

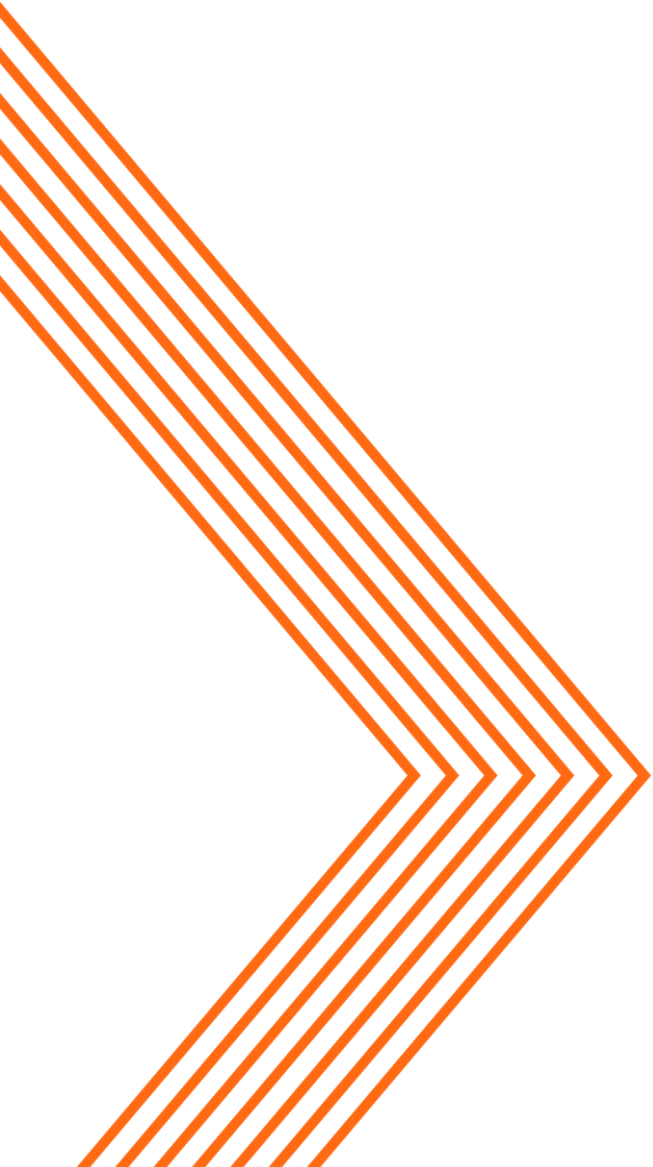


# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-014

Jueves, 1 de agosto de 2019





# 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 – 014  
Jueves 1 de agosto de 2019



# Contenido

1

## Variables del SIN

Hidrología  
Generación e importaciones  
Demanda SIN  
Restricciones

2

## Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo

3

## Situación operativa

Balance mantenimiento Promigas – 7 de julio de 2019  
Situación Operativa en área Caribe  
Oscilaciones 13 de julio

4

## Varios

Indicadores de Operación  
IPOEMP segundo trimestre 2019  
Seguimiento acuerdo CNO 963

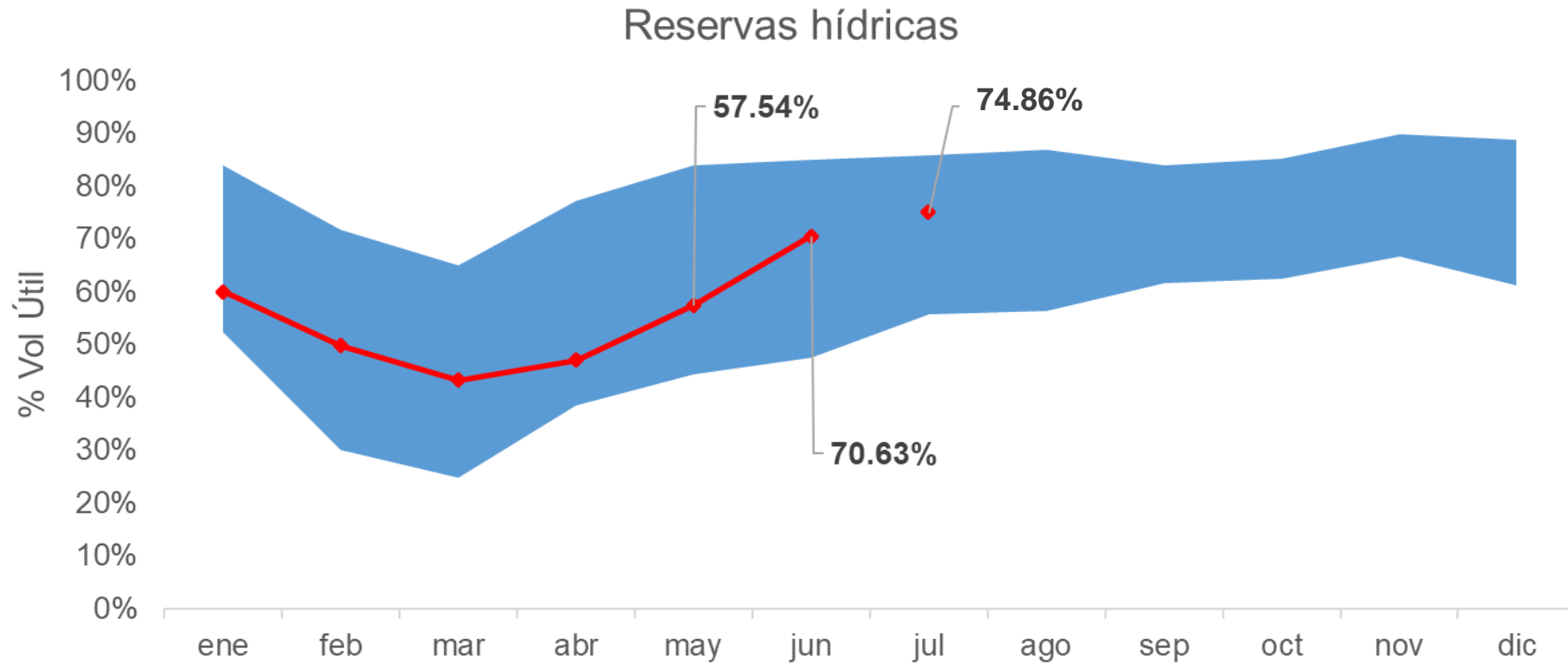


# 1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda del SIN
- Restricciones

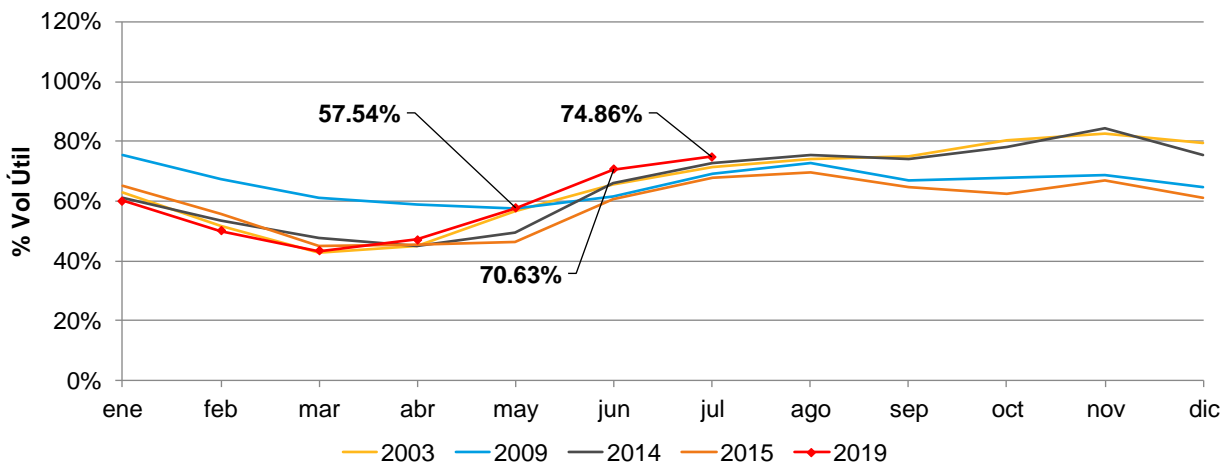


# Evolución Reservas del SIN

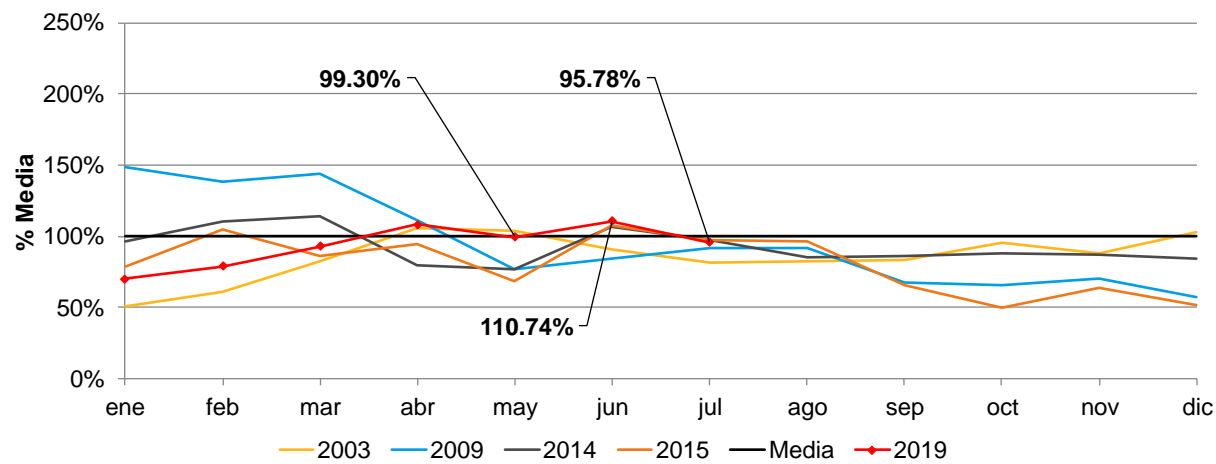


# Hidrología del SIN

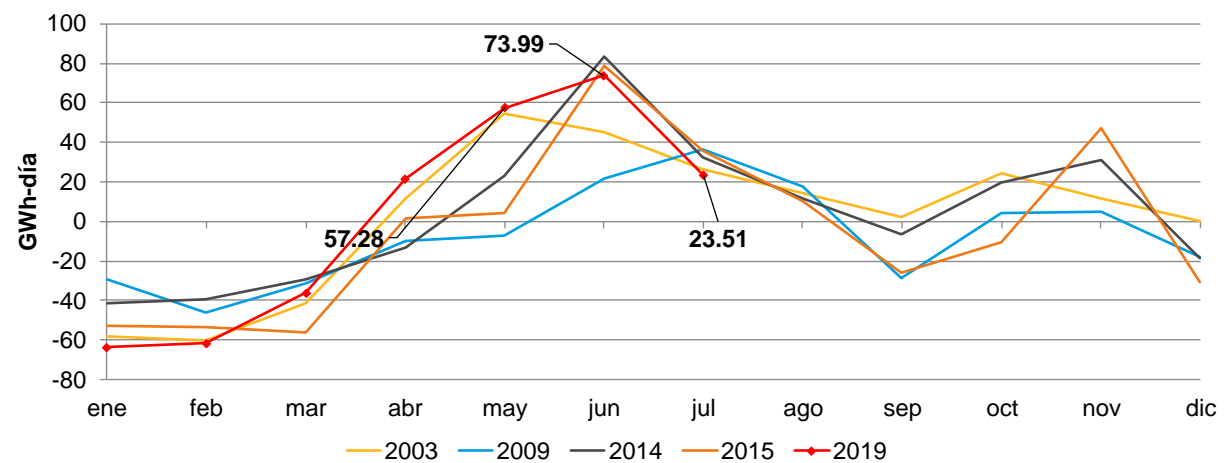
## Reservas hídricas



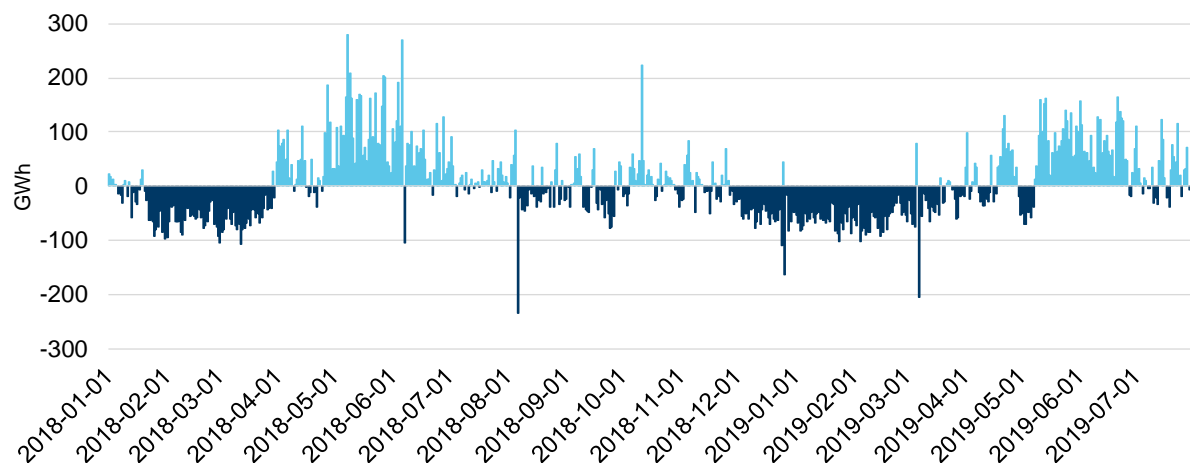
## Aportes hídricos



## SIN - Tasa de embalsamiento promedio

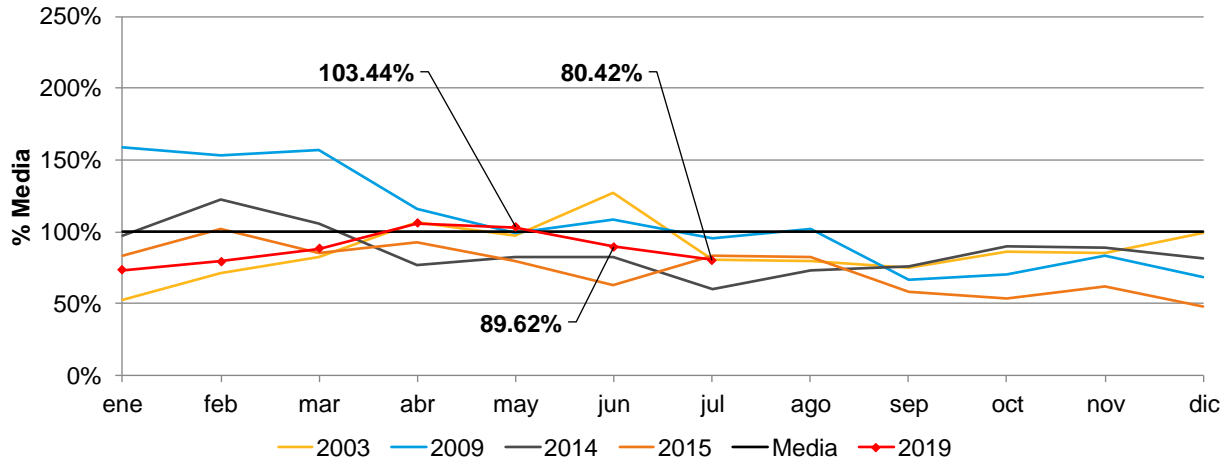


## Tasa de embalsamiento

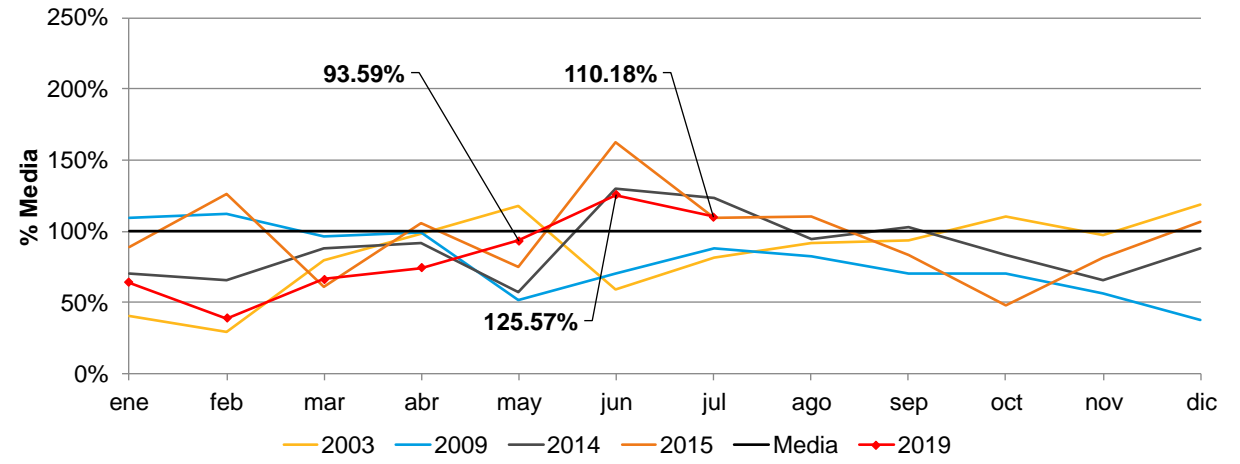


# Aportes por regiones

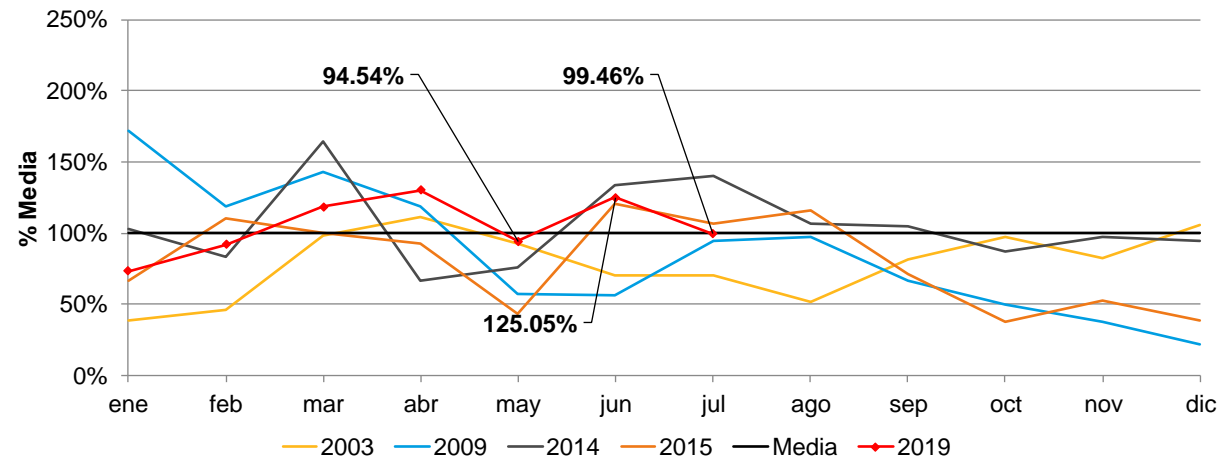
## Antioquia



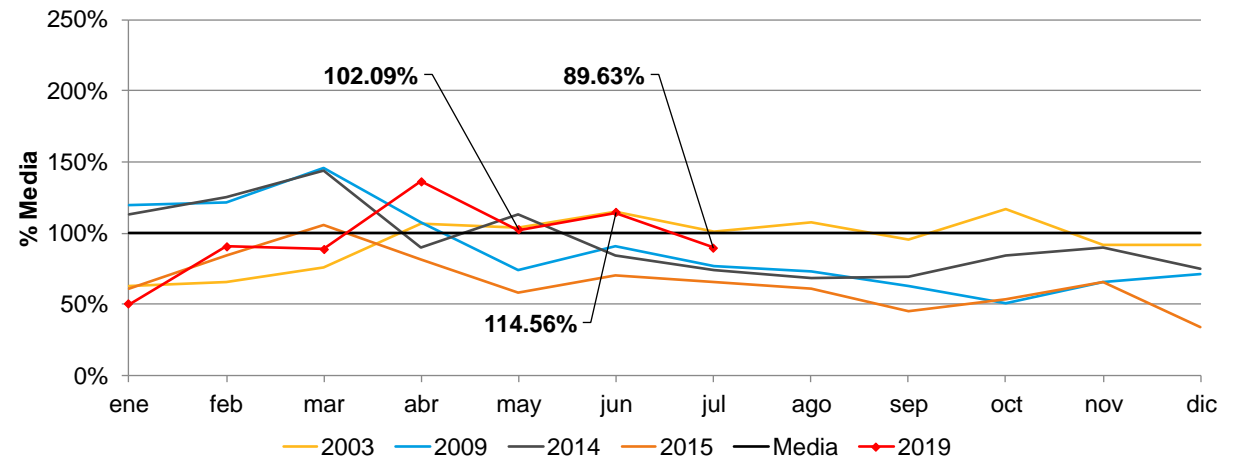
## Oriente



## Centro

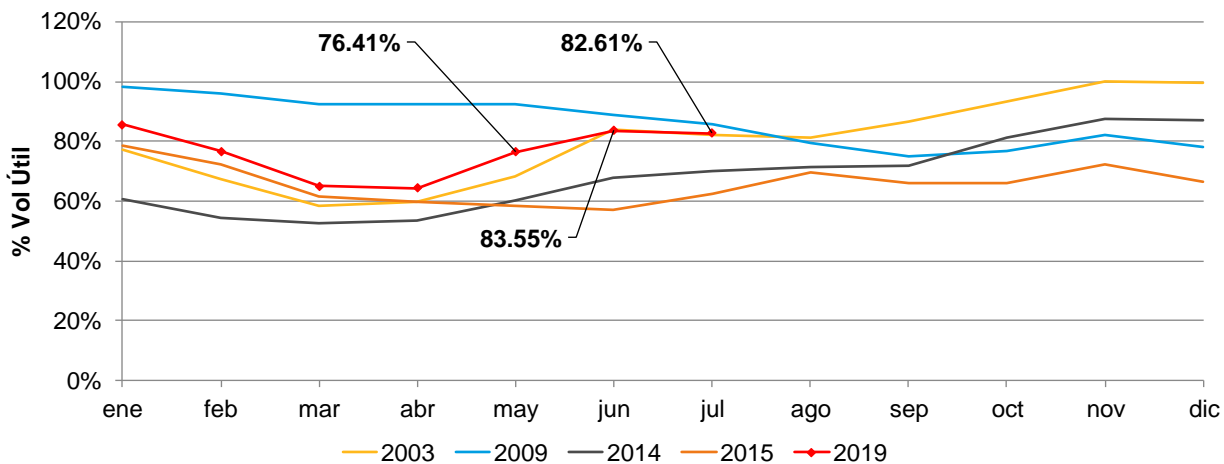


## Valle

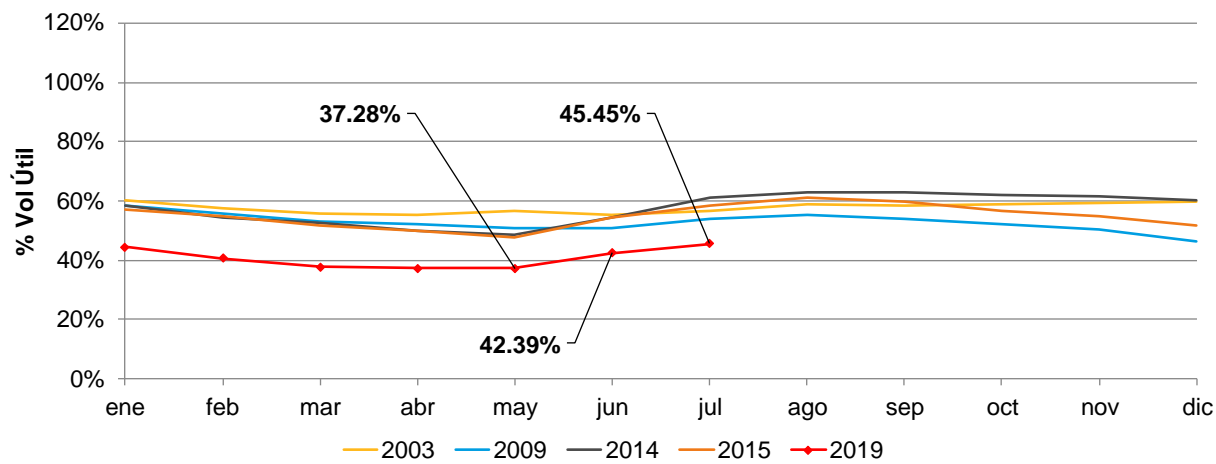


# Evolución de principales embalses

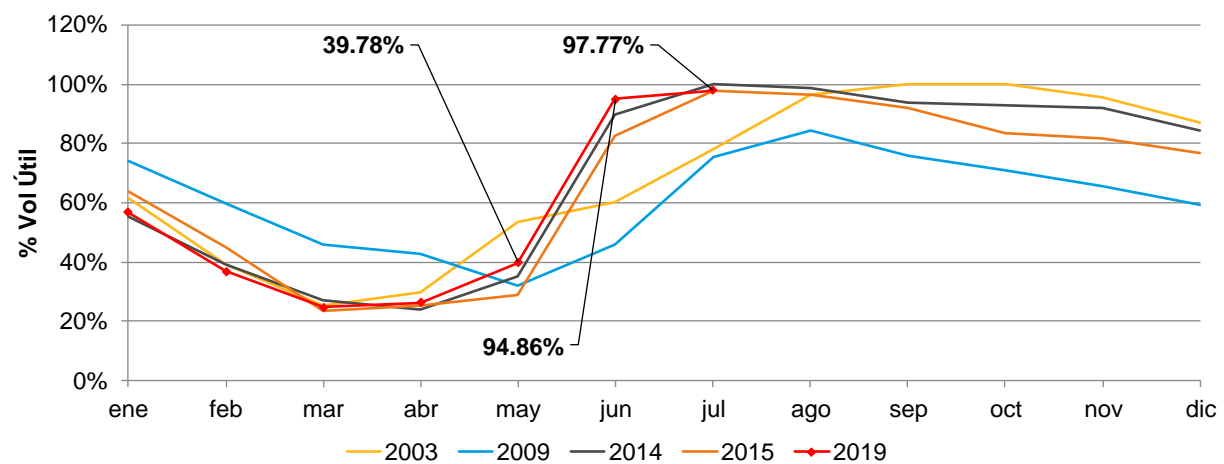
## Peñol



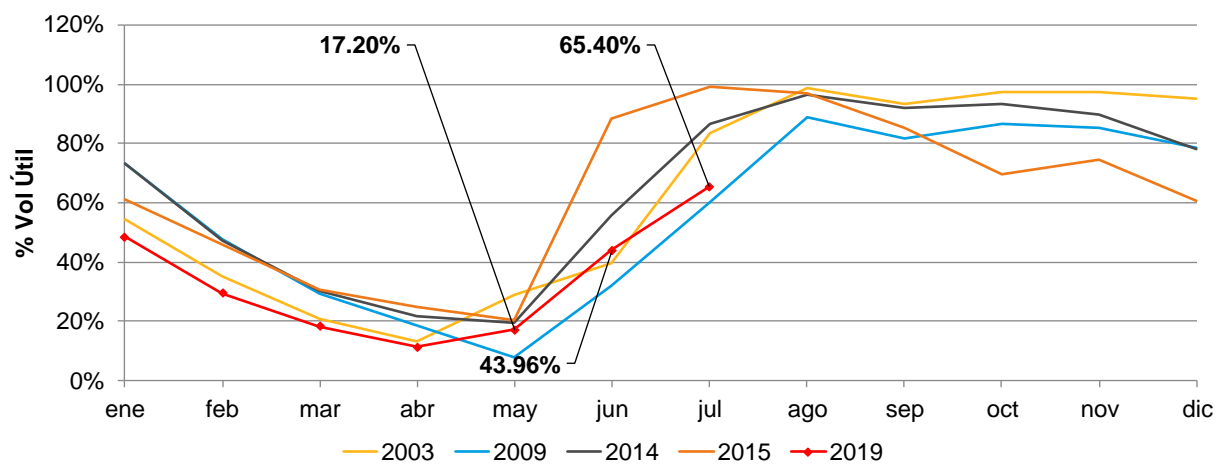
## Agregado Bogotá



## Guavio

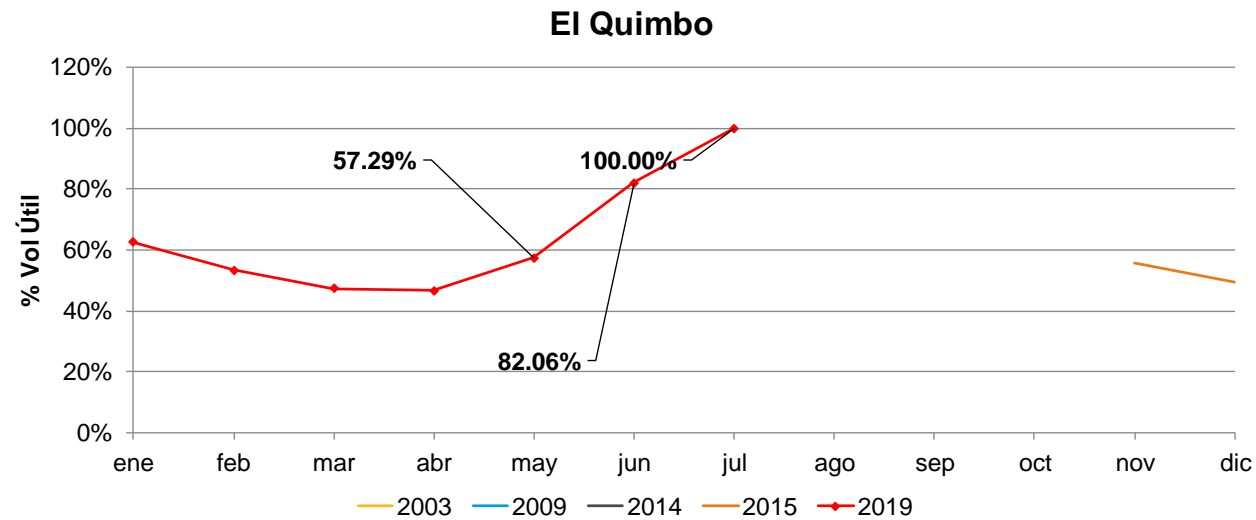
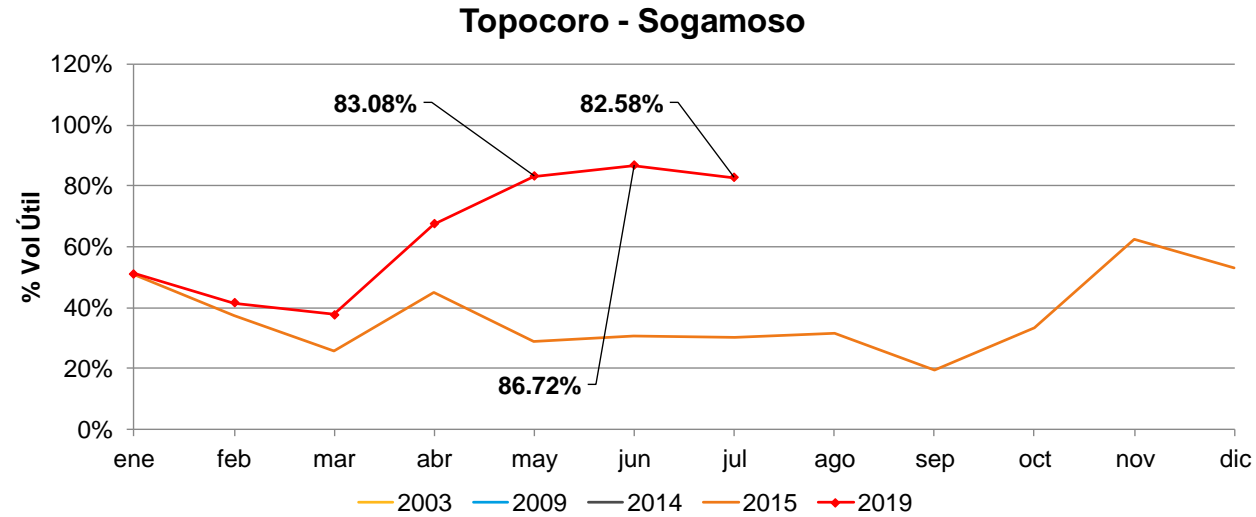


