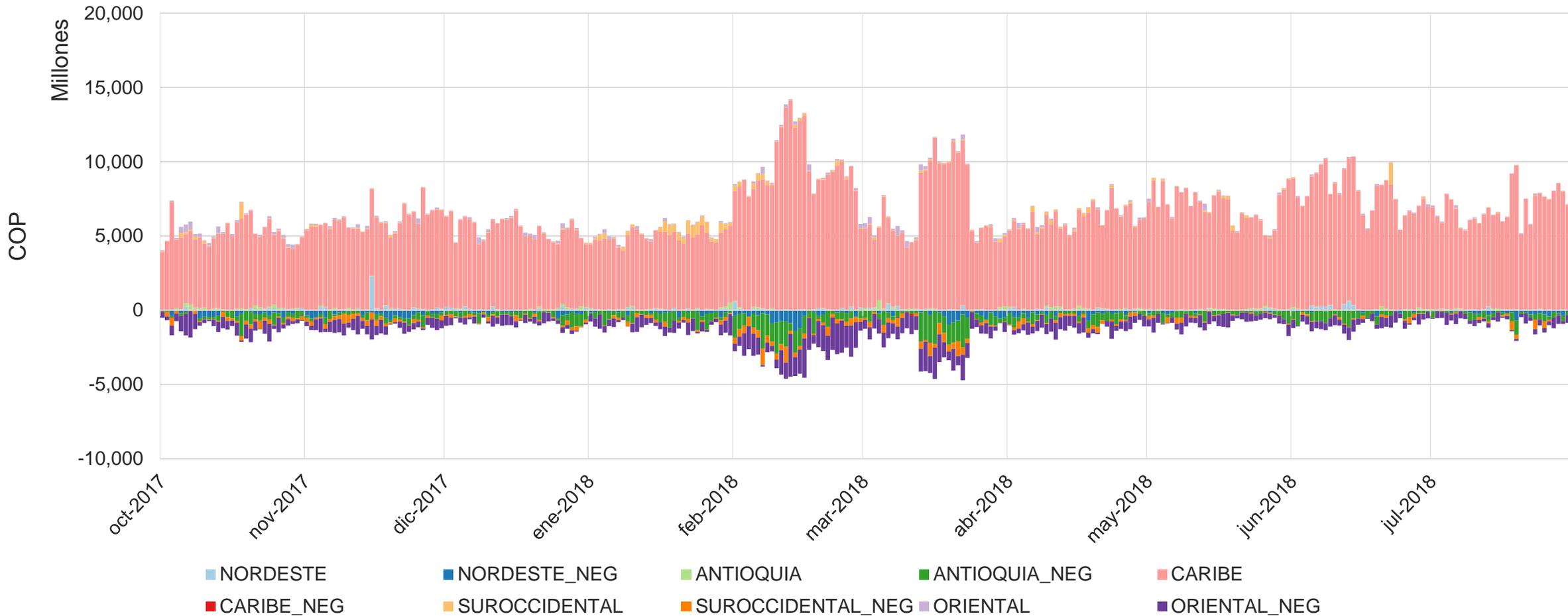
Cifras del Mercado

Magnitud Reconciliación por Regiones



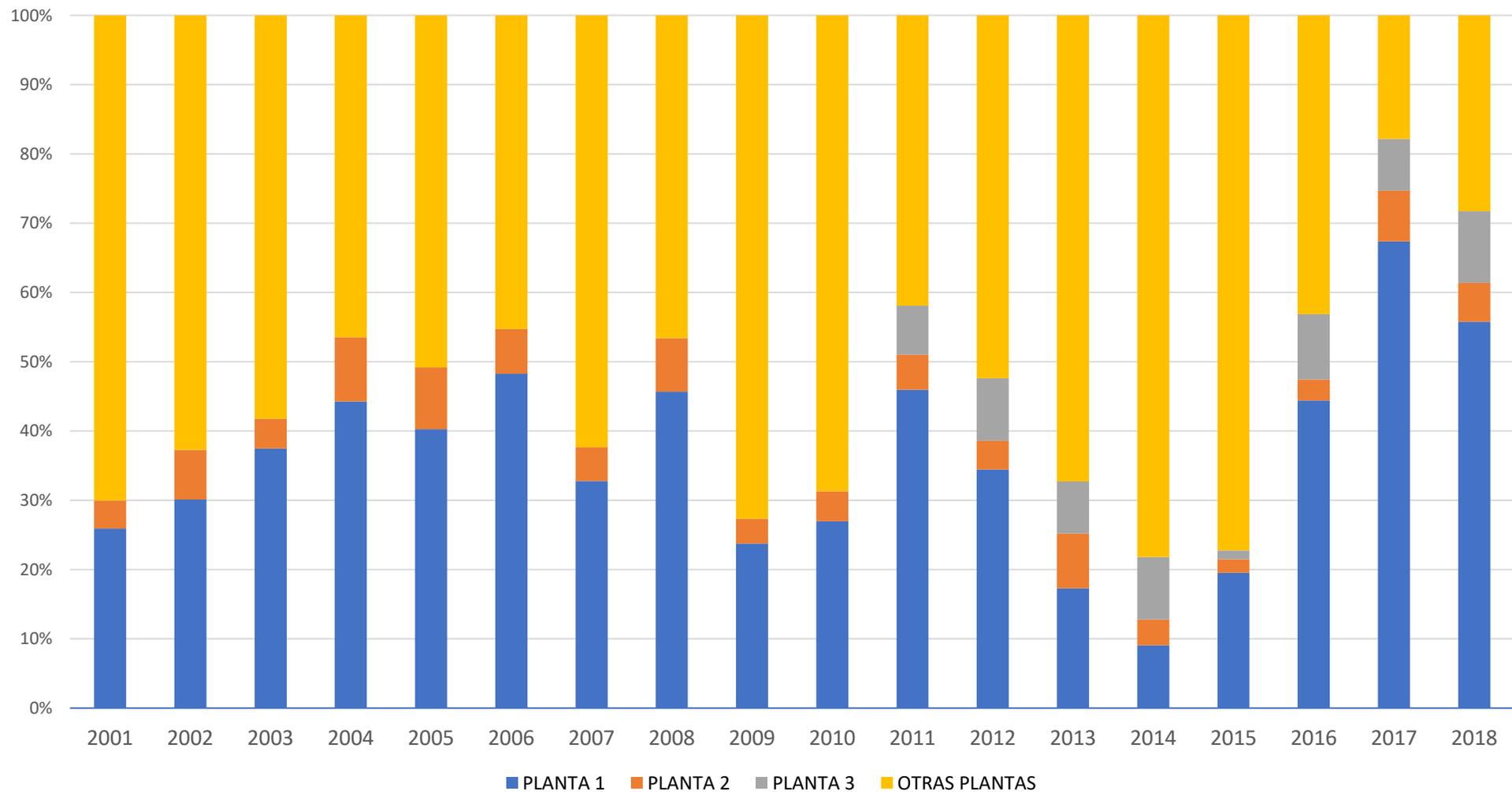
Cifras del Mercado

Valor Reconciliación por Regiones



Cifras del Mercado

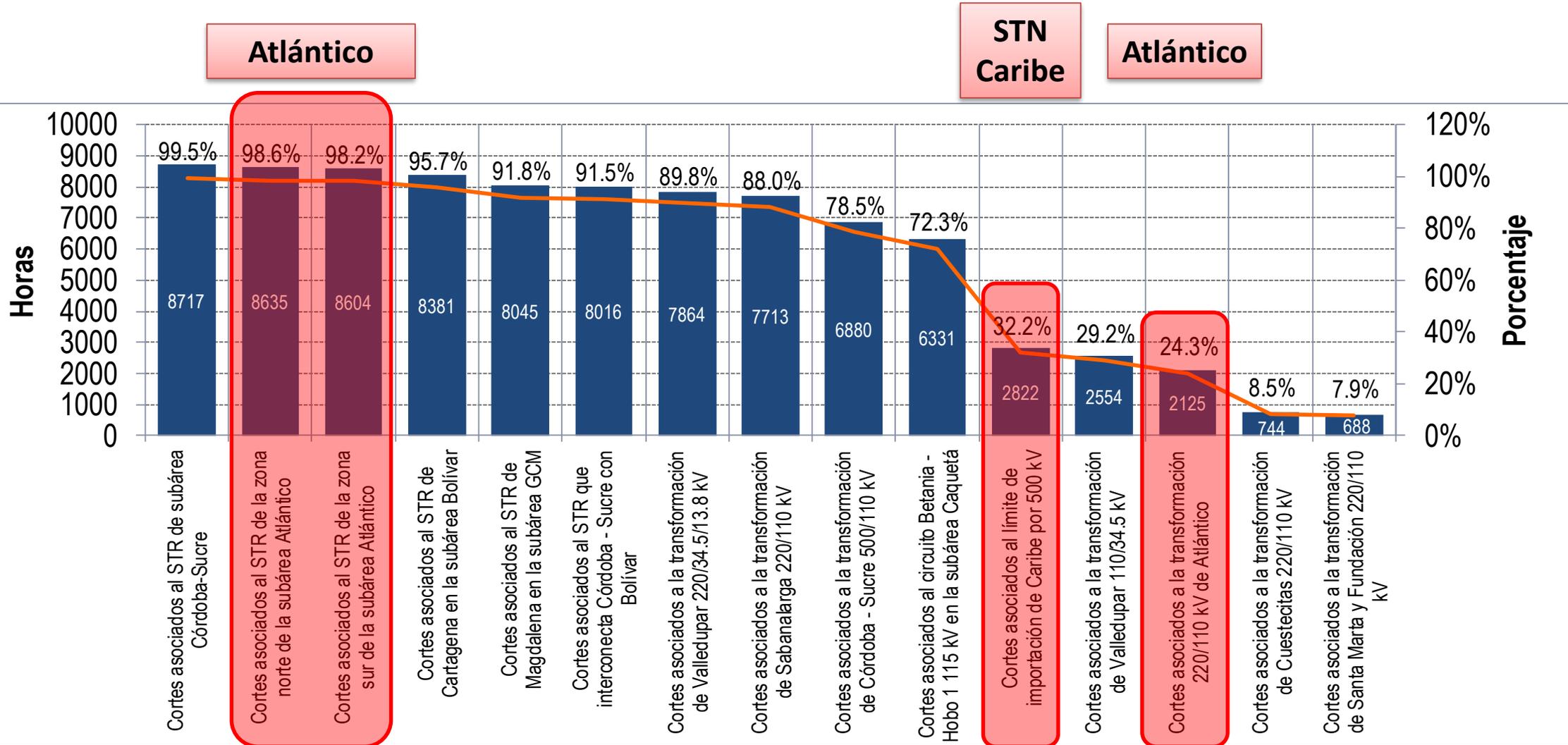
Valor Reconciliación por Regiones y Recursos Subárea Atlántico



Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas con Mayor Participación en 2017



Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas del STR Subárea Atlántico

Problemática

- Limitaciones en la red del STR (mttos / ESPS / etc) -> Generación de seguridad
- Inflexibilidad de los recursos de generación -> Mínimos técnicos y Tiempos en línea
- Necesidad de balance de la generación -> Generación mayor a la gen de seguridad

Proyectos

- Caracolí 220/110 kV (28/02/2019) -> Menor riesgo DNA
- UPME Atlántico 1 y 2 (sin fecha definida) -> Menor necesidad de balances de generación
- El Río 220/110 kV (noviembre de 2022). -> Aumento Flexibilidad, reduce restricciones

No se logra eliminar completamente los requerimientos de Generación del Seguridad

Situación Actual del SIN



Restricciones Técnicas del STN que Interconecta el Área Caribe

Problemática

- Límites para cumplir criterios de confiabilidad -> Generación de seguridad
- Requerimientos de soporte de voltaje -> Generación de seguridad
- Inflexibilidad de los recursos de generación -> Mínimos técnicos y Tiempos en línea
- Infraestructura expuesta a AMI -> Generación de seguridad

Proyectos

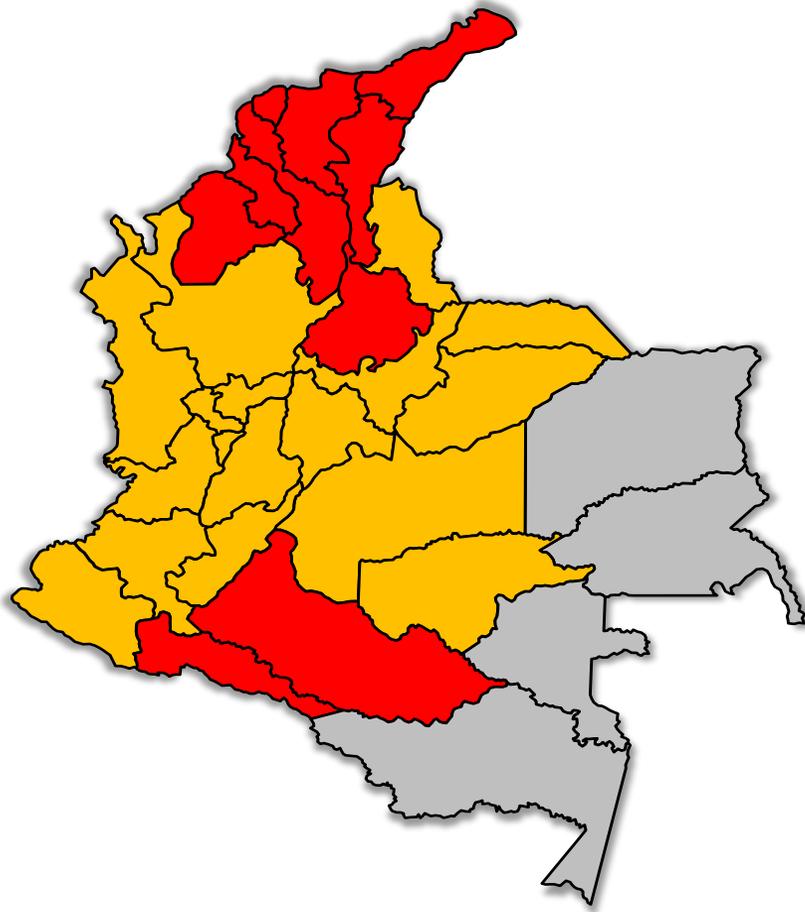
- Medellín – Antioquia – Cerro 1 y 2 500 kV (31/11/2018) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Cerro – Chinú – Copey 500 kV (30/07/2020) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Sabana – Bolívar 500 kV (noviembre de 2022) -> Mayor límite, menos unidades soporte V
- Proyectos de FERNC (a partir 2023) -> Mayor flexibilidad



