

A photograph of a city skyline at sunset, with buildings illuminated and a warm orange glow in the sky. The image is partially obscured by a large orange and purple geometric overlay.

Informe Centro Nacional de Despacho para el CNO

Documento XM-CND-015

Jueves, 06 de agosto de 2020



Contenido

Variables del SIN

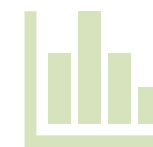


Demanda del SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

Varios



Indicadores de Operación



Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo



Situación operativa

Evento Valledupar
Estado restricciones
Características subestaciones
Análisis corto circuito
Cruces de circuitos

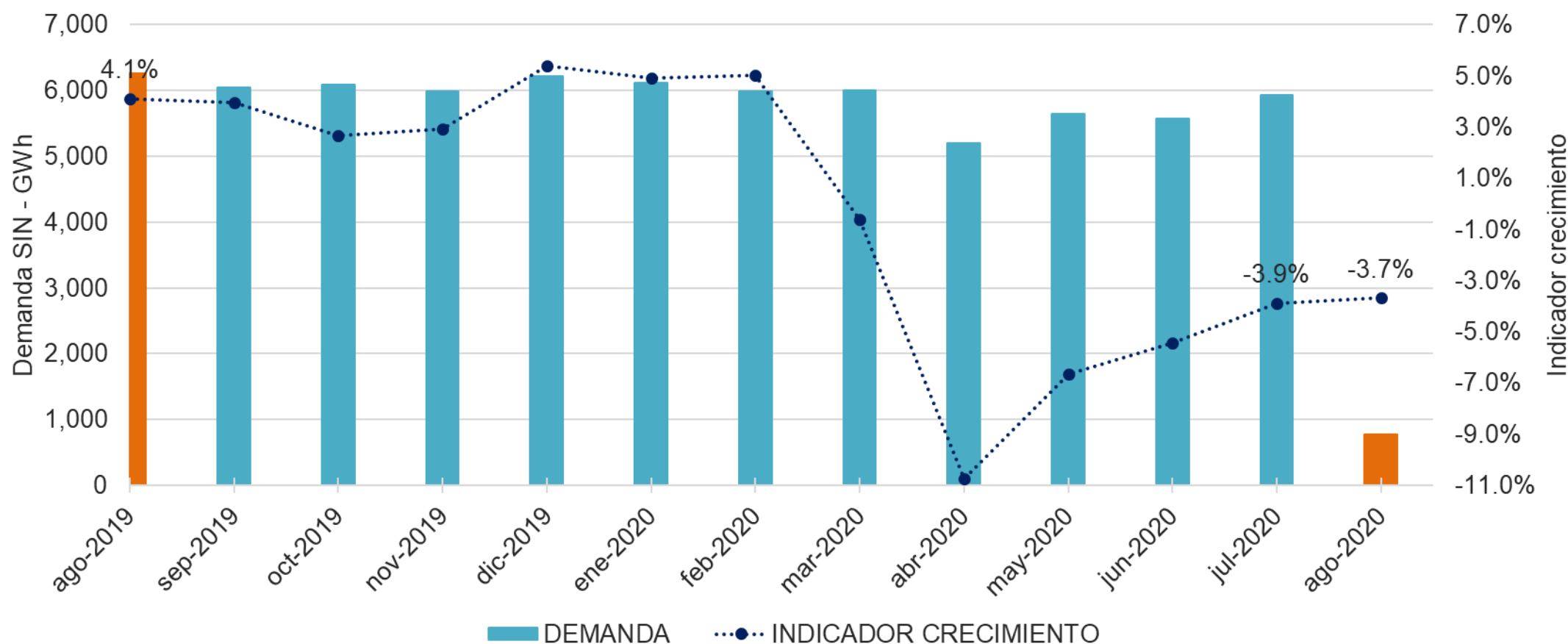


Variables del SIN

Demanda
Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



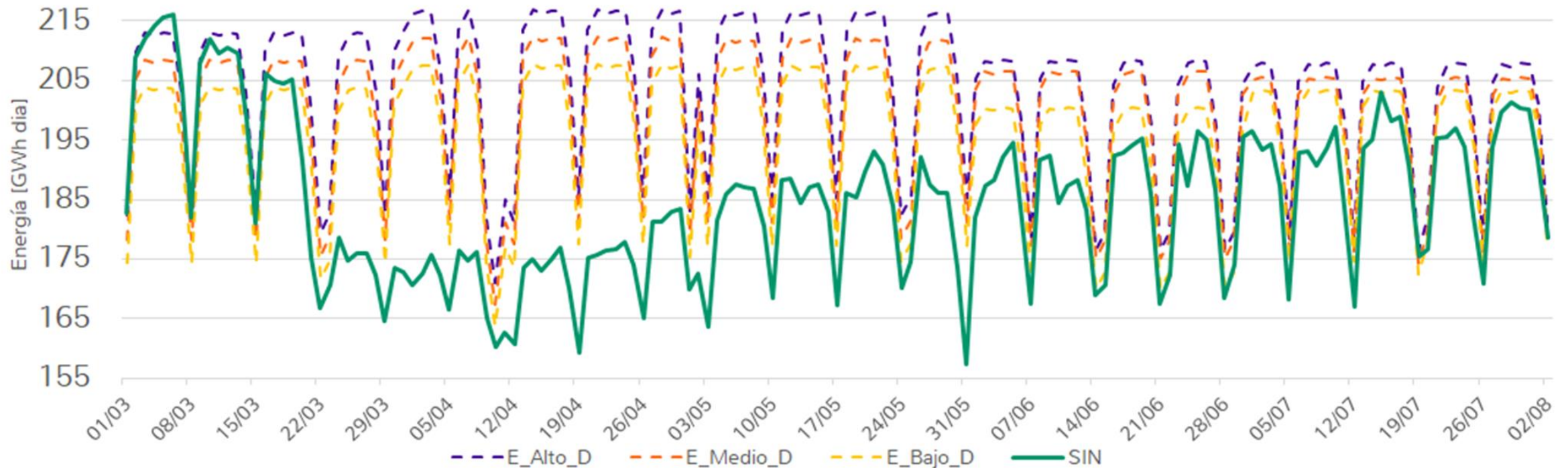
Se destaca que, hasta el 14 de marzo, la demanda del SIN venía con crecimiento del 5.7% con respecto al mismo mes del año anterior

Con la situación nacional, el indicador acumulado de crecimiento de marzo a julio es negativo. Agosto presenta un crecimiento negativo de -3.7% (Comportamiento en V)

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

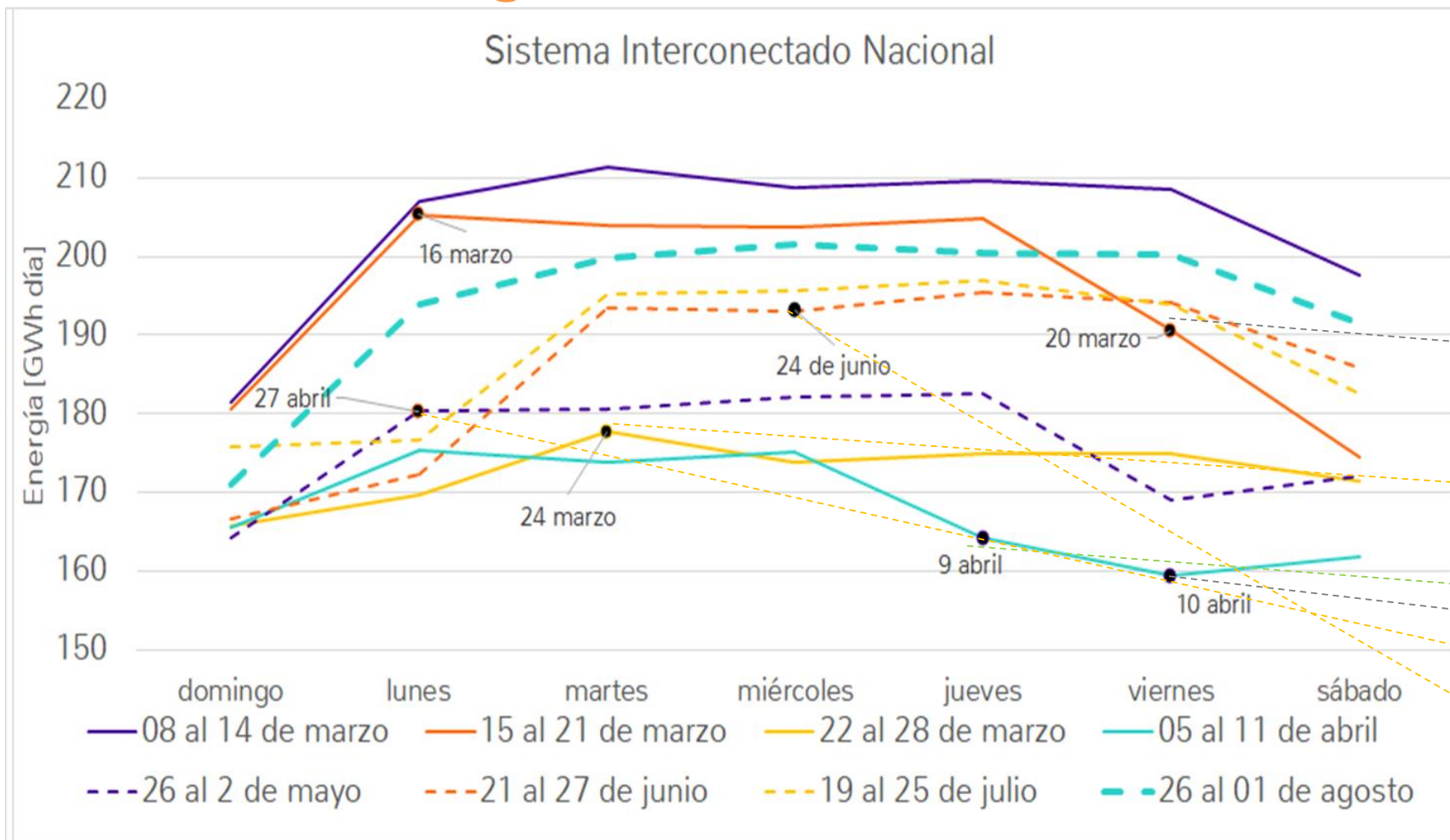


Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8% en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.3% y en lo que va corrido de agosto un -1.0%

Seguimiento Demanda Nacional



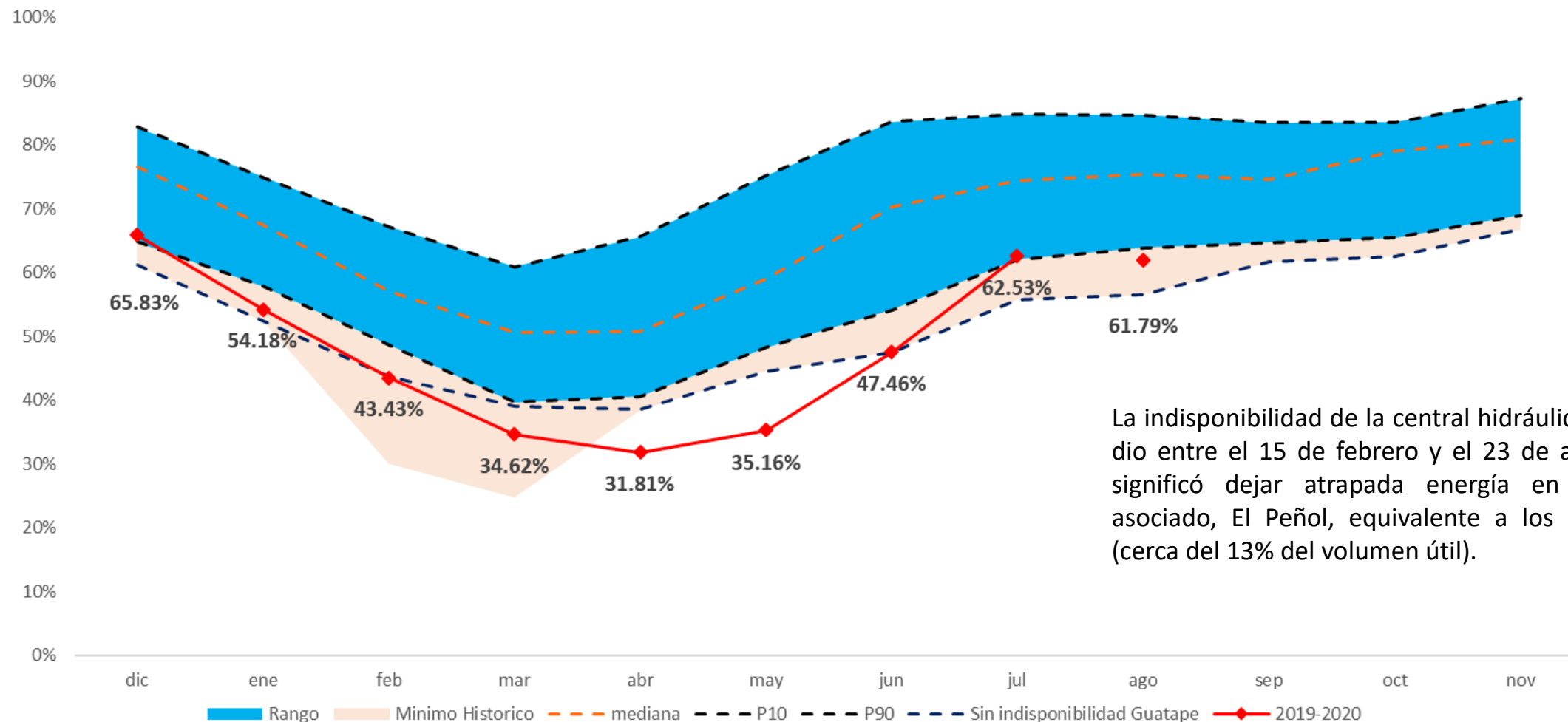
- Marzo 15: Medidas de protección a los estudiantes: suspensión de clases presenciales.
- Marzo 17: Se decreta Estado de emergencia.
- Marzo 18: Medidas de aislamiento preventivo para mayores de 70 años.
- Marzo 20: Se realiza simulacro preventivo en Bogotá e Inicia Cuarentena por la vida en Antioquia, hasta el 24 de marzo.
- Marzo 24: Inicia Aislamiento Preventivo Obligatorio en todo el país, a partir de las 23:59 horas.
- Abril 9: jueves Santo
- Abril 10: viernes Santo
- Abril 27: inicio paulatino de las industrias
- 24 Junio: Evento Caribe

Del 16 al 19 de marzo se observa un cambio leve en la demanda derivado de las medidas iniciales de trabajo en casa para algunas personas en el país.

El 20 de marzo inician medidas de aislamiento preventivo en regiones como Cundinamarca, Antioquia, Meta, Risaralda, Santander, Tolima y Valle del Cauca (más del 60% de la demanda nacional) → se incrementa la reducción del consumo de energía en el país.

¿Cómo está la situación energética?

Reservas del SIN

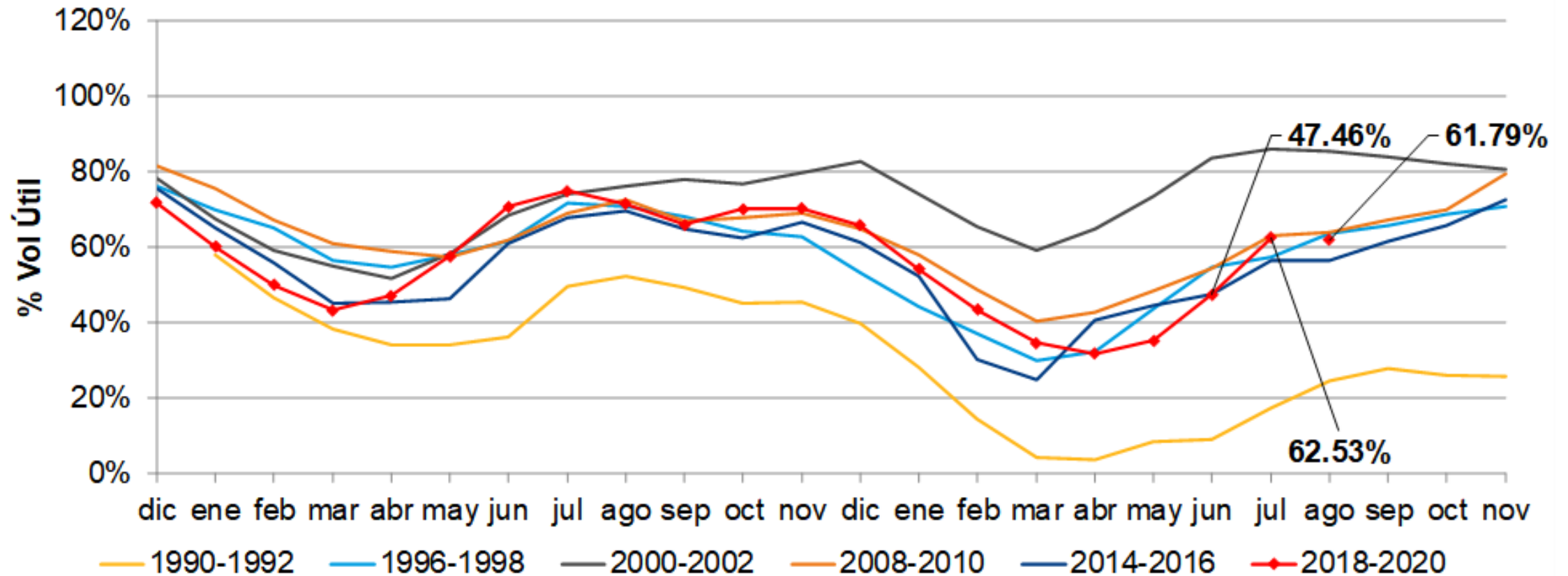


La indisponibilidad de la central hidráulica Guatapé se dio entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 2016, significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,232.6 GWh (cerca del 13% del volumen útil).

 Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

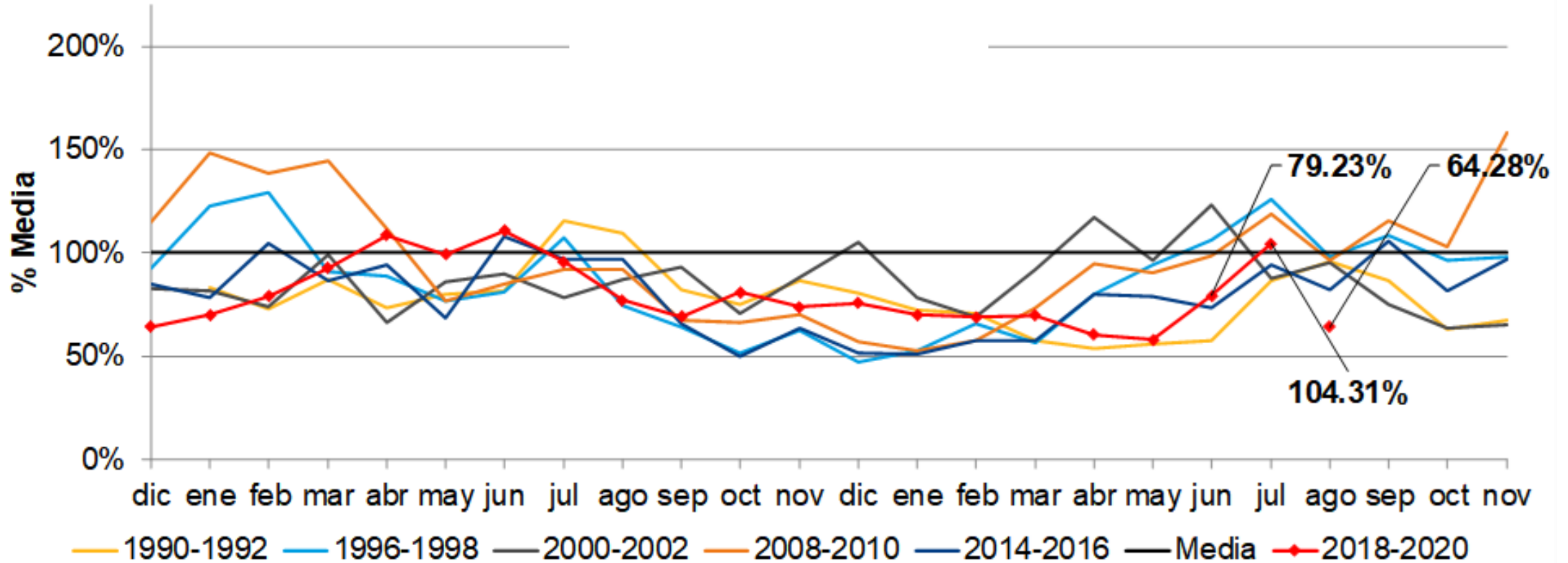


Información hasta el: 2020-08-05

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

Aportes hídricos

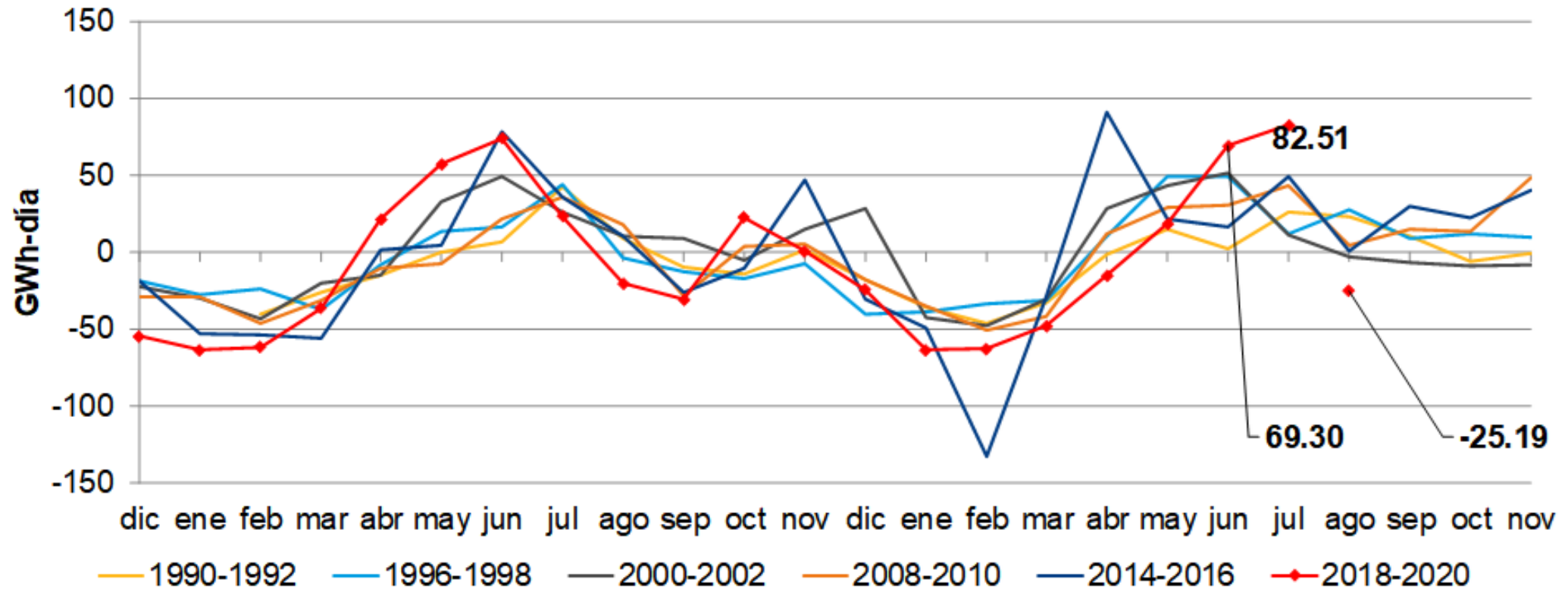


Información hasta el: 2020-08-05

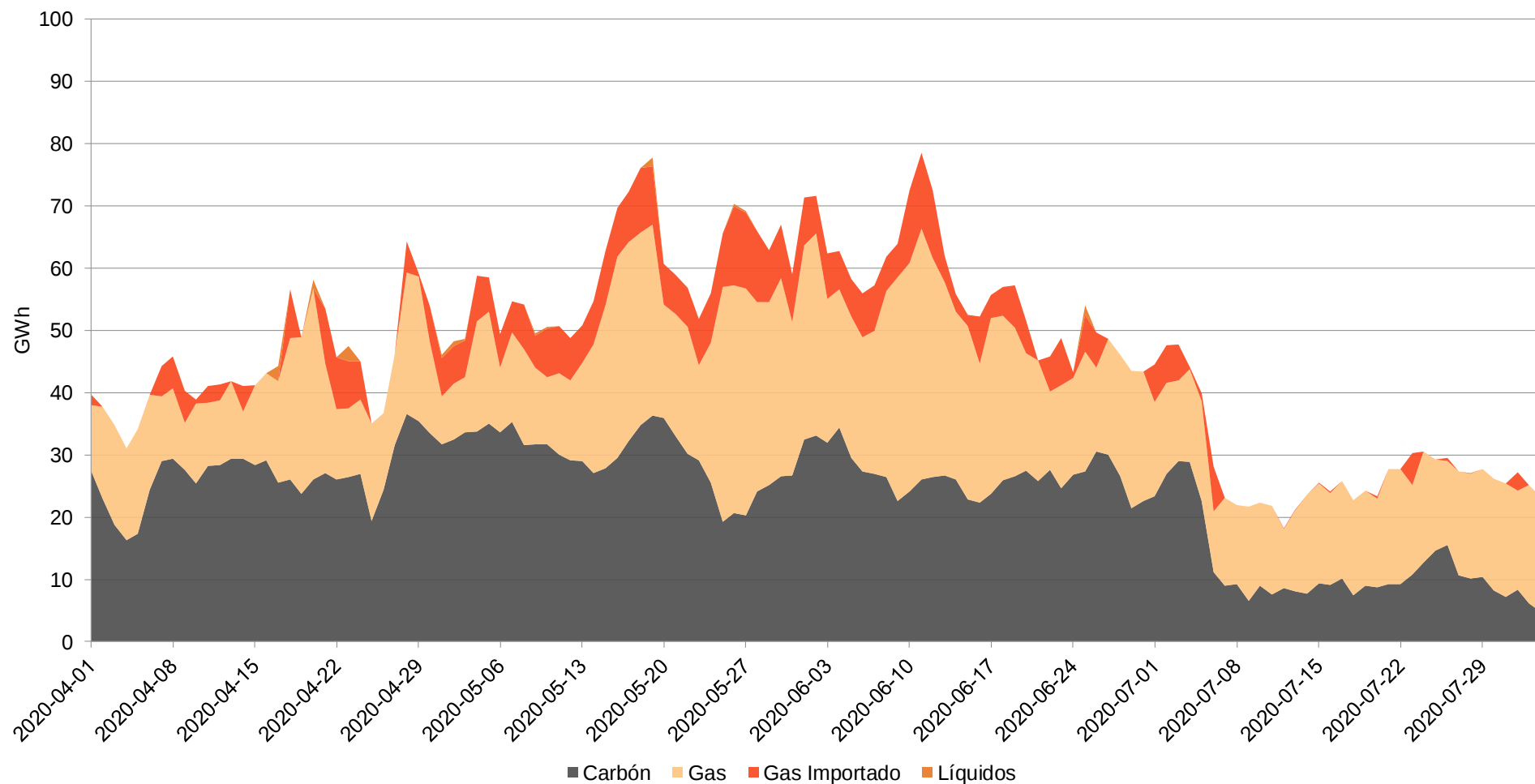
Tasa de Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio

SIN - Tasa de embalsamiento promedio



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente

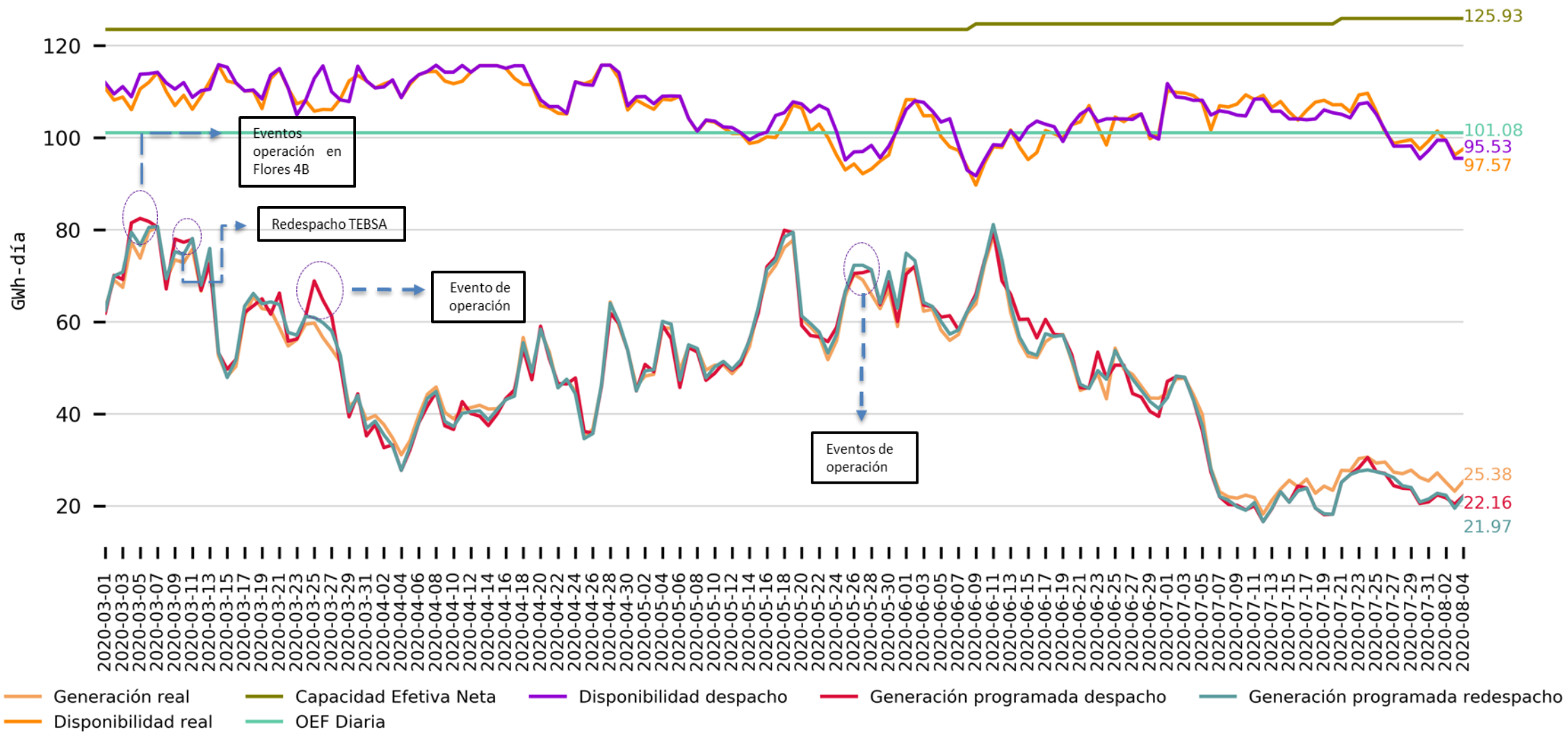


Información hasta el: 2020-08-04

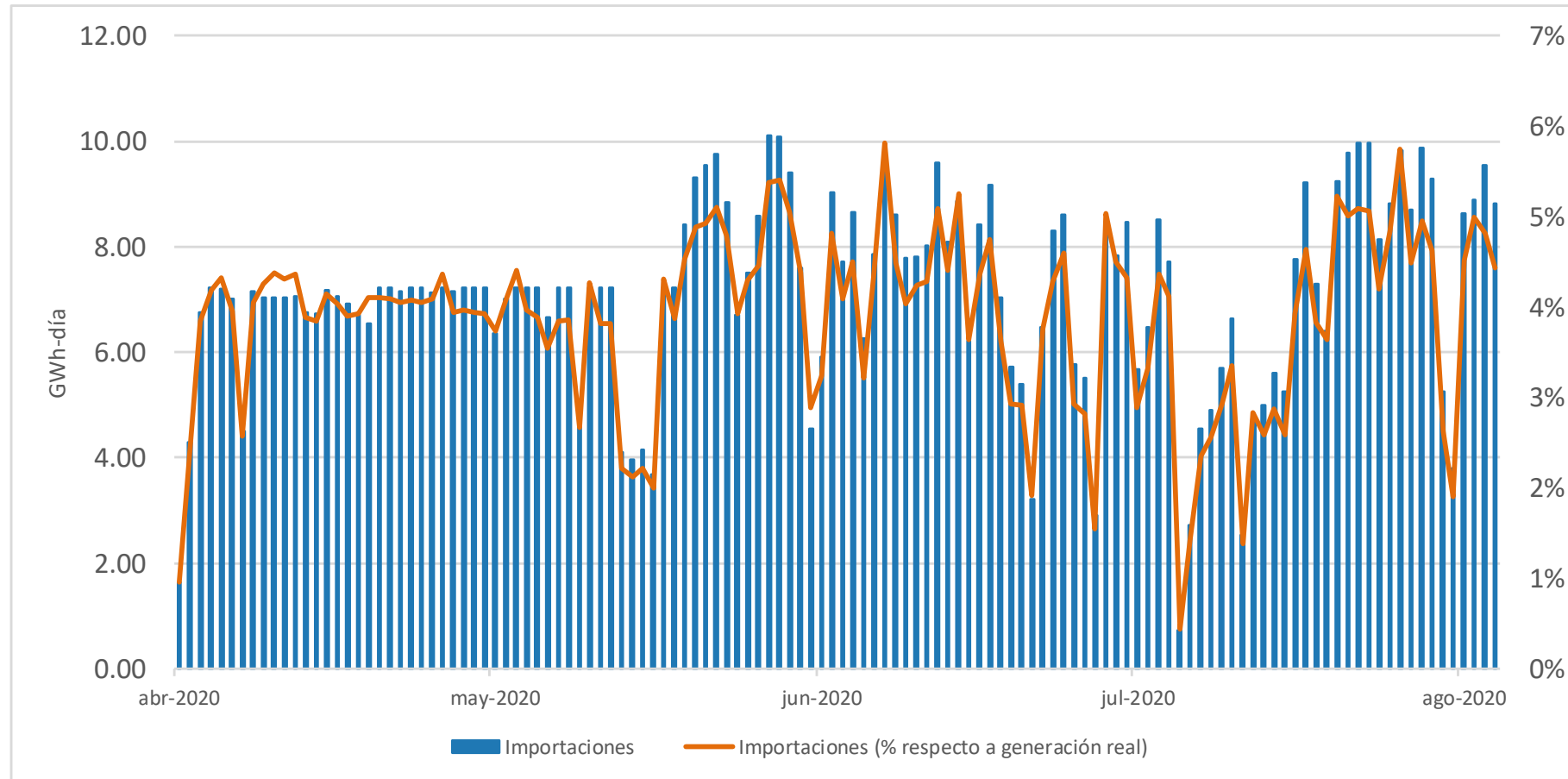
Información actualizada el: 2020-08-06

Y la generación térmica...