## Esmeralda - Chivor





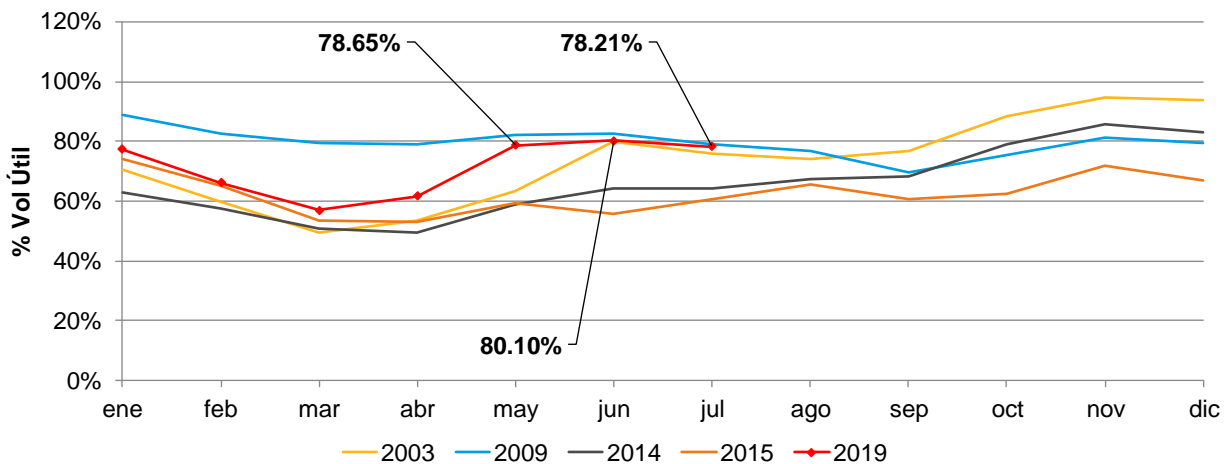
# Evolución de principales embalses



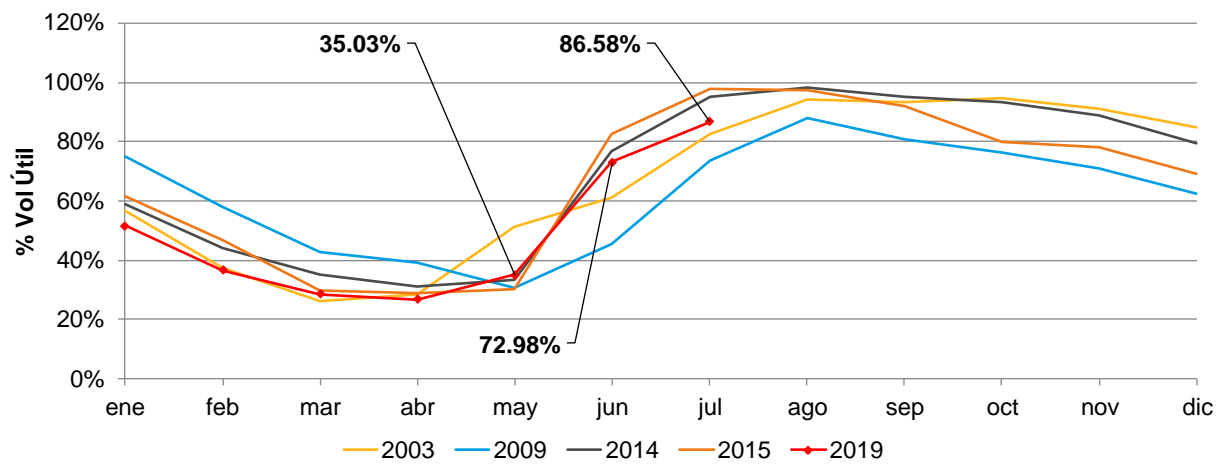
Información hasta el: 2019-07-31

# Evolución de reservas por regiones

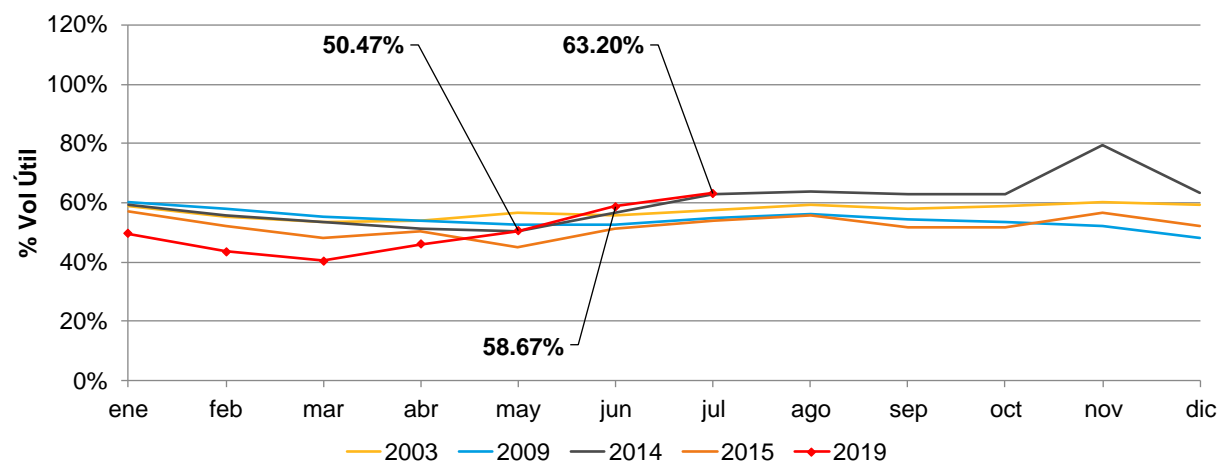
## Antioquia



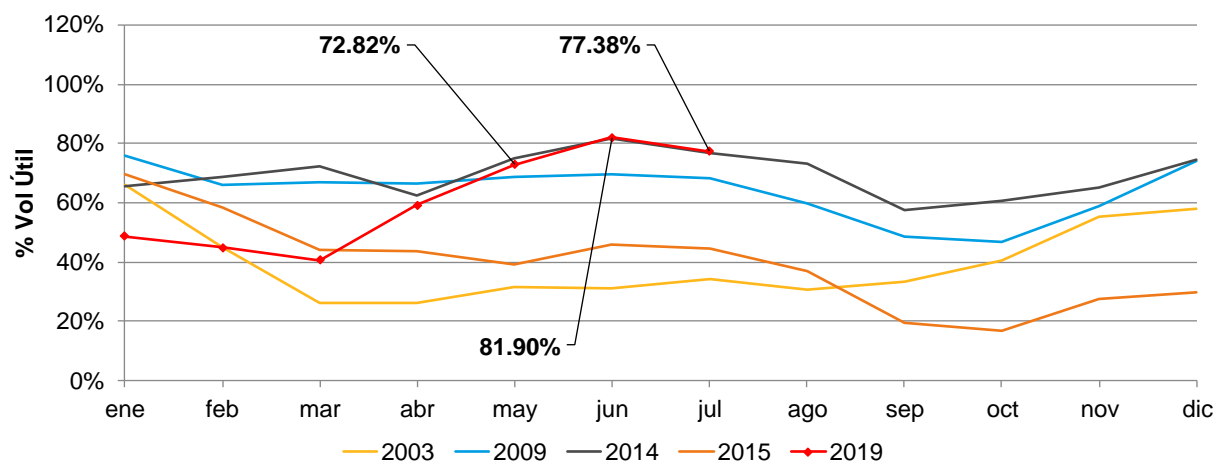
## Oriente



## Centro

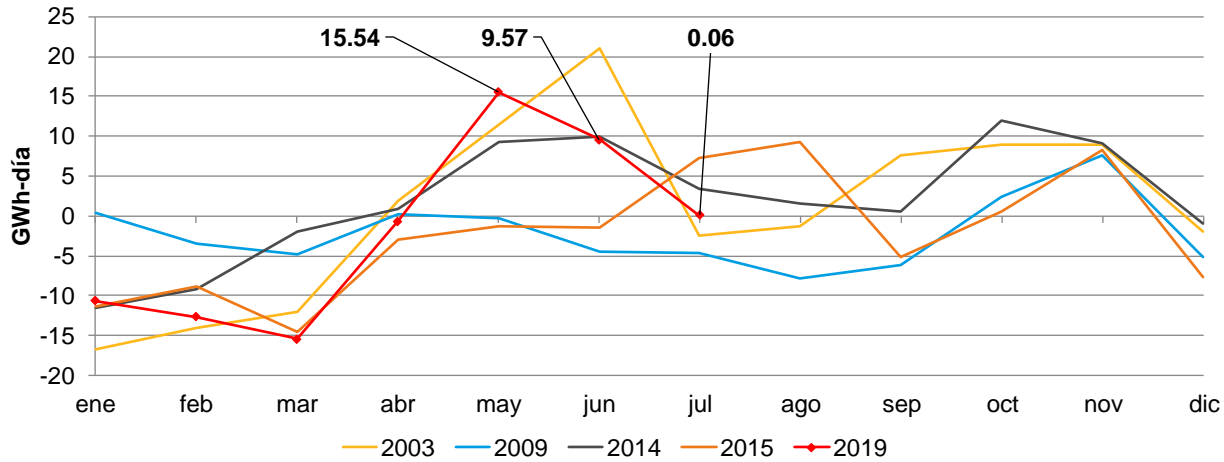


## Valle

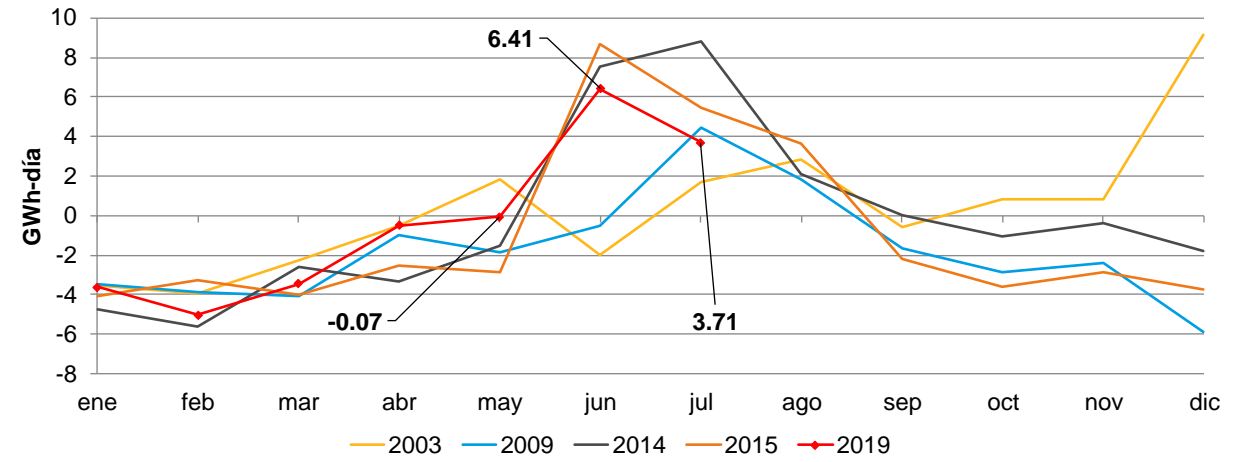


# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

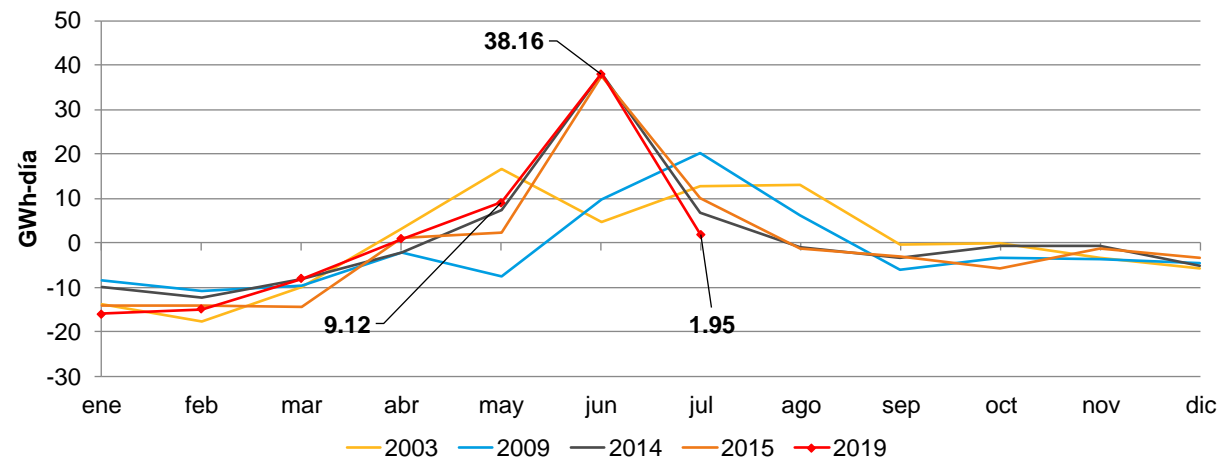
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



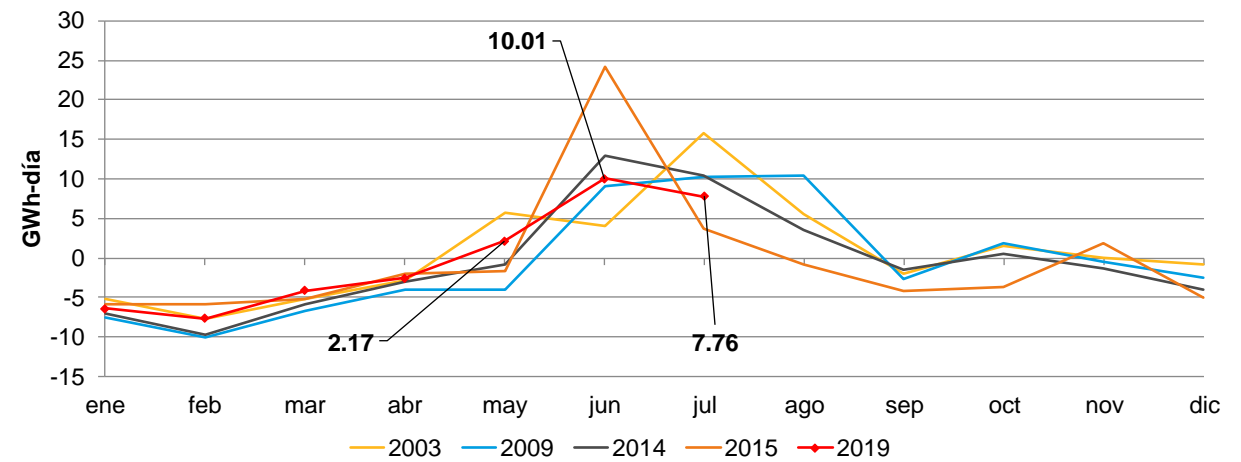
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



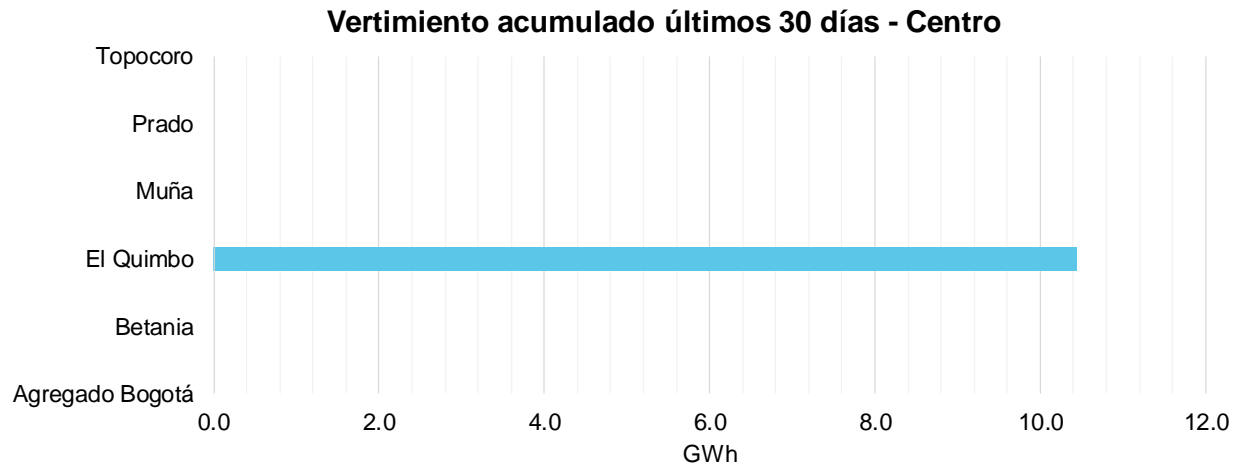
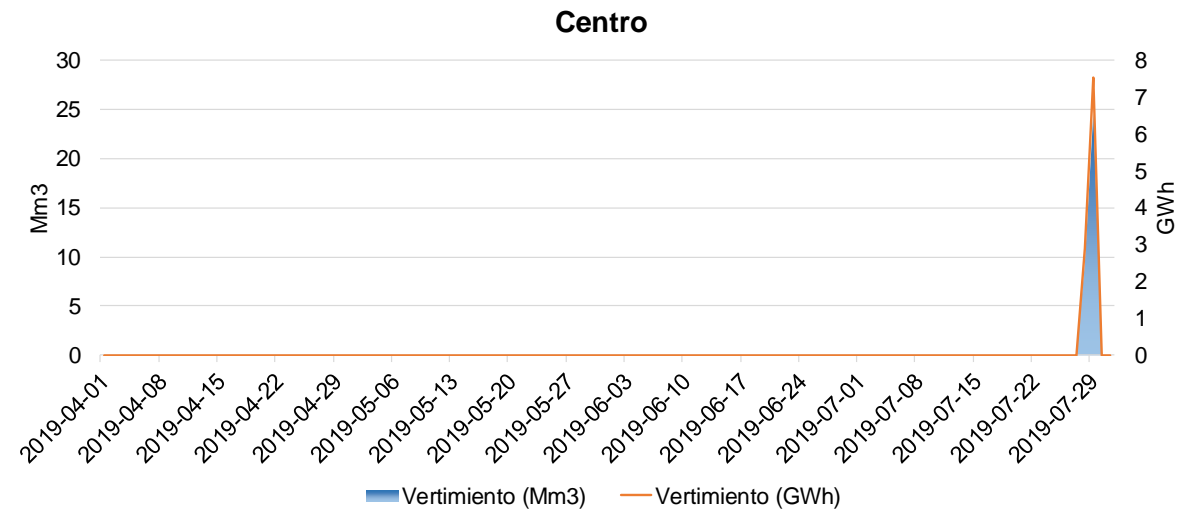
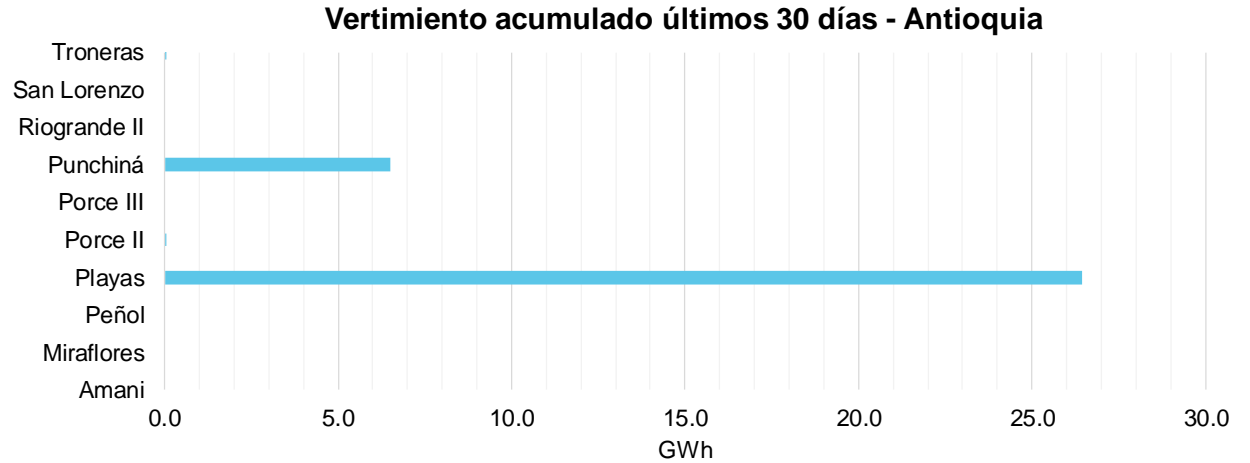
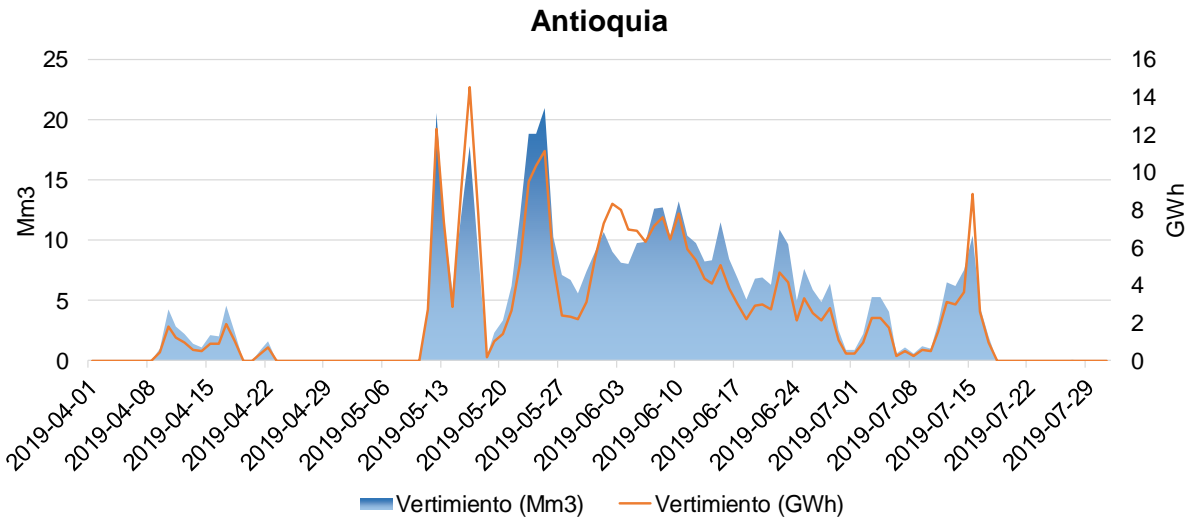
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio

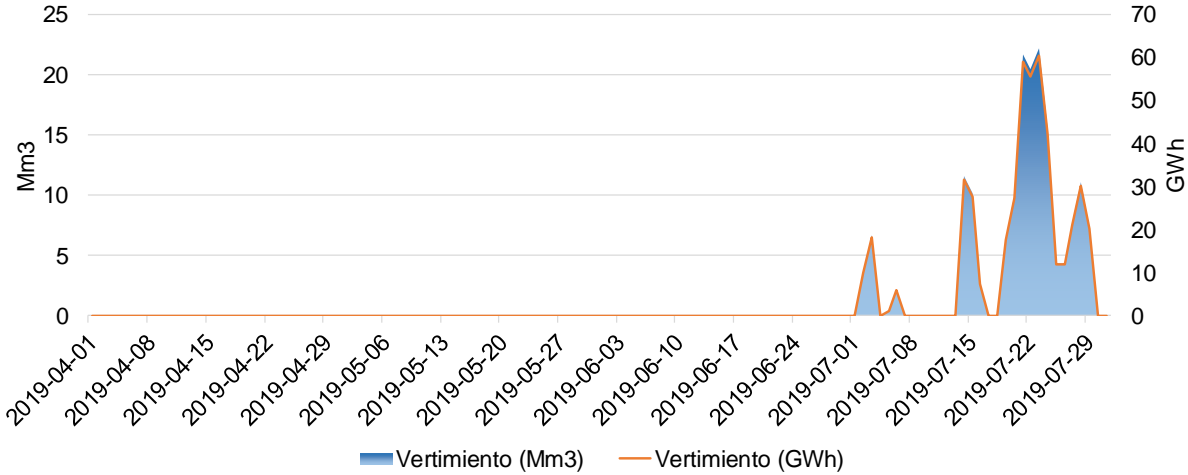


# Vertimientos por regiones

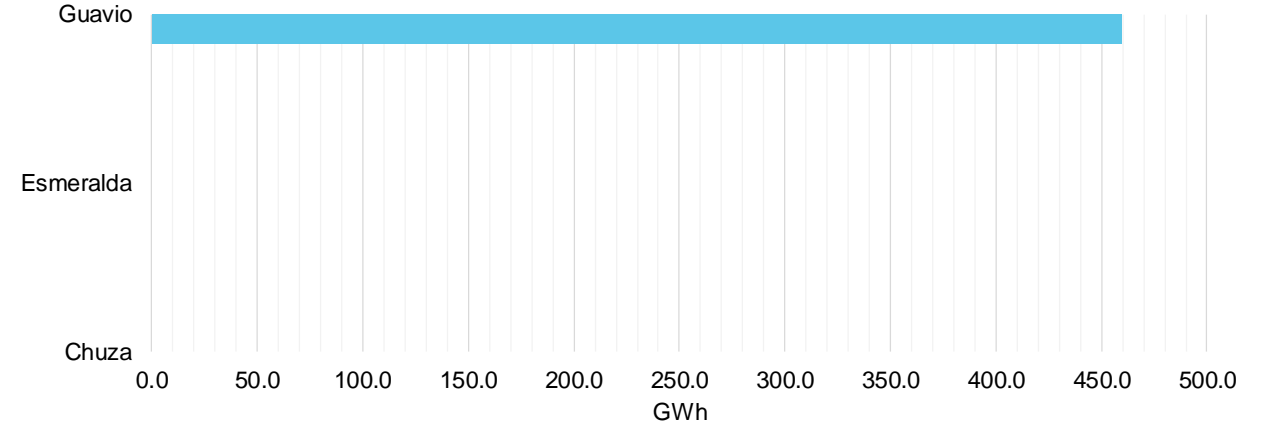


# Vertimientos por regiones

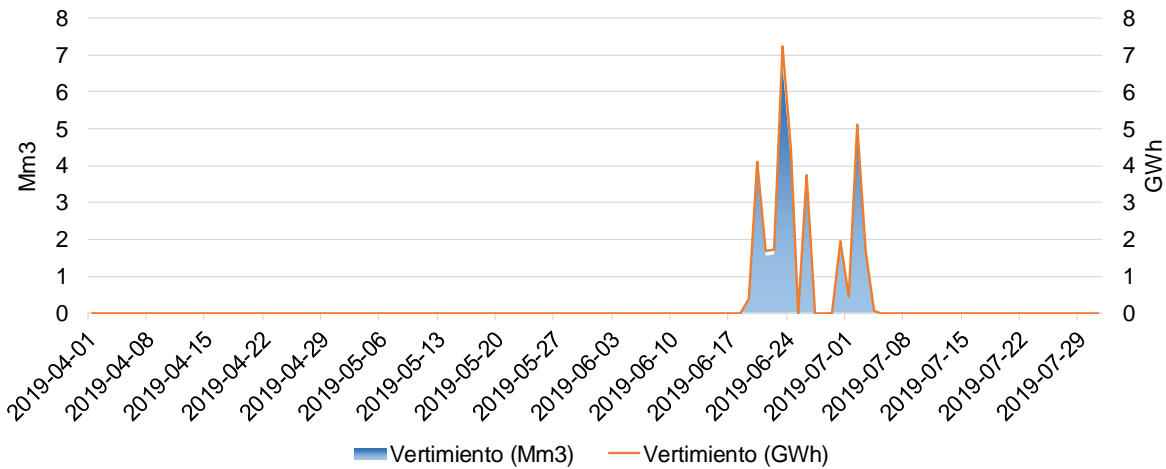
## Oriente



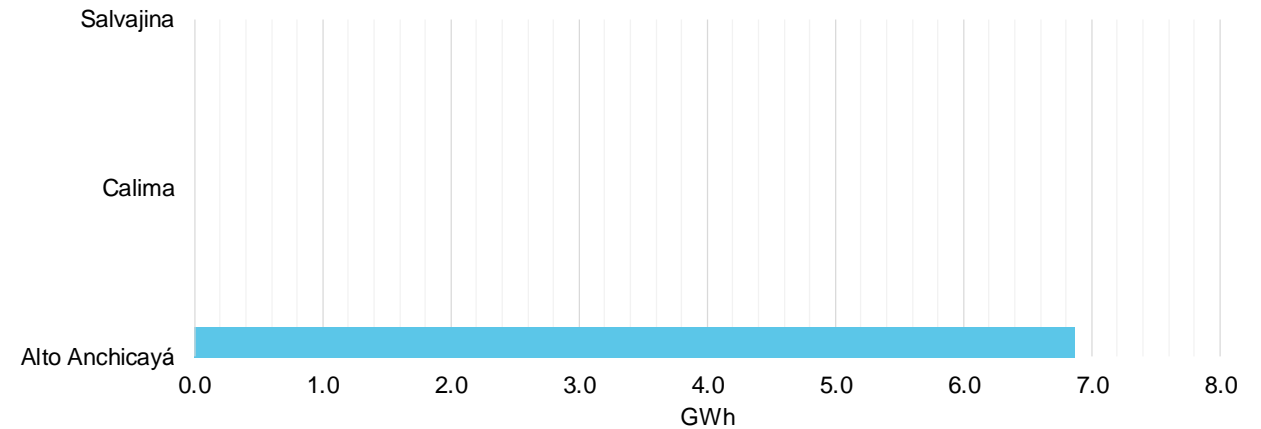
## Vertimiento acumulado últimos 30 días - Oriente



## Valle



## Vertimiento acumulado últimos 30 días - Valle

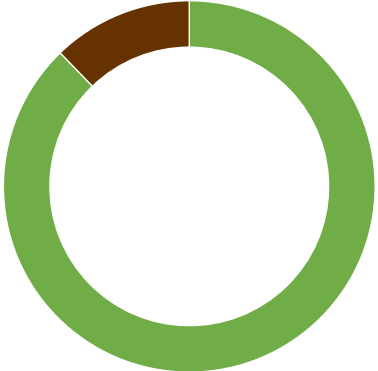
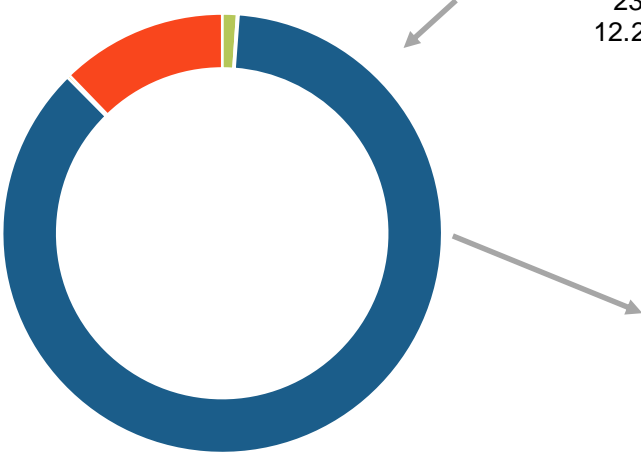


# Generación promedio diaria en GWh-día

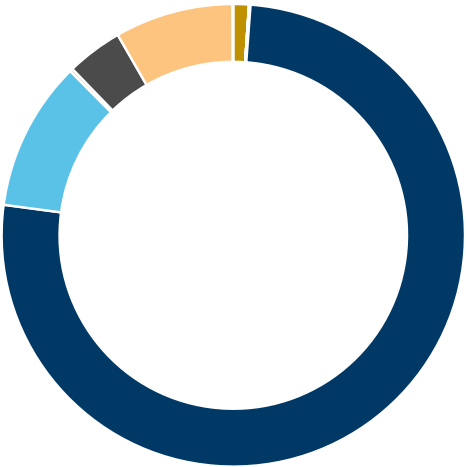
Total 194.3 GWh-día

- Renovable 170.6 87.78%
- No renovable 23.8 12.22%

- Biomasa, 2.1, 1.08%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Hidráulica, 167.9, 86.38%
- Solar, 0.4, 0.21%
- Combustible fósil, 23.8, 12.22%

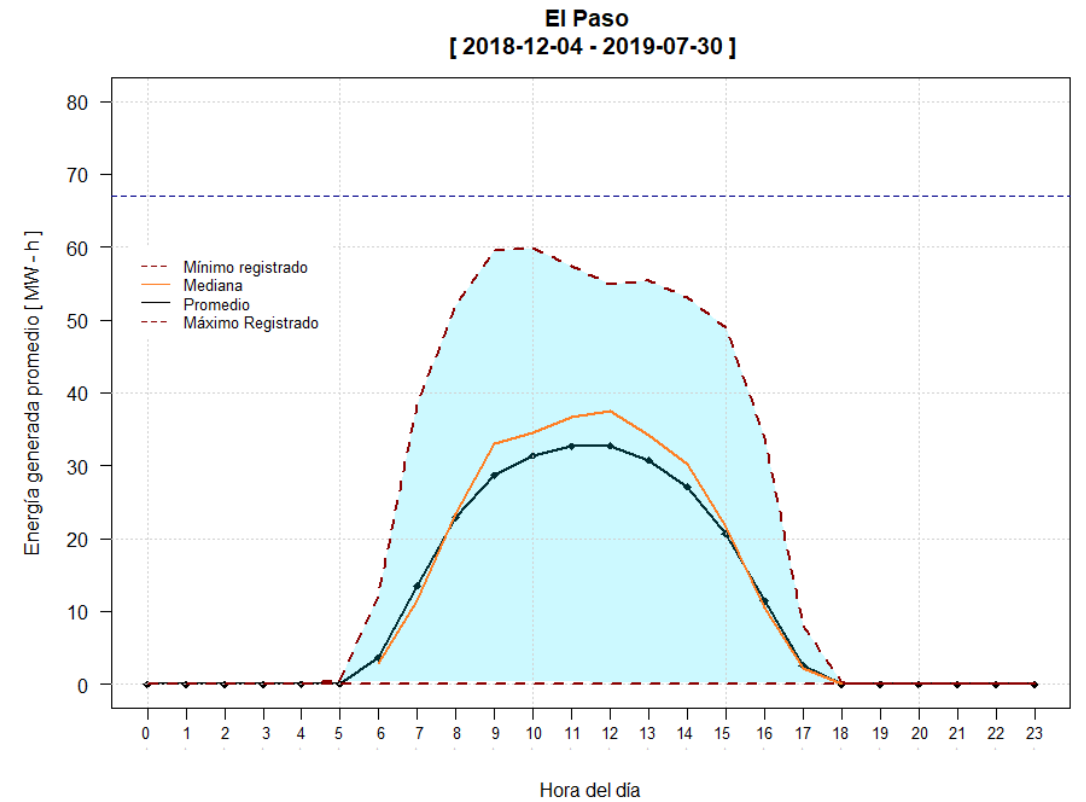
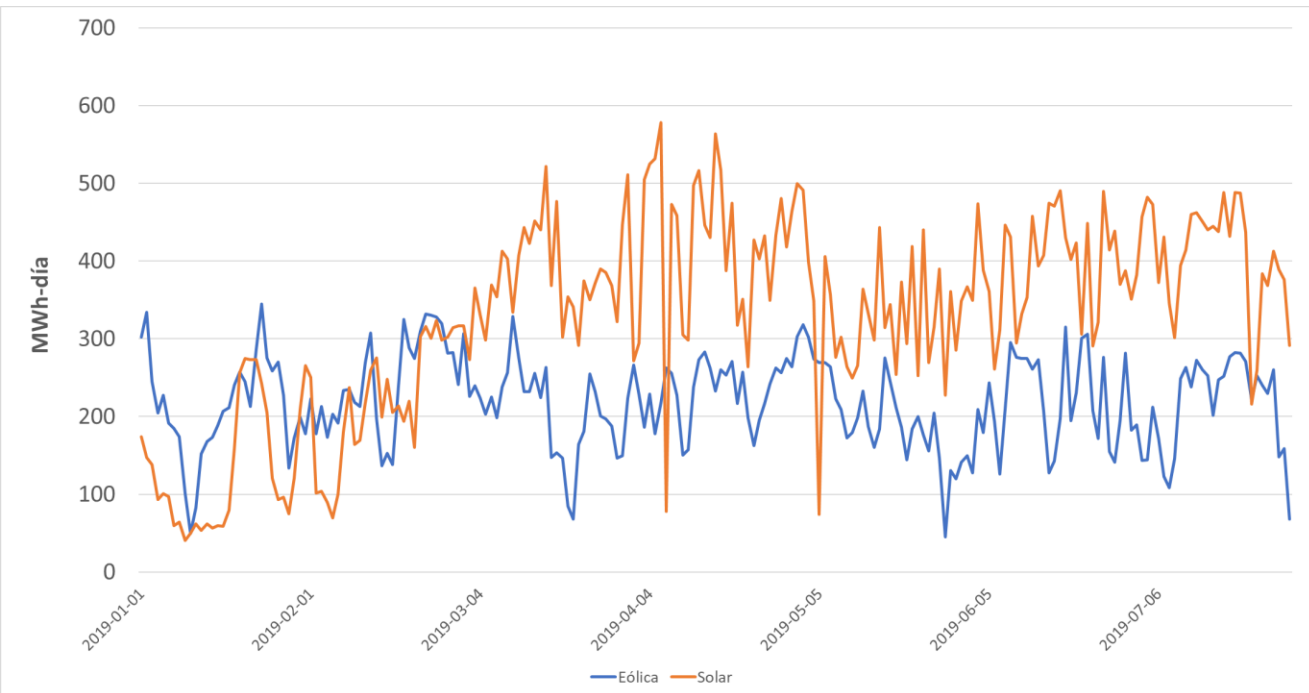