Presentación IPOEMP & ITR



Balance de restricciones en el SIN



Estado de operación del SIN



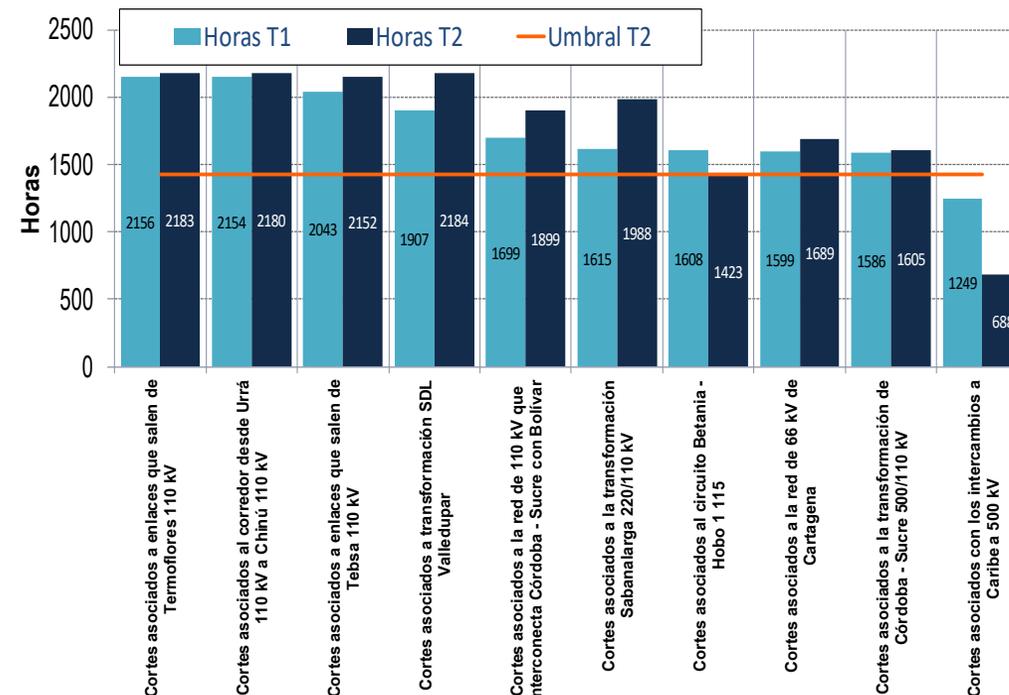
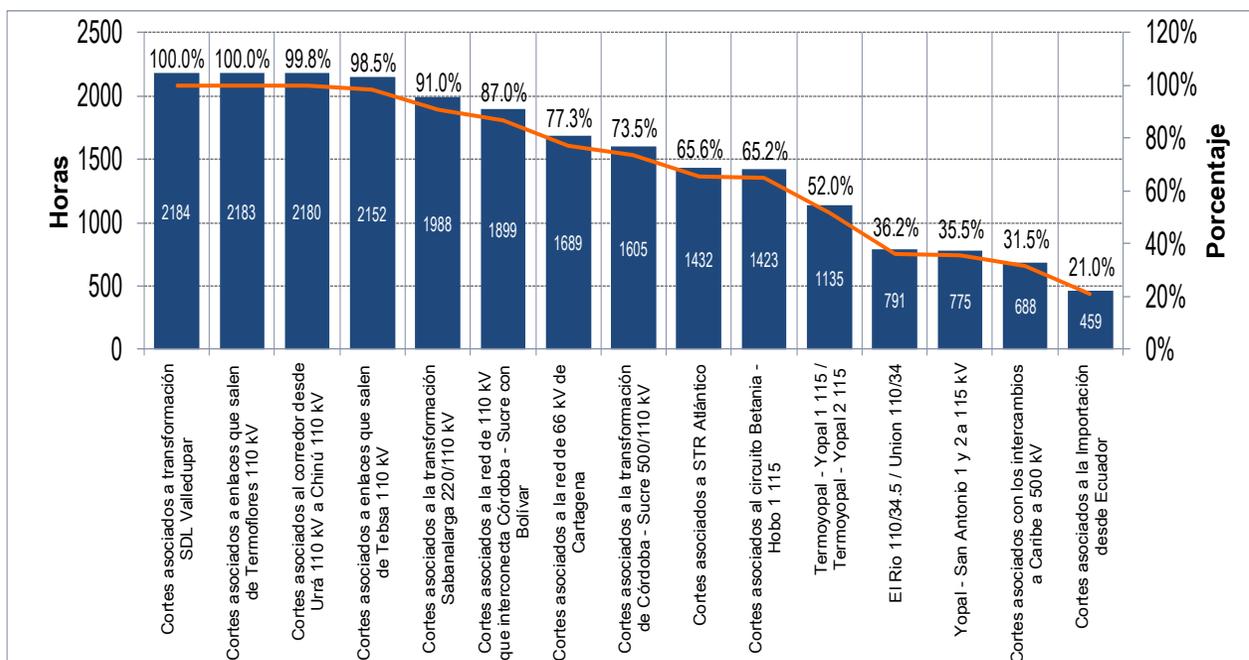
Estado de alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Estado de Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

Seguimiento a la evolución de restricciones



Análisis estadístico de los principales grupos de cortes activos desde la operación real en el segundo trimestre del año 2018.



- Los primeros cinco cortes presentados en el segundo trimestre del año 2018 estuvieron activos más del 90% del tiempo.
- Nueve de los diez primeros cortes presentados en el segundo trimestre del año 2018 corresponden a limitaciones en activos de la red de transporte del área Caribe.



4. Varios

- Seguimiento recomendaciones parada Guavio
- Indicadores de Operación
- Seguimiento Acuerdo CNO 646





Seguimiento recomendaciones parada Guavio



Cuadro de Acciones



Actividad	Responsable	Fecha de finalización
Coordinación de mantenimientos de Generación/Transmisión		
Reprogramar Consignación ZIPA2	EMGESA	En gestión por parte de EMGESA
Reprogramar Consignación MIEL I 1 MIEL I 2	ISAGEN	Se reprogramó la consignación asociada a MIEL I 1
Ajustar y Reprogramar Consignación CHIVOR 3	CHIVOR	Chivor manifestó que no puede mover el mantenimiento debido a temas de contratación con terceros
Maximizar la disponibilidad de plantas despachadas centralmente a filo de agua y de plantas no despachadas centralmente	EMGESA	Se obtuvo respuesta positiva en la reunión del 14 de agosto
Coordinación del Plan Semestral de Mantenimientos II 2018	ITCO - GEB - CODENSA - EMSA - Otros Agentes del área Oriental	Realizado
Maximizar disponibilidad de elementos de transmisión		
Gestión para disminuir probabilidad falla Primavera - Bacatá 500 kV	ITCO	Intercolombia comenta que está realizando los planes de mantenimiento usuales
Gestión para disminuir probabilidad falla STATCOM	ITCO	Intercolombia comenta que está realizando los planes de mantenimiento usuales
Gestión para disminuir probabilidad falla SVC	GEB	GEB comenta que está realizando los planes de mantenimiento usuales
Incremento de capacidad de elementos de transporte		
Revisión de aumento de capacidad Paraíso - Nueva Esperanza 230 kV	GEB	GEB indica que la línea se repotenció a su máxima capacidad en el 2017
RAG de Chivor		
Verificar lógica de actuación del RAG propuesto	ITCO - CHIVOR	En espera de respuesta
Verificar rampas de actuación propuestas del RAG	CHIVOR	En espera de respuesta
Verificar condiciones mecánicas y de control que puedan comprometer la operación de la central Chivor ante la implementación del RAG	CHIVOR	En espera de respuesta
Implementación del RAG acordado	ITCO - CHIVOR	XM envía solicitud formal de implementación a ITCO y AES Chivor el 04 de septiembre de 2018
Pruebas de implementación al RAG de Chivor	XM - ITCO - CHIVOR	Se propone que las pruebas se realicen en la semana del 17 al 21 de septiembre de 2018
Definir consigna para desviaciones de Chivor en caso de actuación del RAG	XM - CHIVOR	En proceso

Cuadro de Acciones

Actividad	Responsable	Fecha de finalización
Reconfiguraciones de red		
Verificar conjuntamente, XM y los agentes involucrados, las redistribuciones propuestas	XM - CODENSA - EBSA - ENERTOLIMA	Pendiente de socialización con EBSA y ENERTOLIMA
Verificar ajuste y coordinación de protecciones de redistribuciones solicitada S/E Guavio	GEB	En espera a EPM sobre la verificación de ajustes de protecciones en StationWare.
Verificar ajuste y coordinación de protecciones de reconfiguración solicitada 110 kV	CODENSA - EBSA - ENERTOLIMA	En proceso
Definir consigna operativa para la realización de la reconfiguraciones propuestas	XM - CODENSA - EBSA - ENERTOLIMA - GEB	En proceso
Plan de contingencia		
Análisis conjunto, XM - CODENSA - EMSA, de la propuesta del plan de contingencia	XM - CODENSA - EMSA	Realizado
Definir consigna operativa para la desconexión de cargas propuestas	XM - CODENSA - EMSA	En proceso
Otros		
Gestión para la habilitación del recierre tripolar en Guavio, debido a que no se tendrá en servicio la central de generación	XM	En proceso



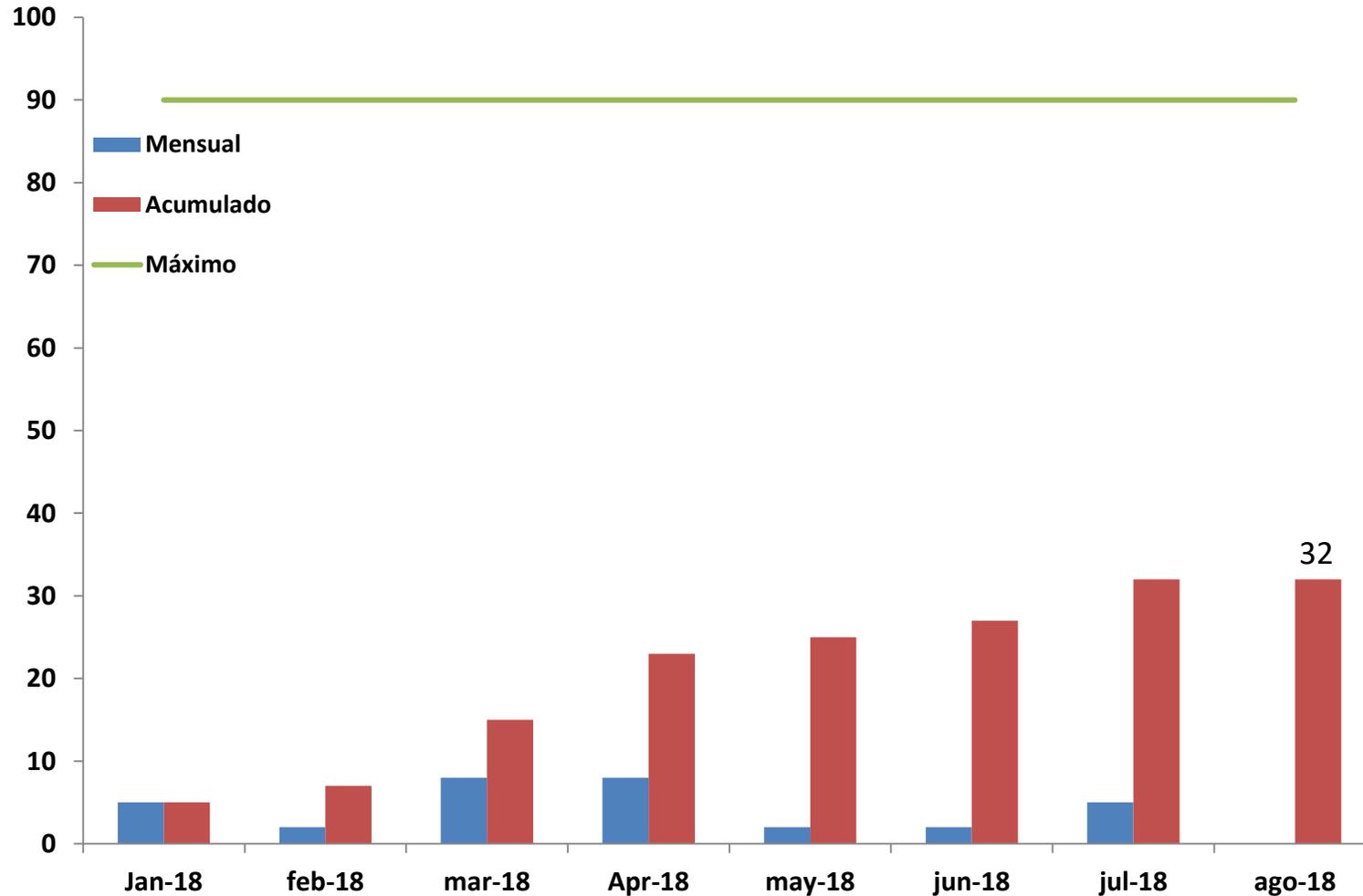
Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



FRECUENCIA TRANSITORIO

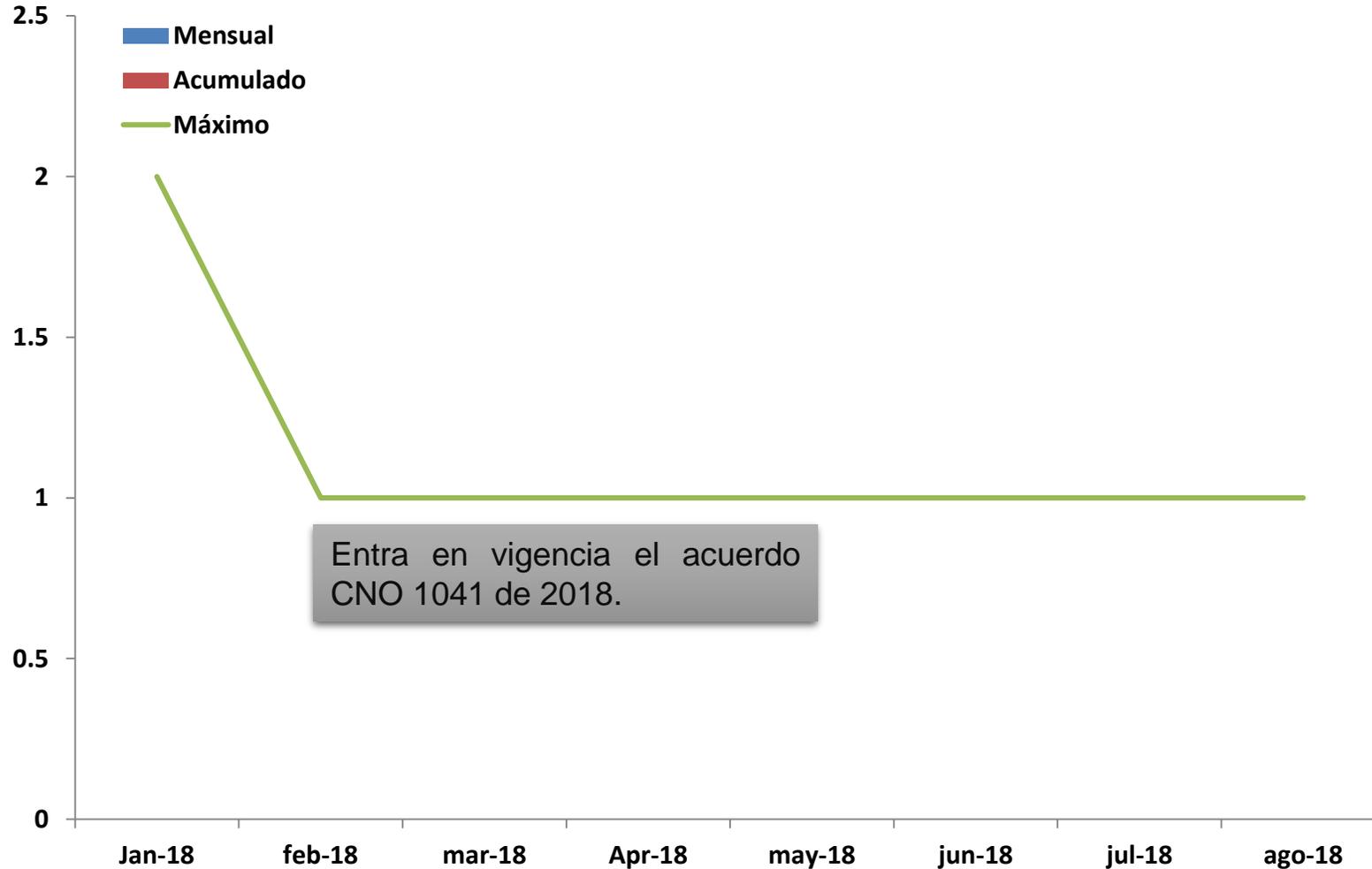


Durante el mes de agosto de 2018 no se presentaron eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

Variaciones de frecuencia lentas



FRECUENCIA LENTO



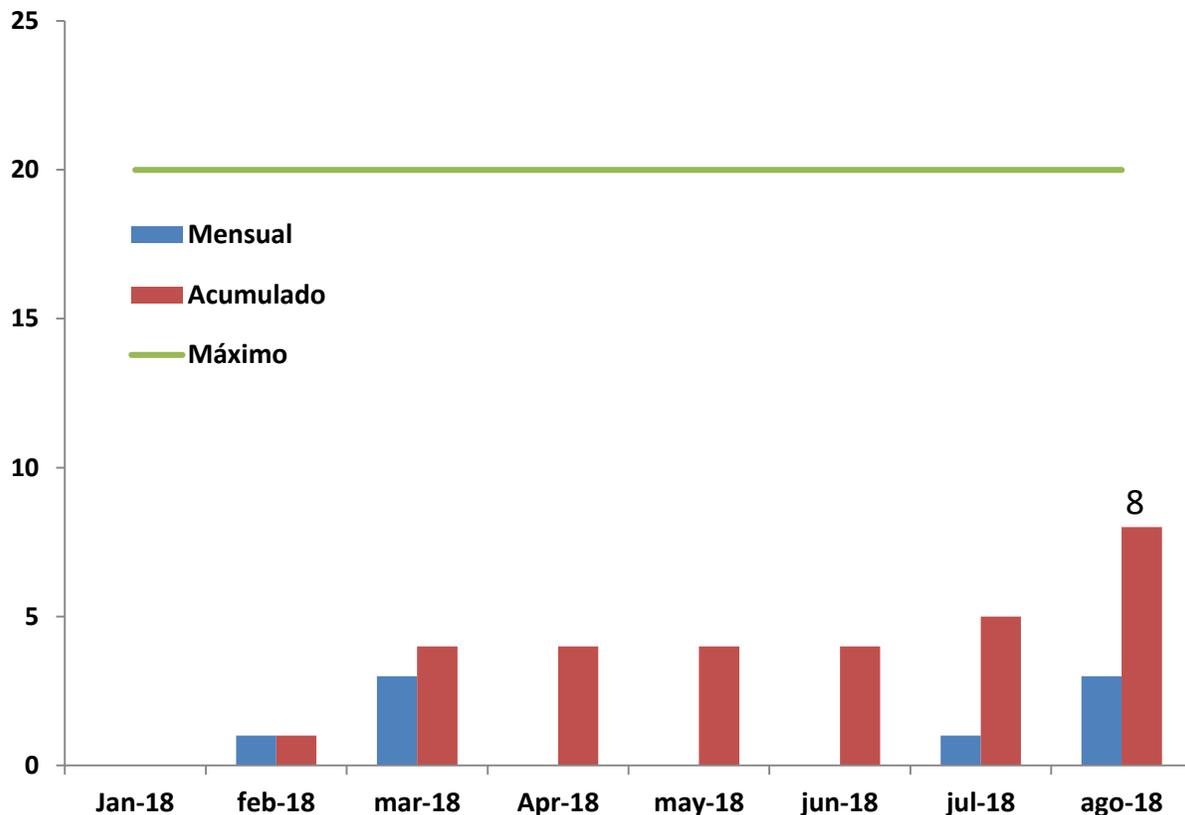
Entra en vigencia el acuerdo CNO 1041 de 2018.

