

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

Jueves, 03 de septiembre de 2020



Contenido

Variables del SIN



Demanda del SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

Varios



Indicadores de Operación
Indicadores Acuerdo 696



Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo



Acciones para fortalecer la confiabilidad en el SIN



Variables del SIN

Demanda del SIN

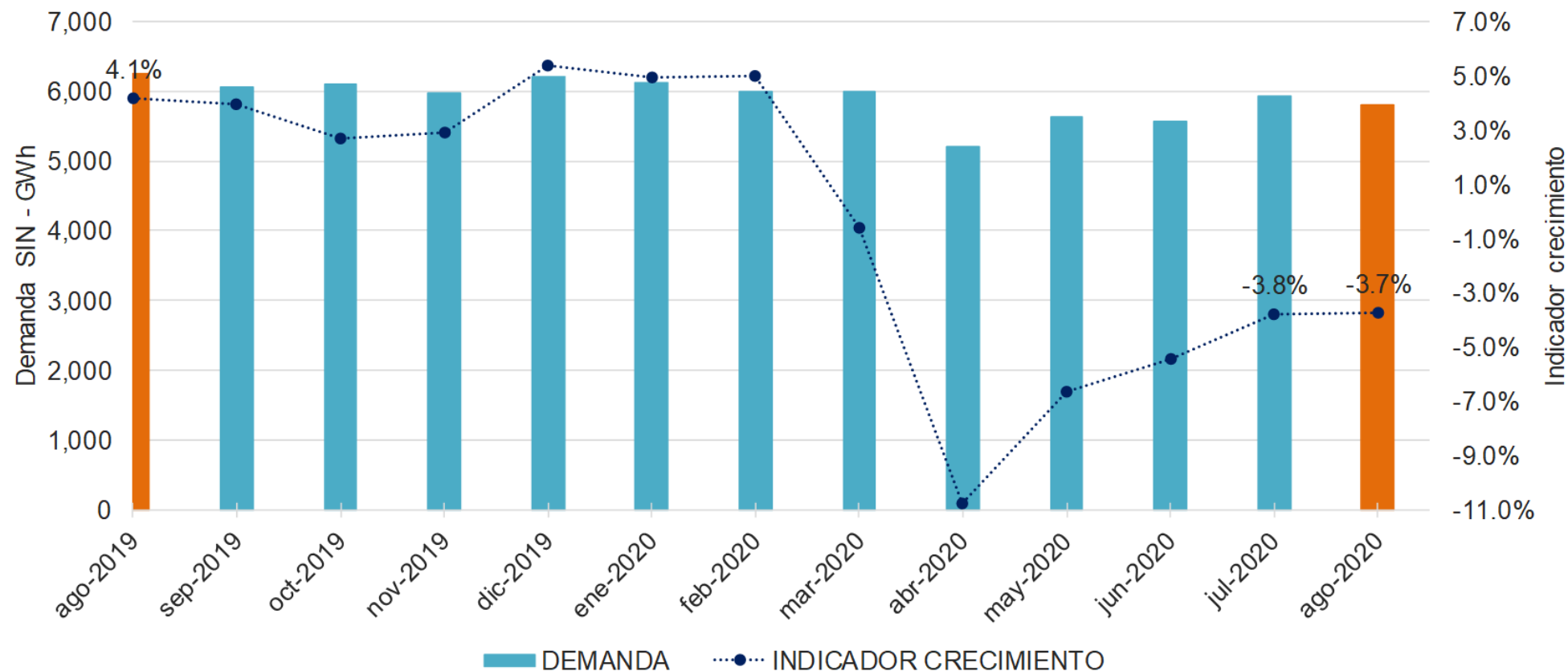
Hidrología

Generación e importaciones

Restricciones

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

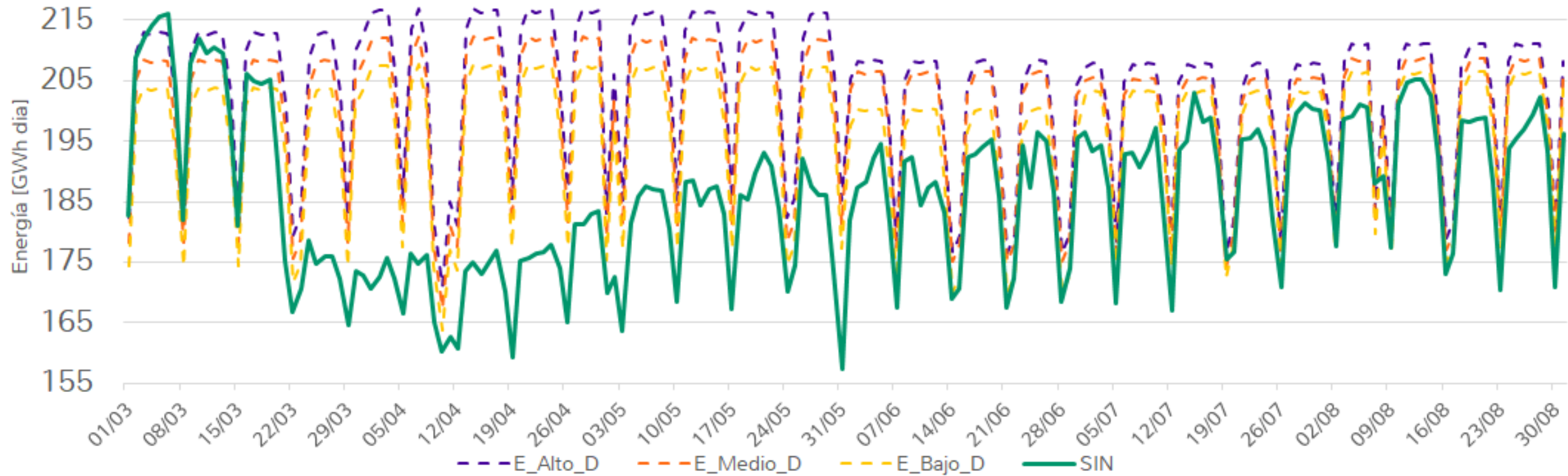


Se destaca que, hasta el 14 de marzo, la demanda del SIN venía con crecimiento del 5.7% con respecto al mismo mes del año anterior

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

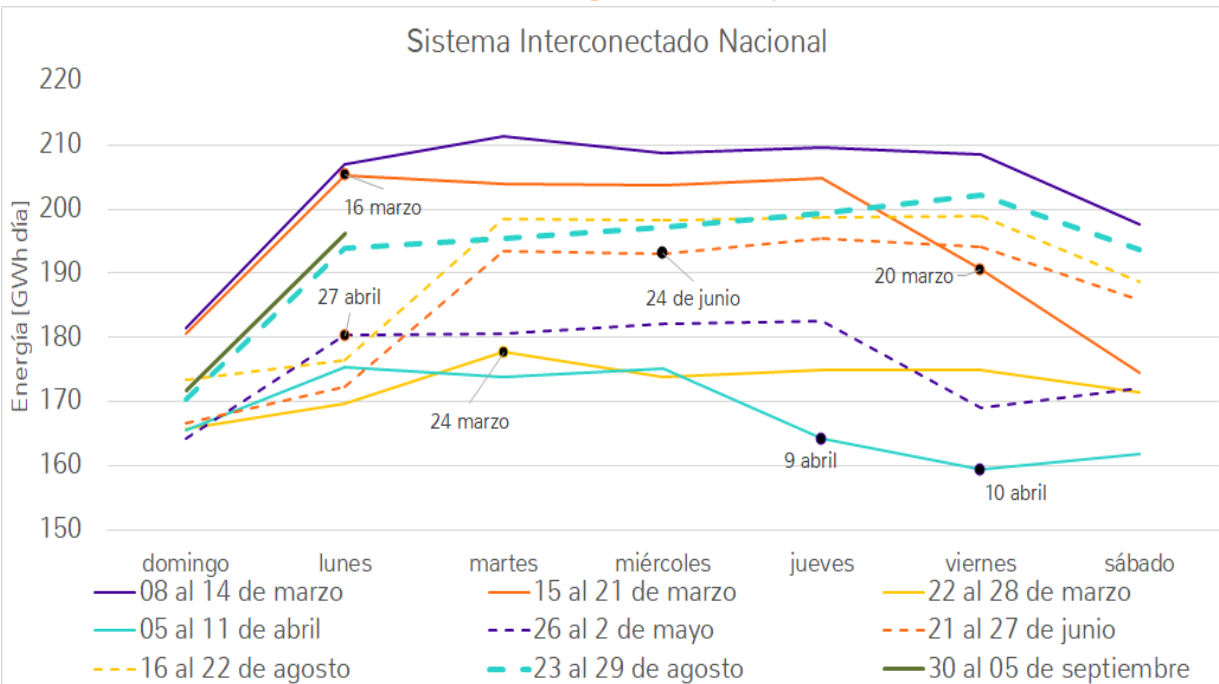
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



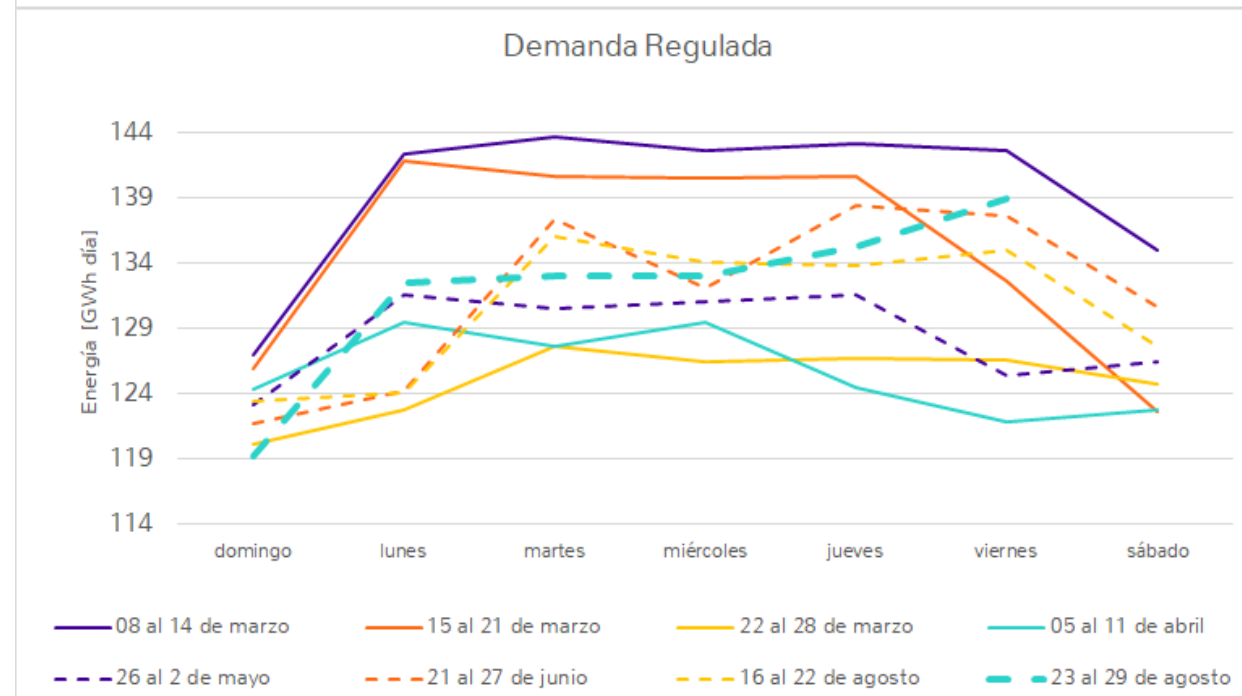
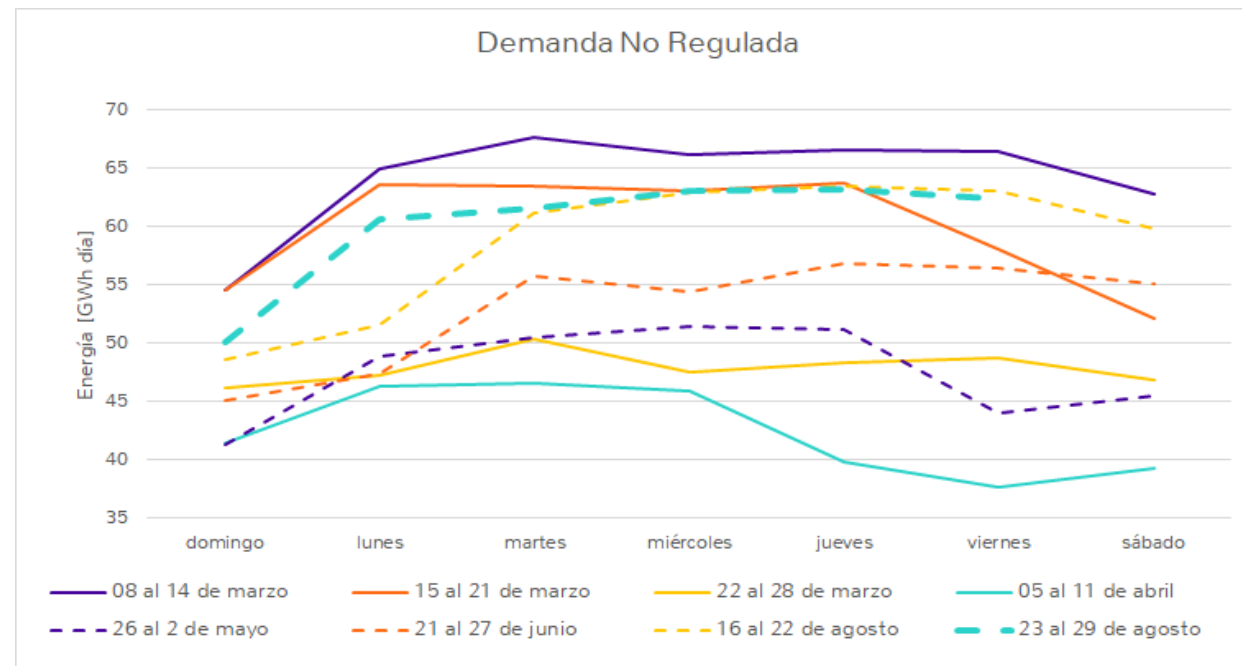
Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0% y finalmente agosto con un -2.4%.

Demanda nacional (Regulada y No Regulada)



Del 20 de marzo al 28 de agosto la disminución en la demanda de energía en el país ha sido del -10.0% en promedio, respecto de los consumos en los mismos días de la semana del 9 al 15 de marzo (semana base)

Disminución Demanda Regulada cerca del -6.6 % y No Regulada cerca del -17.4%.

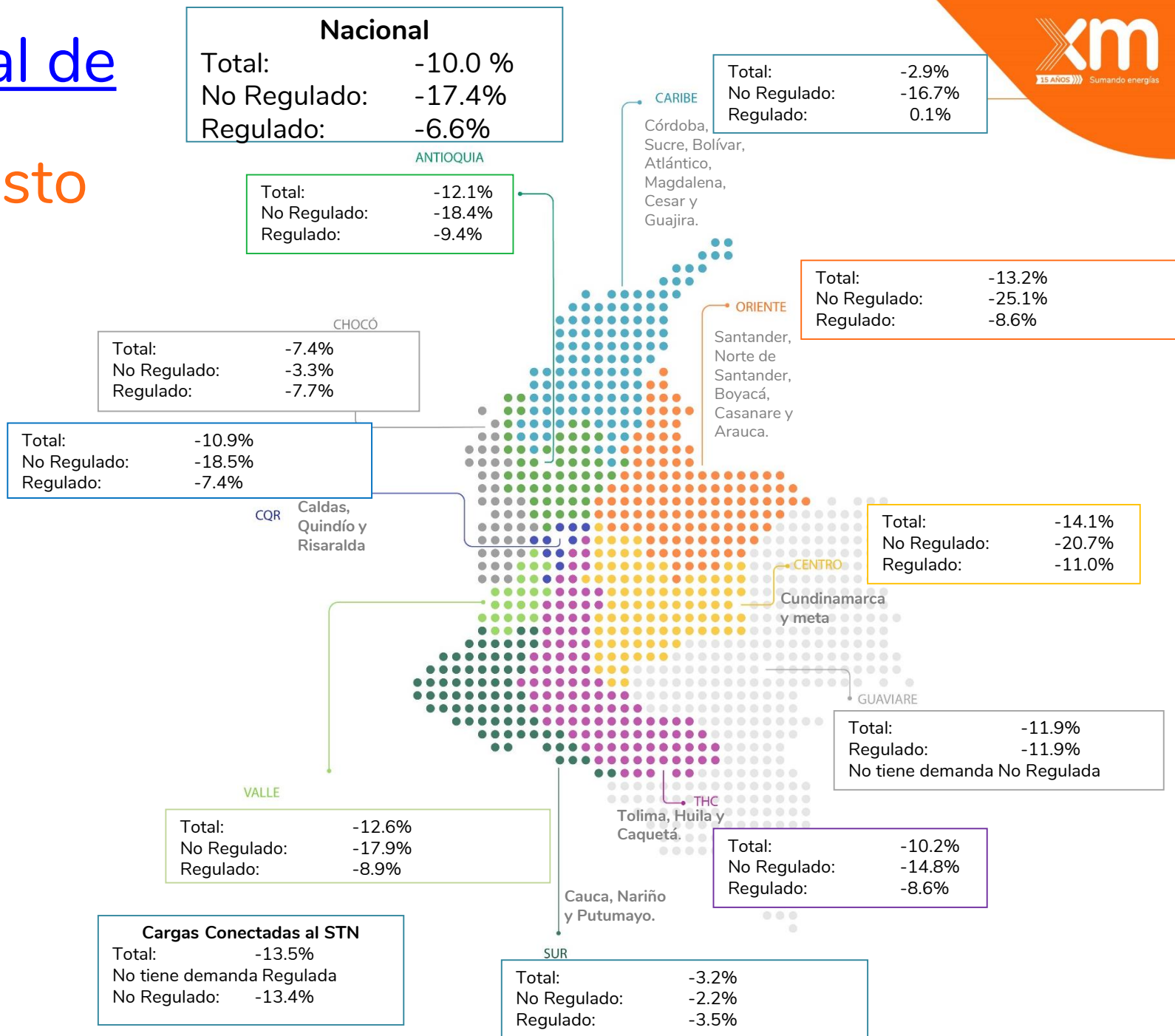


Disminución regional de demanda.

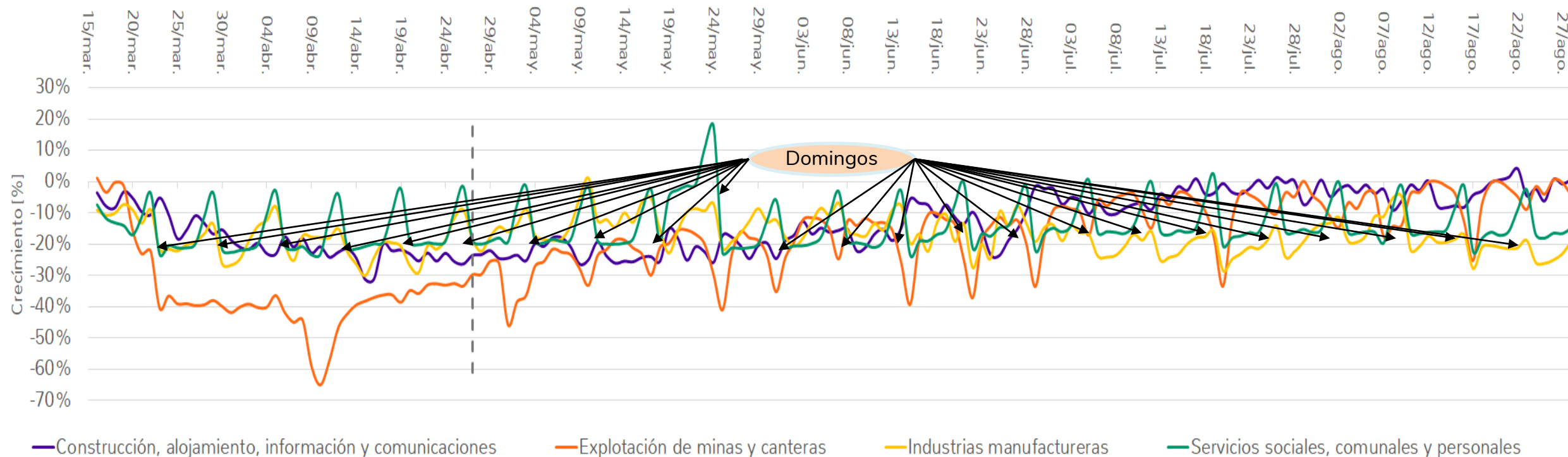
Hasta el 28 de agosto

En términos geográficos, la demanda nacional está distribuida en 10 regiones, que en el periodo del 20 de marzo al 28 de agosto, las zonas de mayor consumo tuvieron la siguiente participación frente a la demanda total: Caribe 26.5%, Centro 23.4%, Antioquia 13.5%, Oriente 10.3% y Valle 10%.

Las regiones que más disminuyeron la demanda son Centro (-14.1%) y Oriente (-13.2%), mientras las que menos redujeron fueron Caribe (-2.9%) y Sur (-3.2%).



Evolución principales actividades económicas



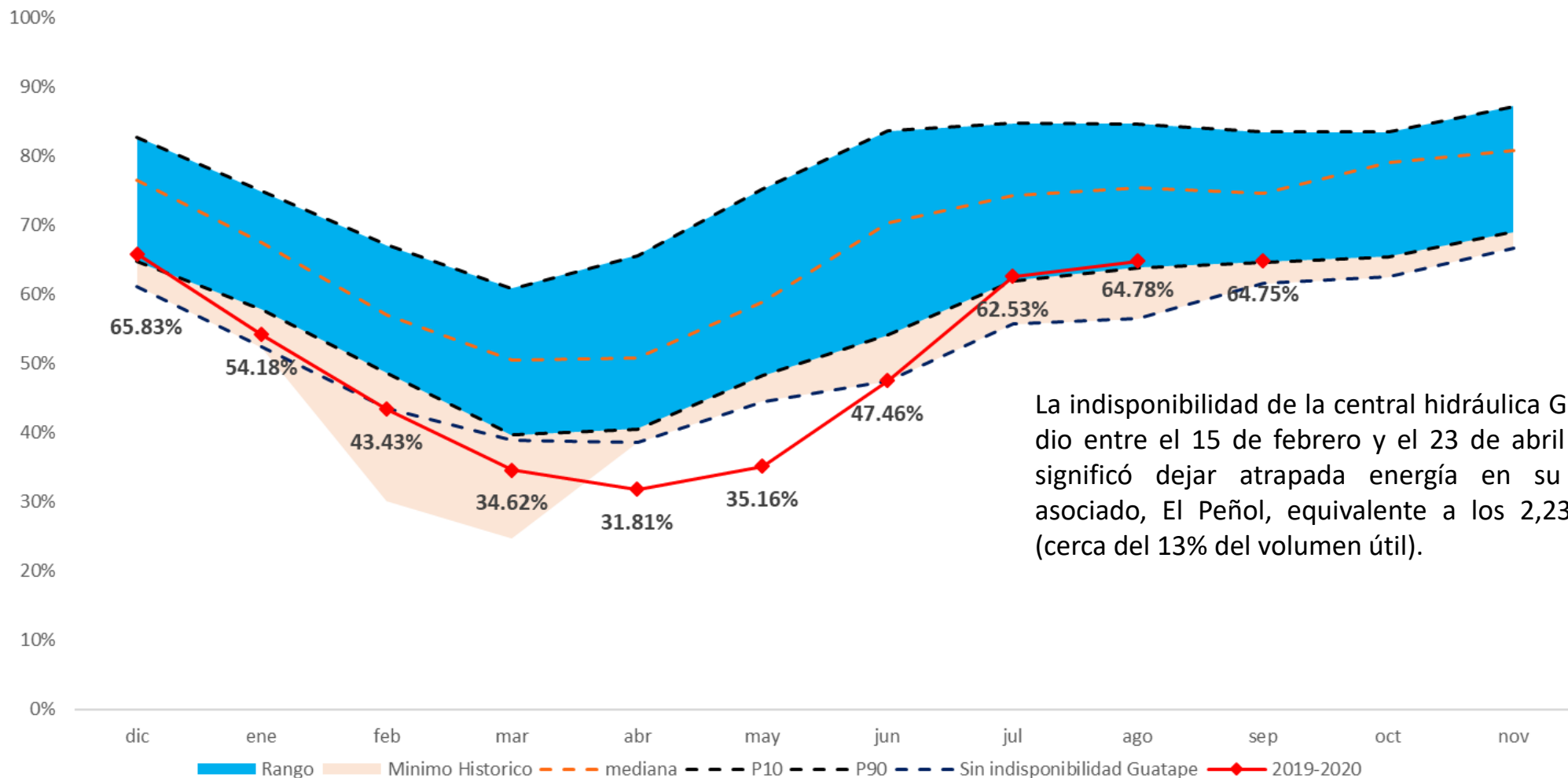
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo al 28 de agosto fue del 41.5% del sector de industrias manufactureras; el 25.8% de la explotación de minas y canteras; el 7.0% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 7.3% de los servicios sociales, comunales y personales.

Las industrias manufactureras han reducido cerca del -19.8% el consumo respecto de la demanda base (9 al 15 de marzo). Construcción, alojamiento, información y comunicaciones han reducido cerca del -17.2%, y Explotación de minas y canteras han reducido cerca del -13.2%.

¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas

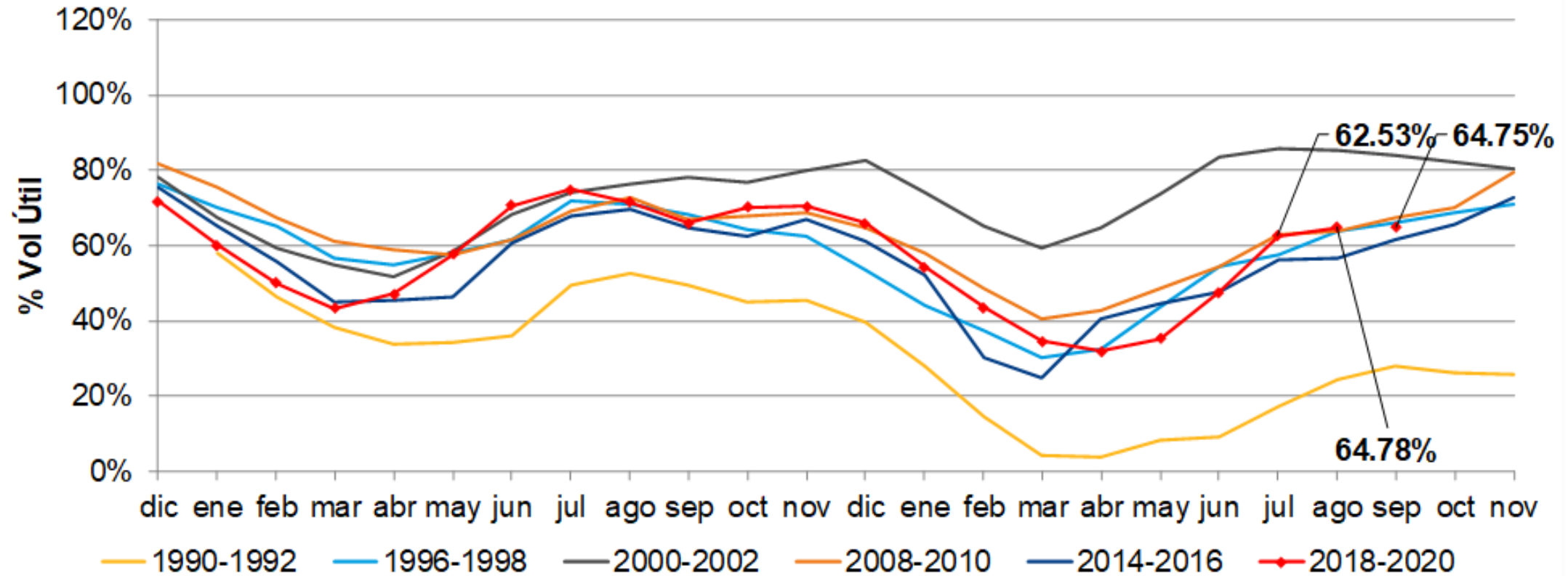


La indisponibilidad de la central hidráulica Guatapé se dio entre el 15 de febrero y el 23 de abril de 2016, significó dejar atrapada energía en su embalse asociado, El Peñol, equivalente a los 2,232.6 GWh (cerca del 13% del volumen útil).

■ 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

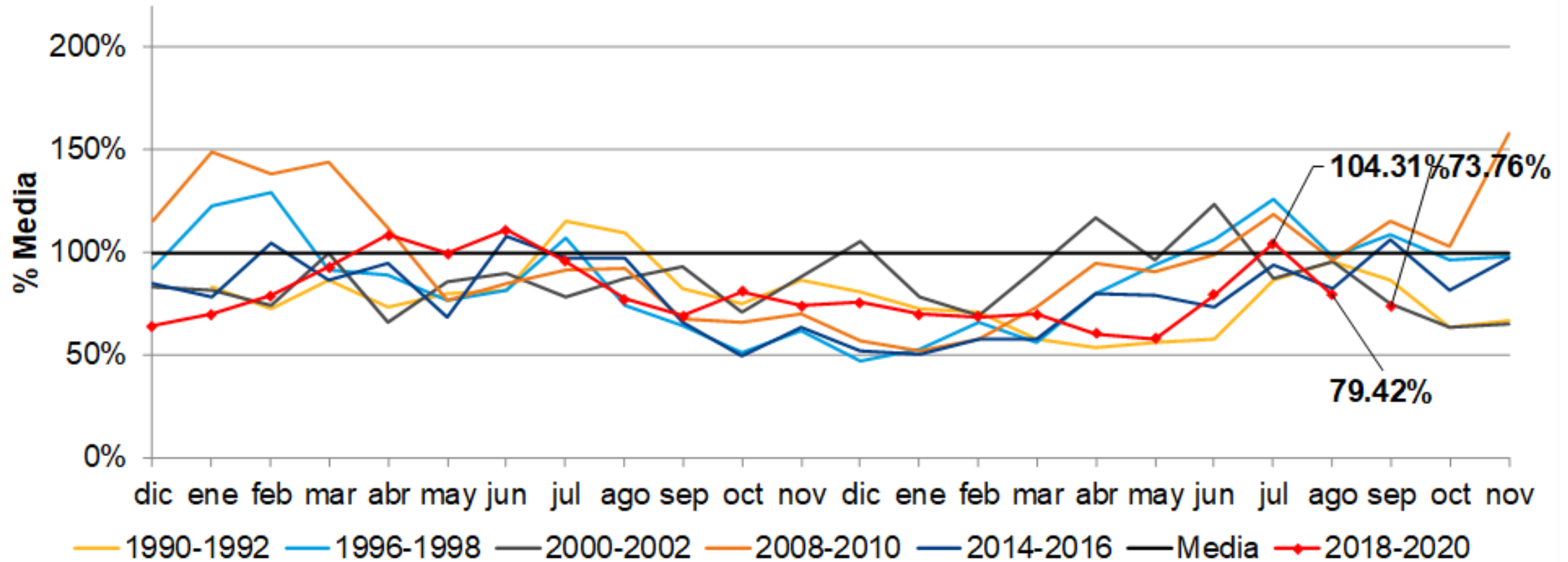
Cantidad de agua almacenada en los embalses



Información hasta el: 2020-09-01

Aportes hídricos

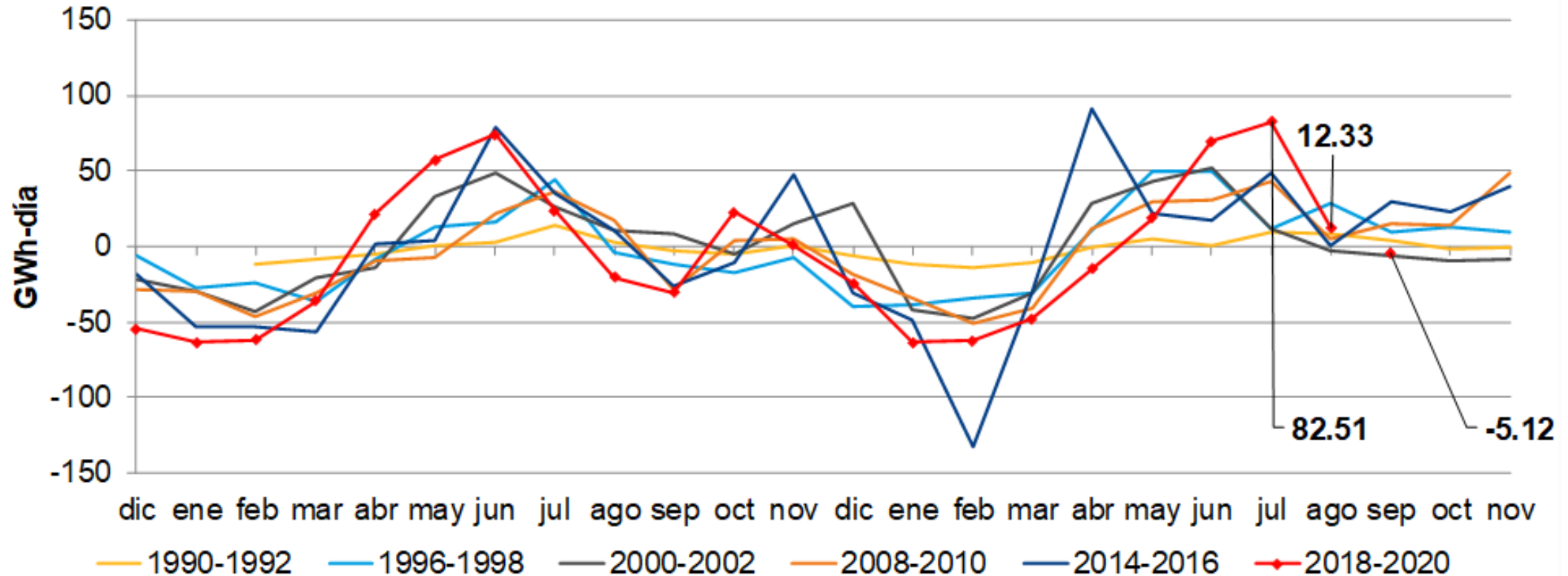
Cantidad de agua que llega a los embalses