- Bagazo, 2.1, 1.08%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.2, 0.11%
- Embalse, 147.5, 75.91%
- Filo de agua, 20.3, 10.47%
- Fotovoltaica, 0.4, 0.21%
- Carbón, 7.6, 3.91%
- Gas, 16.0, 8.26%
- Líquidos, 0.1, 0.06%

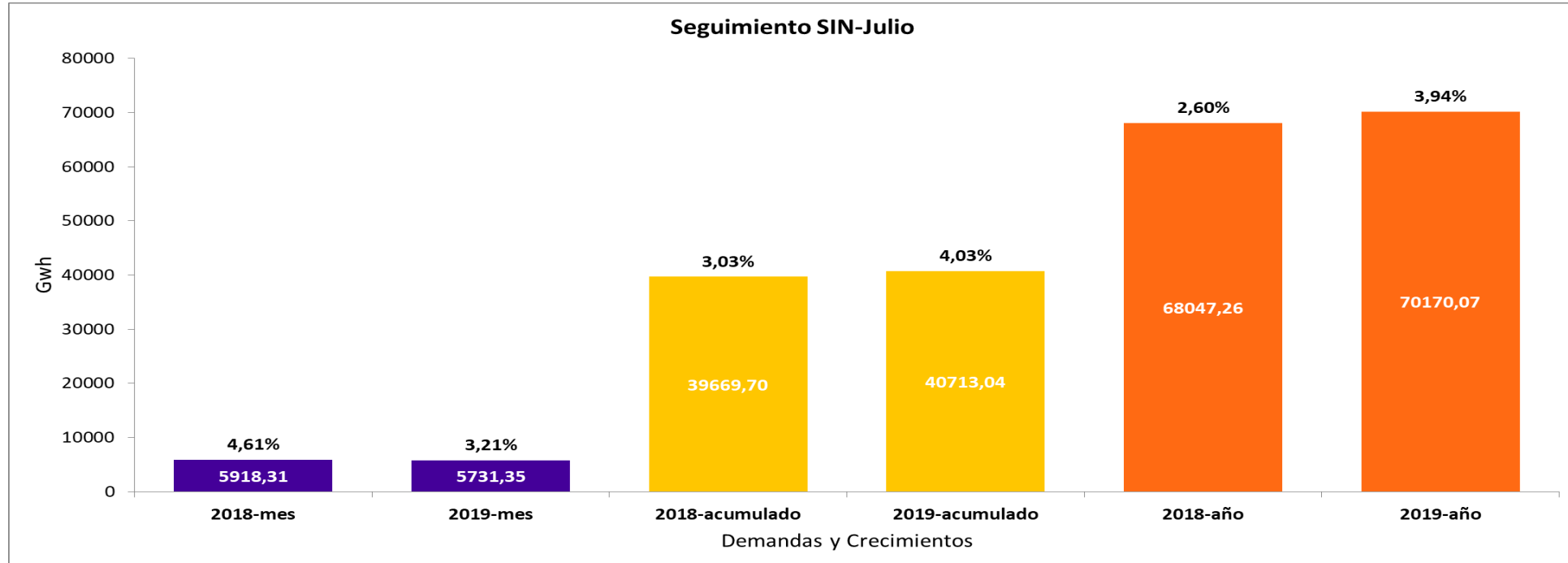


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de julio de 2019

# Generación real FNCR



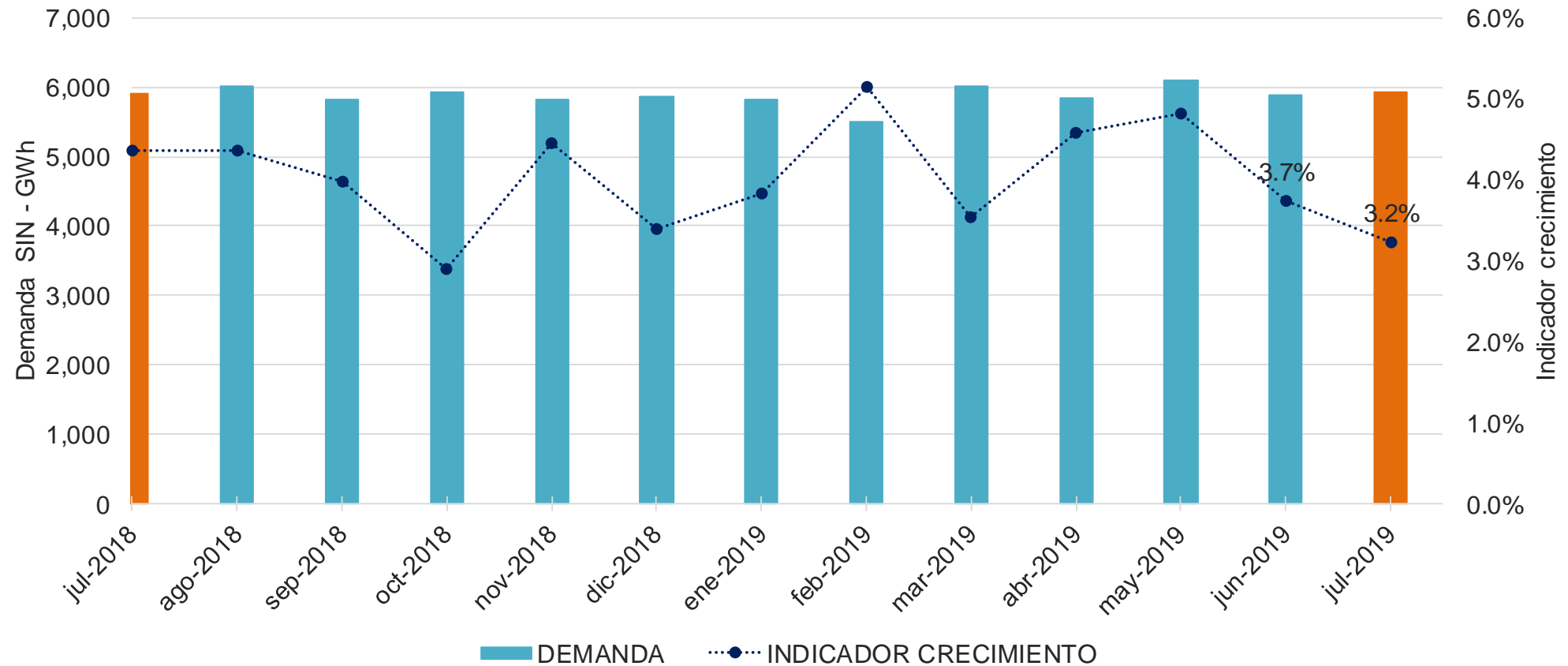
# Demanda de energía del SIN Julio 2019 – hasta 29 Julio –



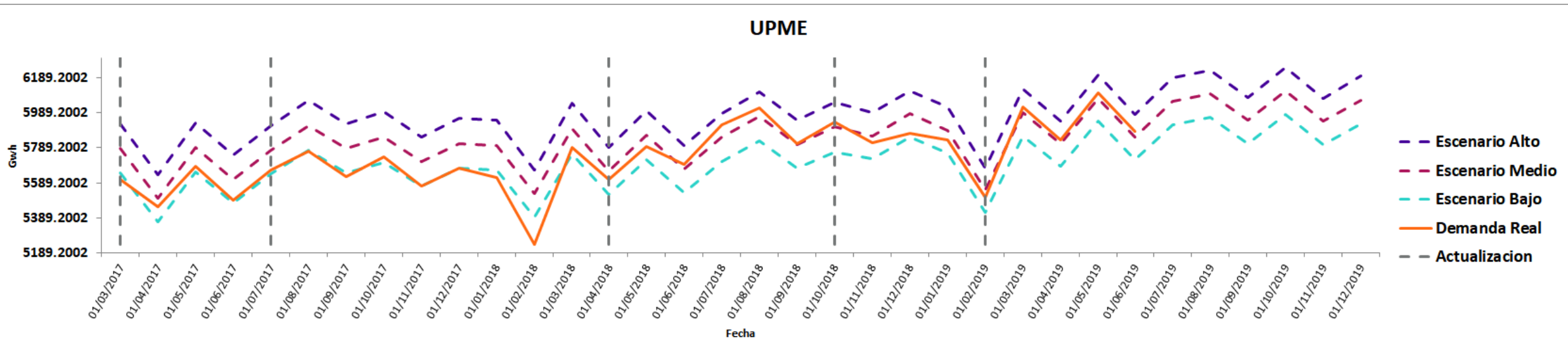
mes	2018-mes				2019-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	3929.48	20	196.47	4.27%	3844.29	19	202.33	2.89%
SAB	852.01	5	170.40	4.97%	713.71	4	178.43	4.71%
FEST	1136.82	6	189.47	5.39%	1173.36	6	195.56	3.21%
TOTAL	5918.31	30	197.28	4.61%	5731.35	29	197.63	3.21%



# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



# Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Julio 2019 – hasta 29 julio



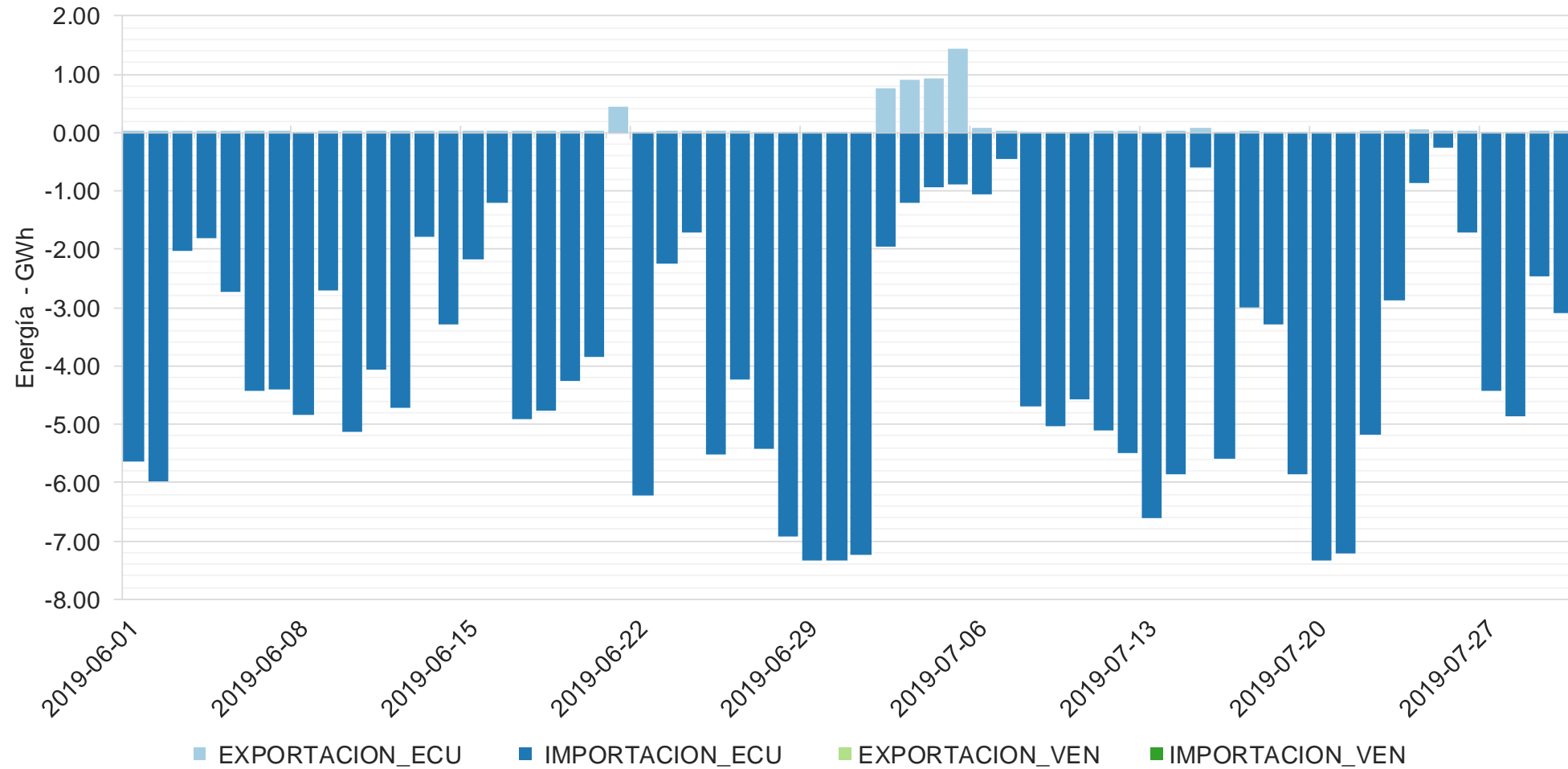
	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Escenario Alto	5,928	5,634	5,932	5,747	5,915	6,059	5,925	5,993	5,852	5,957	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,187	6,231	6,076	6,250	6,073	6,197
Escenario Medio	5,786	5,501	5,792	5,611	5,777	5,917	5,786	5,850	5,712	5,815	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,053	6,097	5,945	6,114	5,941	6,062
Escenario Bajo	5,645	5,369	5,653	5,477	5,640	5,777	5,649	5,708	5,573	5,674	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	5,921	5,963	5,815	5,978	5,809	5,927
Demanda Real	5,608	5,451	5,682	5,493	5,665	5,769	5,624	5,740	5,573	5,672	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883						

**Fecha Actualización UPME**

- 2017-02
- 2017-07
- 2018-04
- 2018-10
- 2019-02

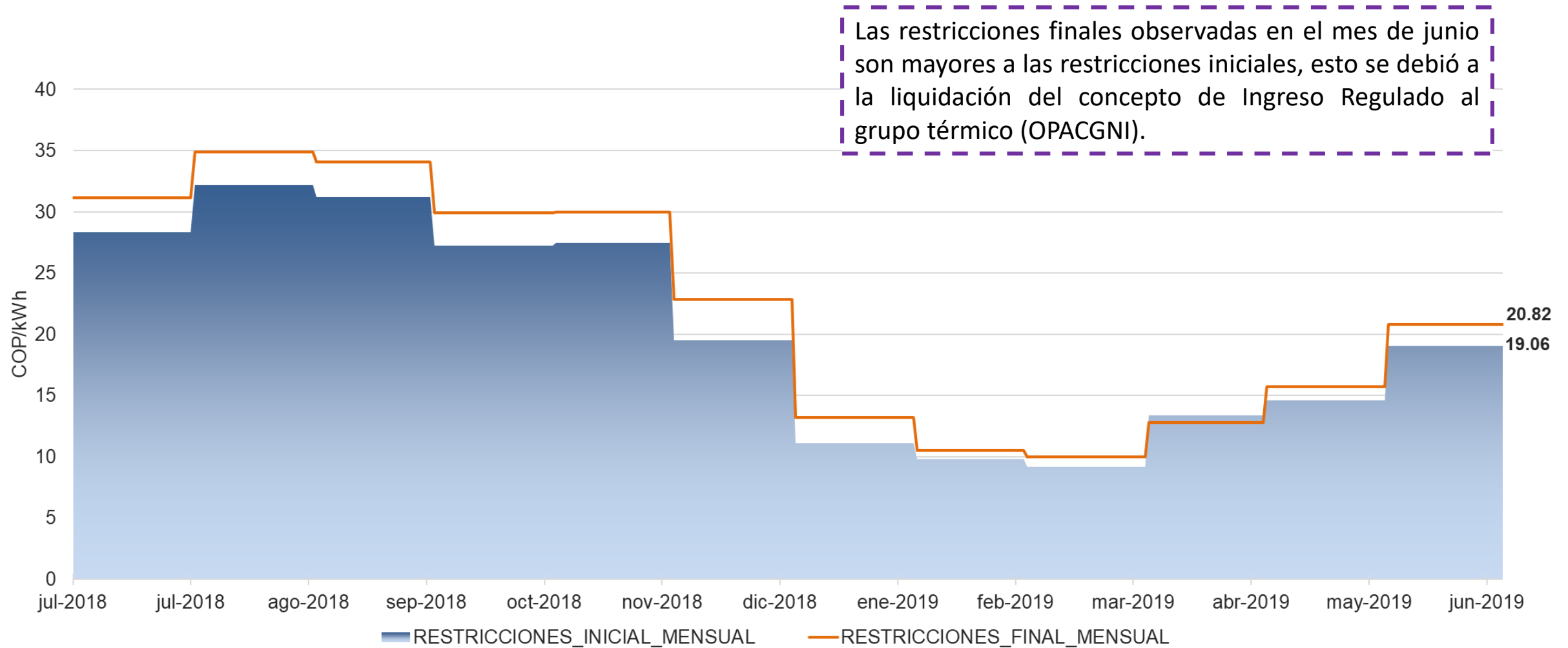


# Importaciones y exportaciones de energía

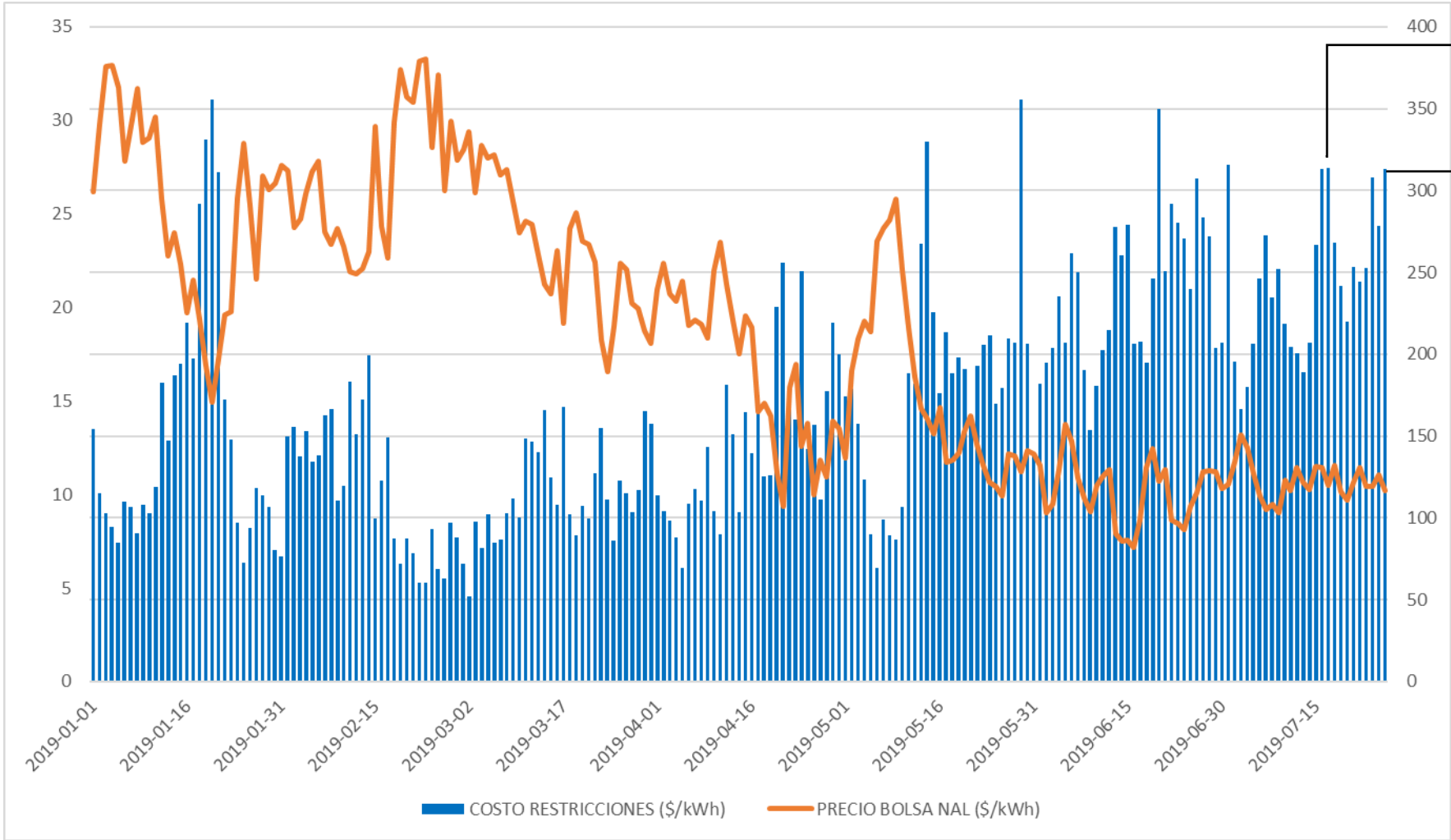


Información hasta el: 2019-07-30

# Costo unitario de restricciones



# Seguimiento costo restricciones Vs precio de bolsa



- Apertura del Circuito Bolívar (Cartagena) El Copey 1 500 kV del 15 al 18 de Julio de 2019.
- Apertura por consignación de emergencia del Compensador estático de Chinú el 16 de Julio de 2019.

- Mantenimiento Guajira Cuestecitas 1 220 kV del 24 al 28 de Julio de 2019
- Mantenimiento Guajira Cuestecitas 2 220 kV el día 28 de Julio de 2019.





# 2. Expectativas Energéticas

- **Análisis energético de mediano plazo**



# Mediano Plazo

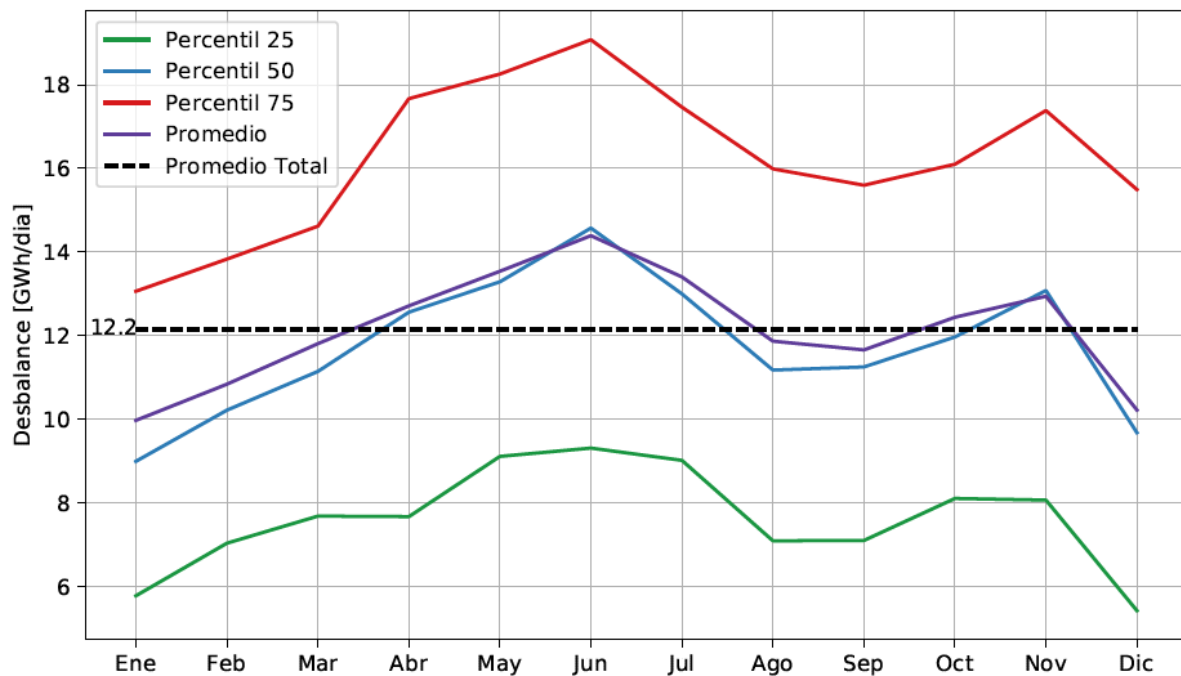


# Supuestos considerados MP



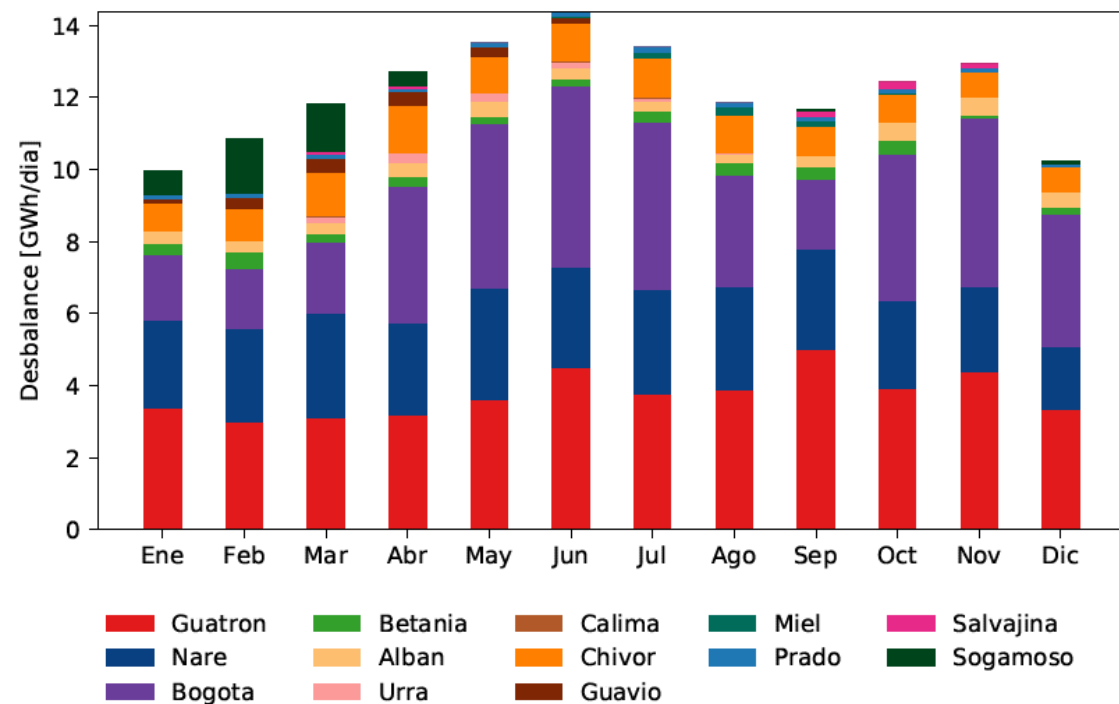


# Avance revisión valores desbalances.



Ciclo anual desbalance energético del SIN

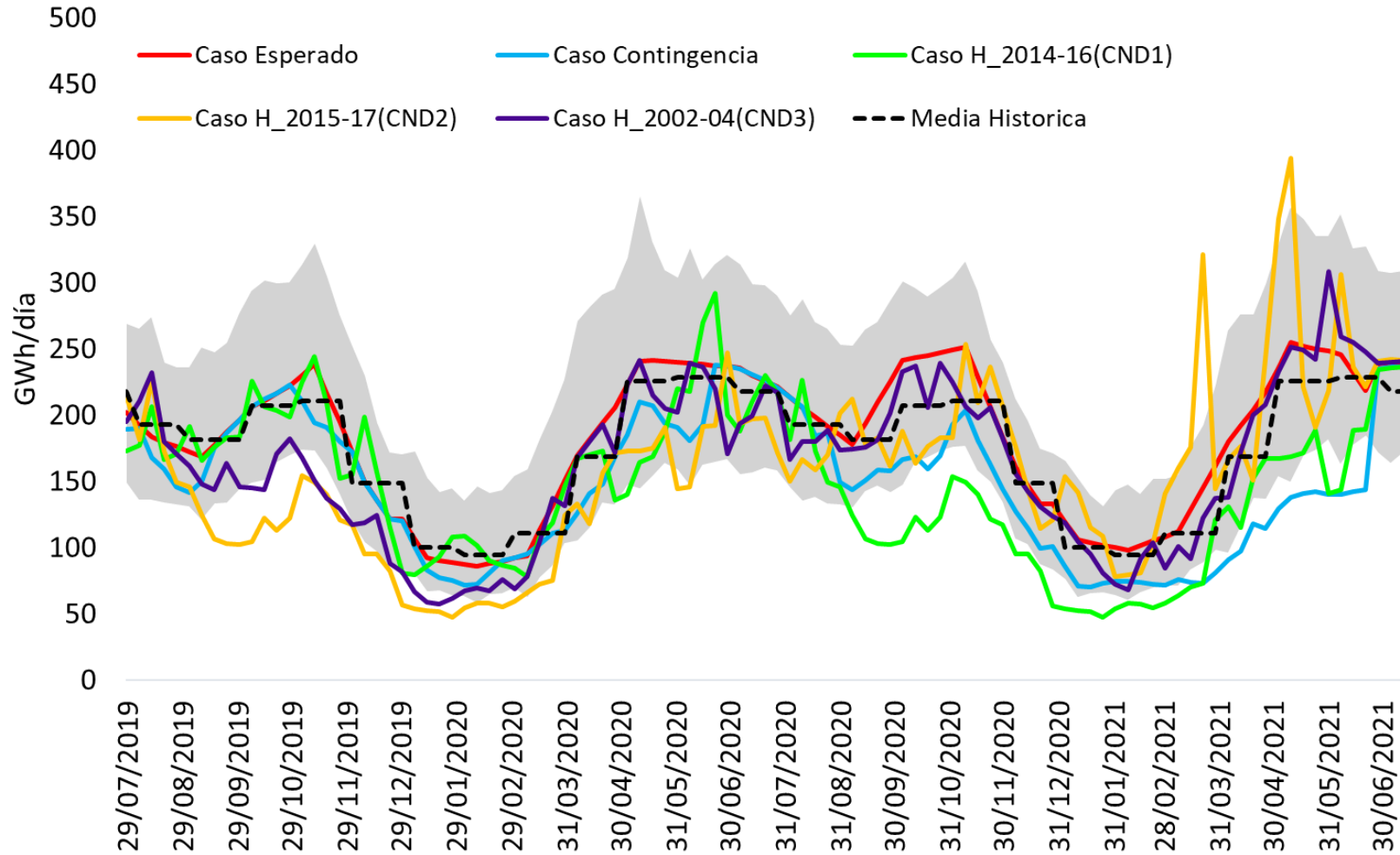
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
9.97	10.84	11.81	12.71	13.54	14.39	13.41	11.87	11.66	12.44	12.94	10.22



Distribución por sistema

# Aportes

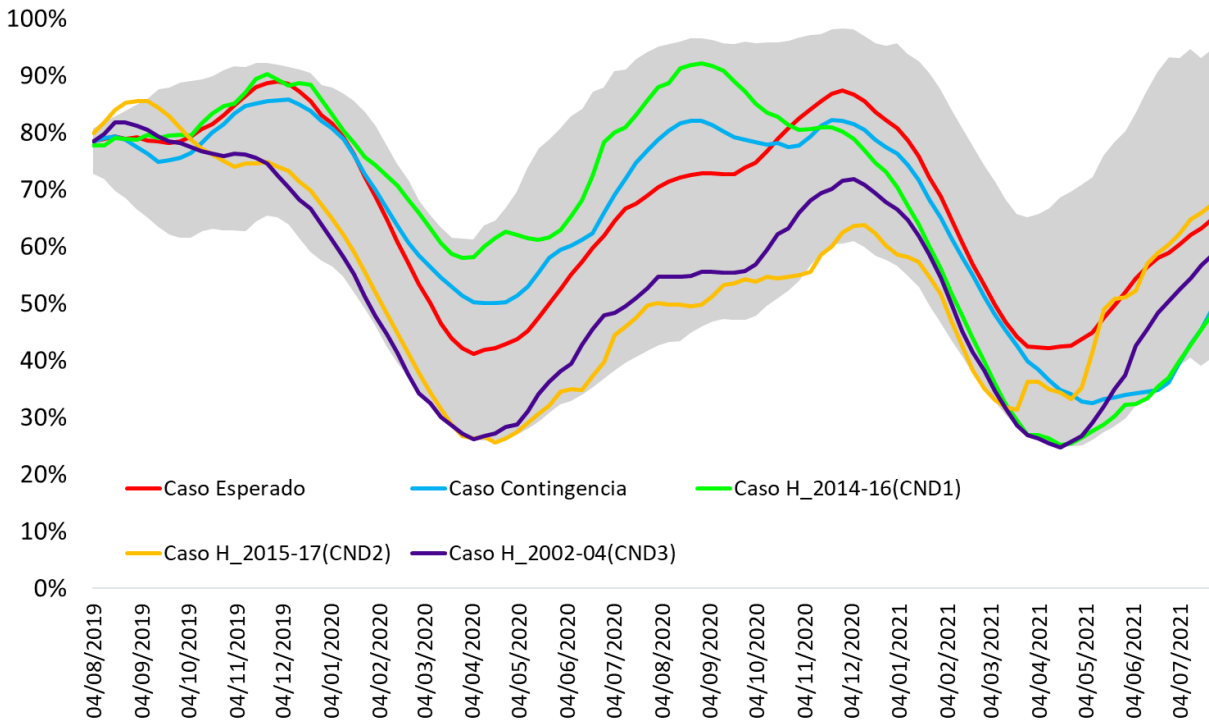
## Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



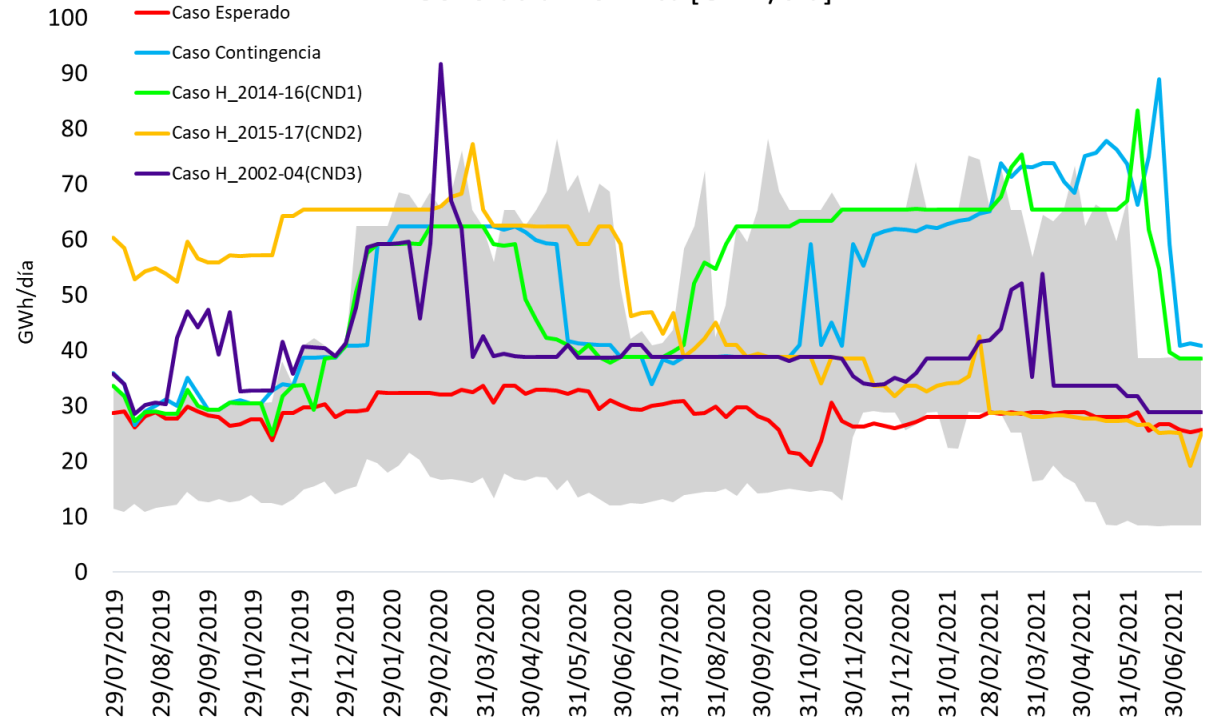
Escenarios definidos en el SURER para el mes de junio

# Generación térmica y embalse

## Embalse agregado SIN %



## Generación Térmica [GWh/día]



## Conclusiones



En el mediano plazo (2 años), el sistema cuenta con recursos para atender la demanda nacional con suficiencia, considerando la información reportada por los agentes, expectativas de aportes esperados y demás supuestos para el sistema.