Durante el mes de agosto de 2018 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango



TENSIÓN



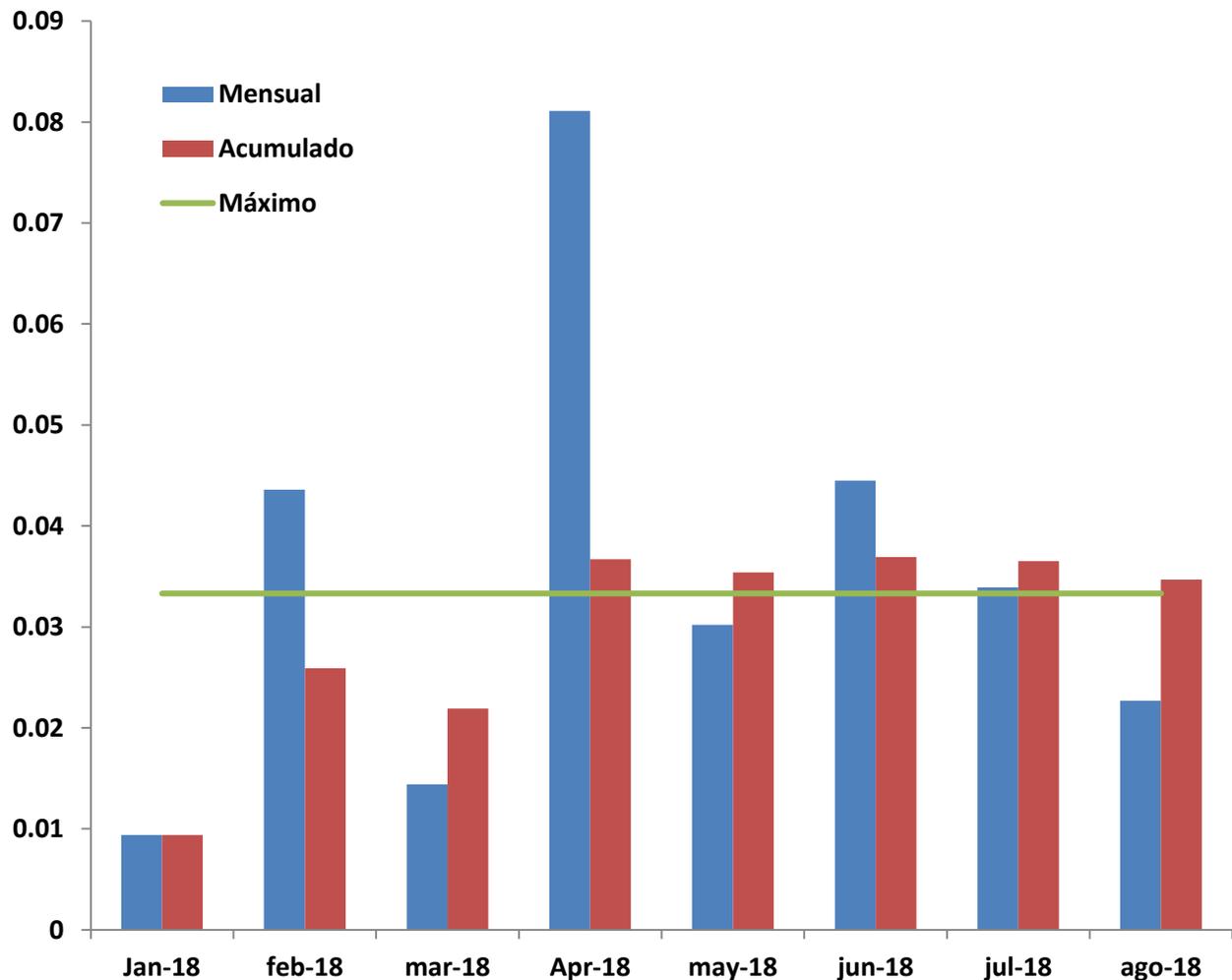
Fecha	Descripción	Causa
1/08/2018 17:49	Disparo de la BARRA 1 en S/E URABÁ 230 KV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230 KV, URABÁ 110 KV, APARTADÓ 110 KV, por evento en el circuito URRÁ - URABÁ 1 230 KV. El agente no reporta la causa.	Evento STN
1/08/2018 12:11	Disparo de la BARRA 1 en S/E URABÁ 230 KV, dejando sin tensión las subestaciones URABÁ 230 KV, URABÁ 110 KV, APARTADÓ 110 KV, por evento en el circuito URRÁ - URABÁ 1 230 KV. El agente no reporta la causa.	Evento STN
3/08/2018 8:29	Falla en BL1 YUMBO A ALTO ANCHICAYA 230 kV, causando el disparo de los activos BL1 SAN MARCOS A YUMBO 230 kV, SAN MARCOS CAMPO M040 230 KV, BL1 ALFEREZ A YUMBO 230 kV, ALFEREZ CAMPO M010 230 KV, BAHIA ACOUPLE 1 YUMBO 230 kV, BAHIA SECCIONAMIENTO 1 YUMBO 230 kV, BL1 YUMBO A PANCE 230 kV, BL2 YUMBO A ESMERALDA 230 kV, BL3 YUMBO A ESMERALDA 230 kV y ATRs por ambos niveles de tensión 230/115 KV. El agente no reporta causa.	Evento STN

Durante el mes de agosto de 2018 se presentaron 3 eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada



DNA PROGRAMADA



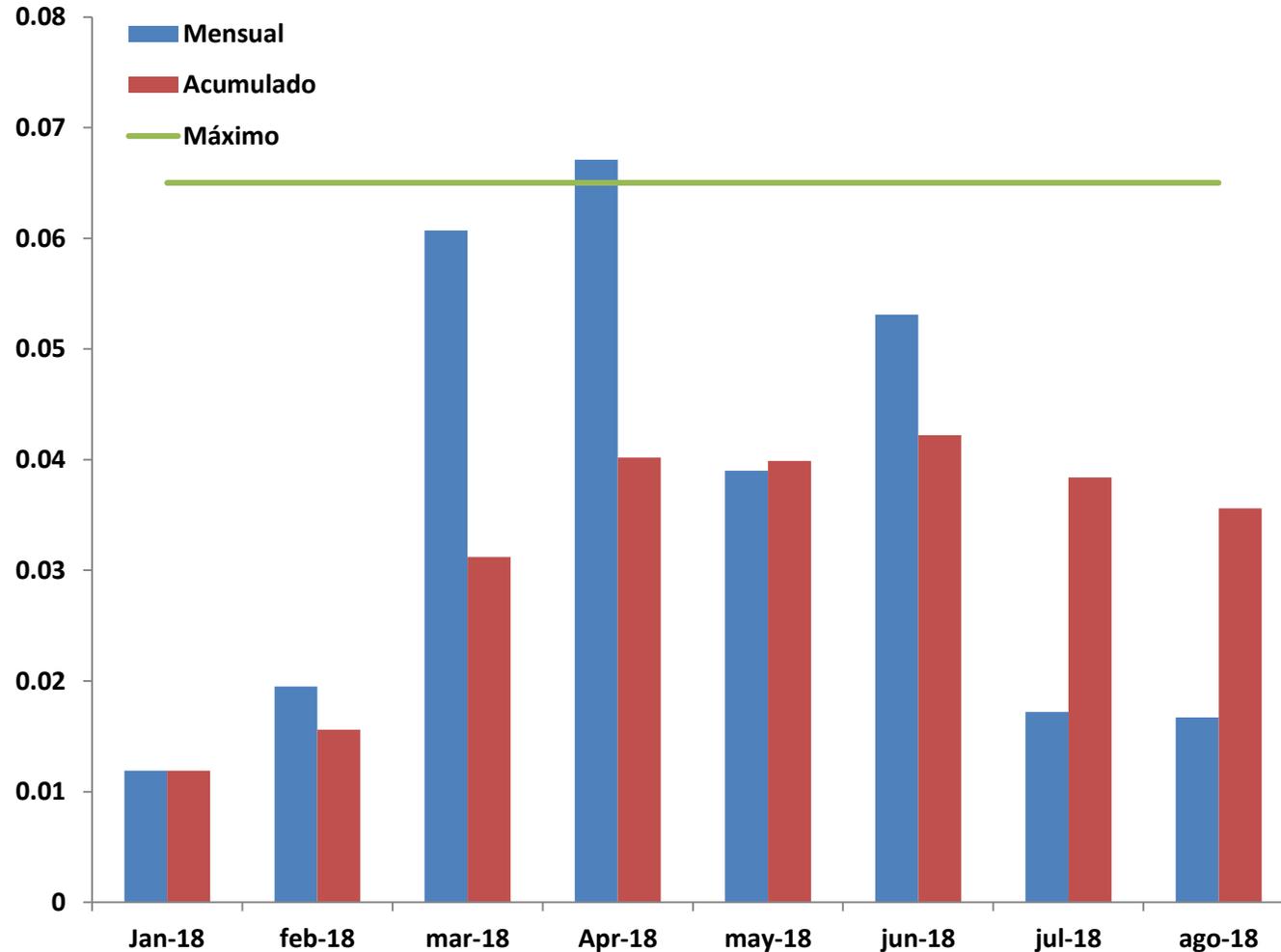
Por causas programadas se dejaron de atender 1,33 GWh en el mes de agosto de 2018. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
19/08/2018 5:00	568,45	Demanda no atendida programada por trabajos de las consignaciones C0158209 y C0158352 sobre los activos BT CORDIALIDAD 1 50 MVA 110 kV y BL1 CORDIALIDAD A TEBSA 110 kV respectivamente.
5/08/2018 6:00	429,3	Trabajos asociados a las consignaciones C0158003, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 220 KV y la C0158089 BL1 LA JUAGA A CODAZZI (CESAR) 110 KV.
30/08/2018 7:22	155	DNA programada en la subestación GAIRA 110 kV bajo consignaciones nacionales C0153385, C0153393 y C0153384.
15/08/2018 8:06	67,25	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0158234 sobre el activo BT LIBERTADOR 1 30 MVA 110 kV.
28/08/2018 9:26	51,13	DNA por trabajos de la consignación nacional C0153384 sobre el activo SALAMINA (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/34.5/13.8 KV.
20/08/2018 5:03	24,7	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0155159 sobre el activo NUEVA BARRANQUILLA 2 100 MVA 220/110/13.8 KV.
29/08/2018 0:45	18,6	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0157451 sobre el activo BT BARBOSA (SANTANDER) 1 40 MVA 115 kV.
10/08/2018 7:24	5,24	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0154784 sobre el activo SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV.
20/08/2018 7:23	3,86	Demanda no atendida programada por trabajos de la consignación C0154784 sobre el activo SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV.
25/08/2018 7:15	3,21	Asociada a trabajos de la consignación nacional C0154784, sobre el activo SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV.
25/08/2018 4:00	3,07	Asociada a trabajos de la consignación nacional C0158429, sobre el activo CIMITARRA - TSANTA - ROSA 1 115 KV.

Porcentaje de DNA No Programada



DNA NO PROGRAMADA



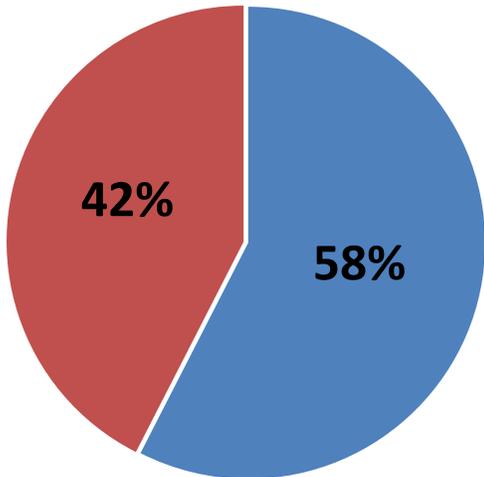
Por causas no programadas se dejaron de atender 987,66 MWh en el mes de agosto de 2018. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
30/08/2018 8:40	258,07	Disparo de los activos AUTOTRAFO 01 y 02 EN CHINU POR 500/100 KV. El agente reporta que por trabajos en Subestación CHINÚ 500 KV se presenta el disparo.
23/08/2018 0:00	95,93	Continúa DNA por disparo del circuito SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente reporta fuertes vientos en la zona.
24/08/2018 0:00	95,93	Continúa DNA por disparo del circuito SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente reporta fuertes vientos en la zona.
9/08/2018 15:30	72,2	Demanda no atendida no programada por disparo de transformador 1 en S/E FLORES 110/34.5 KV. El agente reporta actuación de protecciones por alta temperatura del transformador.
2/08/2018 4:17	43,7	Disparo de los circuitos NUEVA ESPERANZA - LA PAZA 115 kV, NUEVA ESPERANZA - BOSA 115 kV, TUNAL - BOSA 115 kV y TECHO - BOSA 115 kV, quedando sin tensión la subestación BOSA 115 kV. El agente reporta falla en transformador de conexión del SDL al STR.
31/08/2018 14:33	43,29	Disparo del activo AUTOTRAFO 02 EN CHINU POR 500/100 KV. El agente reporta que por consignación de emergencia C0161302 en Subestación CHINÚ 500 KV se presenta actuación de esquema suplementario de deslastre de carga. Es necesario adicionalmente racionar para evitar sobrecarga de ATRs 1 y 3 CHINU 500/110 KV.
22/08/2018 13:42	41,13	Disparo del circuito SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente reporta fuertes vientos en la zona.
5/08/2018 10:59	40,37	Trabajos asociados a la consignación nacional de emergencia C0158276, sobre el activo EL CARMEN - TSAN JACINTO - CALAMAR 66 KV.
25/08/2018 0:00	32,13	Continúa DNA por disparo del circuito SAN BERNARDINO - GUAPI 115 KV. El agente reporta fuertes vientos en la zona.
4/08/2018 18:32	28,42	Disparo del circuito EL CARMEN - TSAN JACINTO 66 KV. El agente reporta descargas atmosféricas.
21/08/2018 14:56	25,46	Disparo del activo TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV dejando sin tensión las subestaciones EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV y SAN JACINTO 66 kV. A las 15:33 horas se energizan las subestaciones y se normaliza parte de la carga.
12/08/2018 18:21	20,34	Desconexión de los activos SAN ANTONIO - YOPAL 1 115 kV, SAN ANTONIO - YOPAL 2 115 kV y BL1 AGUACLARA - AGUAZUL 115 kV, quedando sin tensiones las subestaciones YOPAL 115 kV, PAZ DE ARIPORO 115 kV y AGUAZUL 115 kV. El agente reporta causa sin identificar.