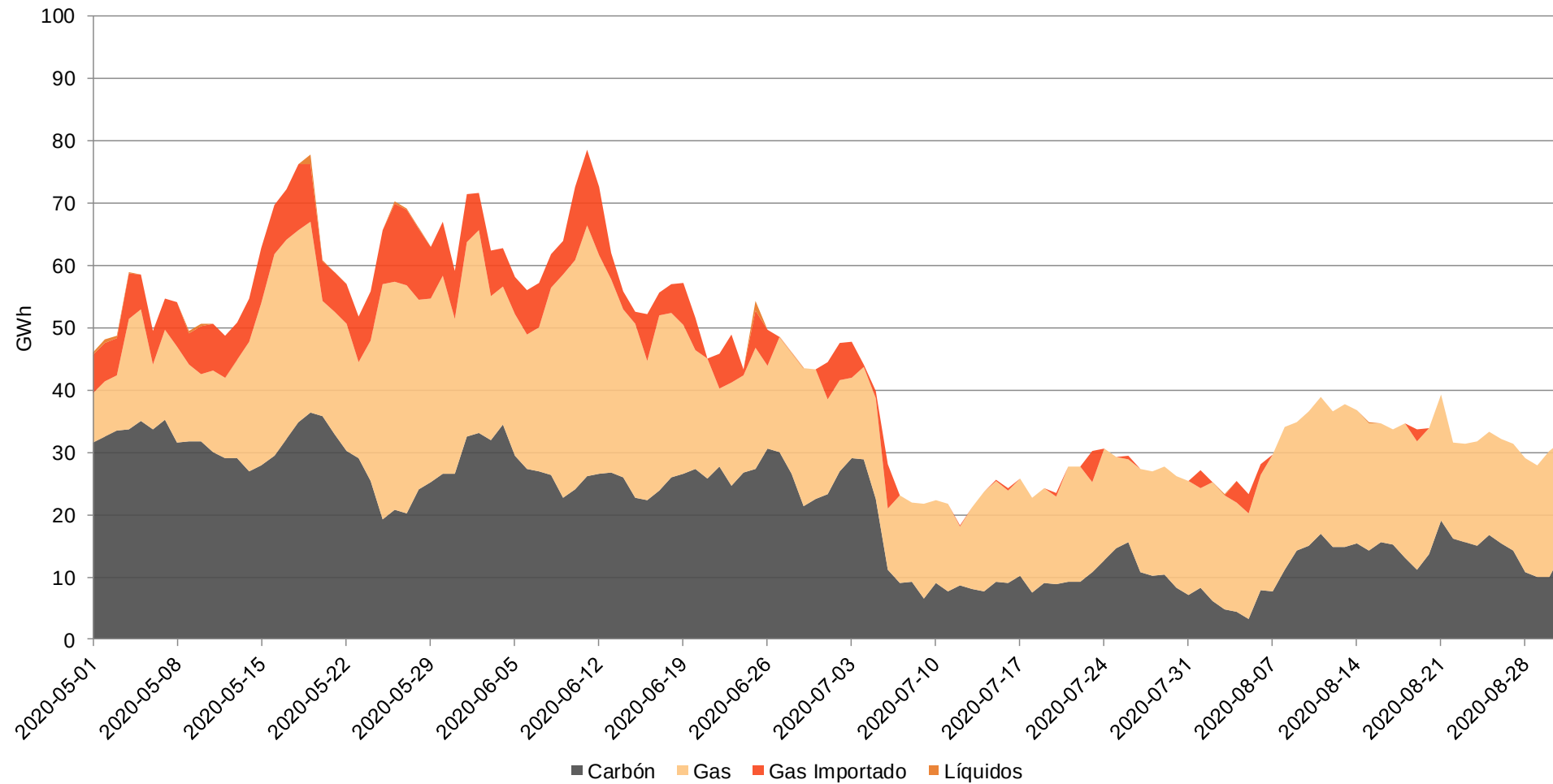
Información hasta el: 2020-09-01

Tasa de Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio



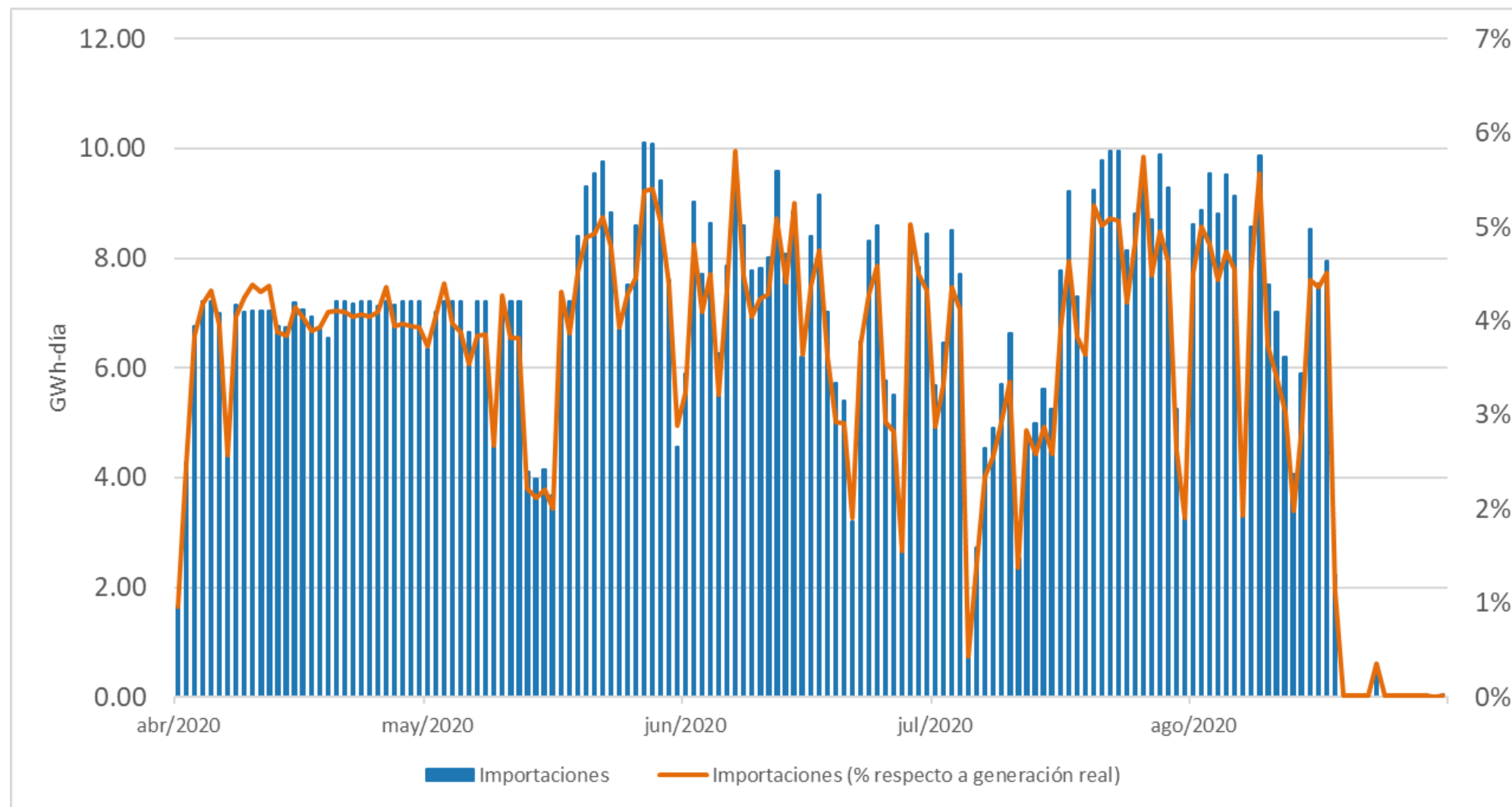
Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



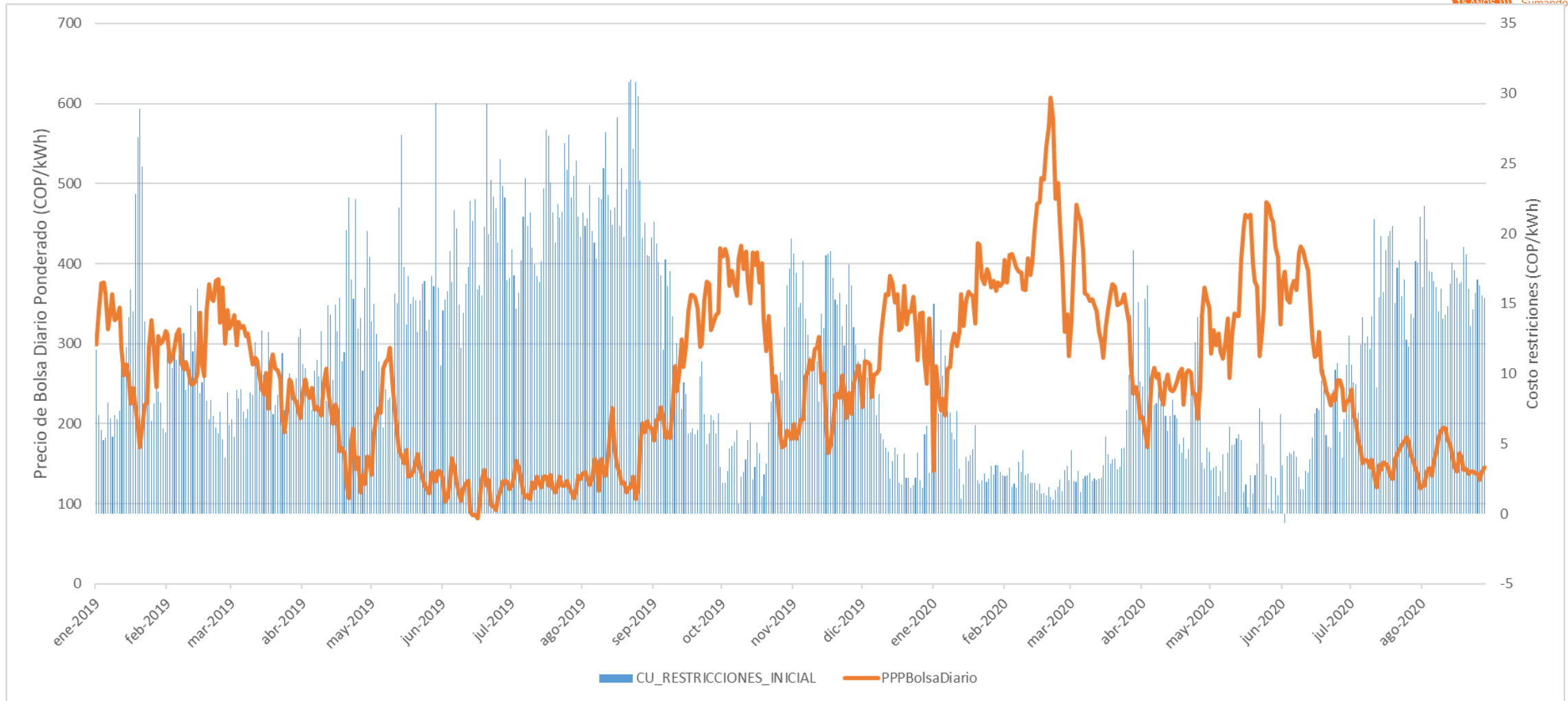
Información hasta el: 2020-08-31

Información actualizada el: 2020-09-02

Importaciones de energía



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 y con cuánta generación se podrá contar, 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 30, 65.05%



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.
Termoyopal G3 y G4 en operación comercial 31-08-2020



Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para agosto 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.



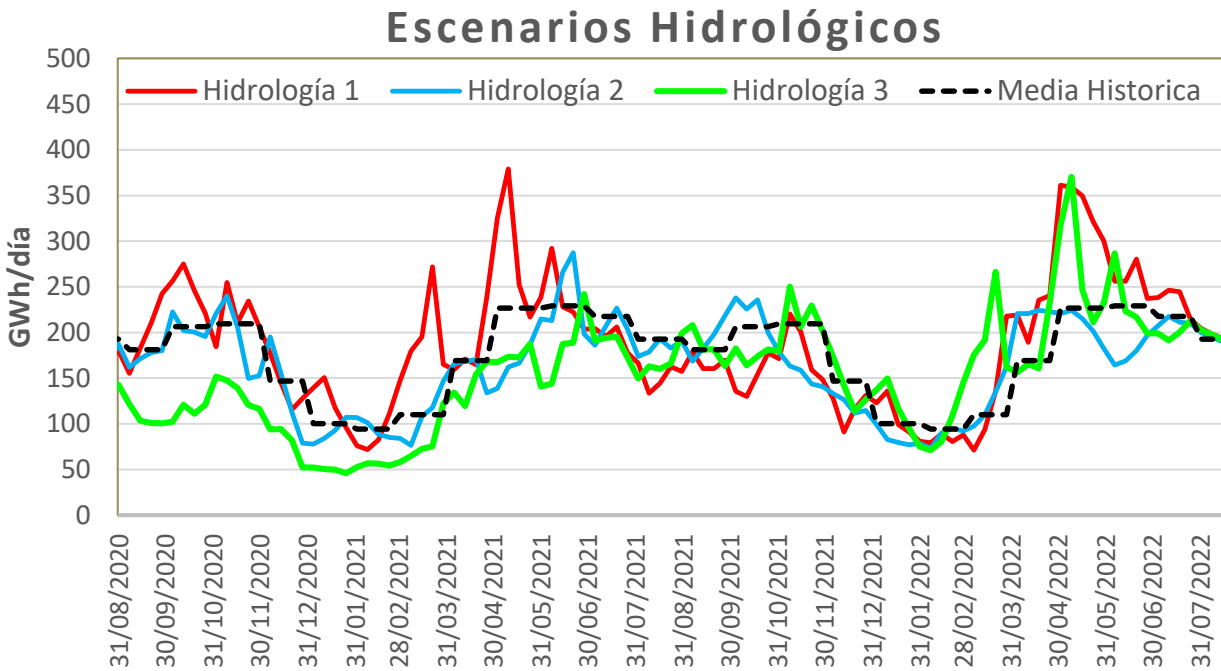
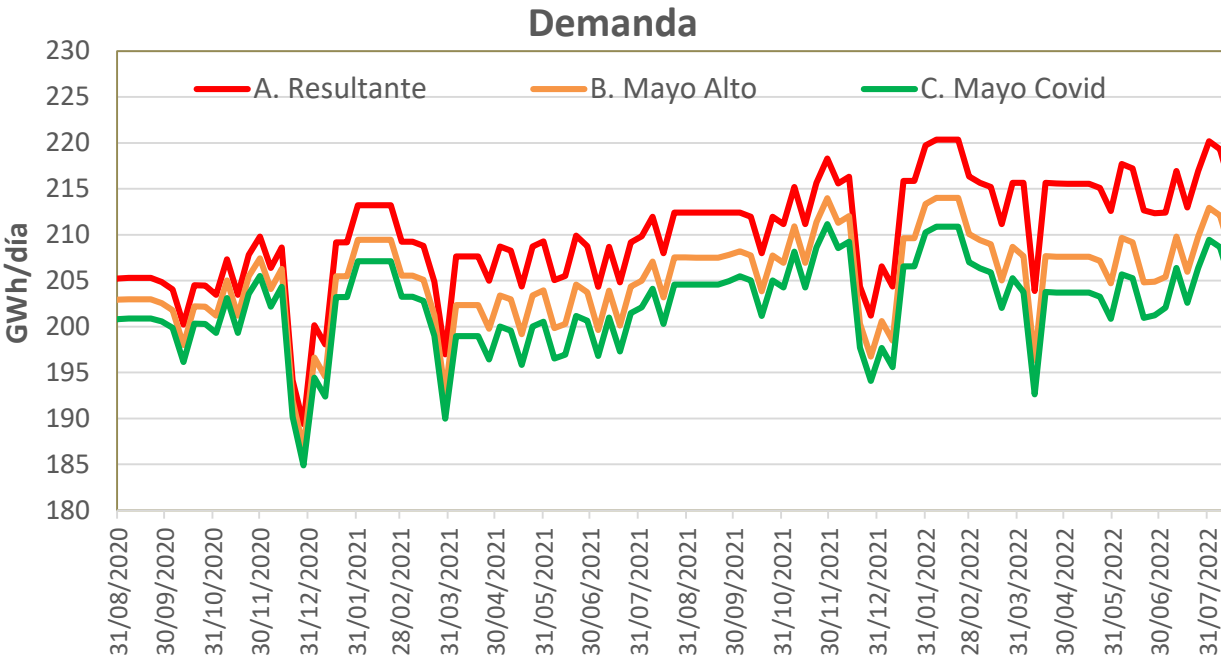
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Escenarios analizados

	Demanda	Hidrología
Caso 1	A	1
Caso 2		2
Caso 3		3
Caso 4	B	1
Caso 5		2
Caso 6		3
Caso 7	C	1
Caso 8		2
Caso 9		3

Demanda	A	Escenario Resultante de la UPME
	B	Escenario Mayo Alto de la UPME
	C	Escenario Mayo COVID de la UPME

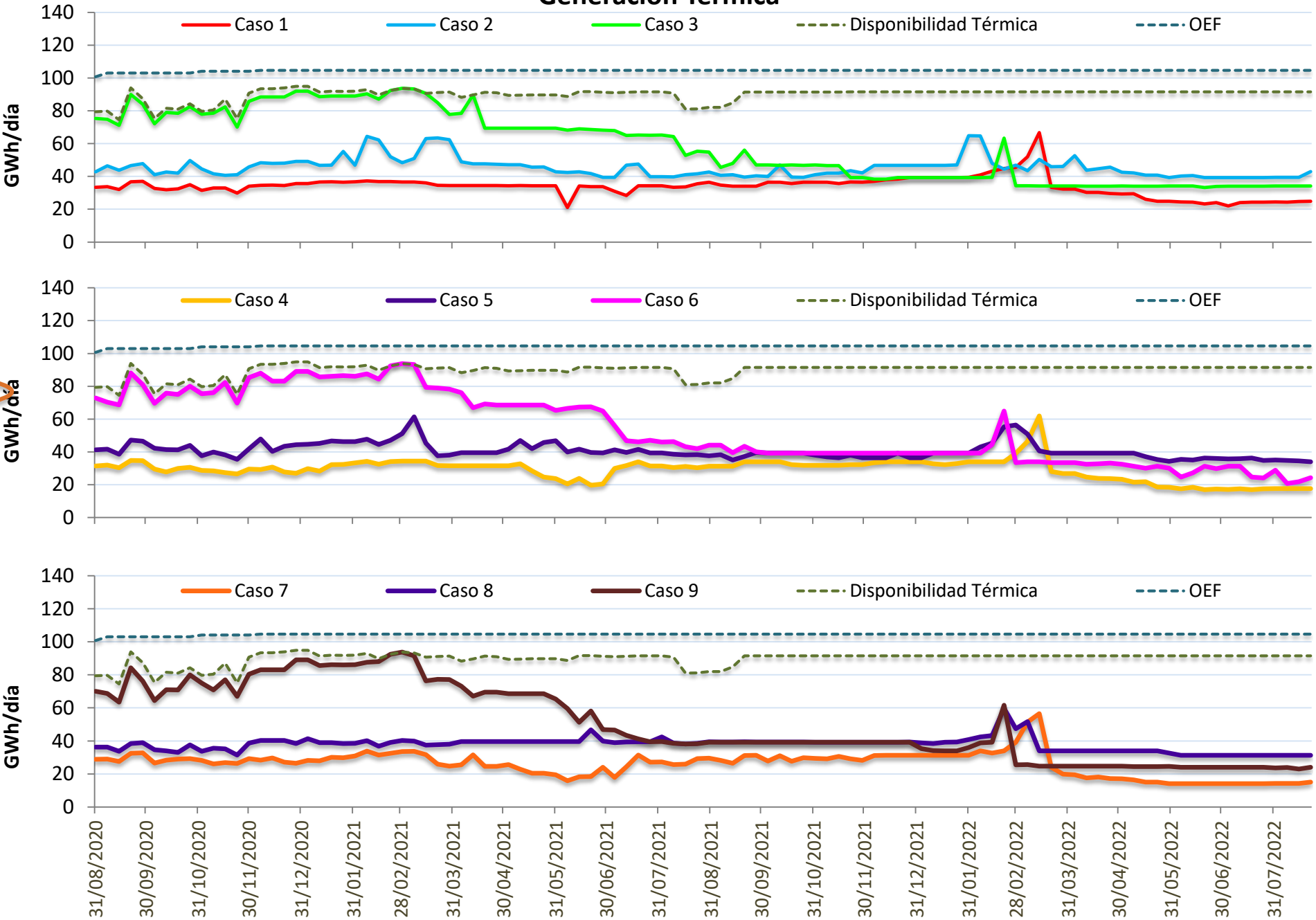
Hidrología	1	Agosto 2020 a julio 2022: hidrología histórica del periodo agosto 2016 - julio 2018. Septiembre y octubre 2020: hidrología histórica del periodo septiembre-octubre 1996.
	2	Agosto 2020 a julio 2021: hidrología histórica del periodo agosto 2014 – julio 2015. Agosto 2021 a julio 2022: hidrología histórica del periodo agosto 1982 – julio 1983.
	3	Agosto 2020 a julio 2022: hidrología histórica del periodo agosto 2015 - julio 2017.



Resultados

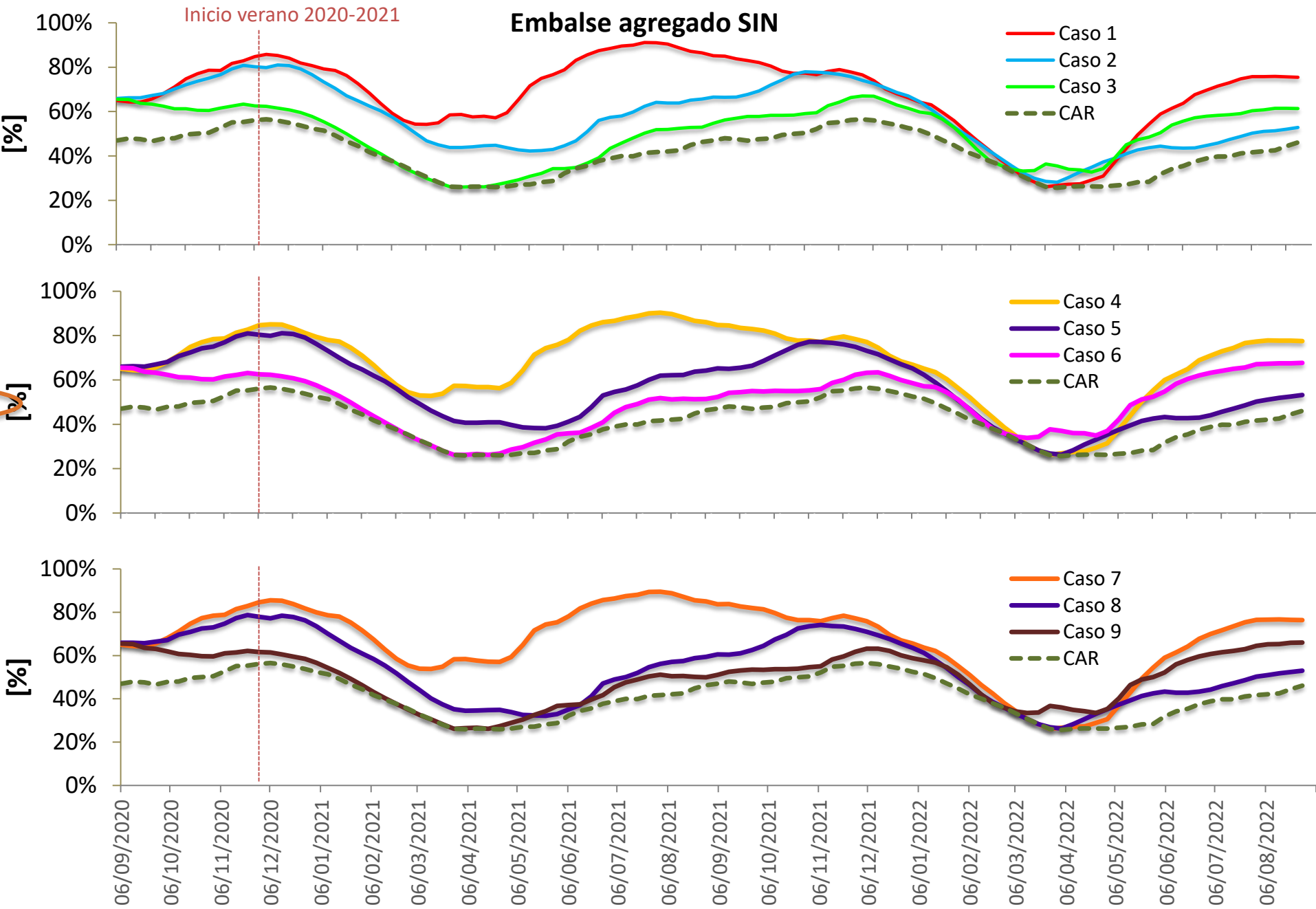
Caso	Generación térmica promedio [GWh/día]	
	Sep-Nov 2020	Dic-Abr 2021
1	33	36
2	44	52
3	78	87
4	30	32
5	41	44
6	76	83
7	29	29
8	35	39
9	72	82
Disponibilidad Térmica	81	92

Generación Térmica



Resultados

Caso	Inicio Verano 2020-2021
1	85%
2	80%
3	63%
4	85%
5	80%
6	63%
7	85%
8	78%
9	62%
CAR	56%



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.**



Para el **verano 2020-2021**, ante condiciones hidrológicas establecidas de acuerdo con el **panorama climático indicado por IDEAM y las agencias internacionales**, como las presentadas en los casos de hidrología 1 y 2, el promedio de la generación térmica durante el verano es cercano a **50 GWh/día**. Ante condiciones de hidrología deficitaria como la presentada en el caso de hidrología 3 y considerando el escenario de demanda más alto, se observan requerimientos de generación térmica promedio de **87 GWh/día** durante el verano.



La persistencia de bajos niveles de aportes, incrementos en la demanda frente a los pronósticos considerados o desviaciones de la disponibilidad del parque térmico, 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.

Acciones para fortalecer la confiabilidad en el SIN



Plan de acción propuesto



Evaluación de confiabilidad de Subestaciones para la operación

Valorar las subestaciones del SIN para establecer su nivel de confiabilidad - metodología propuesta por XM de cálculo de los índices de Severidad Operativa (ISO) y de Riesgo de la Configuración (IRC) (Agosto 2020)

Análisis y entrega de informe resultante con recomendaciones para mejorar la confiabilidad de las subestaciones críticas priorizadas (Septiembre 2020)

Diagnóstico y actualización de circuitos radiales para atención de demanda

Listado de los circuitos radiales que hoy atienden demanda en el SIN y acciones propuestas para mitigar el impacto en la demanda que provocaría su desconexión (Agosto 2020)

Levantamiento de áreas con riesgos operativos por retrasos de proyectos

Acción propuestas en las diferentes áreas que pueden tener riesgos ante el atraso de proyectos.
Diagnóstico transformadores y equipos de reserva (Agosto 2020)



Plan de acción propuesto



Consolidación de recomendaciones dadas a CNO, CREG, UPME... sobre mejores prácticas en protecciones eléctricas para mejorar la confiabilidad del SIN

Informe consolidando todas estas recomendaciones, actualizadas y gestionarlas con los entes competentes (validación y pruebas de los sistemas de protecciones) (Agosto 2020)

Diagnóstico y evaluación de riesgos de cruces en el SIN (vanos de líneas y llegadas a subestaciones)

Actualizar diagnóstico y riesgos realizado en conjunto con CNO y gestionar con los entes competentes (Agosto 2020)

Propuesta de programa de entrenamiento para operadores del SIN

Retomar propuesta de XM en CNO para estructurar un programa de entrenamiento y certificación de los operadores del SIN (Agosto 2020)



Plan de acción propuesto

Fortalecimiento en la red de la Medición Sincrofasorial

Actualizar propuesta realizada por XM sobre la implementación de la medición fasorial sincronizada en el SIN y la minimización de riesgos que esto conlleva. Informe a entes competentes con las recomendaciones (Agosto 2020)

Diagnóstico y levantamiento situación operativa Multipropiedad

Análisis del estado de la multipropiedad en el SIN y los riesgos operativos que esta ocasiona. Informe a los entes competentes.
(Septiembre 2020)



Plan de acción propuesto



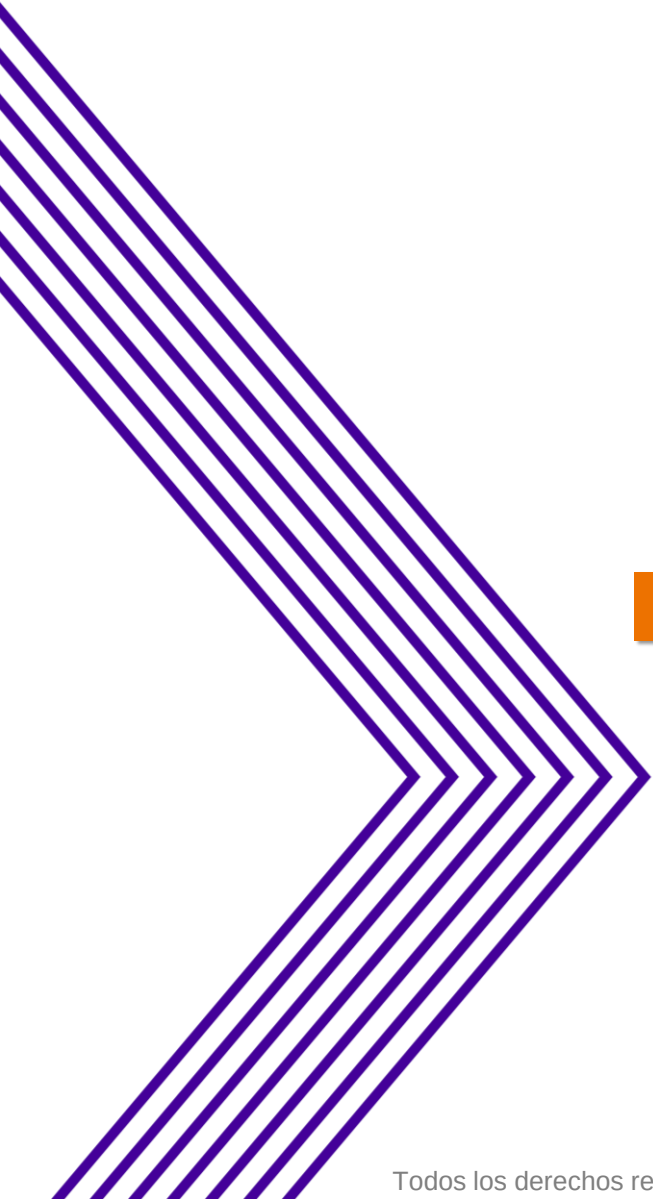
Levantamiento y estructuración de criterios para arranque autónomo de generadores en el SIN

Análisis del estado de arranque
autónomo en el SIN y posibles
recomendaciones
(Septiembre 2020)

Redundancia en esquemas de supervisión

Análisis de los esquemas de
supervisión del SIN tendientes
a evitar pérdida de control
operativo remoto
(Septiembre 2020)