El seguimiento a la información climática entregada por entes internacionales indica que podría mantenerse las condiciones actuales de El Niño débil durante los próximos meses, por lo que se requiere el seguimiento continuo a las variables hidro-climáticas.



Según los resultados de las simulaciones para el próximo verano y dependiendo de la evolución de los aportes hídricos en esta estación, la generación térmica podría alcanzar en algunas semanas valores entre 60 y 90 GWh/día

Se recomienda realizar un seguimiento permanente al desarrollo de los nuevos proyectos que tuvieron asignación OEF para la vigencia 2022-2023 con el fin tomar las acciones necesarias en caso de atrasos en su entrada en operación, especialmente si se presentan dificultades en el desarrollo de sus conexiones al STN.



Durante el desarrollo, y antes de la puesta en operación de los nuevos proyectos de generación, cobra importancia para la confiabilidad del SIN una adecuada gestión de la disponibilidad de los recursos existentes de generación, de la logística de abastecimiento de combustibles, la disponibilidad de los enlaces para importaciones internacionales y la gestión de respuesta de la demanda.



# 3. Situación Operativa

- **Balance mantenimiento Promigas – 7 de julio de 2019**
- **Situación Operativa en área Caribe**
- **Oscilaciones 13 de julio**



# **Balance mantenimiento Promigas 07 de Julio**



# Planeación y Programación

PROMIGAS indicó que para el día del mantenimiento no se podrían realizar entregas físicas de gas desde la planta de Regasificación de Cartagena y los pozos de gas del Sur de Bolívar a las plantas de generación ubicadas en la ciudad de Barranquilla, es decir: **Tebsa, Barranquillas 3-4, Flores 1, Flores IV** y que adicionalmente, las unidades de generación **Termocandelarias 1 – 2** tampoco estarían disponibles debido a la restricción técnica de la planta de Regasificación, ocasionada por dicho mantenimiento.

## CND

Participó en las teleconferencias programadas por parte del Comité de Mantenimientos e Intervenciones COMI, en el análisis del impacto del mantenimiento y la ejecución del balance oferta demanda de gas natural.

Se realizaron recomendaciones para los agentes generadores y transmisores del área Caribe para el día de ejecución del mantenimiento por parte de Promigas S.A. E.S.P.

Restringió los mantenimientos en la red de transmisión del área Caribe con requerimientos de generación térmica a gas desde la programación del Corto Plazo, para el día 7 de Julio de 2019

El 02 de Julio advirtió sobre la necesidad de activar los mecanismos comerciales del sector gas para lograr incrementar la disponibilidad de generación de las plantas térmicas a gas ubicadas en la ciudad de Barranquilla

# Planeación y Programación

En las ofertas enviadas al CND por parte de los agentes generadores del área Caribe para el Despacho Económico del día 7 de Julio, se presentaron las siguientes situaciones:

- ✓ **Termocandelaria** no presentó oferta en el aplicativo CNDnet dentro de los horarios establecidos en la normatividad vigente y así mismo no utilizó el medio alternativo (fax). Se recuperó su última oferta válida pero el agente reportó que no estaba disponible.
- ✓ Indisponibilidad de la unidad 1 de **Guajira** por rotura de caldera según lo reportado por el agente.
- ✓ Por condiciones ambientales la disponibilidad de generación de la planta **Urra** fue de 226 MW en los periodos 1 al 6 y 19 al 24 y 150 MW del periodo 7 al 18.
- ✓ **Flores 4B** fue declarada disponible con 240 MW con gas para los 24 periodos del día.
- ✓ **TEBSA** fue declarada disponible con 791 MW en los periodos 1 y 2 y 19 al 24 con gas

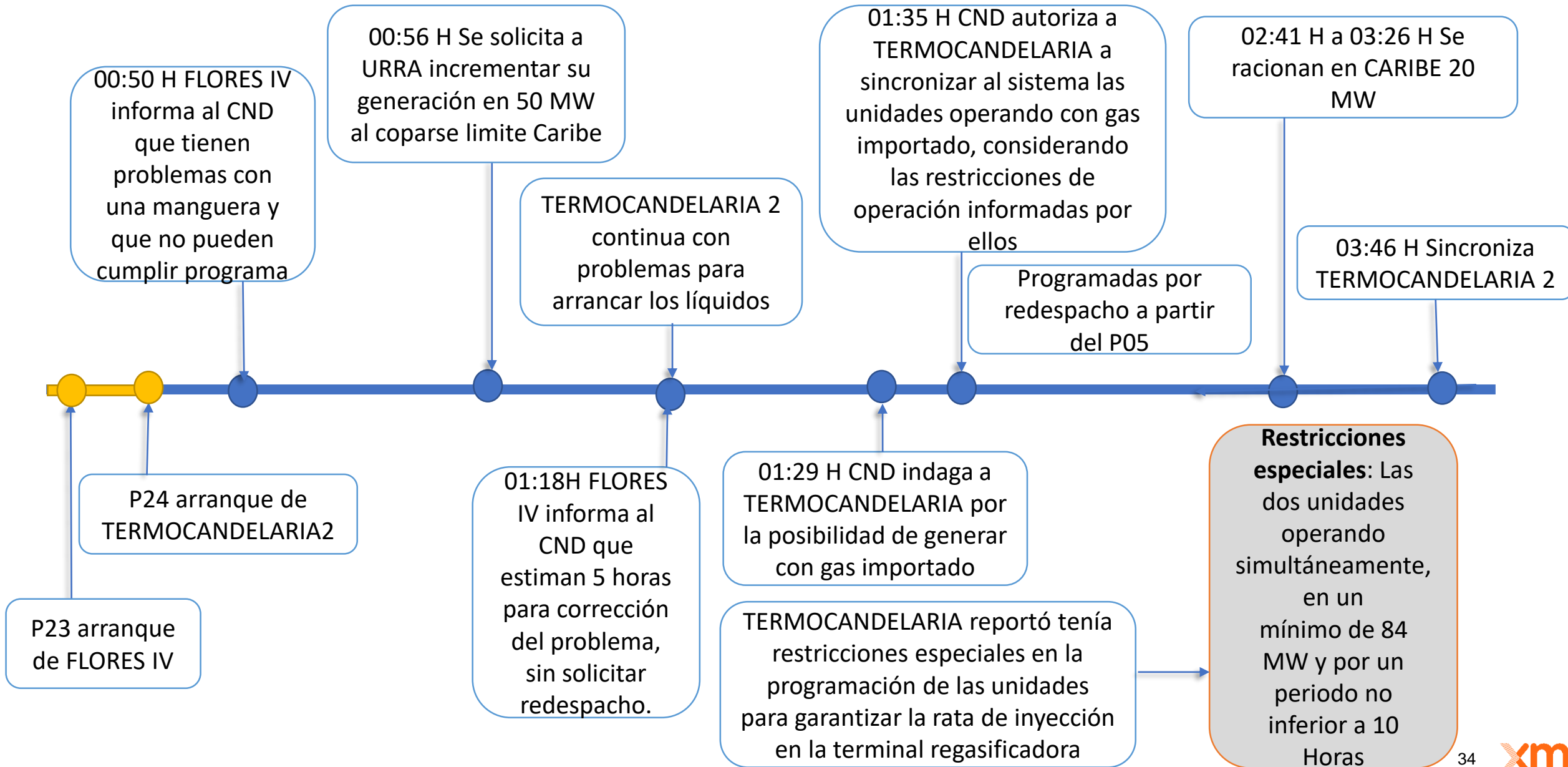


# Planeación y Programación

Teniendo en cuenta los resultados del balance energético, el día 6 de Julio el CND realizó declaración de **estado de alerta** de la operación del área Caribe para el día 7 de Julio de 2019, según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Operación:

*“...Estado de alerta: Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia...”*

# Operación del 07 de Julio



# Operación del 7 de julio

- Una vez entra en operación Candelaria y Flores 4, se atiende la demanda del área Caribe durante el tiempo que duran los trabajos de PROMIGAS.
- Si bien los trabajos estaban programados hasta las 24:00, finalizan anticipadamente a las 16:01

# Eventos Área Caribe



# Marco regulatorio

- **Resolución CREG 025 de 1995:**

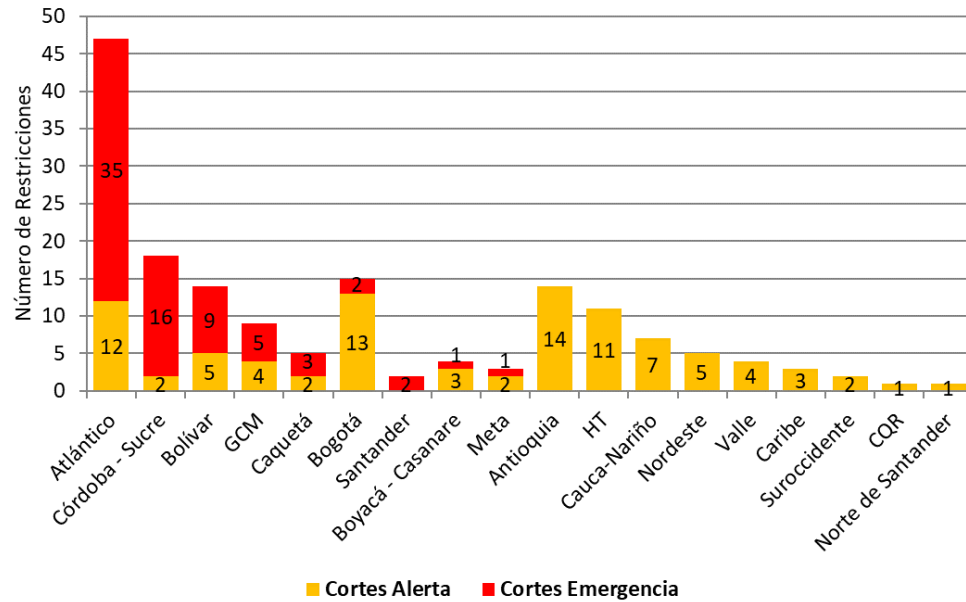
## Criterios generales

.....

- ✓ En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- ✓ En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.
- ✓ En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8( p.u.) durante más de 500 mseg.
- ✓ La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- ✓ .....

# Situación actual área Caribe

Estado de cortes del SIN



**Contingencia crítica:** aquella contingencia que provoca desconexión de carga del SIN y que dependiendo de las condiciones establecidas en la resolución CREG 224 – 2016, se pudiera presentar desconexiones preventivas de carga.

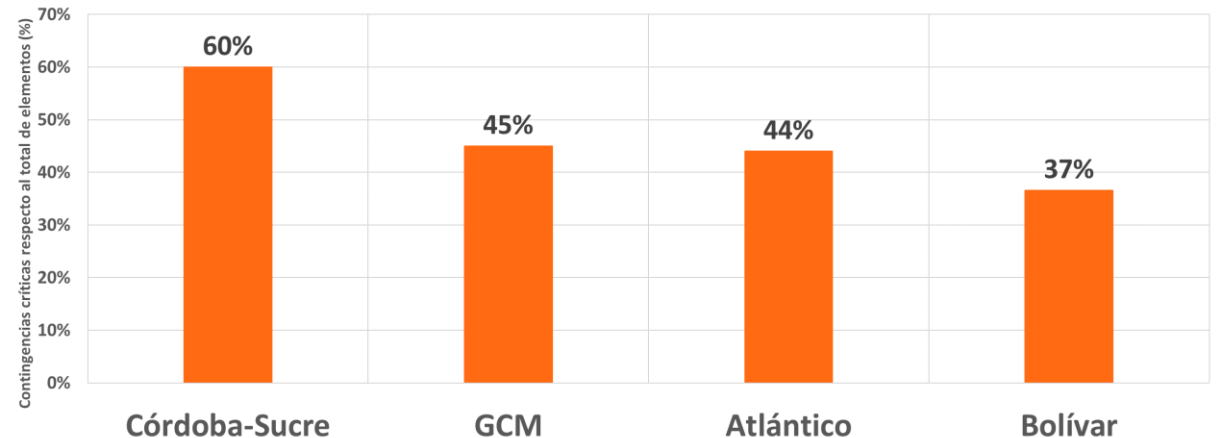
**Estado de alerta:** Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

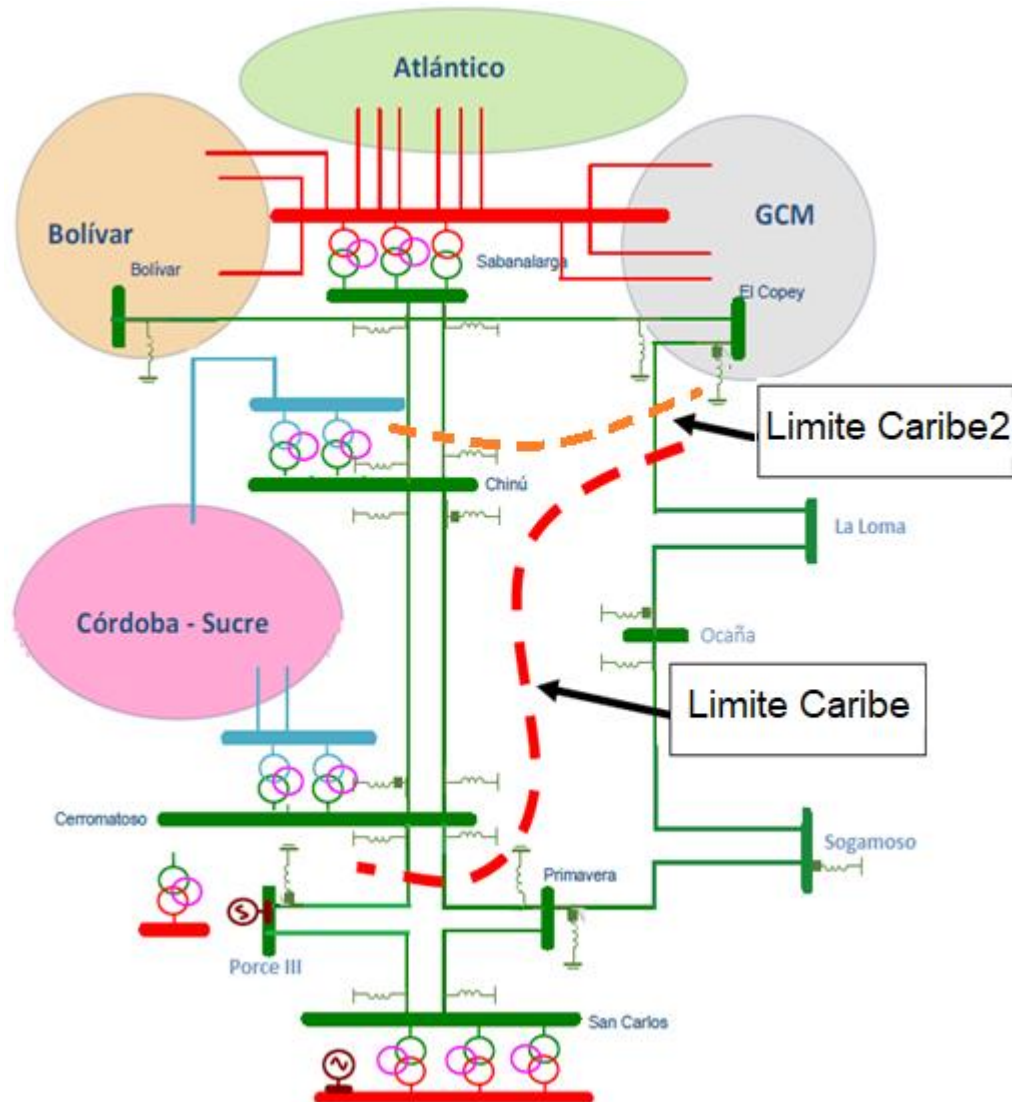
165

Cortes en alerta: 91  
Cortes en emergencia: 74

Contingencias críticas Caribe respecto al total de elementos (%)



# Restricciones del SIN – Área Caribe



## • Condición Actual STN Caribe

- Límite de importación de 1500 MW en Caribe
- Límite de 1100 MW en Caribe 2 (Atlántico, GCM y Bolívar)
- Límite de 540 MW en GCM
- Necesidad de soporte de potencia reactiva para evitar bajas tensiones en Caribe en estado normal de operación y ante la contingencia N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV
- Sobrecargas en estado estacionario
- Mínimo número de unidades de generación en el área

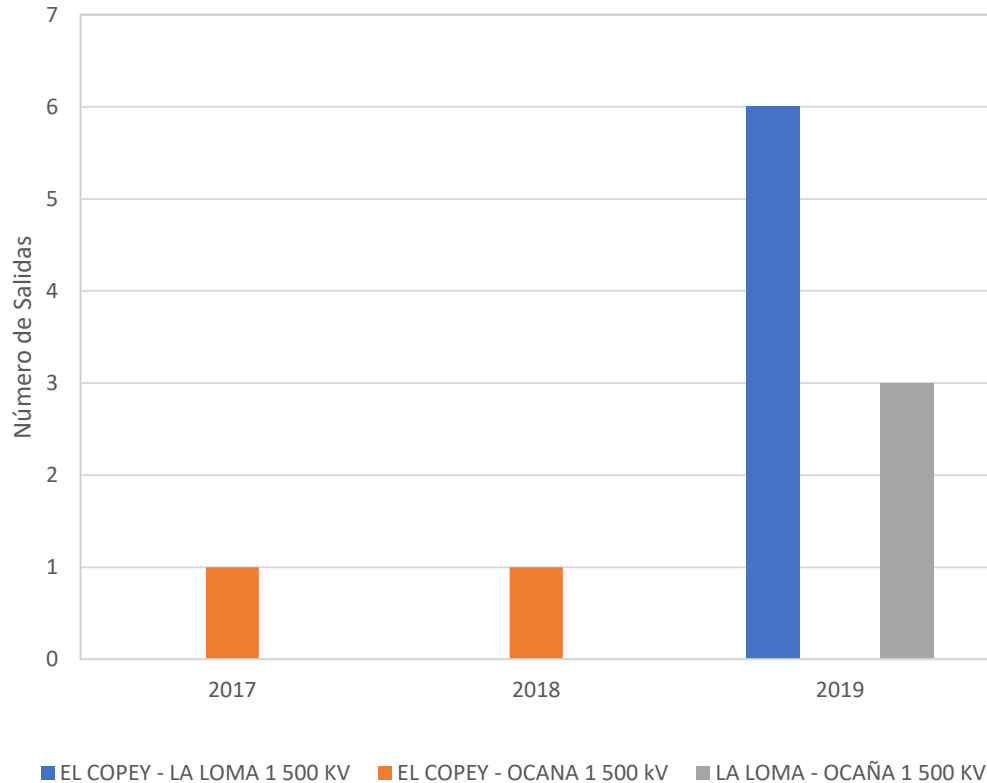
Restricción

- Posibilidad de sobrecostos operativos
- Riesgo de bajas tensiones en El Banco 110 kV tanto en estado normal de operación como ante la contingencia N-1 de uno de los enlaces en el corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV, debido a la demanda que se pueda presentar es posible sea necesario programar demanda no atendida en caso de presentarse bajas tensiones.

Impacto

# Operación área Caribe 13 y 15 de Julio

Salidas Forzadas Copey - La loma - Ocaña 500 kV



- El 13 de julio a las 17:34 horas se presentó disparo del circuito **La Loma – Ocaña 500 kV** dejando el área caribe conectada por dos enlaces.
- 17:47 horas se terminaron maniobras de normalización.
- Se presenta DNA de 3.8 MWH en el área Caribe para controlar el Limite Caribe.

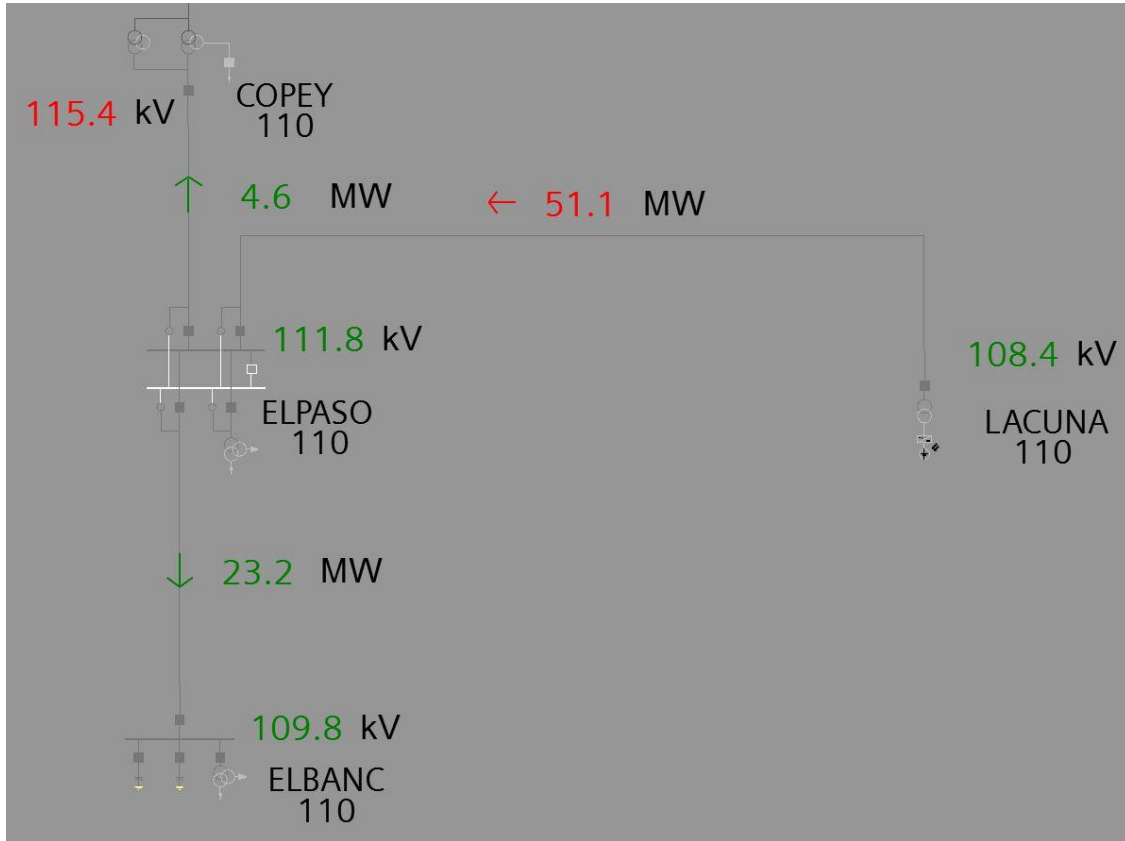
- El 15 de julio a las 12:54 horas se presentó disparo del circuito **La Loma – Ocaña 500 kV** dejando el área caribe conectada por dos enlaces.
- 13:21 horas se terminaron maniobras de normalización.
- Se presenta DNA de 23.2 MWH en el área Caribe para controlar el Limite Caribe

\* El circuito Copey – Ocaña fue reconfigurado en Enero 2019

El Comité de transmisión y subcomité de protecciones están revisando el incremento del numero de fallas del enlace El copey – Ocaña 500 kV posterior a la entrada en operación de La Loma 500 kV.



# Agotamiento de red GCM



Se viene programando DNA en el área GCM por cargabilidad de los activos Copey – el Banco, El Paso – El Banco 110 kV y transformadores de Copey 220/110 kV y bajas tensiones en el Banco 110 kV, en estado estacionario, condiciones que son monitoreadas en tiempo real antes de su desconexión.

Despacho económico coordinado - Fecha: 01-05-2019(DE0000025377)

VERSION: V1 FECHA: 2019-may.-01

MIÉRCOLES

F.O CPLEX: 18,297,199,728.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total
BOLIVAR	6	5	4	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	10	10	10	9	7	77
GCM	4	3	3	1	1	4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	4	9	11	9	7	5	81
LIBRA	84	84	84	84	84	84	84	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	120	120	120	120	120	61	61	1020

# Agotamiento de red Córdoba - Sucre



En operación normal, no se soporta la contingencia Chinú – Boston 115 kV / Chinú – Coveñas 115 kV. No es suficiente la actuación de los ESP para mitigar las sobrecargas.

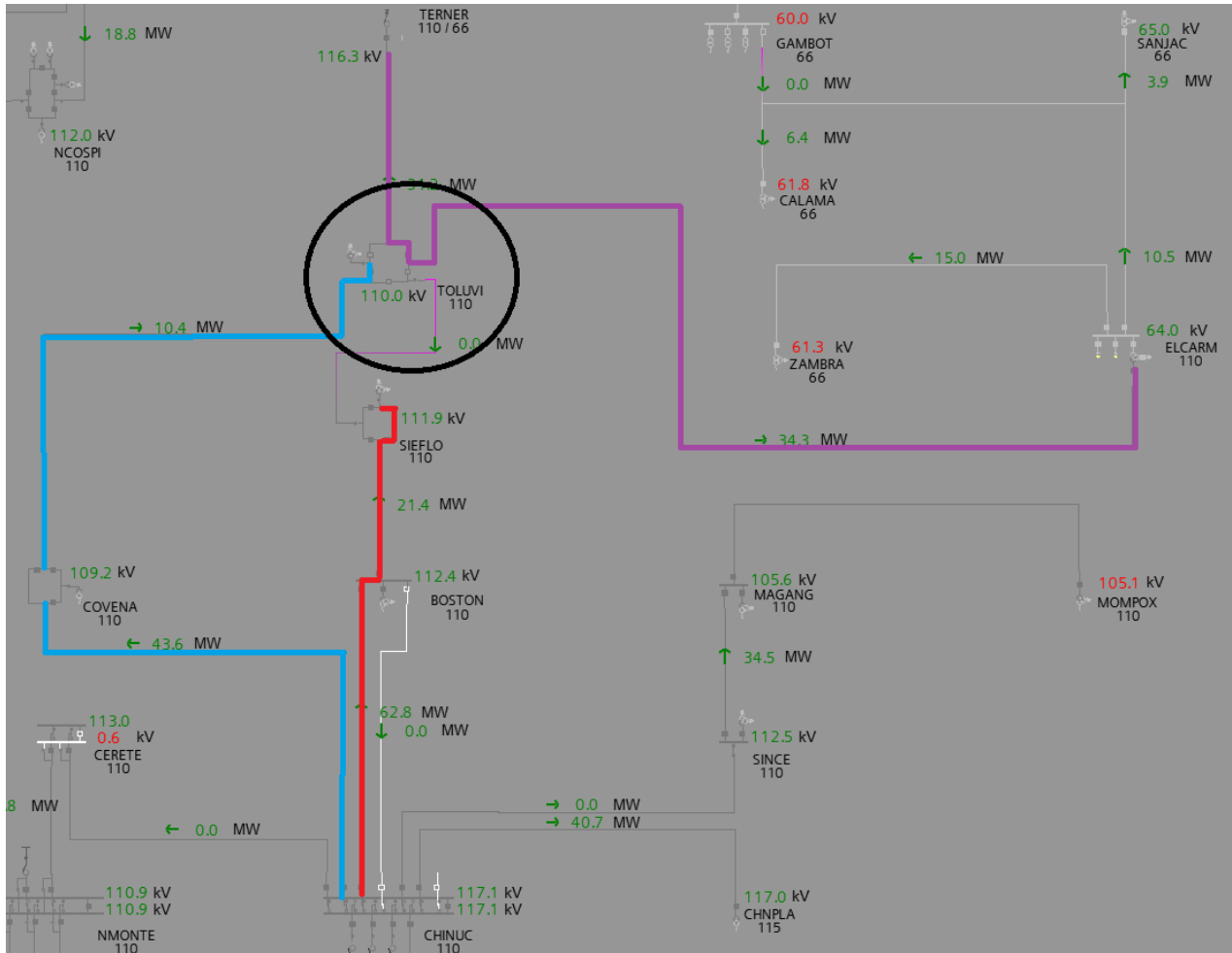
La cargabilidad en estado estacionario del circuito Chinú – Boston 115 kV ya está alrededor del 100%

N°	Código	NOMBRE DEL PROYECTO	FPO en primera Resolución del Plan de Expansión y/o concepto conexión UPME	Subárea
20	GENP-47	Segundo circuito Chinú - Boston	2013	Córdoba-Sucre
24		Repotenciación línea Boston - Sierra Flor (794A)	2016	Córdoba-Sucre
25		Repotenciación línea Boston - Chinú 1 (580A)	2016	Córdoba-Sucre
26		Repotenciación línea Boston - Chinú 2 (580A)	2016	Córdoba-Sucre

Tomado de:

Res 224-16 Listado Proyectos STN y STR Retrasos Ejecución Expansión (Actualizado al 29-04-2019)

# Acciones operativas

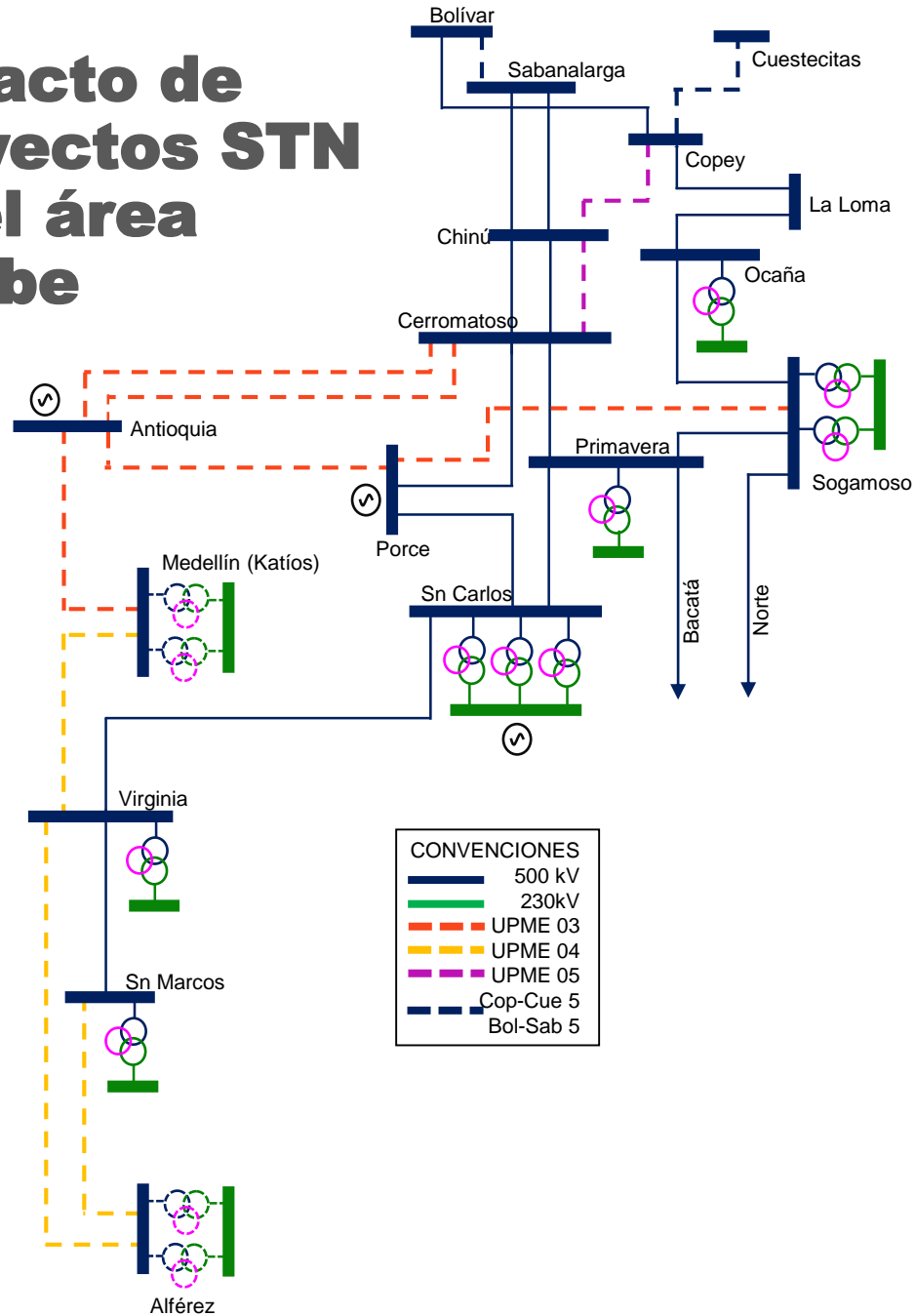


Se abre el anillo de la subestación Toluviéjo 110 kV para mitigar la sobrecarga de los circuitos ante N-1.