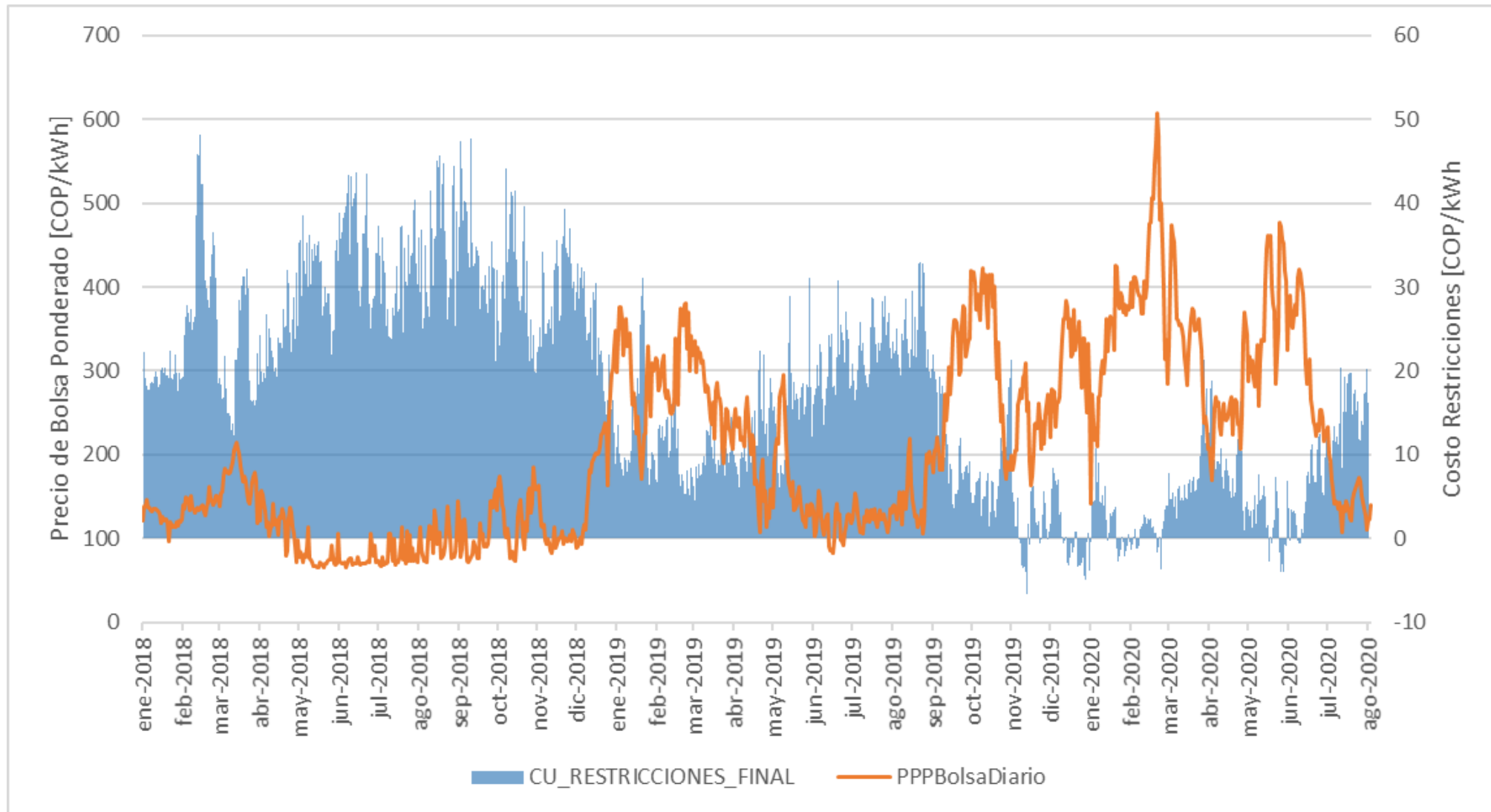
1 de marzo 2020 a 04 de agosto 2020



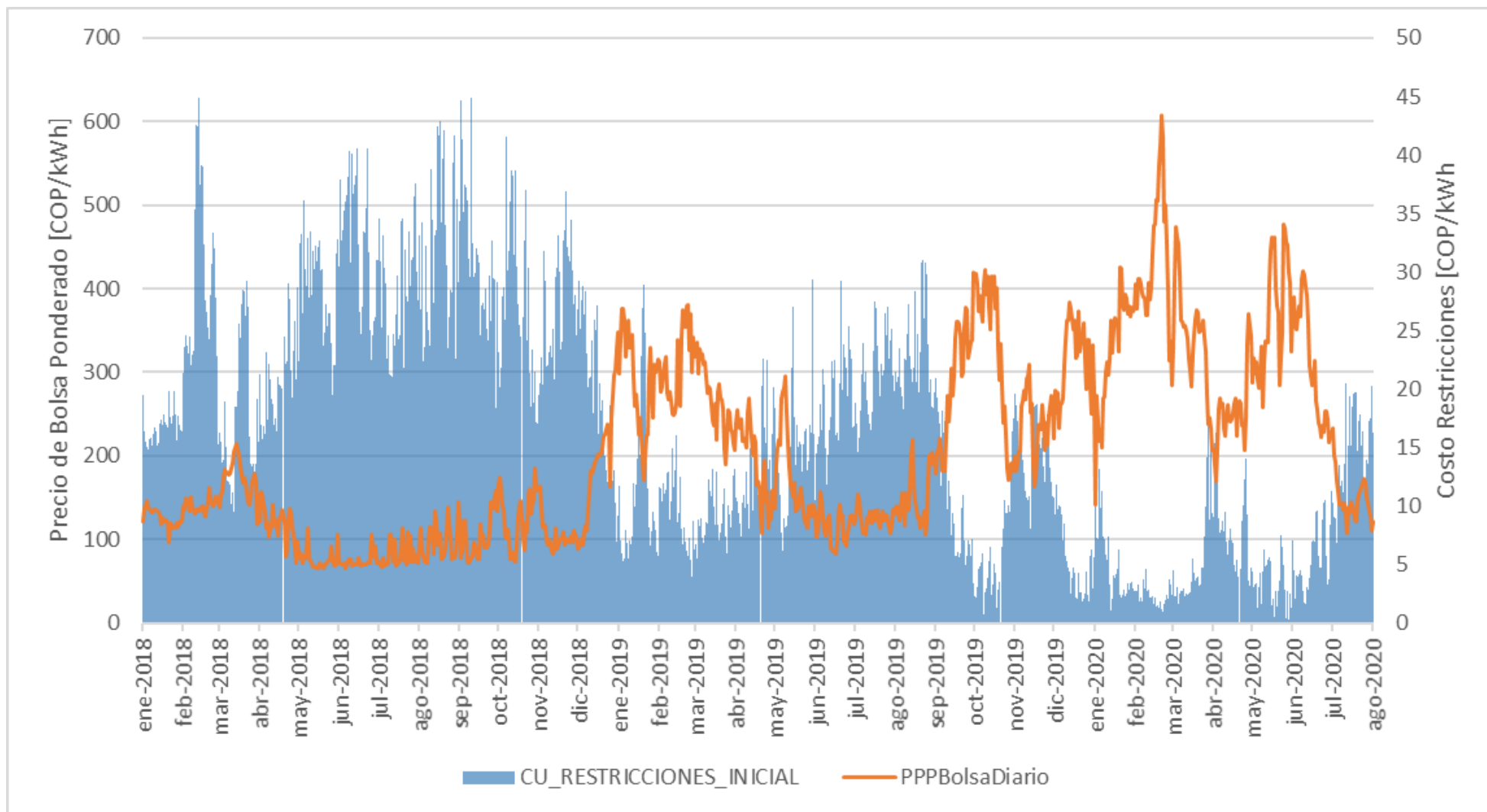
Importaciones de energía



Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Restricciones Iniciales vs Precio de Bolsa Nacional



Expectativas Energéticas

Mediano Plazo

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.



Condición Inicial Embalse

Agosto 03, 62.53%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en el primer año.
-Se ingresa para el presente análisis Latam Solar.
CEN=150 MW, FPO= 30-07-2021



Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para julio 2020.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.7 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: **UPME may/20** Disponibilidad reportada por agentes
-Se considera por fuera TermoCentro a partir de dic-2020. Solicitud realizada por ISAGEN indicando que no cuenta con el combustible para su operación
- Mantenimiento en planta de regasificación del 3 al 7 de octubre de 2020 ☐ Afecta disponibilidad de Tebsa, Barranquillas, Termoflores y Termocandelaria.
-Mantenimiento en Cusiana, afecta la disponibilidad de Termocentro del 7 de julio al 8 de agosto.



El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

9 Escenarios

Caso 1. Demanda A+ Hidrología 1

Caso 2. Demanda A+ Hidrología 2

Caso 3. Demanda A+ Hidrología 3

Caso 4. Demanda B+ Hidrología 1

Caso 5. Demanda B+ Hidrología 2

Caso 6. Demanda B+ Hidrología 3

Caso 7. Demanda C+ Hidrología 1

Caso 8. Demanda C + Hidrología 2

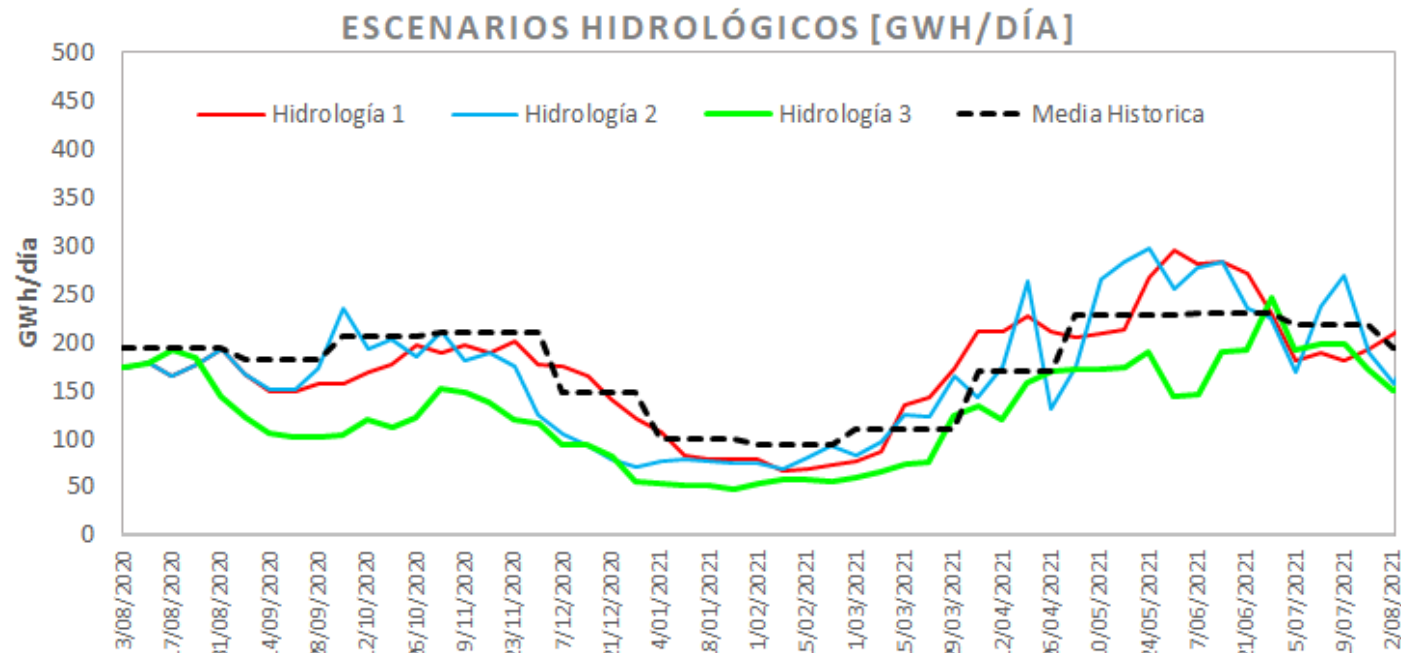
Caso 9. Demanda C+ Hidrología 3

Hidrología

Hidrología 1. Agosto a septiembre 2020, hidrología histórica del periodo julio-septiembre 2018. Desde octubre 2020 hasta junio 2022, hidrología histórica del periodo octubre 2001- junio 2003.

Hidrología 2. Agosto 2020 a junio 2022, hidrología histórica del periodo julio 2018 – junio 2020

Hidrología 3. Agosto a agosto 2020, hidrología histórica del periodo julio-agosto 1982. Desde septiembre 2020 hasta junio 2022, hidrología histórica del periodo septiembre 2015-junio 2017.



Escenarios analizados

9 Escenarios

Caso 1. Demanda A+ Hidrología 1

Caso 2. Demanda A+ Hidrología 2

Caso 3. Demanda A+ Hidrología 3

Caso 4. Demanda B+ Hidrología 1

Caso 5. Demanda B+ Hidrología 2

Caso 6. Demanda B+ Hidrología 3

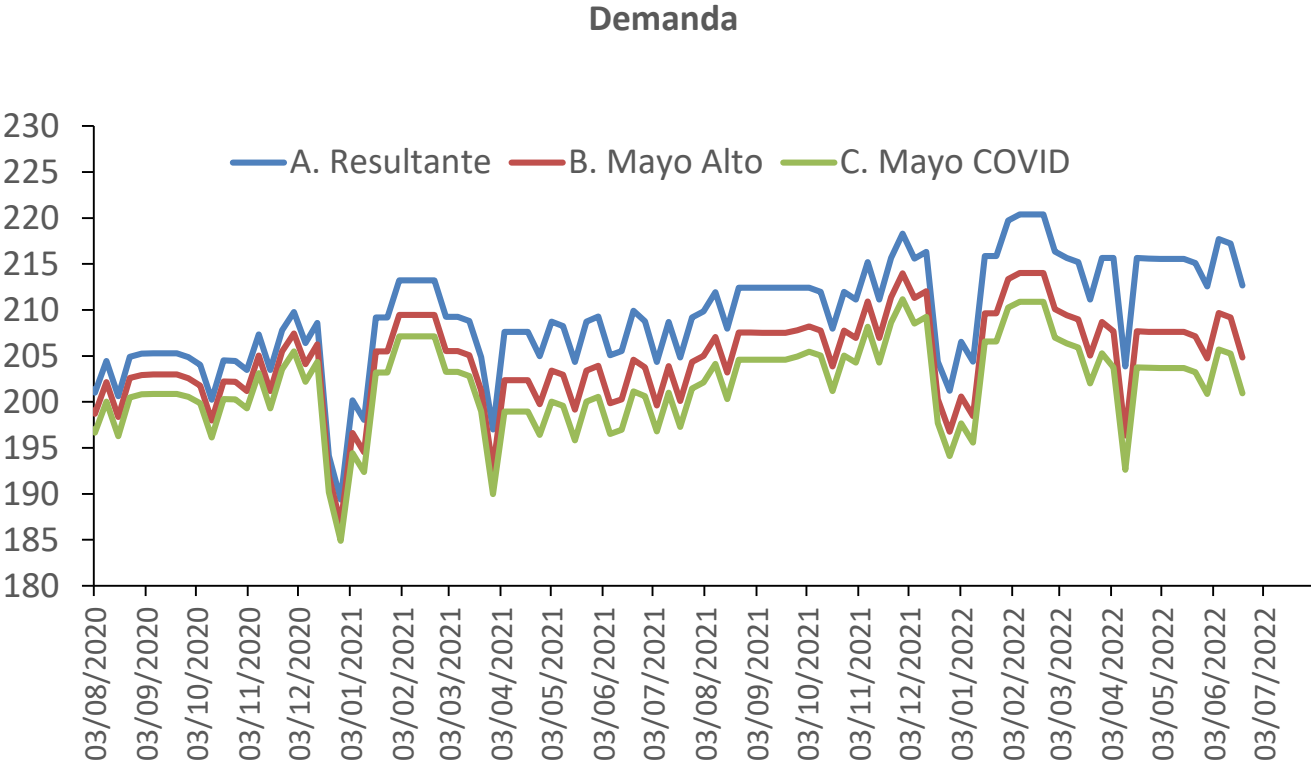
Caso 7. Demanda C+ Hidrología 1

Caso 8. Demanda C+ Hidrología 2

Caso 9. Demanda C+ Hidrología 3

Demanda

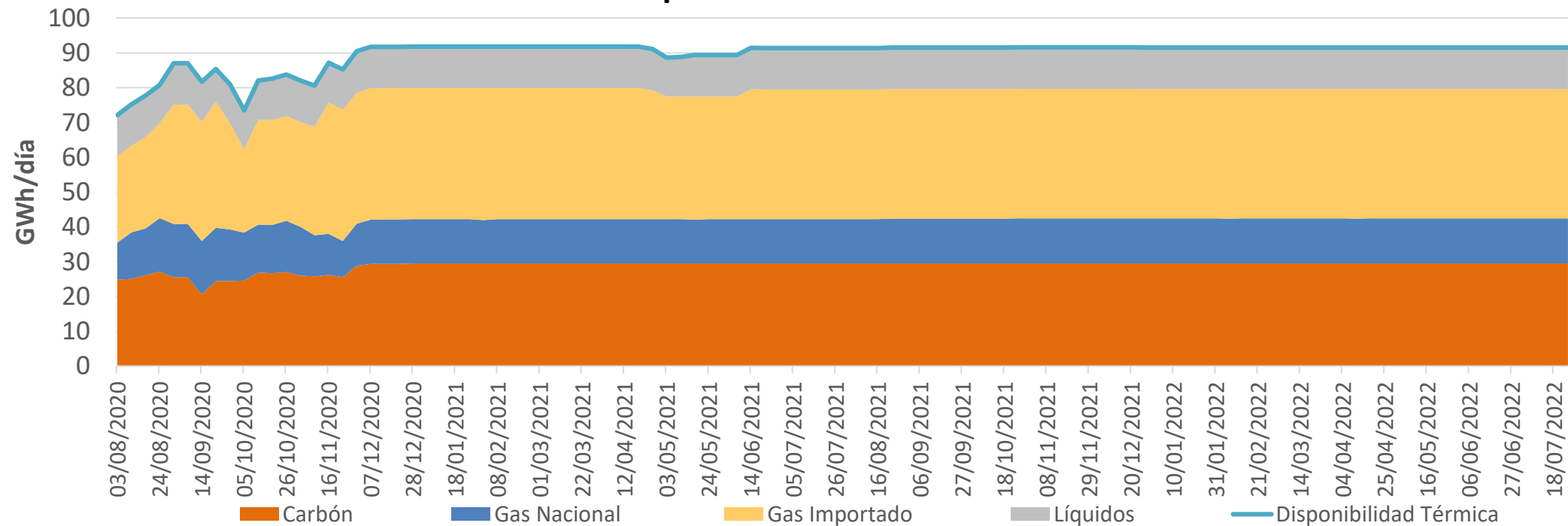
	Todo el horizonte
A	Escenario Resultante de la UPME
	Todo el horizonte
B	Escenario Mayo Alto de la UPME
	Todo el horizonte
c	Escenario Mayo COVID de la UPME



Disponibilidad máxima de generación térmica



Disponibilidad Térmica



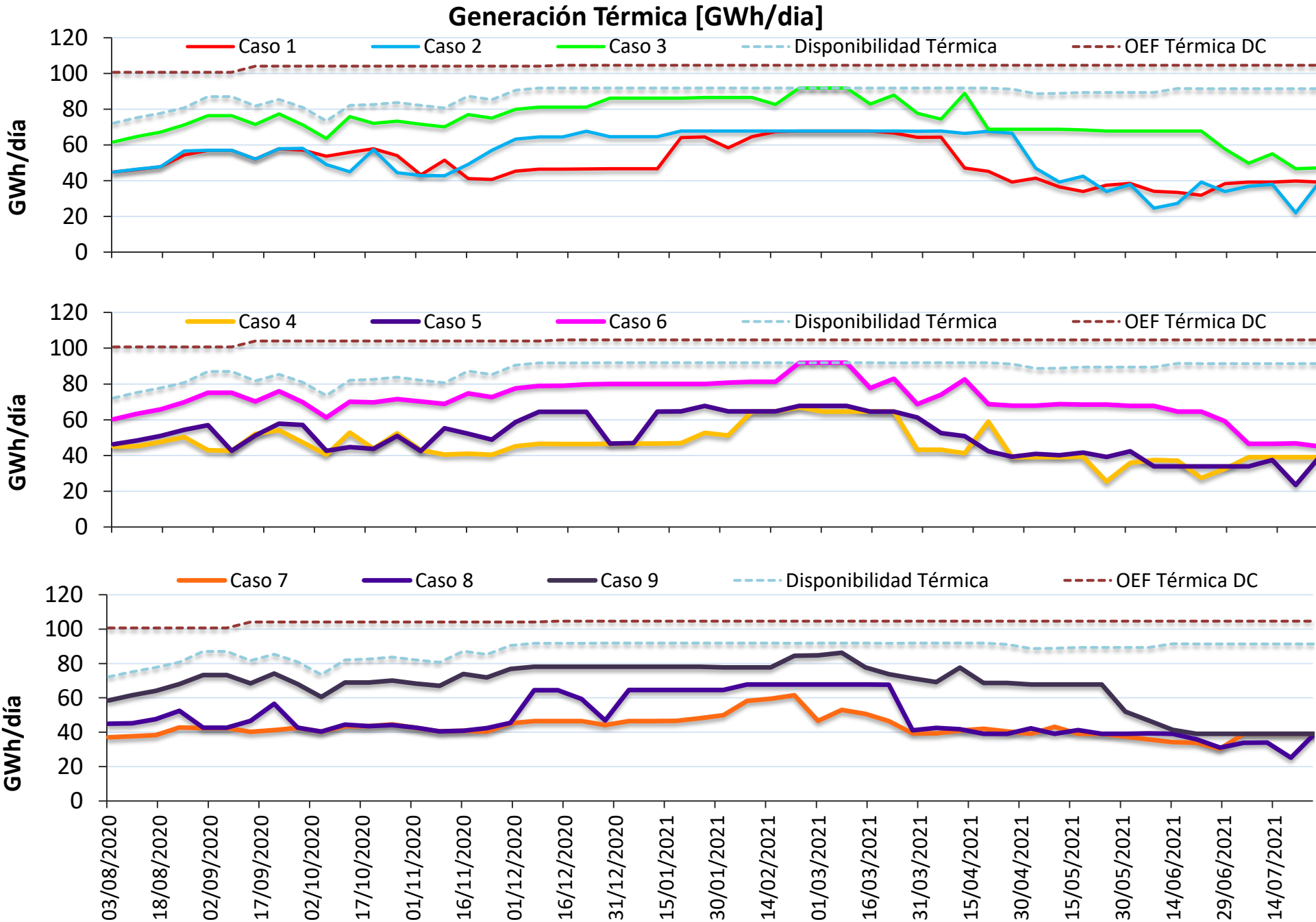
Periodo	Promedio [GWh/día]				
	Gas Importado	Gas Nacional	Líquidos	Carbón	Disponibilidad térmica
Ago-nov 2020	30.81	13.71	11.52	25.44	81.49
Dic-abr 2021	37.67	12.73	11.91	29.44	91.75

Se obtiene del modelo energético a partir de la potencia de cada recurso teniendo en cuenta los **programas de mantenimientos, índices de indisponibilidad de generación y disponibilidad de combustible.**

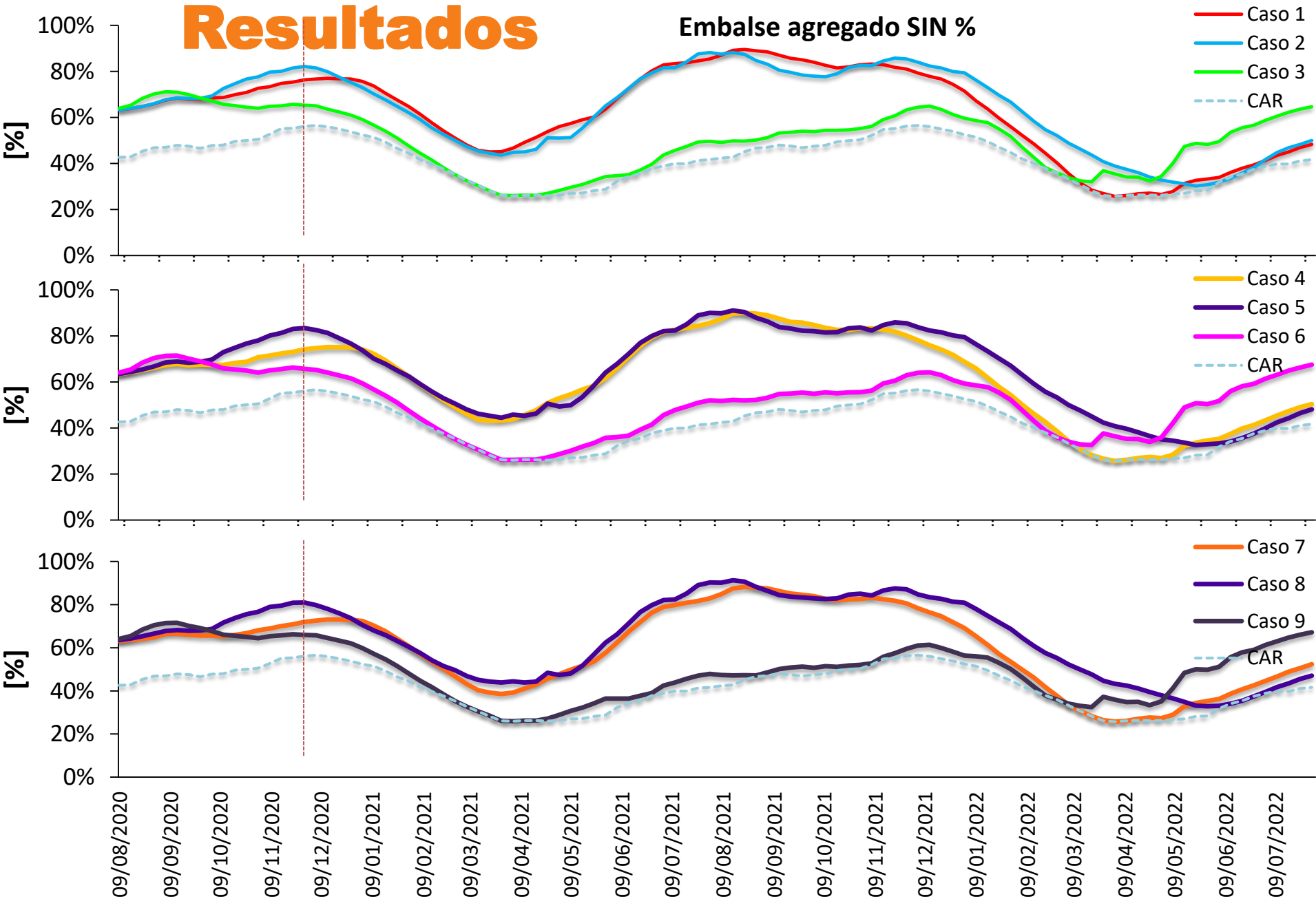


Resultados

Caso	Generación térmica promedio [GWh/día]	
	Agos-Nov 2020	Dic-Abr 2021
1	51	56
2	51	67
3	72	83
4	46	53
5	50	60
6	70	80
7	41	47
8	45	58
9	68	77
Disponibilidad Térmica	81	92



Caso	Inicio Verano 2020-2021
1	76%
2	82%
3	65%
4	74%
5	83%
6	66%
7	72%
8	81%
9	66%



Conclusiones y recomendaciones



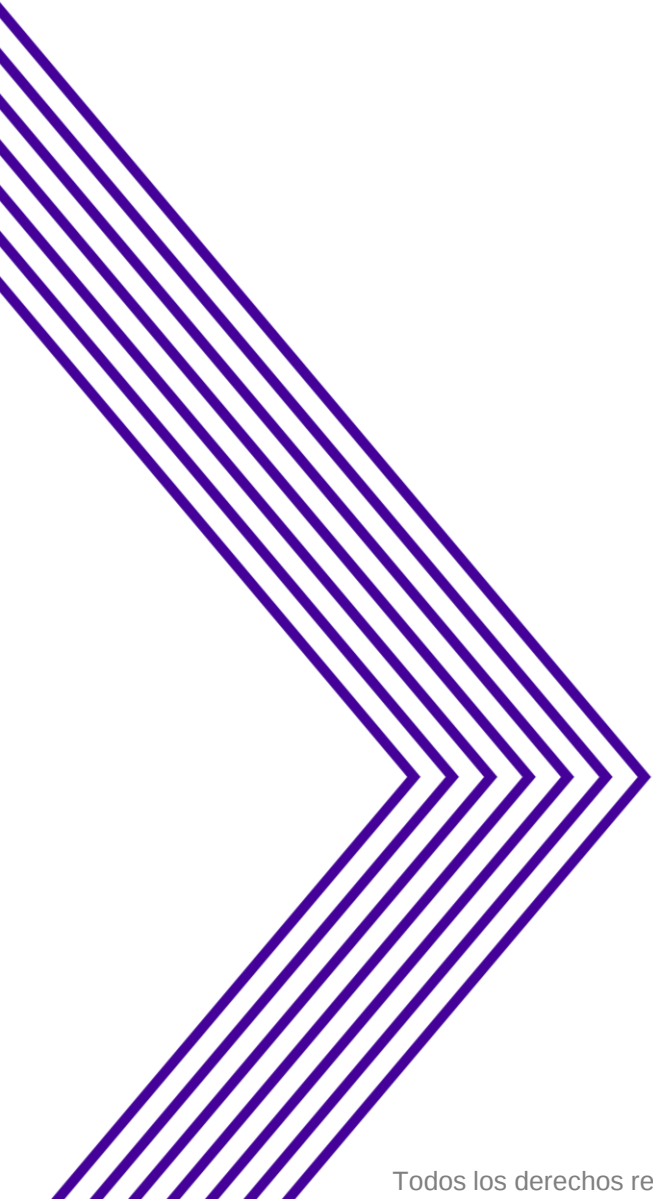
Con los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente. Los análisis realizados no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia sobre elementos de la infraestructura del sector energético.