Demanda No Atendida



% DNA

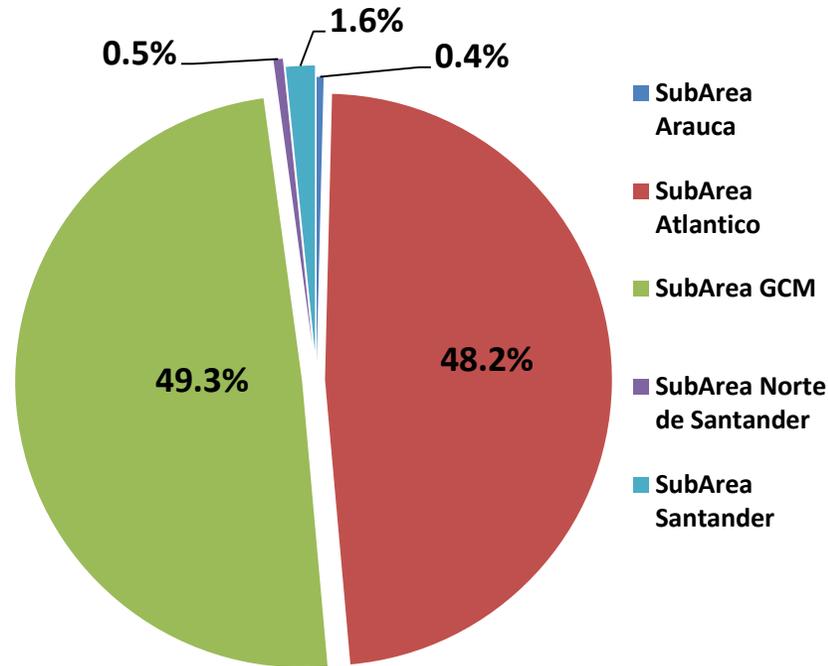


■ % PROGRAMADA

■ % NO PROGRAMADA

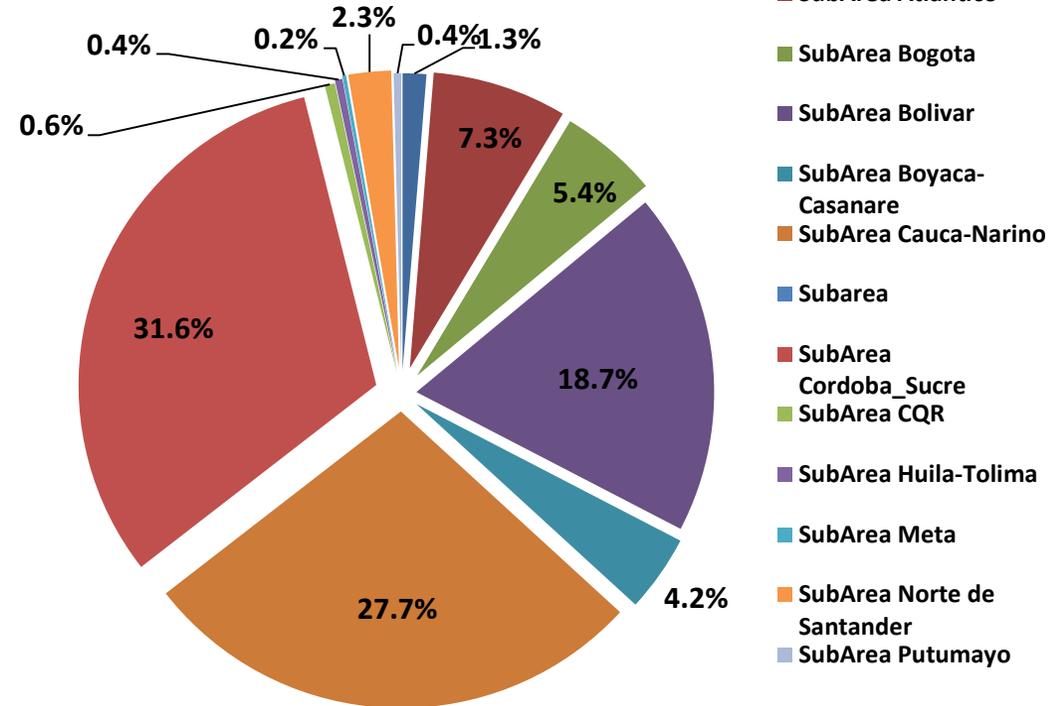
El total de demanda no atendida en agosto de 2018 fue 2,324 GWh.

DEMANDA PROGRAMADA



Subarea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	5,24
SubArea Atlantico	644,28
SubArea GCM	658,55
SubArea Norte de Santander	7,07
SubArea Santander	21,67

DEMANDA NO PROGRAMADA



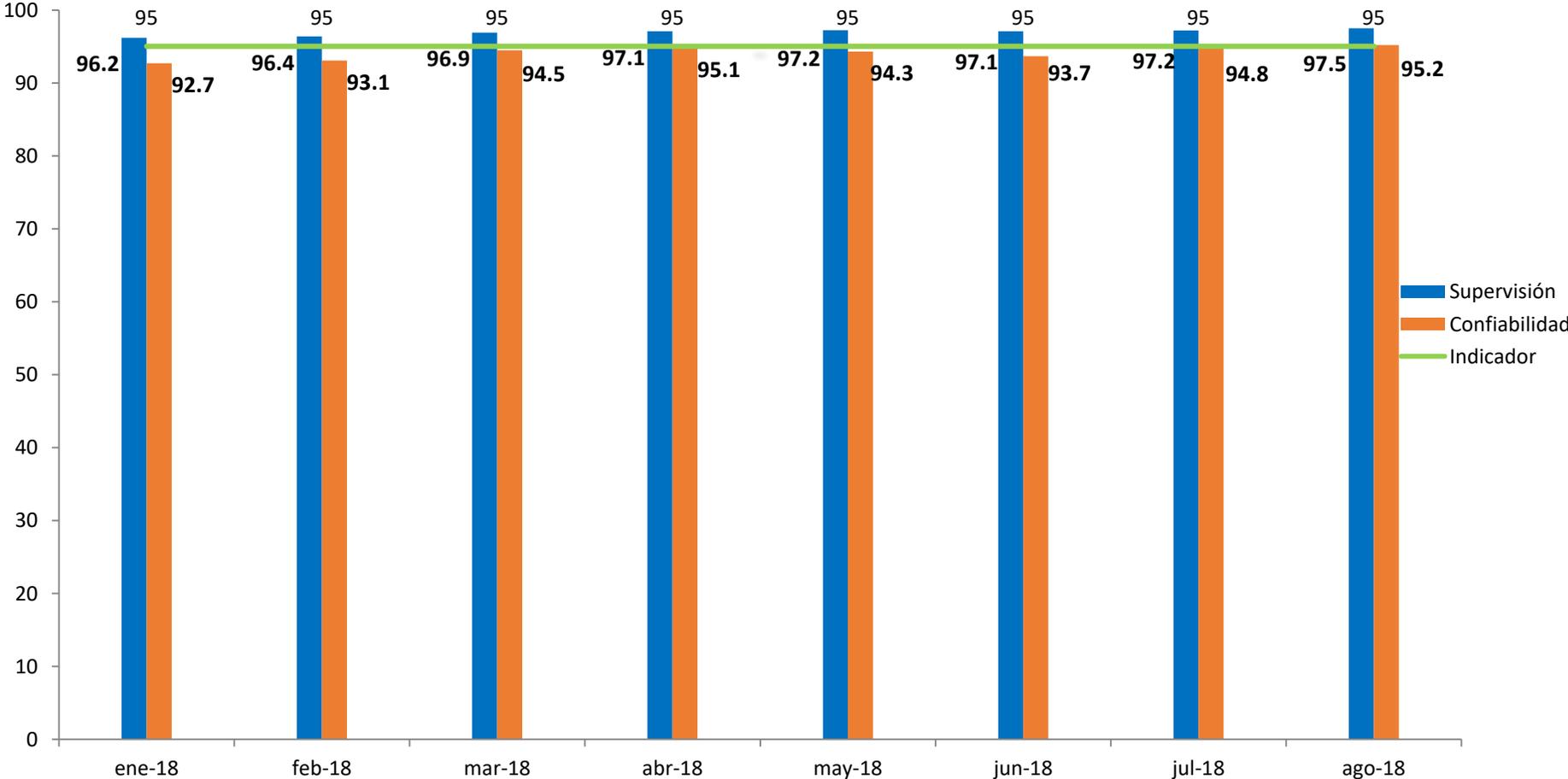
Subarea	Mes (MWh)
SubArea Arauca	12,67
SubArea Atlantico	72,2
SubArea Bogota	53
SubArea Bolivar	184,39
SubArea Boyaca-Casanare	41,5
SubArea Cauca-Narino	273,16

Subarea	Mes (MWh)
SubArea Cordoba_Sucre	312,23
SubArea CQR	5,51
SubArea Huila-Tolima	4
SubArea Meta	2,03
SubArea Norte de Santander	22,88
SubArea Putumayo	4,09

Indicador de Calidad de la Supervisión



Calidad de la Supervisión y Confiabilidad



Indicador de Calidad de la Supervisión



Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CELSIA S.A E.S.P.	100.0	66.7
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	93.4
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	94.2	92.6
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	96.3	92.7
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	95.1	94.0
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	90.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.2	91.4
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	92.7	87.8
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	100.0	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	23.1
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	85.7	85.7
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	28.6
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P.	100.0	0.0
TERMOEMCALI I S.A E.S.P	100.0	50.0
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	57.1	57.1



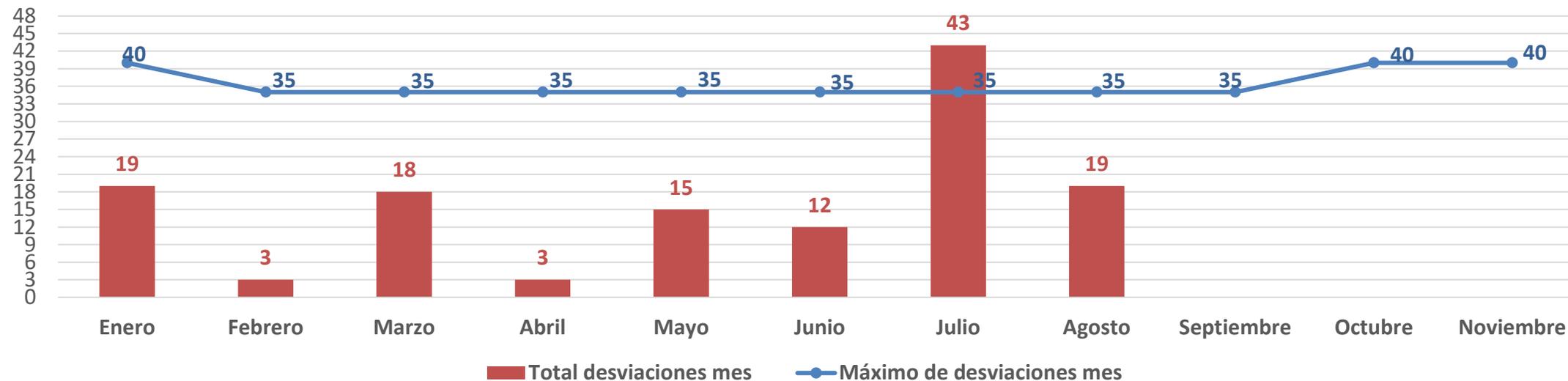
En modernización.

Indicador de calidad del pronóstico oficial

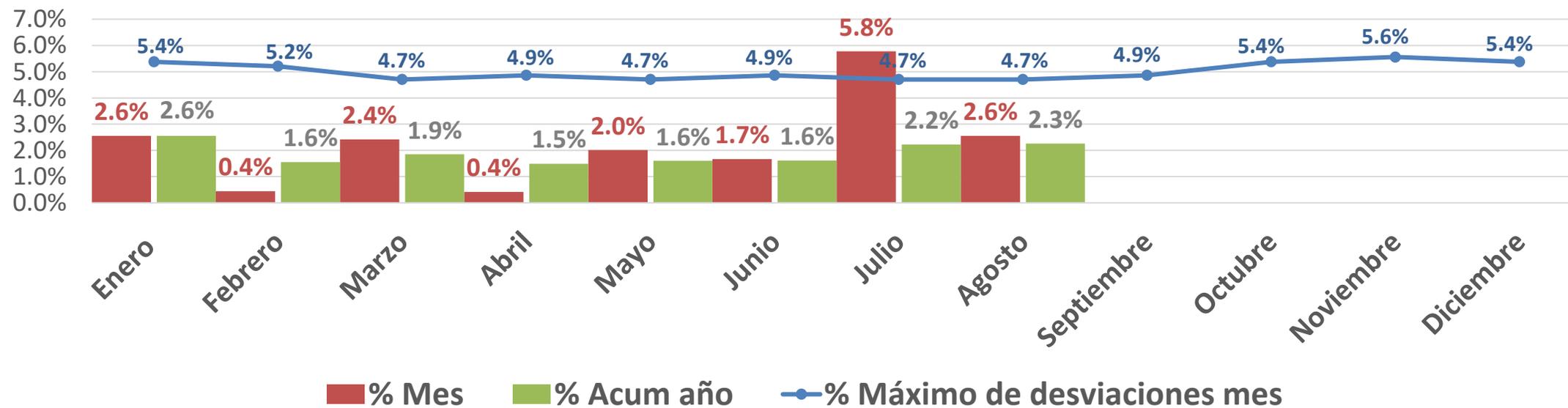
Agosto 2018



Número de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



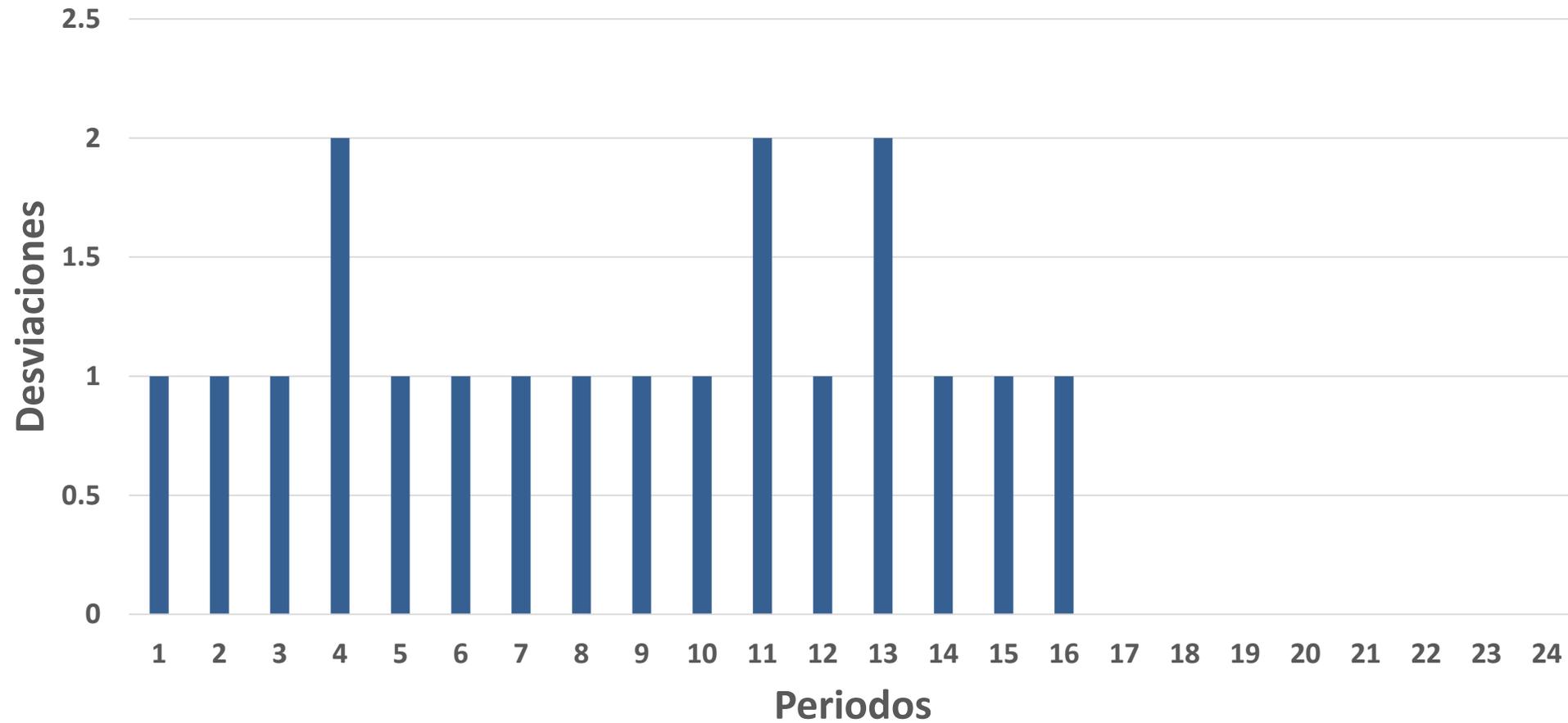
Porcentaje de desviaciones por mes y acumulado