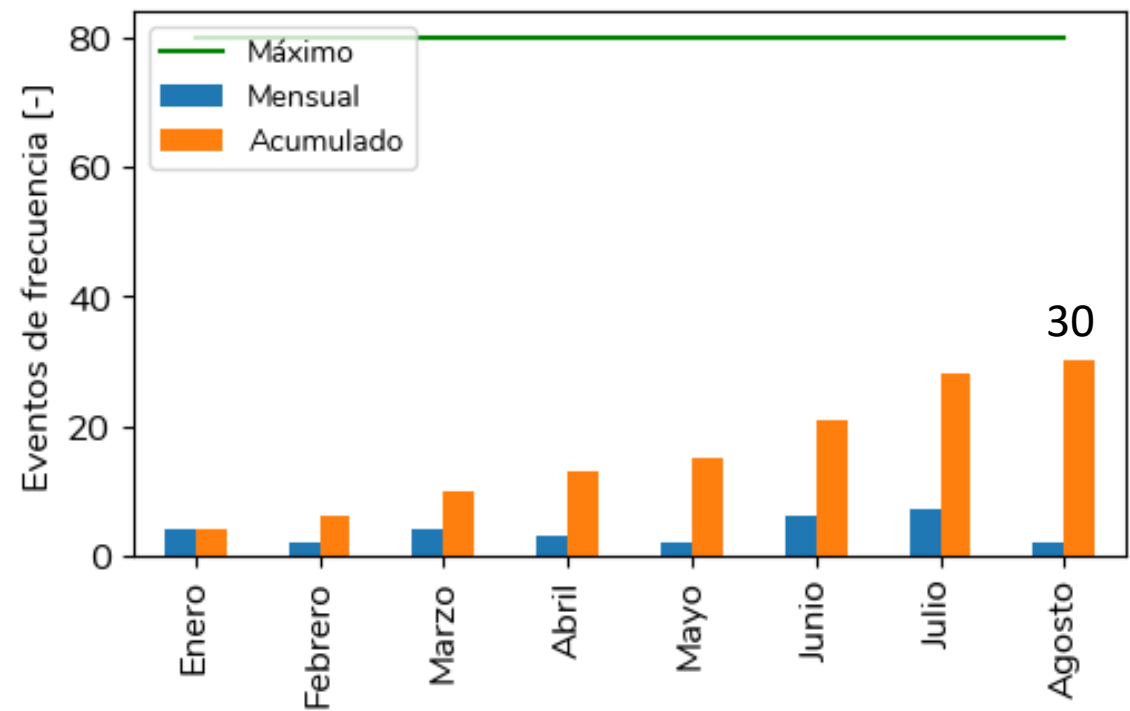
Varios



Indicadores de Operación



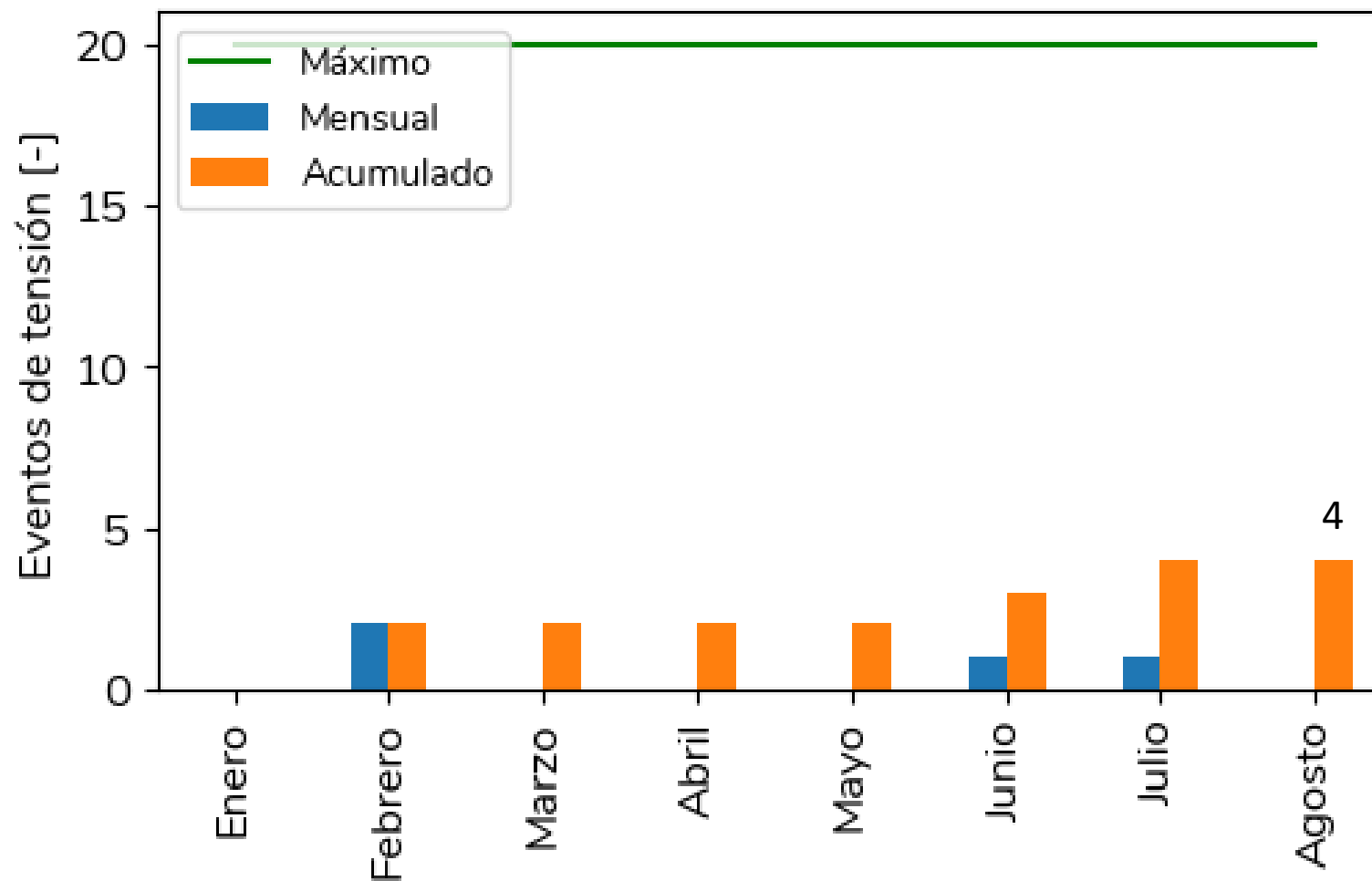
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Agosto de 2020 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

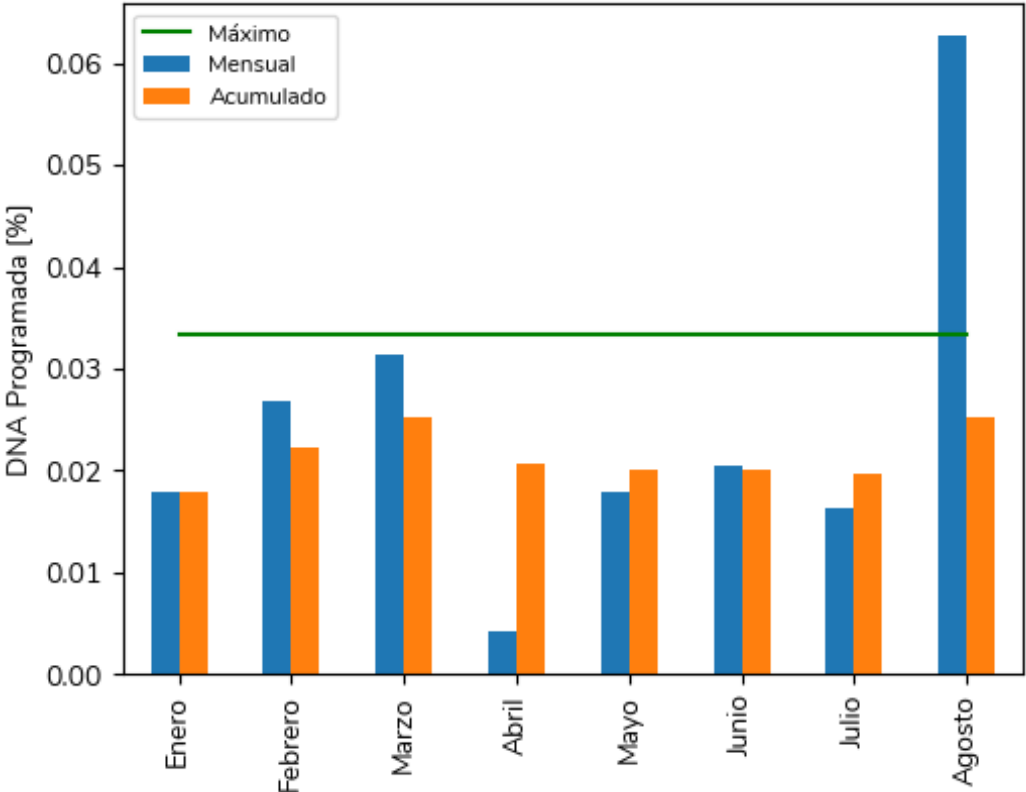
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDA C
2020-08-29 00:01	1.0	59.8	Disparo de las unidades 1 y 3 de La MIEL con 230 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.75 Hz. El agente reporta que el disparo de la unidad 1 fue por una falla en el regulador de velocidad y la unidad 3 por bajo flujo de agua en el sello de la turbina.	No
2020-08-02 08:18	3.0	59.8	Disparo de la unidad 1 de TERMOSIERRA. La unidad se encontraba generando 145 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Agosto de 2020 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

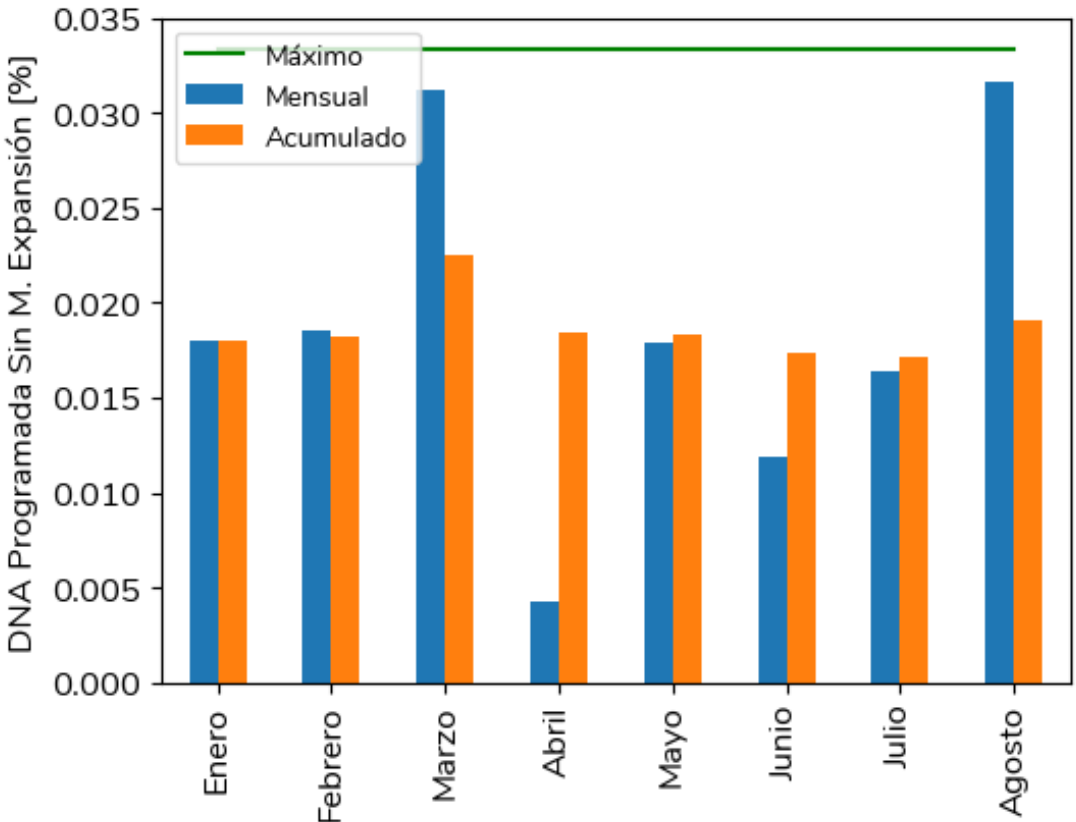
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.66 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2020-08-30 07:04	725.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177423, C0179406, C0179408, C0179409, C0183083, C0183085, C0184243, C0184244, C0184277 y C0184291 de los activos BT EL PASO 1 12 MVA 110 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV, BT EL COPEY 1 100 MVA 220 kV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, BARRA EL PASO 110 kV, EL COPEY 5 100 MVA 220/110/34.5 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BT EL BANCO 1 45 MVA 110 kV y EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales EL COPEY 110 kV, EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2020-08-09 06:59	340.0	Demanda no atendida en las subestaciones LA JAGUA Y CODAZZI 110 KV por trabajos de las consignaciones C0170743, C0177508, C0177509, C0177605, C0178229, C0179415 y C0182683_x000D_ sobre los activos BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV, BL1 CODAZZI (CESAR) A LA JAGUA 110 kV, BL1 CODAZZI (CESAR) A VALLEDUPAR 110 kV, BL1 LA JAGUA A CODAZZI (CESAR) 110 kV, BARRA CODAZZI 110 kV, BL1 VALLEDUPAR A CODAZZI (CESAR) 110 kV y BT CODAZZI 1 25 MVA 110 kV.
2020-08-22 05:00	292.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0177599, C0177600, C0181702 y C0181931 de los activos CUESTECITAS - MAICAO 1 110 kV, BT MAICAO 1 25 MVA 110 kV, BARRA MAICAO 110 kV y BL1 CUESTECITAS A MAICAO 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial MAICAO 110 kV.
2020-08-02 08:00	245.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0177484 del activo ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66/13.8 KV de conexión al STR.
2020-08-30 04:45	242.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178215 del activo BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kV.

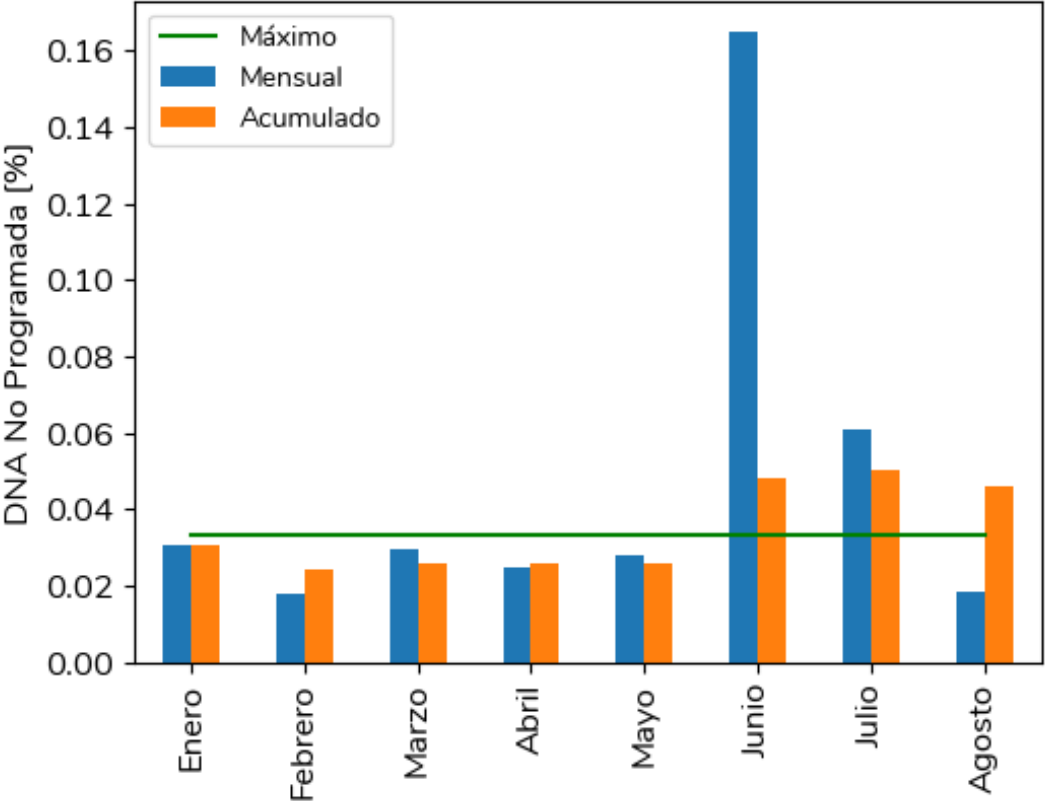
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.82 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2020-08-02 08:00	245.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0177484 del activo ZARAGOCILLA 2 35 MVA 66/13.8 KV de conexión al STR.
2020-08-30 04:45	242.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178215 del activo BT MONTERIA 2 40 MVA 110 kv.
2020-08-02 04:44	220.3	Demanda no atendida por trabajos en consignaciones C0182940,C0182897 y C0182898 de los activos VALLEDUPAR 15 20 MVA 110/34.5/13.8 KV, BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV y BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 KV de conexión al STR.
2020-08-29 07:01	176.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0184259 y C0184262 de los activos BARRA GAMBOTE 66 KV y BT GAMBOTE 3 12 MVA 66 kv, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kv.
2020-08-29 08:25	147.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0172964, C0172965, C0183209, C0184232, C0184238 y C0184258 de los activos BL1 BANADIA A TAME 115 kv, BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 KV, BT BANADIA 1 50 MVA 230 kv, BANADIA - TAME 1 115 kv, BANADIA - SARAVERA 1 34.5 kv y BANADIA - FORTUL 1 34.5 kv, dejando sin tensión las S/Es radiales TAME 115 kv, SARAVERA 34.5 kv y FORTUL 34.5 kv.
2020-08-09 09:08	142.0	Demanda no atendida en la subestación ZAMBRANO 110 KV por trabajos de las consignaciones C0180903, C0182091, C0182527 sobre los activos BT ZAMBRANO 1 48 MVA 66 kv, EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kv y BL1 ZAMBRANO A EL CARMEN 66 kv.

DNA No Programada



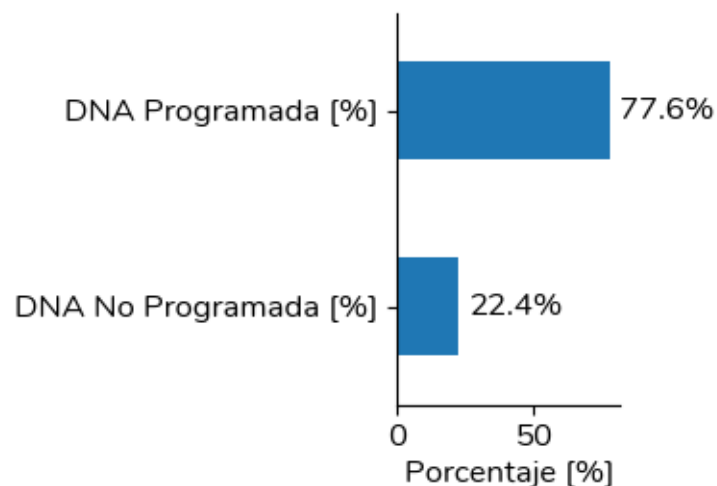
Por causas no programadas se dejaron de atender 1.06 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2020-08-13 16:40	186.2	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 66 kV dejando sin tensión la subestación GAMBOTE 66 kV.
2020-08-01 00:21	120.0	Demanda no atendida en la S/E QUIBDÓ 115 kV. El agente reporta circuitos de 13.2 kV afectados por vendaval en la zona.
2020-08-02 07:52	97.5	Demanda no atendida por disparo del activo CONVENCION - TIBU 1 115 kV dejando sin tensión la S/E TIBU 1 115 kV, temporalmente radial por condición del sistema.
2020-08-19 09:30	61.1	Demanda no atendida por disparo de circuito del SDL en la S/E radial EL BANCO 34.5kV.
2020-08-10 08:36	54.2	Demanda no atendida por disparo de todos los activos asociados a la BARRA TIBABUYES 115 KV.
2020-08-23 00:03	46.3	Demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 ALTAMIRA A MOCOA 230 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales MOCOA (JUNIN) 115 kV, PUERTO CAICEDO 115 kV y EL YARUMO 115 kV.
2020-08-26 15:00	41.0	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 ZIPAQUIRA A TPELDAR 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales UBATE 115 kV y SIMIJACA 115 kV.
2020-08-22 06:20	38.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0184448 del activo BARRA VALLEDUPAR 34.5 kV. El agente presenta DNA por trabajos en el SDL_x000D_
2020-08-13 12:11	37.9	Demanda no atendida por disparo de circuitos del SDL en la S/E Valledupar 34.5kV.

Resumen – Demanda no atendida

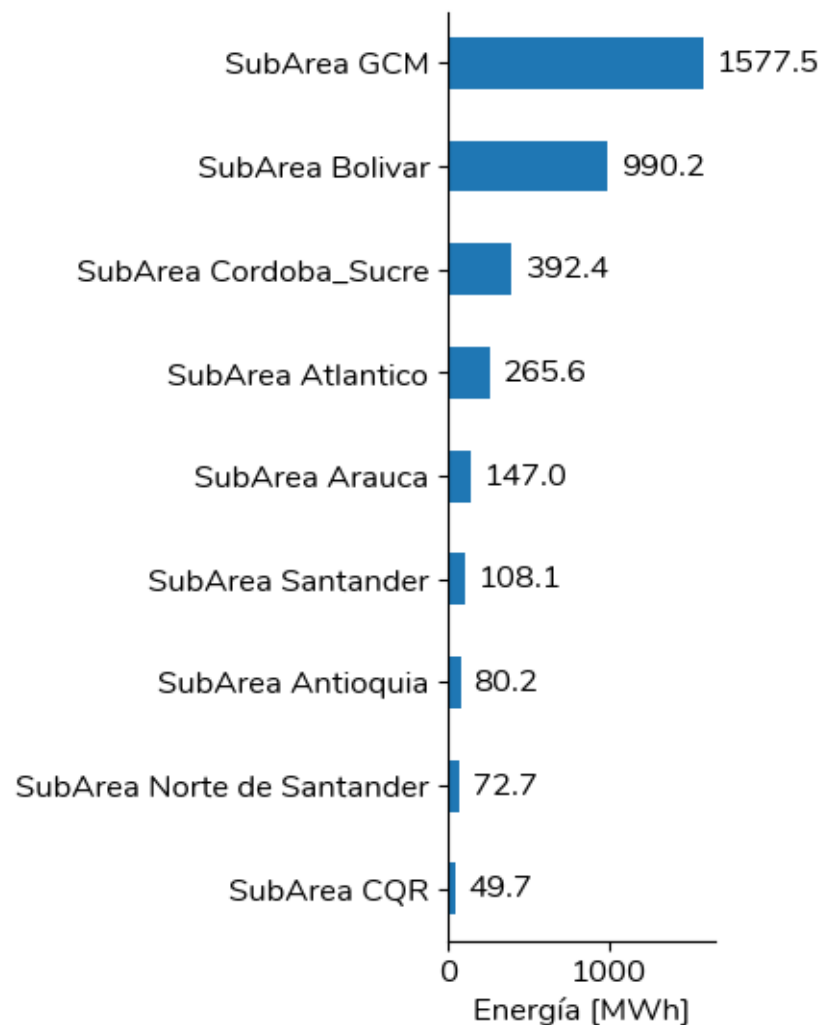


% DNA

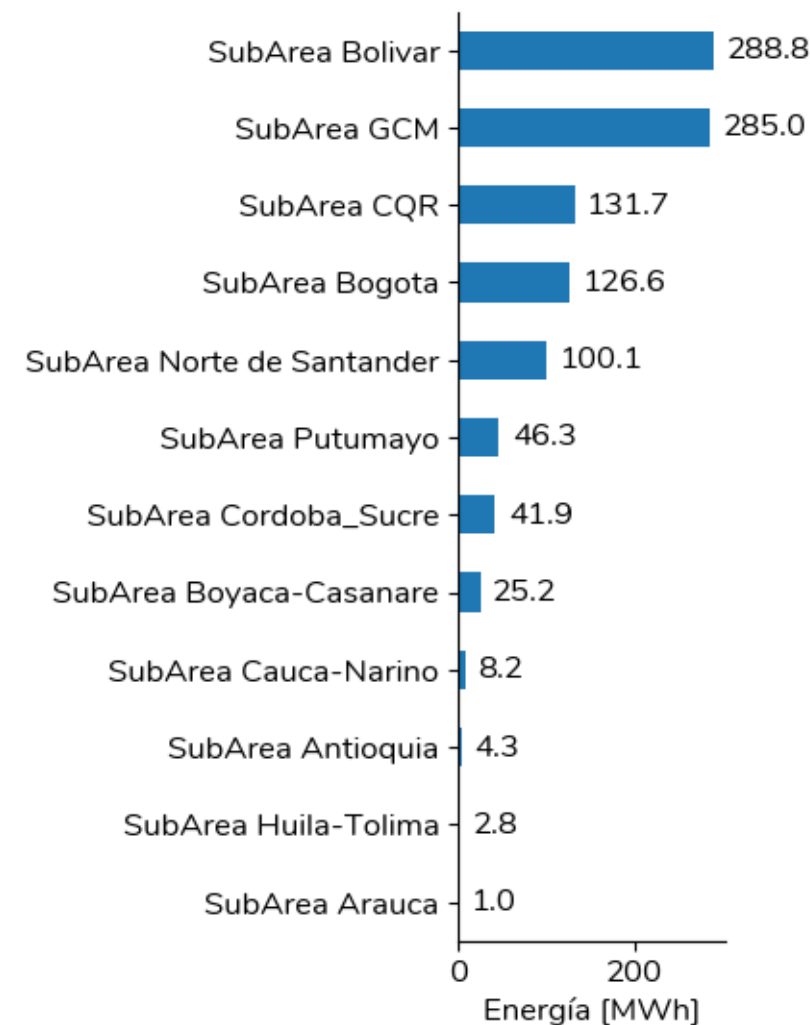


El total de demanda no atendida en Agosto fue 4.72 GWh

DNA Programada



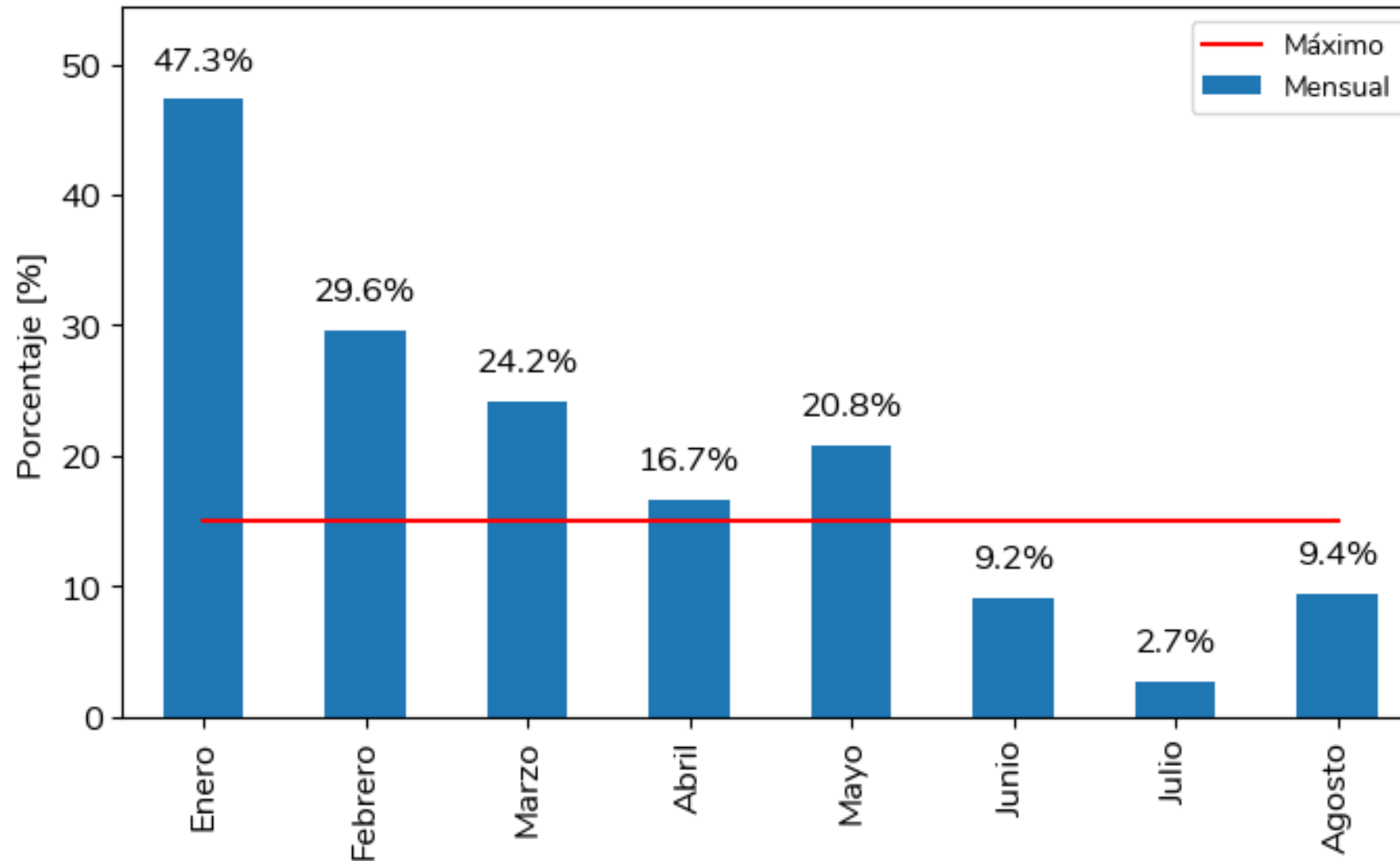
DNA No Programada



Desviación Plantas Menores



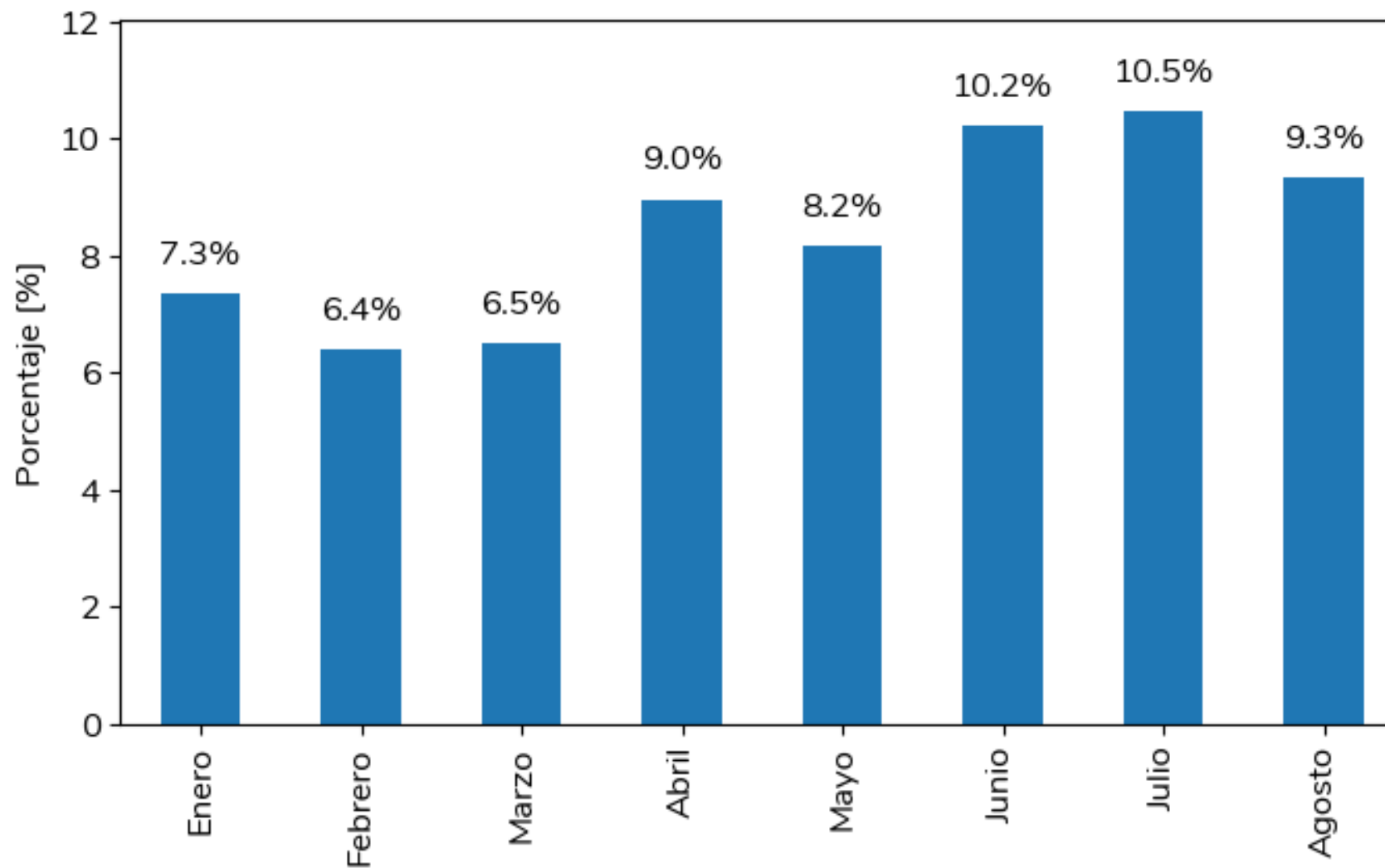
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