Previo al inicio del verano 2020-2021, ante condiciones de hidrología deficitaria y la mayor consideración de demanda, se requerirían 72 GWh/día promedio de generación térmica. Sin embargo, según el panorama climático indicado por IDEAM y las agencias internacionales el promedio de la generación térmica es cercano a 50 GWh/día. De acuerdo con información de los mantenimientos registrados se cuenta con la disponibilidad para alcanzar los valores indicados.

Desviaciones considerables en los supuestos considerados, conllevarían consigo la necesidad de medidas adicionales para garantizar la atención de la demanda con los niveles de confiabilidad requeridos, tales como: incentivar la entrada de autogeneración y cogeneración al sistema, esquemas de respuesta de demanda, entre otros, que permitan administrar adecuadamente la incertidumbre y los riesgos en la atención confiable de la demanda que se puedan presentar para el verano 2020-2021.



Situación Operativa



Evento Valledupar



Generalidades GCM



Demanda Colombia
9088 MW

Agentes (8)

RED

CELSIA COLOMBIA
ELECTRICARIBE
GEB
TRANSELCA
INTERCOLOMBIA

GENERACIÓN

EMGESA S.A.
GECELCA
TERMONORTE

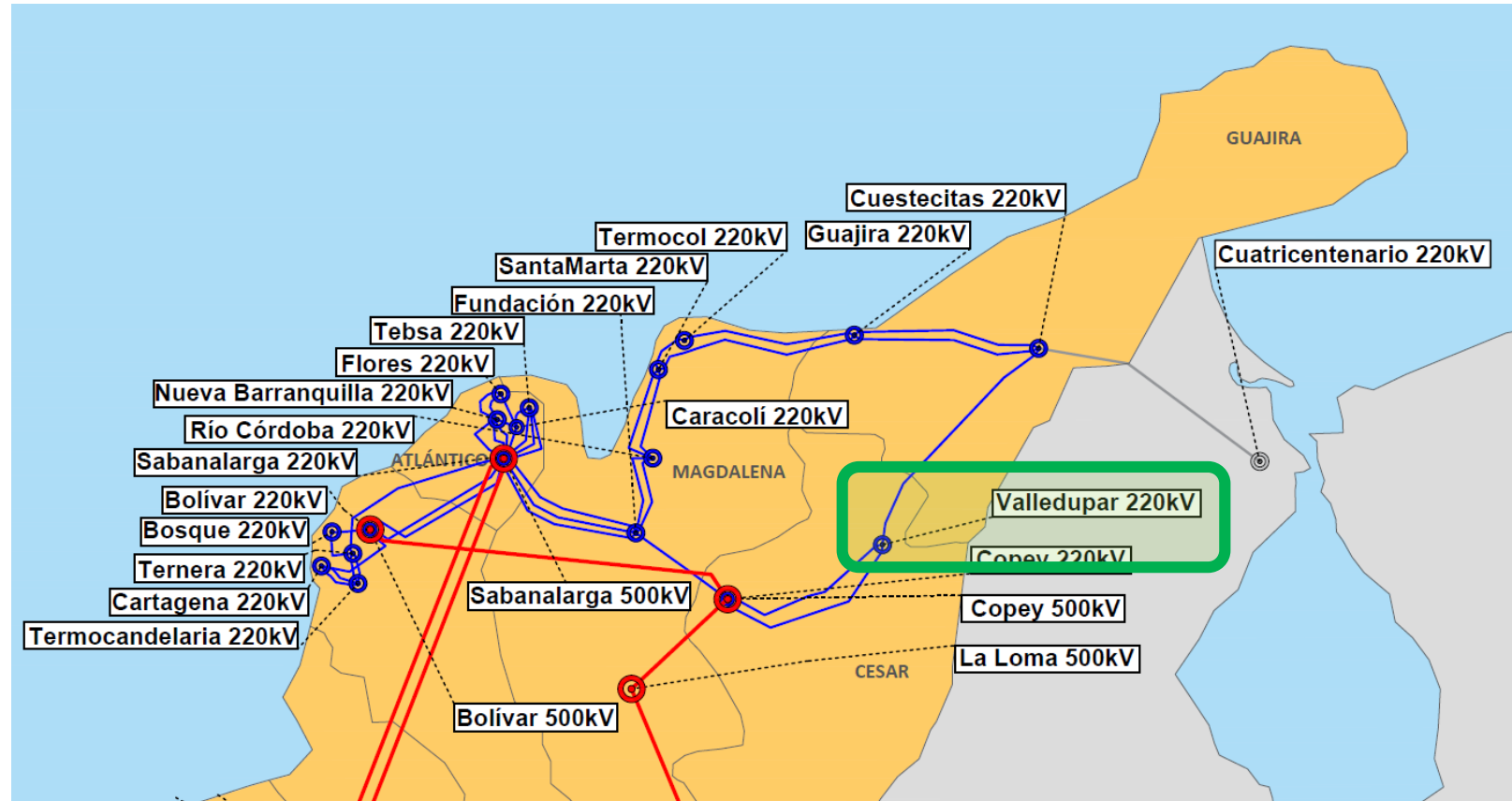
Generación (3)

UNIDAD	CEN (MW)*
GUAJIRA 1	145
GUAJIRA 2	145
TERMONORTE	88
SOLAR EL PASO	67

*Capacidad Efectiva Neta Combustible Principal ENFICC



Demanda Subestación
Valledupar 183 MW



Descripción de la falla

Los análisis del informe se realizaron con base en la información reportada por los agentes - Acuerdo CNO 787.

Hipótesis TRANSELCA:

Descarga atmosférica impactó la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV causando desprendimiento de conductores de líneas a 34.5 kV que cayeron sobre líneas a 13.8 kV, dañando equipos de servicios auxiliares en S/E Valledupar y provocando incendio.

Hipótesis ELECTRICARIBE:

Descarga atmosférica impactó la línea Valledupar - La Paz 34.5 kV, se afectaron los equipos de servicios auxiliares de la S/E Valledupar, se produce incendio que debilita los conductores de líneas a 34.5 kV, las cuales cayeron sobre líneas a 13.8 kV.

Se pierden los Servicios Auxiliares de la S/E Valledupar (situación no esperada ante falla externa a los servicios auxiliares), lo cual, deja no operativas las protecciones encargadas de despejar esta falla. Esta fue despejada por actuación de protecciones de respaldo en subestaciones adyacentes del STN cerca de los 11 minutos.

Se presenta daño en algunas bahías de línea, transformadores y salidas de circuitos de distribución en la S/E Valledupar 34.5 kV.

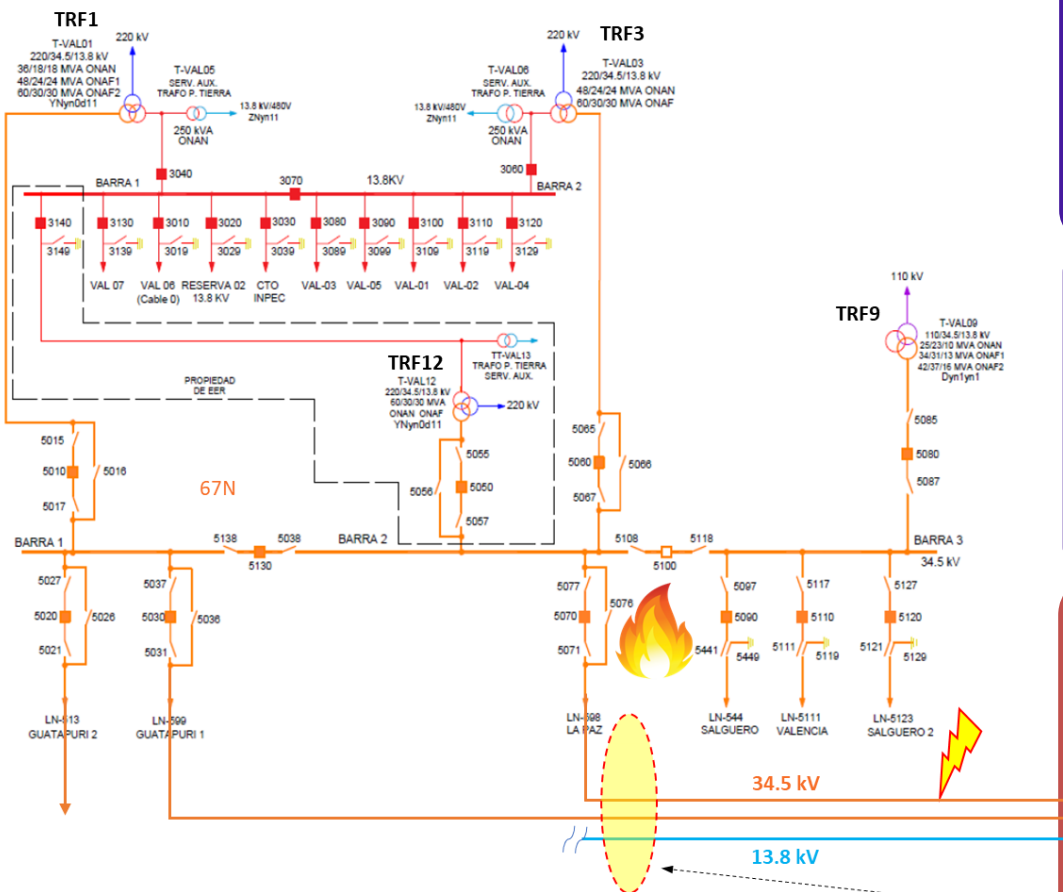
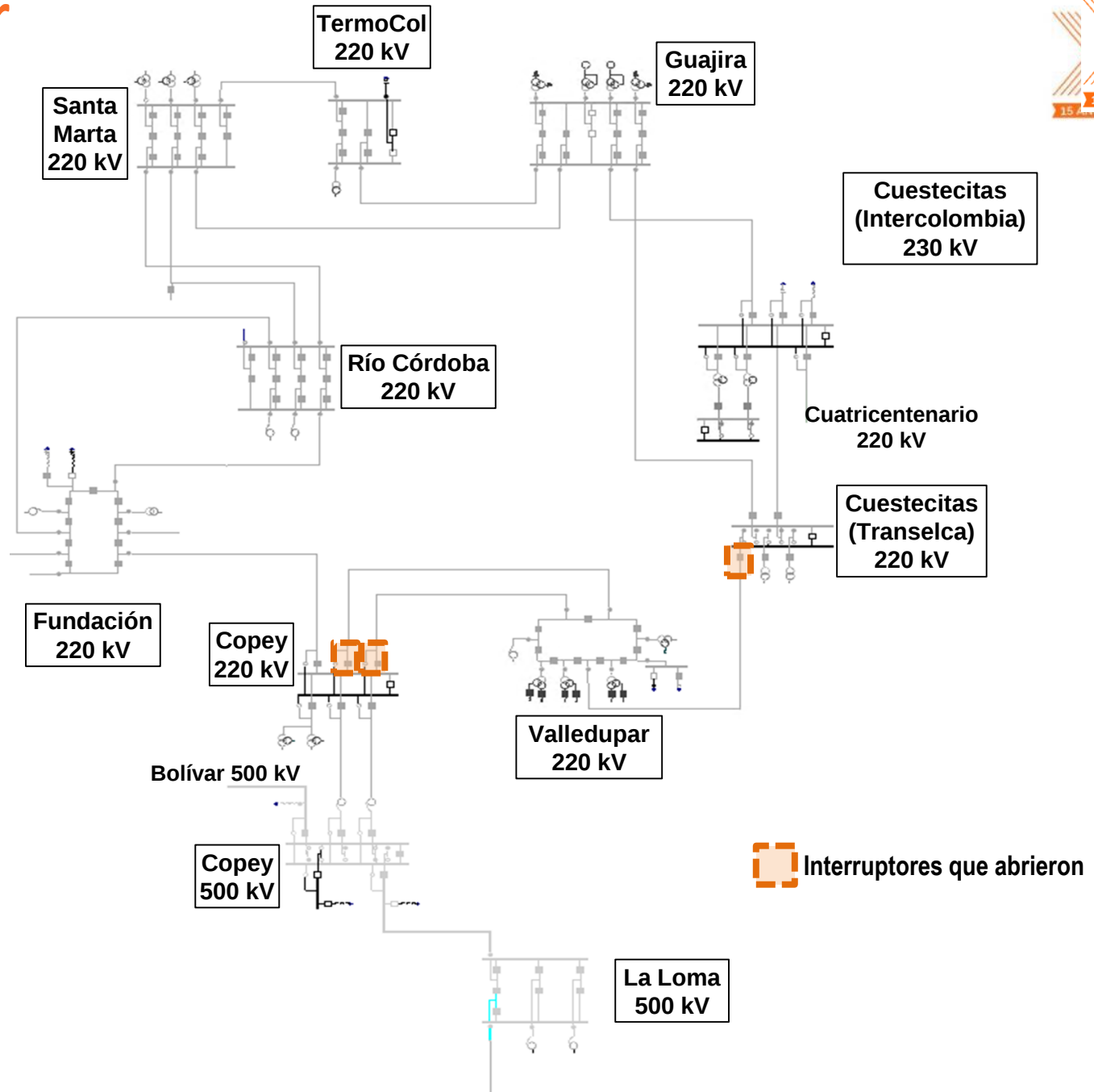


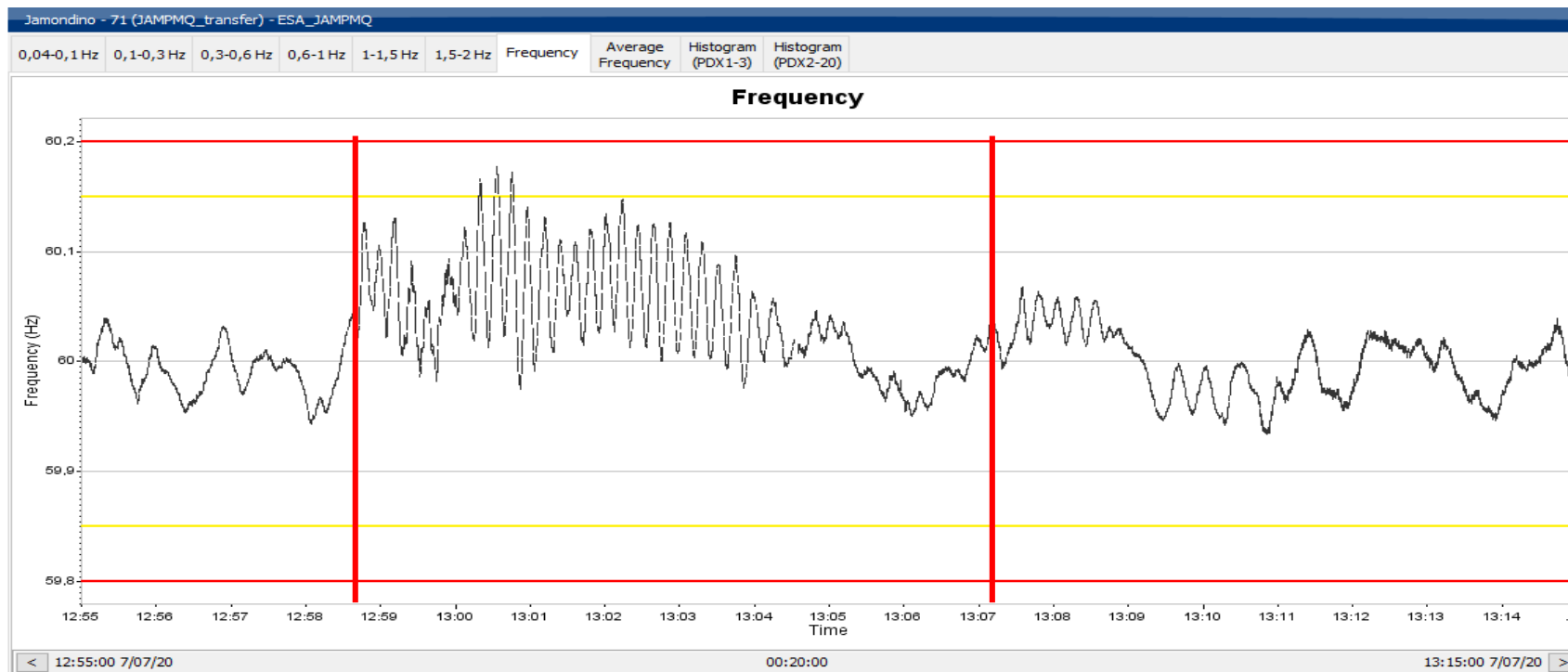
Diagrama unifilar

Municipios afectados:

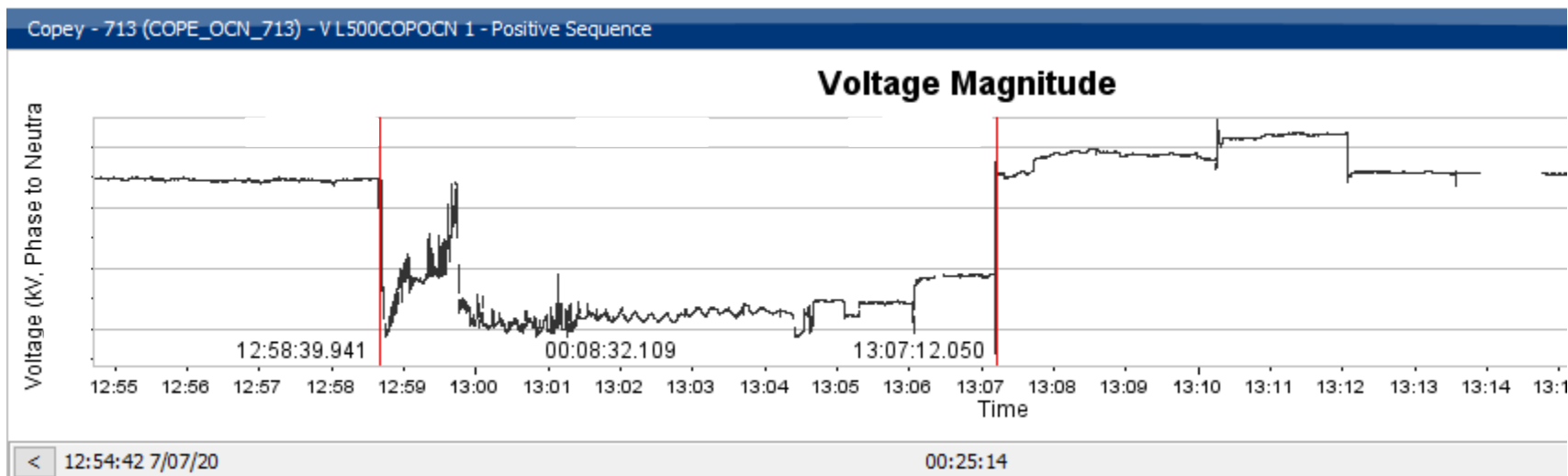
Valledupar, Agustín Codazzi,
Becerril, Curumaní, Chiriguana,
Yedrasca, La Jagua, La Paz,
Valencia, San Roque, San Juan,
Cañaveral, La Junta, Urumita, El
Molino, Villanueva, Fonseca,
Distracción, Salguero, Aguas
Blancas

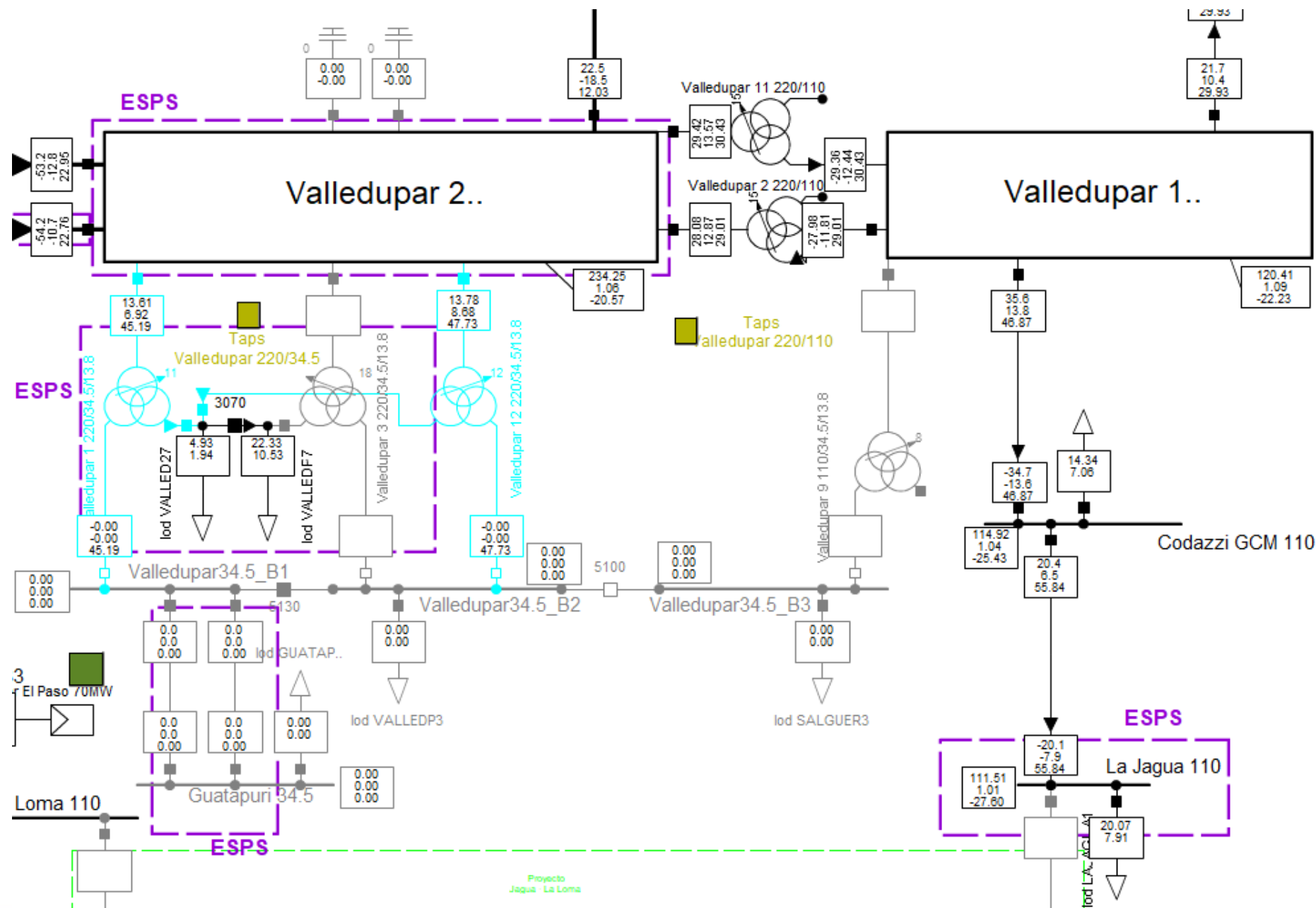


Frecuencia
SIN

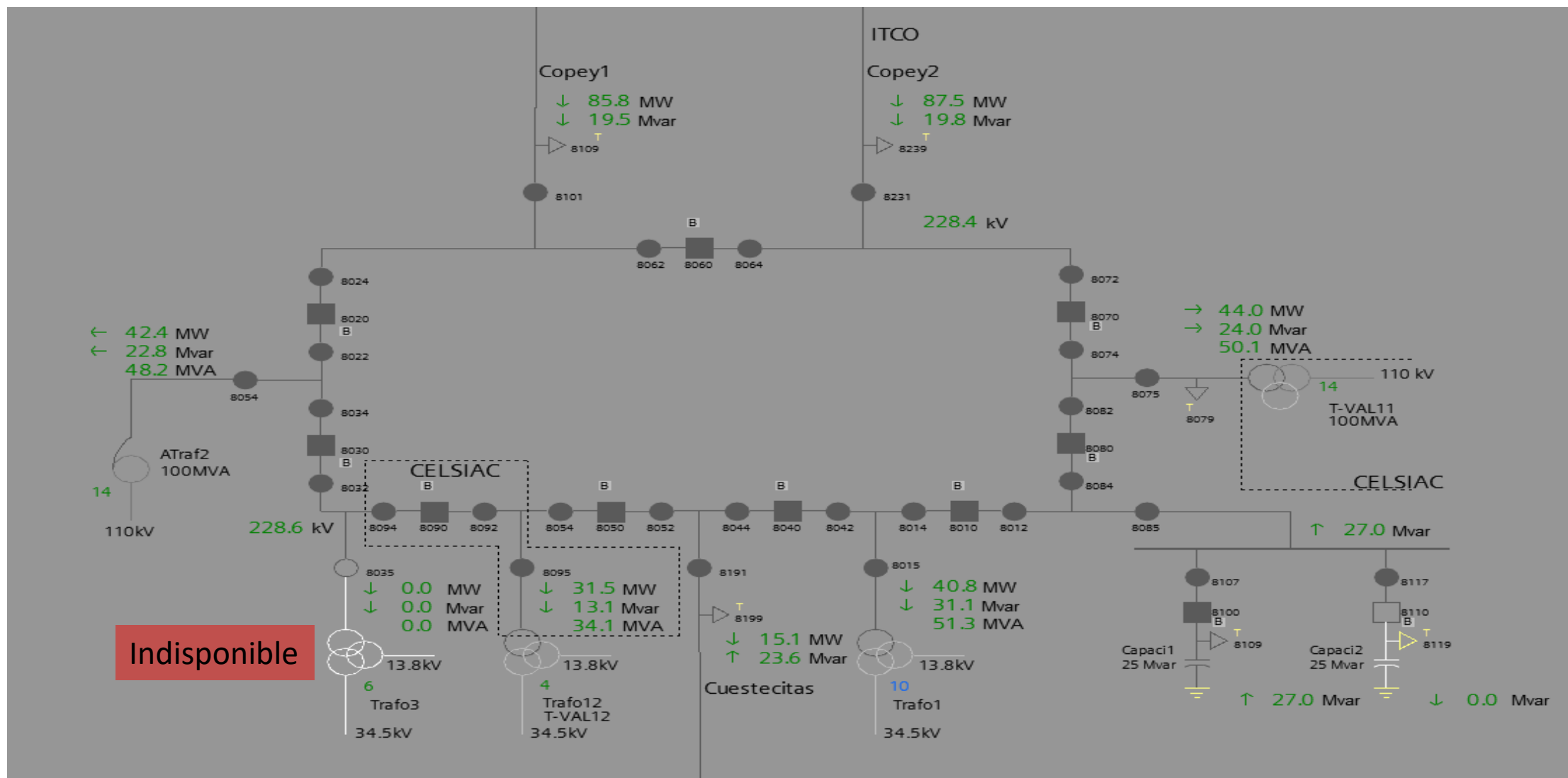


Tensión
Copey



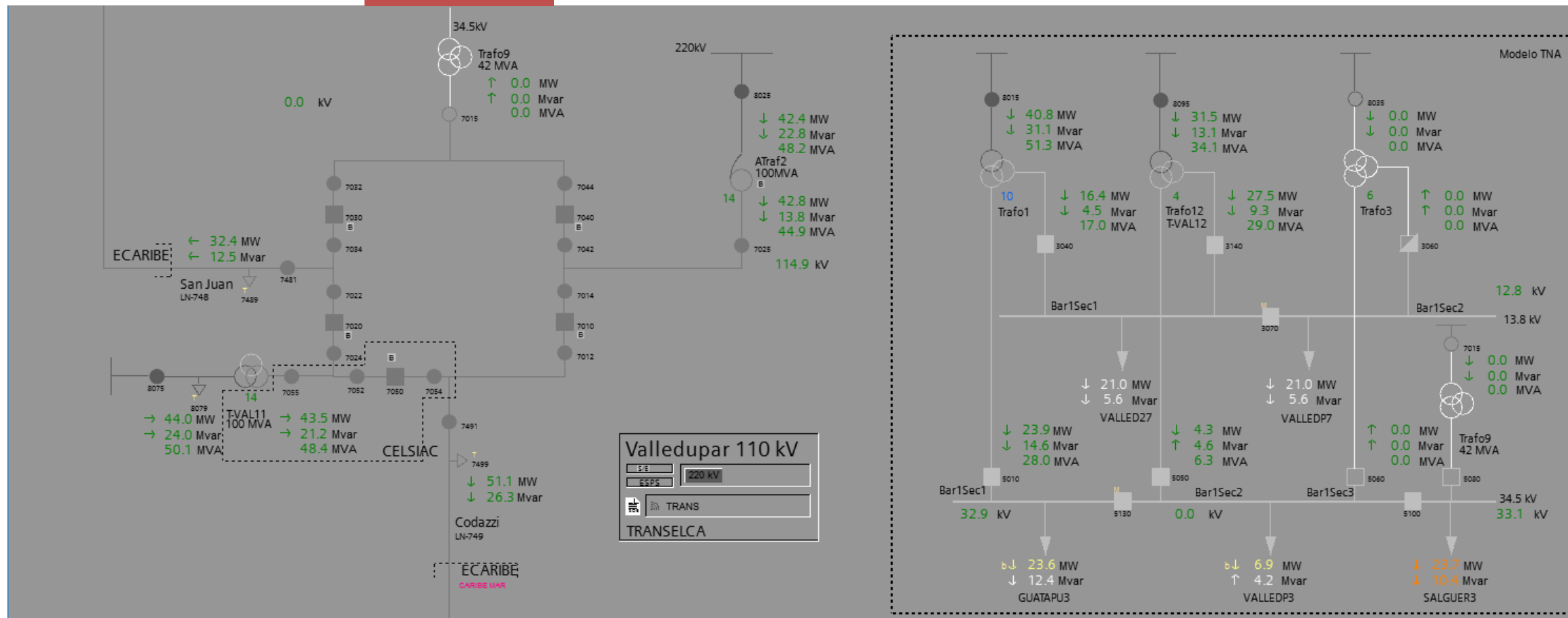


Valledupar 220 kV

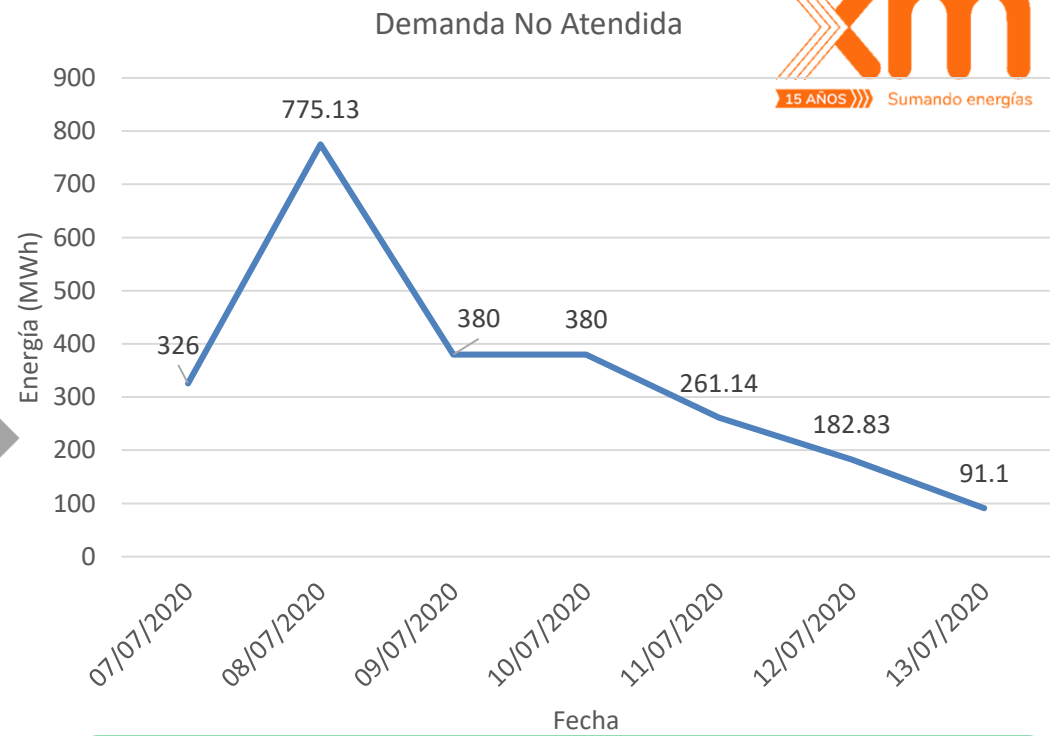


Valledupar 110 kV

Indisponible



Recuperación del servicio



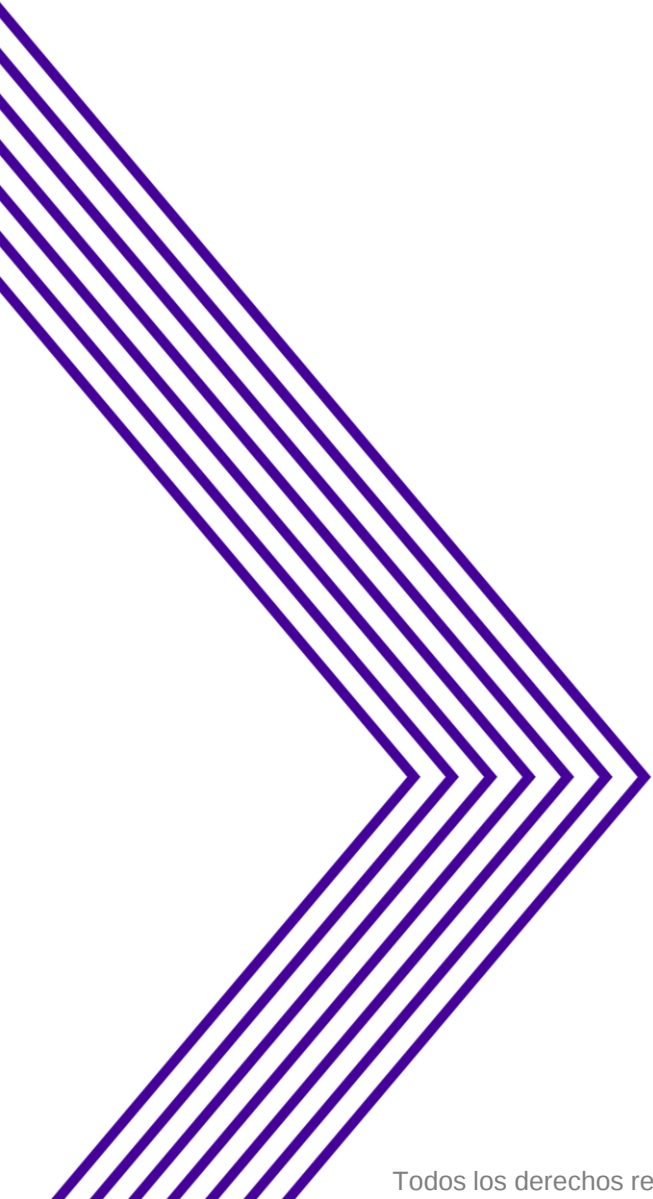
Quedaron indisponibles:
El transformador 3 220/34.5/13.8 kV
y,
el transformador 9 110/34.5 kV