Esto genera que las cargas del área queden radiales con riesgo de apagón ante N-1 y bajas tensiones en estado estacionario.

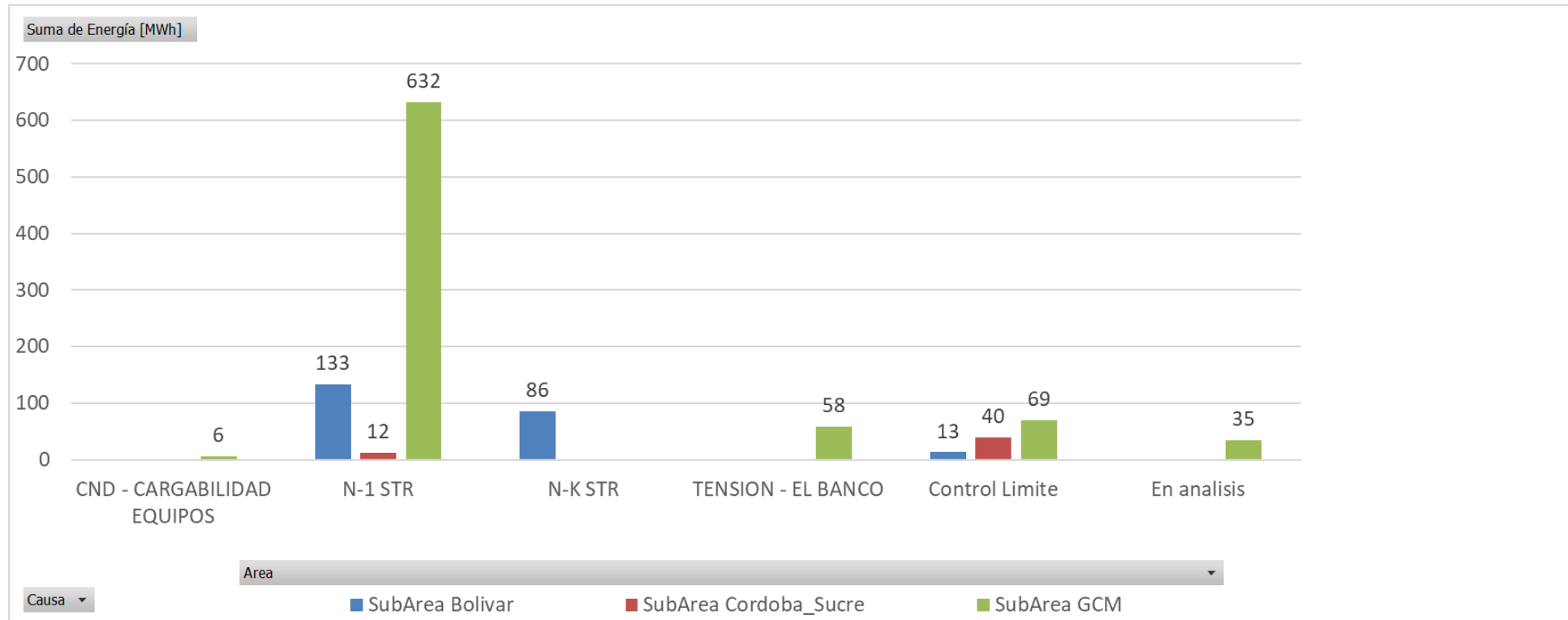
Se hace necesario programar DNA por bajas tensiones, las cuales son monitoreadas en la operación en tiempo real.

# Impacto de Proyectos STN en el área Caribe



Proyecto	Fecha
Antioquia – Cerromatoso 1 + 2 500 kV	Julio - 2019
Antioquia – Medellín 500 kV	Septiembre - 2019
Antioquia – Porce 3 500 kV	Octubre - 2019
Porce 3 – Sogamoso 500 kV	Octubre - 2019
Transformadores Medellín 500/230 kV	Marzo - 2020
Copey – Cuestecitas 500 kV	Noviembre - 2020
Refuerzo Suroccidental	Noviembre - 2020
Cerromatoso – Chinú 500 kV	Febrero - 2021
Chinú – Copey 500 kV	Febrero - 2021
Bolívar – Sabanalarga 500 kV	Junio - 2022

# Eventos julio área Caribe



De los eventos del mes se destacan:

- En lo corrido del mes de Julio se ha presentado un total de 1083 MWh de DNA no programada en el área Caribe.
- Se presentaron 9 contingencias sencillas en el STR en activos radiales.
- Se presentaron dos eventos de contingencia sencilla en la red del STN 500 kV (líneas de la conexión intercosta) y una contingencia doble en la red de 500 kV.



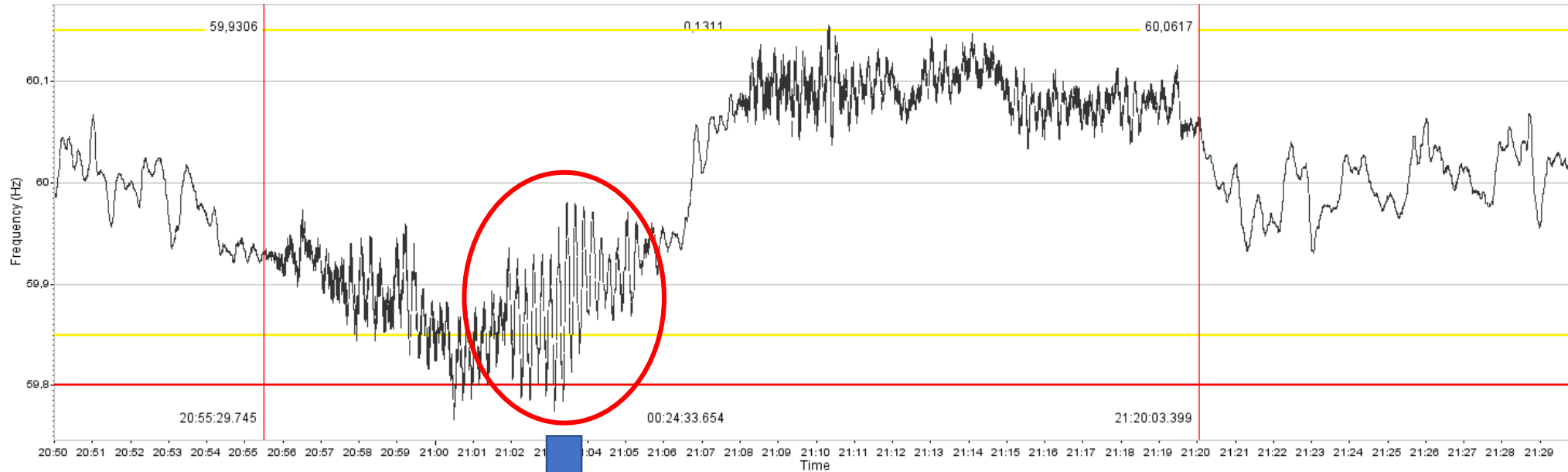
# Oscilación Colombia - Ecuador

13 al 19 de julio de 2019

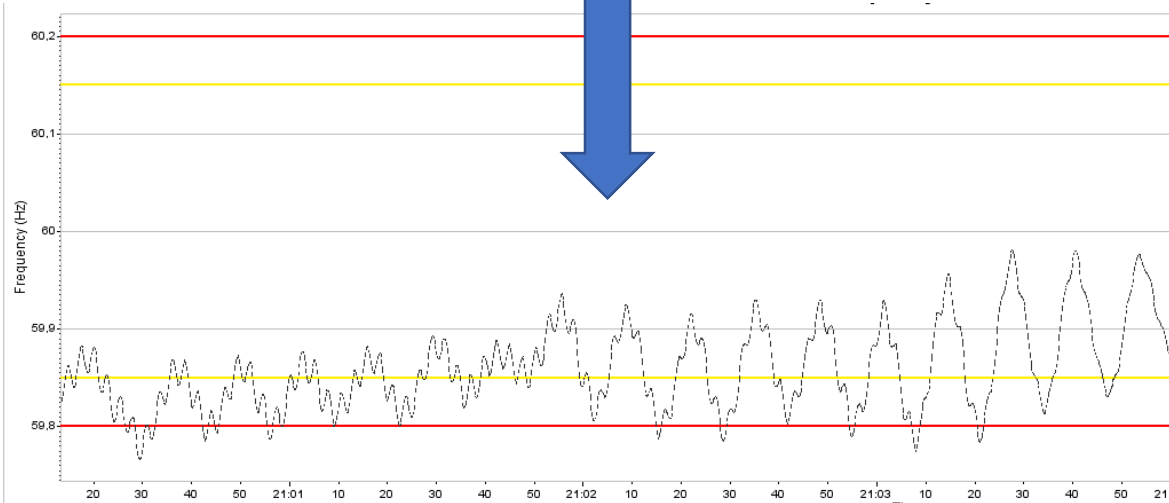


2019

# Comportamiento frecuencia 13 de julio



< 20:50:00 13/07/19 00:40:00 21:30:00 13/07/19 >



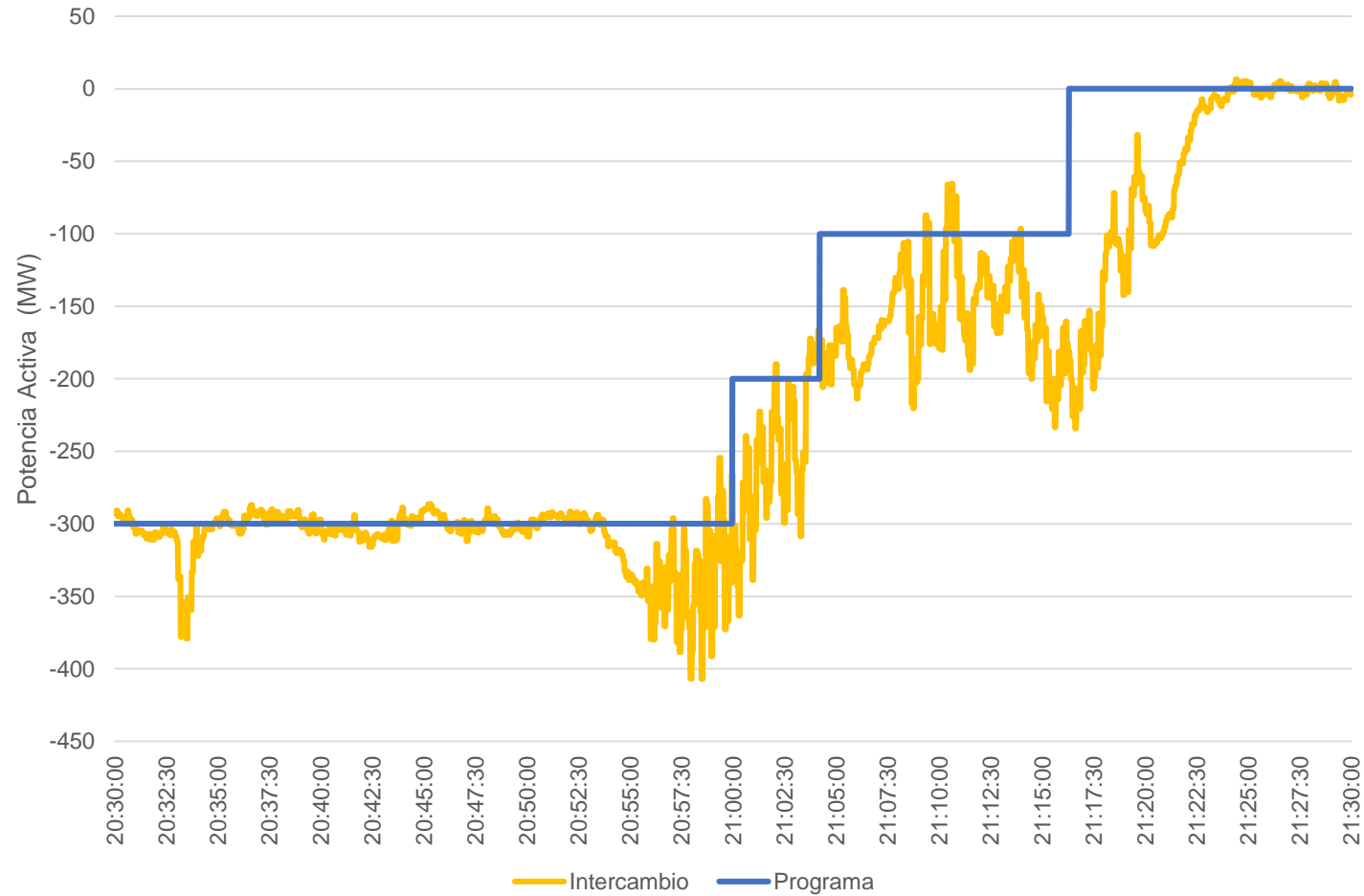
## Modo Inter área:

- Frecuencia = 0.083 Hz
- Amplitud = 55 mHz
- Amortiguamiento = 3.72 %

## Modo Colombia – Ecuador:

- Frecuencia = 0.43 Hz
- Amplitud = 20 mHz
- Amortiguamiento = 0.44 %

# Comportamiento potencia activa intercambio Col - Ecu





## Acciones adelantadas

- Análisis del fenómeno para identificar posibles causas (En desarrollo)
- Reunión Binacional Colombia – Ecuador (19 de julio de 2019).
  - Intercambio de información.
  - Análisis evento oscilación Colombia – Ecuador.

Luego del 19 de julio no se han vuelto a presentar oscilaciones en el sistema.

# 4. Varios

- **Indicadores de operación**
- **IPOEMP segundo trimestre 2019**
- **Seguimiento acuerdo CNO 963**



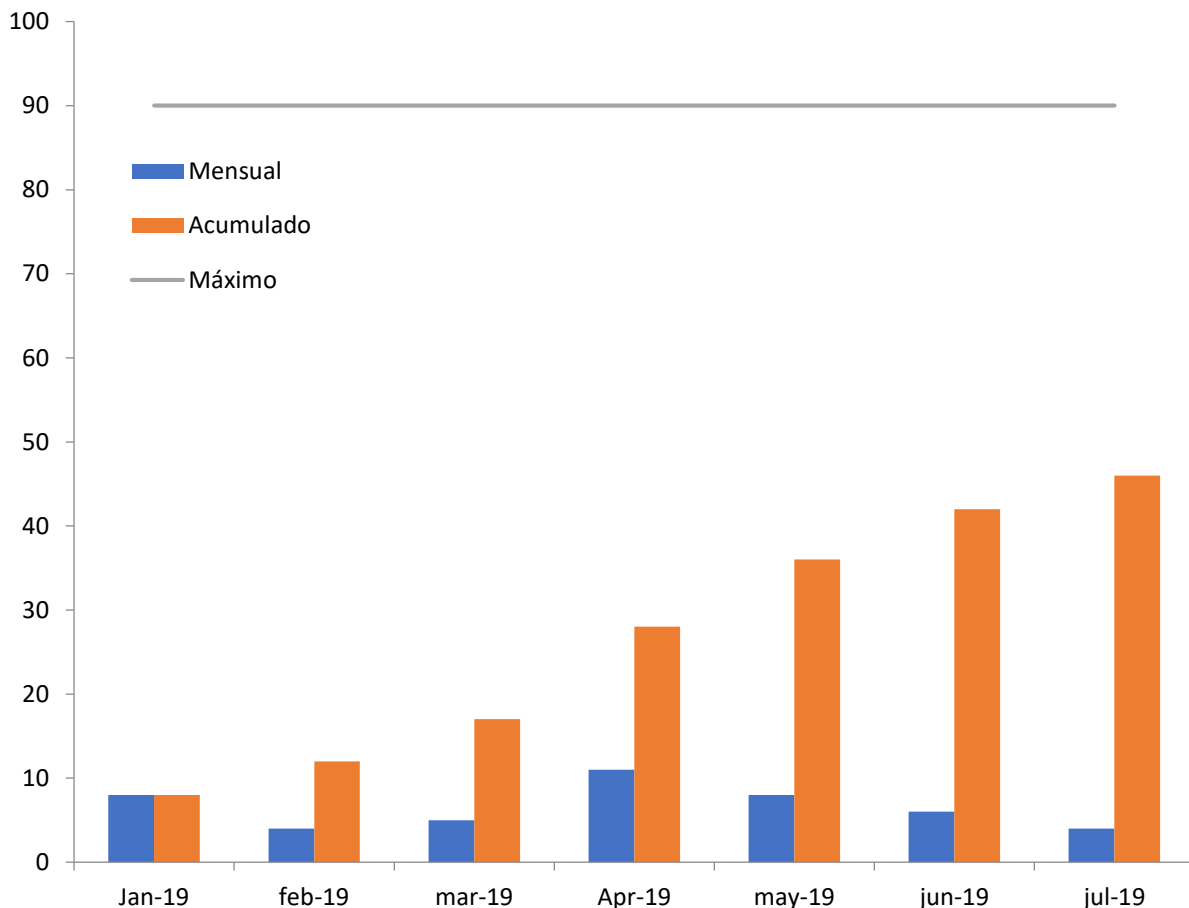


# Indicadores de operación



# Eventos transitorios de frecuencia

## FRECUENCIA TRANSITORIO

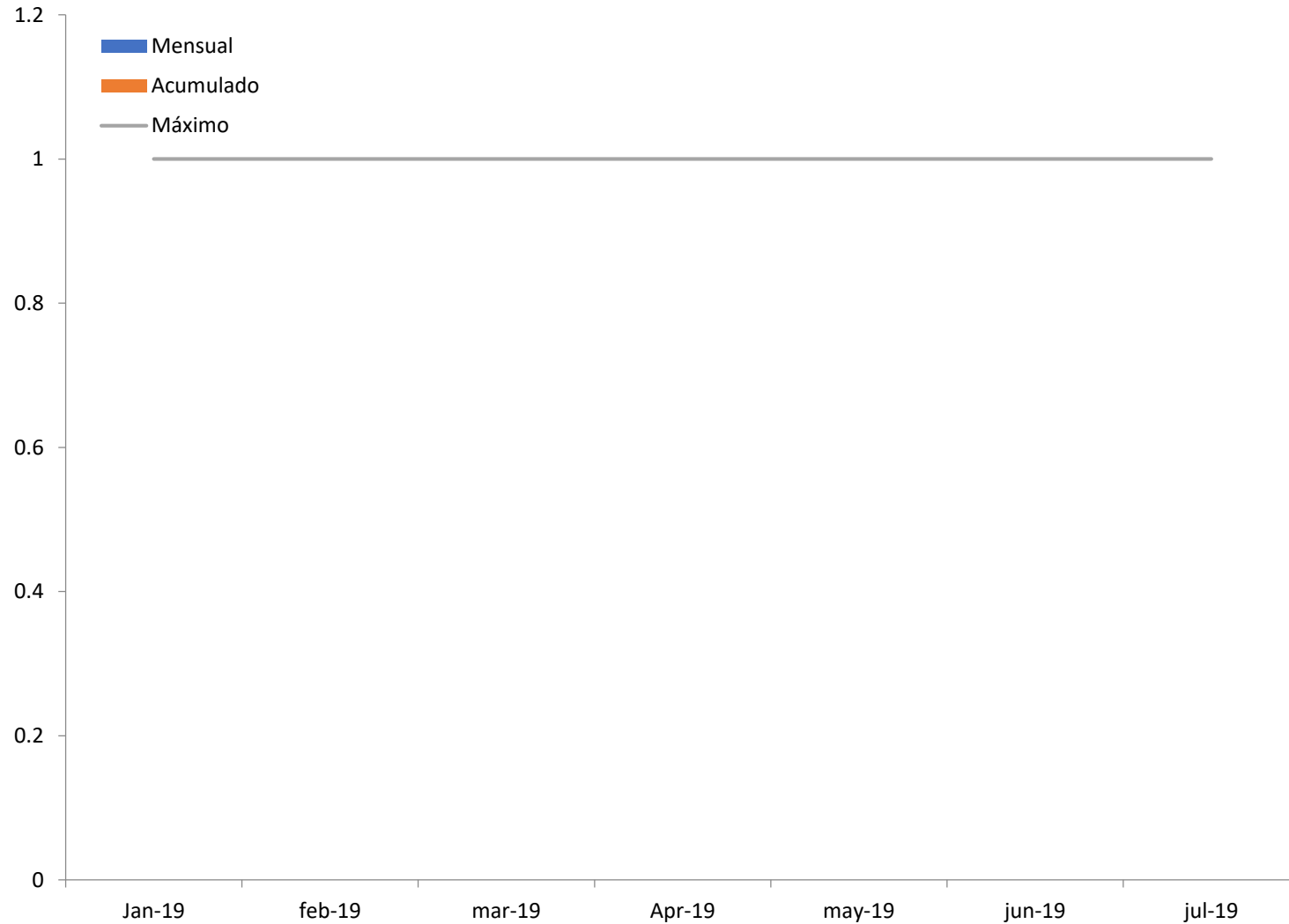


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
1/07/2019 13:06	8	59.65	Transitorio	Evento en Ecuador por disparo del recurso SOPLADORA con 212 MW. La frecuencia alcanza un valor de 59.65 Hz. CENACE reporta adicionalmente, pérdida de AGC en el sistema ecuatorino.	NO
5/07/2019 20:22	3	59.76	Transitorio	Debido al disparo de la unidad 1 de SOGAMOSO con 222 MW. El agente reporta fuga de agua en tapa de la turbina.	NO
9/07/2019 9:09	1	59.78	Transitorio	Desconexión de la unidad Quimbo 2, con una potencia de 182 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz, el agente reporta falla en el sistema de enfriamiento.	NO
13/07/2019 21:00	1	59.76	Transitorio	Entre las 20:58 y 21:06 horas, se presenta oscilación de frecuencia en el SIN ocasionando varias incursiones de frecuencia por debajo de 59.80 Hz. El valor mínimo alcanzado fue de 59.76 Hz. En Ecuador, CENACE reporta oscilaciones en la planta Coca Codo Sinclair y que su AGC no estaba respondiendo adecuadamente y adicionalmente, en Colombia, SOGAMOSO reporta falla en el sistema de refrigeración de las unidades 1 y 2 mientras prestaba el servicio de AGC.	NO

Durante el mes de julio de 2019 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitorios en el sistema.

# Variaciones de frecuencia lentas

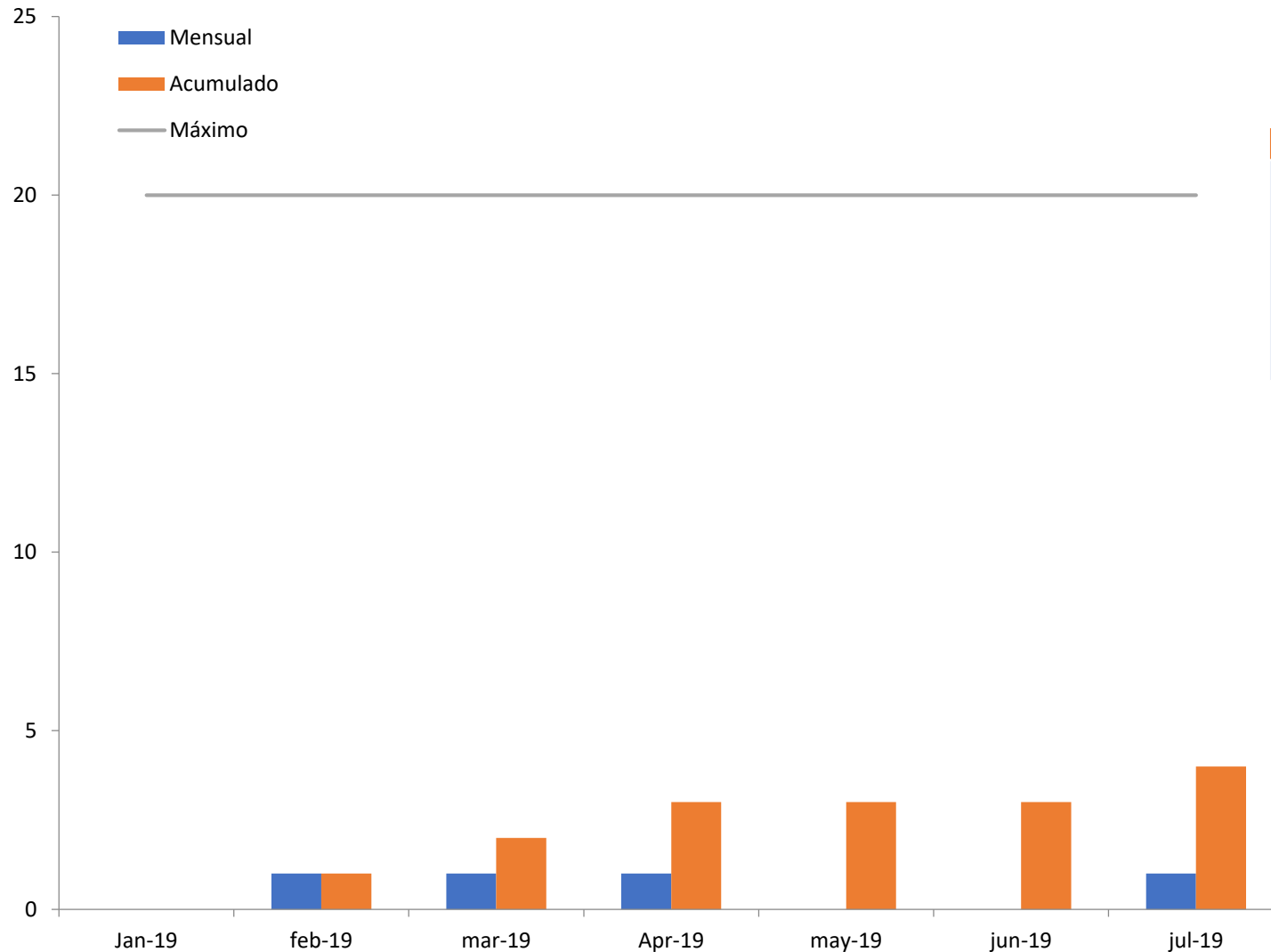
## FRECUENCIA LENTO



Durante el mes de julio de 2019 no se presentaron eventos lentos de frecuencia en el sistema.

# Eventos de tensión fuera de rango

## TENSIÓN



Fecha	Descripción	Causa
24/07/2019 15:07	Se presenta recierre de la línea LOS PALOS - TOLEDO - SAMORE 230 kV y apertura de la línea SAMORE - BANADIA - CAÑO LIMON 230 kV. En las maniobras de normalización se presenta problemas en el cierre del transformador TOLEDO 230/34.5/13.8 kV. El agente reporta causa en estudio.	Evento STN

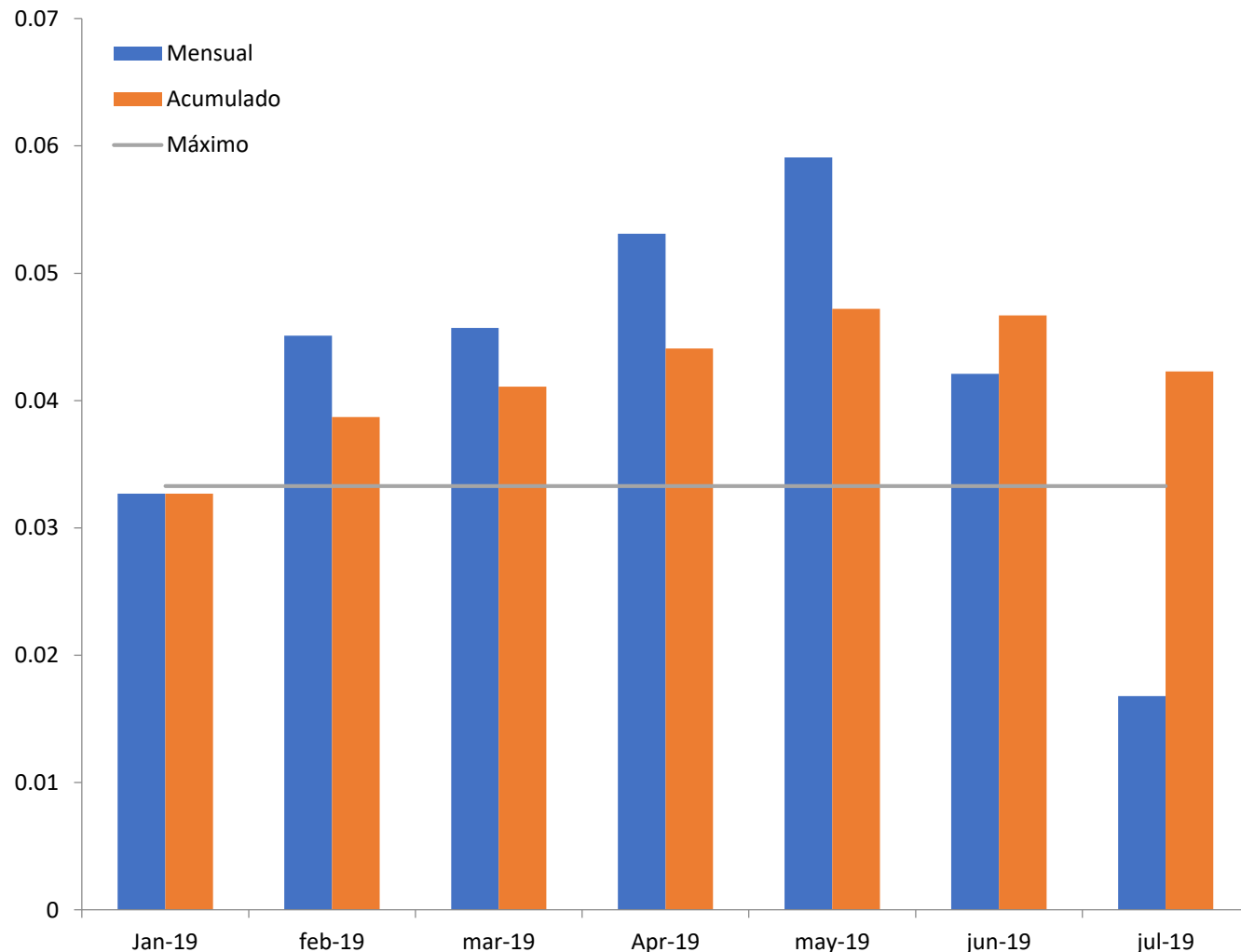
Durante el mes de julio de 2019 se presentó 1 evento de tensión en el sistema.