Indicador de calidad del pronóstico oficial Agosto 2018



Número de desviaciones por periodo para el mes de Agosto





Seguimiento a proyectos Acuerdo CNO 646



Proyectos por convocatoria STN

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Niveles 2, 3 y 4)

¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

12

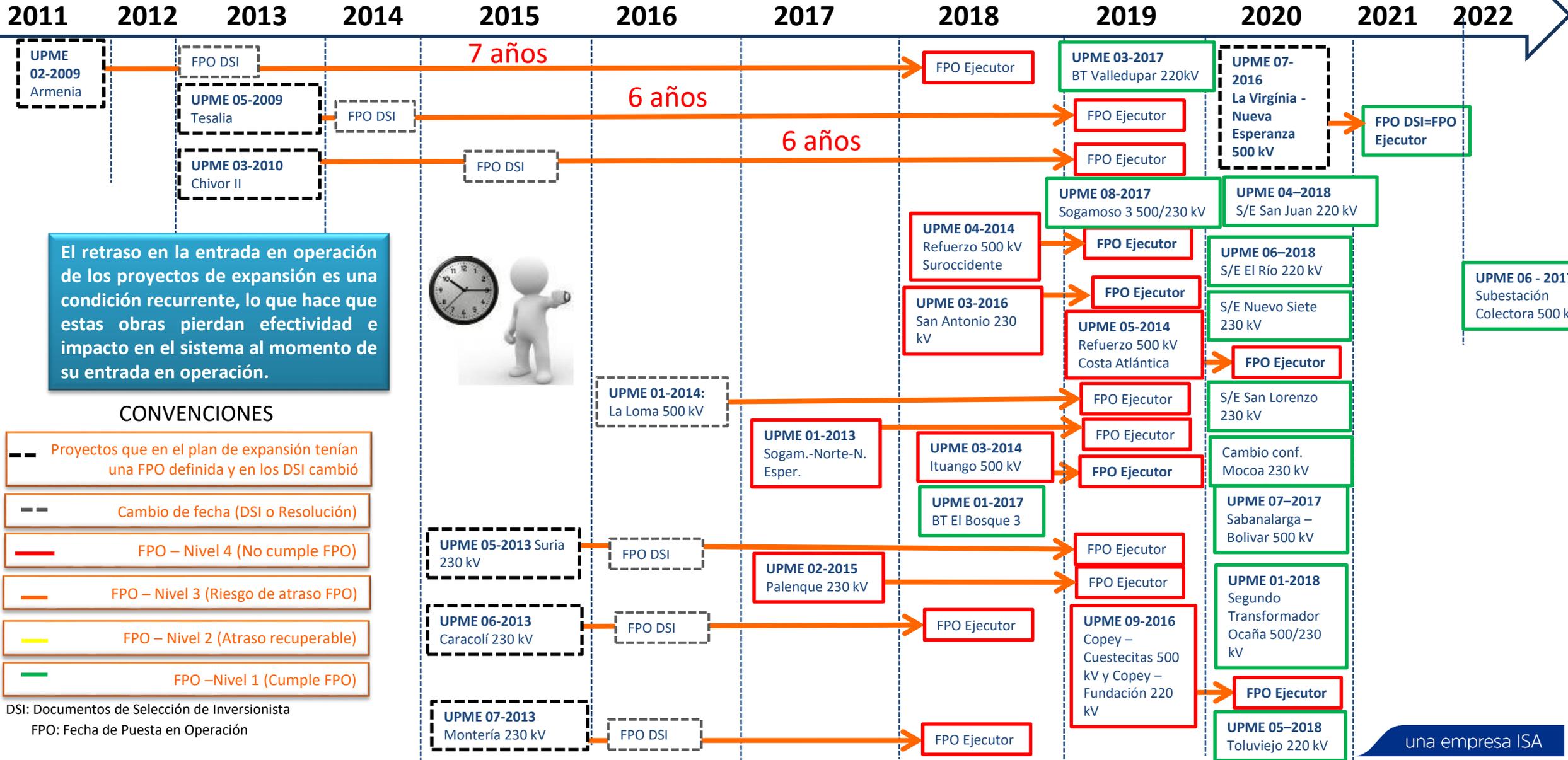


Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO* anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 02-2009	Armenia	4	18-jul.-18	07-nov.-18*
UPME 03-2010	Chivor II	4	30-jun.-19	30-ago.-19
UPME 05-2009	Tesalia (etapa II)	4	30-jun.-19	30-nov.-19
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	28-feb.-19	30-may.-19
UPME 07-2013	Montería 230 kV	4	30-sep.-18	30-nov.-18
UPME 01-2014	La Loma 500 kV	4	28-feb.-19	No cambió
UPME 03-2014	Ituango 500 kV - Antioquia – Medellín – Ancón Sur	4	31-agos.-18	31-ene.-19
	Ituango 500 kV - Antioquia - Cerromatoso	4	31-oct.-18	28-feb.-19
	Ituango 500 kV - Antioquia - Porce III	4	30-mar.-19	31-may.-19
	Ituango 500 kV Porce III - Sogamoso	4	30-jul.-19	No cambió
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30-mar.-19	30-abr.-19
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 230 kV	4	30-jun.-19	30-oct.-19
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	4	30-nov-19	No cambió
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30-jul.-20	No cambió
UPME 03 - 2016	San Antonio 230 kV	4	30-ene.-19	30-may.-19

* FPO actualizada por el agente

Acuerdo CNO 670: La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2, 3 y 4 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento (...)

Proyectos por convocatoria STN



Proyectos por convocatoria STR



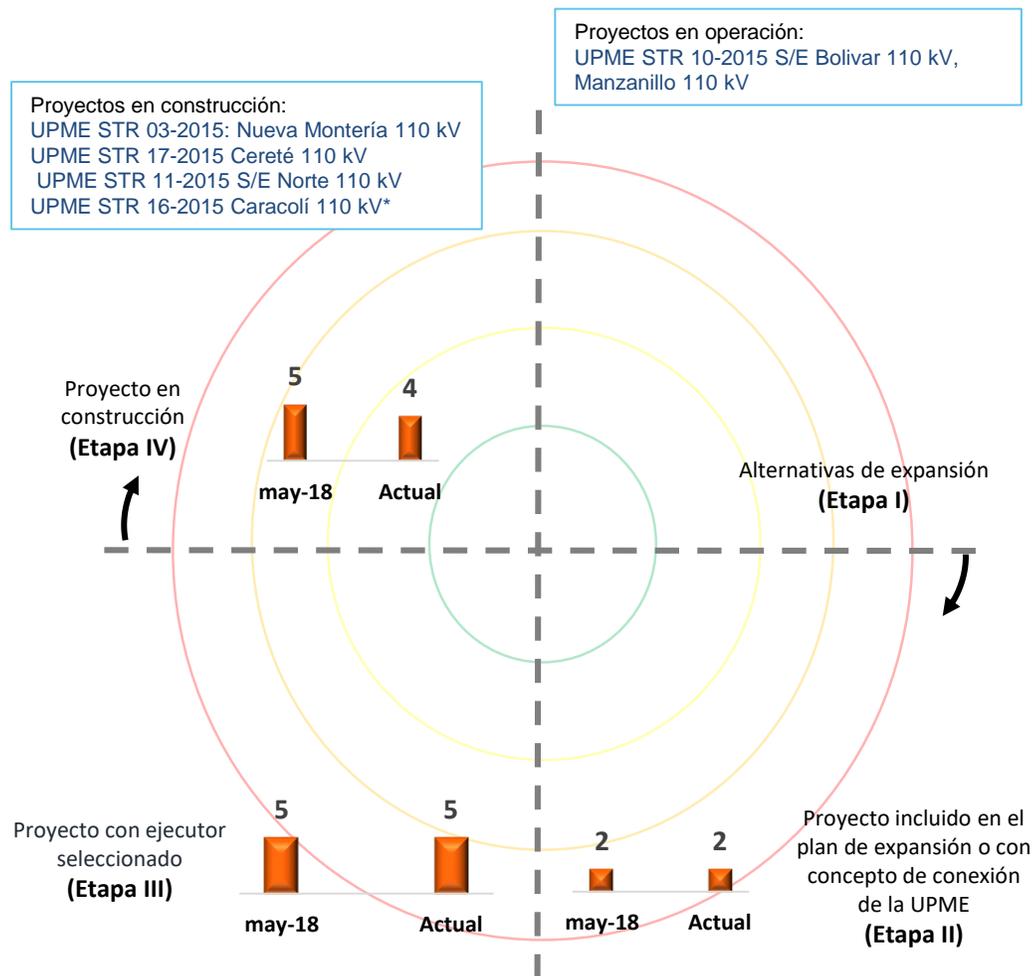
Cambio de etapas respecto al seguimiento anterior

ETAPA

Estado en el que se encuentra el proyecto

¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

13



El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR. Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos sean efectivos, pues será necesario seguir programando generación al interior de cada subárea por restricciones en los STR.

Proyectos por convocatoria STR

NIVEL

Avance del proyecto respecto al cronograma establecido.

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Niveles 2, 3 y 4)

¿Cuántos proyectos
presentan retrasos en la
FPO?

8



Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO en primera resolución del plan de expansión	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME STR 11-2015	S/E Norte 110 kV	4	30-nov.-18	30-jul.-19
UPME STR 13-2015	La Loma 110 kV	4	30-jun.-18	30-sep.-20
UPME STR 16-2015	Caracolí 110 kV	4	30-jun.-18	30-abr.-19
UPME STR 17-2015	Cereté 110 kV	4	30-nov.-17	6-sep.-18
UPME STR 06-2016	Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	4	30-nov.-18	31-dic.-19
UPME STR 01 - 2016	(Atlántico 1) Línea Termoflores – Centro por ductos existentes	4	30-nov.-17	NA
UPME STR 02 - 2016	(Atlántico 2) Línea Termoflores – Oasis, subestación Magdalena, subestación Estadio y obras asociadas y ampliación en Tebsa	4	30-nov.-18	NA
UPME STR 03-2018 *	(Bolívar 3) Subestación La Marina y líneas asociadas	4	30-nov.-18	30-nov.-21

* Cambió la FPO en los DSI a 30-nov.21

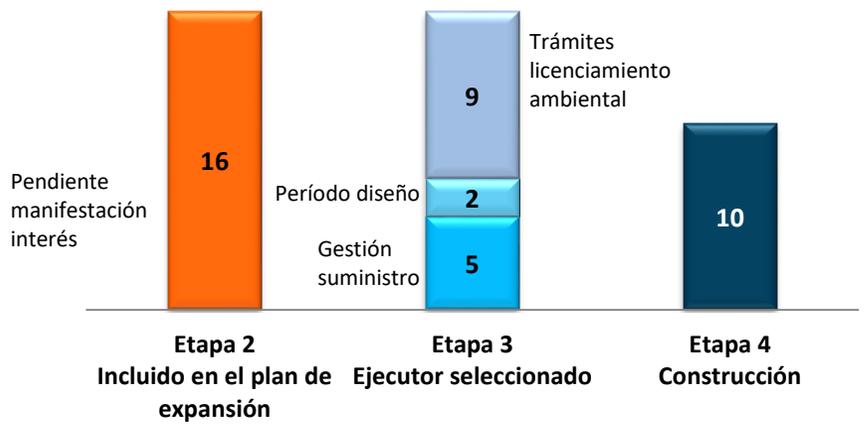
Acuerdo CNO 670: La FPO de los proyectos que se utilizará para hacer seguimiento en la Etapa 2, 3 y 4 será la definida en el Plan de Expansión del SIN elaborado por la UPME. Si la FPO del proyecto es reprogramada, ésta última no se verá reflejada en el radar de seguimiento (...)

Proyectos del STR

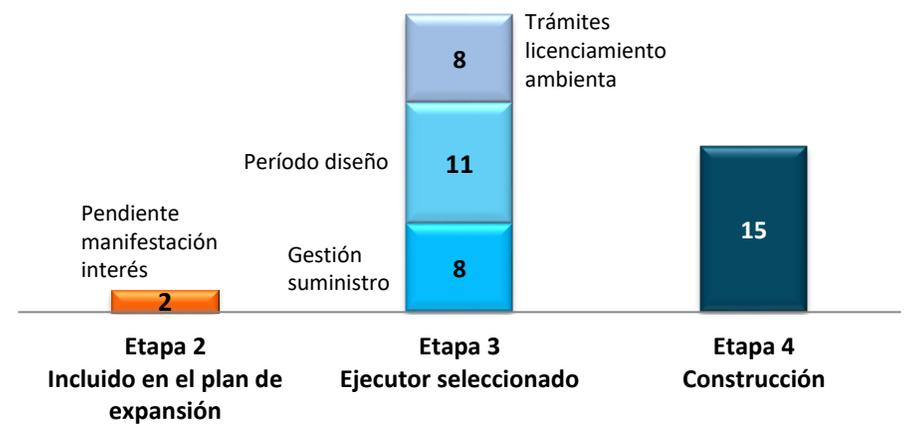
¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **86**