El transformador 12 220/34.5/13.8 kV toma carga por 13.8 kV el día del evento y por 34.5 kV el 9 de julio a las 19:24 horas

El 13 de julio entran en servicio:
El transformador temporal 220/34.5/13.8 kV de 45 MVA y el transformador móvil 110/34.5 kV de 20 MVA

El 2 de agosto entra en servicio un nuevo Transformador 110/34.5 kV de 40 MVA.

El 23 de agosto se prevé entre en servicio un nuevo Transformador 220/34.5/13.8 kV de 120 MVA.



Estado Actual de Restricciones

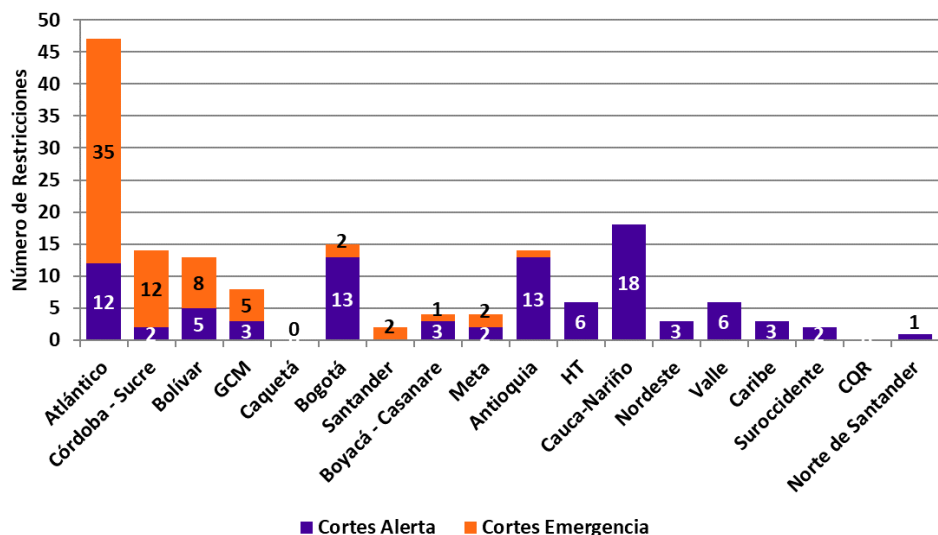


IPOEMP I 2020

Estado restricciones

IPOEMP II 2020

Estado de cortes del SIN



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

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

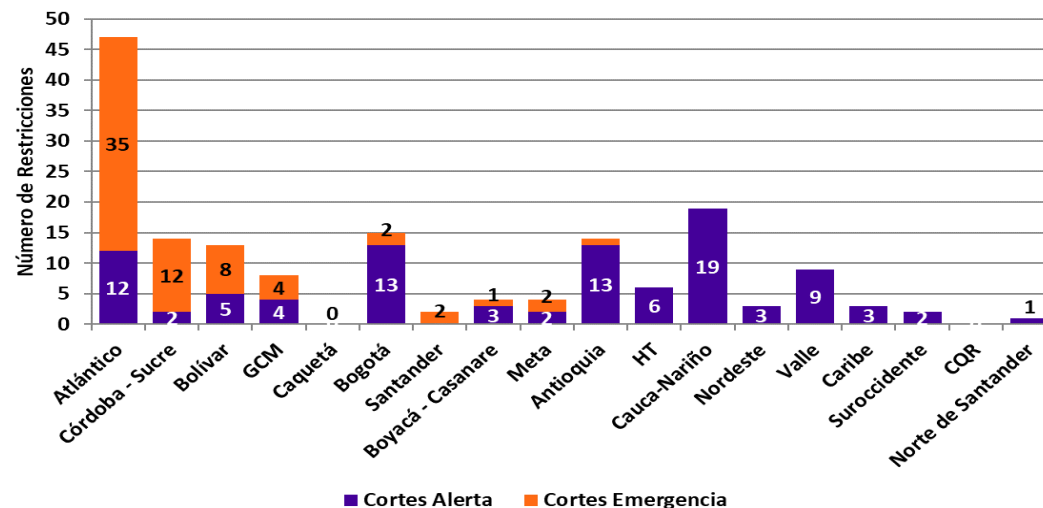
Valle: Aumenta 3 restricciones en estado de alerta

Cauca-Nariño: Aumenta 1 restricción en estado de alerta

160

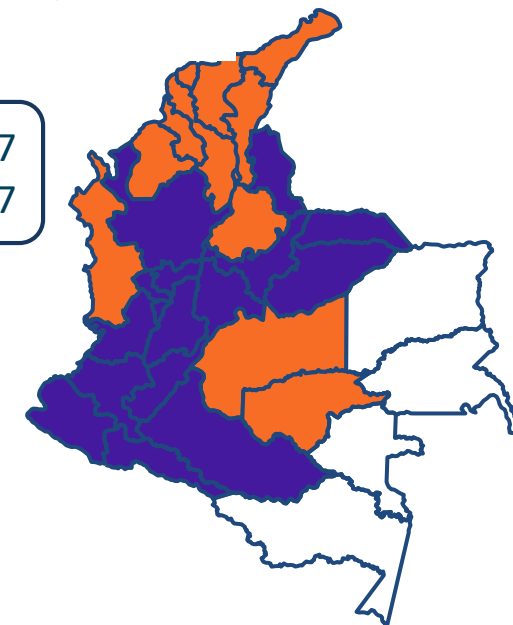
Cortes en alerta: 92
Cortes en emergencia: 68

Estado de cortes del SIN



164

Cortes en alerta: 97
Cortes en emergencia: 67



Se tiene más cortes en alerta que en emergencia

Operación con activos radiales en el STN y STR

Área	Activos radiales
Antioquia	10
Caribe	36
Nordeste	15
Oriental	22
Suroccidental	24

Se tienen 107 activos radiales en el sistema de los cuales 74 pertenecen a zonas excluidas de compensación CNE

Una zona excluida de CNE es la zona del STN/STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador y cuentan con proyectos propuestos a la UPME eliminar esta condición.

Se recomienda a los OR y UPME revisar los activos que a la fecha no tienen propuesta de obra para eliminar la radialidad, con el fin de analizar su viabilidad técnico - económica.

Restricciones actuales sin obras definidas para eliminarlas



Suroccidental
Bolívar

Restricciones sin obra definida pero en estudio	
Restricciones STR	Proyecto
Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV	Subestación Campestre
Cartagena-Zaragocilla 66 kV/Tenera-Zaragocilla 66 kV	
Sobrecarga de la línea Bolívar - Villa Estrella 66 kV en condición normal de operación	Repotenciación de la línea Bolívar - Villa Estrella 66 kV
Tenera 1 o 2 220/66 kV / Bolívar - Villa Estrella 66 kV	
Bosque 5 o 4 220/66 kV / Bolívar - Villa Estrella 66 kV	
Prado – Flandes 2 115 kV / Prado – Flandes 1 115 kV	Proyecto Norte
Betania – El Bote 115 kV / Betania – Seboruco 115 kV	
Betania – Sur 115 kV / Betania – Seboruco 115 kV	
Natagaima – Prado 115 kV / El Bote – Tenay 115 kV	
Guachal - Yumbo 1 115 kV / Guachal - Yumbo 2 115 kV	Proyecto Estambul
Guachal - Yumbo 2 115 kV / Guachal - Yumbo 1 115 kV	
Yumbo - San Luis 1 115 kV / Yumbo - San Luis 2 115 kV	
Yumbo - San Luis 2 115 kV / Yumbo - San Luis 1 115 kV	

Restricciones con obra que la mitiga pero no elimina	
Restricciones SDL	Proyecto
Unión 110/34.5 kV / El Río - Magdalena 34.5 kV + El Río - Unión 34.5 kV	Convocatoria Atlántico (año 2023)
Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV	
Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV	

Atlántico

Restricciones STR sin obra asignada
San Bernardino - Popayán 1 115 kV/San Bernardino - Popayán 2 115 kV
San Bernardino - Popayán 2 115 kV/San Bernardino - Popayán 1 115 kV
San Bernardino 230/115 kV/Páez 230/115 kV
Agotamiento capacidad cortocircuito Tenera 66 kV

Suroccidental

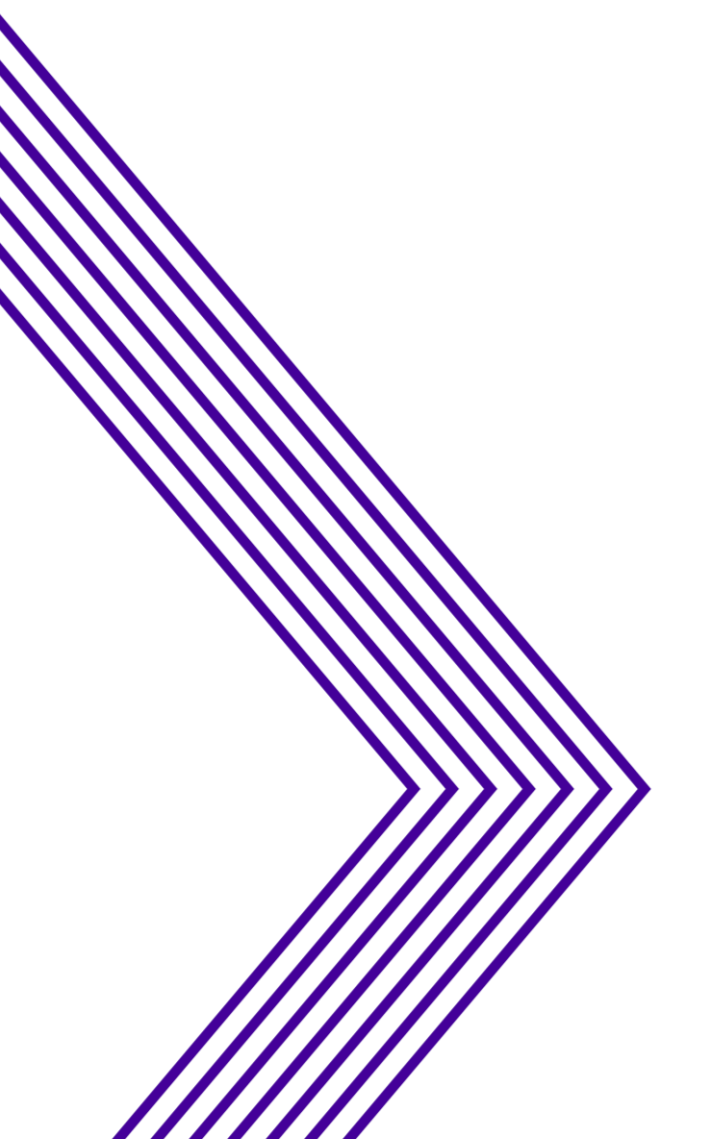
Bolívar

Restricciones identificadas en el largo plazo sin obras definidas para eliminarlas



- Congestionamientos en la transformación en Jamondino 230/115 kV
- Congestionamientos en la transformación en Nueva Esperanza 500/115 kV
- Congestionamientos en el circuito Bacatá – Salitre 115 kV
- Congestionamientos en el circuito Bacatá – Suba 115 kV
- Congestionamientos en el corredor Puerto Gaitán – Puerto López 115 kV

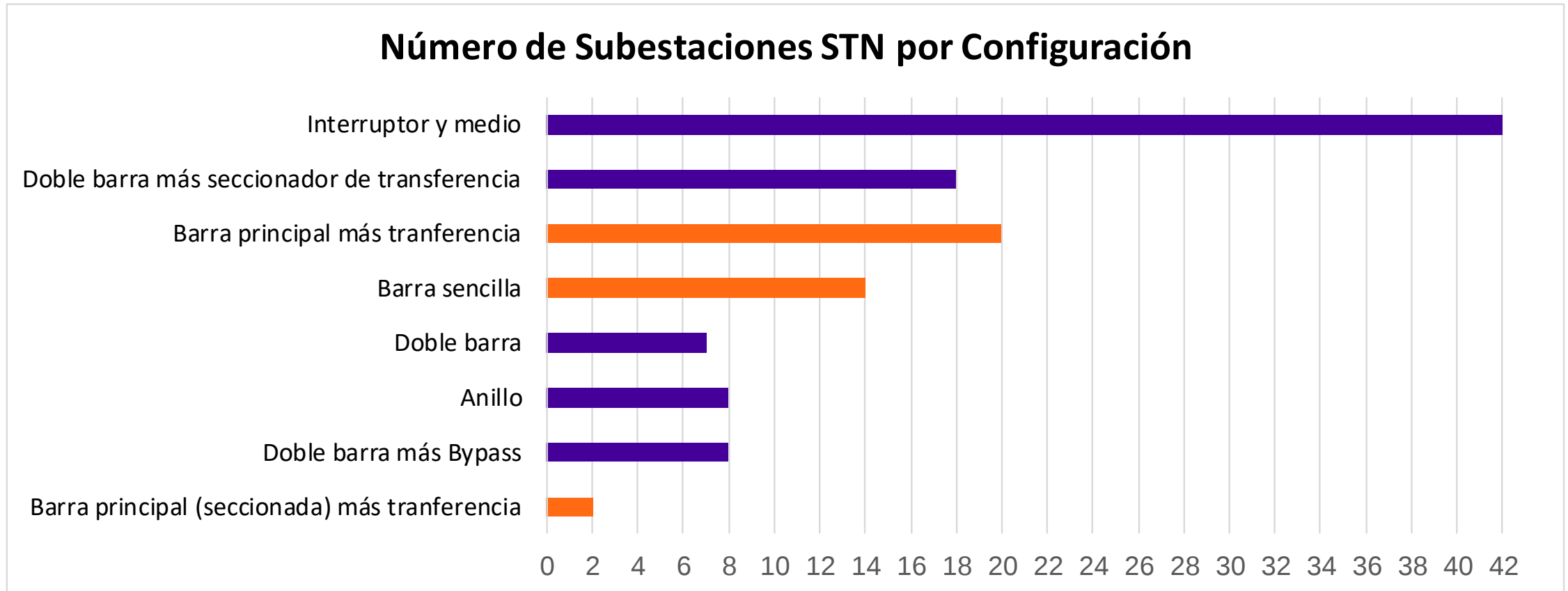
Se recomienda a los Operadores de Red y a la UPME tener en cuenta las restricciones actuales y las identificadas en el horizonte de Largo Plazo para definir obras que permitan su eliminación o mitigación



Características Subestaciones

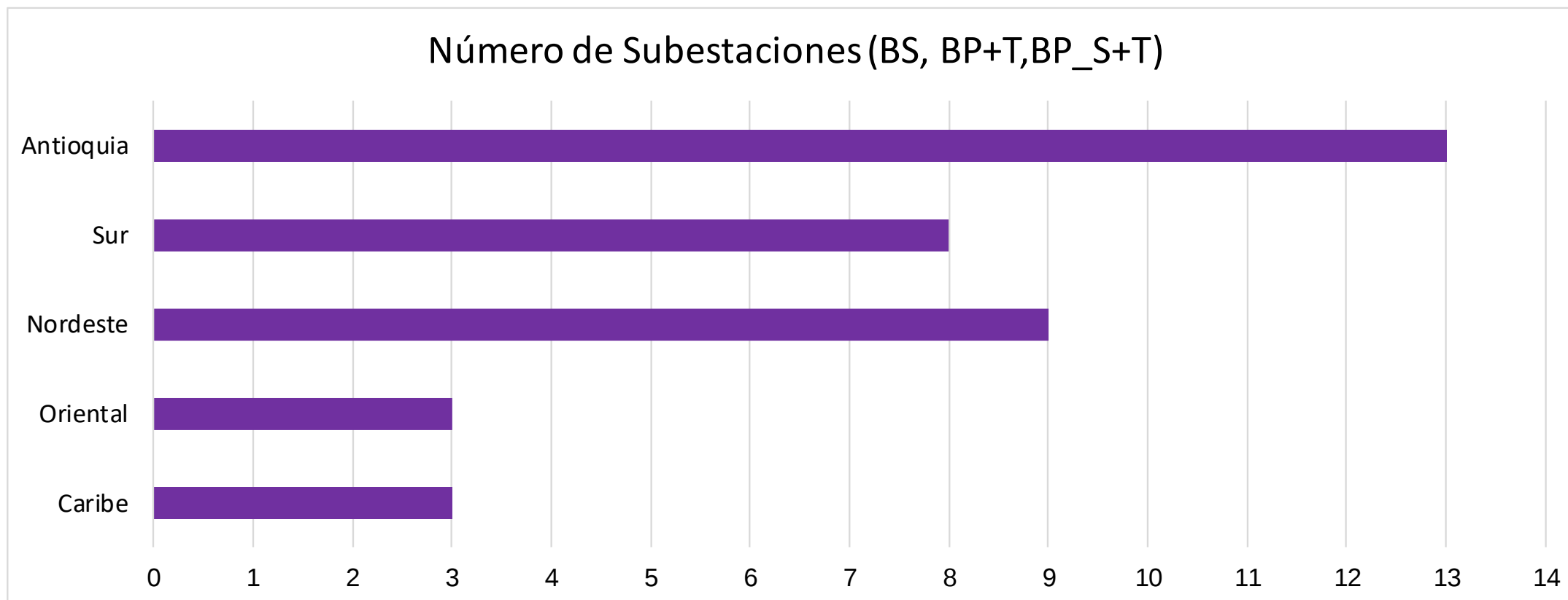


Número de subestaciones por configuración



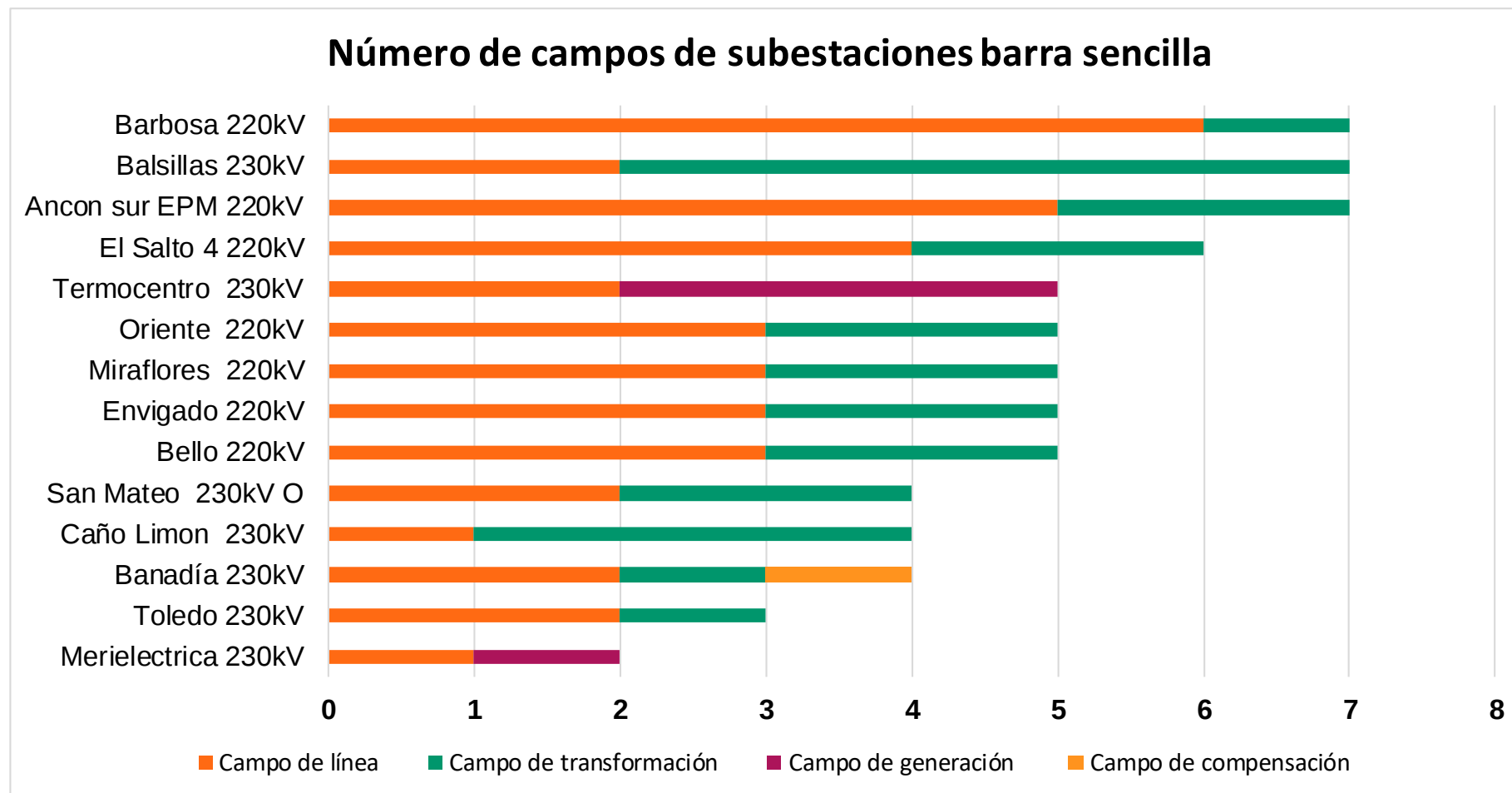
En el STN (220 kV), hay 14 subestaciones en configuración: Barra sencilla, 20 en configuración Barra principal más transferencia y 2 con configuración: Barra principal (seccionada) más transferencia

Subestaciones Barra Sencilla y Barra Principal más Transferencia por áreas en el SIN



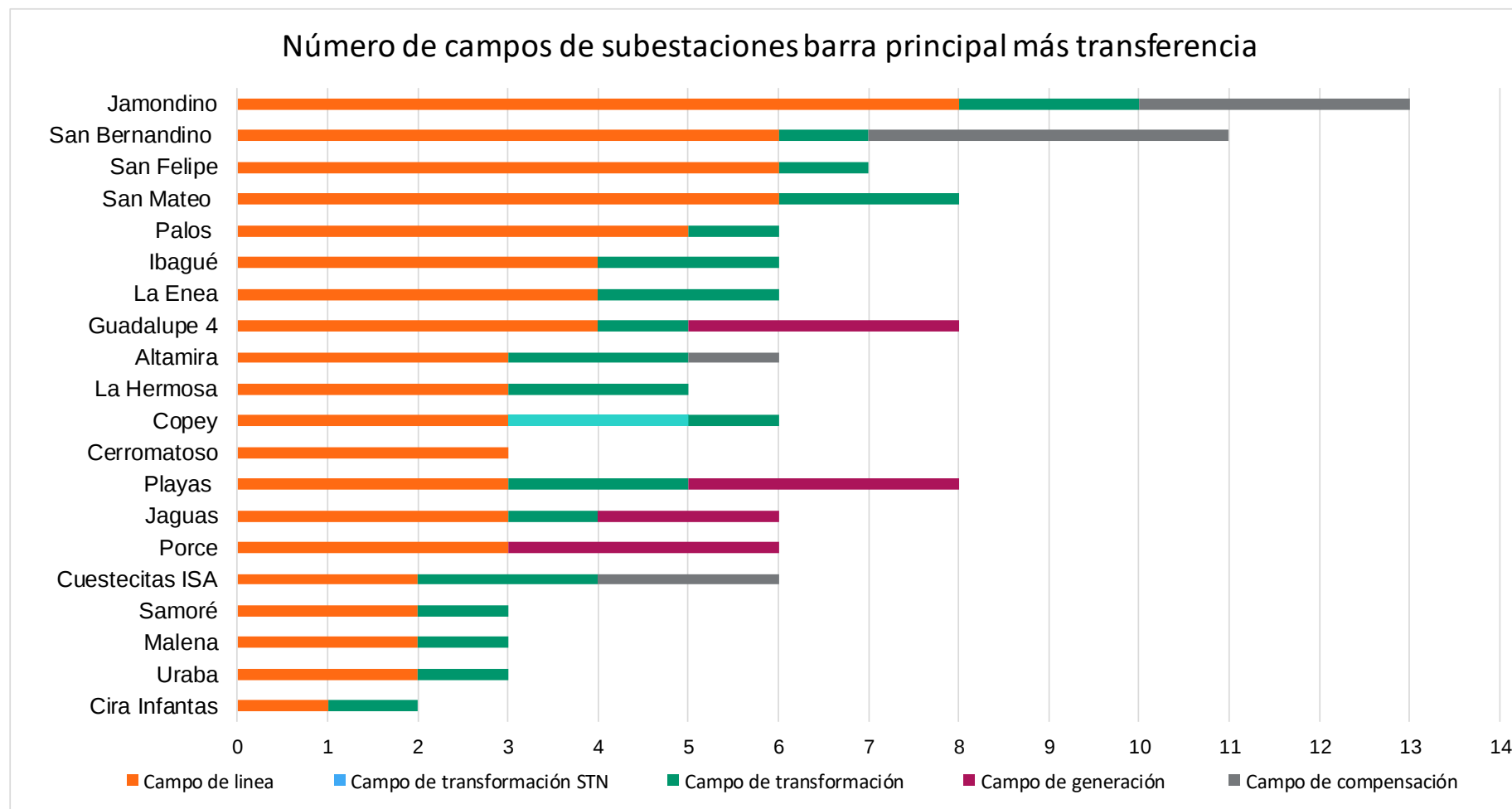
Hay 36 subestaciones en el STN (220 kV) en configuración: Barra sencilla, Barra principal más transferencia o Barra principal (seccionada) más transferencia

Número de campos subestaciones barra sencilla



En el STN, hay 14 subestaciones en configuración Barra Sencilla. El número máximo de campos entre estas subestaciones es 7.

Número de campos subestaciones barra principal más transferencia

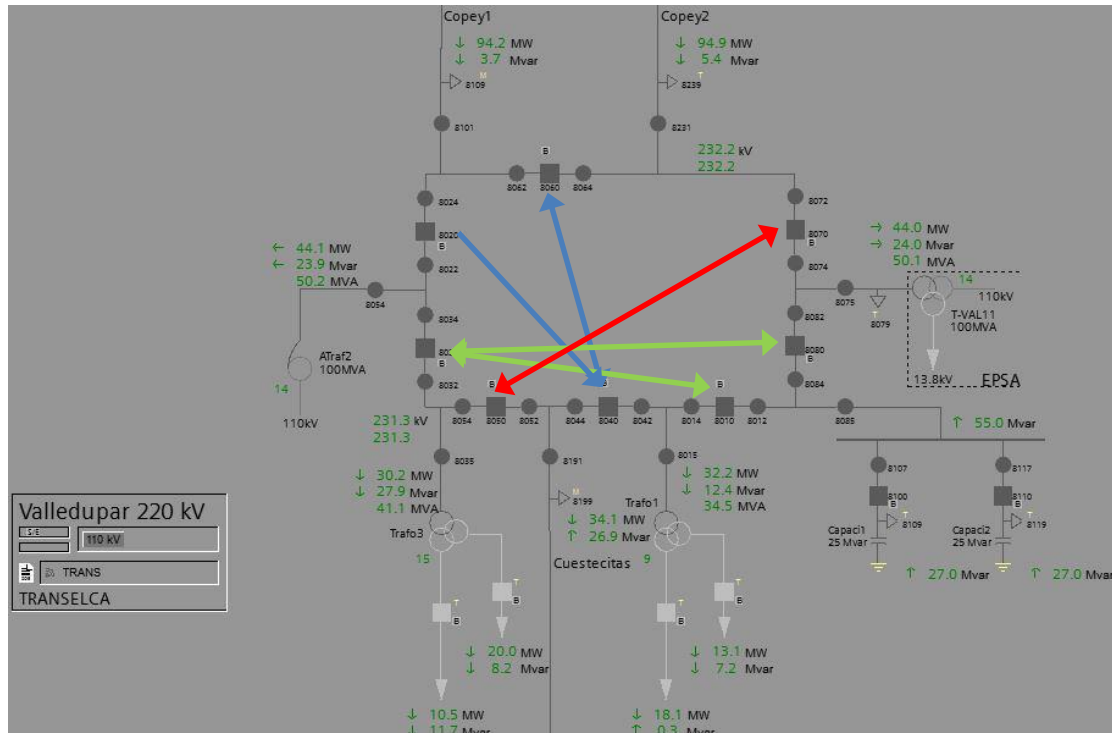


Hay 20 subestaciones en el STN que tienen configuración Barra principal más transferencia. El máximo número de campos entre estas subestaciones es 13.