# Porcentaje de DNA Programada

## DNA PROGRAMADA

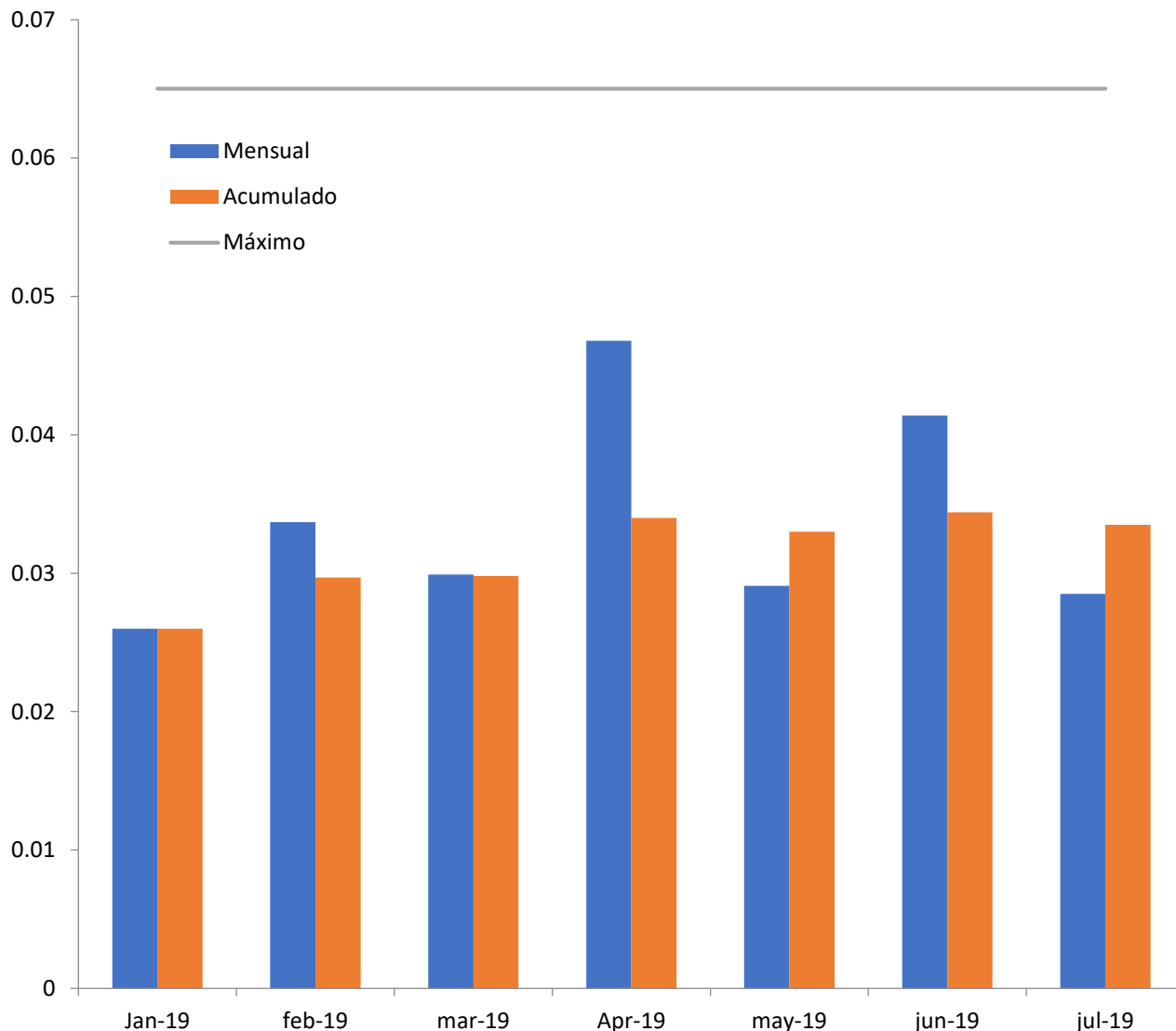
Por causas programadas se dejaron de atender 1.01 GWh en el mes de julio de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
1/07/2019 7:10	231,14	Debida a trabajos asociados de la consignación nacional C0170060 sobre el activo BT CHAMBACU 1 50 MVA 66 kV.
21/07/2019 5:10	194,84	Trabajos de las consignaciones C0161085, C0161086, C0161087, C0161088, C0161089, C0170142 sobre los activos BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 220 kV, VALLEDUPAR 3 60 MVA 220/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 3 60 MVA 13.8 kV, BAHIA ACOPLA 1 VALLEDUPAR 34.5 kV y BL1 VALLEDUPAR A LA PAZ 34.5 kV respectivamente.
23/07/2019 5:18	184,85	Trabajos de la consignación C0170196 sobre el activo BARRANCA - PUERTO WILCHES 1 115 KV.
4/07/2019 5:15	127,78	Demanda no atendida por trabajos bajo las consignaciones C0170099 y C0170107 sobre los activos BL1 BANADIA A CAÑO LIMON 230 kV y BANADIA - FORTUL 1 34.5 kV, respectivamente.
1/07/2019 5:25	125,66	Debida a trabajos asociados de las consignaciones nacionales C0155357 y C0167596 sobre los activos BT CERROMATOSO 1 30 MVA 110 kV y BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV.
6/07/2019 6:00	49,27	Desconexión del activo GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV por trabajos de la consignación nacional C0166679.



# Porcentaje de DNA No Programada

## DNA NO PROGRAMADA



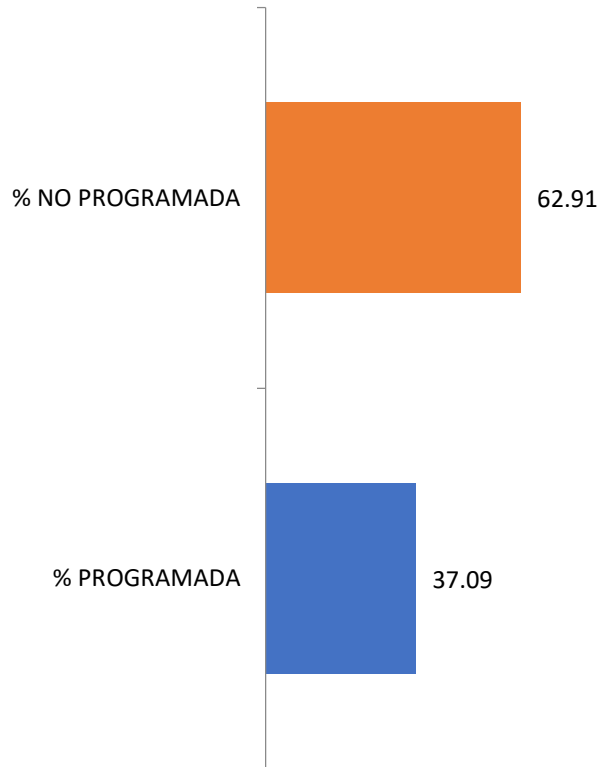
Por causas no programadas se dejaron de atender 1.71 GWh en el mes de julio de 2019. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
28/07/2019 15:06	211,2	Por Falla del ATR de conexión EL PASO 115/34.5 KV, se produce disparo por sobretensión del transformador EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV, dejando desatendidas y sin tensión las subestaciones EL COPEY 110 KV, EL PASO 110 KV y EL BANCO 110 KV. La demanda se restablece progresivamente, quedando EL COPEY y EL BANCO 115 KV normalizadas a las 16:47 Hrs. Posteriormente a las 19:50 Hrs queda normalizada la totalidad de la demanda en EL PASO 115 KV.
7/07/2019 15:11	140,3	Demanda no atendida por disparo del circuito Valledupar - Codazzi 110 kV. El agente no reporta causa.
6/07/2019 4:54	116,6	Posterior a la falla del circuito ALTAMIRA - PITALITO - MOCOYA 115 kV, queda indisponible el circuito MOCOYA - PUERTO CAICEDO 115 kV dejando sin tensión las subestaciones Puerto Caicedo y El Yarumo 115 kV. El agente no reporta causa.
5/07/2019 10:38	115,6	Disparo del activo TR 02 110/34.5/13.8 KV EN FUNDACION. El agente no reporta causa.
27/07/2019 0:00	81,84	Continúa DNA por disparo de la BL SAN BERNARDINO A GUAPI 115 KV. El agente reporta causa no identificada del evento.
31/07/2019 5:27	69,8	Demanda no atendida por trabajos bajo consignación de emergencia C0170592 sobre el activo BT MAICAO 125 MVA 110 kV.
21/07/2019 11:21	69,04	Por disparo de la unidad de generación GUAJIRA 2, para cuidar el límite de intercambio CARIBE 2, se da instrucción a ELECTRICARIBE para desatender demanda.

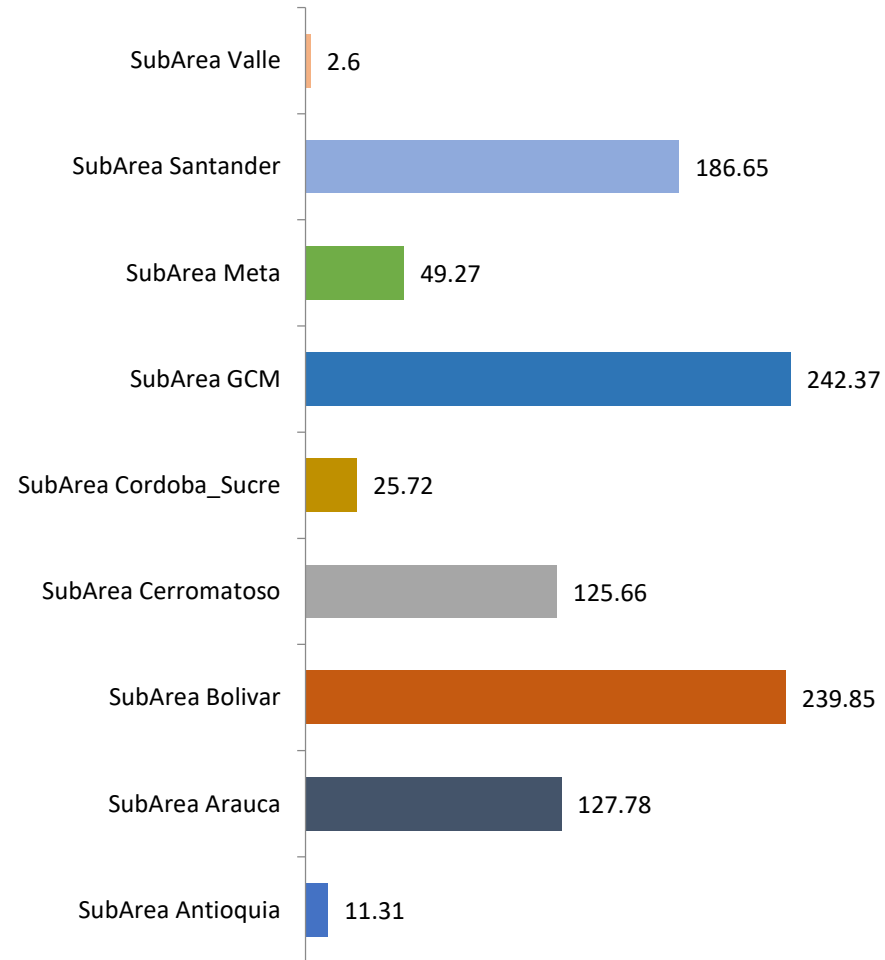


# Demanda No Atendida

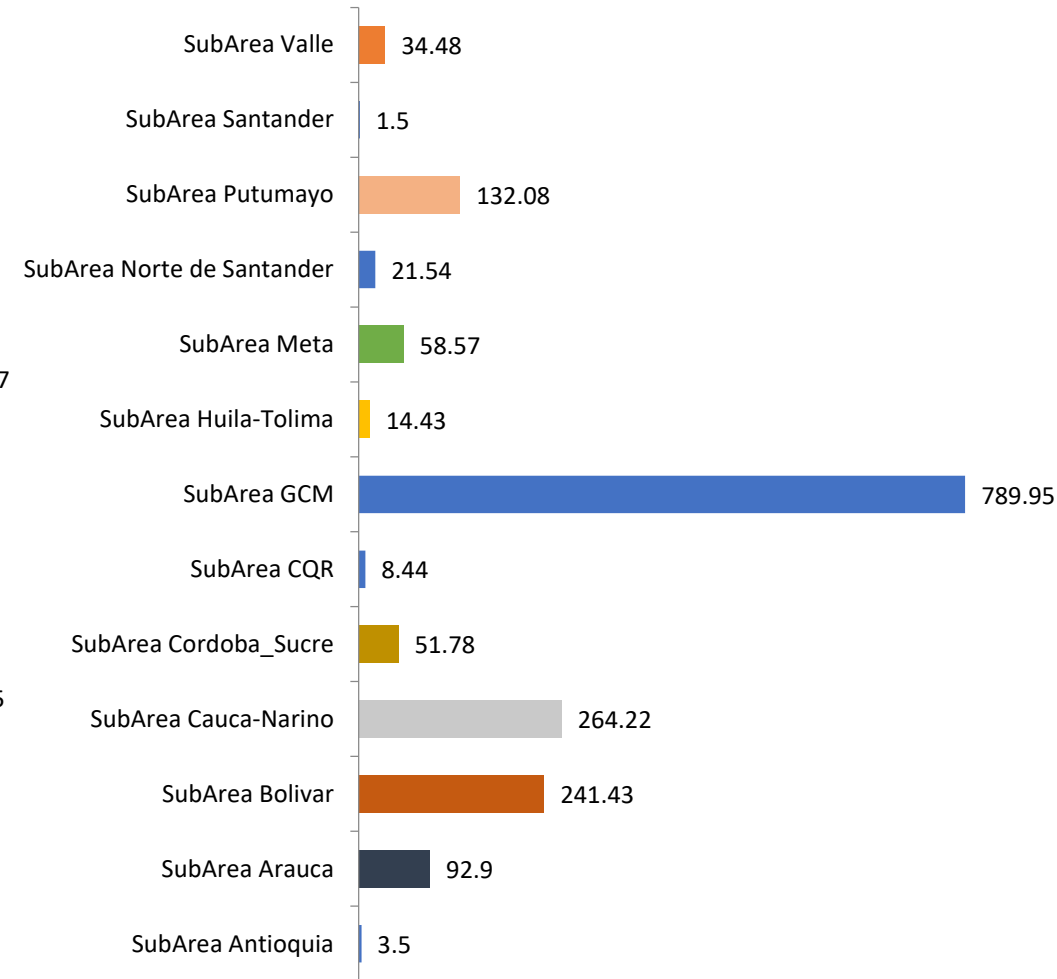
## % DNA



## DEMANDA PROGRAMADA

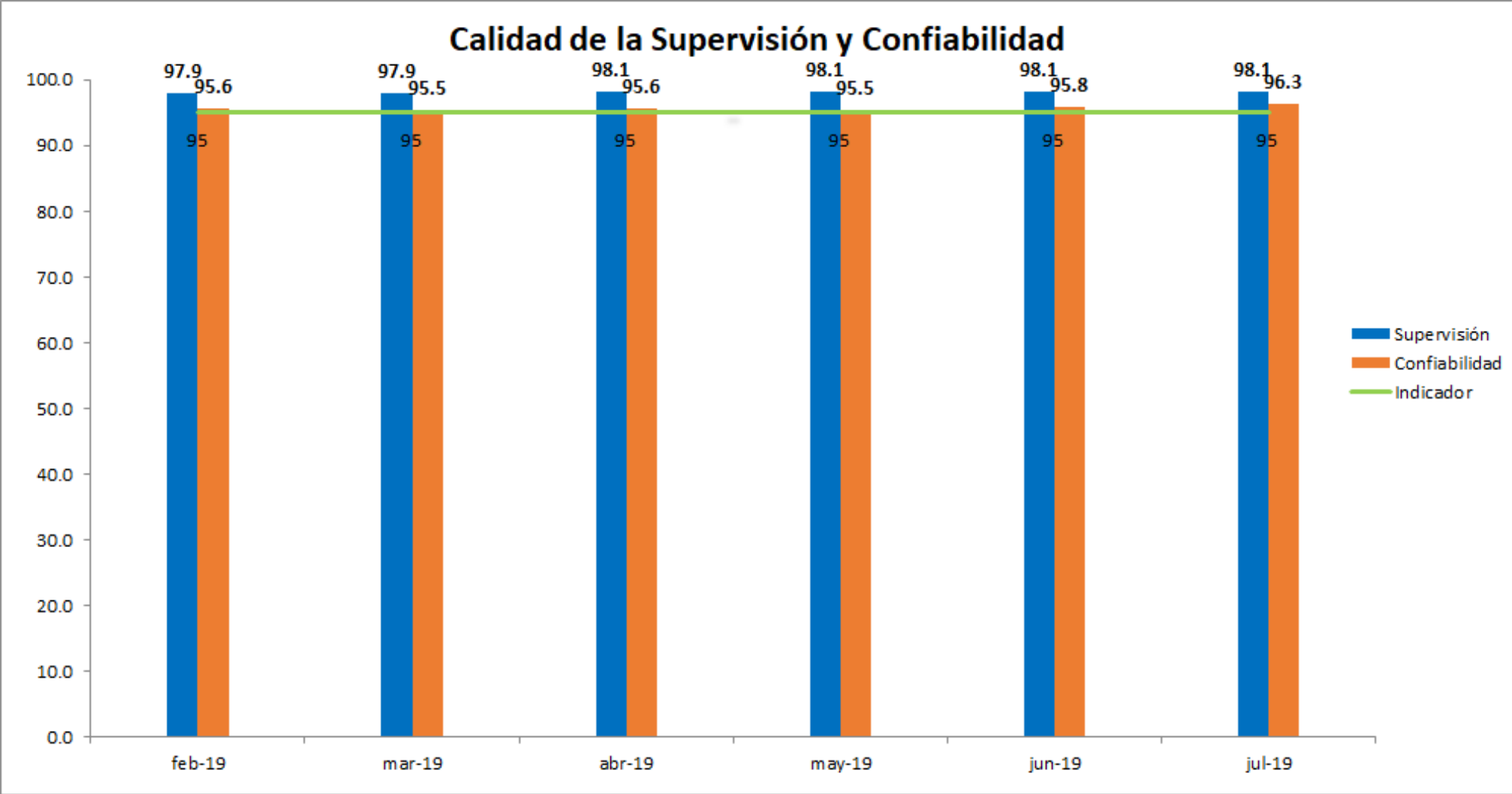


## DEMANDA NO PROGRAMADA



El total de demanda no atendida en julio de 2019 fue 2.72 GWh.

# Indicador de Calidad de la Supervisión

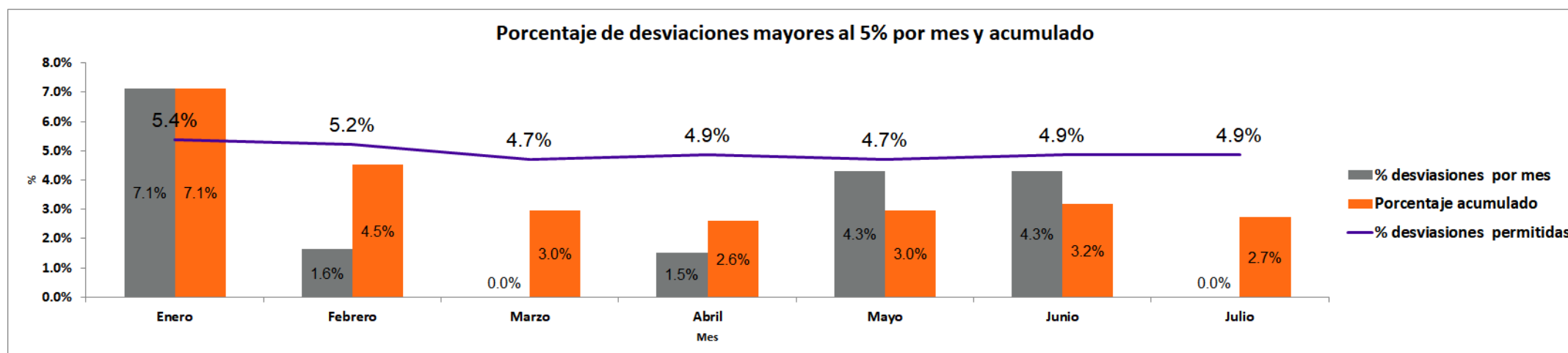
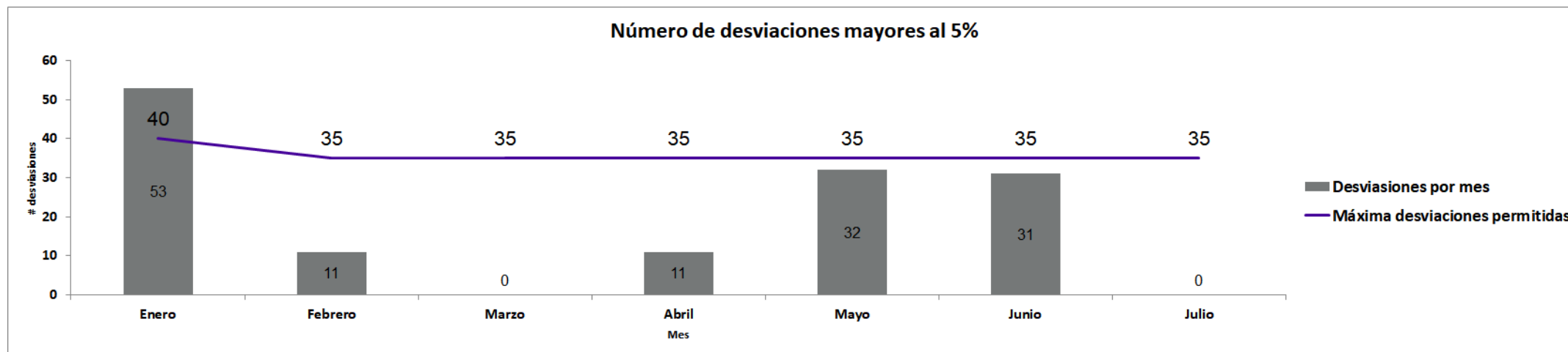


# Indicador de Calidad de la Supervisión

Agentes con incumplimiento del indicador de calidad de la supervisión:

AGENTE	%Sup.	%Conf.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	95.2	92.0
CODENSA S.A. E.S.P.	97.2	92.8
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	83.3	83.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	95.0	80.0
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.5	85.7
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE .A. E.S.P.	97.6	90.2
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	30.8	30.8
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	85.7	85.7

# Indicador de calidad del pronóstico oficial Julio 2019 – hasta 29 julio



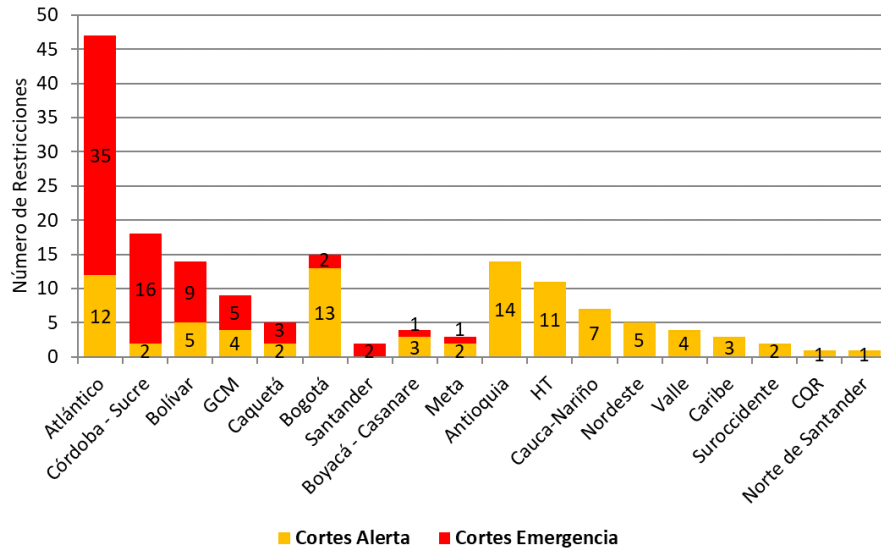


# IPOEMP Segundo trimestre 2019



# Balance de Cortes del SIN y contingencias críticas

Estado de cortes del SIN



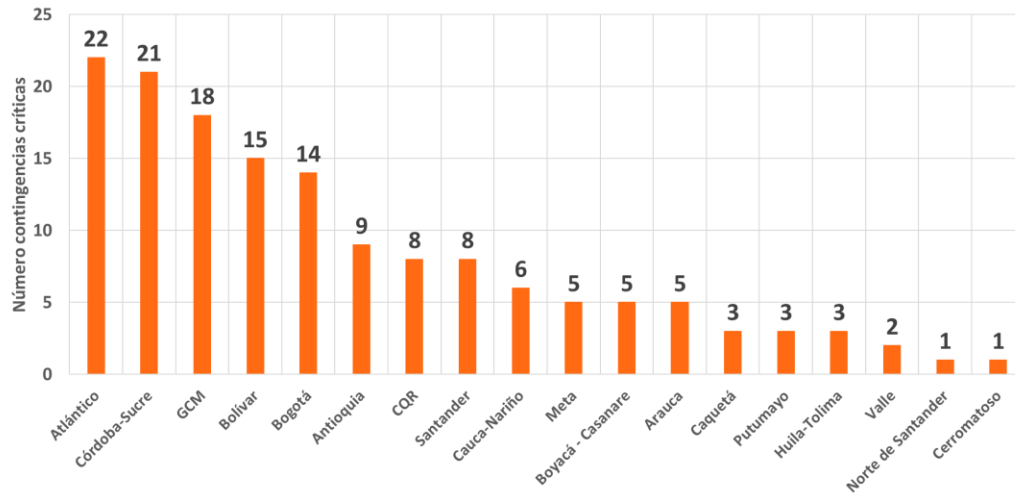
**Estado de alerta:** Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

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

165

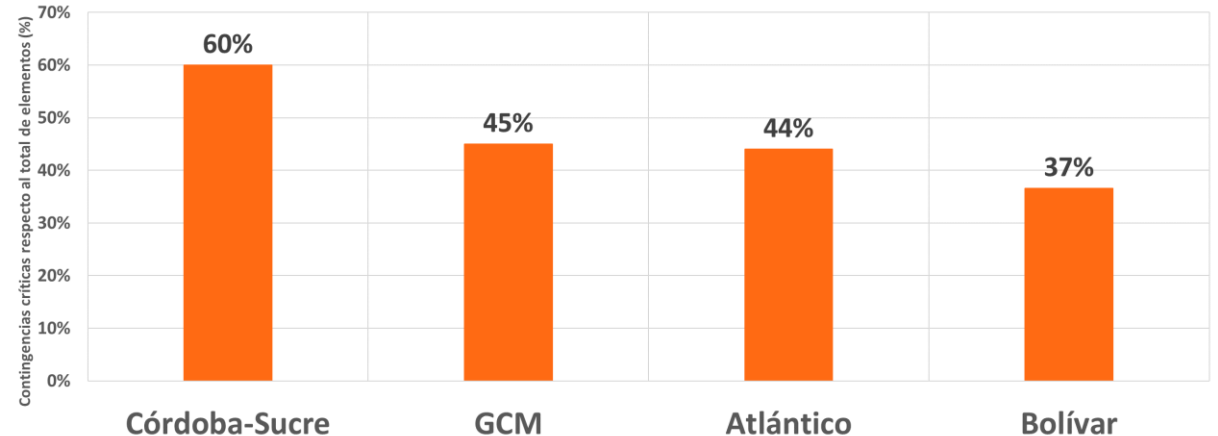
Cortes en alerta: 91  
Cortes en emergencia: 74

Número de contingencias críticas por subárea

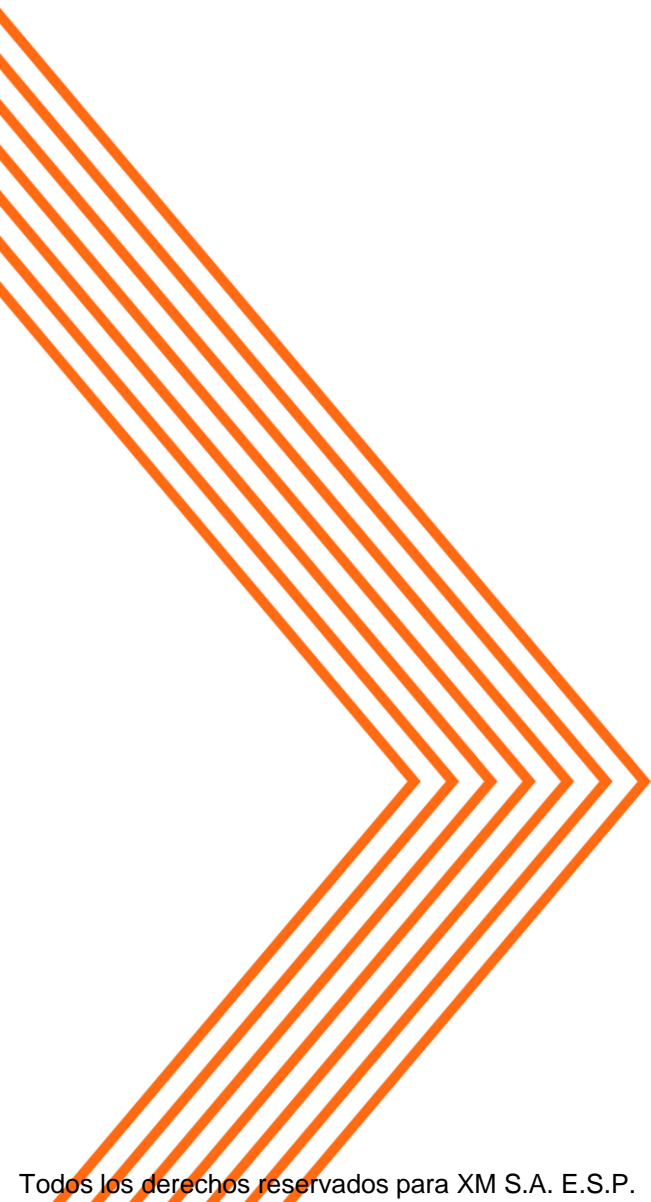


Nota: Se incluyen radialidades

Contingencias críticas Caribe respecto al total de elementos (%)



# Suroccidental



# Situación Actual STN

**Límite de importación:** La importación del área Suroccidental por el circuito Virginia – San Carlos 500 kV se ve limitada a 500 MW para evitar superar la capacidad de transformación 500/230 kV en las subestaciones La Virginia y San Marcos ante contingencias.

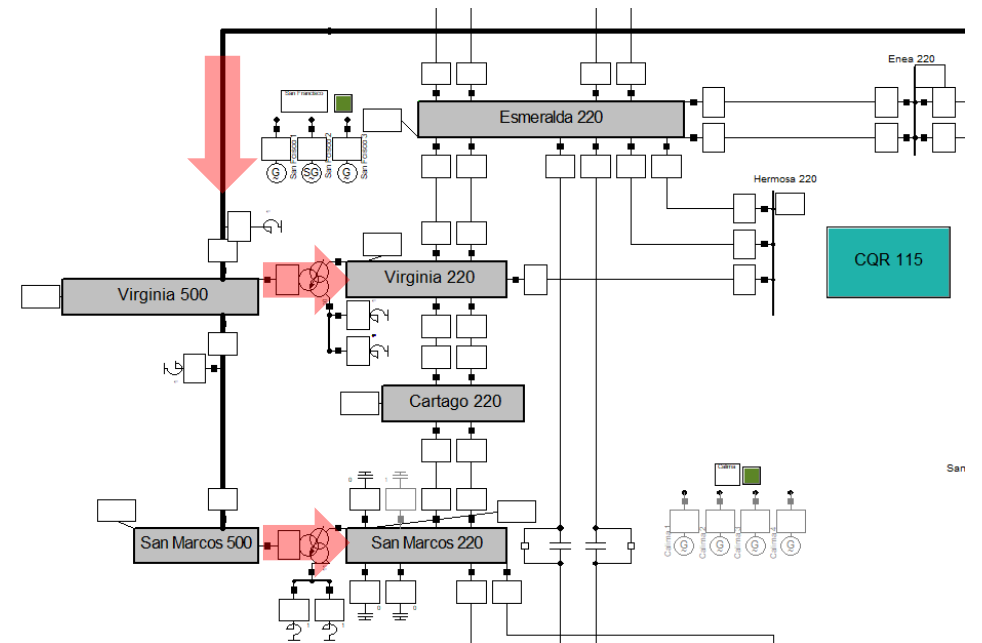
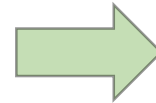


## Medidas operativas:

- Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva.
- Limitación de transferencia del área según la generación de seguridad programada.