Proyectos STR en cronograma por etapa

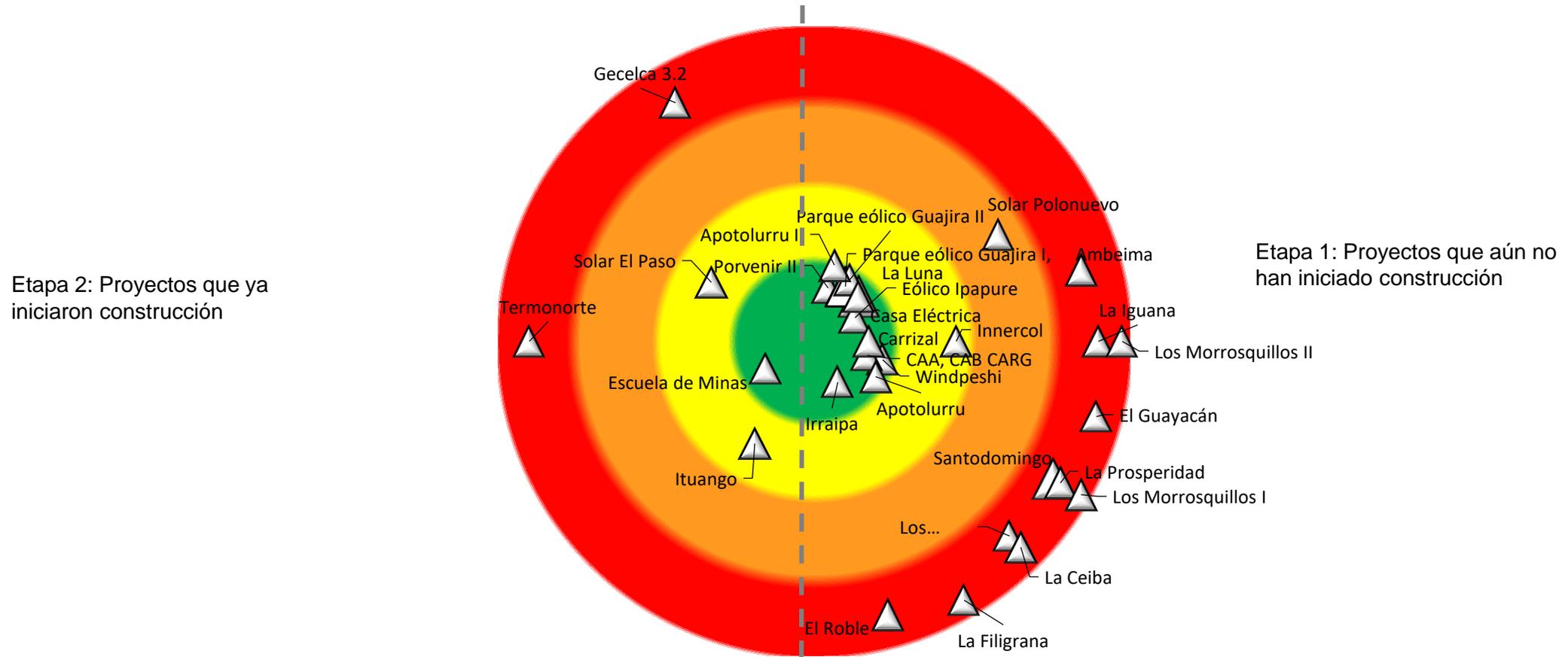


Proyectos atrasados STR por etapa



El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos de generación



Nota: El avance del proyecto reportado por los agentes generadores está medido respecto el cronograma actual del proyecto.



una empresa ISA



ANEXOS





Informe Hidro climático



VARIABLES DE ATMÓSFERA Y OCÉANO

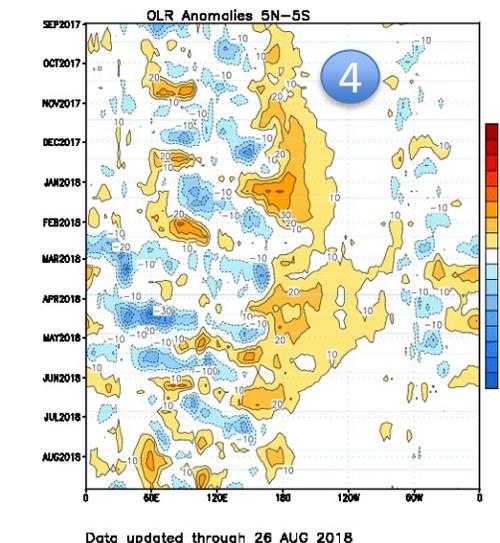
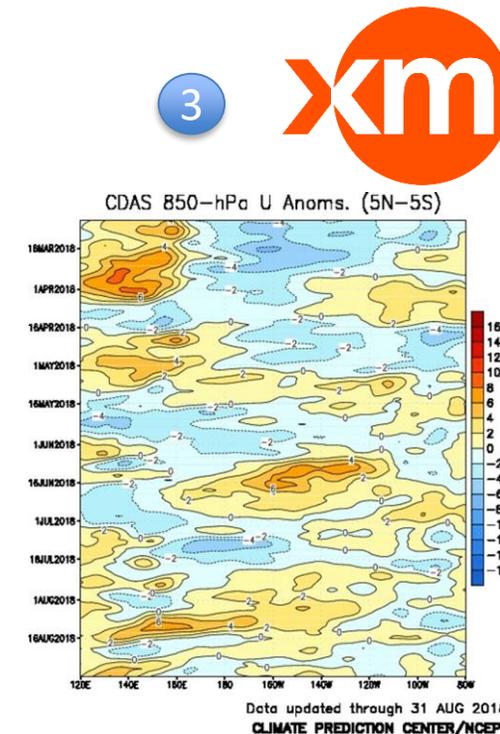
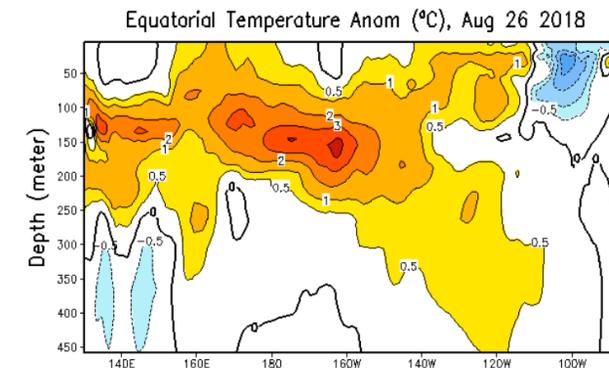
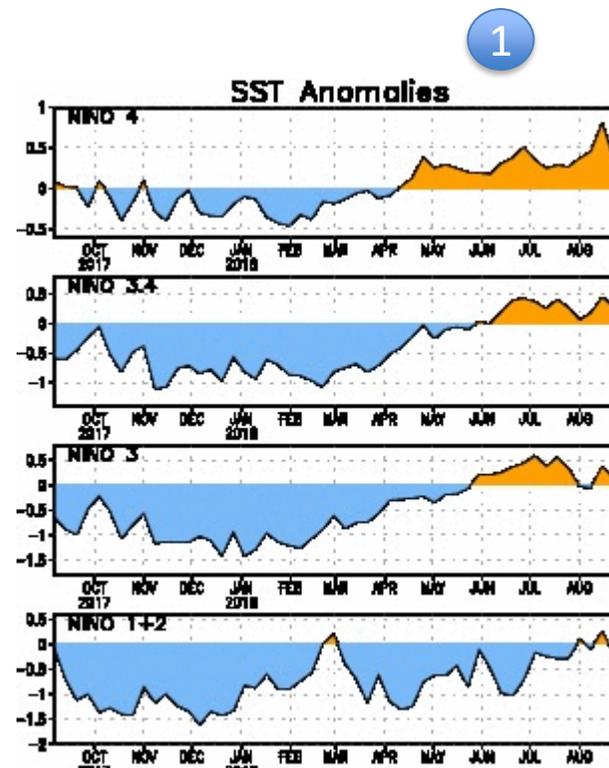
Durante las últimas semanas, el océano Pacífico tropical se ha enfriado levemente y las temperaturas en sus diferentes regiones se encuentran dentro del rango de neutralidad (anomalías entre -0.5°C y 0.5°C) a lo largo de todo el Pacífico ecuatorial (fig. 1).

Bajo la superficie oceánica (fig. 2) persiste un calentamiento anómalo, cuyas temperaturas en su núcleo más cálido son de 4°C por encima de la media. Esta isoterma se encuentra se ha profundizado hasta 150m en 1620W.

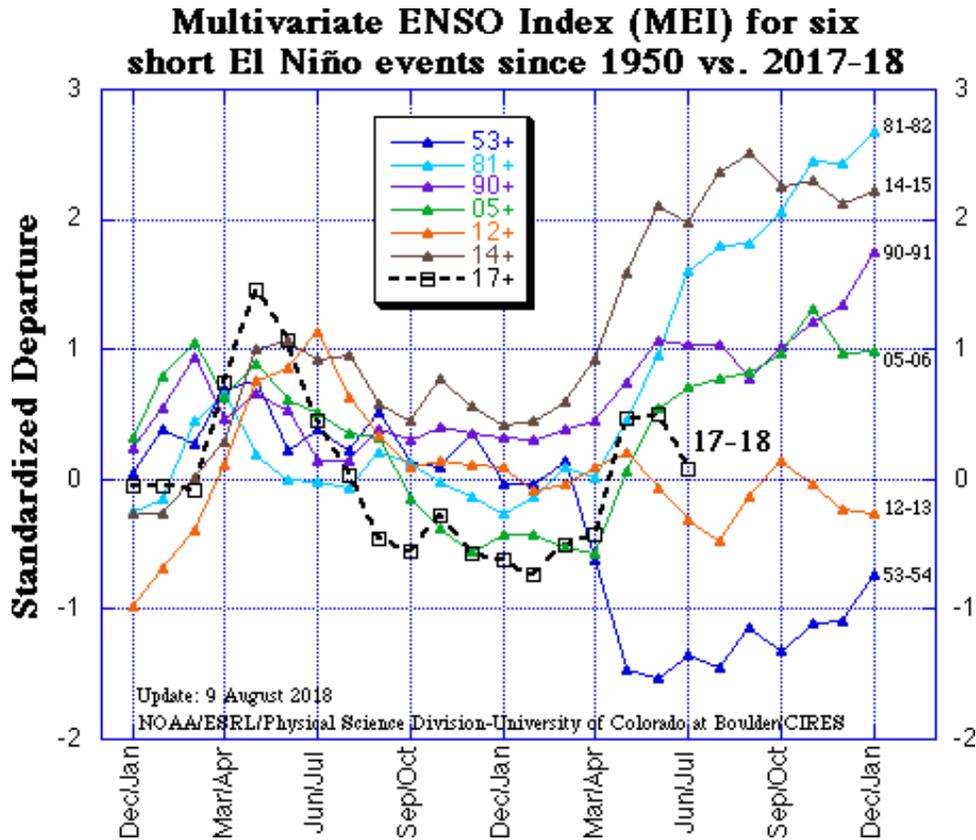
Los vientos alisios (fig. 3) son normales sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial, aunque muestran un pequeño debilitamiento en su extremo occidental.

La última imagen de las anomalías de radiación saliente de onda larga (fig. 4) muestra normalidad sobre la mayor parte del Pacífico ecuatorial.

En resumen, las variables de océano y atmósfera asociadas con el ENSO permanecen dentro de su normalidad climática.



Indicadores: Multivariate ENSO Index (MEI) y ONI



El último valor del índice (jun-jul) ha caído rápidamente a +0.07, colocándose justo en el centro de la región de neutralidad del ENSO.

De acuerdo con sus autores, “los períodos análogos al actual fueron los de los años 1985, 2000, 2001 y 2008. Todos los cuatro casos continuaron bien sea en condiciones neutrales del ENSO (2001) o cayeron al menos a condiciones intermitentes de La Niña (especialmente en 2008, aunque también en 2000 y brevemente en 1985)”.

El último valor del índice ONI, fue 0.1 (trimestre may-jul/2018), lo cual refleja las condiciones de normalidad en el campo térmico superficial del Pacífico central.

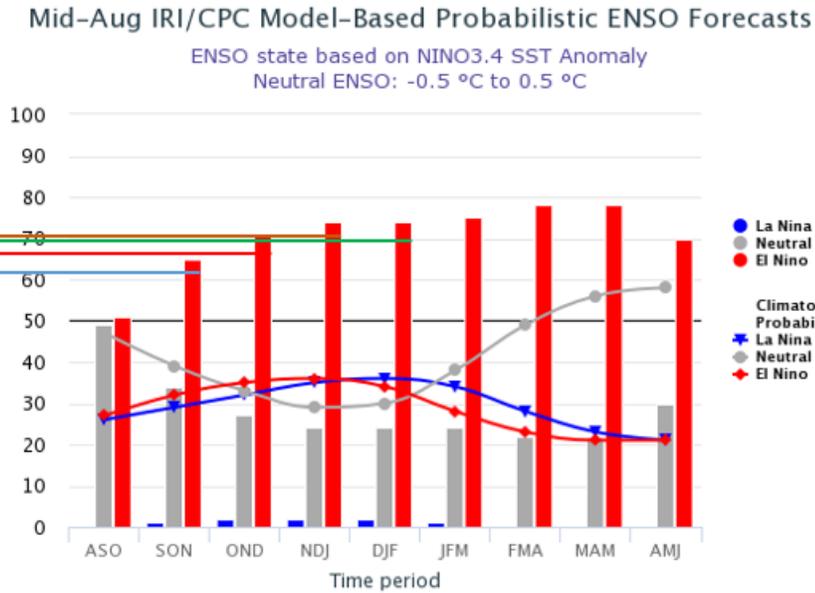
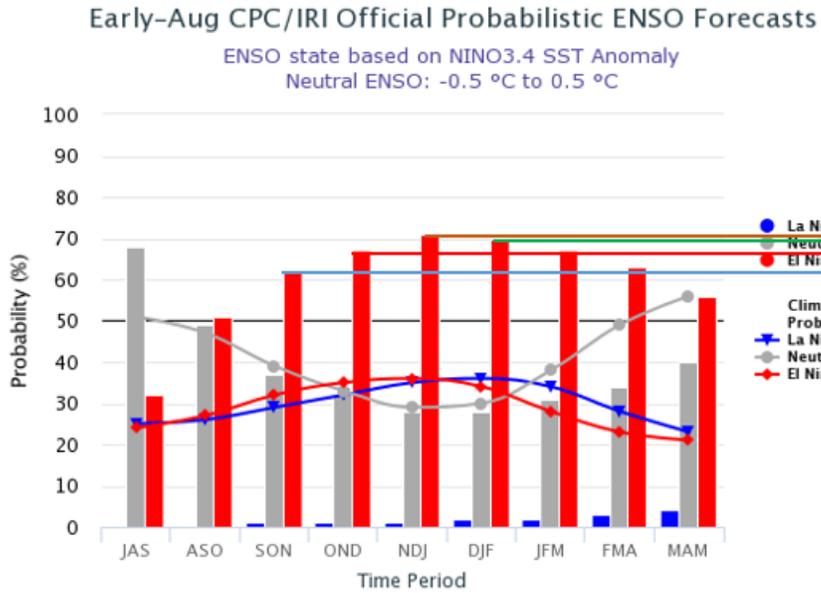
Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.3	0.9	0.4	-0.1	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.7	-1.7	-1.6
2011	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	-1.0
2018	-0.9	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0.1						

Predicción climática

2



1

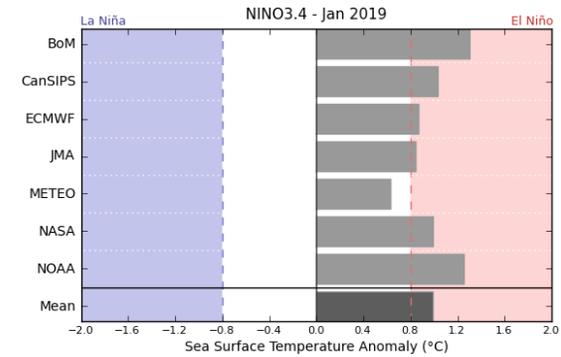
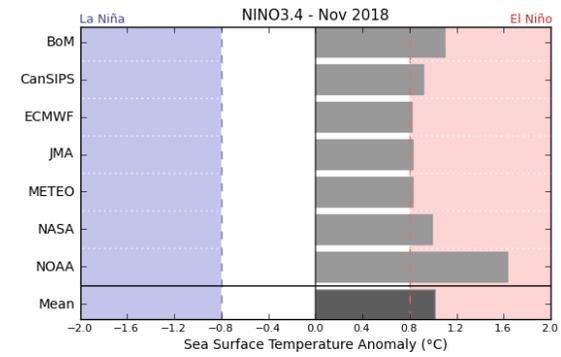
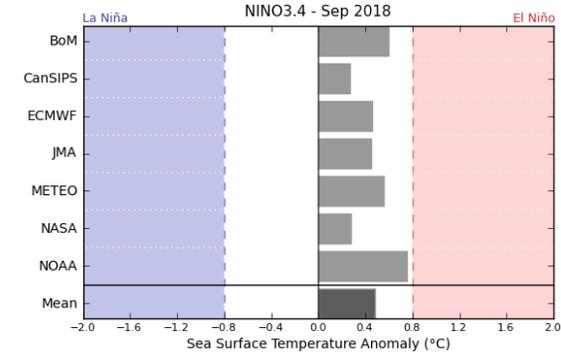


IRI ENSO Forecast. 2018 August Quick Look (20 de agosto de 2018)

“El análisis oficial del CPC/IRI, apunta a condiciones neutrales durante el resto de la estación de verano boreal, con una probabilidad del 60% de que El Niño se desarrolle durante el otoño, subiendo al 70% durante el invierno 2018-19. Los últimos resultados de los modelos estadísticos y dinámicos favorecen el desarrollo de un episodio El Niño débil hacia comienzos de otoño, creciendo a débil o posiblemente moderado hacia finales del otoño y el invierno.” (Fig. 1)