Ejemplo subestación Valledupar 220 kV

Situaciones asociadas a su configuración

- Desconexiones de transformadores, compensación y aperturas parciales en el anillo también requieren seccionar la subestación buscando minimizar el colapso de tensión y las sobrecargas.



- Al seccionar la subestación no se cubren todas las contingencias sencillas.
- La decisión de seccionar requiere análisis eléctricos de detalle resumidos en este gráfico de “pares operativos”.

Conclusiones

- Hay 38 subestaciones barra sencilla o barra principal más transferencia en el STN, de las cuales 16 tienen 6 o más campos, donde ante falla o mantenimiento de la barra, se tendría la desconexión de todos los elementos.
- El número elevado de bahías en subestaciones de configuración anillo dificulta la ejecución de mantenimientos, especialmente en redes congestionadas.
- Algunas de estas situaciones en subestaciones Anillo han obligado al CND a declarar el estado de emergencia en la atención de la demanda.

Se recomienda revisar beneficio y factibilidad de alternativas de cambio de configuración de las subestaciones barra sencilla y anillo a configuraciones mas confiables.

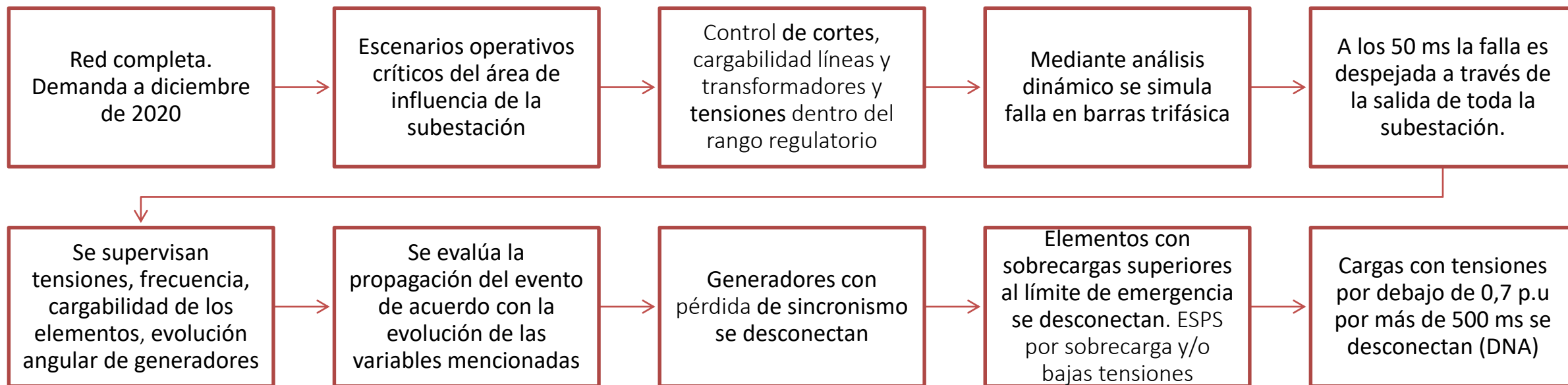
Revisión de Criticidad - Etapa 1: Impacto de la salida completa de subestaciones



Determinar el impacto de la salida completa de las principales subestaciones del STN en términos de la DNA estimada

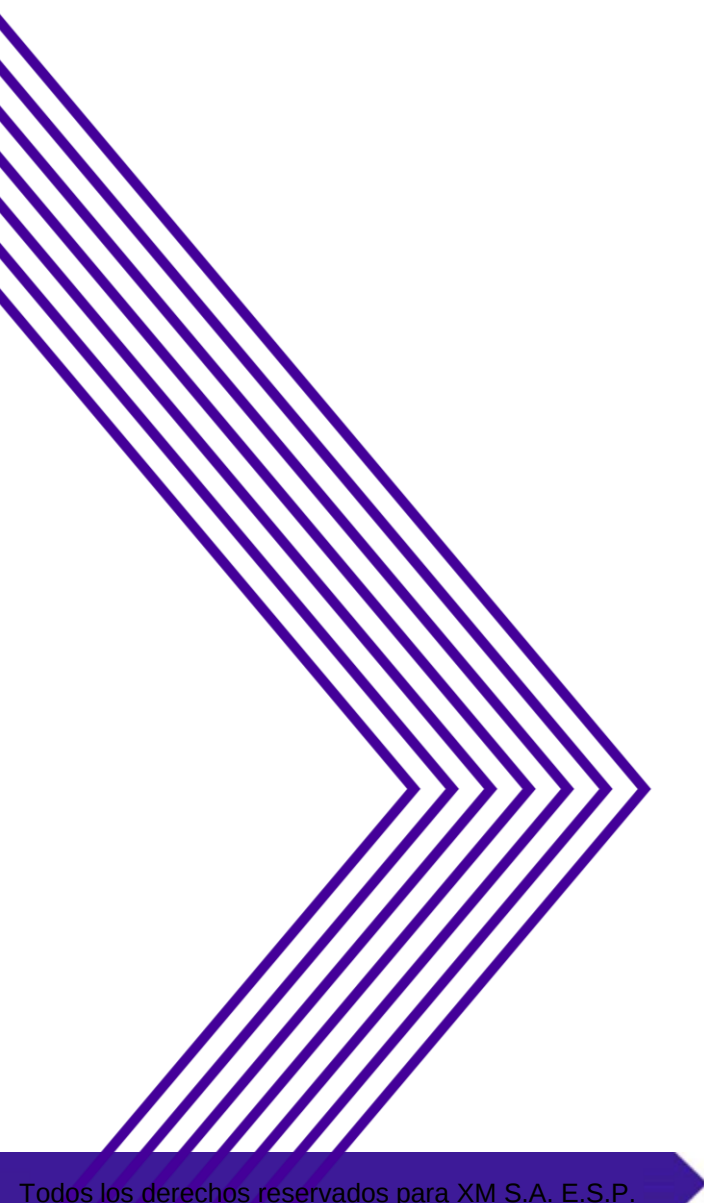
Objetivo

Consideraciones y metodología



Para cada subestación analizada se reporta la DNA asociada a actuación del EDAC y al criterio de tensiones por debajo de 0,7 p.u por más de 500 ms

El CND está llevando a cabo la actualización del estudio, el cual se desarrollara en diferentes etapas. Se acordó incluir este tema en el plan de trabajo de la presente vigencia del CAPT para definir posibles cambios de configuración o nuevas subestaciones



Análisis de Corto Circuito



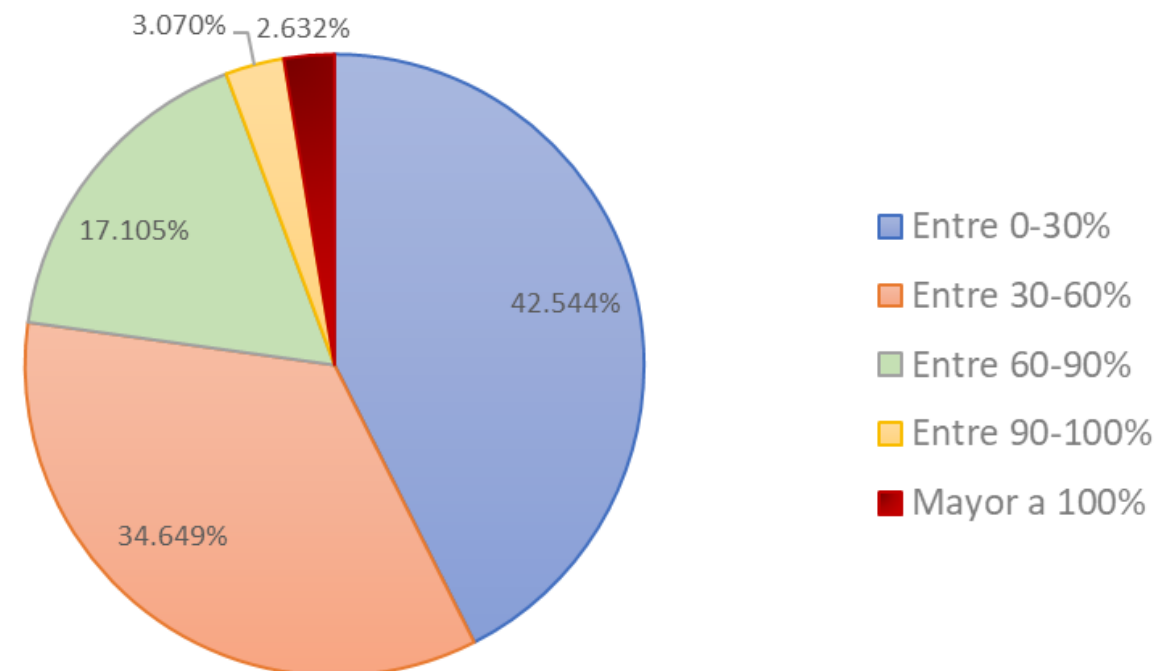
Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2020

Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Para el análisis del año 2020 se considera la topología actual.
- Para el análisis del año 2021 se consideran los proyectos con entrada en operación reportada oficialmente para los años 2020 y 2021.
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.

Subestaciones con posible agotamiento de su capacidad de corto circuito (junio-2020)

Subestación	Capacidad de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito trifásico [kA]	Corriente de cortocircuito monofásico [kA]	Porcentaje nivel de cortocircuito [%]
SAN JOSE (BOGOTA) 57.5 kV	8.4	15.254	15.563	185.27%
GORGONZOLA 57.5 kV	8.4	14.432	14.289	171.81%
CENTRAL 110 kV	16.7	26.123	23.090	156.43%
CONCORDIA 57.5 kV	12.6	14.003	17.859	141.74%
ANCON SUR (EPM) 110 kV	21	28.568	29.238	139.23%
VERAGUAS 57.5 kV	14.5	15.902	20.011	138.01%
SALITRE 57.5 kV	14.5	14.390	18.167	125.29%
MIRAFLORES 110 kV	25	28.786	28.491	115.14%
PAIPA 115 kV	20	17.885	21.462	107.31%
TERMOYUMBO (barra1) 115 kV	31.5	30.610	32.620	103.56%
TERMOFLORES 110 kV	31.5	25.771	32.331	102.64%
SAN FACON 57.5 kV	14.5	14.616	14.241	100.80%



Perfil del nivel de corto circuito en las subestaciones del STN y STR (junio-2020).

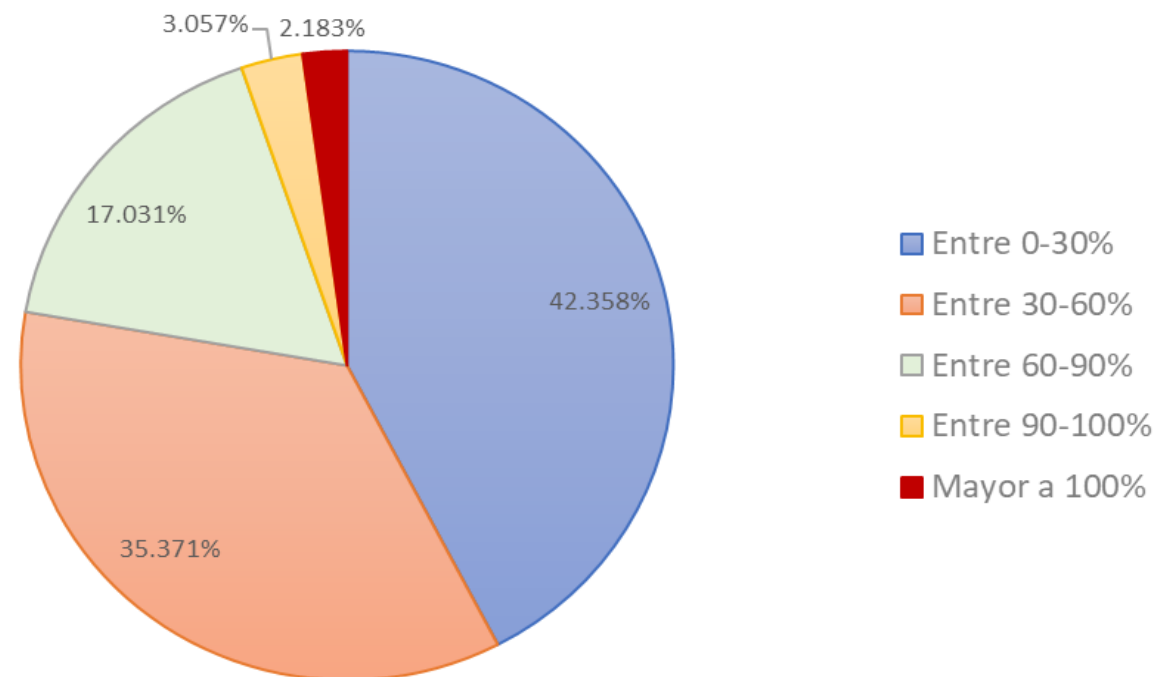
Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2021

Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- Para el análisis del año 2020 se considera la topología actual.
- Para el análisis del año 2021 se consideran los proyectos con entrada en operación reportada oficialmente para los años 2020 y 2021.
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.

Subestaciones con posible agotamiento de su capacidad de corto circuito (diciembre-2020)

Subestación	Capacidad de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito trifásico [kA]	Corriente de cortocircuito monofásico [kA]	Porcentaje nivel de cortocircuito [%]
SAN JOSE (BOGOTA) 57.5 kV	8.4	15.254	15.563	185.27%
GORGONZOLA 57.5 kV	8.4	14.432	14.289	171.81%
CENTRAL 110 kV	16.7	26.123	23.090	156.43%
CONCORDIA 57.5 kV	12.6	14.003	17.859	141.74%
ANCON SUR (EPM) 110 kV	21	28.568	29.238	139.23%
MIRAFLORES 110 kV	25	28.786	28.491	115.14%
PAIPA 115 kV	20	17.885	21.462	107.31%
TERMOYUMBO (barra1) 115 kV	31.5	30.610	32.620	103.56%
TERMOFLORES 110 kV	31.5	25.771	32.331	102.64%
SAN FACON 57.5 kV	14.5	14.616	14.241	100.80%



Perfil del nivel de corto circuito en las subestaciones del STN y STR (diciembre-2021).

Perfil de porcentaje de nivel de corto circuito en el STN y STR 2025



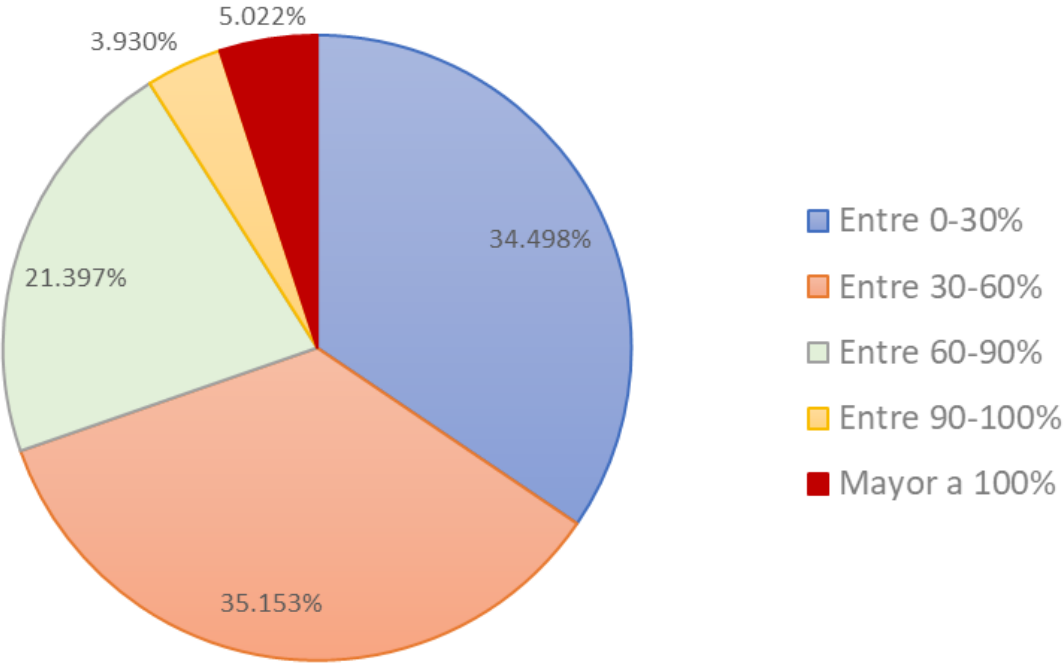
Se tiene en consideración:

- Red completa y todos los recursos de generación en servicio.
- El análisis se hace para la red en su estado esperado para el año 2025
- Método de análisis IEC 60909 de 2016.

Subestaciones con posible agotamiento de su capacidad de corto circuito (diciembre-2025)

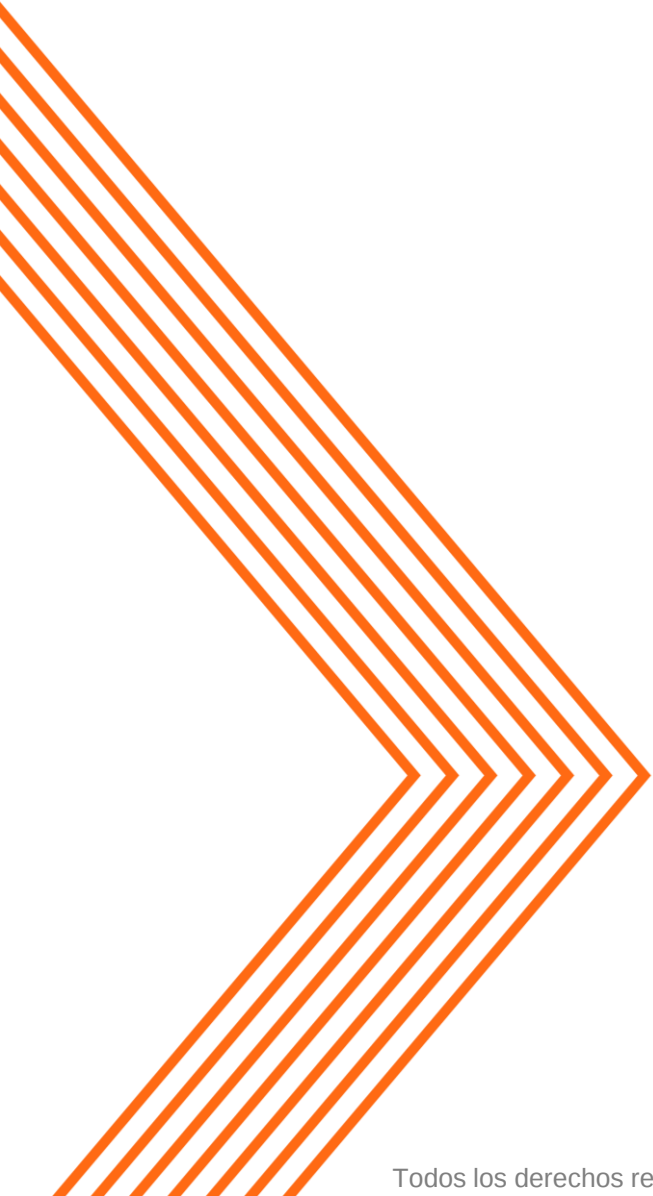
Subestación	Capacidad de cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito trifásico [kA]	Corriente de cortocircuito monofásico [kA]	Porcentaje nivel de cortocircuito [%]
SABANALARGA 220 kV	31.5	36.425	39.382	125.02%
SAN ANTONIO (BOYACÁ) 115 kV	15	16.796	17.577	117.18%
BOSQUE 66 kV	31.5	35.719	24.434	113.39%
TERNERA 66 kV	25	28.265	20.601	113.06%
TEBSA 220 kV	31.5	30.845	35.273	111.98%
SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV	0.56	0.602	0.446	107.49%
GUATAPÉ 220 kV	31.5	33.578	32.638	106.60%
JUANCHITO 115 kV	26.2	27.887	26.026	106.44%
CARTAGENA 66 kV	31.5	31.364	33.436	106.15%
JUANCHITO115 115 kV	25	26.499	26.398	105.99%
JUANCHITO220 115 kV	25	26.499	26.398	105.99%
LA MESA 230 kV	26.2	27.421	26.932	104.66%
CERROMATOSO 110 kV	25	20.357	26.165	104.66%
SAN MARCOS (VALLE) 115 kV	31.5	31.356	32.739	103.93%
SOCHAGOTA 115 kV	20	20.710	20.607	103.55%
CIRCO 115 kV	31.5	30.108	32.601	103.50%
SALITRE 115 kV	31.5	32.394	28.013	102.84%
EL RIO 110 kV	31.5	29.243	32.359	102.73%

Las subestaciones presentadas para el año 2021 también aplican para este año. Por motivo de espacio se omiten y se adicionan nuevas subestaciones.



Perfil del nivel de corto circuito en las subestaciones del STN y STR (diciembre-2025).

Se recomienda analizar alternativas de corto plazo que permitan mantener los niveles de aportes de corto circuito controlados y de largo plazo que permita tener margen suficiente para la expansión futura



Cruce de circuitos en el trazado Sabana – Bolívar 500 kV



Cruces de la Línea Sabana – Bolívar 500 kV



TORRE INICIAL	TORRE FINAL	DESCRIPCIÓN	Estructura más cercana
4	5	LN 827 -Sabanalarga - Nueva Barranquilla 2 (220 kV)	5
4	5	LN 828 - Sabanalarga - Nueva Barranquilla 3 (220 kV)	5
4	5	LN 836 - Sabanalarga - Caracolí (220 kV)	5
5	6	LN 801 - Tebsa - Sabanalarga 1 (220 kV)	5
5	6	LN 802 - Tebsa - Sabanalarga 2 (220 kV)	5
5	6	LN 826 - Sabanalarga - Nueva Barranquilla 1 (220 kV)	5
5	6	LN 821 -Tebsa - Sabanalarga 3 (220 kV)	5

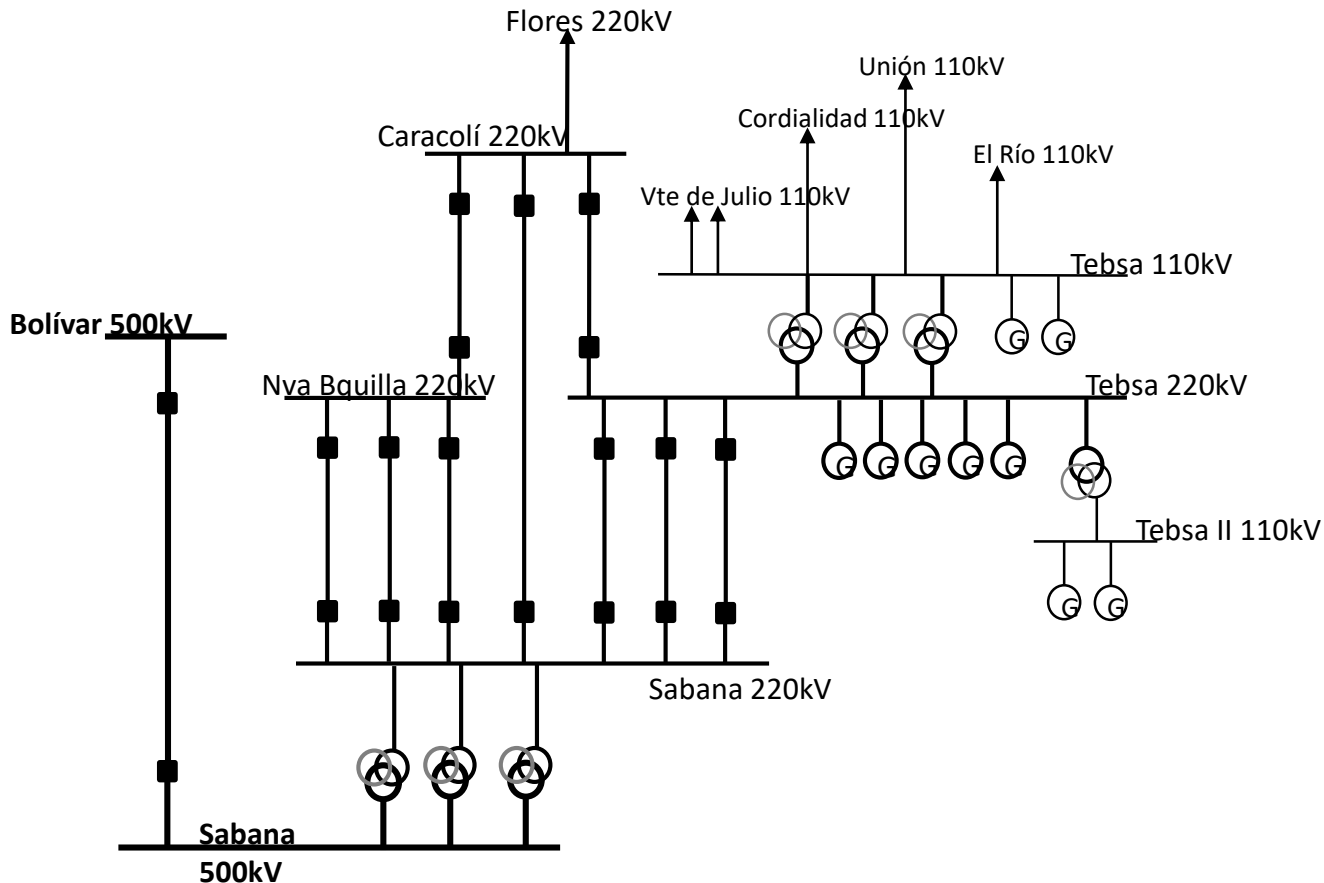
Fuente: Intercolombia

Se requieren desconexiones de 3 y 4 circuitos simultáneamente para las actividades de tendido del circuito. De acuerdo con la información recibida las desconexiones se ejecutarán en dos fines de semana.

Existe riesgo de eventos múltiples N-4 y N-5 que pueden afectar la operación segura del área Caribe

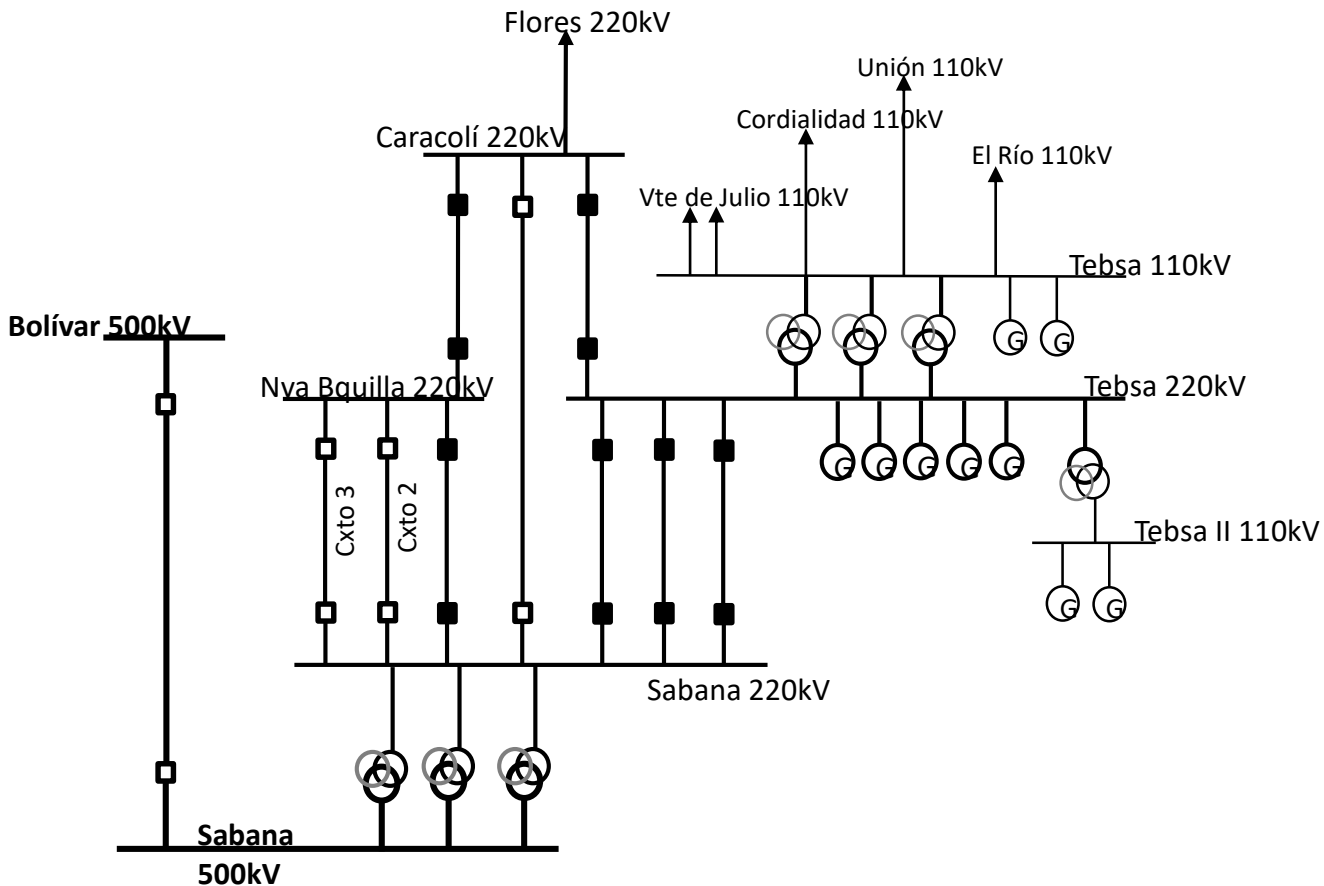
Cruces de la Línea Sabana – Bolívar 500 kV

El evento más crítico sería la pérdida de 5 elementos del sistema, no sólo por la cantidad de elementos sino por la relevancia de los circuitos.