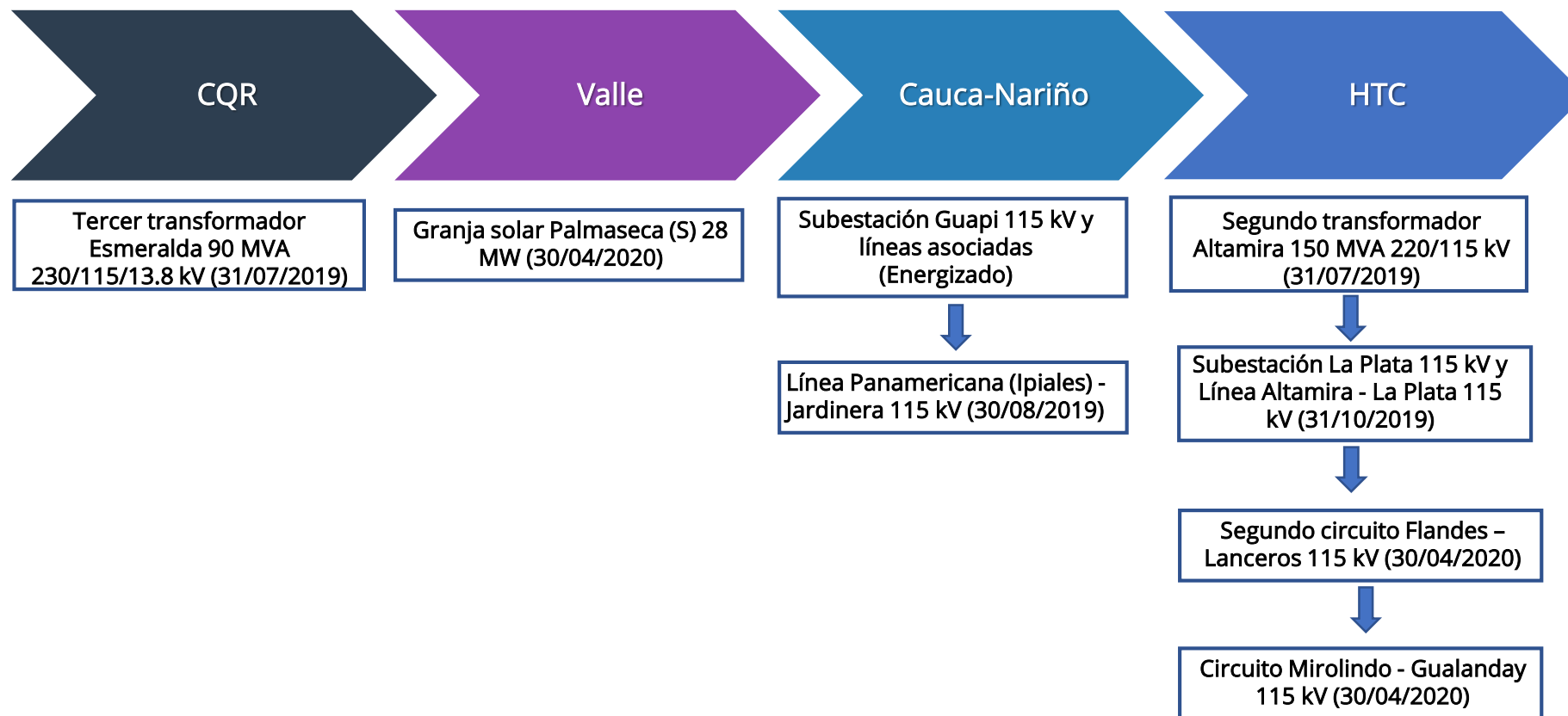
**Restricciones:** Las siguientes restricciones están ligadas al límite de importación del área Suroccidental:

- San Marcos 500/230 kV / Virginia 500/230 kV
- Virginia 500/230 kV / San Marcos 500/230 kV





# ¿Qué se viene hasta julio de 2020?



# Caribe



Caribe

## • Condición Actual STN Caribe

- Límite de importación de 1500 MW en Caribe
- Límite de 1100 MW en Caribe 2 (Atlántico, GCM y Bolívar)
- Límite de 540 MW en GCM
- Necesidad de soporte de potencia reactiva para evitar bajas tensiones en Caribe en estado normal de operación y ante la contingencia N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV

Restricción

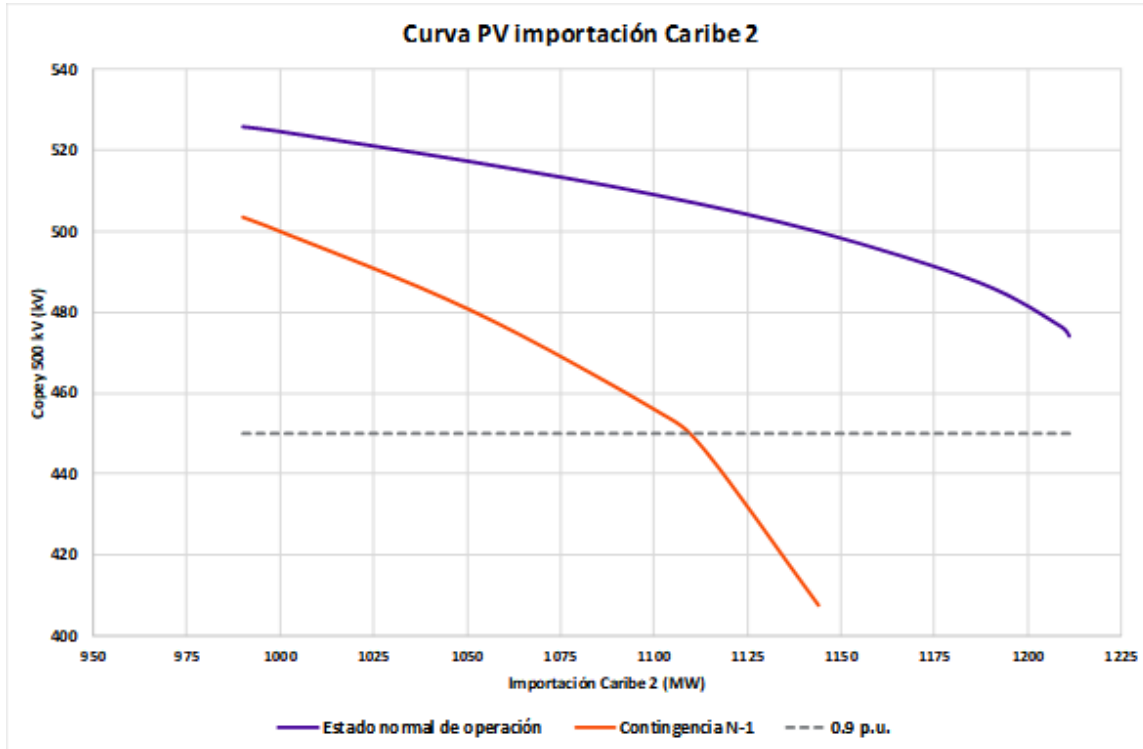
Impacto

- Posibilidad de sobrecostos operativos
- Riesgos de demanda no atendida en caso de no contar con la generación de seguridad suficiente ante mantenimientos.
- Riesgo de bajas tensiones en El Banco 110 kV tanto en estado normal de operación como ante la contingencia N-1 de uno de los enlaces en el corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV, dependiendo de la demanda es posible que sea necesario programar Demanda No Atendida por bajas tensiones.

## Medida operativa o acción recomendada

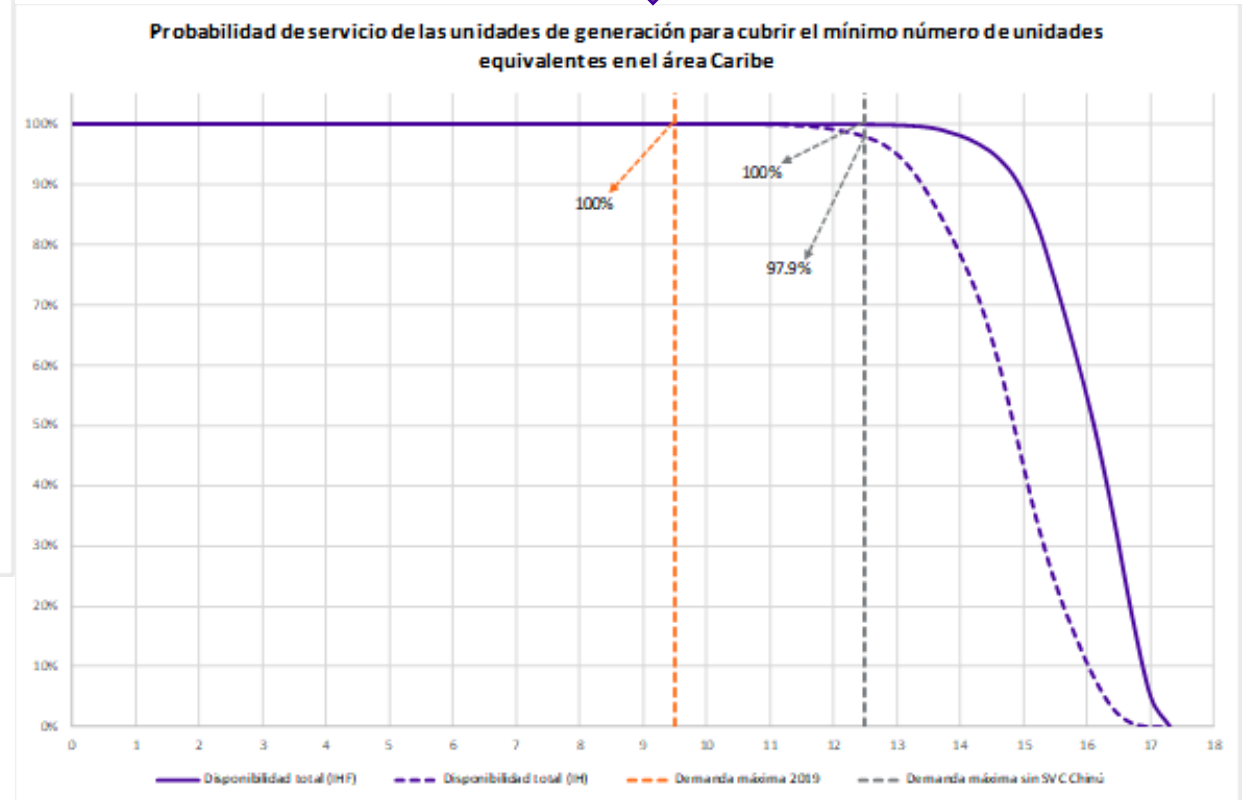
- Programar generación de seguridad (potencia activa y unidades) al interior del área Caribe
- Uso adecuado de cambiadores de tomas de transformadores y compensación reactiva del área. Se recomienda mantener las tensiones por encima de 0.9 p.u. en la subestación El Banco 110 kV, teniendo en cuenta que la tensión máxima recomendada en Copey 110 kV es 118 kV.
- Verificar la necesidad de implementar acciones operativas como ESPS de baja tensión en El Banco 110 kV ante la contingencia N-1 de uno de los enlaces del corredor Ocaña-La Loma-Copey 500 kV.
- Mejorar por parte del operador de red los factores de potencia de las cargas mediante la compensación a nivel SDL.

# Condición actual Caribe



Límite de importación de 1100 MW en Caribe 2 por los circuito Chinú – Sabana 1 y 2 500 kV + La Loma – Copey 500 MW

Para la demanda máxima esperada para 2019 (2872 MW) se requieren 9.5 unidades. En caso de tener indisponible el SVC de Chinú se requieren 12.5 unidades equivalentes.\*



\* Este valor es revaluado diariamente en el Despacho y en la operación en Tiempo Real

# Condición Actual STN Caribe

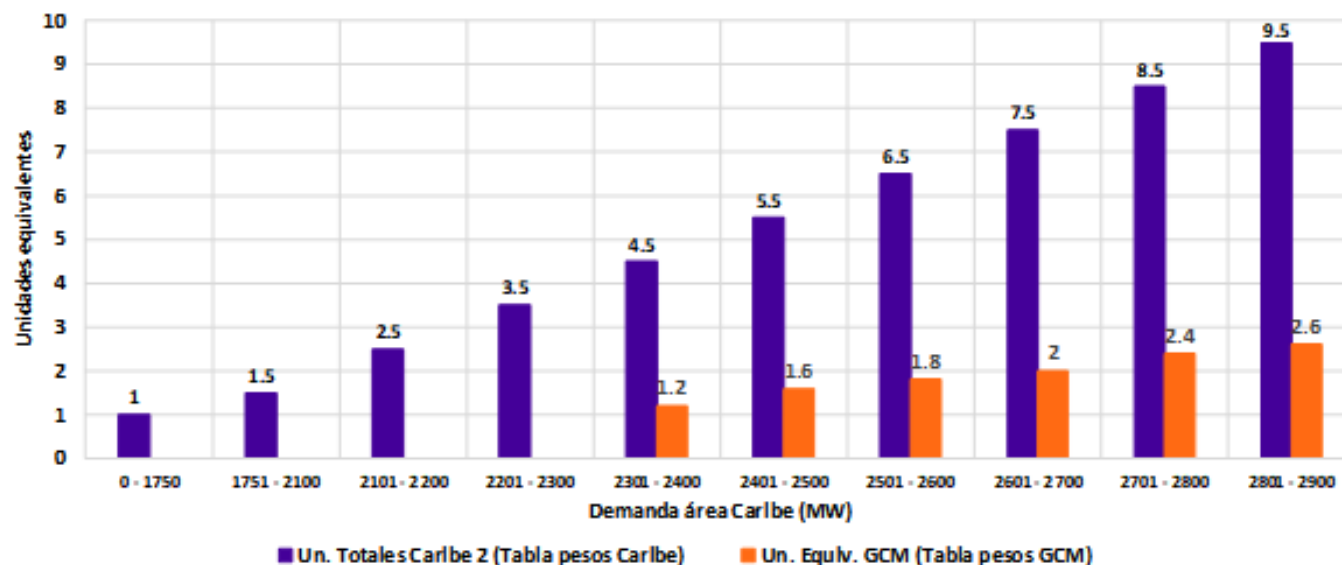
## Pesos unidades para GCM

Planta	Unidades físicas por planta	Peso por unidad para soporte de tensión en GCM	Unidades equivalentes por planta para soporte de tensión en GCM
Guajira	2	1	2
Candelaria	2	0.8	1.6
Cartagena	3	0.2	0.6
Proeléctrica	2	0.2	0.4
Termonorte*	10	0.02	0.2
<b>Total</b>			<b>4.8</b>

## Pesos unidades para Caribe

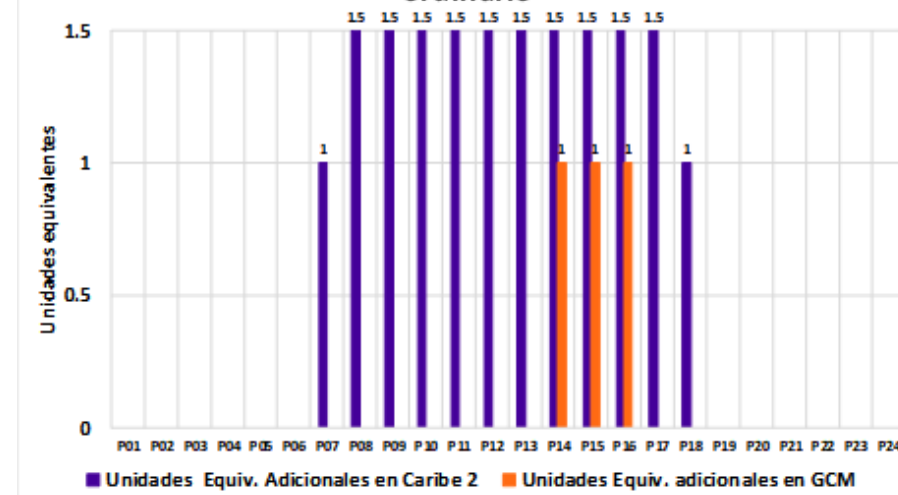
Planta	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta
Guajira	2	0.75	1.5
Tebesa	7	1	7
Barranquilla	2	0.5	1
Flores 1	2	0.5	1
Flores 4	3	1	3
Candelaria	2	1	2
Cartagena	3	0.3	0.9
Proeléctrica	2	0.3	0.6
Termonorte*	10	0.03	0.3
<b>Total</b>			<b>17.3</b>

Demanda Caribe vs Unidades sin reactores de Sabana - Chinú en Sabana 500 kV



\*Estos valores es revaluado diariamente en el Despacho y en la operación en Tiempo Real

Unidades adicionales por periodo en día ordinario



\*\*No considera Solar El Paso

# ¿Qué se viene hasta junio de 2020?

## GCM

### Solar El Paso (octubre 2019):

- Ante contingencia de Copey - El Paso 110 kV, se presentaría desconexión.
- En los escenarios donde se cuente con la planta, la generación de energía de la misma ayudaría a reducir la carga en los transformadores de Copey 220/110 kV, ya que eléctricamente la generación se vería reflejada en la subestación El Paso 110 kV como una disminución de la demanda alimentada por esta transformación.

### Líneas Riohacha - Maicao 110 kV y Riohacha - Cuestecitas 110 kV (diciembre 2019):

- Anilla las subestaciones Cuestecitas, Riohacha y Maicao 110 kV, dando confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda y mejorando el perfil de tensión en la zona, eliminando la radialidad de Riohacha y Maicao 110 kV.

## Córdoba-Sucre

### Proyecto Segundo circuito Chinú - Boston 110 kV (2019):

- Elimina las sobrecargas en estado normal de operación del circuito Chinú - Boston 110kV. Sin embargo, se mantiene la restricción asociada a la contingencia de alguno de los circuitos Chinú - Boston 110 kV.
- Se recomienda modificar el ESPS asociado al enlace Chinú - Boston 110kV, de manera que se monitoreen ambos enlaces.
- Se eliminan los riesgos de desatención de demanda descontrolada por agotamiento de los esquemas suplementarios, ya que con la entrada de este circuito los esquemas vuelven a ser efectivos.
- A pesar de lo anterior, se mantienen las demás restricciones asociadas a la red entre Chinú y Toluviejo 110 kV, por lo que siguen siendo necesarios los ESPS implementados en esta zona.

# ¿Qué se viene hasta junio de 2020?

## Atlántico

### Proyecto Traslado generación Termobarranquilla a Tebsa 220 kV (julio 2019):

- Aparece nueva restricción asociada a las contingencias sencillas de los circuitos Tebsa – Sabana 220kV, Tebsa – El Río 110kV o Tebsa – Cordialidad 110kV que sobrecargan la línea Tebsa – Caracolí 220 kV.
- Aumenta la flexibilidad operativa en la red de Atlántico.
- El nivel de corto circuito monofásico de la subestación Tebsa 110 kV se reduce alrededor de 6.2kA (del 90.5% a 75% de la capacidad nominal).

## Bolívar

### Proyecto Tercer transformador Bosque 220/66 kV (2019):

- Mayor confiabilidad en la alimentación de la carga de la zona de Cartagena a nivel de 66 kV.
- Mejora el perfil de tensión de la subárea Bolívar al tener mayor inyección de potencia reactiva del STN al STR.
- Se recomienda validar la pertinencia y necesidad del ESPS en la transformación en Bosque 220/66kV.
- Se aumenta el nivel de corto circuito de las subestaciones de Bolívar, quedando la subestación Ternera 66 kV muy cercana a su capacidad inclusive con la línea Ternera – Villa Estrella 66 kV operando abierta (al 99% de su capacidad). Acorde a esta condición, en caso de tener escenarios de máxima generación en Bolívar, se recomienda:
  - ✓ Limitar generación sacando de servicio unidades de las plantas al interior de la subárea.
  - ✓ Operar la subestación Bosque 66 kV en barras desacopladas, de manera que un transformador Bosque 220/66kV atienda la carga de Chambacú mediante los circuitos Bosque – Chambacú 1 y 2 110 kV. Esta acción operativa reduciría el nivel de corto circuito trifásico de Ternera 66 kV a valores de 24.26 kA (97% de su capacidad), evitando los riesgos de daño de los quipos de corte de esta subestación o limitar generación, pero dejaría la carga de Chambacú 66 kV atendida de manera radial con un solo transformador.

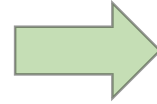
# Antioquia





# Situación Actual STN

**Generación de seguridad:** Actualmente el área Antioquia no se posee limite de importación, no obstante, para el control de tensiones y mantener las condiciones de calidad de suministro se requiere generación de seguridad para soportar la contingencia de San Carlos – Porce III 500 kV.



## Medidas operativas:

- Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva.

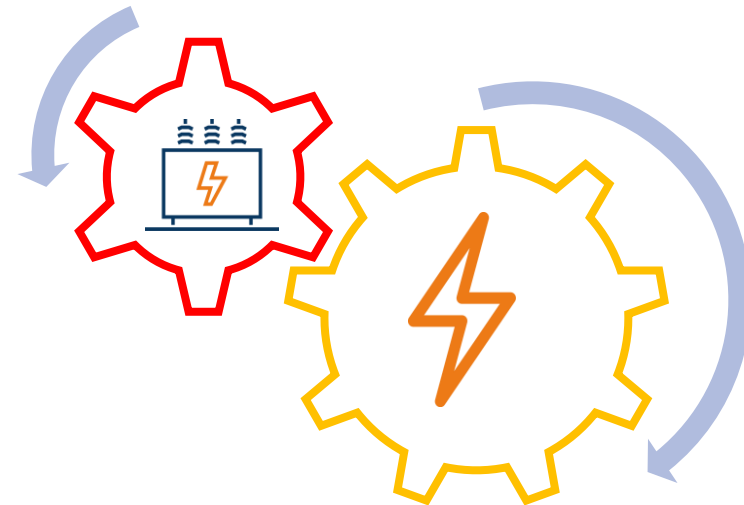
**Niveles de Cortocircuito:** se observa agotamiento en la capacidad de cortocircuito en 2 subestaciones del área y hay 3 subestaciones con niveles de corto cercanos a su capacidad

### Agotadas

Guatapé 220 kV  
Central 110 kV

### Cercanas al agotamiento

Ancón EPM 110 kV  
Envigado 110 kV  
El Salto 110 kV

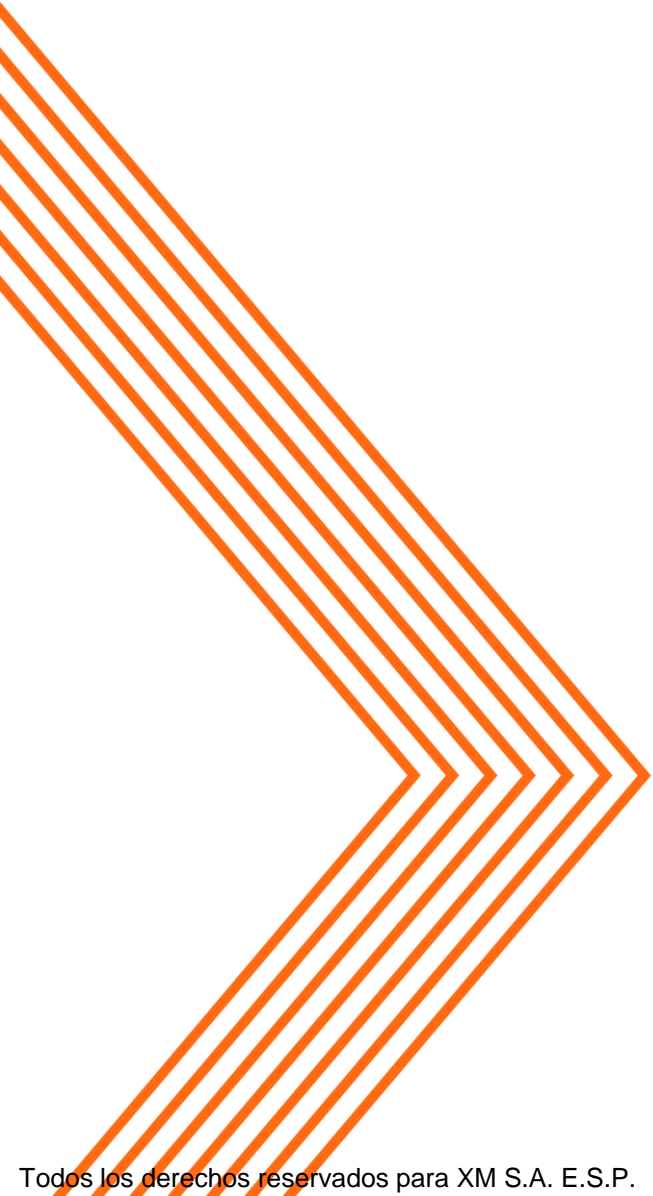


# ¿Qué se viene hasta julio de 2020?

## Central Hidroeléctrica Escuela de Minas

En escenarios de alto despacho en las PCHs del área y en las plantas del oriente de Antioquia y bajo despacho en las plantas del norte de Antioquia aparece la restricción Oriente – Envigado 220 kV / Córdoba – Miraflores 110 kV, situación controlable con reducción de la generación.





# Oriental



# Situación Actual Oriental

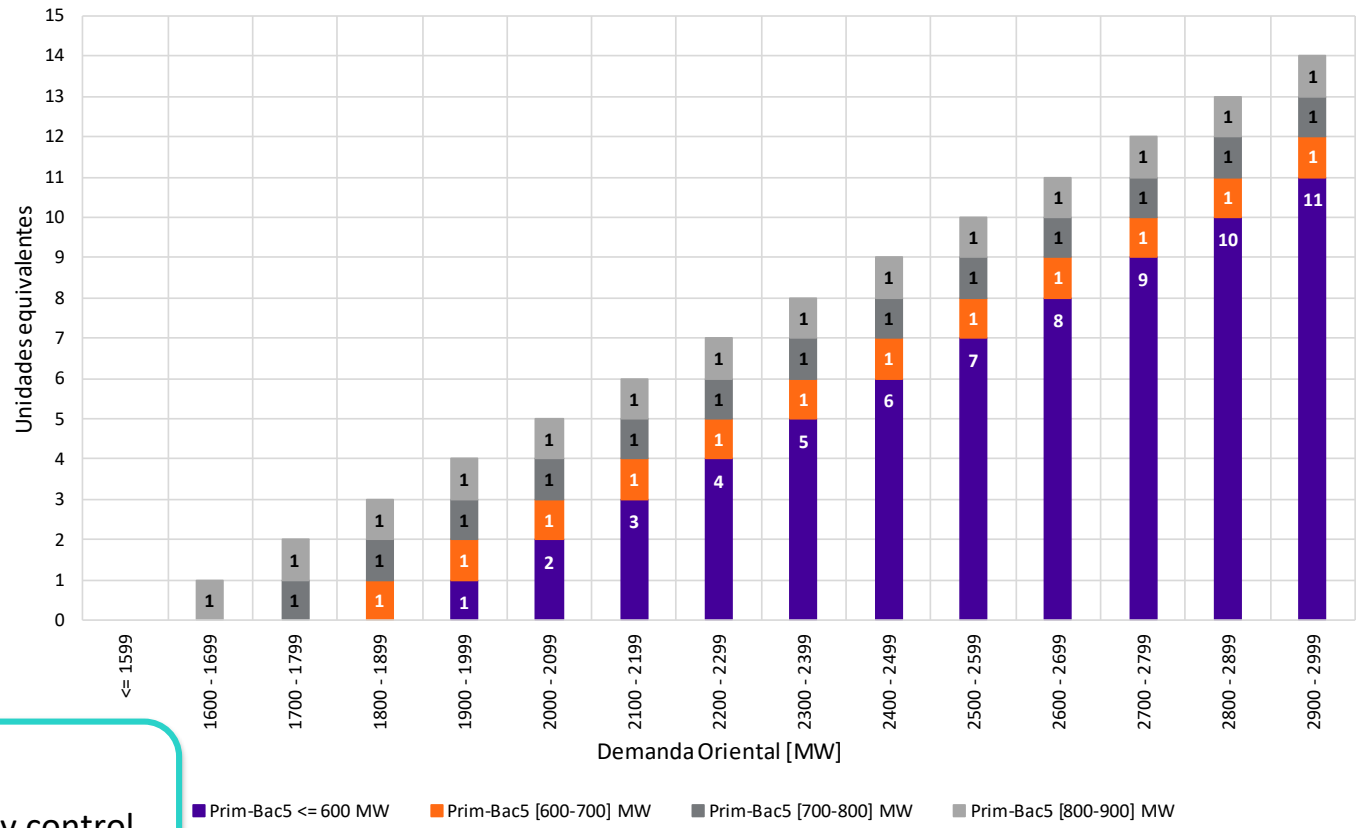
Actualmente el limite de importación del área Oriental se encuentra en **900 MW**, dicha limitación se da por el corte Primavera – Bacatá 500 kV/ Purnio – Noroeste 1 + 2 230 kV y para soporte de tensión ante la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV.



## Medida operativa:

- Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva y control del limite de importación del área.

Requerimiento Unidades equivalentes vs. Demanda Oriental



- ### Proyectos que mitigan esta restricción:
- Subestación Chivor II y Norte 230 kV (FPO: 30/11/2020)
  - **Subestación Norte 220/115 kV y líneas asociadas (FPO: 30/04/2020)**
  - Proyecto Subestación Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV (FPO: 30/11/2020)
  - Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV (FPO: 30/04/2022)



# ¿Qué se viene hasta julio de 2020?

Bogotá

Meta

Planta biogás Doña Juana II (1.9 MW)  
(31/08/2019)

Cambio San José 57.5 kV a 115 kV y  
repotenciación línea Gorgonzola - Tveraguas 57.5  
kV de 600 A a 800 A (31/12/2019)

Subestación Portugal 115 kV (31/12/2019)

Subestación Compartir 115 kV (16/04/2020)

Subestación Terminal 115 kV (30/04/2020)

Subestación Norte 230/115 kV y líneas  
asociadas(30/04/2020)

Subestación Guamal 115 kV (30/06/2019)

Transformador Suria 230/115 kV - 2x150 MVA  
(30/09/2019)

Bosques Solares de los Llanos 2 (S) (30/09/2019)  
Bosques Solares de los Llanos 1 (S) (30/12/2019)

Subestación Suria 230 kV y líneas asociadas  
(30/12/2019)

Segundo circuito Puerto López - Puerto Gaitán  
115 kV (31/12/2019)

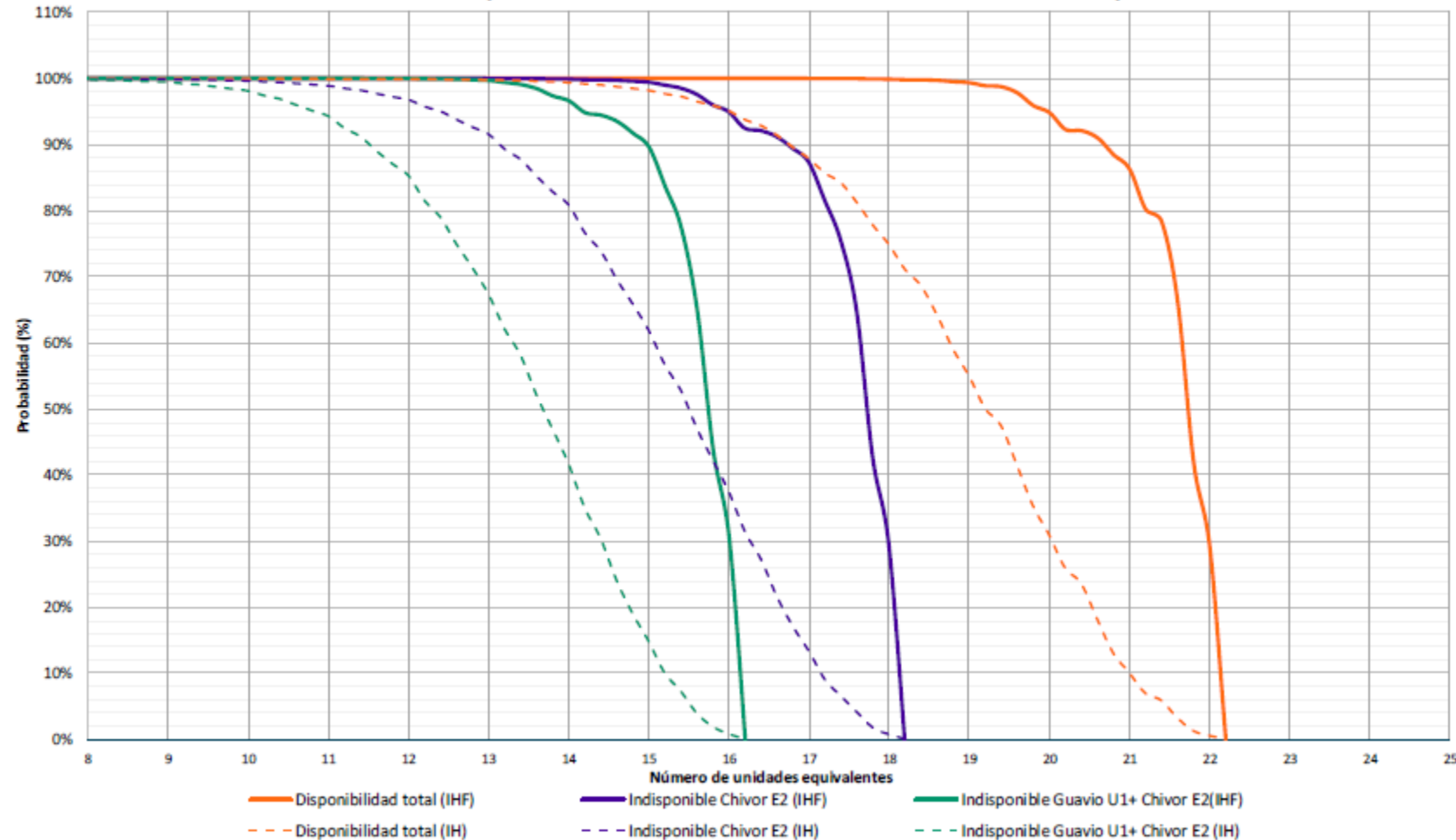
Subestación Catama 115 kV y elementos  
adicionales (31/03/2020)

# Mantenimiento de las unidades 5, 6, 7 y 8 de Chivor

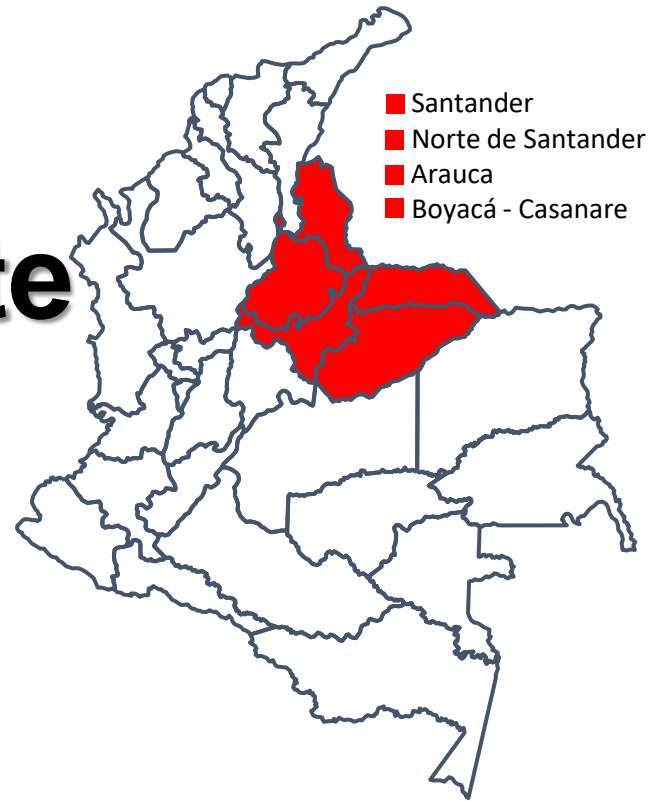


- Las unidades de Chivor 5, 6, 7 y 8 estarán fuera de servicio entre el periodo de tiempo comprendido entre el 21 de diciembre de 2019 y 19 de mayo de 2020.
  - La indisponibilidad de 4 unidades de Chivor minimiza el margen operativo para la realización de mantenimientos en generación y transmisión.
- La probabilidad de contar con 12 unidades equivalentes es del 100 %, sin embargo, si se requieren unidades adicionales, se corre el riesgo de no disponer de los recursos necesarios.