BOM ENSO Wrap-Up (28 de agosto de 2018)

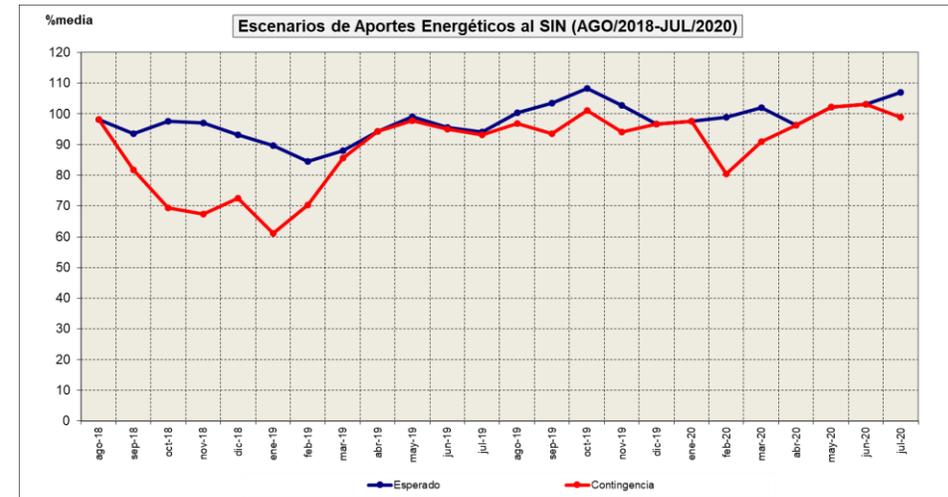
De acuerdo con los análisis del BOM, “...es posible un mayor calentamiento del Pacífico tropical. Todos los modelos sugieren que es probable que los umbrales de El Niño sean alcanzados al final de la primavera del hemisferio sur (otoño del hemisferio norte).” (Fig. 2)



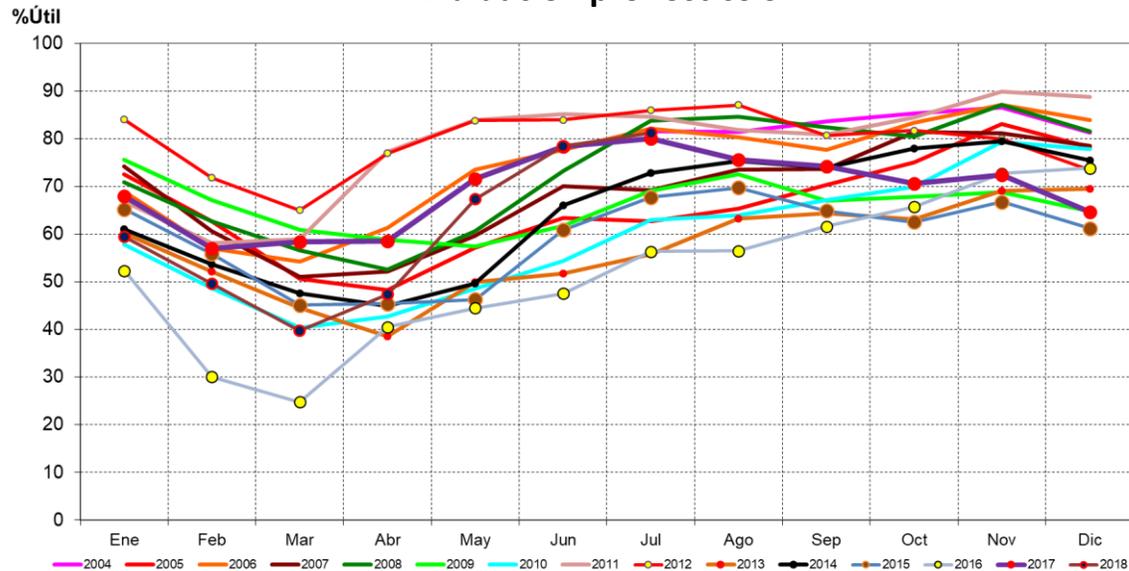
Comportamiento aportes, reservas y pronósticos



REGIÓN	OBSERVADO		PRONOSTICADO	
	%media	Energía	%media	Energía
ANTIOQUIA	91.9	1772.1	97.0	1869.3
CENTRO	113.7	1777.7	103.4	1615.7
ORIENTE	122.6	2759.8	109.1	2456.9
VALLE	100.9	198.6	88.8	174.6
CARIBE	119.7	198.0	109.0	180.3
CALDAS	89.4	172.0	76.5	147.2
SIN	109.2	6878.2	102.3	6444.0

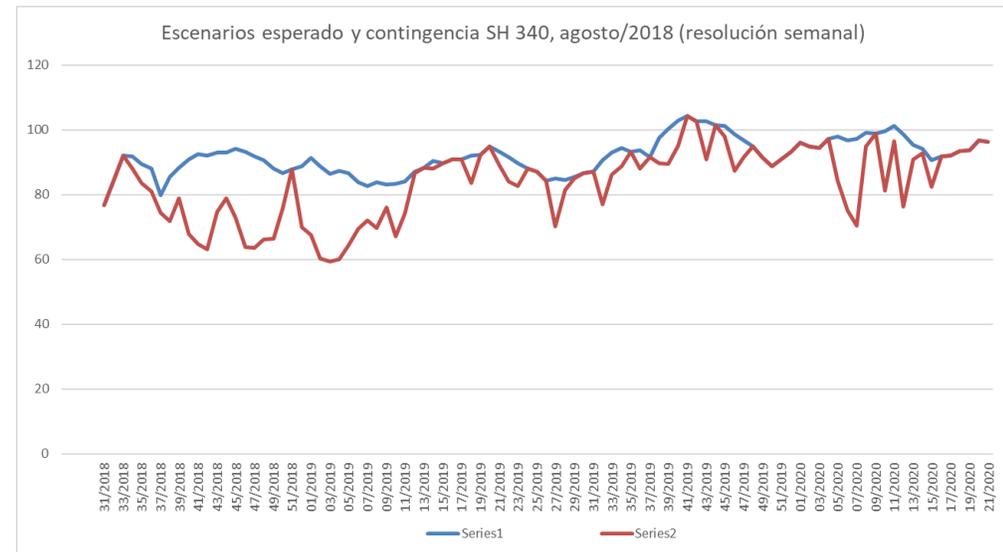


Evaluación pronóstico SH



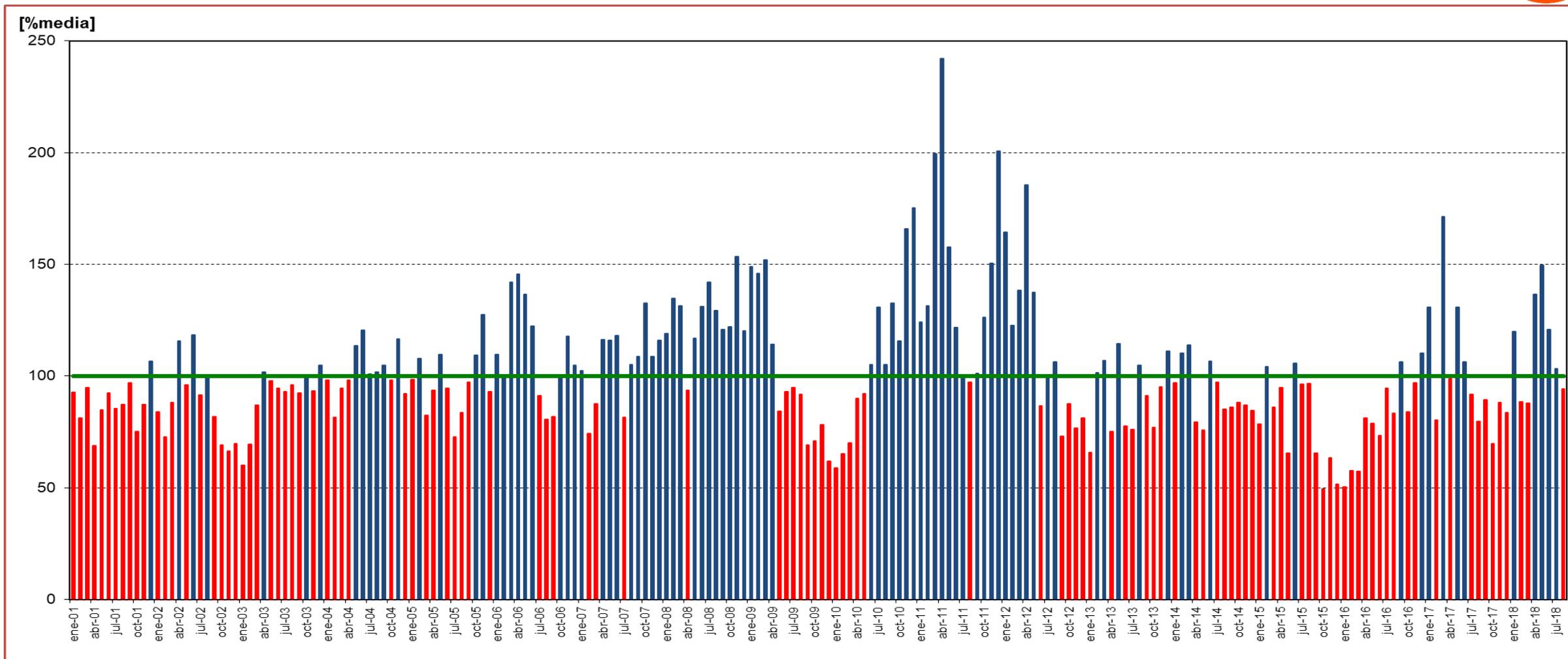
Evolución reservas útiles SIN

Resolución mensual



Resolución semanal

Comportamiento de aportes mensuales respecto a la media



La figura muestra los aportes energéticos agregados en porcentaje de la media mensual. La línea verde corresponde a la media (100%) así que las barras por encima (debajo) representan aportes en exceso (déficit).

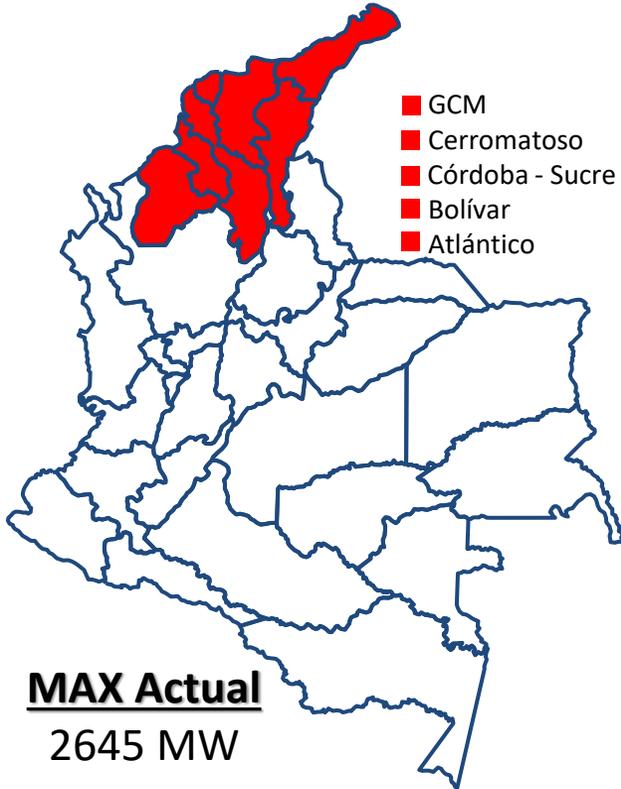
*Datos del mes de julio de 2018, hasta el día 29.



IPOEMP II 2018



Es necesario controlar la transferencia a través de los circuitos Porce – Cerromatoso 500 kV, Primavera – Cerromatoso 500 kV y Ocaña – Copey 500 kV en un valor inferior a **1500 MW**. Se requieren **11 unidades** para soporte de tensión (riesgo del **1%**)



Se presentan congestiones en la transformación de Cerromatoso 500/110 kV, que en condiciones de alta demanda, podría hacer necesario la programación de generación a nivel de 110 kV para controlarlas. No se evidencian obras de expansión definidas que mitigue la restricción mencionada.

El ESPS que se encuentra asociado a los transformadores en Cerromatoso actualmente son insuficientes en situaciones de mantenimiento.

Para la subárea Bolívar es necesaria la programación de generación de seguridad, debido a que ante la contingencia del circuito Copey – Bolívar 500 kV se observan bajas tensiones en la subárea.

Las restricciones que se presentan no cuentan con generación de seguridad para ser controladas, por lo que están implementados 8 esquemas suplementarios, no obstante, se observa que el esquema en Bosque - Chambacú 1 y 2 66 kV es insuficiente, solo se hace suficiente ante la entrada en operación la subestación Manzanillo 110 kV.

Se recomienda la repotenciación del circuito Bosque – Bocagrande 66 kV al igual que se hizo con Cartagena – Bocagrande 66 kV.



El flujo de reactiva que se presenta en la subárea GCM obliga la programación de generación de seguridad para evitar problemas de altas o bajas tensiones ante N-1.

En la subárea GCM se observa congestión en los transformadores en Valledupar 220/110 kV, 220/34.5 kV y 110/34.5 kV.

Se espera la conexión de varios proyectos de generación solar, con un beneficio positivo en la red de GCM.

Actualmente la subárea Córdoba-Sucre se encuentra declarada en emergencia, con sobrecargas inclusive en estado normal de operación y riesgos de colapsos ante contingencias sencillas.

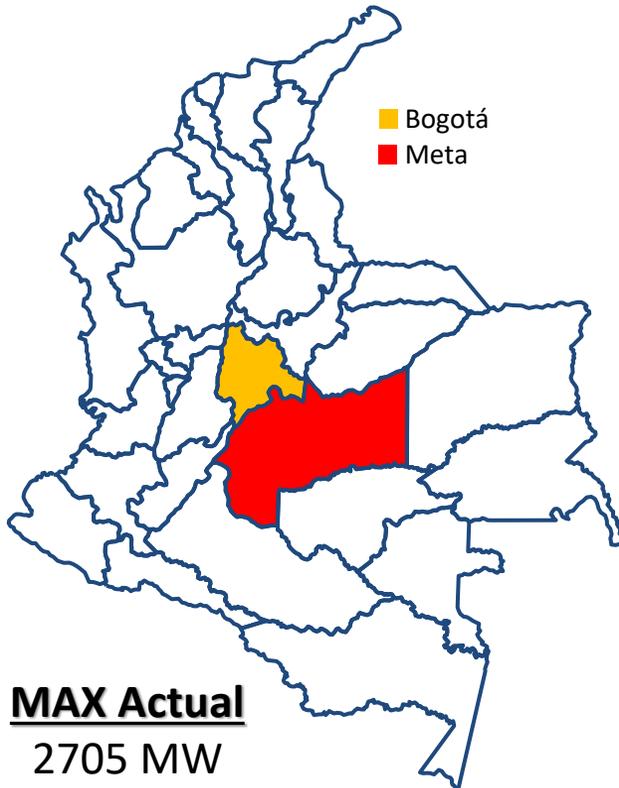
Los esquemas están agotados y no son suficientes para evitar la desatención de demanda descontrolada, por lo que es necesario programar generación de seguridad al interior de la subárea Bolívar, en Urrá, limitar generación de Porce 3 o hasta llegar a limitar la importación de Caribe, para que los esquemas suplementarios sean efectivos. Se presenta agotamiento en la capacidad de la red a 110 kV entre Chinú y Tolviejo y agotamiento en la capacidad de transformación de Chinú 500/110 kV,

En la subárea Atlántico se tienen restricciones asociadas a sobrecargas en los circuitos salientes de Tebsa 110 kV y Flores 110 kV, por lo que es necesario realizar balances de generación.

Los balances de generación en algunos escenarios no son suficientes, por lo que se tienen implementados 9 esquemas suplementarios que desatienden demanda.