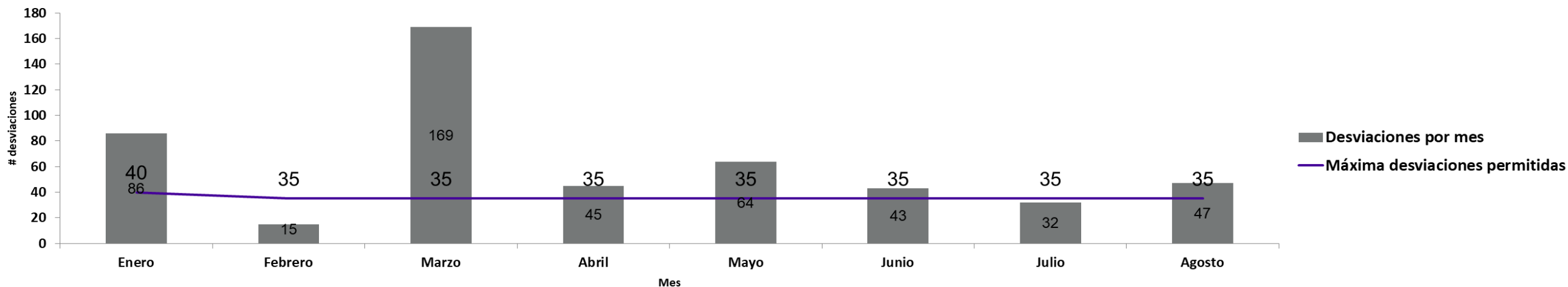


Participación PNDC en la generación total del SIN

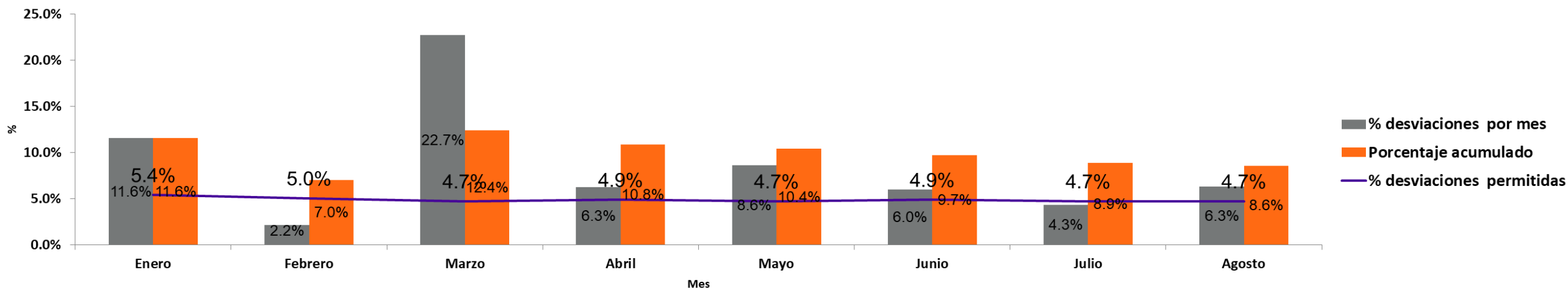


Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2020

Número de desviaciones mayores al 5%



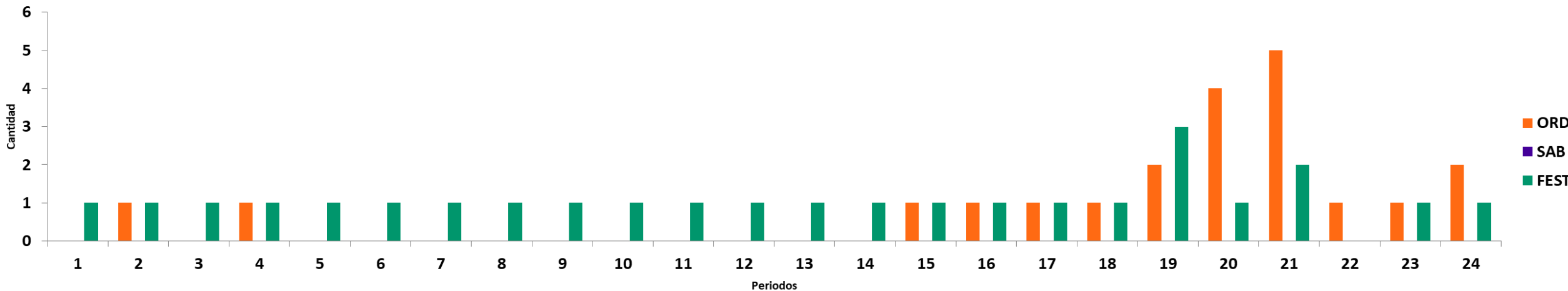
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



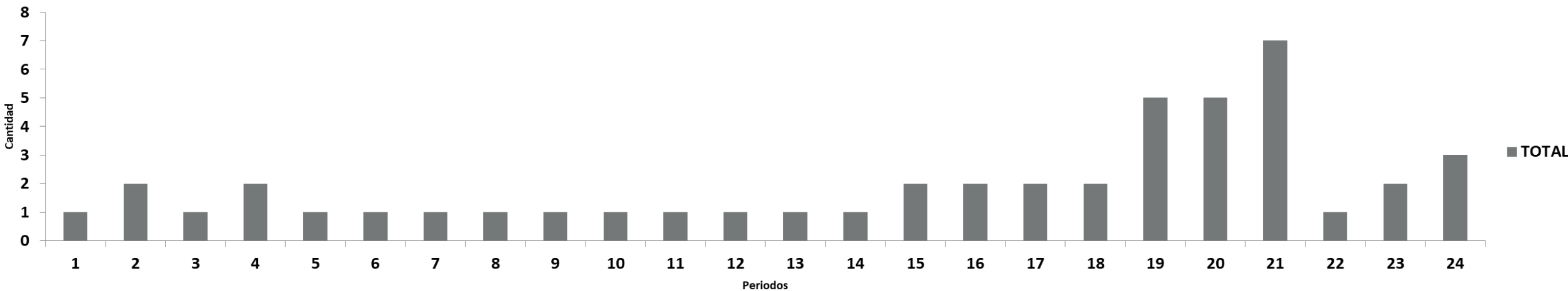
Indicador de calidad del pronóstico oficial agosto 2020



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



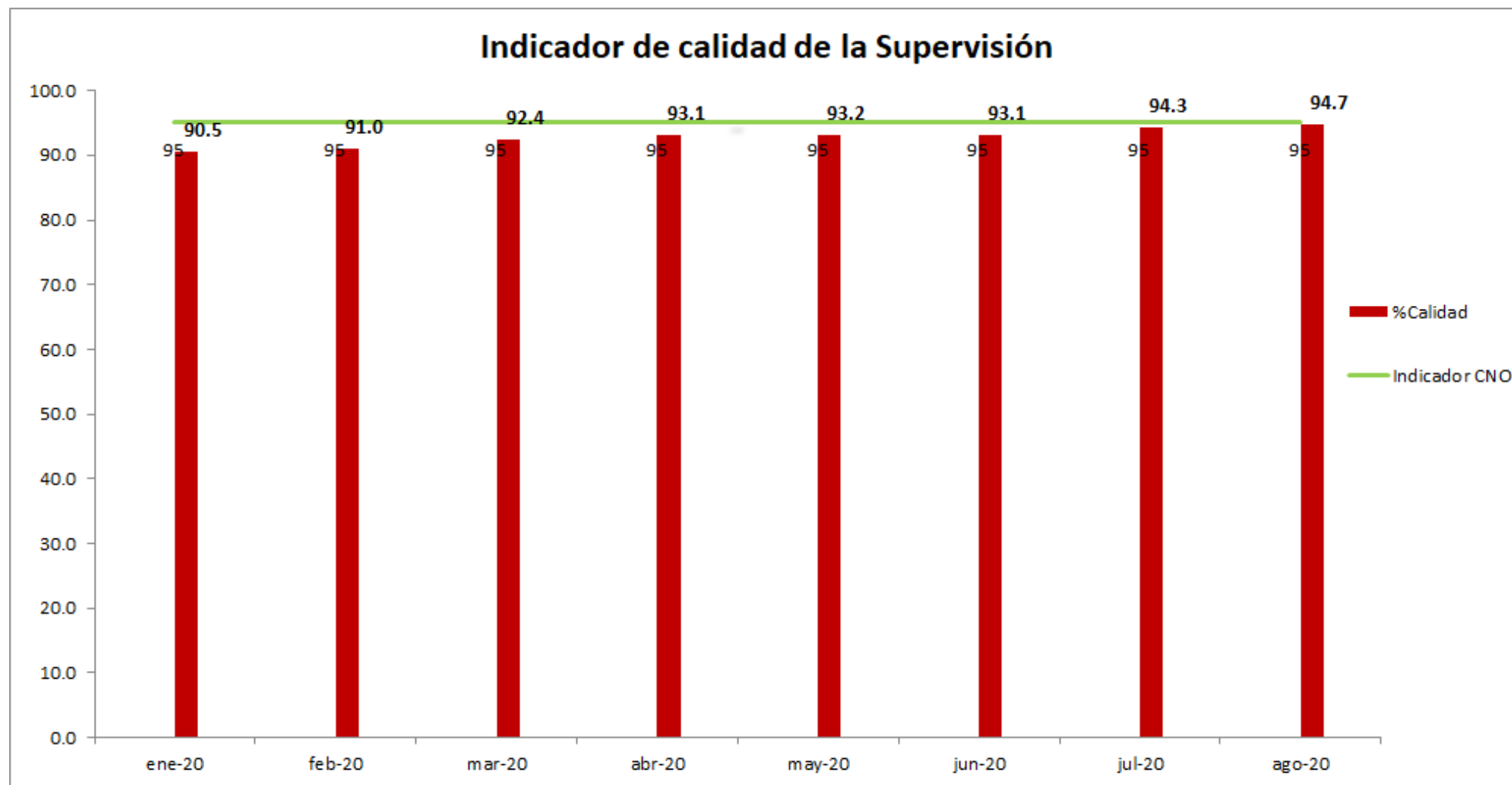
Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



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	625	4.70%	84.0%	244	4817	82.26%
MC-Putumayo	31	35	602	4.70%	80.9%	244	3175	54.22%
MC-Drummond	31	35	559	4.70%	75.1%	244	4826	82.41%
MC-TubosCaribe	31	35	553	4.70%	74.3%	244	4796	81.90%
MC-Intercor	31	35	476	4.70%	64.0%	244	4770	81.45%
MC-CiraInfanta	31	35	444	4.70%	59.7%	244	2590	44.23%
MC-Cartago	31	35	419	4.70%	56.3%	244	2978	50.85%
MC-Caqueta	31	35	411	4.70%	55.2%	244	3079	52.58%
MC-Cerromatoso	31	35	409	4.70%	55.0%	244	3526	60.21%
MC-BajoPutumayo	31	35	403	4.70%	54.2%	244	3354	57.27%
MC-Oxy	31	35	338	4.70%	45.4%	244	3404	58.13%
MC-Tolima	31	35	324	4.70%	43.5%	244	2503	42.74%
MC-Guaviare	31	35	320	4.70%	43.0%	244	3114	53.18%
MC-Antioquia	31	35	316	4.70%	42.5%	244	2114	36.10%
MC-Casanare	31	35	309	4.70%	41.5%	244	2322	39.65%
MC-Arauca	31	35	305	4.70%	41.0%	244	2565	43.80%
MC-Choco	31	35	300	4.70%	40.3%	244	2930	50.03%
MC-Boyaca	31	35	239	4.70%	32.1%	244	2663	45.47%
MC-Cali	31	35	226	4.70%	30.4%	244	2285	39.02%
MC-Celsia	31	35	224	4.70%	30.1%	244	2442	41.70%
MC-Huila	31	35	221	4.70%	29.7%	244	2666	45.53%
MC-Tulua	31	35	198	4.70%	26.6%	244	2414	41.22%
MC-Meta	31	35	189	4.70%	25.4%	244	2868	48.98%
MC-Caldas	31	35	149	4.70%	20.0%	244	1375	23.48%
MC-Rubiales	31	35	144	4.70%	19.4%	244	3256	55.60%
MC-Santander	31	35	137	4.70%	18.4%	244	2470	42.18%
MC-NorSantander	31	35	129	4.70%	17.3%	244	2282	38.97%
MC-Pereira	31	35	117	4.70%	15.7%	244	1397	23.86%
MC-Cauca	31	35	116	4.70%	15.6%	244	1697	28.98%
MC-CordobaSucre	31	35	79	4.70%	10.6%	244	458	7.82%
MC-GCM	31	35	65	4.70%	8.7%	244	352	6.01%
MC-Planeta	31	35	62	4.70%	8.3%	244	405	6.92%
MC-Nariño	31	35	48	4.70%	6.5%	244	1205	20.58%
MC-Quindio	31	35	47	4.70%	6.3%	244	902	15.40%
MC-Atlantico	31	35	45	4.70%	6.0%	244	428	7.31%
MC-Bolivar	31	35	41	4.70%	5.5%	244	350	5.98%
MC-Codensa	31	35	22	4.70%	3.0%	244	404	6.90%

Indicador de calidad de la Supervisión



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



Radar de proyectos – Acuerdo CNO 696 Septiembre de 2020

Proyectos del STN por convocatoria

6 proyectos

11 alternativas

¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

30

El atraso de expansión a nivel de STN, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STN.

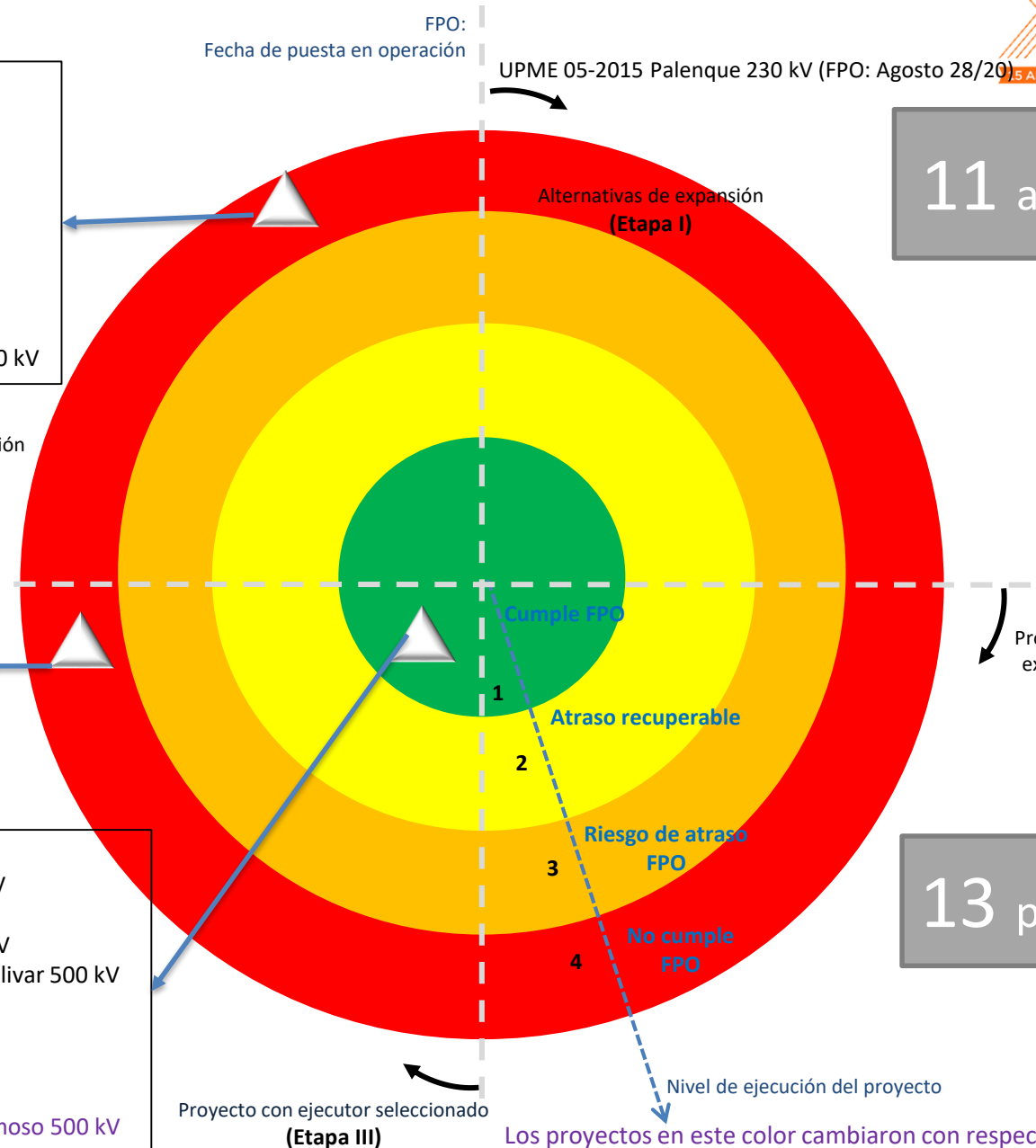
11 proyectos

13 proyectos

Sep/20:
UPME 05-2013 Suria 230 kV
Dic/20:
UPME 01-2018 ATR2 Ocaña 500/230 kV
UPME 03-2014 Ituango 500 kV
Mar/21:
UPME 05-2009 LT Tesalia - Alférez 230 kV
Jun/21:
UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente
UPME 05-2014 Refuerzo Costa Atlántica 500 kV

Ene/22:
UPME 09-2016 LT Copey-Cuestecitas 500 kV y Copey-Fundación 220 kV
Ago/22:
UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza 500 kV
Jul/23:
UPME 06-2017 SE Colectora 500 kV
Mar/24:
UPME 03-2010 SE Chivor II
UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza

Dic/21:
UPME 04-2018 San Juan 220 kV
Jun/22:
UPME 05-2018 Toluviejo 220 kV
UPME 07-2017 Sabanalarga-Bolívar 500 kV
UPME 06-2018 El Río 220 kV
Jun/23:
UPME 09-2019 Sahagún 500 kV
Dic/23:
UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV



Proyecto incluido en el plan de expansión o con concepto de conexión de la UPME (Etapa II)

Proyecto con ejecutor seleccionado (Etapa III)

Los proyectos en este color cambiaron con respecto al radar anterior*

Nota: La información con la que se realiza el radar de seguimiento de proyectos fue suministrada por la UPME el 30 de Julio de 2020

En las etapas 3 y 4 se susendieron actividades en campo como medidas preventivas de contagio de COVID-19.

Proyectos por convocatoria STN



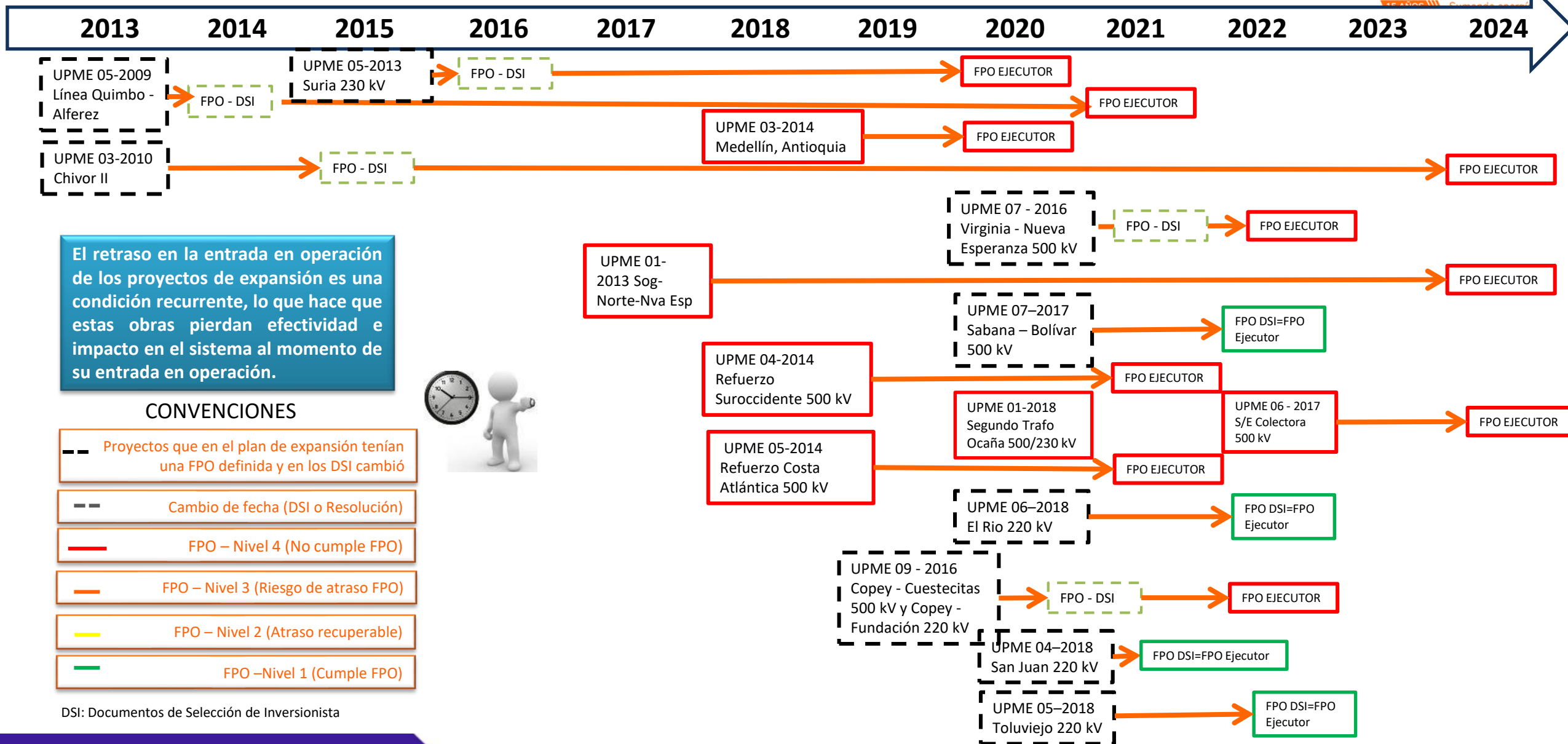
• Niveles

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

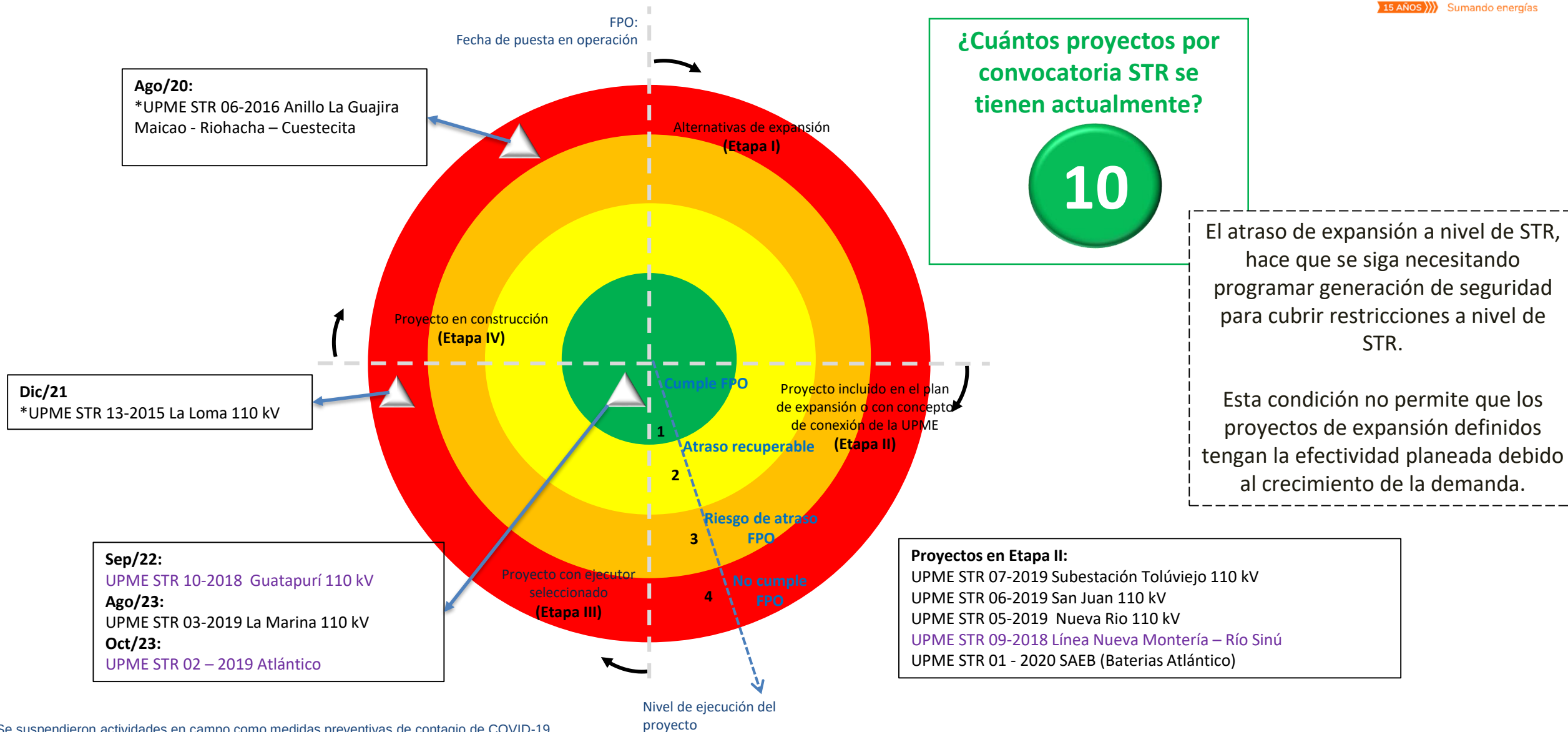
Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO DSI	FPO anterior prevista por el ejecutor	FPO Actual prevista por el ejecutor
UPME 05-2009	Tesalia (Etapa II)	4	31/08/2014	31/03/2021	31/03/2021
UPME 03-2014	S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados	4	31/08/2018	31/10/2020	31/12/2020
UPME 03-2010	Chivor II	4	31/10/2015	28/02/2022	30/03/2024
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	28/02/2022	30/03/2024
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/11/2016	30/09/2020	30/09/2020
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Medellín – La Virginia	4	30/09/2018	30/06/2022	30/06/2021
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos			30/03/2021	30/05/2021
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez			Incierto	30/05/2021
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	31/03/2021	11/06/2021
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4	30/11/2021	30/04/2023	30/08/2022
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	4	30/11/2020	31/12/2021	30/01/2022
UPME 01-2018	ATR2 Ocaña 500/230 kV	4	30/06/2020	31/10/2020	01/12/2020
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV	4	30/11/2022	30/01/2024	30/07/2023

Los proyectos en este color cambiaron con respecto al radar anterior*

Proyectos del STN por convocatoria



Proyectos del STR por convocatoria

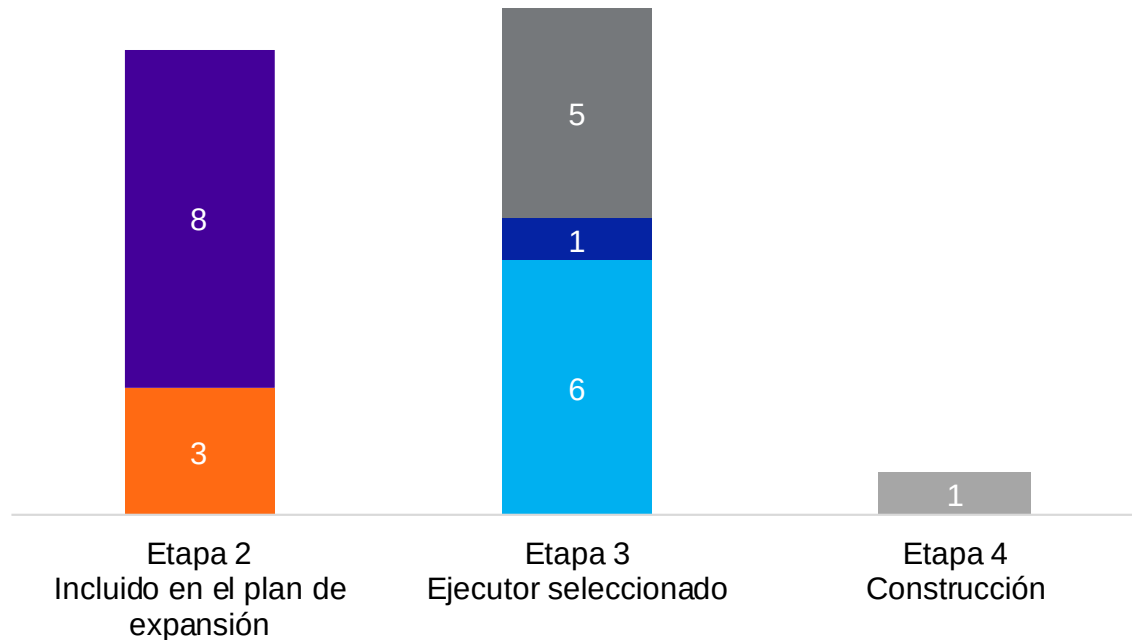


* Se suspendieron actividades en campo como medidas preventivas de contagio de COVID-19.

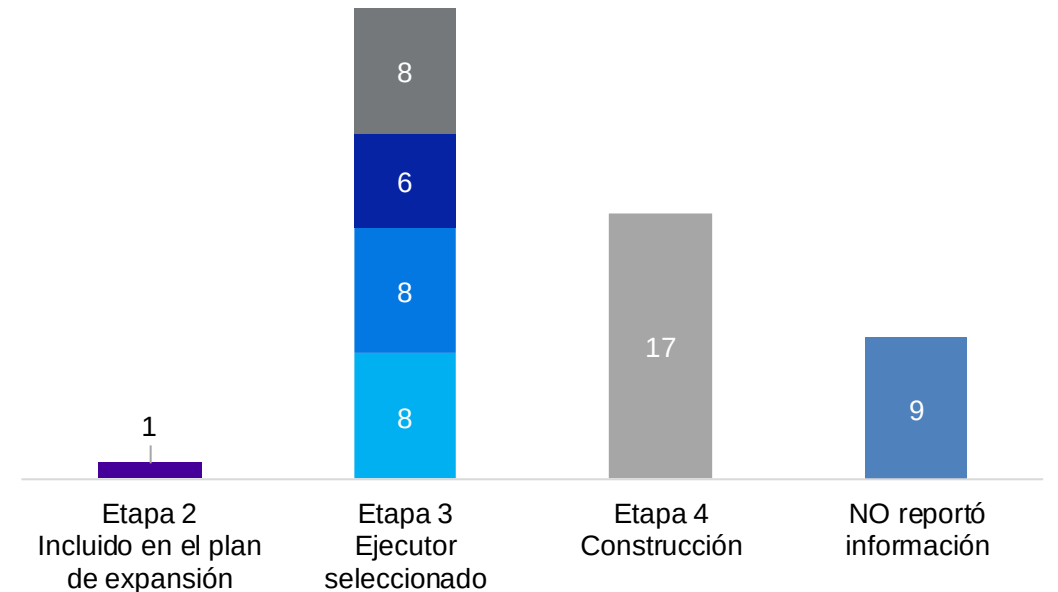
Los proyectos en este color cambiaron con respecto al radar anterior*

Proyectos del STR

Proyectos STR en cronograma por etapa: 24



Proyectos atrasados STR por etapa: 57

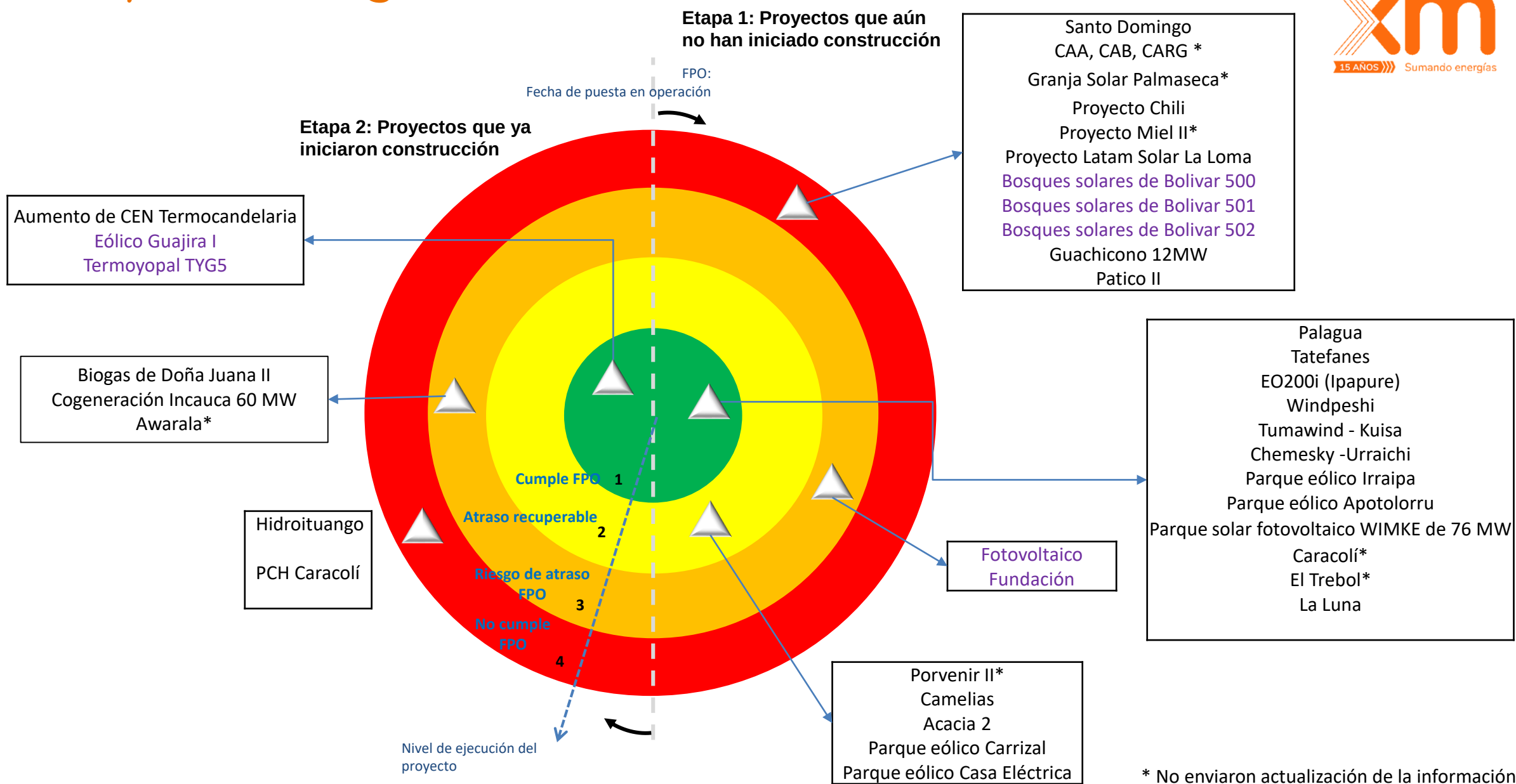


¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **81**

- 2.1.a. Estructuración de pliegos
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.2. G.S: Gestión de suministro
- 3.3. Trámites de licenciamiento ambiental y/o permisos