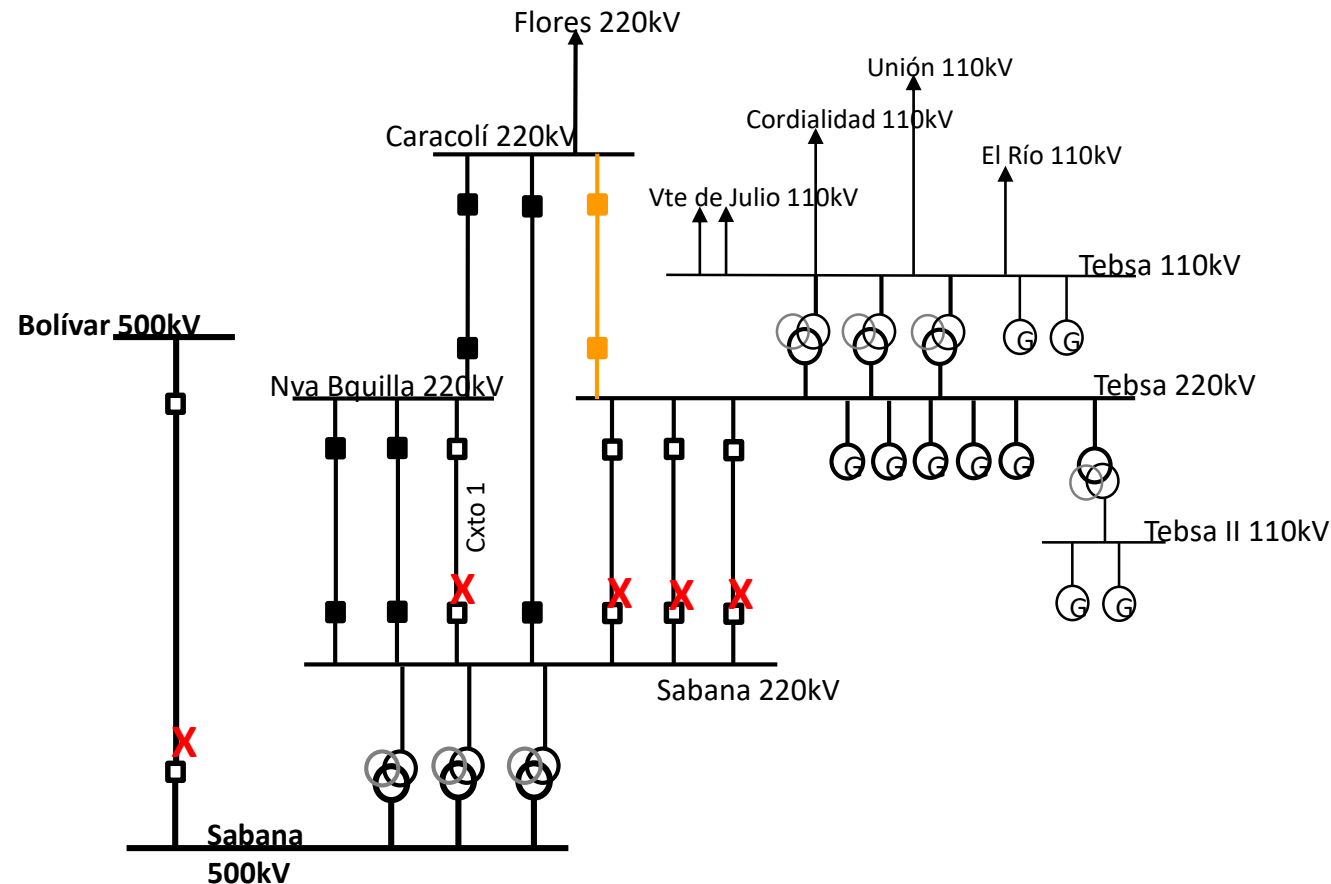
Cruces de la Línea Sabana – Bolívar 500 kV

El evento más crítico sería la pérdida de 5 elementos del sistema, no sólo por la cantidad de elementos sino por la relevancia de los circuitos.



Cruces de la Línea Sabana – Bolívar 500 kV

El evento más crítico sería la pérdida de 5 elementos del sistema, no sólo por la cantidad de elementos sino por la relevancia de los circuitos.



Un evento N-5 dejaría solo 2 conexiones a 220 kV en la subestación Tebsa, las cuales se pueden sobrecargar en escenarios de alta generación en la subárea Atlántico llevando a posibles eventos en cascada de la red del STN y STR. Dependiendo del desbalance carga/generación podría haber actuación del EDAC en el SIN.

Se recomienda que en el comité de transmisión y distribución se actualice el levantamiento de cruces del sistema que puedan afectar la seguridad y confiabilidad del SIN

Varios



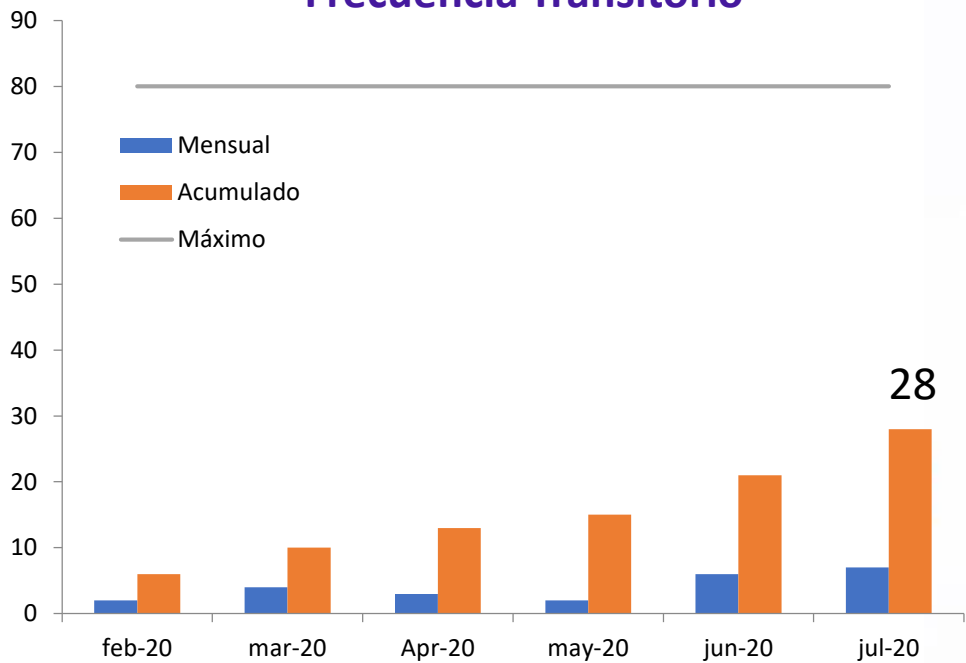
Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



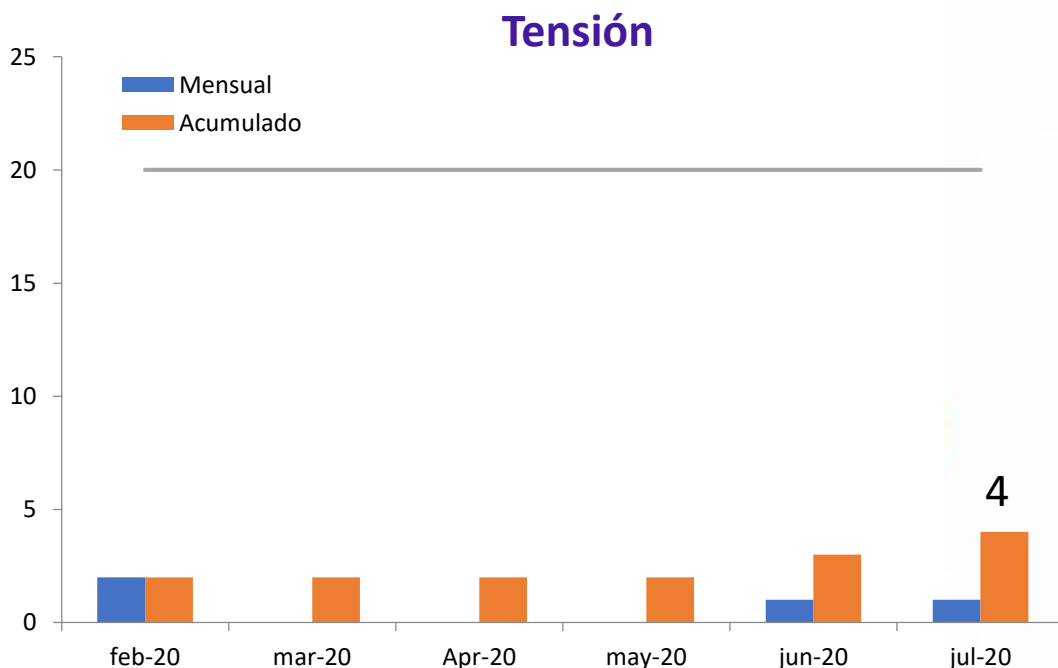
Frecuencia Transitorio



Durante el mes de Julio de 2020 se presentaron 7 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
6/07/2020 17:05	4	59.75	Transitorio	Disparo de la unidad SOGAMOSO 2. La unidad se encontraba generando 235 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.748 Hz	FALSO
8/07/2020 6:58	1	59.72	Transitorio	Disparo de la unidad GUAVIO 5. La unidad se encontraba generando 240 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.72 Hz.	FALSO
16/07/2020 14:37	1	59.79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de PORCE 3 con una generación de 175 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz. El agente reporta falla nivel de aceite de estación hidráulica.	FALSO
23/07/2020 16:02	4	59.77	Transitorio	Disparo de la unidad 2 de PORCE 3 con una generación de 125 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.	FALSO
28/07/2020 7:19	3	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de PORCE 3 con una generación de 175 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.	FALSO
28/07/2020 22:07	18	59.68	Transitorio	Disparo de las unidades 3 y 4 de PORCE 3 con una generación de 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz.	FALSO
29/07/2020 11:51	15	59.64	Transitorio	Disparo de las unidades 1 y 2 de PORCE 3 con una generación de 350 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.64 Hz. El agente reporta error humano.	FALSO

Eventos de tensión fuera de rango



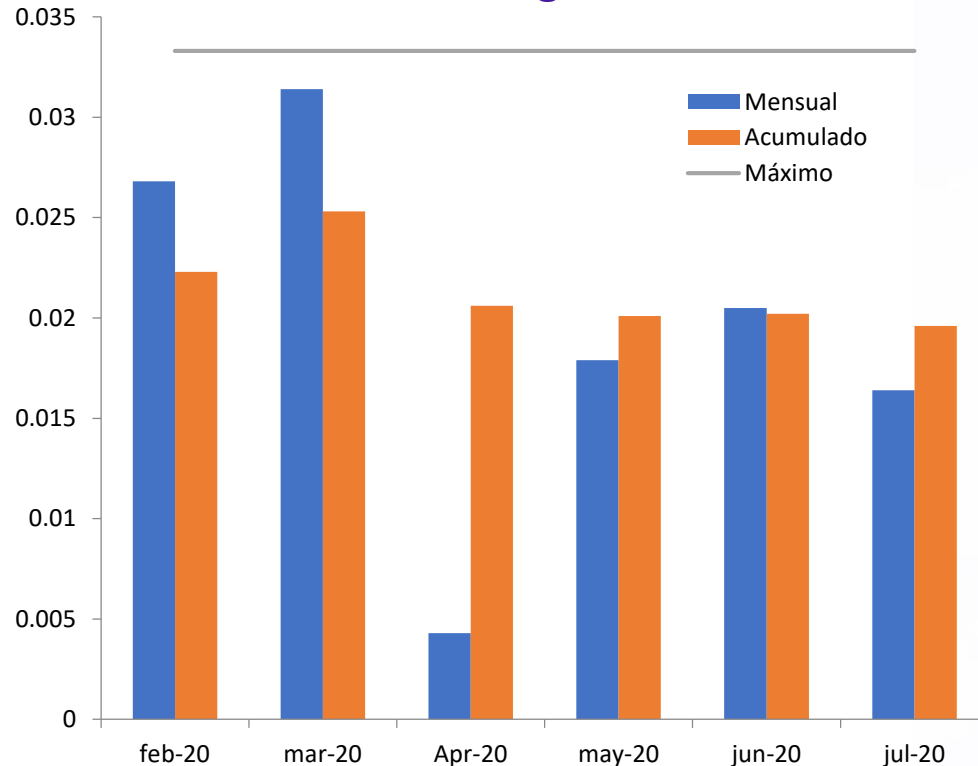
Fecha	Descripción	Causa
7/07/2020 13:10	Disparo de la subestación VALLEDUPAR 220 KV, dejando sin tensión las subestaciones VALLEDUPAR 110 KV, CODAZZI 110 KV, LA JAGUA 110 KV y SAN JUAN 110 KV.	Otros

Durante el mes de Julio de 2020 se presentó 1 evento de tensión

Porcentaje de DNA Programada



DNA Programada



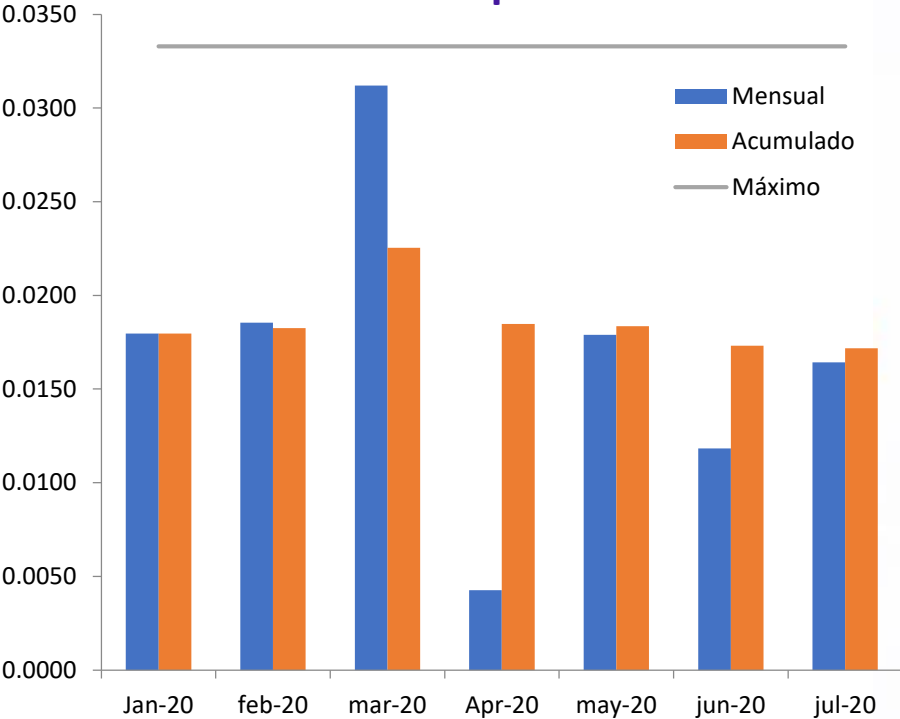
Por causas programadas se dejaron de atender 0.944 GWh en el mes de Julio de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
25/07/2020 6:00	328.9	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones C0177514 y C0177516 en los activos BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV y RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV dejando sin tensión la S/E radial CIENAGA 110 kV.
19/07/2020 7:28	210.99	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171064 del activo BT BOSQUE 3 20 MVA 66 kV.
5/07/2020 7:25	145.51	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0181764 y C0182046 de los activos BT GAMBOTE 3 12 MVA 66 kV y TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
28/07/2020 8:34	143.29	Demanda no atendida por trabajos en consignaciones C0182676 y C0182679 de los activos BT RIO CORDOBA 1 33 MVA 110 kV y RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 KV de conexión al STR.
14/07/2020 9:38	69.19	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0182567 del activo BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV temporalmente radiales por condición operativa.

Porcentaje de DNA Programada sin M. Expansión



DNA Programada
sin M. Expansión



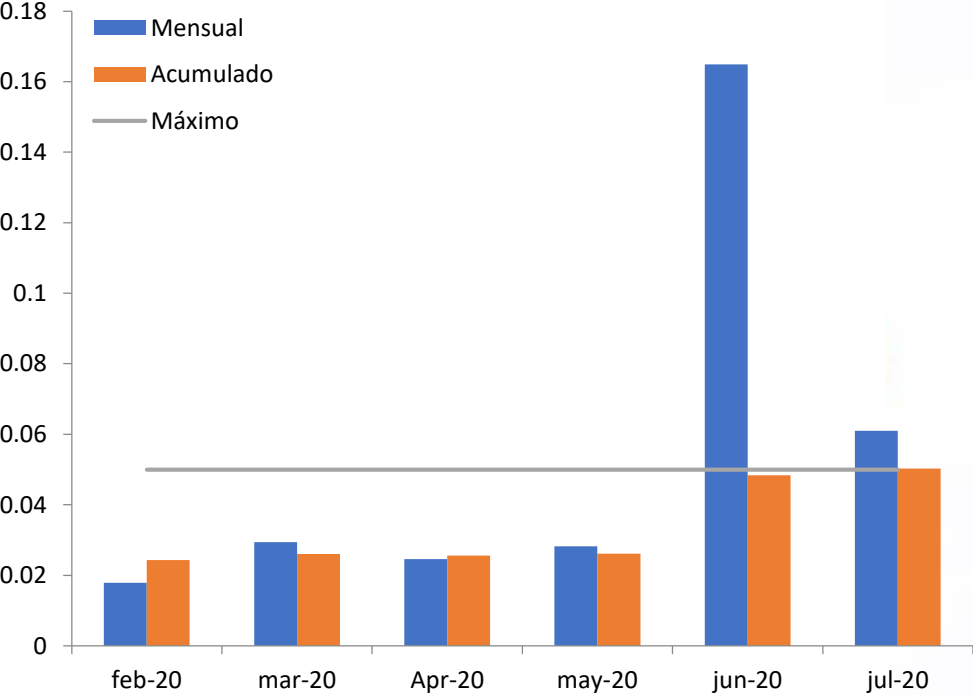
Por causas programadas se dejaron de atender 0.944 GWh en el mes de Julio de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
25/07/2020 6:00	328.9	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones C0177514 y C0177516 en los activos BT CIENAGA 1 67.2 MVA 110 kV y RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV dejando sin tensión la S/E radial CIENAGA 110 kV.
19/07/2020 7:28	210.99	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171064 del activo BT BOSQUE 3 20 MVA 66 kV.
5/07/2020 7:25	145.51	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0181764 y C0182046 de los activos BT GAMBOTE 3 12 MVA 66 kV y TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
28/07/2020 8:34	143.29	Demanda no atendida por trabajos en consignaciones C0182676 y C0182679 de los activos BT RIO CORDOBA 1 33 MVA 110 kV y RIO CORDOBA 1 33 MVA 110/34.5/13.8 KV de conexión al STR.
14/07/2020 9:38	69.19	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0182567 del activo BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV temporalmente radiales por condición operativa.

Porcentaje de DNA No Programada



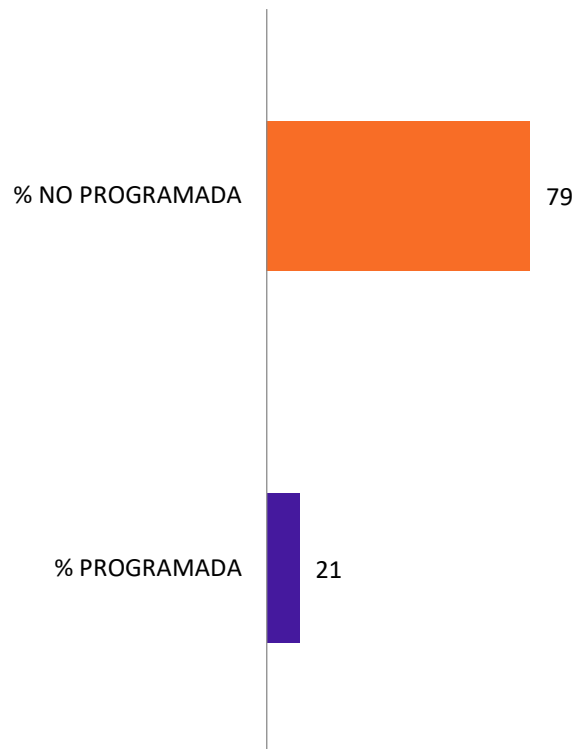
DNA No Programada



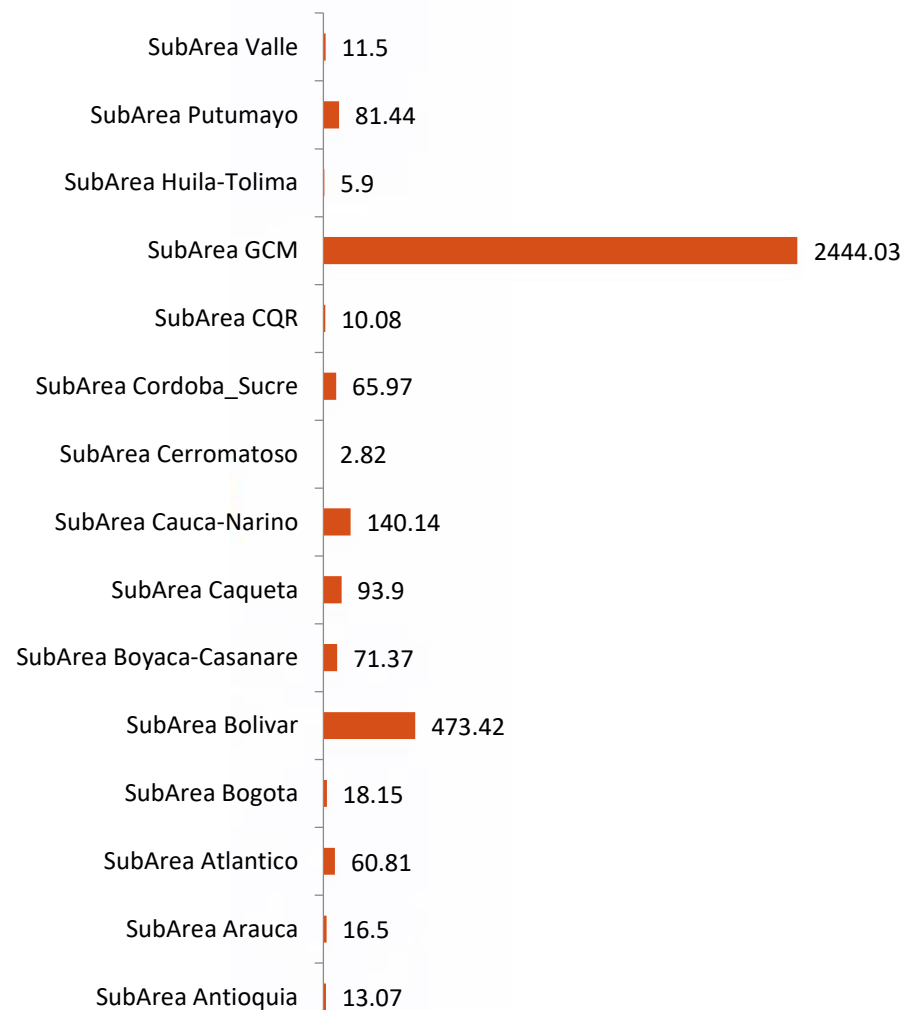
Por causas no programadas se dejaron de atender 3,50 GWh en el mes de Julio de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
8/07/2020 0:00	775.13	Continua demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV.
9/07/2020 0:00	380	Continua demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV.
10/07/2020 0:00	380	Continua demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV.
7/07/2020 12:58	326	Demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV, afectando a las subestaciones radiales CODAZZI 110 KV, LA JAGUA 110 KV y SAN JUAN 110 KV.
11/07/2020 0:00	261.14	Continua demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV.
31/07/2020 12:49	172.59	Demanda no atendida por disparo del activo BT CHAMBACU 2 50 MVA 66 kv. El agente reporta falla en la bahía de 13.8 kv del transformador.
29/07/2020 6:43	93.9	Demanda no atendida por disparo del activo CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kv, dejando sin tensión la S/E radial DONCELLO 115 kv.
13/07/2020 0:00	91.1	Continua demanda no atendida por evento en la S/E VALLEDUPAR 220 KV -110 KV-34.5 KV- 13.8 KV.
11/07/2020 0:21	77.78	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (MOCOYA) A PUERTO CAICEDO 115 kv, dejando sin tensión las S/Es PUERTO CAICEDO 115 kv y EL YARUMO 115 kv.
22/07/2020 0:05	71.37	Demanda no atendida por trabajos de la consignación de emergencia C0182741 del activo BARRA YOPAL 115 KV, dejando sin tensión las S/E radial Paz de Ariporo 115 kv.

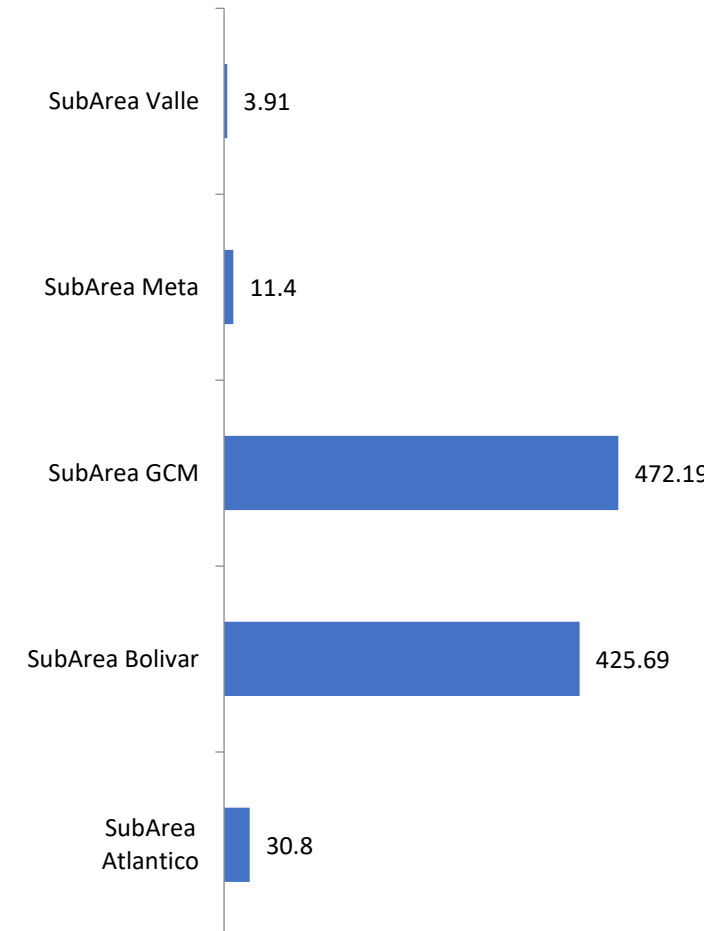
% DNA



DNA No Programada

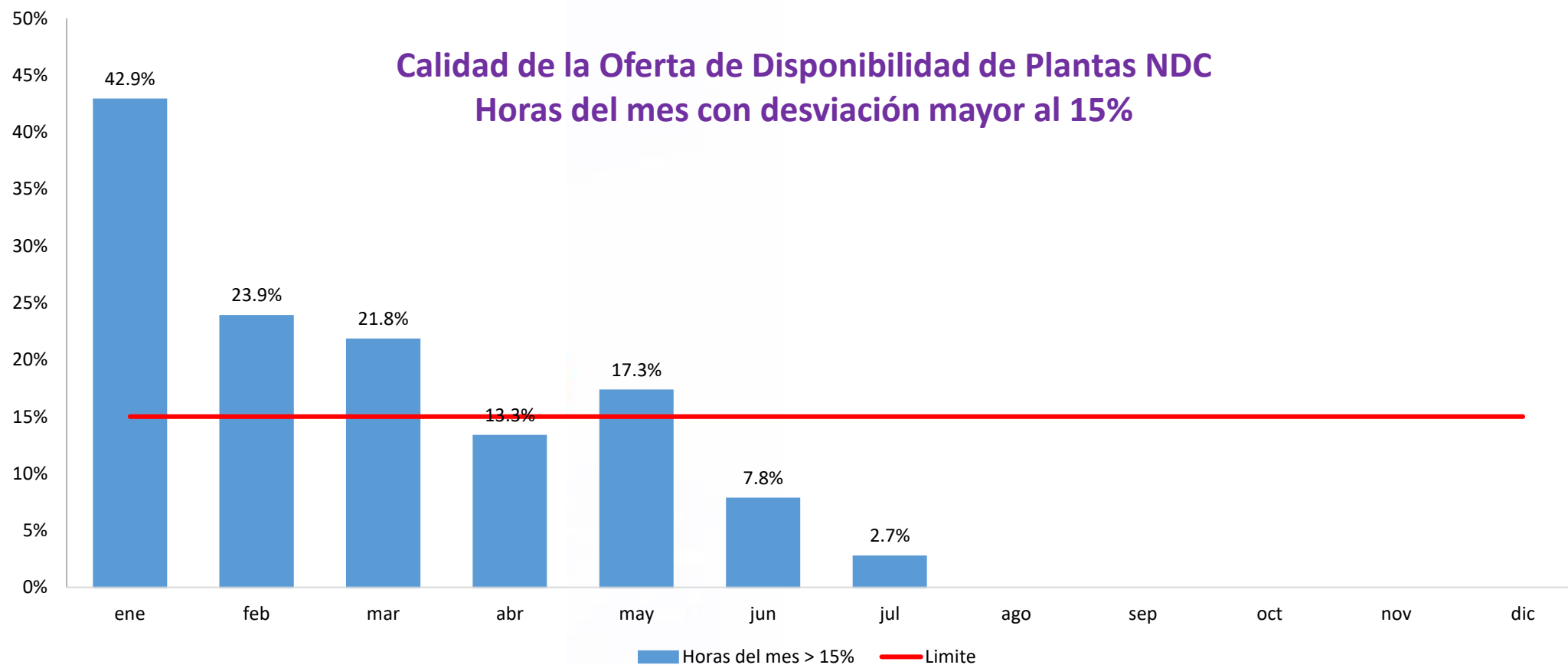


DNA Programada



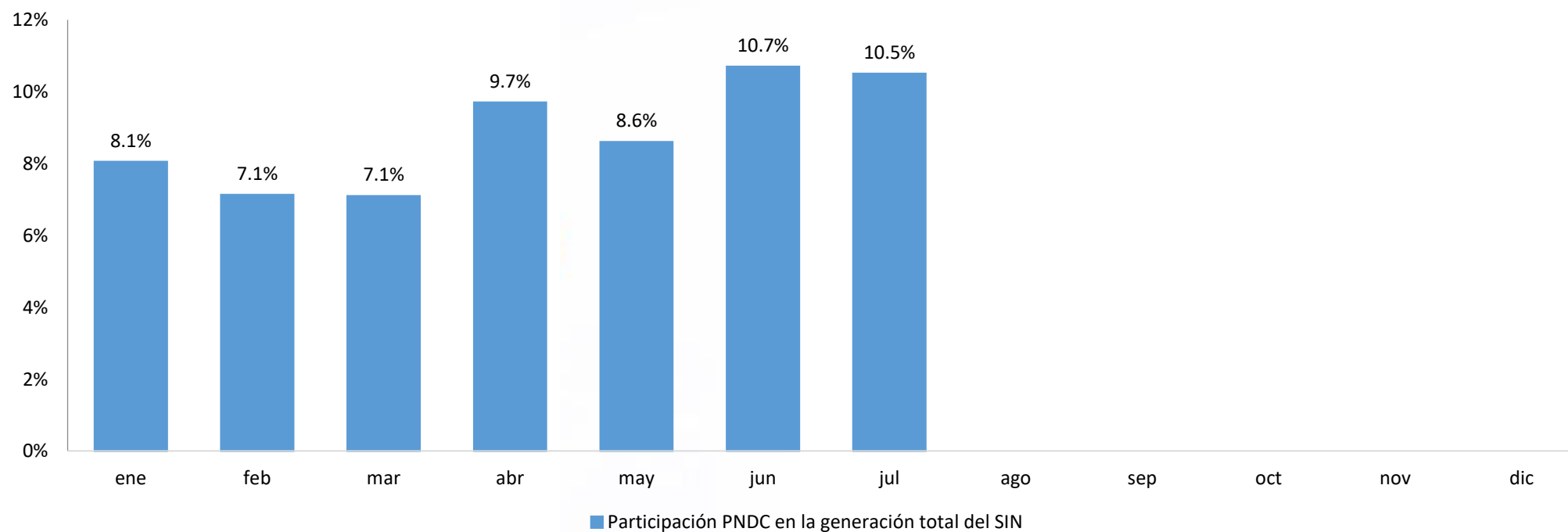
El total de demanda no atendida en Julio de 2020 fue 4.453 GWh