Probabilidad de servicio de las unidades de generación de Oriental para cubrir el mínimo número de unidades equivalentes considerando el mantenimiento de la etapa 2 de Chivor



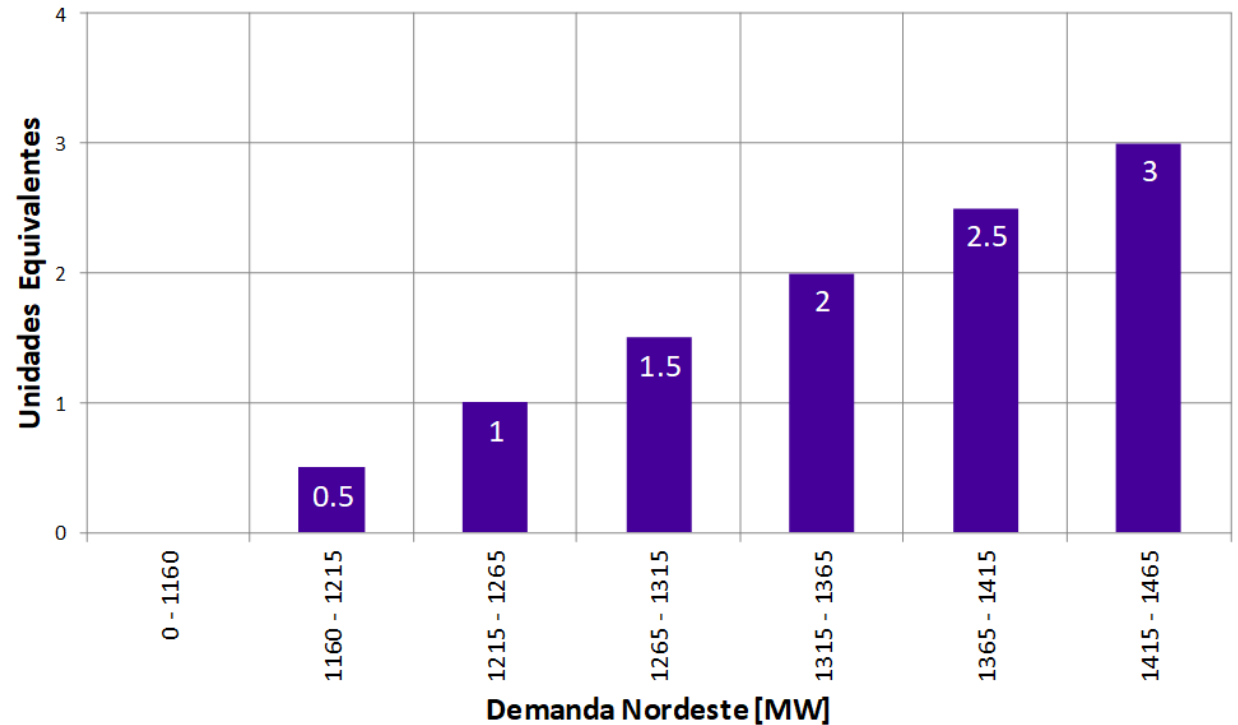
# Nordeste



# Situación Actual Nordeste

Actualmente el límite de importación del área Nordeste se encuentra en **1065 MW**, dicha limitación se da por la contingencia de Primavera - Sogamoso 500 kV, la cual causa bajas tensiones en la red de 115kV.

Mínimo número de unidades vs Demanda Nordeste



## Medida operativa:

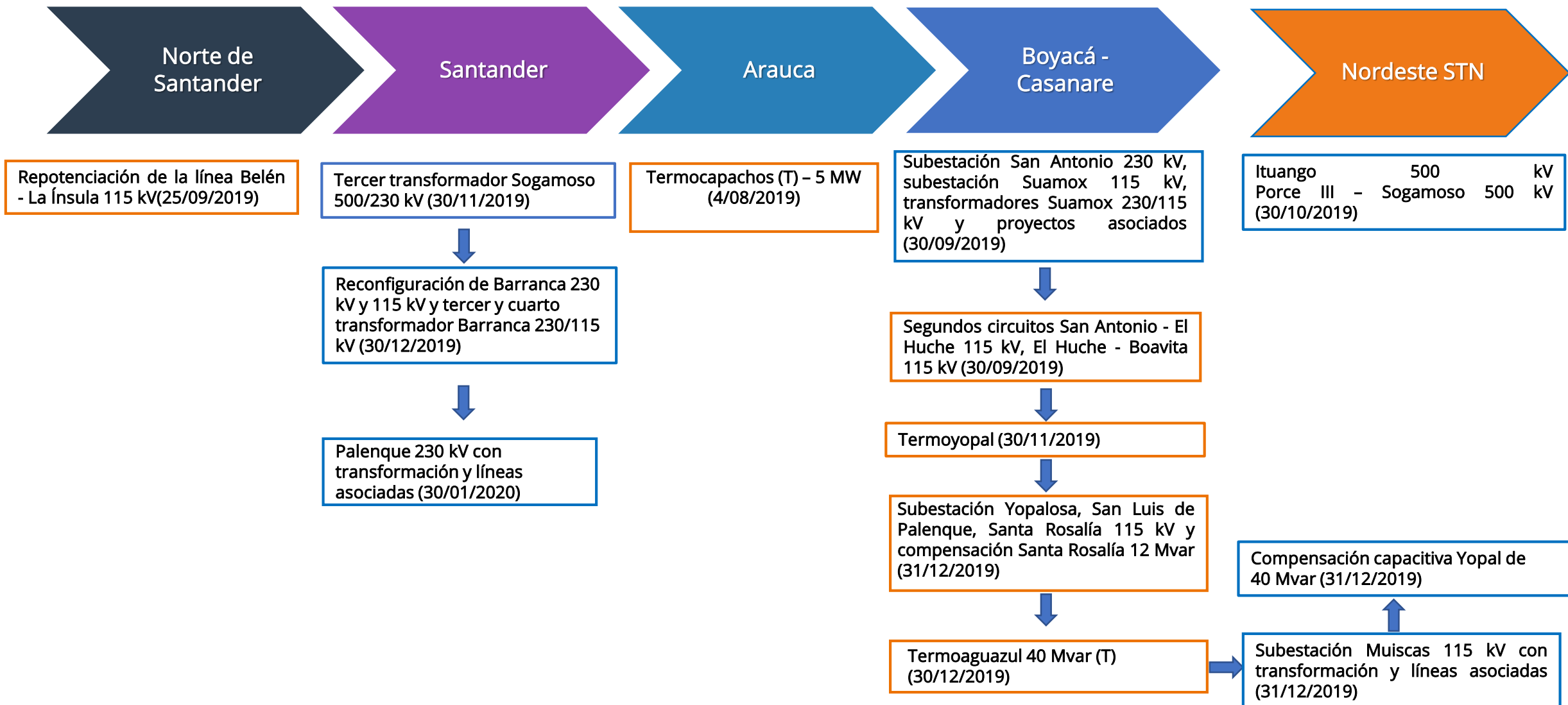
- Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva y control del límite de importación del área.

## Proyectos que mitigan esta restricción:

- Proyecto Subestación Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV (FPO: 30/11/2020).
- Línea Antioquia – Porce III – Sogamoso 500 kV (pertenece al proyecto UPME 03-2014 SE Antioquia 500 kV) (FPO: 30/10/2019)
- Subestación San Antonio 230 kV y proyectos asociados (FPO: 30/06/2019)



# ¿Qué se viene hasta julio de 2020?



# Seguimiento acuerdo CNO 963



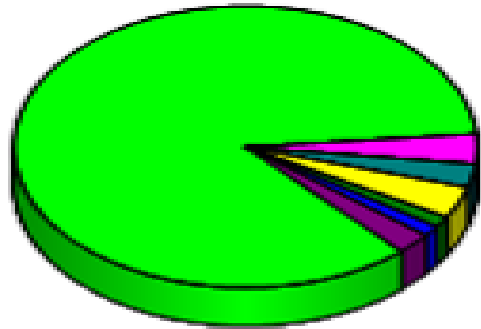
# Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde: 01/01/2019

Hasta: 30/06/2019

Resolución:

Semestre



<span style="color: green;">■</span>	Adelanto > 50%
<span style="color: blue;">■</span>	Adelanto entre 30% y 50%
<span style="color: purple;">■</span>	Adelanto entre 20% y 30%
<span style="color: green;">■</span>	Ajustado entre el 80% y 120%
<span style="color: magenta;">■</span>	Atrasado entre 20% y 30%
<span style="color: teal;">■</span>	Atrasado entre 30% y 50%
<span style="color: yellow;">■</span>	Atrasado > 50%

Rango	Porcentaje
Adelanto > 50%	1.26
Adelanto entre 20% y 30%	2.43
Adelanto entre 30% y 50%	1.26
Ajustado entre el 80% y 120%	85.14
Atrasado > 50%	3.69
Atrasado entre 20% y 30%	3.44
Atrasado entre 30% y 50%	2.69

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas.

Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada.

Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

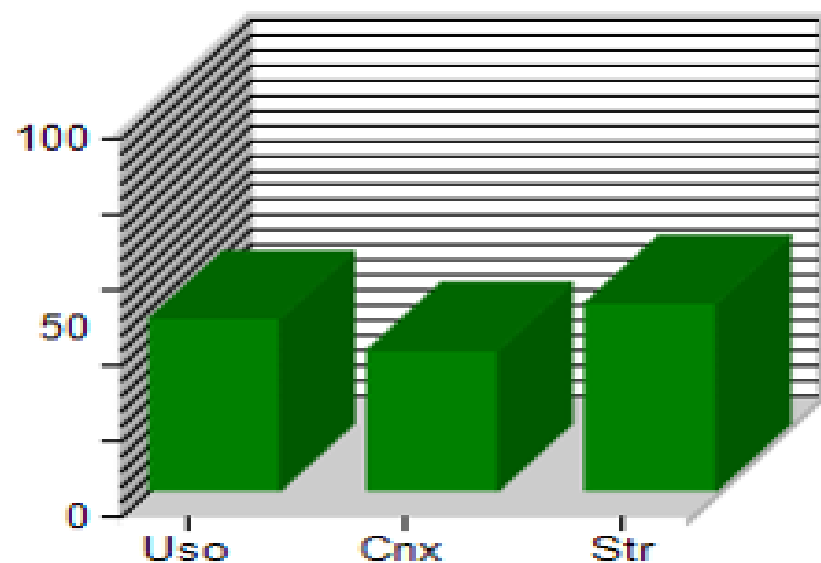
Desde: 01/01/2019

Hasta: 30/06/2019

Resolución:

Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan



Activo	Porcentaje	Plan: Total Consig Plan Eje	Total Consig Eje
Cnx	37.14	140	377
Str	49.72	1169	2351
Uso	45.61	405	888

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

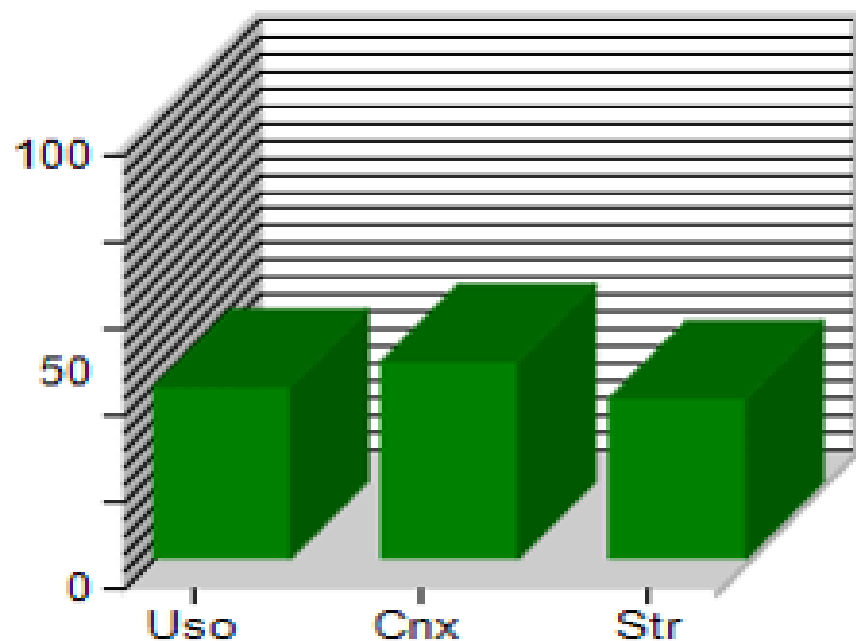
# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan

Desde: 01/01/2019

Hasta: 30/06/2019

Resolución: Semestral

## Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Fuera de Plan



Activo	Porcentaje	Fuera de Plan: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	45.62	172	377
Str	37.05	871	2351
Uso	39.75	353	888

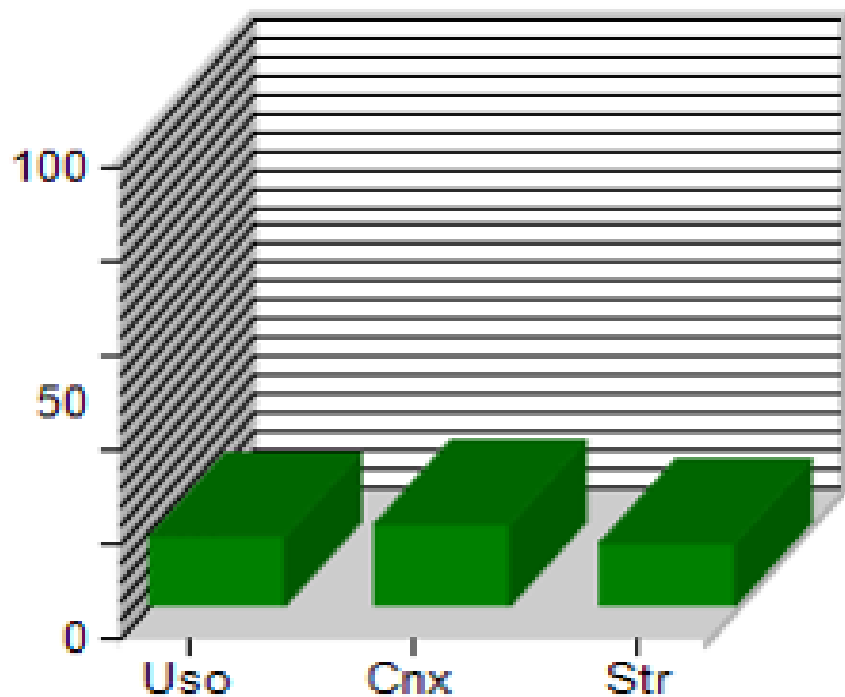
El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Emergencia

Desde: 01/01/2019

Hasta: 30/06/2019

Resolución: Semestral



Activo	Porcentaje	Emergencia: Total Consig Plan	Total Consig Eje
Cnx	17.24	65	377
Str	13.23	311	2351
Uso	14.64	130	888

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

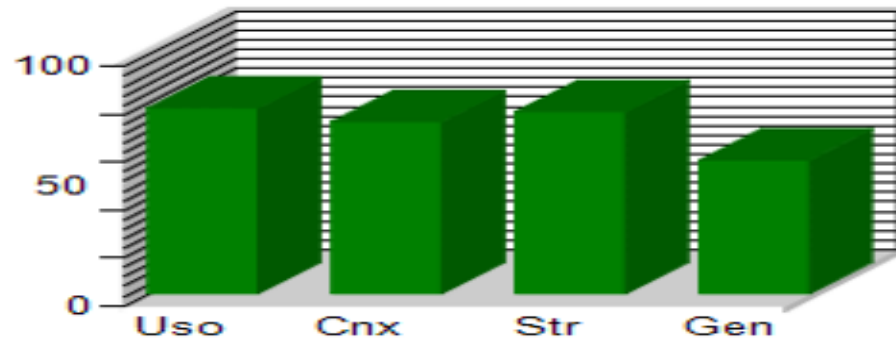
# Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento

Desde: 01/01/2019

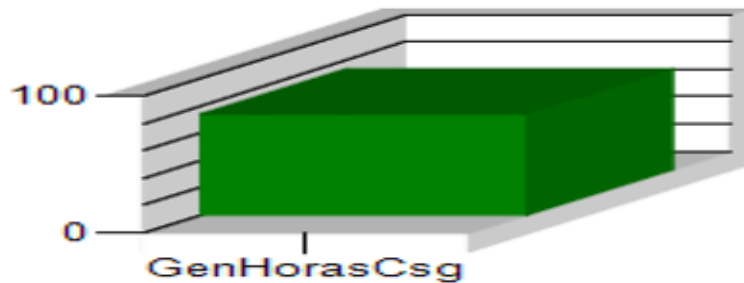
Hasta: 30/06/2019

Resolución: Semestral

## Índice de porcentaje de Cumplimiento del Plan de mantenimiento



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado en la semana planeada	Solicitado Plan
Uso	77.65	403	519
Cnx	72.02	139	193
Str	76.21	1166	1530
Gen	55.92	137	245



Tipo	Porcentaje Cumplimiento	Ejecutado Plan	Solicitado Plan
GenHorasCsg	73.61	24226	32912

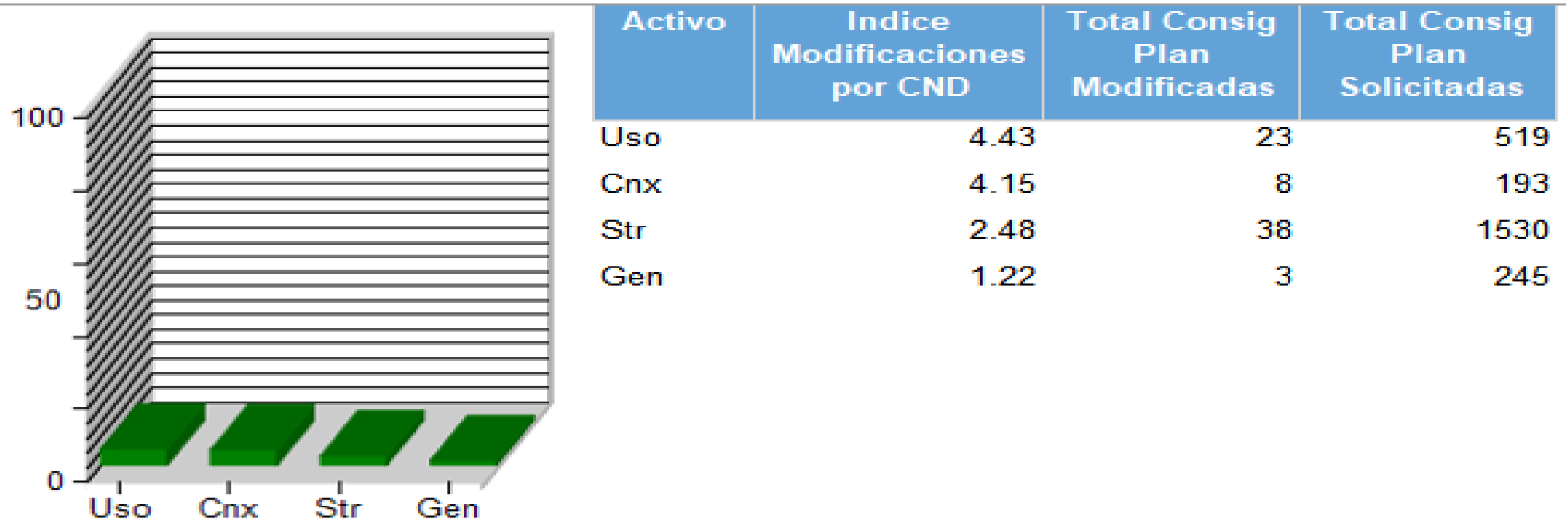
Para los generadores se considera como fecha de corte el día 20 de cada mes.

# Índice del porcentaje de consignaciones Modificadas por solicitud del CND

Desde: 01/01/2019

Hasta: 30/06/2019

Resolución: Semestral





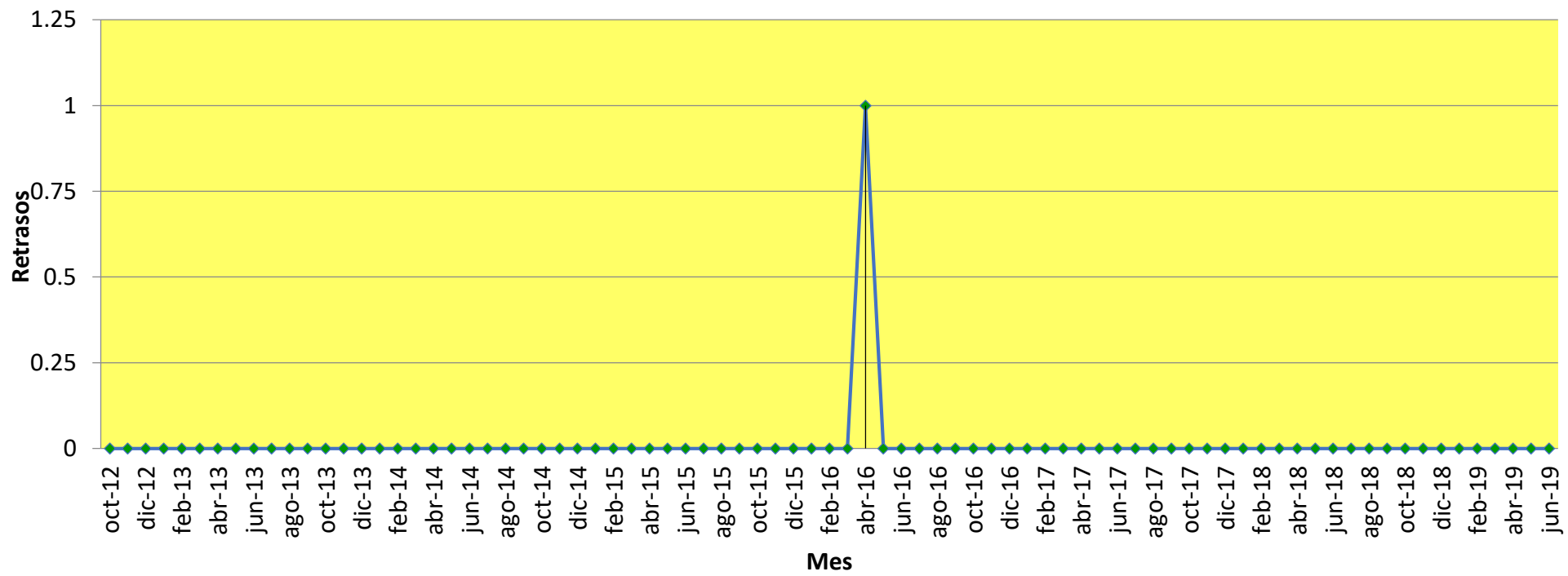


# **Seguimiento Histórico Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963**



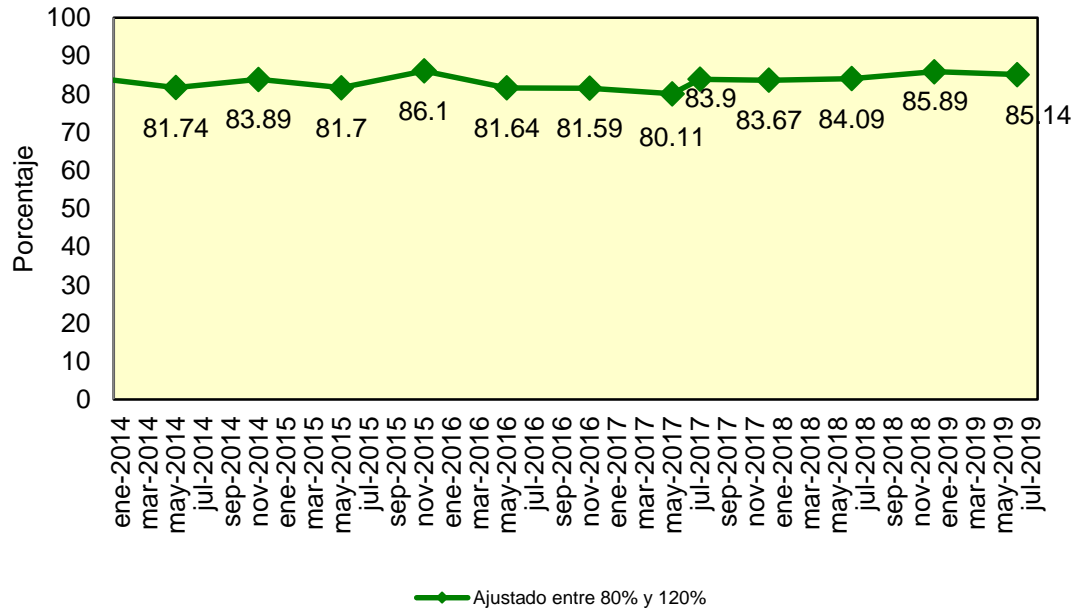
# Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

- No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.

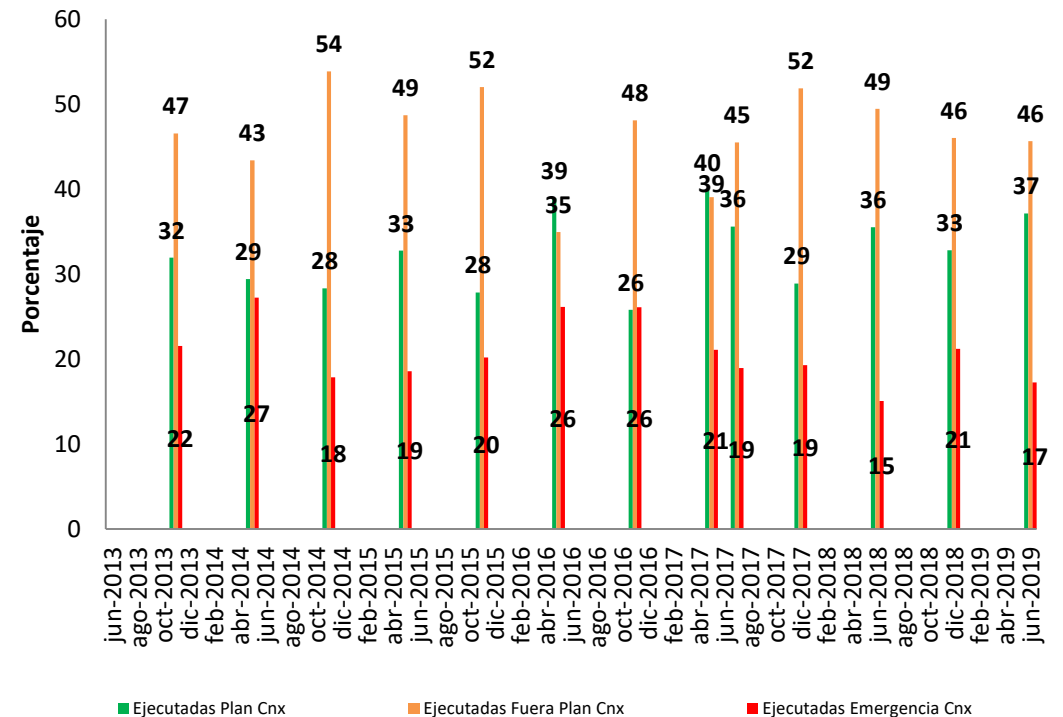


# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas

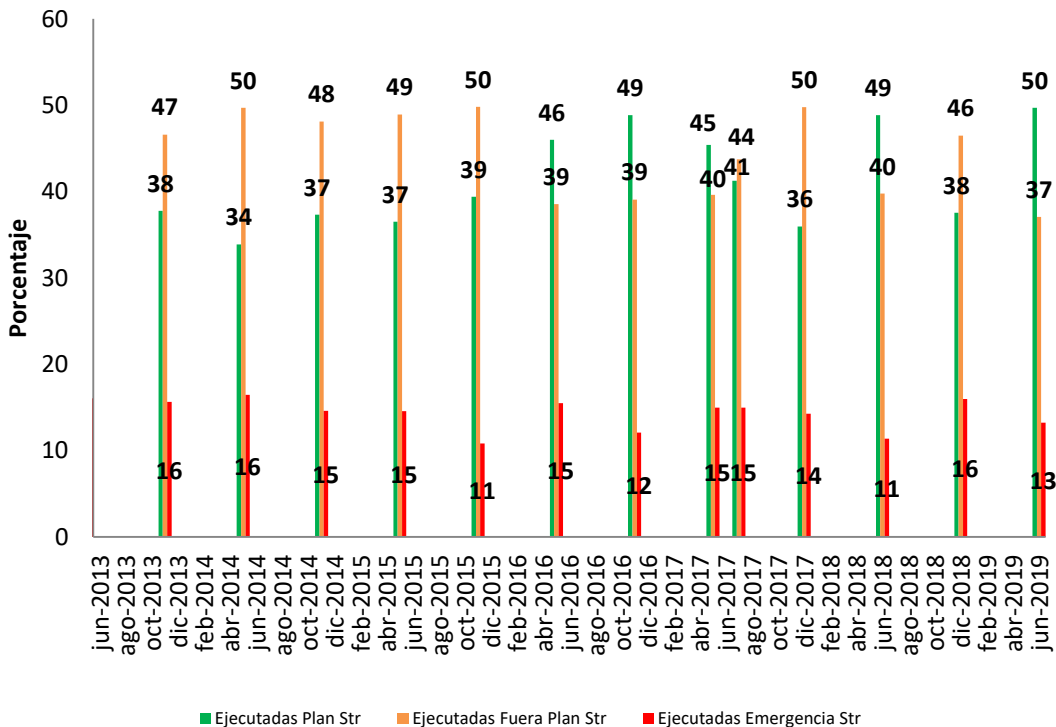


## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión

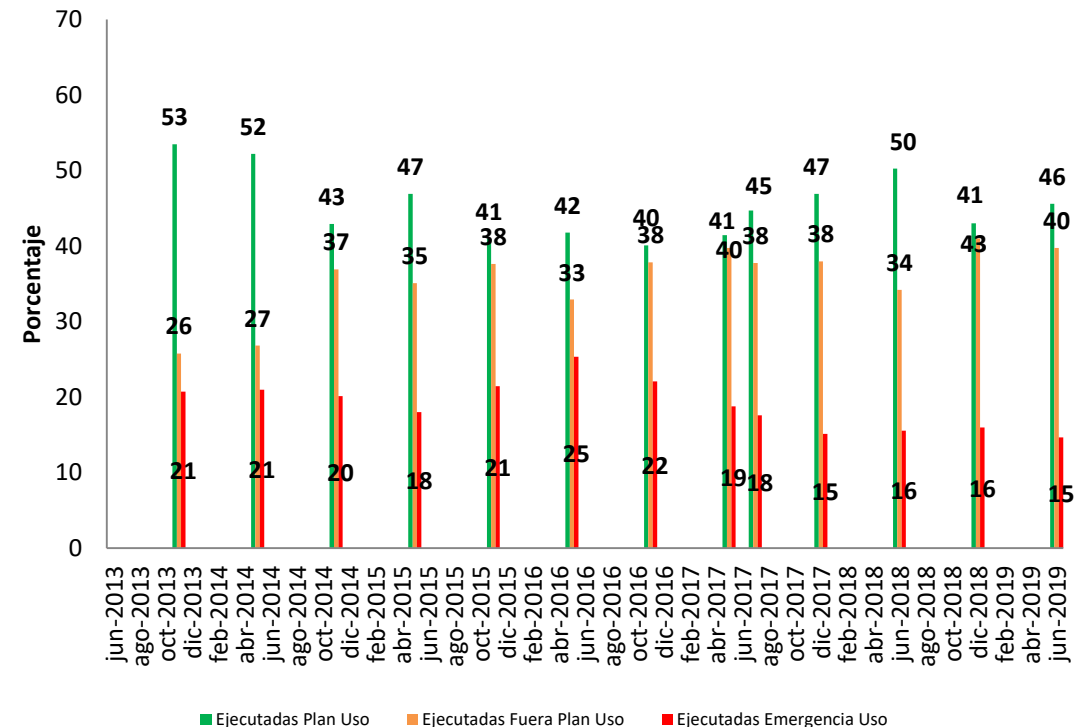


# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



## Indicadores Acuerdo CNO 963

- En términos generales se puede apreciar que:
  - ✓ El índice de adelanto y atraso de las desconexiones para el rango ajustado, se encuentra en un 85.14%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 85,89%, evidenciándose una disminución pero el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que la duración de las desconexiones estuvieron ajustadas.
  - ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por plan corresponde a 37.14%, 49.72% y 45.61% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 32.8 %, 37.56 % y 43.01 %, evidenciándose un aumento en los indicadores para los activos conexión, STR y Uso.
  - ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera de plan corresponde a 45.62%, 37.05% y 39.75% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 46.01 %, 46.48 % y 41.02 %, evidenciándose una disminución en los indicadores para los activos de conexión, STR y Uso.

## Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ Para los activos de conexión, STR y uso el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por Emergencia corresponde a 17.24%, 13.23% y 14.64% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 21.18 %, 15.97 % y 15.97 %, evidenciándose una disminución en los indicadores de los activos de conexión, STR y Uso.
- ✓ El índice del porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango entre 1.22 % y 4.43% dependiendo del tipo de activo. El valor del indicador en el anterior semestre estuvo en el rango de 0.39 % y 13.64%, por tanto se aprecia una disminución en el indicador.
- ✓ Con respecto a las 3616 consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento con respecto a las 3213 consignaciones ejecutadas en el semestre anterior.