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

Proyectos de generación



* No enviaron actualización de la información



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

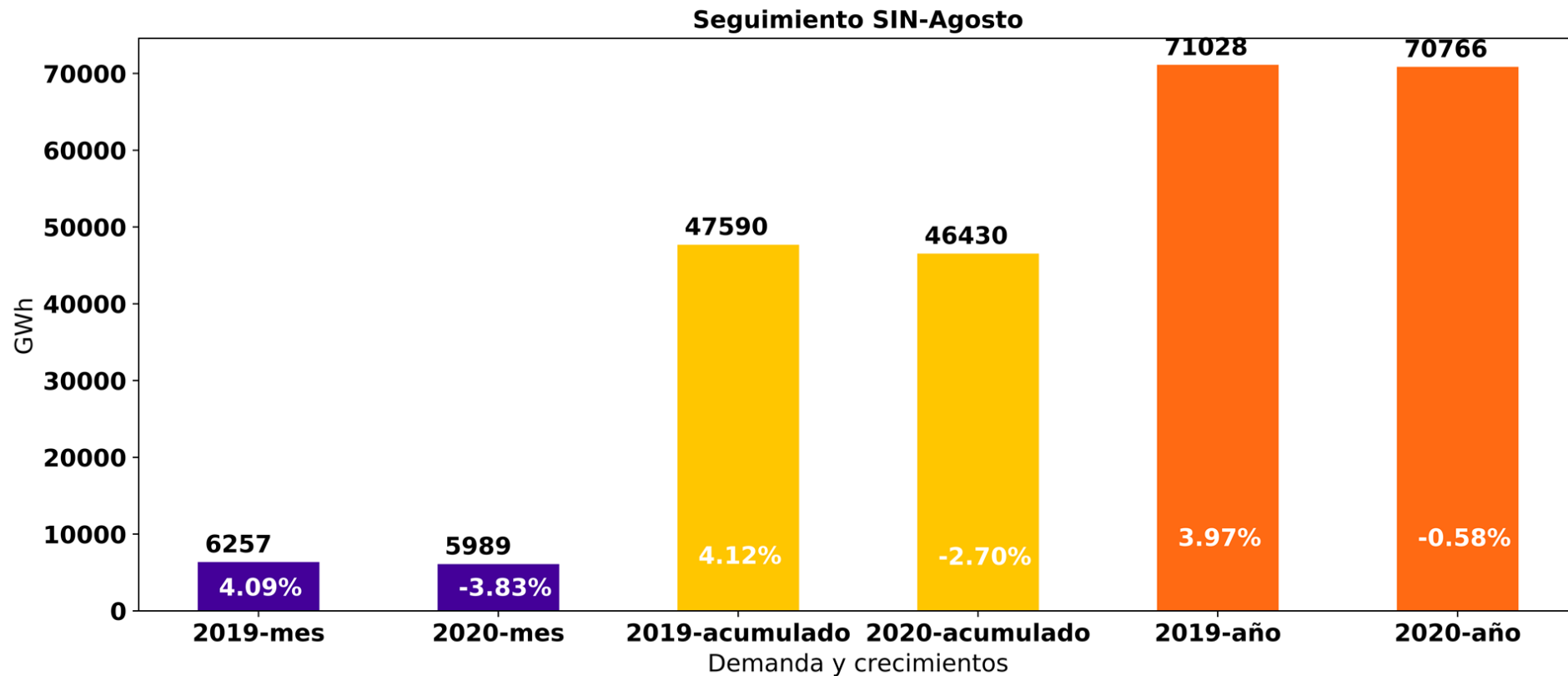
Los proyectos en este color cambiaron con respecto al radar anterior*



ANEXOS

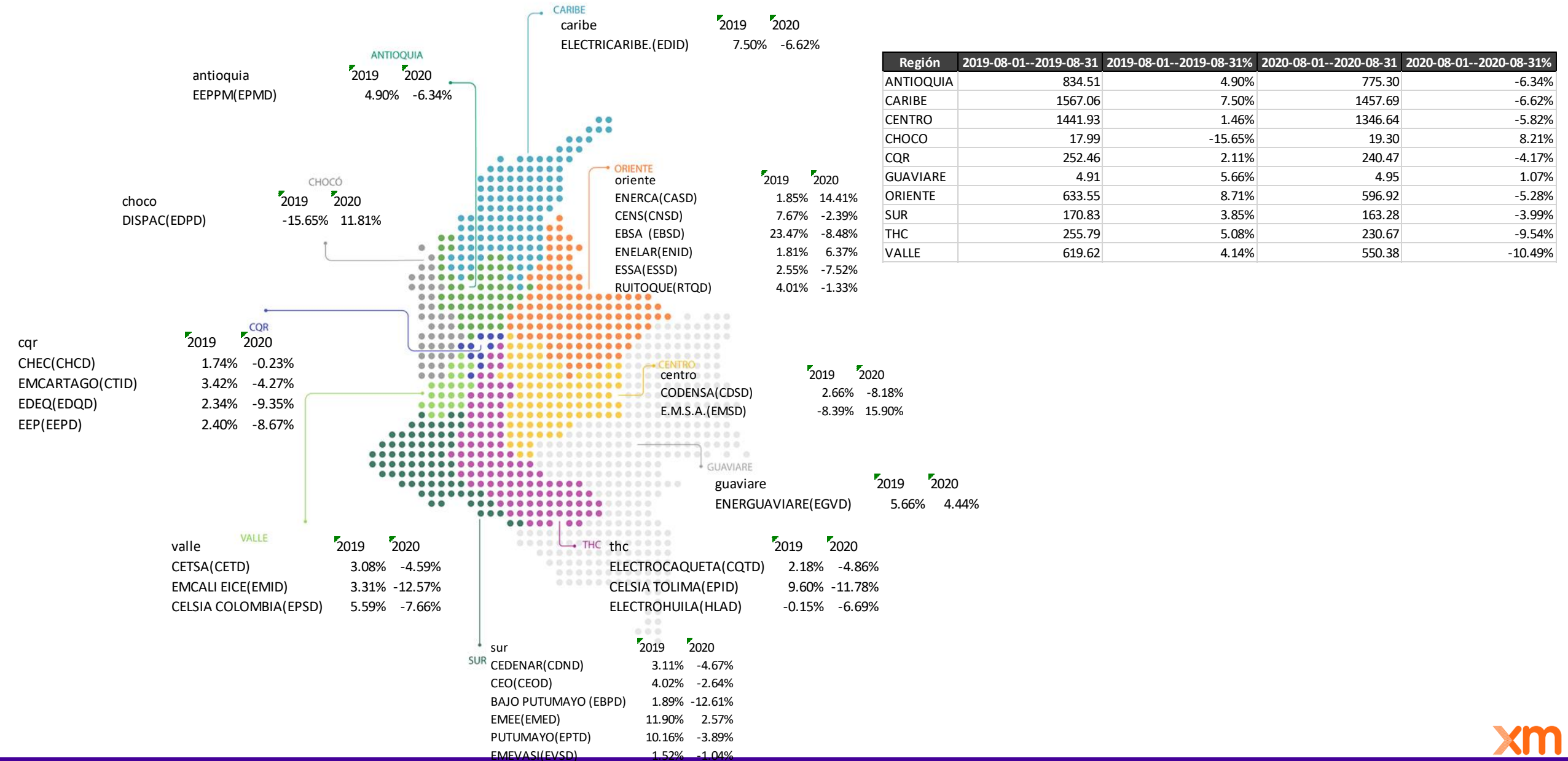


Demanda de energía del SIN Agosto 2020



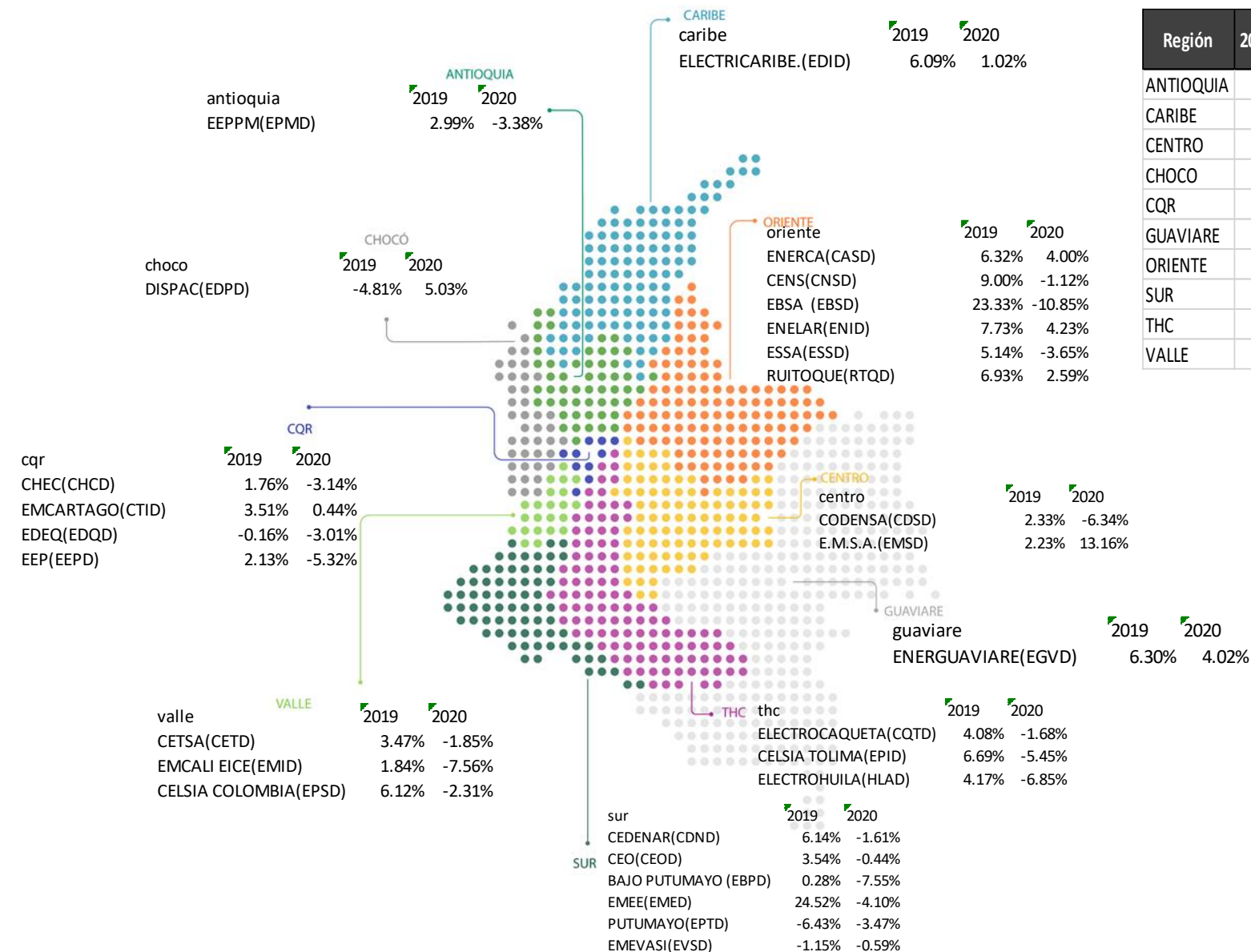
mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4174.13	20	208.71	4.22%	3797.43	19	199.86	-4.24%
SAB	993.84	5	198.77	3.33%	955.56	5	191.11	-3.85%
FEST	1088.83	6	181.47	4.30%	1235.67	7	176.52	-2.73%
TOTAL	6256.80	31	201.83	4.09%	5988.66	31	193.18	-3.83%

Demanda de energía por operadores de red y región Agosto 2020



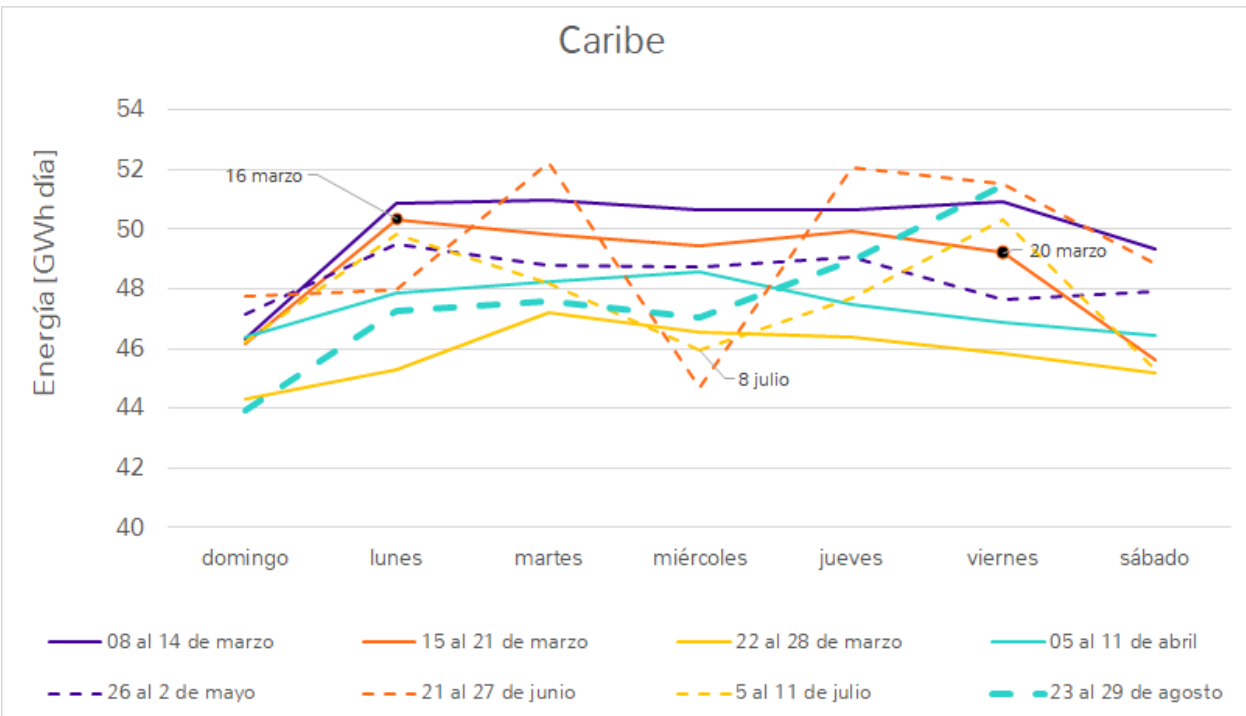
Demanda de energía por operadores de red y región agregado

Enero-Agosto 2020



Región	2019-01-01--2019-08-31	2019-01-01--2019-08-31 %	2020-01-01--2020-08-31	2020-01-01--2020-08-31 %
ANTIOQUIA	6322.44	2.99%	6116.93	-3.38%
CARIBE	11524.17	6.09%	11679.88	1.02%
CENTRO	11238.03	2.32%	10765.55	-4.32%
CHOCO	156.11	-4.81%	163.46	4.60%
CQR	1932.55	1.63%	1871.27	-3.40%
GUAVIARE	40.00	6.30%	41.57	3.59%
ORIENTE	4926.98	10.57%	4735.12	-4.20%
SUR	1317.15	3.95%	1303.27	-1.34%
THC	1940.00	5.47%	1836.04	-5.70%
VALLE	4663.04	3.45%	4419.12	-5.41%

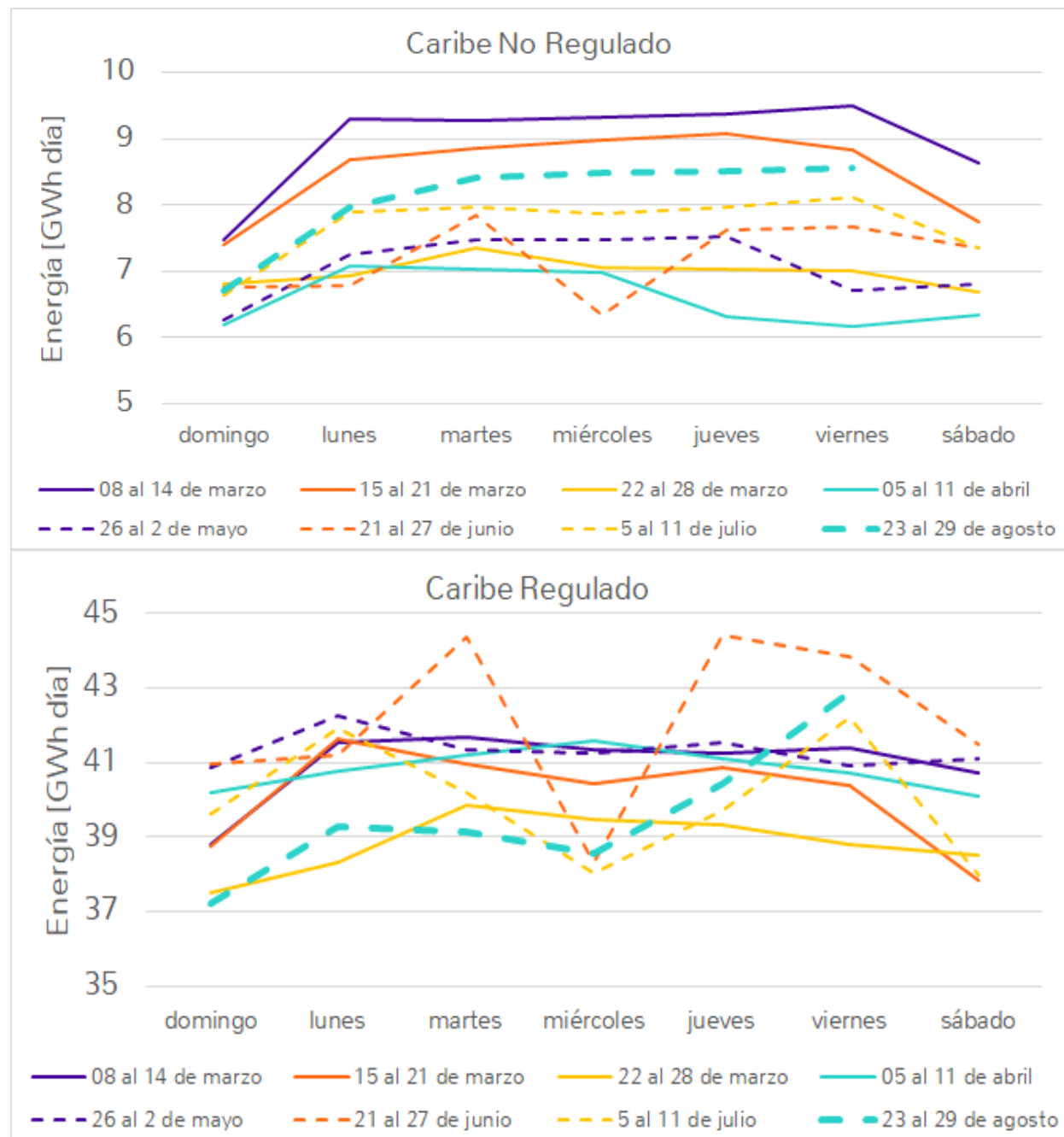
Caribe



Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

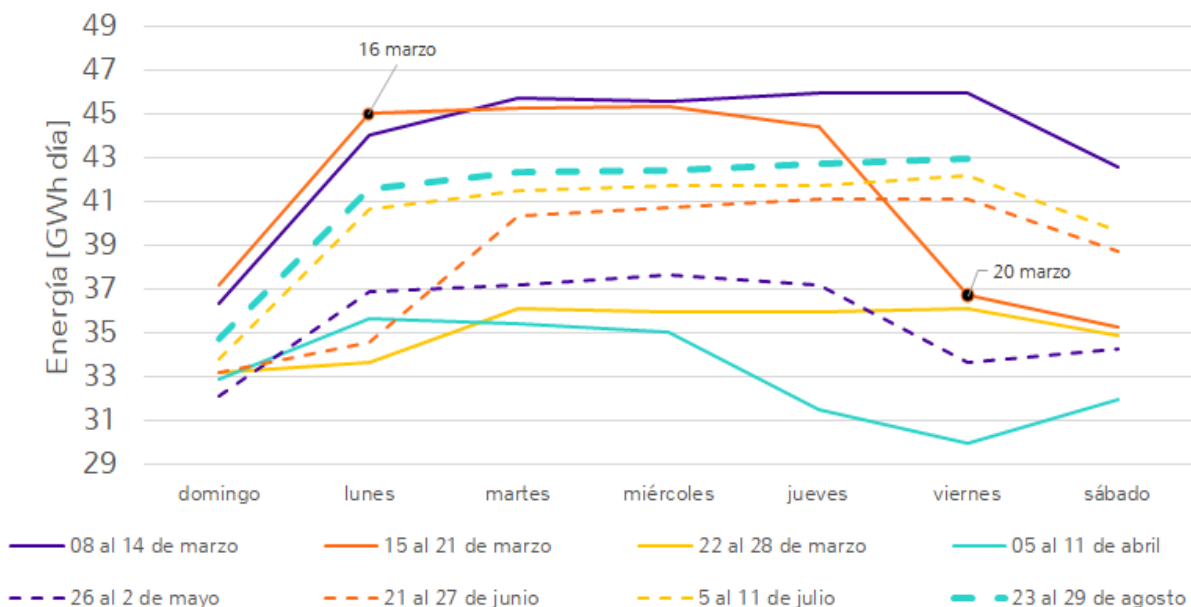
Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, disminuciones cercana al -2.9% en promedio, donde la regulada ha aumentado un 0.1% y la no regulada ha disminuido cerca de un -16.7% en promedio. El incremento de demanda regulada se debe a incremento de la temperatura en algunas regiones de la costa.

Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, Caribe representa el 26.5% de la demanda nacional



Cundinamarca y meta

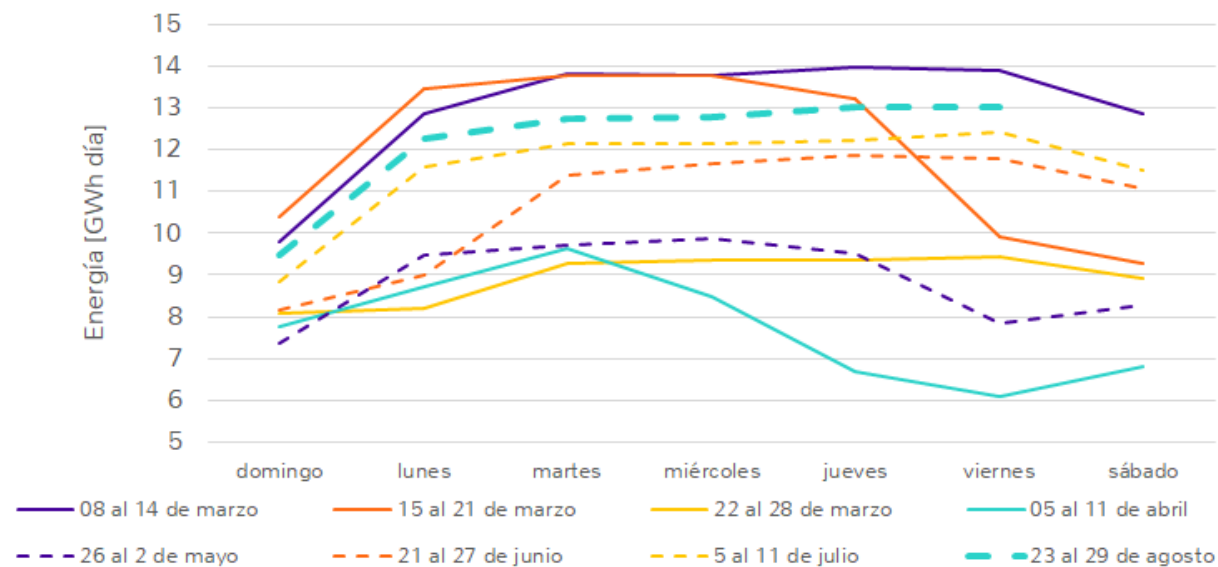
Cundinamarca y meta



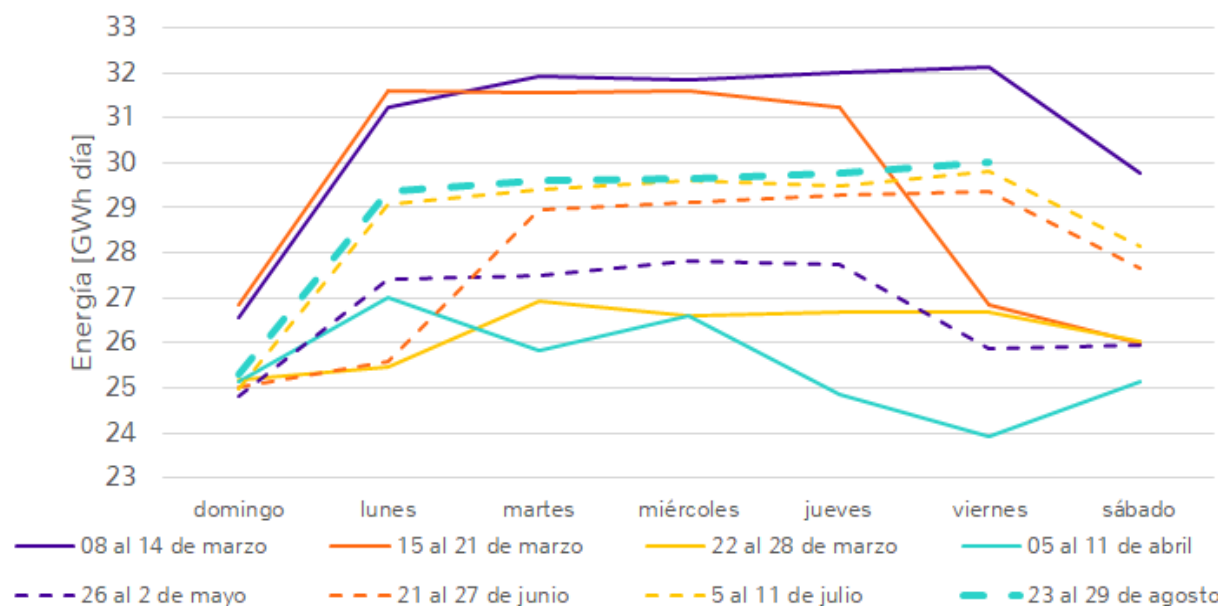
Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, disminuciones cercanas al -13.7% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -10.5% y la no regulada cerca de un -21.2% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, Cundinamarca representa el 20.7% de la demanda nacional

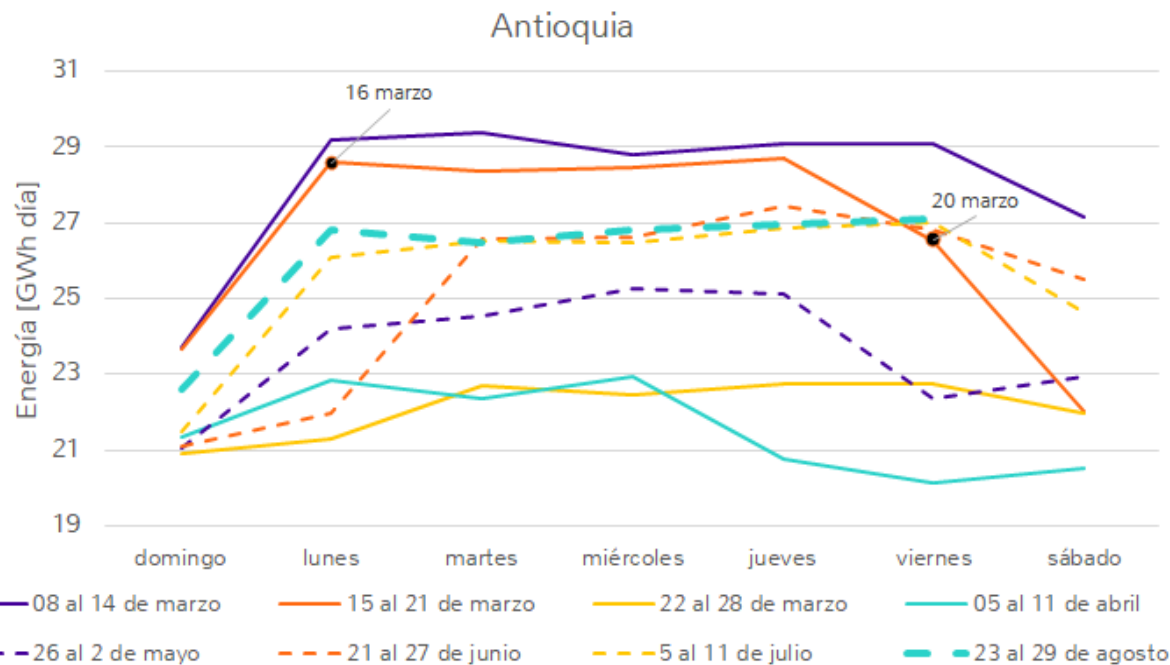
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

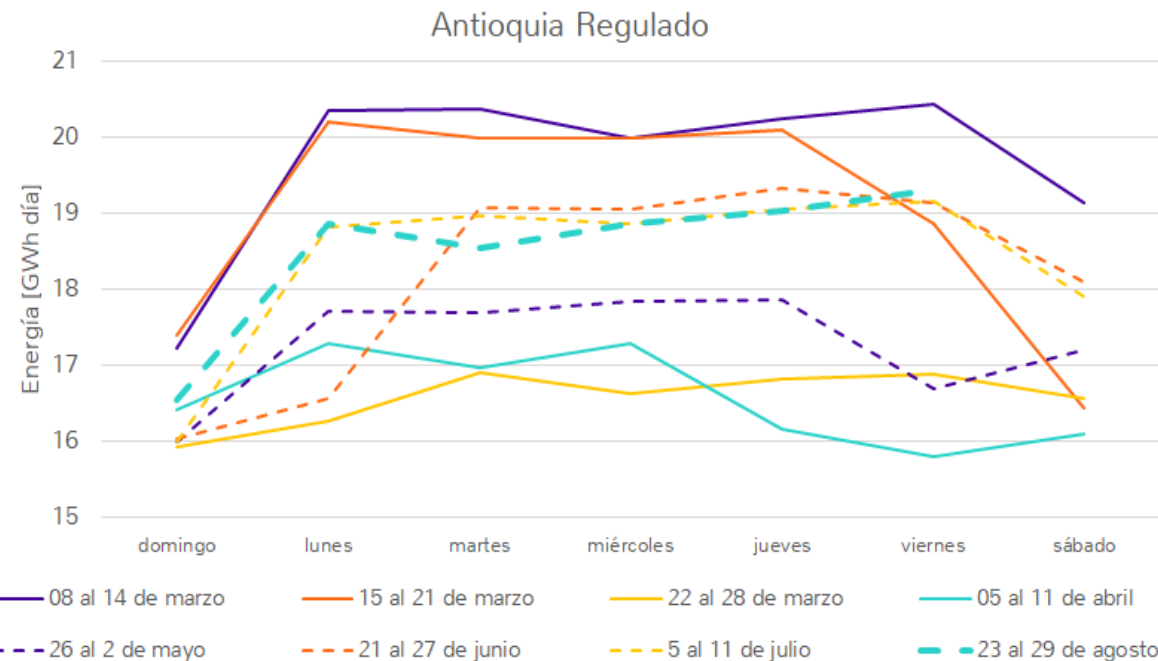
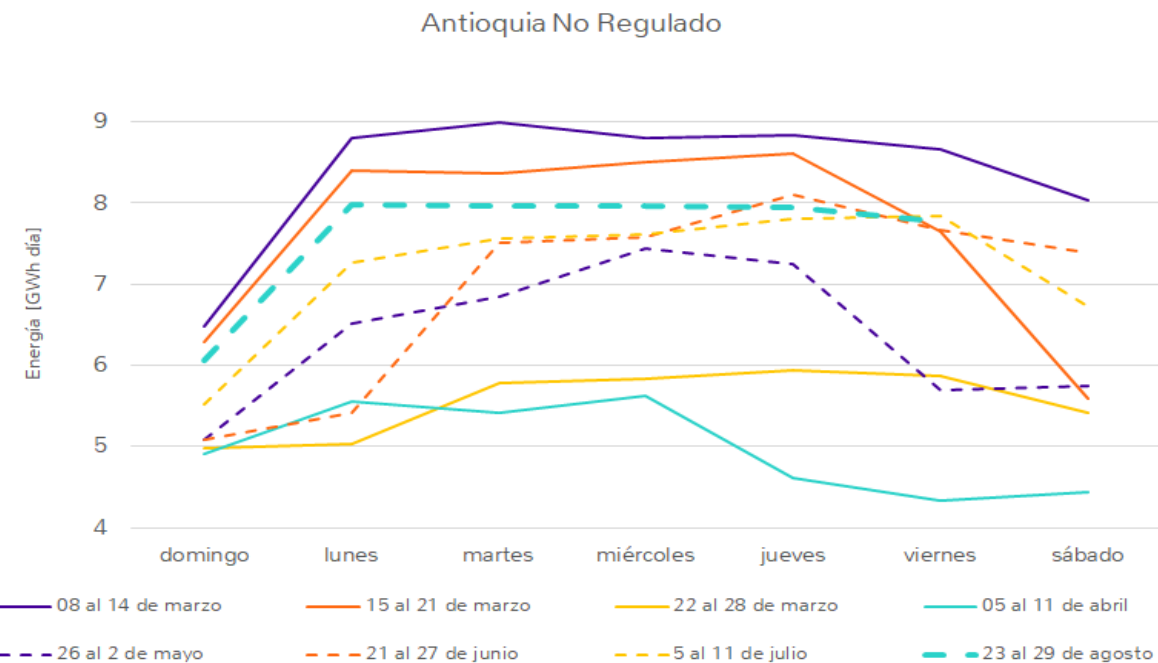