Desviación Plantas Menores

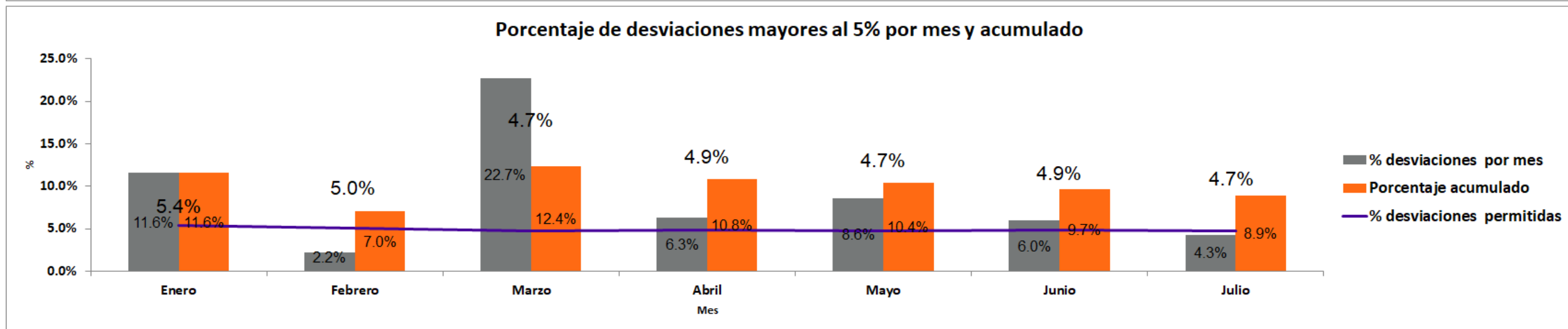
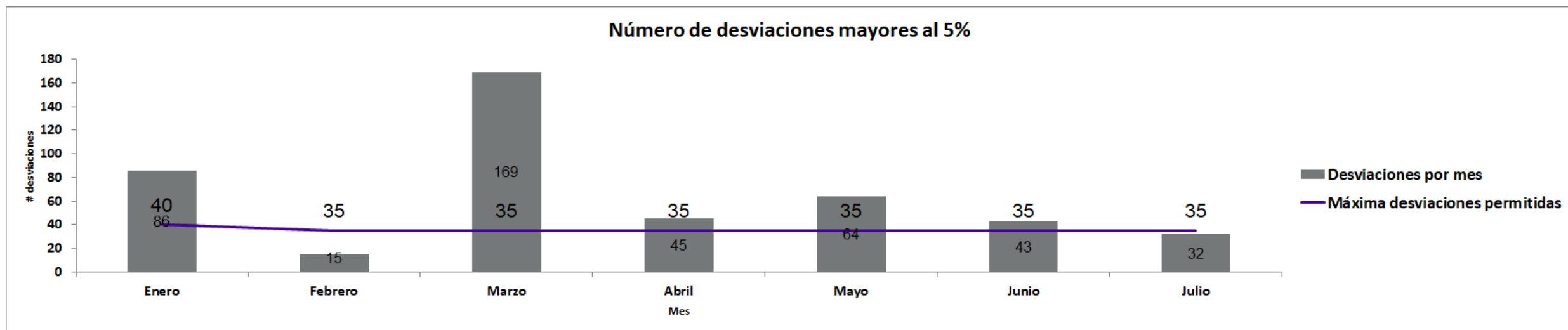


Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN

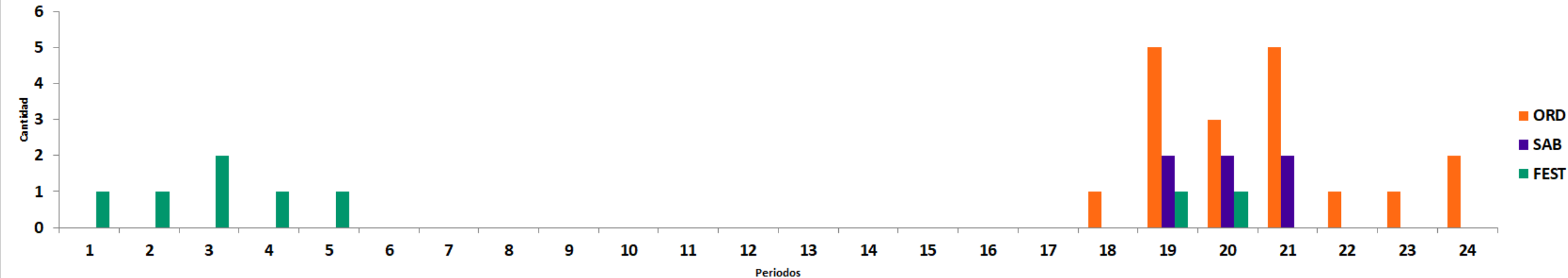


Indicador de calidad del pronóstico oficial Julio 2020

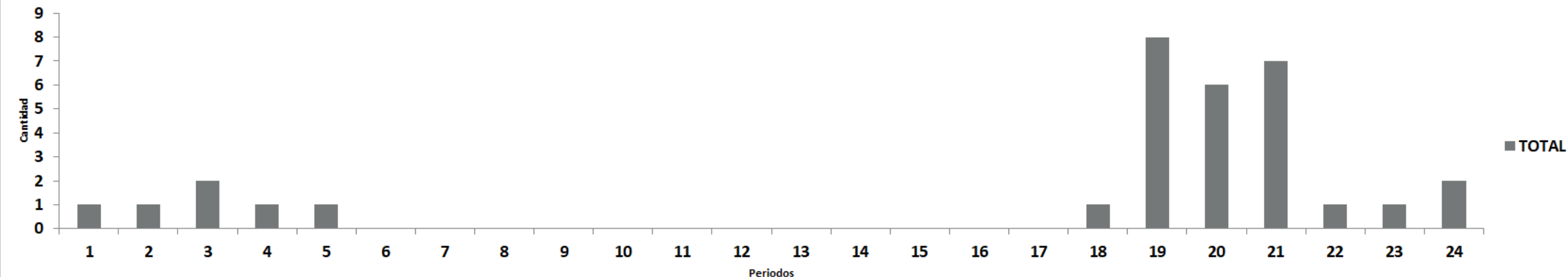


Indicador de calidad del pronóstico oficial Julio 2020

Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN

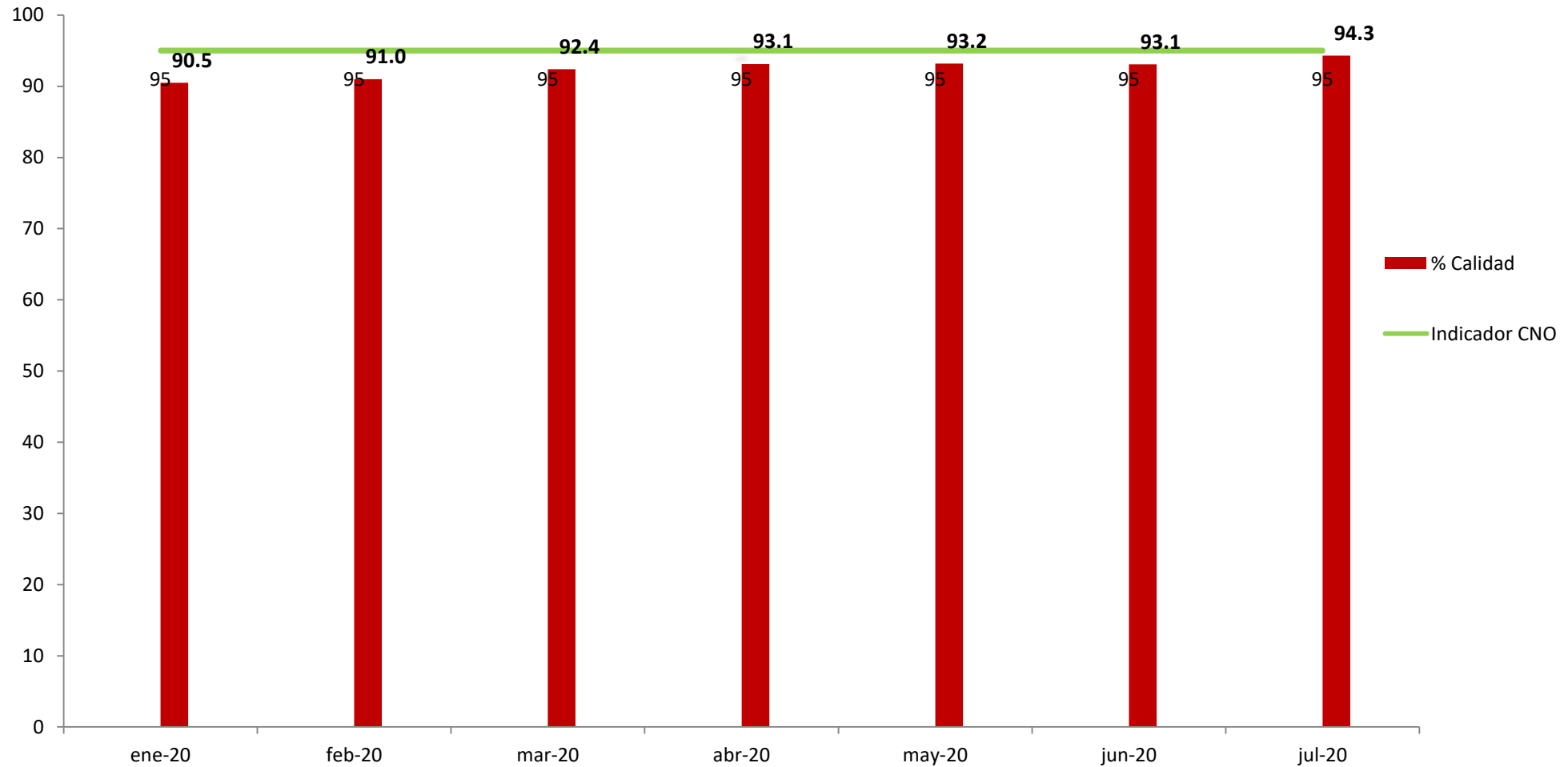


Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo en cada mercado

MC	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	Desviaciones por mes	% desviaciones permitidas	% desviaciones por mes	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Emec	31	35	688	4.70%	92.5%	213	4192	82.0%
MC-Drummond	31	35	630	4.70%	84.7%	213	4267	83.5%
MC-Putumayo	31	35	607	4.70%	81.6%	213	2573	50.3%
MC-Intercor	31	35	604	4.70%	81.2%	213	4294	84.0%
MC-TubosCaribe	31	35	594	4.70%	79.8%	213	4243	83.0%
MC-Cerromatoso	31	35	471	4.70%	63.3%	213	3117	61.0%
MC-Casanare	31	35	411	4.70%	55.2%	213	2013	39.4%
MC-Cartago	31	35	403	4.70%	54.2%	213	2559	50.1%
MC-Oxy	31	35	384	4.70%	51.6%	213	3066	60.0%
MC-BajoPutumayo	31	35	381	4.70%	51.2%	213	2951	57.7%
MC-Arauca	31	35	380	4.70%	51.1%	213	2260	44.2%
MC-Choco	31	35	334	4.70%	44.9%	213	2630	51.4%
MC-Antioquia	31	35	278	4.70%	37.4%	213	1798	35.2%
MC-Boyaca	31	35	246	4.70%	33.1%	213	2427	47.5%
MC-Caqueta	31	35	246	4.70%	33.1%	213	2668	52.2%
MC-Cali	31	35	242	4.70%	32.5%	213	2059	40.3%
MC-CirInfanta	31	35	242	4.70%	32.5%	213	2146	42.0%
MC-Tolima	31	35	236	4.70%	31.7%	213	2179	42.6%
MC-Tulua	31	35	236	4.70%	31.7%	213	2216	43.3%
MC-Rubiales	31	35	218	4.70%	29.3%	213	3112	60.9%
MC-Huila	31	35	212	4.70%	28.5%	213	2445	47.8%
MC-Meta	31	35	201	4.70%	27.0%	213	2679	52.4%
MC-Santander	31	35	199	4.70%	26.7%	213	2333	45.6%
MC-NorSantander	31	35	174	4.70%	23.4%	213	2153	42.1%
MC-Celsia	31	35	172	4.70%	23.1%	213	2218	43.4%
MC-Guaviare	31	35	150	4.70%	20.2%	213	2794	54.7%
MC-Caldas	31	35	149	4.70%	20.0%	213	1226	24.0%
MC-CordobaSucre	31	35	133	4.70%	17.9%	213	379	7.4%
MC-Cauca	31	35	72	4.70%	9.7%	213	1581	30.9%
MC-Pereira	31	35	58	4.70%	7.8%	213	1280	25.0%
MC-Nariño	31	35	56	4.70%	7.5%	213	1157	22.6%
MC-Quindio	31	35	53	4.70%	7.1%	213	855	16.7%
MC-Planeta	31	35	46	4.70%	6.2%	213	343	6.7%
MC-Bolivar	31	35	35	4.70%	4.7%	213	309	6.0%
MC-Atlantico	31	35	26	4.70%	3.5%	213	383	7.5%
MC-GCM	31	35	21	4.70%	2.8%	213	287	5.6%
MC-Codensa	31	35	1	4.70%	0.1%	213	382	7.5%

Indicador de calidad de la Supervisión

Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: Los valores presentados son preliminares, el informe se encuentra en modo de prueba



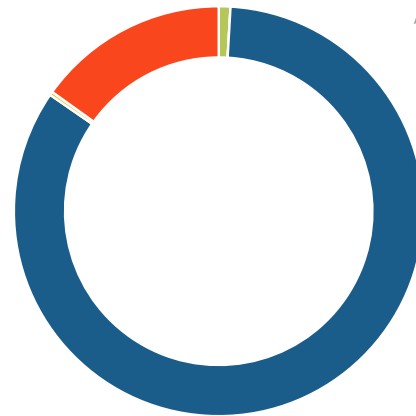
ANEXOS



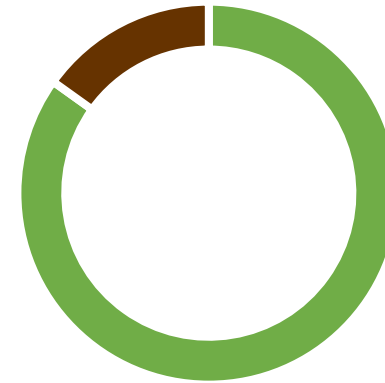
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 182.7
GWh-día

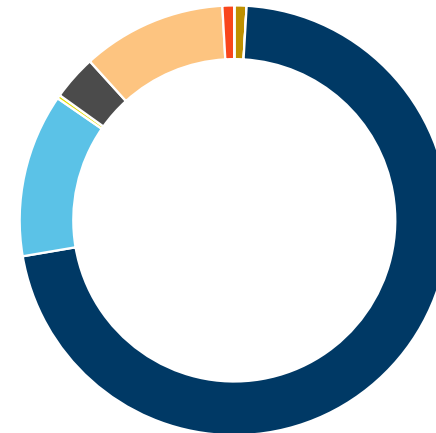
- Biomasa, 1.7, 0.92%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 152.9, 83.69%
- Solar, 0.5, 0.28%
- Combustible fósil, 27.6, 15.11%



- Renovables
155.1
84.89%
- No renovables
27.6
15.11%



- Bagazo, 1.7, 0.92%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Embalse, 130.5, 71.40%
- Filo de agua, 22.5, 12.29%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.28%
- Carbón, 6.1, 3.36%
- Gas, 19.8, 10.86%
- Gas Importado, 1.6, 0.88%
- Líquidos, 0.0, 0.01%

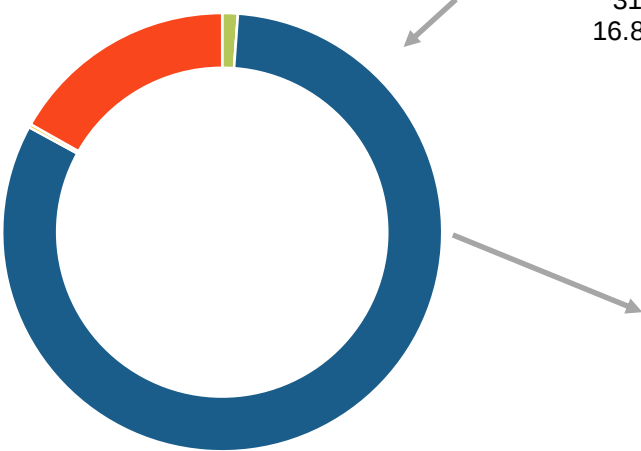


La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 4 de agosto de 2020

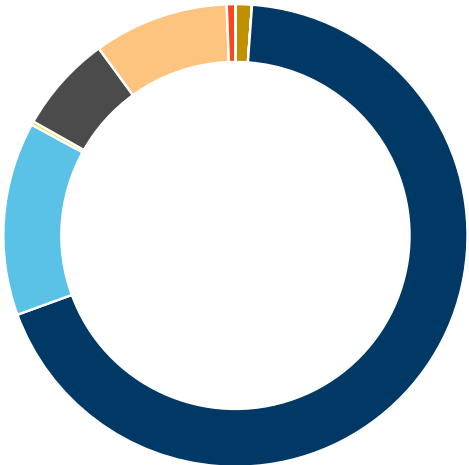
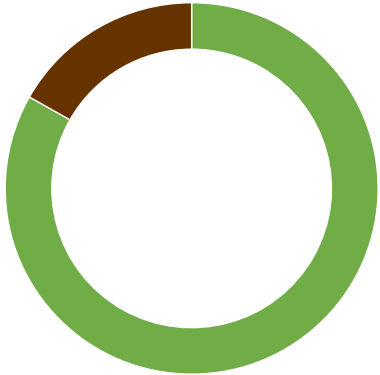
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 184.4
GWh-día

- Biomasa, 2.1, 1.14%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 150.8, 81.81%
- Solar, 0.5, 0.25%
- Combustible fósil, 31.0, 16.80%



- Renewable
153.4
83.20%
- No
renovable
31.0
16.80%



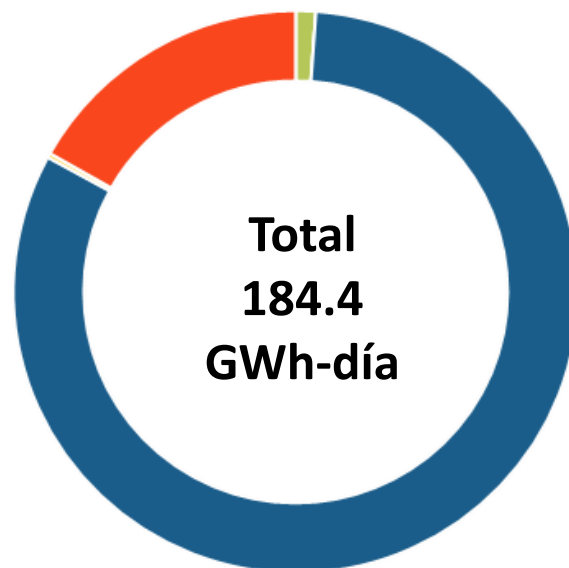
- Bagazo, 2.1, 1.14%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Embalse, 125.9, 68.29%
- Filo de agua, 24.9, 13.52%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.25%
- Carbón, 12.5, 6.79%
- Gas, 17.4, 9.42%
- Gas Importado, 1.1, 0.59%
- Líquidos, 0.0, 0.00%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de julio de 2020

Generación promedio por tipo de despacho GWh-día

Julio 2020

- Biomasa, 2.1, 1.14%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 150.8, 81.81%
- Solar, 0.5, 0.25%
- Combustible fósil, 31.0, 16.80%

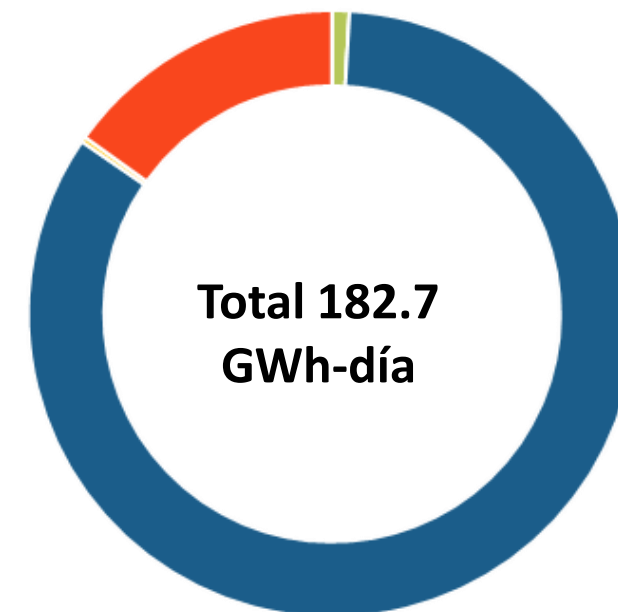


Total
184.4
GWh-día

Renovable 83.20%

Agosto 2020

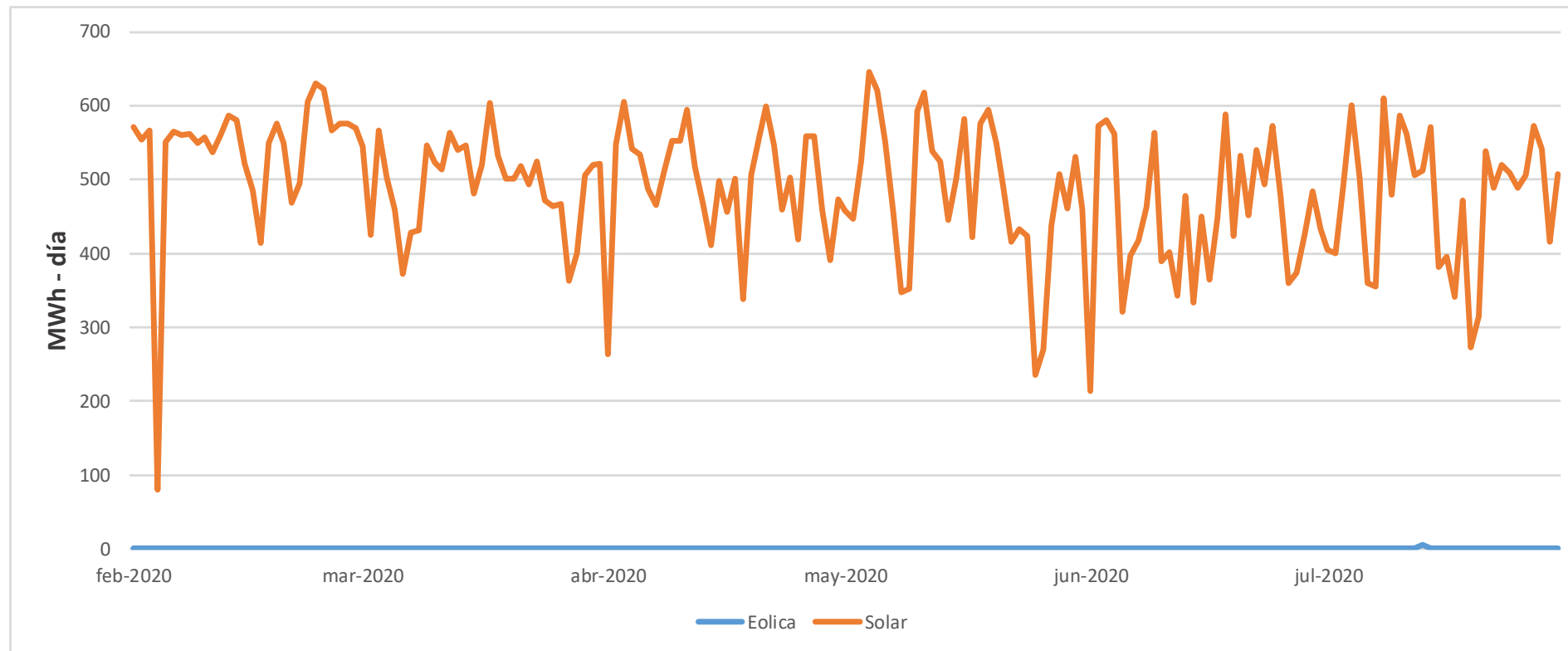
- Biomasa, 1.7, 0.92%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 152.9, 83.69%
- Solar, 0.5, 0.28%
- Combustible fósil, 27.6, 15.11%



Total **182.7**
GWh-día

Renovable 84.99%

Generación FERNC



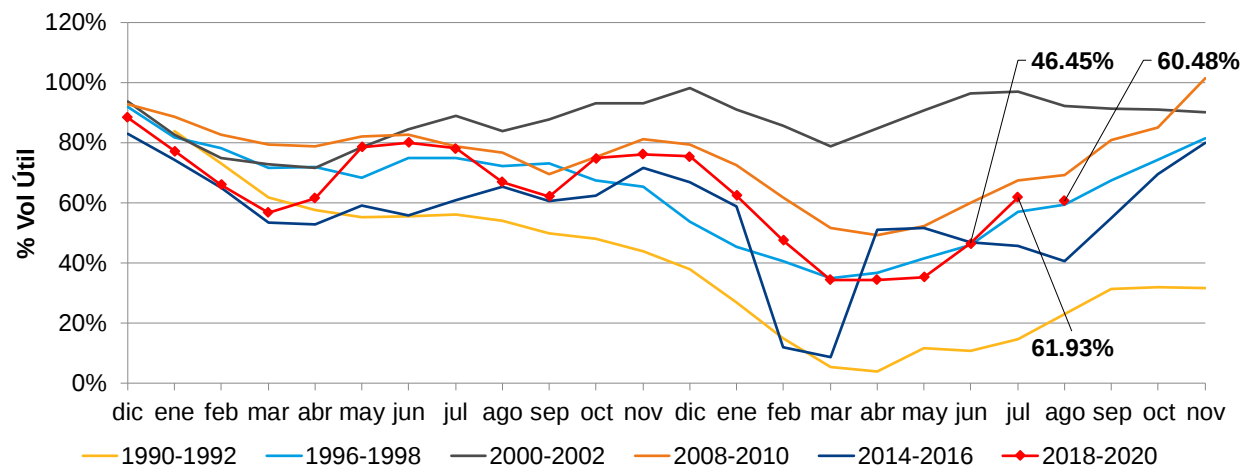
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso y 3 AGPE Registrados ante el CND