Adicionalmente, las subestaciones Flores 110 kV y Tebsa 110 kV están alcanzando los valores nominales de nivel de corto circuito, haciendo necesario degradar la confiabilidad de la red o limitar la generación de la subárea.

Actualmente el límite de importación del área Oriental se encuentra en **900 MW**, dicha limitación se da por el corte **Primavera – Bacatá 500 kV/ Purnio – Noroeste 1 + 2 230 kV** y para soporte de tensión ante la contingencia **Primavera – Bacatá 500 kV**. Se requieren ~12 unidades (0% riesgo)



La subárea Meta, presenta riesgos de DNA ante contingencia sencilla debido a su radialidad. Se tiene previsto el proyecto Suria 230 kV que mejora la confiabilidad de la subárea.



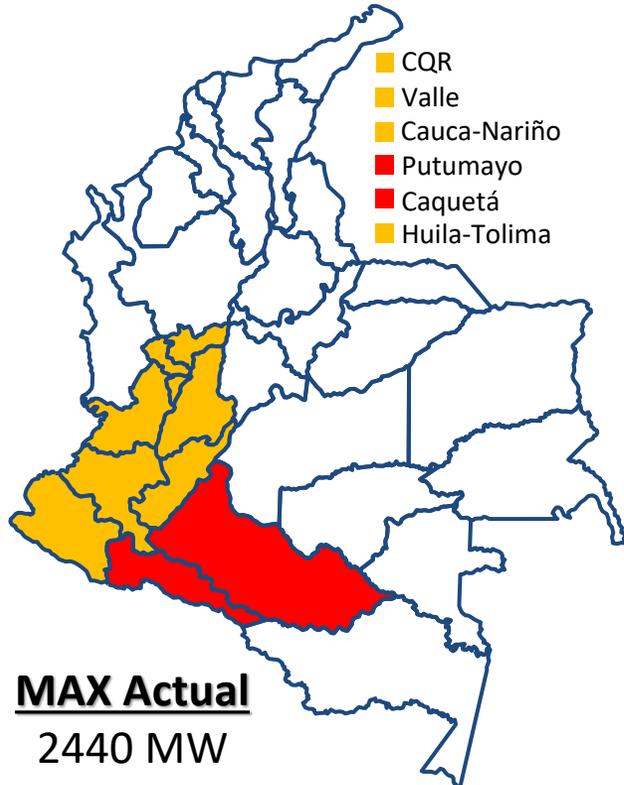
En la Subárea Bogotá se presentan restricciones por congestión en el STN que implican balances de generación entre Chivor, Guavio y Pagua. La restricción Primavera – Bacatá 500 kV / Purnio – Noroeste 1+2 230 kV limita la importación al área en 900 MW.

Aparecen las siguientes restricciones:

- Ocoa – Suria 115 kV, se sobrecarga en estado normal de operación. No se puede cubrir con generación de seguridad.
- Veraguas – Tveraguas 57.5 kV / San José – San Facón 57.5 kV: No se puede cubrir con generación de seguridad.
- Bacatá - Nva Esperanza 500 kV / Bacatá - Salitre 115 kV

Suroccidental

Límite de importación del área Suroccidental: **500 MW**, dicha limitación se da por la sobrecarga en los transformadores de San Marcos, Virginia 500/230 kV y soporte de tensión ante la contingencia del enlace San Carlos - Virginia 500 kV. ~6 unidades equivalentes (0% de riesgo)



MAX Actual
2440 MW

La subárea Valle presenta congestiones en la mayoría de los corredores que salen de la subestación Yumbo 115 kV, Alférez II 115 kV y se presentan algunas restricciones en la transformación de Pance, las cuales implican balances entre los generadores del Valle, Betania y Quimbo

La subárea Huila-Tolima presenta restricciones por agotamiento en la red de 115 kV para evacuar la totalidad de la generación, lo cual disminuye la flexibilidad operativa, provocando la limitación de la generación en Betania y Quimbo



La subárea CQR presenta agotamiento de la transformación de Esmeralda 230/115 kV. Se recomienda mantener activo el ESPS asociado a los transformadores.

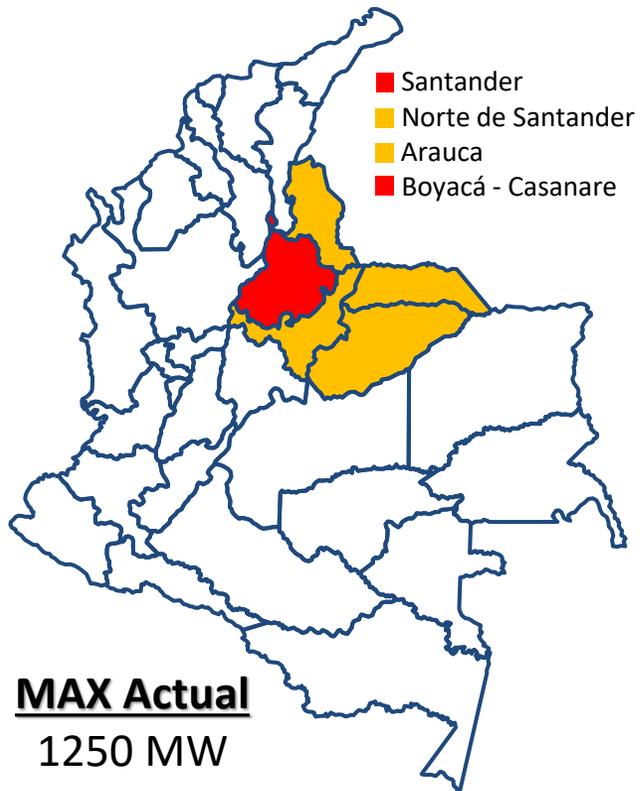
En la subárea Cauca-Nariño, la restricción más crítica está asociada al agotamiento de la capacidad de transporte del circuito Jamondino - Catambuco 115 kV, la cual implica balancear los intercambios con Ecuador y la generación de Betania o Quimbo.

En las subáreas Caquetá y Putumayo se tiene que la restricción crítica está asociada a la contingencia del transformador de Altamira 230/115 kV, la cual no puede ser controlada con generación, ocasionando Demanda No atendida. La condición es más crítica teniendo en cuenta que se está atendiendo la demanda de Putumayo desde Altamira



Nordeste

Actualmente el limite de importación del área Nordeste se encuentra en **1065 MW**, dicha limitación se da por la contingencia crítica de la línea Primavera - Sogamoso 500 kV, que genera bajas tensiones en la red de 115 kV. (~1 unidad equivalente)



En la subárea Santander con la entrada en operación del proyecto S/E Buenavista se eliminaron las restricciones asociadas a las bajas tensiones en San Silvestre 115 kV ante la contingencia del transformador Barranca 2 230/115 kV o de la línea Barranca - San Silvestre 115 kV.

Se tienen restricciones asociadas a Bmanga - Real Minas 1 115 kV y Los Palos - Palenque 1 115 kV que se eliminarían con la conexión del proyecto Palenque 230 kV a Sogamoso - Guatiguará 230 kV.



Santander



Norte de Santander



Arauca



Boyacá - Casanare

La subárea Norte de Santander ante la entrada de solo un banco de compensación de 10 Mvar en Ayacucho 115 kV presenta sobretensiones ante la contingencia de la línea Ocaña - Convención 115 kV en las subestaciones Ayacucho, Convención y Tibú 115 kV.

Adicionalmente con la entrada cronológica de proyectos en el área Nordeste se evidencia la mejora en el perfil de tensiones en la subárea, de tal modo que ante la entrada del proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV se pueden presentar mayores tensiones en las S/E Ocaña 115 kV, Aguachica 115 kV, Tibú 115 kV y Convención 115 kV.

La subárea Arauca presenta riesgos por ser radial. No cuenta con generación y presenta riesgos de desatención de la demanda ante contingencia del circuito Palos - Toledo 220 kV por la condición de radialidad, tampoco cuenta con proyectos de expansión en el mediano plazo que cambien esta situación.

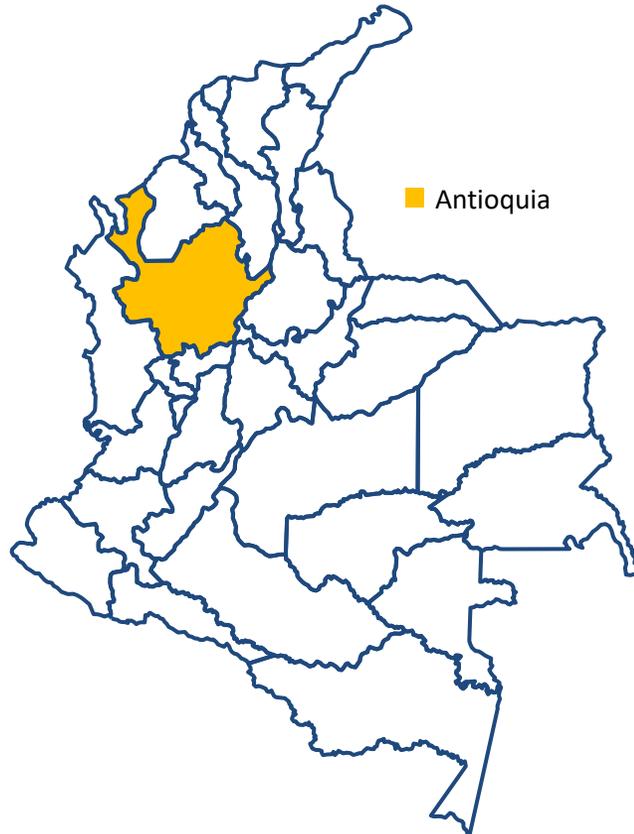
En la subárea Boyacá - Casanare presenta restricciones asociadas a la transformación en Sochagota 220/115 kV, a las líneas Termoyopal - Yopal 1,2 115 kV y Sochagota - Duitama 115 kV, por lo que es necesaria la repotenciación de Termoyopal - Yopal 1 y 2 (conexión). Adicionalmente se presentan bajas tensiones en la red de 115 kV del Casanare ante la contingencia del transformador Sochagota 220/115 kV. Se espera la entrada en operación de la subestación San Antonio y elementos asociados, el cual beneficia la operación de la subárea Boyacá, mitigando las restricciones asociadas los transformadores en Paipa 230/115 kV y Sochagota 230/115 kV.

Antioquia



Se requieren unidades de generación para soporte de tensiones ante contingencia San Carlos – Porce III 500kV.

No se tienen límites de importación al área, es posible importar toda la potencia desde el STN para atender la demanda del área.



Sobrecargas en estado normal de operación:

- Barbosa – Girardota 110 kV

ANTIOQUIA

Las restricciones más críticas del área están asociadas a la alta exportación de potencia hacia el área Caribe, causando sobrecarga en los transformadores de San Carlos y Primavera 500/230 kV.

Todas las restricciones del área pueden ser cubiertas con generación, por lo que no se tiene riesgo de DNA por contingencia.

Se debe balancear generación entre el norte y oriente de Antioquia para controlar algunas restricciones.



Seguimiento a proyectos Acuerdo CNO 646



Anexos: Proyectos del STN en etapa I y II

1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Análizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	--



2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	UPME 04–2018 Subestación San Juan 220 kV	ago-20
2	UPME 06–2018 Subestación El Río 220 kV	nov-20
3	UPME 07–2017 Línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV	nov-20
4	UPME 05–2018 Subestación Tolúviejo 220 kV Nuevo corredor Chinú - Tolúviejo – Bolívar 220 kV, con nueva subestación Tolúviejo 220 kV	nov-20
5	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur –Esmeralda 220 kV	nov-20
6	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
7	Subestación Hispania 230 kV	nov-23
8	Subestación Salamina 230 kV	nov-23
9	Subestación Pacífico 230 kV	nov-23
10	Fase 2.A Renovables Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	nov-23
11	fase 2.B Renovables Colectora 3 en 500 kV en AC Colectora 2 en 500 kV en AC Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.	Por definir
12	Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de bara principal más transferencia a doble barra	Mar-20



3. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa III

Proyecto	FPO OFICIAL	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME 03-2010 Chivor II	14-ago.-18	30-ago.-19
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	8-may.-19	30-oct.-19
UPME 05-2013 Suria 230 kV	23-jun.-18	30-may.-19
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV	30-sep.-18	30-nov.-19
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	30-sep.-18	30-jul.-20
UPME 05-2015 Palenque 230 kV	26-ago.-18	30-abr.-19
UPME 03 - 2016 San Antonio 230 kV	29-dic.-18	30-may.-19
UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	30-nov.-21	28-feb.-22
UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	30-nov.-20	30-nov.-20
UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV	30-nov.-22	30-nov.-22
UPME 01-2017 Bahía tercer transformador El Bosque	31-dic.-18	31-dic.-18
UPME 08-2017 - Tercer Transformador Sogamoso 500/230 kV	30-nov.-19	30-nov.-19
UPME 01-2018 Segundo Transformador Ocaña 500/230 kV	30-jun.-20	30-jun.-20

4. Listado de proyectos de convocatoria del STR en etapa III

Proyecto	FPO OFICIAL	FPO PREVISTA PREVISTA POR EL EJECUTOR
UPME STR 13-2015 La Loma 110 kV	30-sep.-20	30-sep.-20
UPME STR 06-2016 Anillo La Guajira Nueva Línea Maicao – Riohacha Nueva Línea Riohacha - Cuestecitas	31-dic.-19	31-dic.-19
UPME STR 02-2017 Tercer Transformador El Bosque 220/66 kV	31-dic.-18	31-dic.-18
UPME STR 04 - 2017 Tercer Transformador Valledupar 220/34,5 kV	31-mar.-19	31-mar.-19
UPME STR 05 - 2017 Segundo Transformador Altamira 230/115 kV	31-mar.-19	31-mar.-19

5. Proyectos de generación

N°	PROYECTO	AGENTE	Reporte julio de 2018	
			FPO (DD/MM/YYYY)	Porcentaje de avance de cumplimiento con respecto a la fecha de puesta en operación (%)
1	Ituango	EPM E.S.P.	--	84.3%
2	Ambeima	GENERADORA UNIÓN S.A.S.	enero de 2020	5%
3	Gecelca 3.2	GECELCA S.A. E.S.P.	No reportó información	No reportó información
4	Termoyopal ²	TERMOYOPAL GENERACIÓN 2	No reportó información	No reportó información
5	Porvenir II	CELSIA	2024	100% proceso pre constructivo
6	La Luna	SLOANE ENERGY GROUP	Diciembre de 2022	93% factibilidad
7	Termonorte	TERMONORTE	Octubre 31 de 2018	89%
8	Eólico Ipapure	EPM E.S.P.	Marzo 1 de 2023	0%
9	Santodomingo	EPM E.S.P.	U1 28 MW: Octubre 2023 U2 28 MW: Diciembre 2023	0%
10	Escuela de Minas	HIDRALPOR	01/08/2019	55%
11	Windpeshi	ENEL GREEN POWER	30/11/2020	
12	Solar El Paso	ENEL GREEN POWER	30/11/2018	42% al 29 de junio de 2018
13	Innercol	Industria Colombiana de Energía S.A.S E.S.P.	15/01/2021	30%
14	CAA, CAB CARG	Talasa ProjectCo S.A.S E.S.P.	31/12/2021	0%
15	La Iguana	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	35%
16	La Prosperidad	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	35%
17	Los Colorados II	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	38%
18	El Roble	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	20%
19	El Guayacán	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	37%
20	La Ceiba	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	38%
21	La Filigrana	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	28%
22	Los Morrosquillos I	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	31%
23	Los Morrosquillos II	Castellana de Proyectos Solares S.L.	15/12/2019	31%
24	Acacia 2	BEGONIA POWER	01/12/2020	
25	Parque eólico Guajira I	ISAGEN	1er trimestre 2020	
26	Parque eólico Guajira II	ISAGEN	1er trimestre 2023	
27	Solar Polonuevo	TECHNOELITE GREEN ENERGY SAS	31/03/2019	20%
28	Irraipa	JEMEIWAAKA	28/02/2023	
29	Carrizal	JEMEIWAAKA	28/02/2023	
30	Casa Eléctrica	JEMEIWAAKA	28/02/2023	
31	Apotolurru	JEMEIWAAKA	28/02/2023	
32	Apotolurru II	JEMEIWAAKA	28/02/2024	