Antioquia

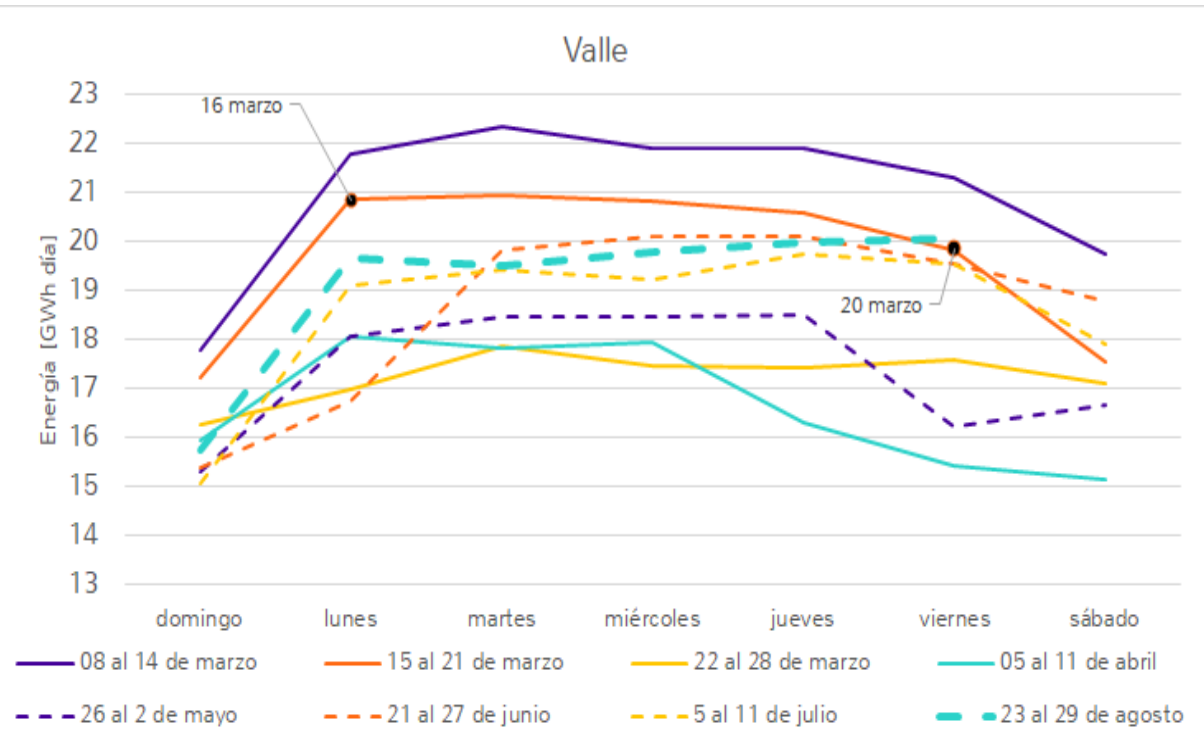


Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, disminuciones cercanas al -12.1% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -9.4% y la no regulada cerca de un -18.4% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, Antioquia representa el 13.5% de la demanda nacional

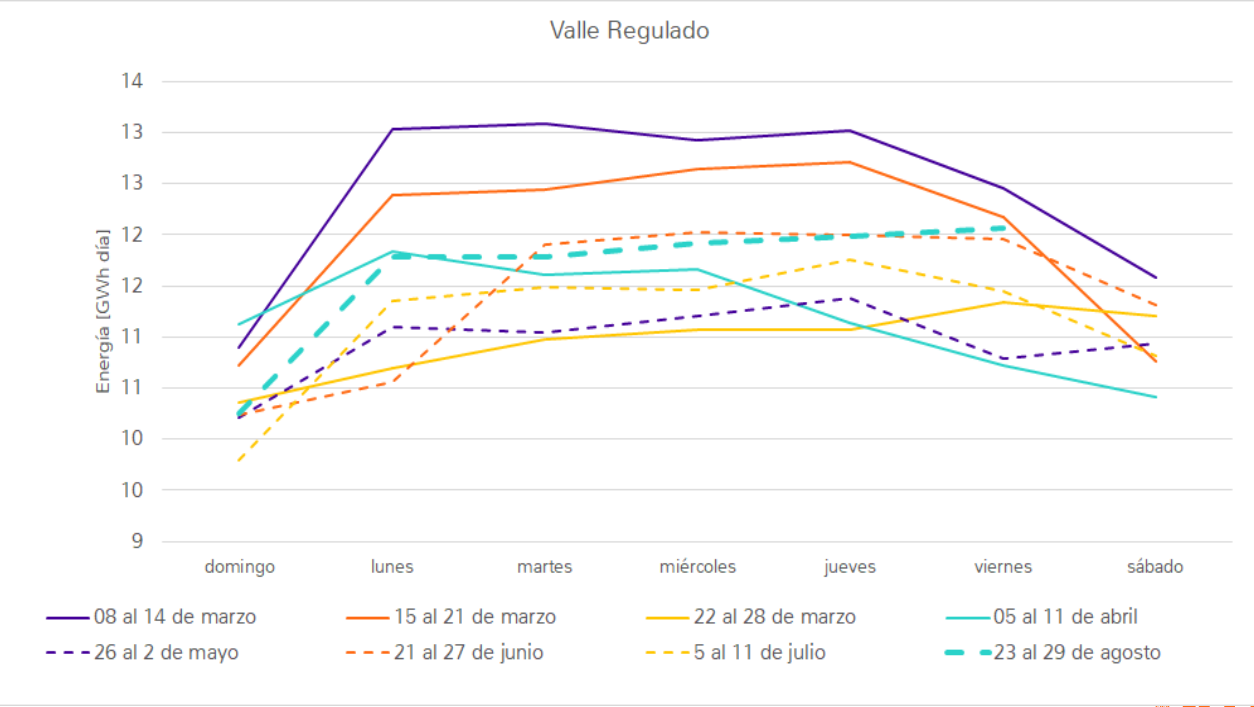
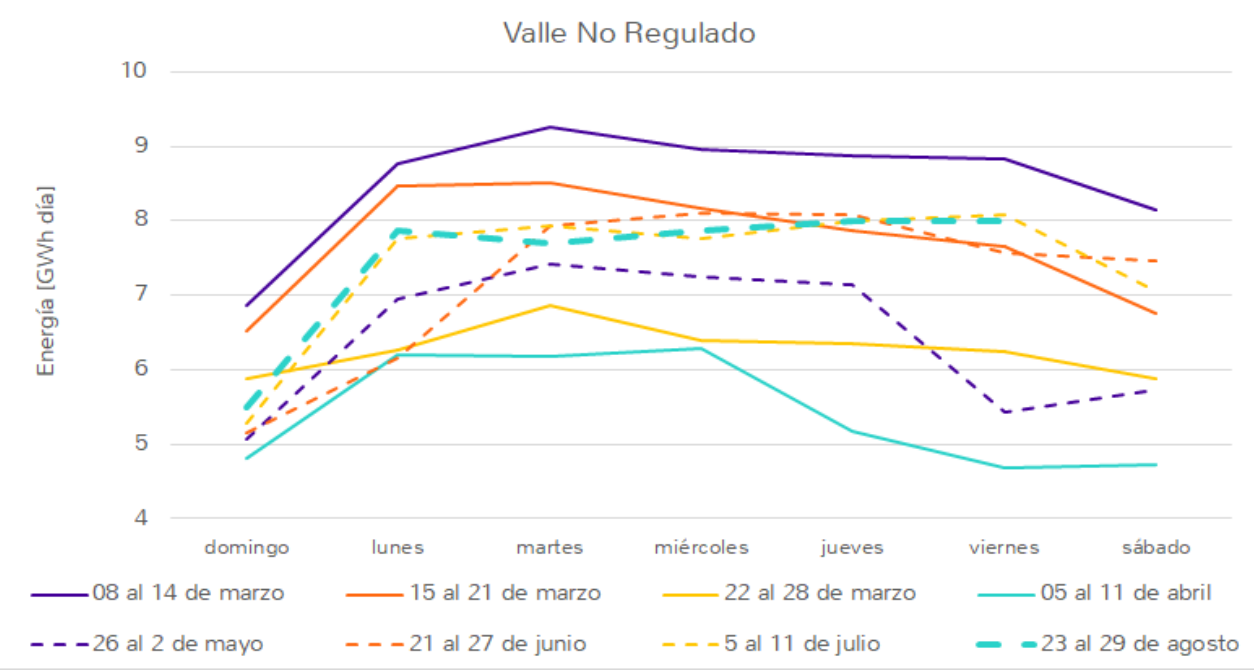


Valle

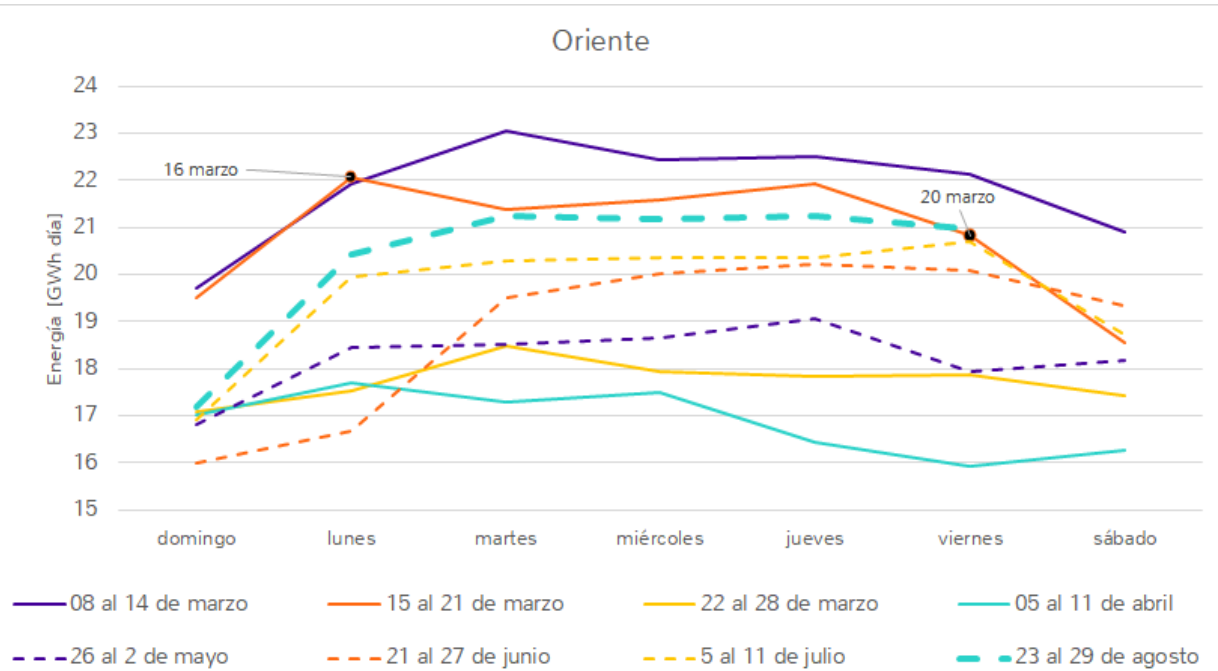


Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, disminuciones cercanas al -12.6% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -8.9% y la no regulada cerca de un -17.9% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, Valle representa el 10% de la demanda nacional



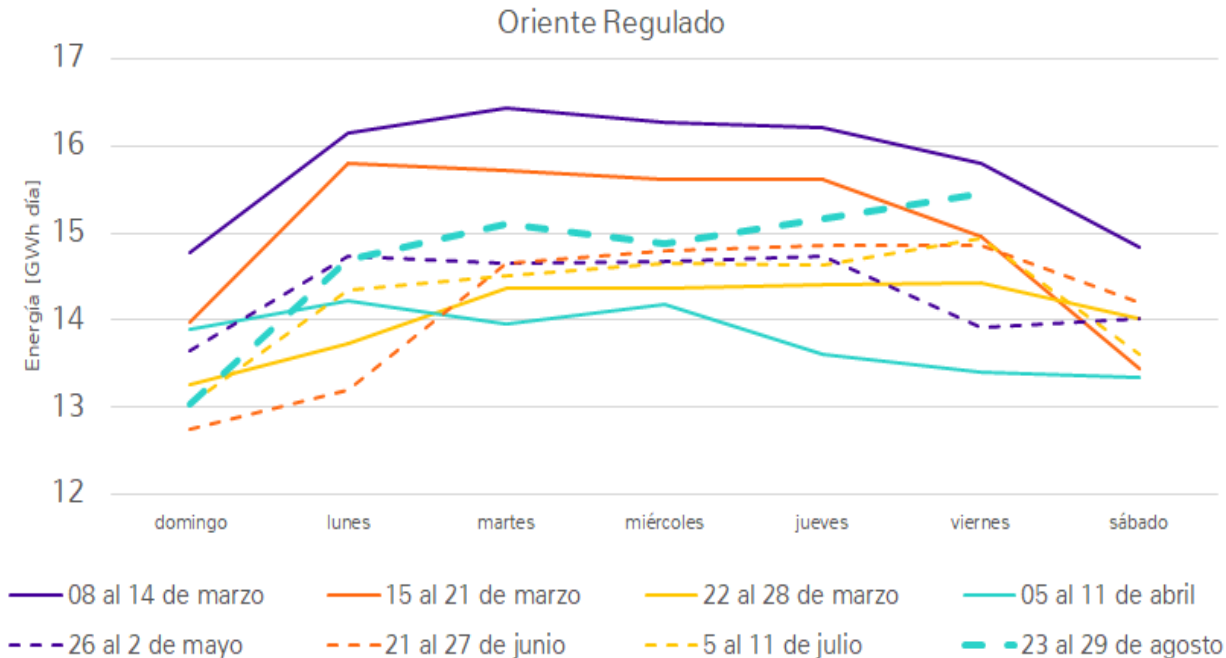
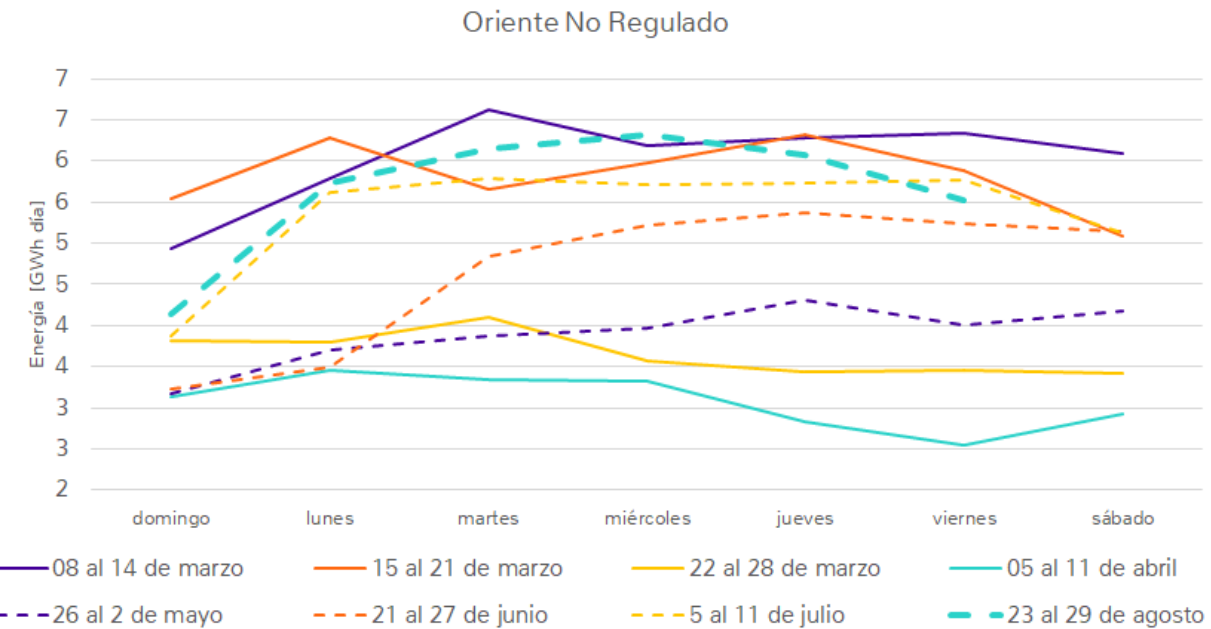
Oriente



Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, disminuciones cercanas al -13.2% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -8.6% y la no regulada cerca de un -25.1% en promedio.

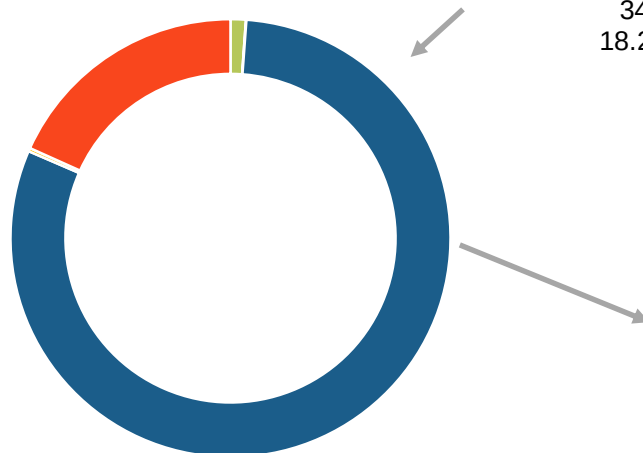
Desde el 20 de marzo al 28 de agosto, oriente representa el 10.3% de la demanda nacional.



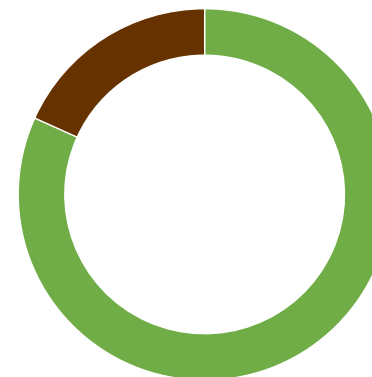
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 188.7
GWh-día

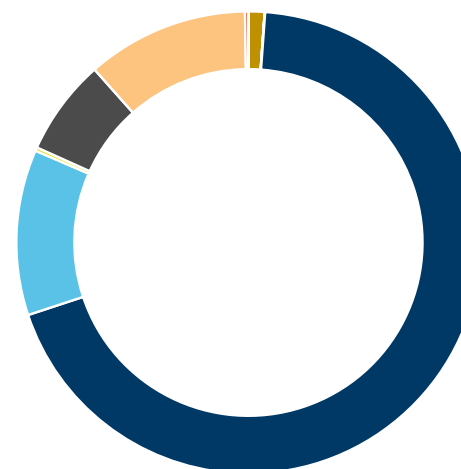
- Biomasa, 2.1, 1.12%
- Eólica, 0.1, 0.03%
- Hidráulica, 151.7, 80.35%
- Solar, 0.5, 0.24%
- Combustible fósil, 34.5, 18.25%



- Renewable
154.3
81.75%
- No
renovable
34.5
18.25%



- Bagazo, 2.1, 1.12%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.1, 0.03%
- Embalse, 129.8, 68.76%
- Filo de agua, 21.9, 11.59%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.24%
- Carbón, 12.7, 6.72%
- Gas, 21.3, 11.30%
- Gas Importado, 0.4, 0.23%
- Líquidos, 0.0, 0.01%

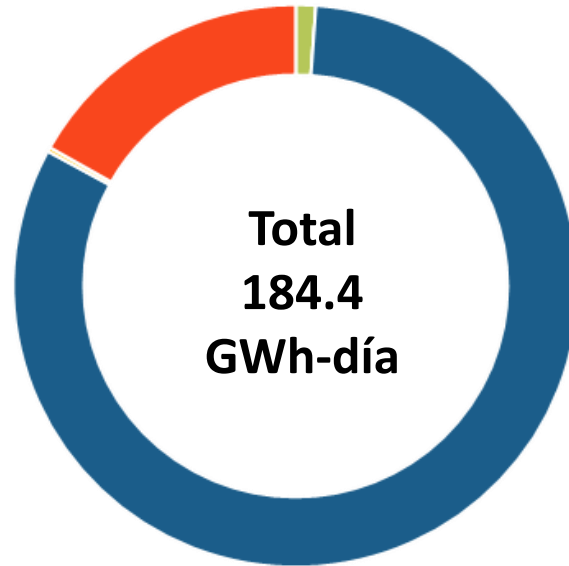


La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 31 de agosto de 2020

Generación promedio por tipo de despacho GWh-día

Julio 2020

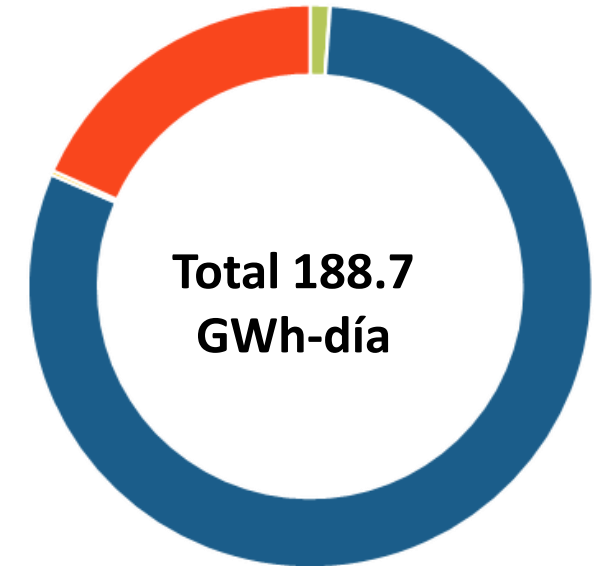
- Biomasa, 2.1, 1.14%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 150.8, 81.81%
- Solar, 0.5, 0.25%
- Combustible fósil, 31.0, 16.80%



Renovable 83.20%

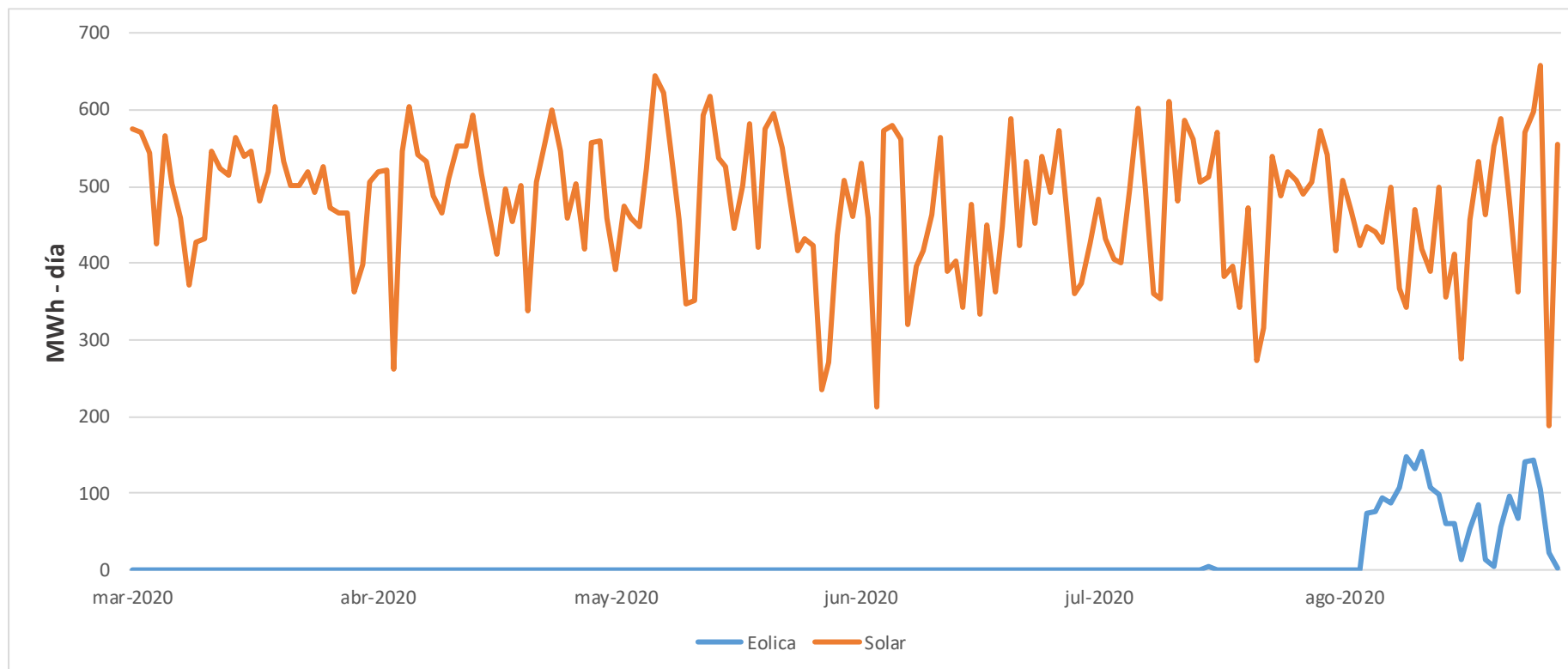
Agosto 2020

- Biomasa, 2.1, 1.12%
- Eólica, 0.1, 0.03%
- Hidráulica, 151.7, 80.35%
- Solar, 0.5, 0.24%
- Combustible fósil, 34.5, 18.25%



Renovable 81.75%

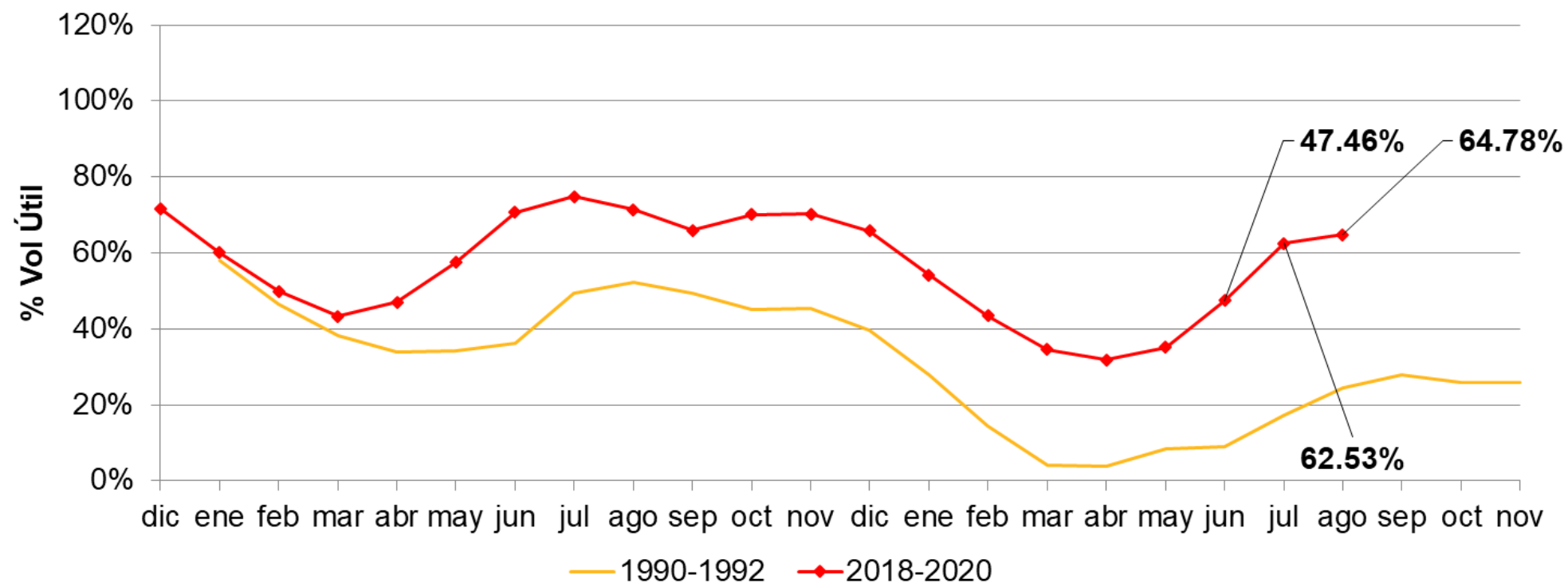
Generación FERNC



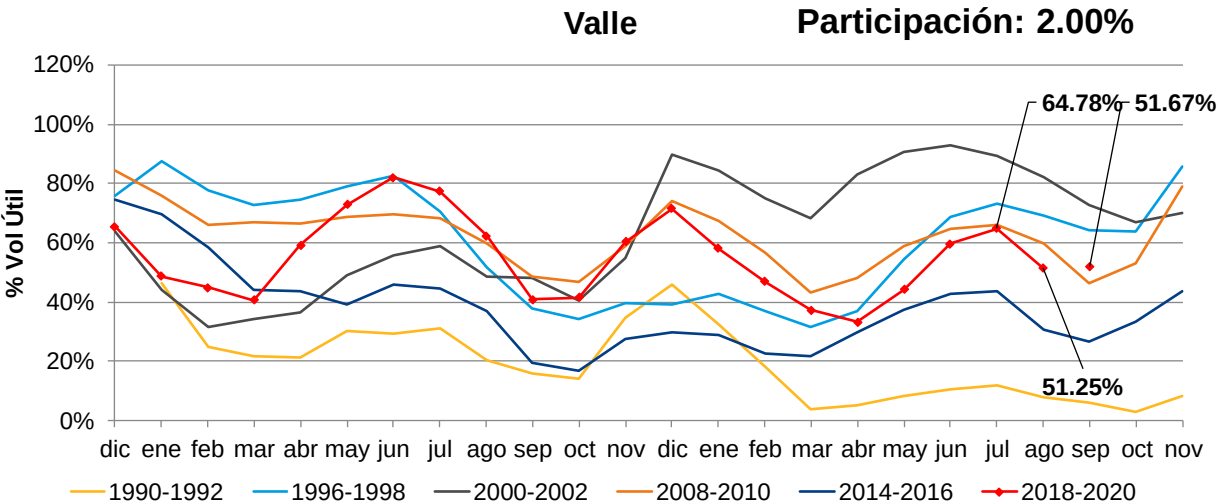
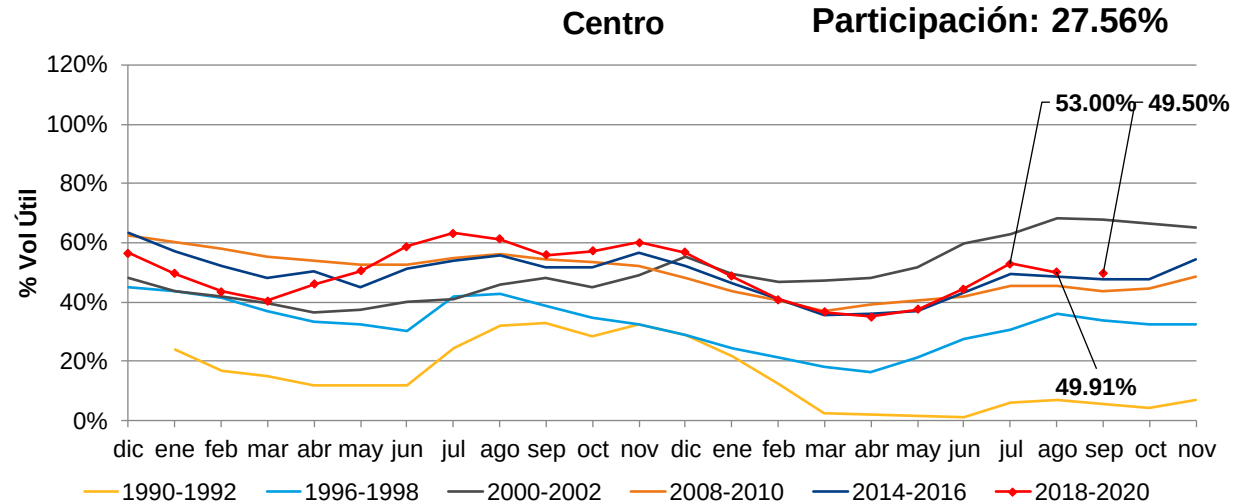
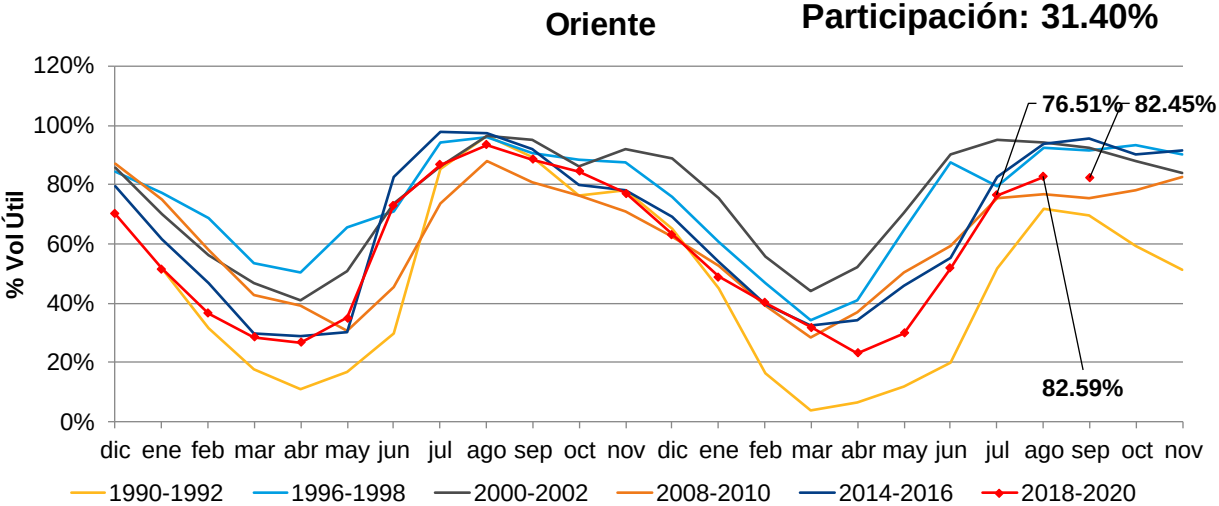
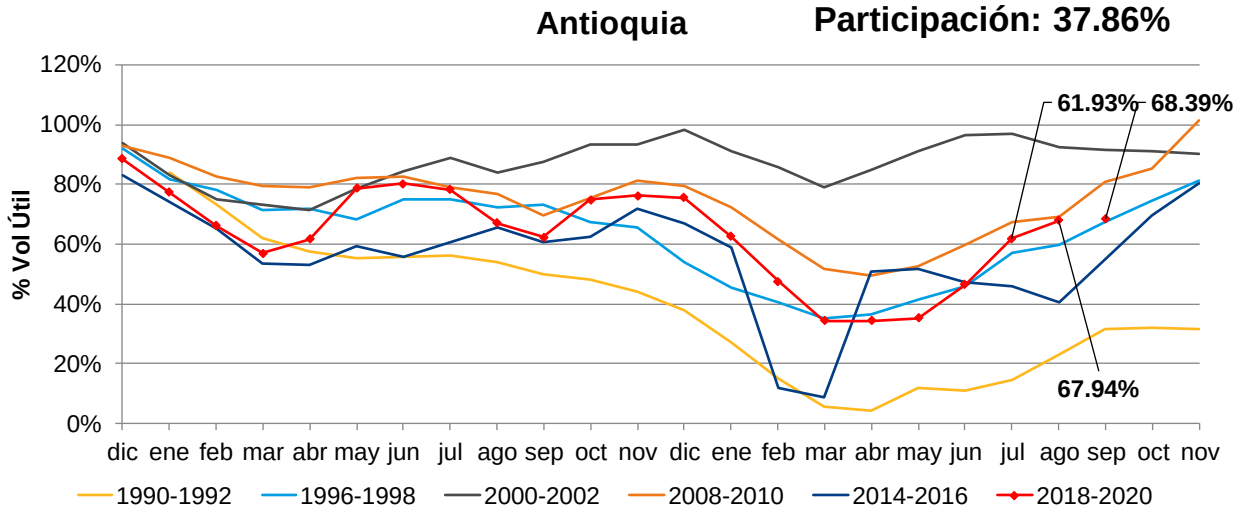
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