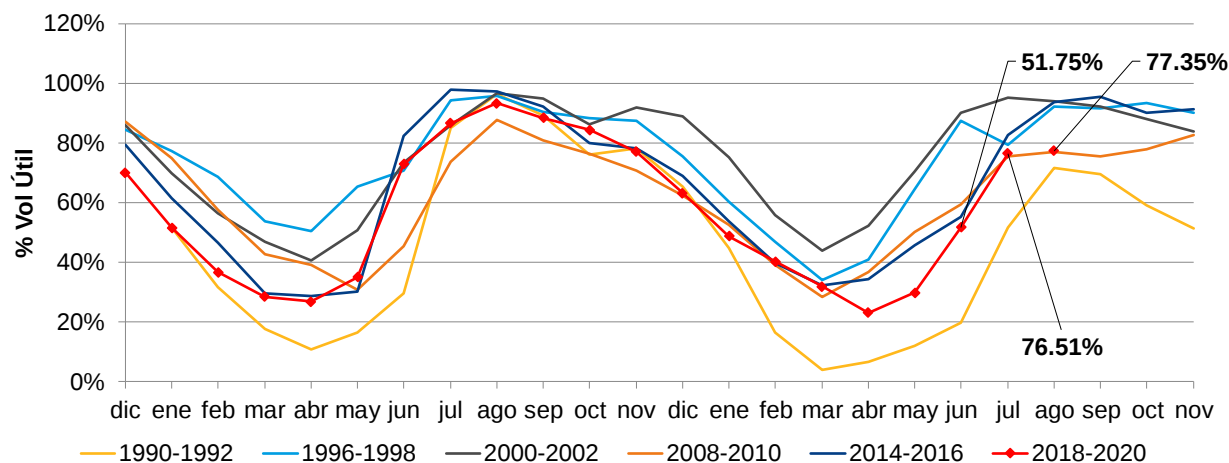
Evolución de reservas por regiones



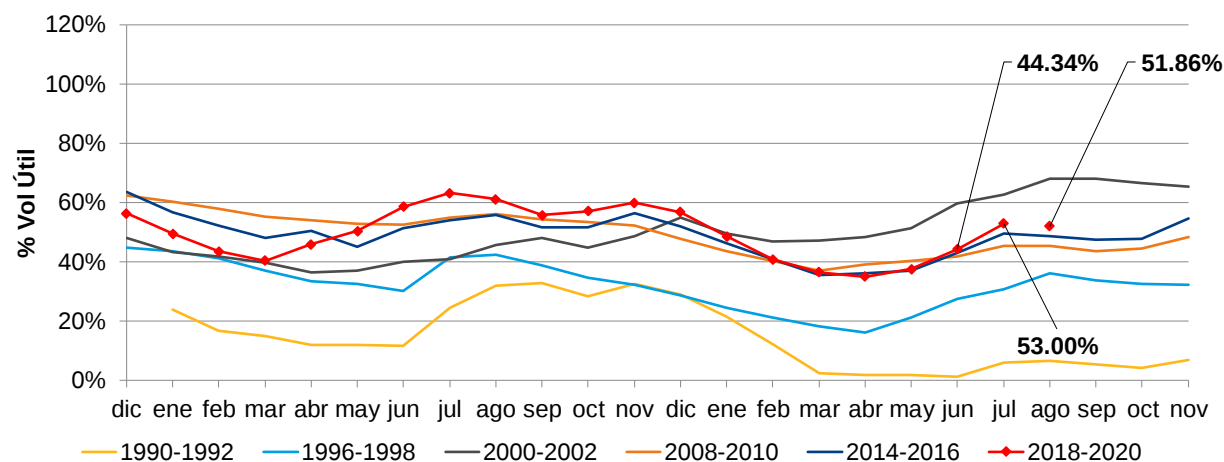
Antioquia Participación: 35.09%



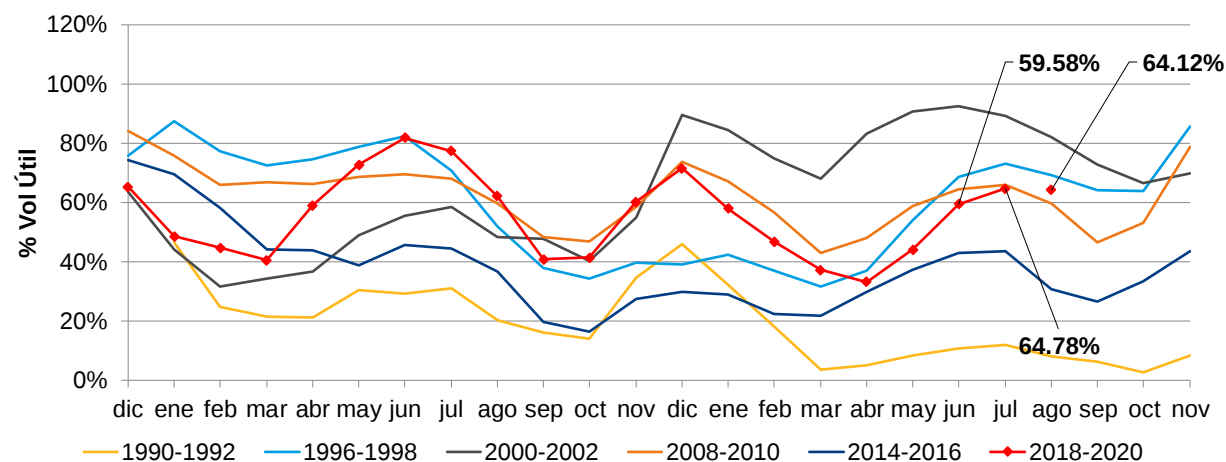
Oriente Participación: 30.87%



Centro Participación: 30.25%

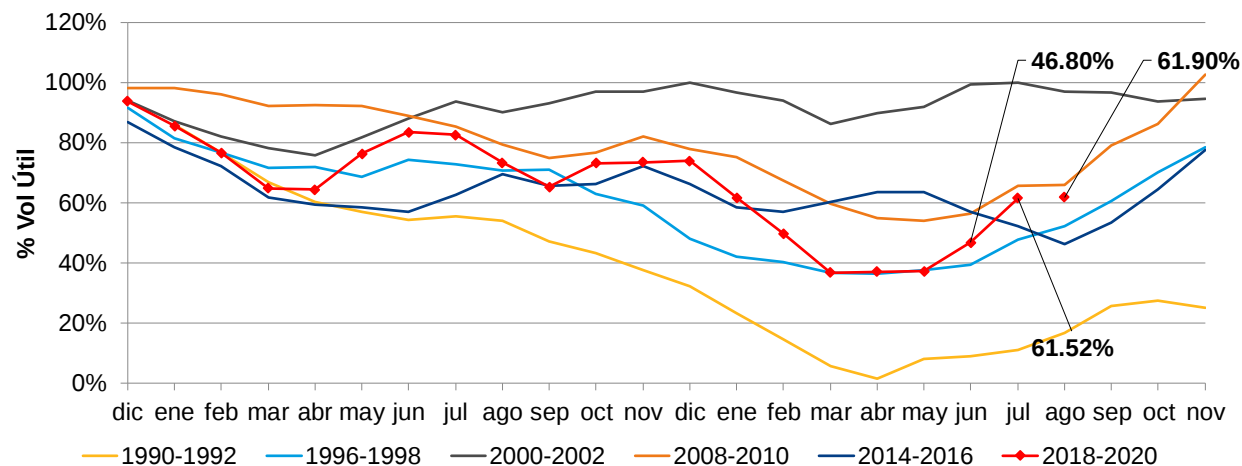


Valle Participación: 2.60%

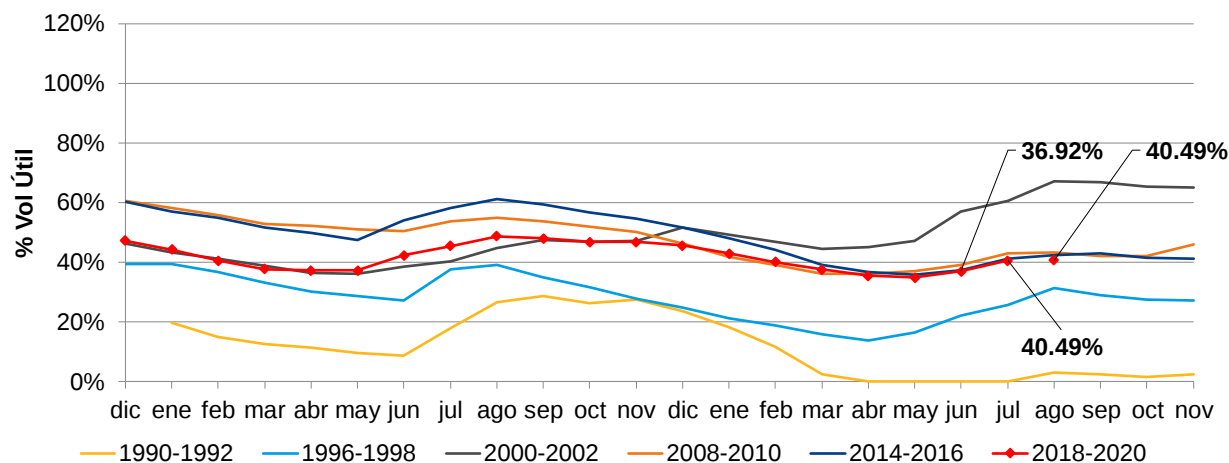


Evolución de principales embalses

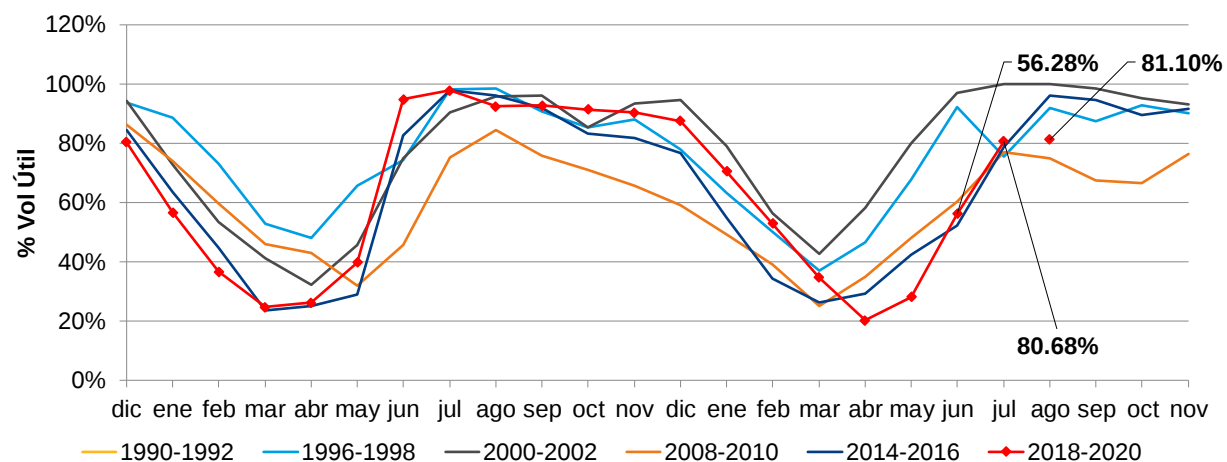
Peñol Participación: 24.08%



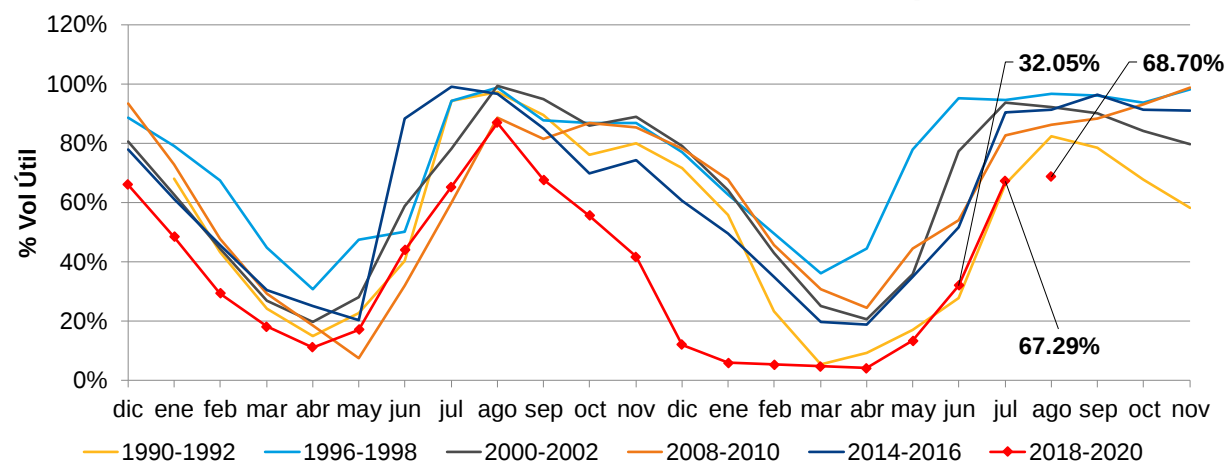
Agregado Bogotá Participación: 14.53%



Guavio Participación: 16.18%

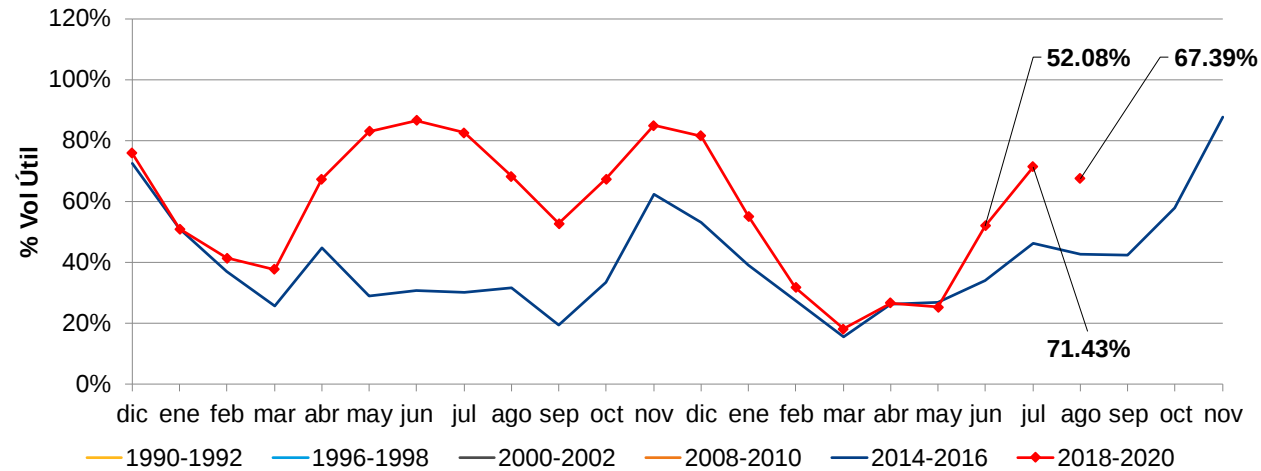


Esmeralda - Chivor Participación: 7.29%



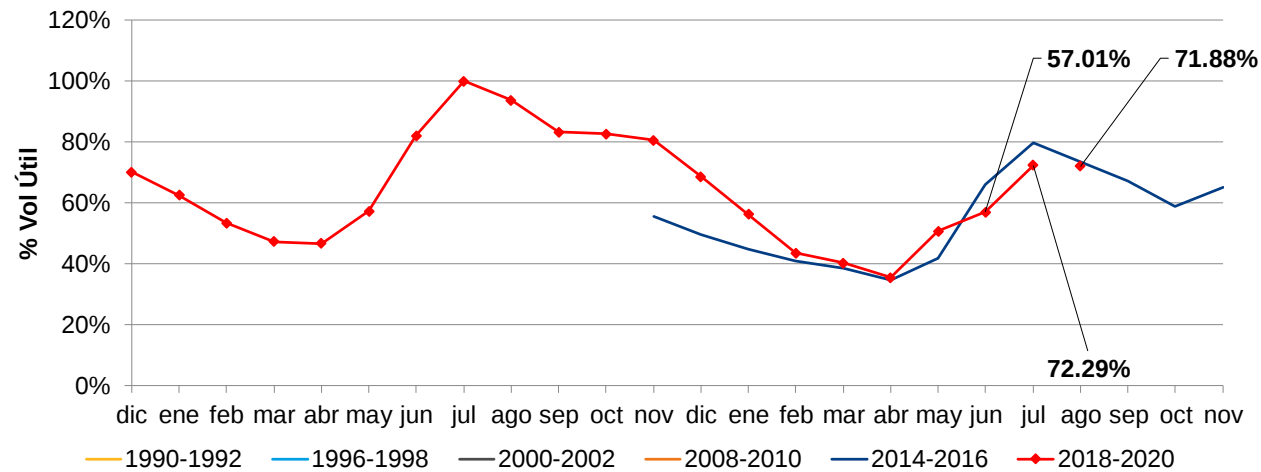
Evolución de principales embalses

Topocoro - Sogamoso Participación: 6.45%



El Quimbo

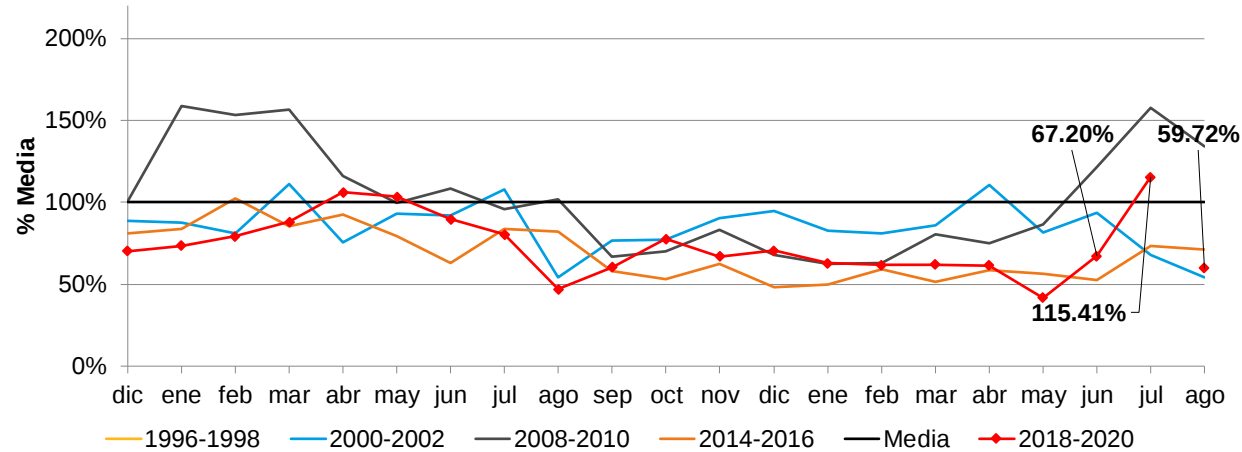
Participación: 7.64%



Aportes por regiones

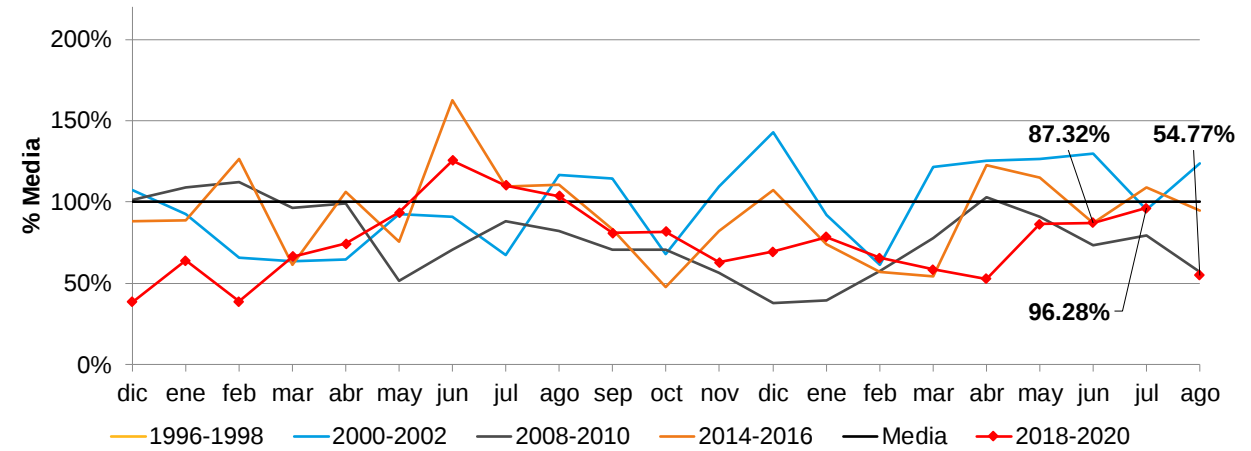
Antioquia

Participación: 37.92%



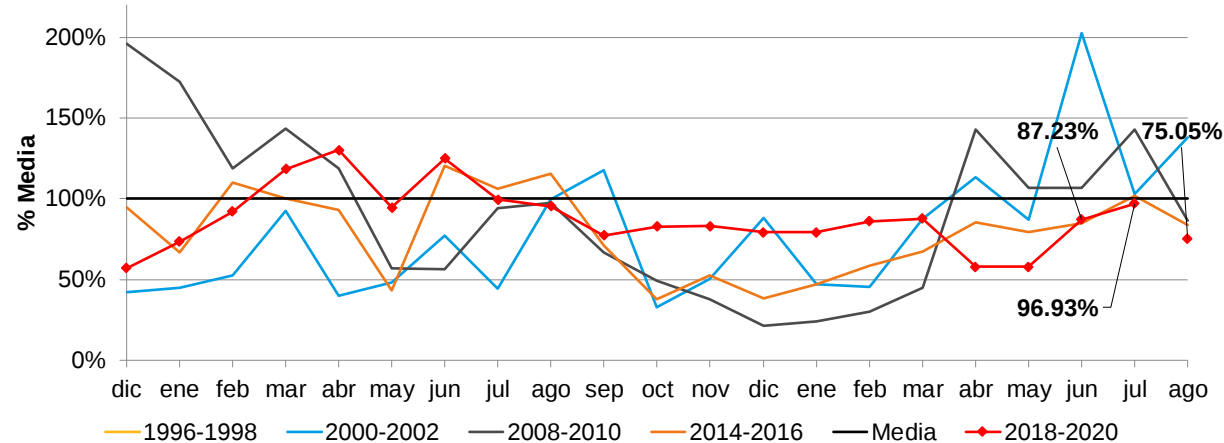
Oriente

Participación: 25.87%



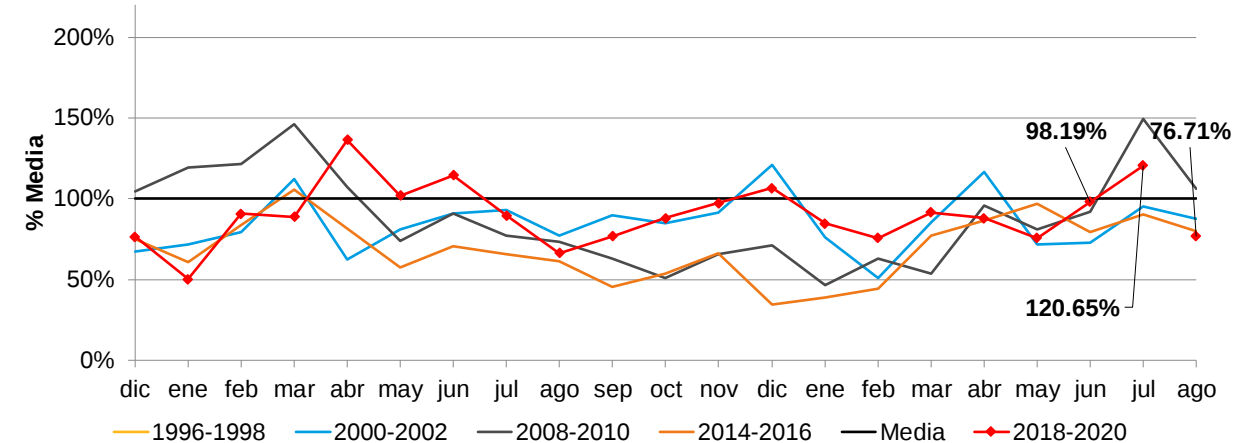
Centro

Participación: 26.00%



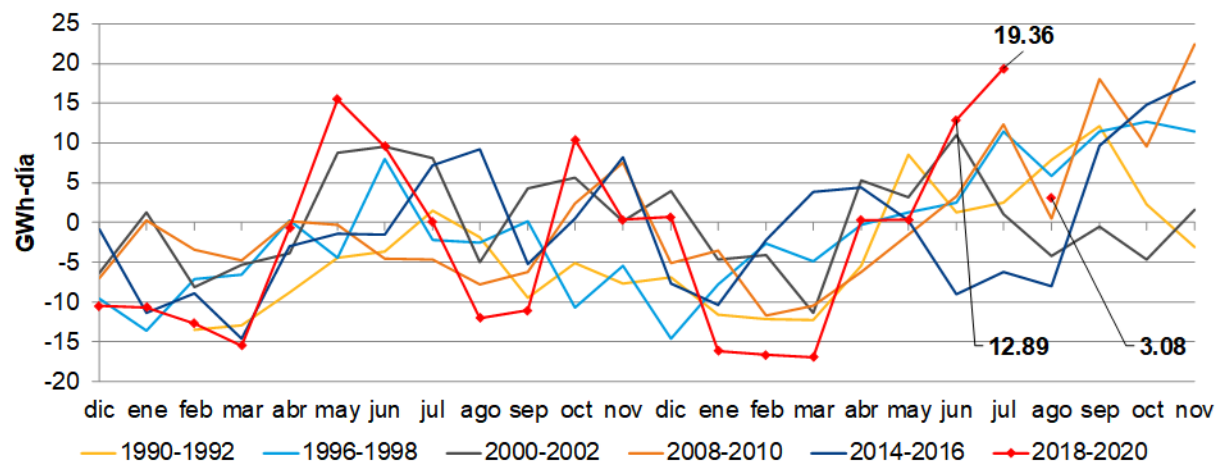
Valle

Participación: 3.38%

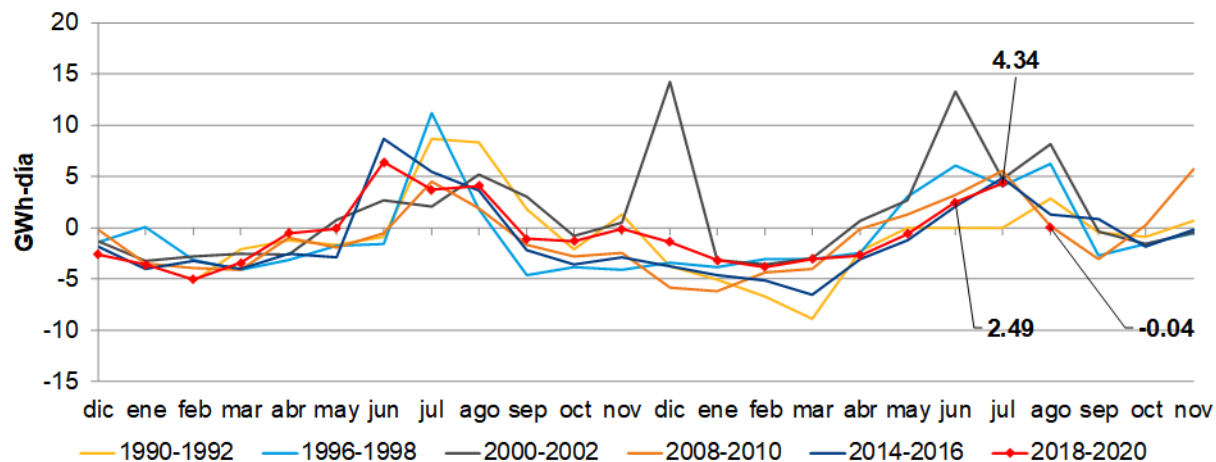


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

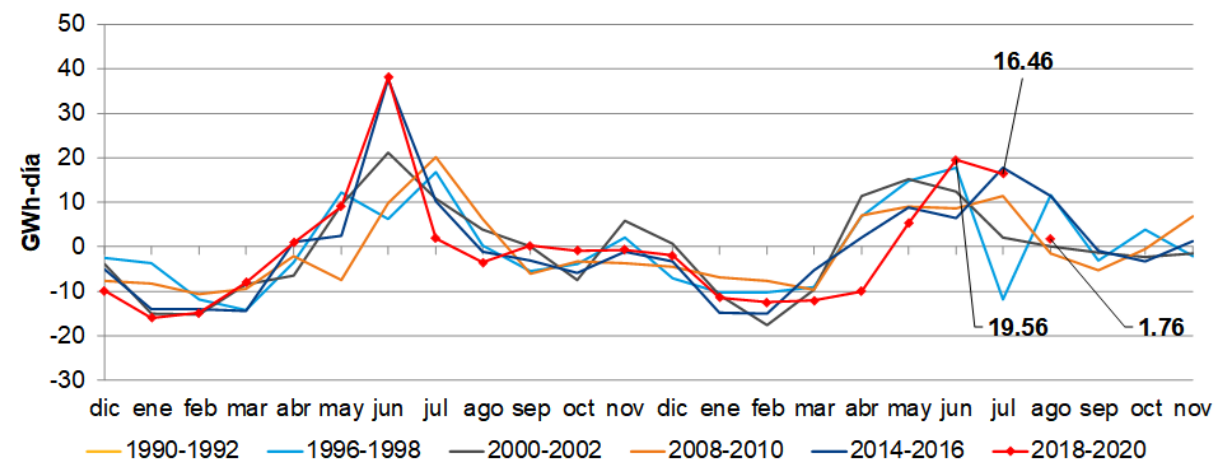
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



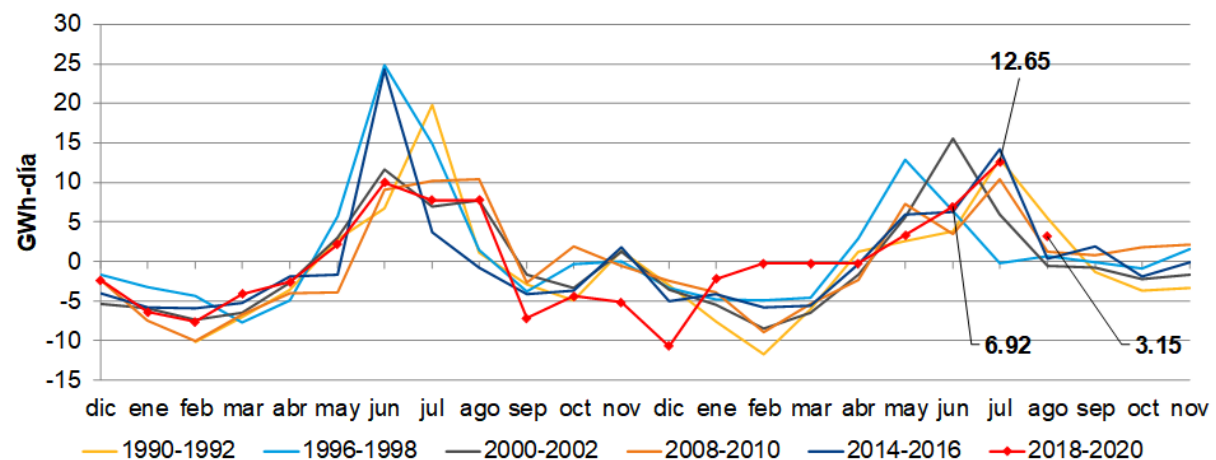
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



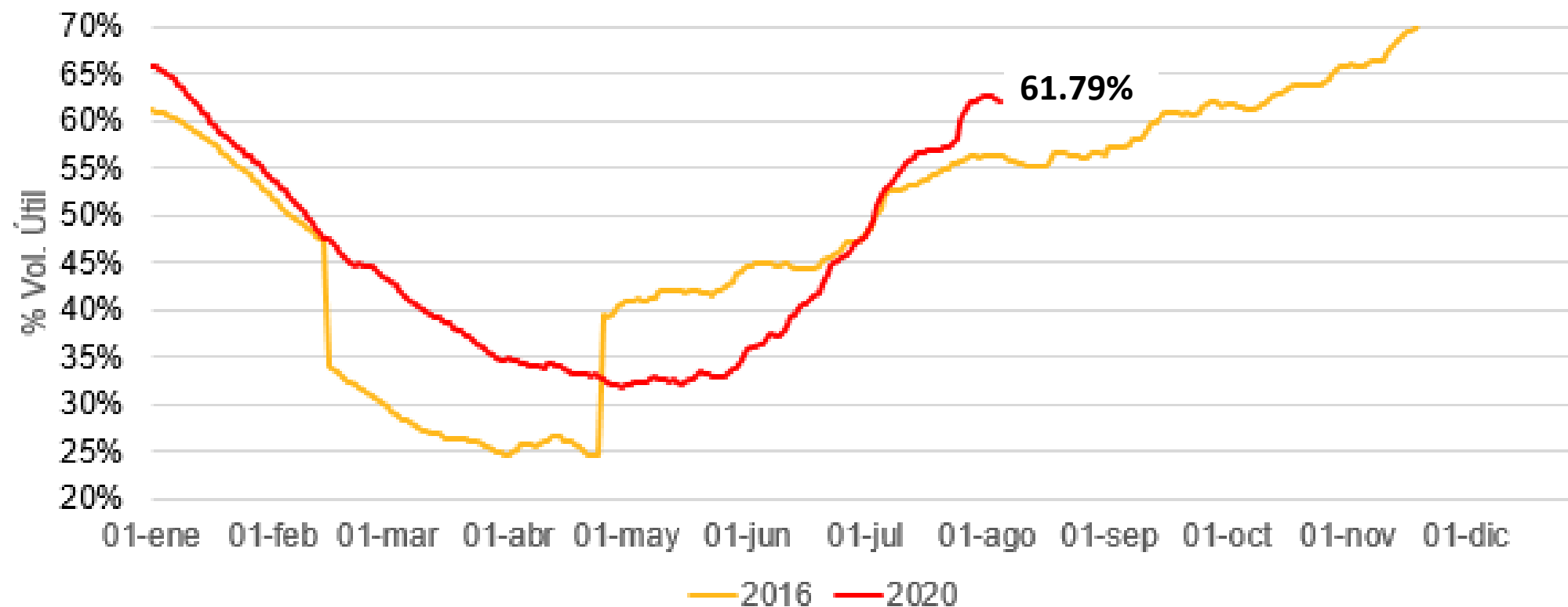
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



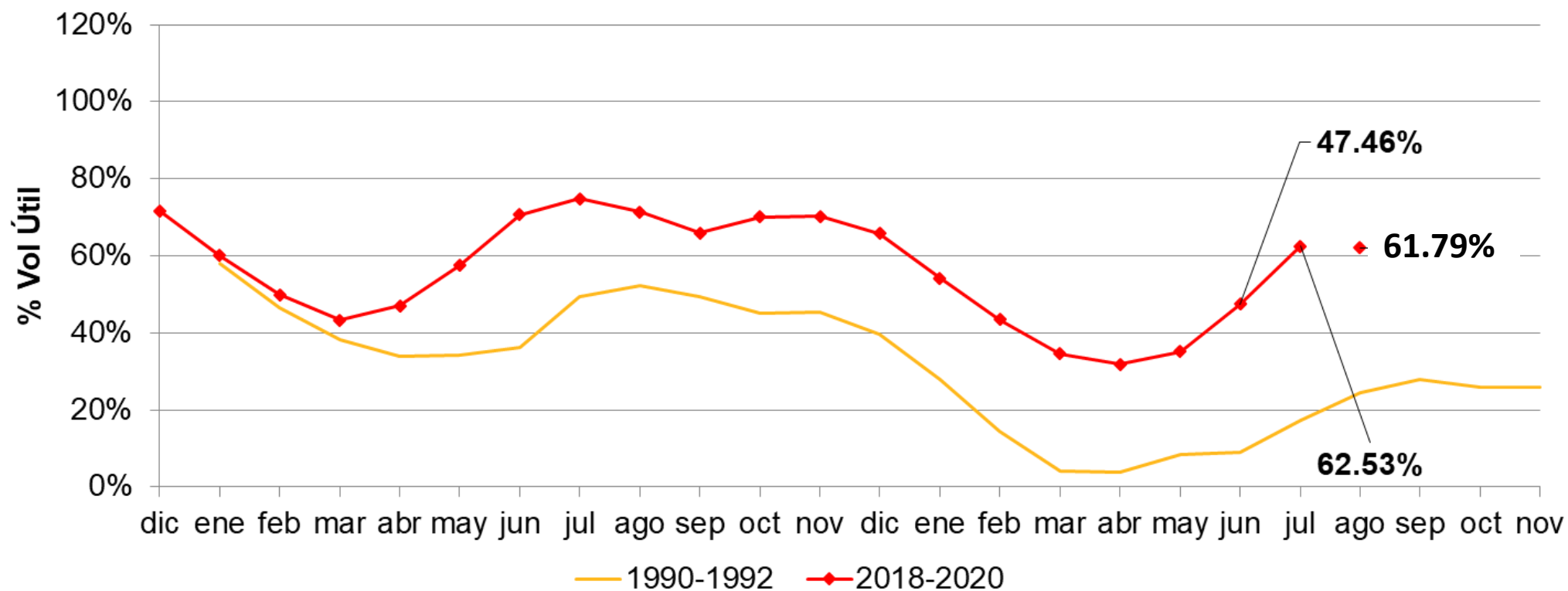
Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio



Seguimiento Diario Agregado SIN



Seguimiento Embalse 1990-1992 vs 2019-2021



Información hasta 2020-08-05
Información actualizada 2020-08-06