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

Reservas 1991 vs 2020

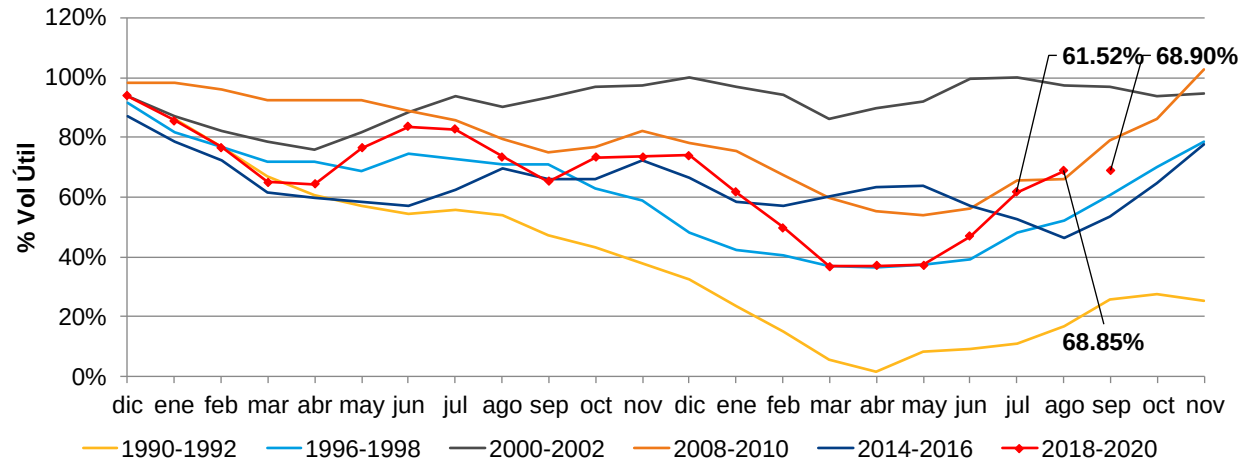


Evolución de reservas por regiones

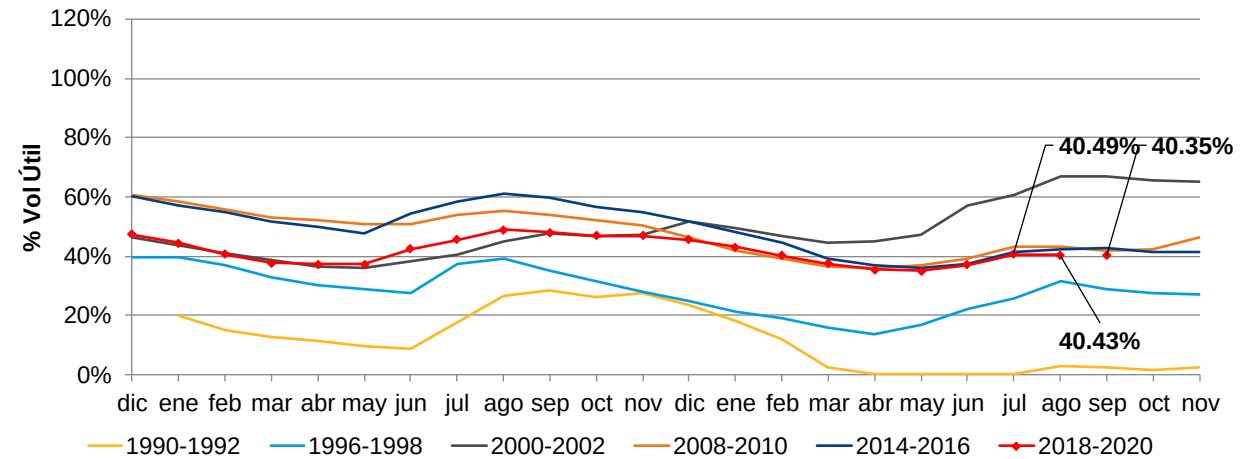


Evolución de principales embalses

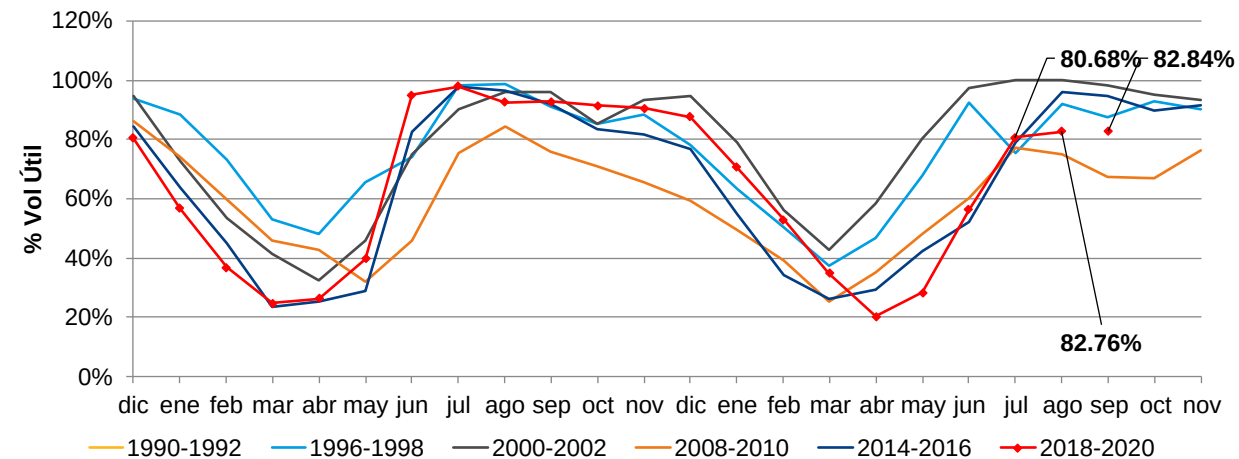
Peñol Participación: 25.57%



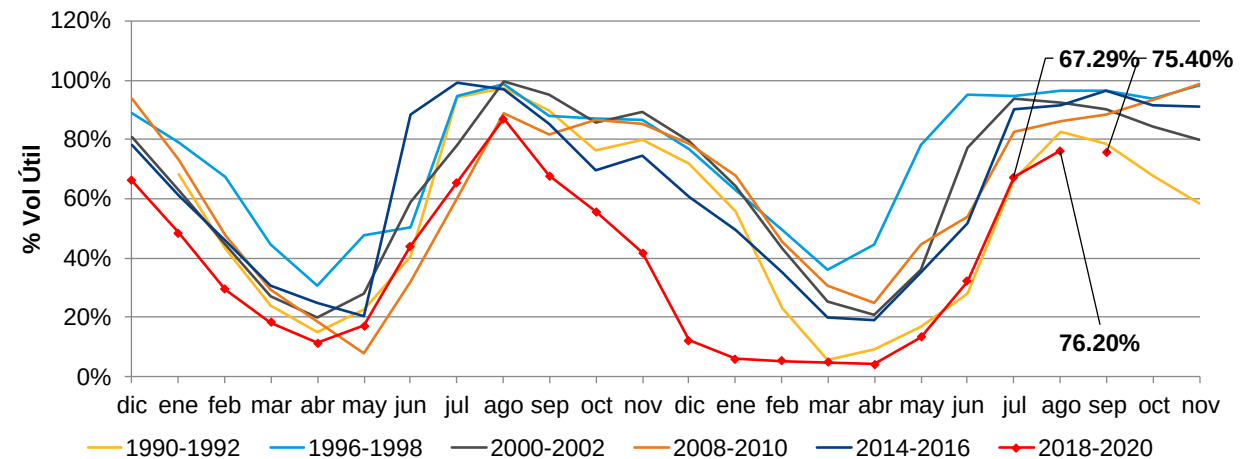
Agregado Bogotá Participación: 13.82%



Guavio Participación: 15.77%

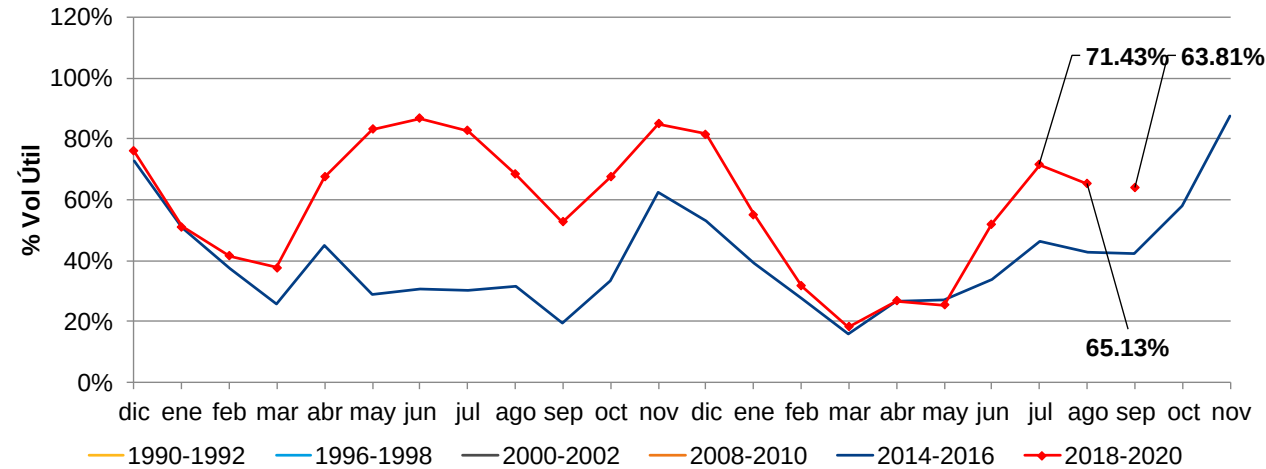


Esmeralda - Chivor Participación: 7.64%



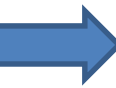
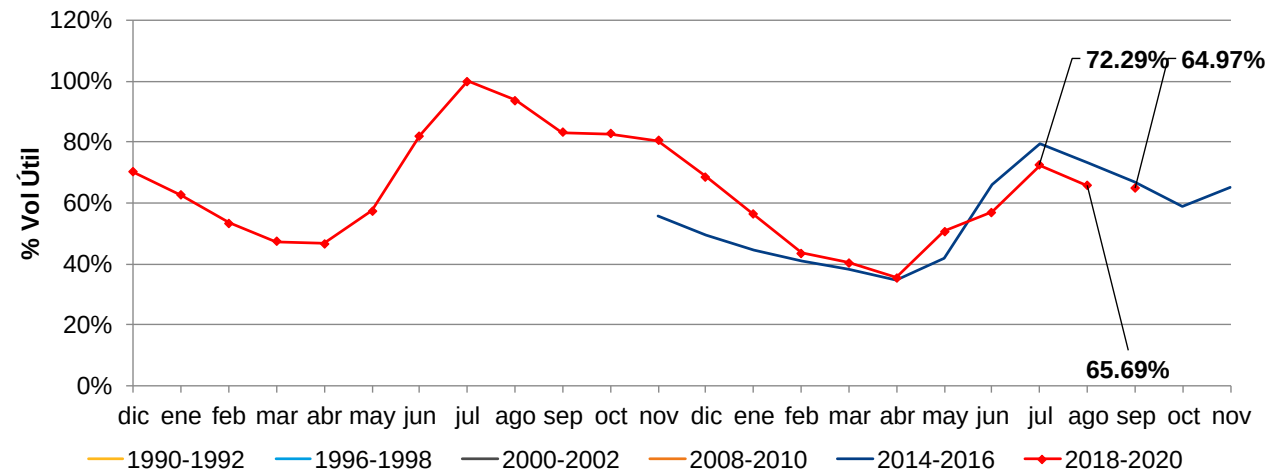
Evolución de principales embalses

Topocoro - Sogamoso Participación: 5.83%



El Quimbo

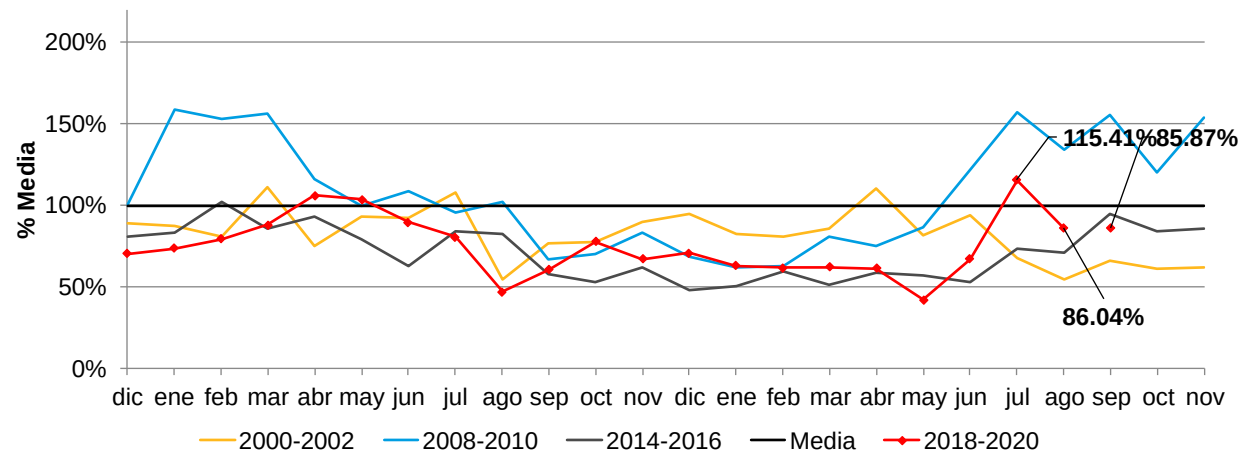
Participación: 6.59%



Aportes por regiones

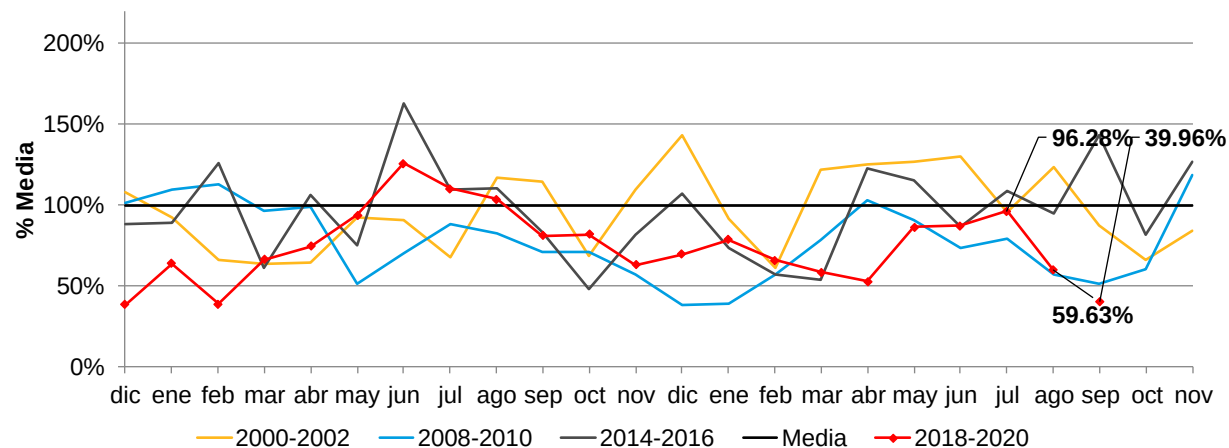
Antioquia

Participación: 59.78%



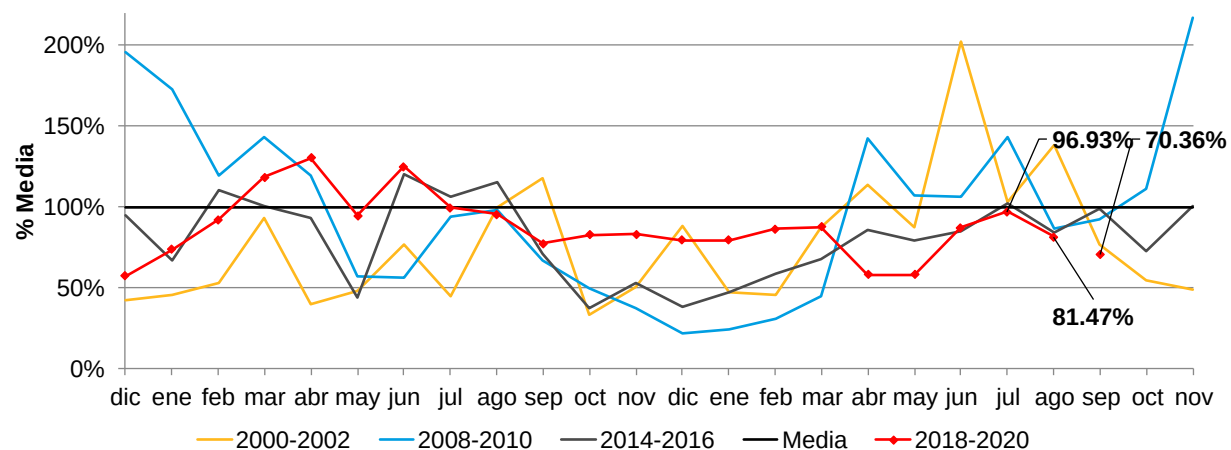
Oriente

Participación: 11.64%



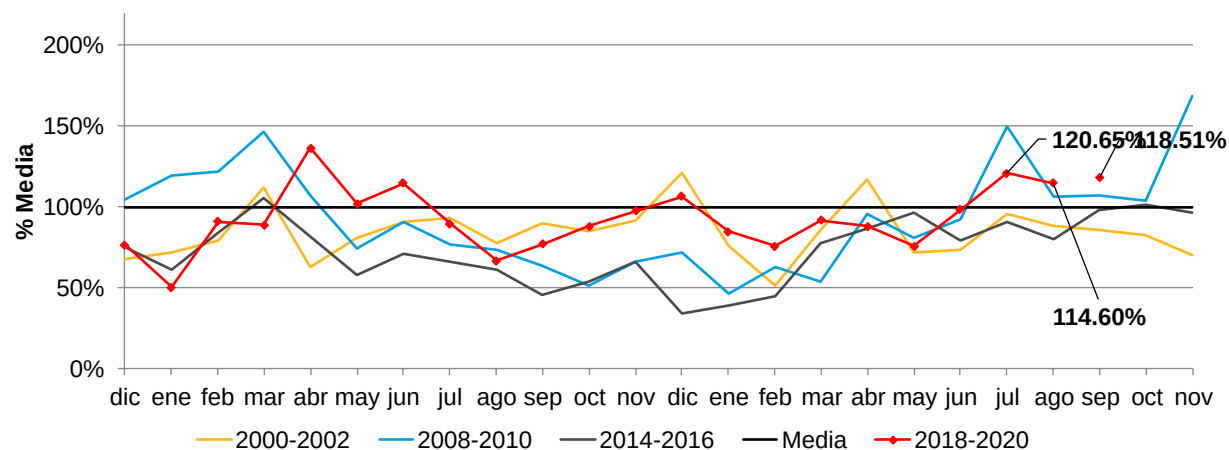
Centro

Participación: 18.97%



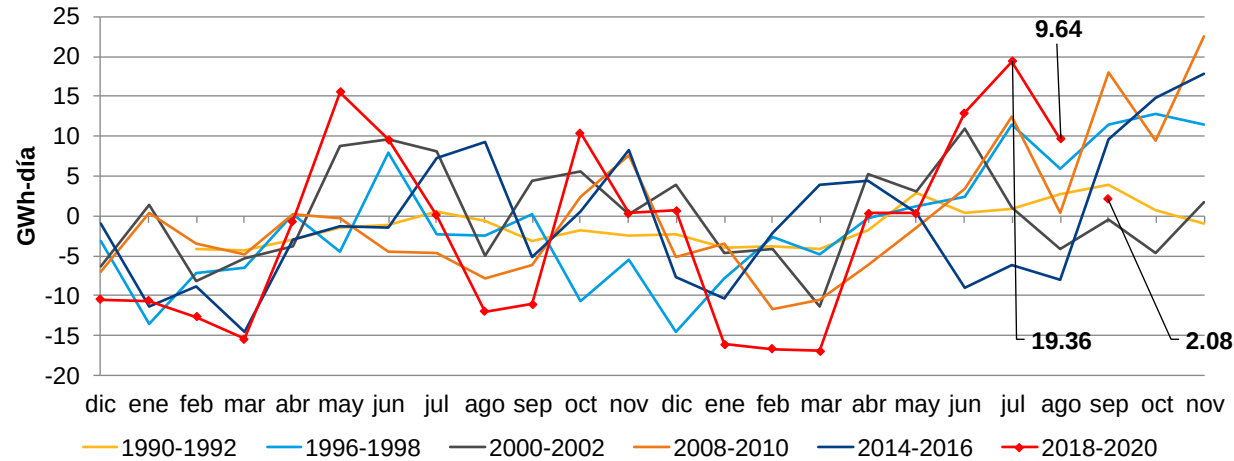
Valle

Participación: 5.29%

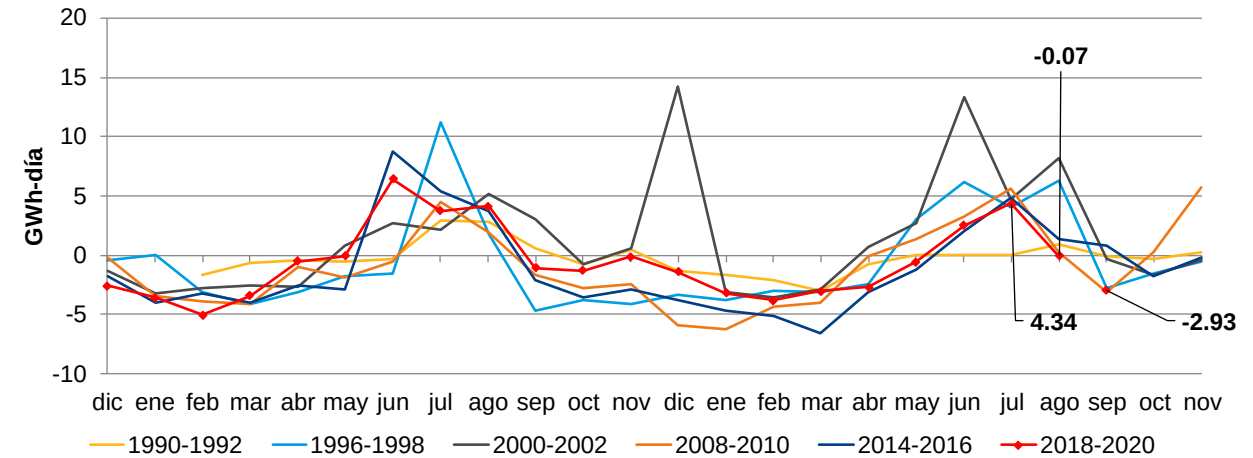


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

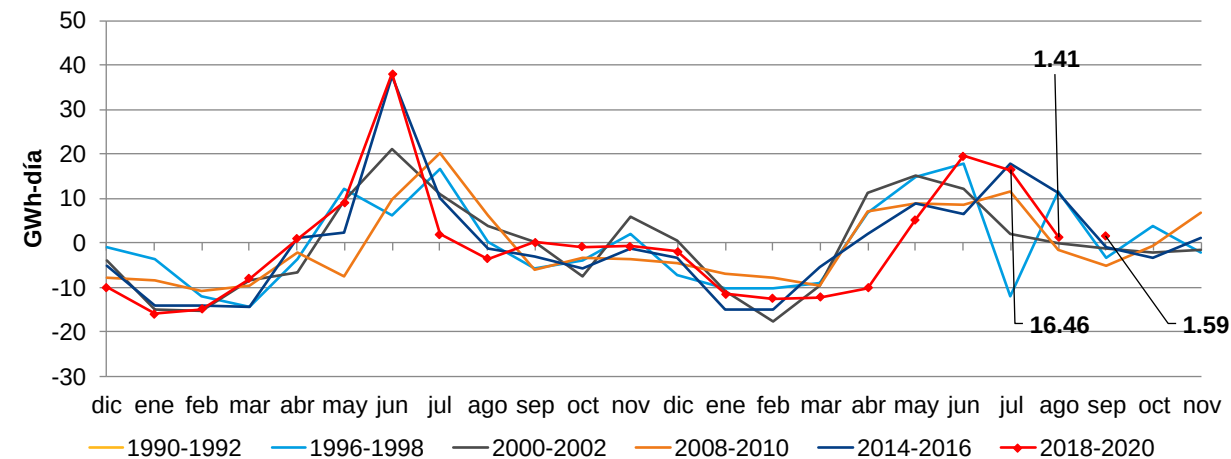
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



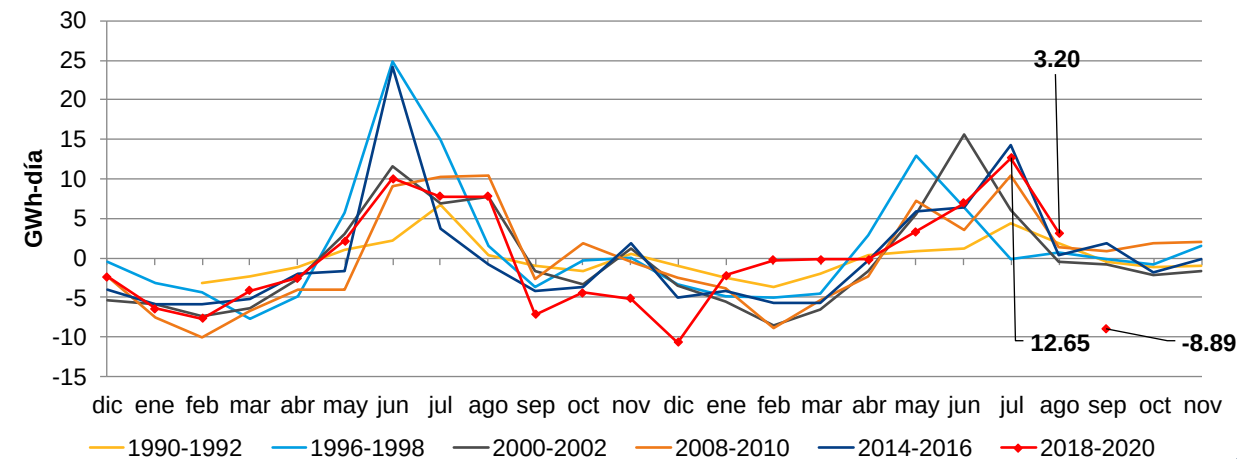
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



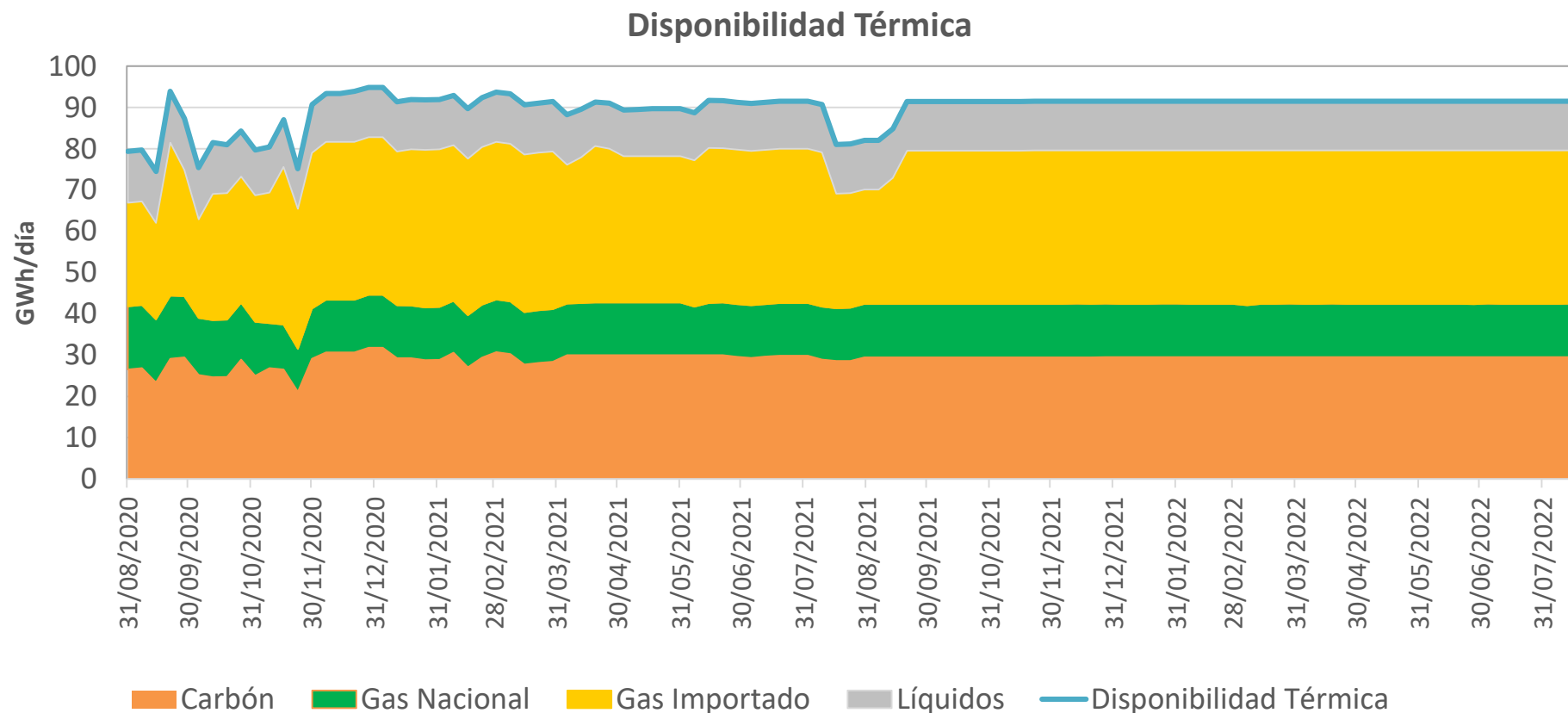
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio



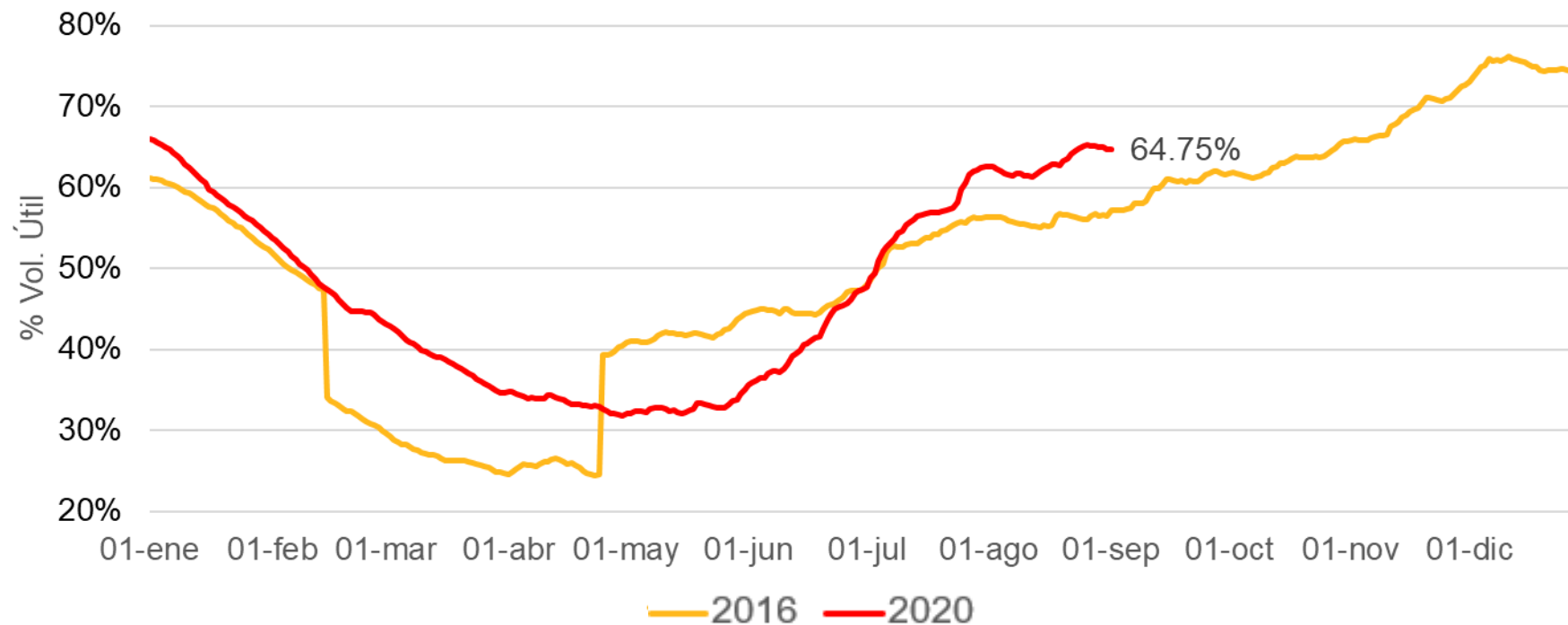
Disponibilidad máxima de generación térmica



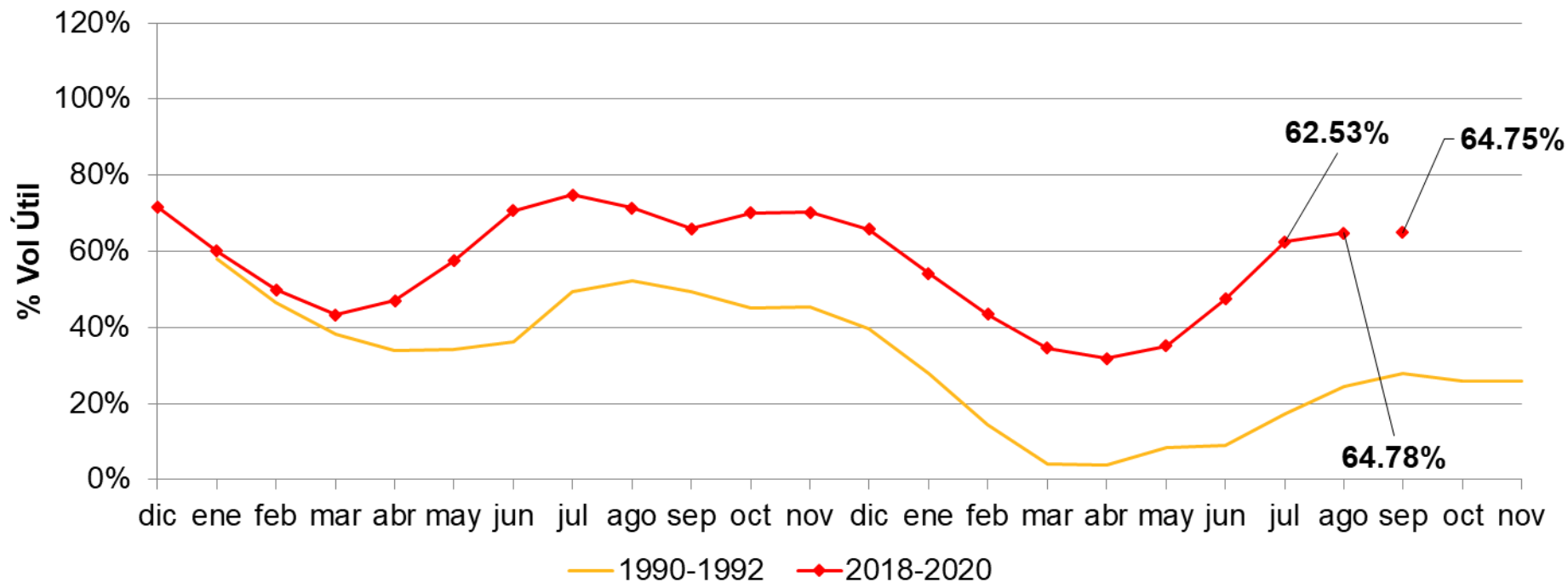
Periodo	Promedio [GWh/día]				
	Carbón	Gas Nacional	Gas Importado	Líquidos	Disponibilidad Térmica
Ago-nov 2020	26.02	13.58	30.11	11.79	81.49
Dic-abr 2021	29.68	12.71	37.69	11.91	91.98

Considerando ICP

Seguimiento Diario Agregado SIN



Seguimiento Embalse 1990-1992 vs 2019-2021



Información hasta 2020-09-01
Información actualizada 2020-09-02



Evaluación de Confiabilidad por Salida de Subestaciones del STN

Objetivo: Presentar el Informe con la clasificación de las subestaciones estratégicas del SIN, a partir de la metodología propuesta por XM, considerando la demanda no atendida.

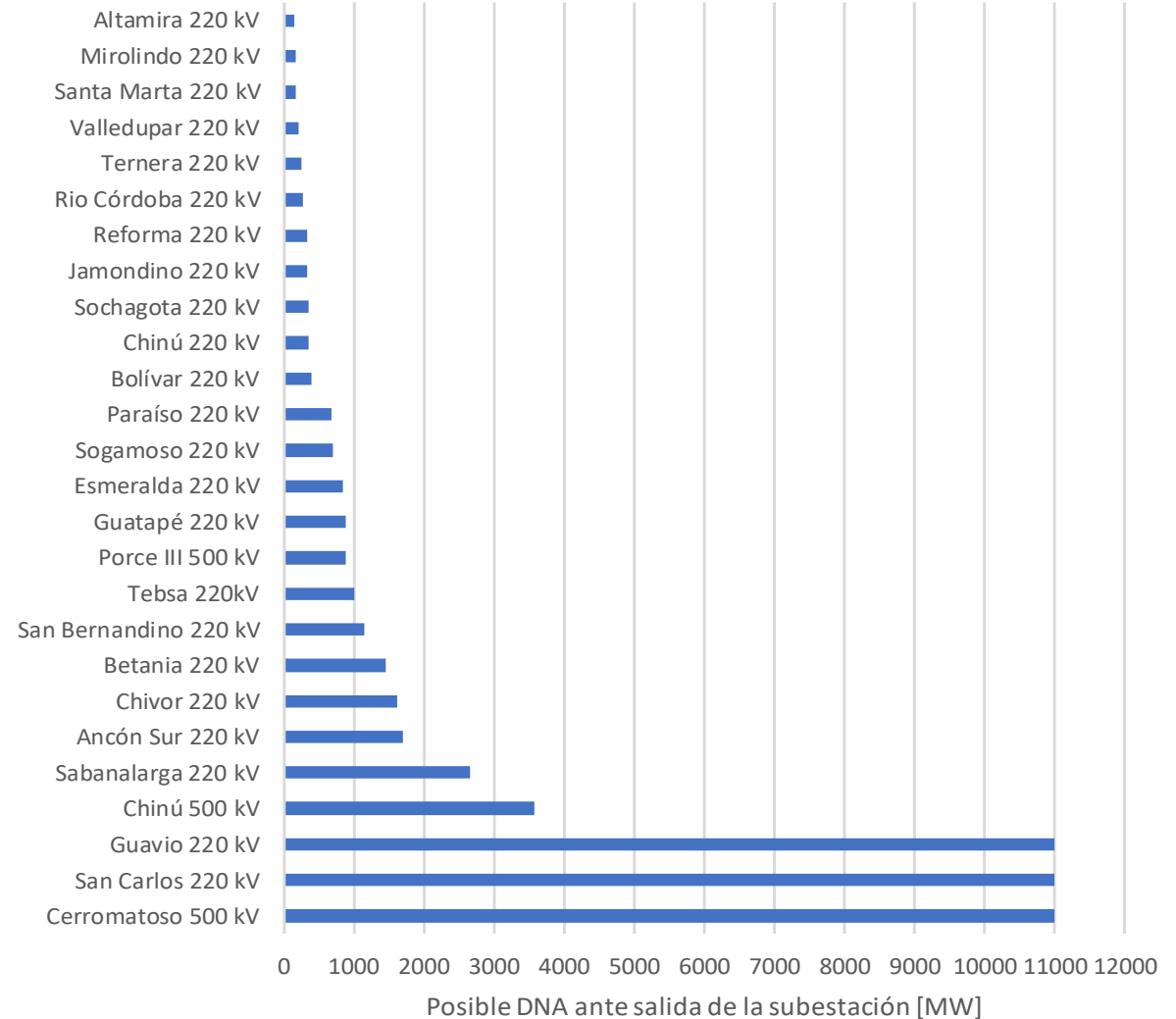


El caso base supone red completa, sin mantenimientos, con topología y demandas esperadas para finales de 2020. Se analizan condiciones extremas de transferencias para el área de influencia de la subestación bajo estudio, importación o exportación, y diferentes niveles de demanda.



Luego de la apertura de la subestación, se supervisan tensiones, frecuencia, cargabilidad de elementos y evolución de generadores. Con la evolución de estas variables eléctricas, se determina la subsecuente propagación del evento.

DNA ante pérdida de la subestación (MW)





Circuitos Radiales para atención de la demanda

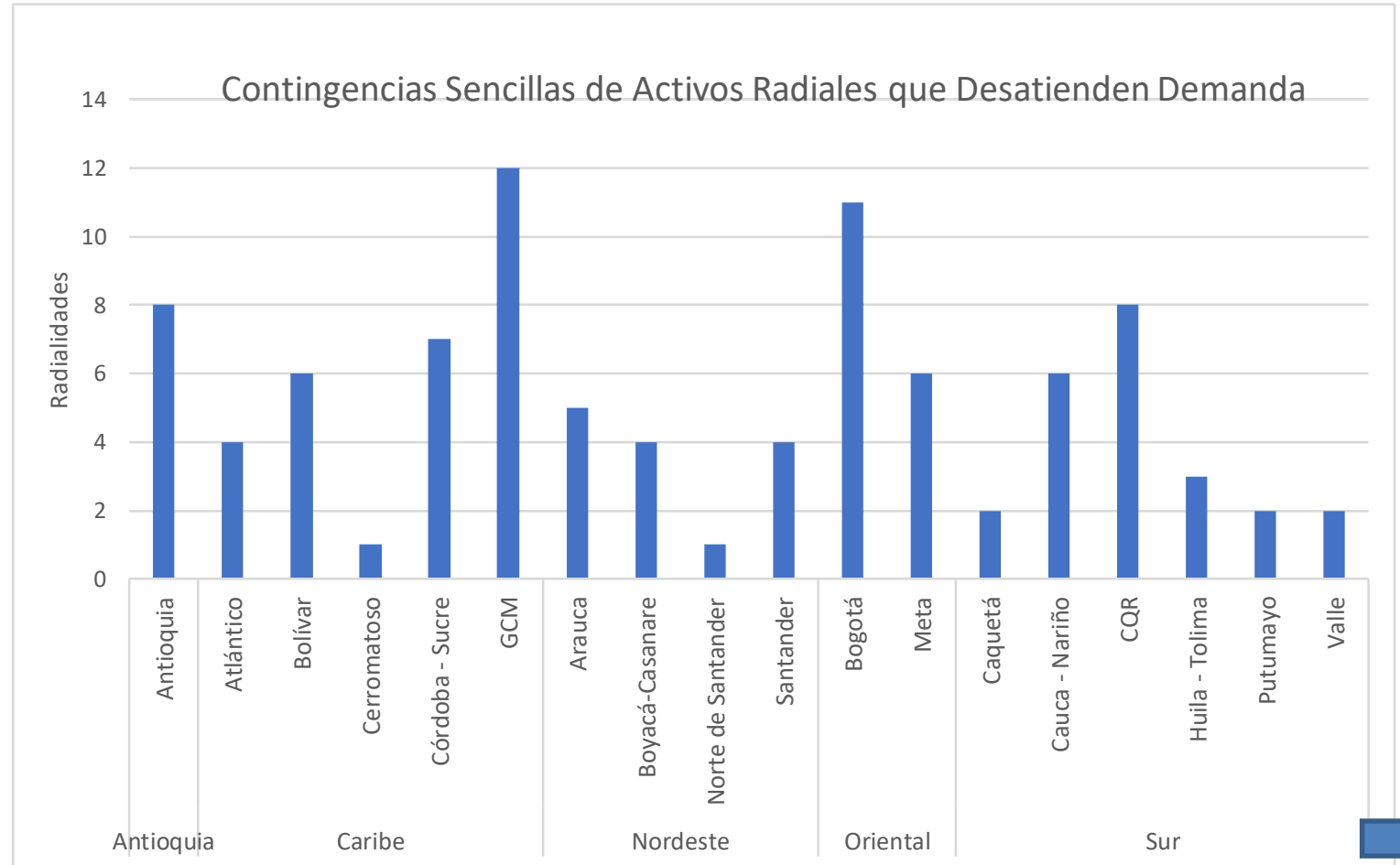
Objetivo: Identificar los activos de uso del **STR y STN** que, en condiciones normales de operación, son alimentadas a través de un sólo circuito o un solo transformador.

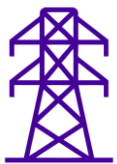
1

Se recomienda que, para los activos definidos actualmente como Zonas Excluidas de Compensación y que no tienen un proyecto definido, se actualice su estado en la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME

2

Se recomienda analizar la viabilidad regulatoria, técnica y económica para eliminar las radialidades que no son parte de las zonas excluidas de compensación





Áreas con riesgos operativos por retrasos de proyectos



Objetivo: Identificar los proyectos de expansión más relevantes para el SIN y su impacto en la operación.



Se recomienda una definición anticipada por parte de la UPME y de los OR's de tal forma que se cumplan los hitos de la ejecución del proyecto sin afectar su entrada en operación con trámites como el licenciamiento ambiental y las consultas a las comunidades

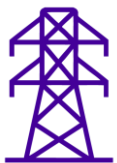


Teniendo en cuenta que los proyectos de expansión se requieren para atender la demanda mejorando la seguridad, confiabilidad y calidad; así como para una operación más económica al disminuir las restricciones, se recomienda hacer seguimiento a los proyectos y gestionar con las entidades o autoridades correspondientes las acciones que permitan la entrada oportuna de estos al sistema. Mesa intersectorial.

Entre los principales proyectos de expansión para el SIN considerando su impacto para la operación se encuentran:

- **Refuerzo Costa Caribe**
- **Circuito Sabanalarga – Bolívar 500 kV**
- **Refuerzo a 110 kV en Termoflores y Tebsa 110 kV**
- **La Marina (Bolívar)**
- **Copey – Cuestecitas 500 kV**
- **San Juan 220 kV**
- **Segundo Chinú – Boston 110 kV**
- **Toluviejo 220 kV**
- **Circuitos Sogamoso – Norte y Norte – Nueva Esperanza a 500 kV**
- **La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV**
- **Suria 220 kV y Santa Helena 1 y 2 150 MVA 230/115 kV**
- **Renacer 220/115 kV**



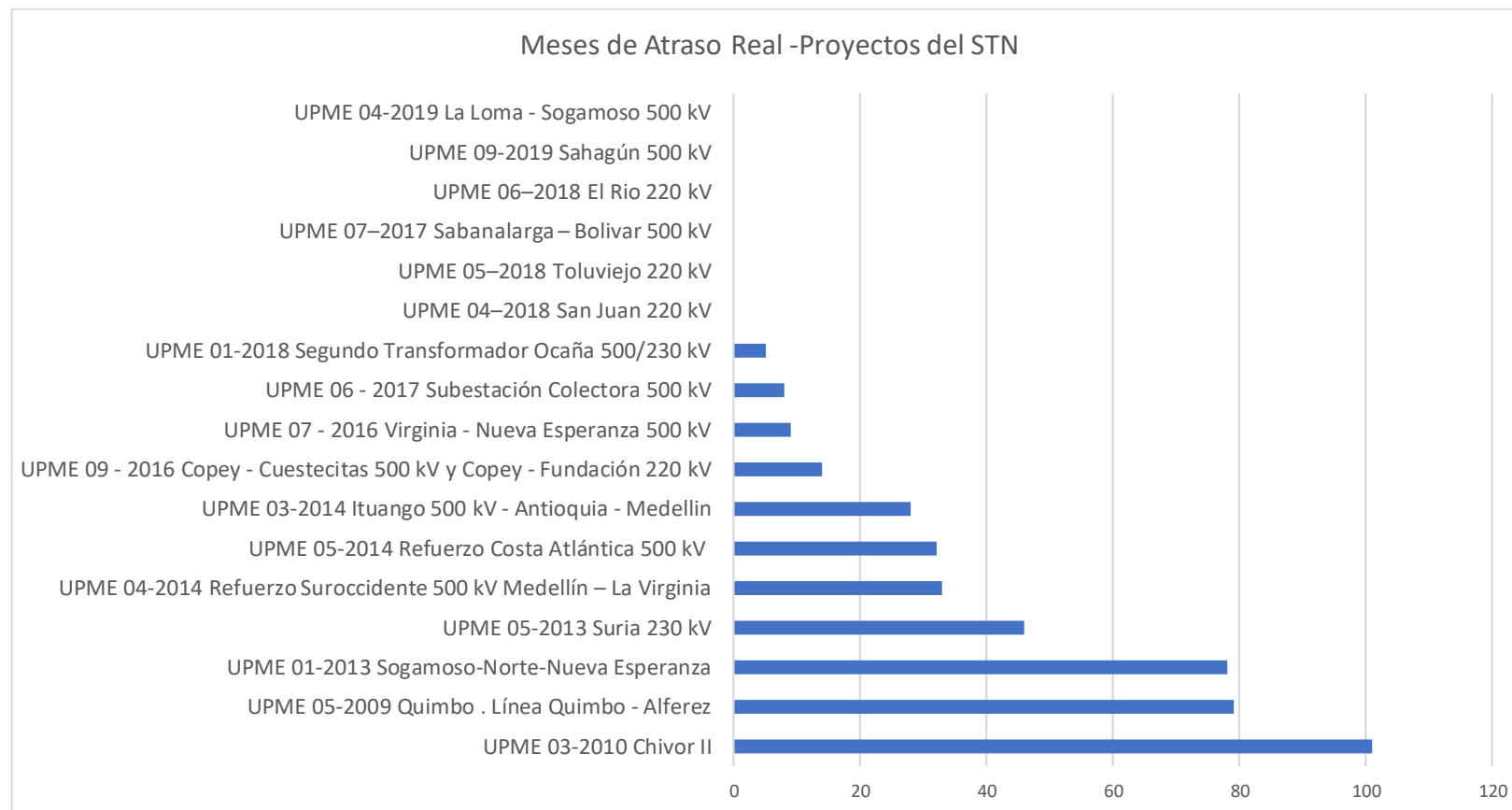


Áreas con riesgos operativos por retrasos de proyectos



Objetivo: Identificar los proyectos de expansión más relevantes para el SIN y su impacto en la operación.

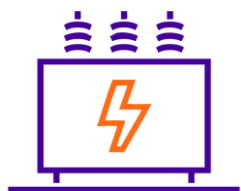
Proyectos de Expansión en el STN



Los proyectos de expansión han presentado retraso en su entrada en operación, principalmente por temas de licenciamiento ambiental y oposición social al desarrollo de estos. La problemática que se ve en el STN también se observa en proyectos del STR.

Nota: Información tomada del radar de seguimiento de proyectos a 31/07/2020





Identificación transformadores de reserva

Objetivo: Presentar un informe con el **listado de las unidades de reserva disponibles en el SIN** con el que se pueda mapear, en caso de materializarse algún evento en el sistema, **qué unidad de reserva puede servir para una subestación determinada.**

43

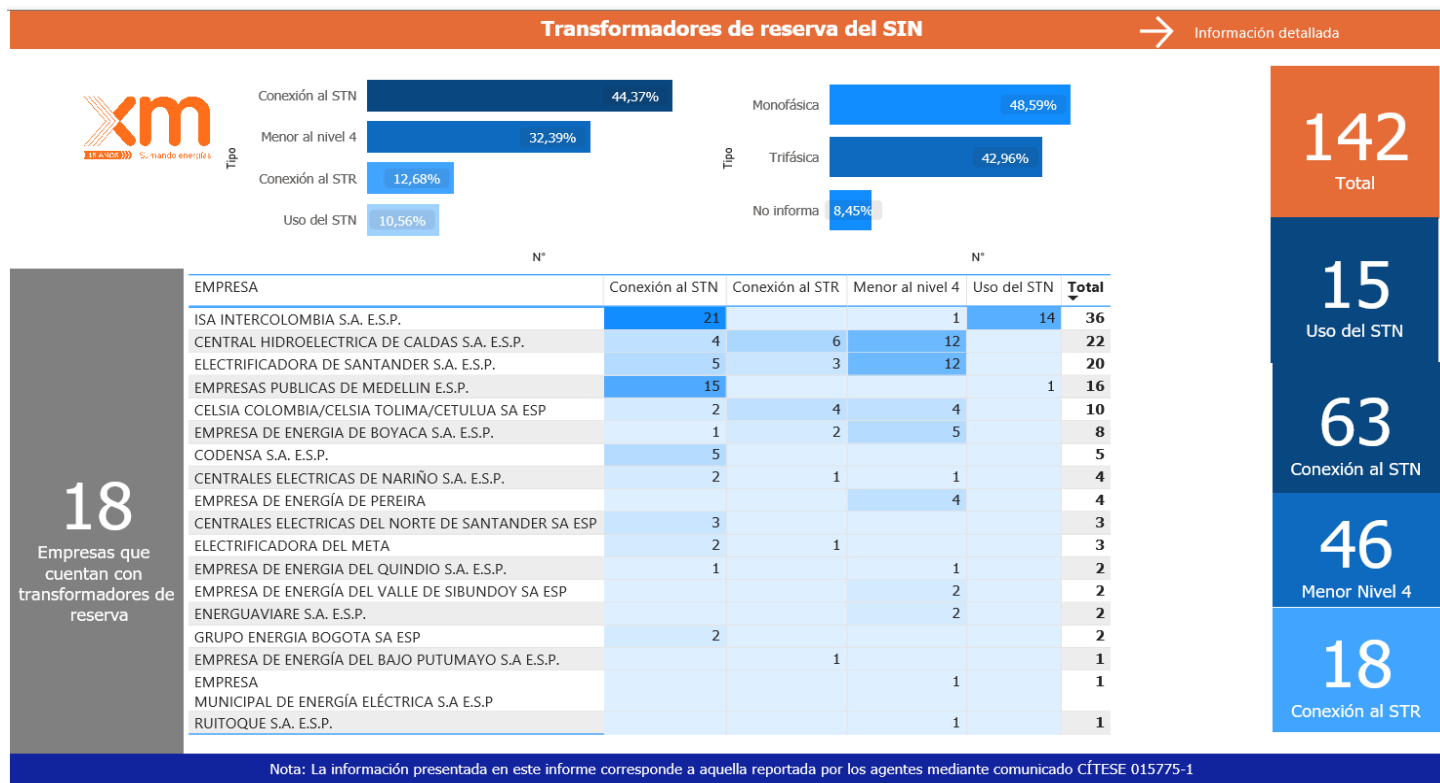
Empresas se les envió la solicitud. A la fecha falta el 23% por reportar y el 7% por responder aclaraciones.



Establecer mecanismos que permitan al CND y al CNO recibir periódicamente reporte actualizado de los agentes → Inventario actualizado.



Asegurar que ante eventos que indispongan transformadores, se cuente con esquemas que definan los tiempos de reposición e incluso donde sea viable, esquemas automáticos de reposición de transformadores → Propuestas regulatorias



*Información preliminar, aun faltan agentes por realizar el reporte



Confiabilidad de sistemas de protecciones

Objetivo: Presentar recomendaciones para mejorar la confiabilidad de sistemas de protecciones eléctricas del SIN

Implementar redundancia de Sistemas de Protección en las bahías y barras. Dos o más protecciones funcionalmente equivalentes, pero no iguales, para proteger cada activo (Relés de diferente fabricante).

Pruebas funcionales periódicas para los sistemas de protección.

Informe de auditoría del adecuado desempeño de los ajustes de las protecciones.

Incentivar renovación de protecciones acorde a las necesidades técnicas de la red.

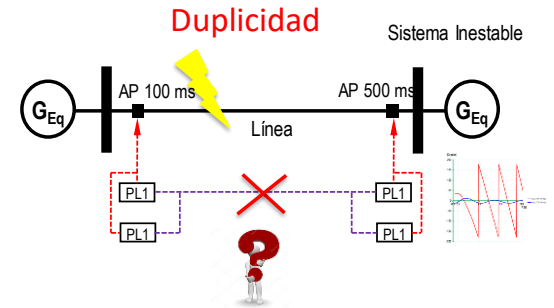
Evaluar la posibilidad de incorporar a la regulación criterios y responsabilidades en Esquemas Suplementarios de Protección Sistémica (ESPS).

Para subestaciones estratégicas conformar desde CNO, un grupo de expertos técnicos que inspeccionen subestaciones y analicen vulnerabilidades técnicas en sistemas de protecciones.

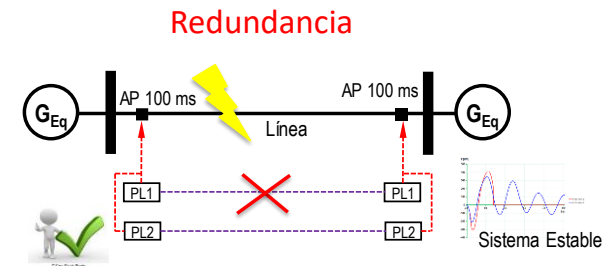
Establecer mecanismos para implementar protección diferencial de barras de respaldo y en cada bahía relés multifuncionales de diferente fabricante.

Las fuentes de alimentación de Corriente Directa -DC- para los Sistemas de Protecciones de las subestaciones estratégicas deben ser redundantes.

Sistema de protección actual



Sistema de protección propuesto





Confiabilidad de sistemas de protecciones



Objetivo: Presentar recomendaciones para mejorar la confiabilidad de sistemas de protecciones eléctricas del SIN

Estandarizar los esquemas de protección para líneas y barras



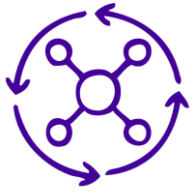
XM y CNO han realizado propuestas de estandarización de sistemas de protecciones acordes con los requerimientos del SIN. Los análisis mostraron la necesidad de ajustar requerimientos en cuanto a:

- Redundancia, incluyendo su alimentación de corriente continua y su teleprotección,
- Protección acorde con las características técnicas del SIN y los equipos,
- Criterios para seleccionar los Sistemas de Protecciones y estudios eléctricos previos, entre otras.



En la ampliación de una subestación existente, la regulación actual indica que los equipos nuevos deben ajustarse a lo existente, consideramos que se debe revisar este aspecto para incorporar que ciertos equipos tales como los sistemas de protección, supervisión, telecomunicaciones existentes, deben ser modernizados como parte del proyecto para que sean compatibles y no de forma contraria.





Diagnóstico y evaluación de riesgos de cruces en el



Objetivo:

Identificar posibles acciones técnicas y operativas tendientes a mitigar el impacto de los cruces actuales, así como posibles acciones regulatorias para su viabilidad.

Actualizar el inventario de cruces existentes en el sistema.

Realizar recomendaciones que permitan mitigar el número de cruces que se generen por proyectos futuros.

Existentes



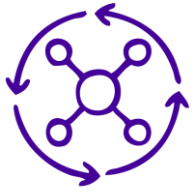
Análisis de impacto.
Definición regulatoria que viabilice nuevas obras en activos existentes.
Mitigación riesgo e impacto ante falla.

Futuros



Evaluar opción de definición regulatoria criterio de cruces permitidos.
Evaluar recomendaciones técnicas requeridas en vanos especiales.
Incorporación desde Documento de selección de Inversionista.





Diagnóstico y evaluación de riesgos de cruces en el S



Alternativas vanos especiales

Se entiende como vanos especiales aquellos donde se encuentran los cruces, se han identificado algunas recomendaciones para estos vanos:

- Doble cadena de aisladores.
- Aisladores poliméricos.
- Aisladores con terminales en acero inoxidable.
- Cables conductores y cable de guarda engrasados.
- Torres con “pantalones” de concreto para casos especiales (se extiende el concreto del pedestal cubriendo parcialmente la pata).
- Torres con pintura anticorrosiva.
- Torres de retención.
- Torrecillas intermedias para disminuir circuitos por vano

Debe continuarse análisis especialmente con CAPT.





Identificación de las competencias de los operadores del SIN



Objetivo: Identificar competencias de los operadores del SIN – Objetivos que trascienden el conocimiento.



Ganar **autoconfianza**, sólo la fortaleza en conocimientos y la posibilidad de practicar en ambientes controlados, permiten que un ingeniero inexperto en la operación empiece a confiar en sus criterios y a operar con seguridad y aplomo.



Aplicación práctica de los conceptos: Encuadrar sus conocimientos previos en la utilización efectiva de los mismos, a través de la posibilidad de comprender el funcionamiento vivo del sistema, la forma de afrontar las contingencias y sucesos inesperados, y comprender cómo se toman las mejores decisiones, dependiendo del contexto al que tenga que enfrentarse.



Establecer **mecanismos de relacionamiento efectivos**: si el programa de desarrollo cuenta con un buen diseño instruccional, el operador podrá entender cada paso de la cadena de valor y la interrelación de todos los jugadores inmersos en el sector



Incorporar **lecciones aprendidas** de colegas que cuentan con un mayor nivel de experiencia, intuición y perspicacia, aprender de ellos las mejores prácticas y la aplicación de óptimos juicios y criterios de análisis.





Identificación de las competencias de los operadores del SIN



Objetivo: Identificar competencias de los operadores del SIN.





Ampliación de la Red de Medición Sincrofasorial



Objetivo: Propuesta para consolidar y extender la Medición Fasorial Sincronizada en Colombia

Criterio de instalación de infraestructura: Basado en beneficios





Ampliación de la Red de Medición Sincrofasorial

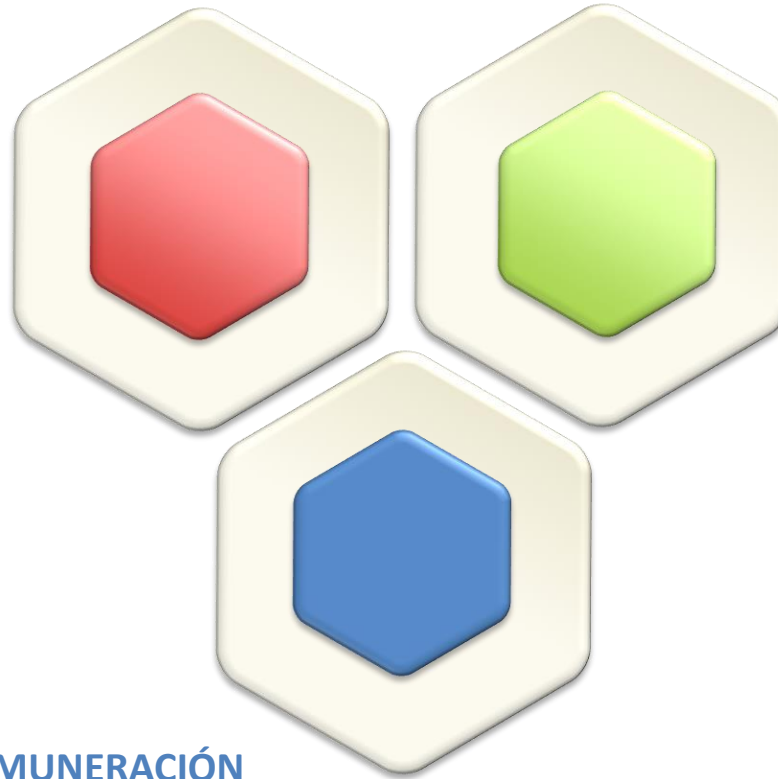


Objetivo: Propuesta para consolidar y extender la Medición Fasorial Sincronizada en Colombia

Propuesta Regulatoria - ¿Qué se requiere?

MEDICIÓN SINCROFASORIAL

- Dispositivos de MFS
- Ubicación de la MFS
- **Gradualidad de Implementación**
- Calidad de la MFS
- Envío de la MFS
- Acceso a la información



SISTEMA DE COMUNICACIONES AVANZADO

- Red propia sectorial de comunicaciones a través de un solo administrador.

REMUNERACIÓN

- Propiedad de equipos
- Costos estimados



Anexo radar proyecto: Proyectos del STN en etapa I

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

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

Anexo radar de proyectos: Proyectos del STN y STR en etapa II



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

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO - anterior	FPO – actual
1	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur –Esmeralda 220 kV	nov-20	jun-25
2	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	may-21	ene-25
3	Subestación Carrieles 230 kV	nov-23	ene-25
4	Subestación Salamina 230 kV	nov-23	mar-25
5	Subestación Pacífico 230 kV	nov-23	may-25
6	Fase 2.A Renovables Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	nov-23	nov-23
7	fase 2.B Renovables: Colectora 3 en 500 kV en AC, Colectora 2 en 500 kV en AC, Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV, Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV	Por definir	Por definir
8	Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	ago-22	ago-22
9	UPME 10-2019 Línea Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV	nov-23	nov-23
10	Subestación Pasacaballos 220 kV, secciona uno de los circuitos Tolúviejo - Bolívar 220 kV.	jun-24	jun-24
11	UPME 07-2018 Alcaraván 230 kV - La Paz 230 kV	nov-21	jun-25
12	Doble circuito Alcaraván - San Antonio	nov-21	jun-25
13	S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	dic-22	ene-25