

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

Documento XM-CND-006

Jueves, 02 de abril de 2020



Contenido



1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo

3

Situación operativa

Comportamiento demanda Marzo
Balance mantenimiento Pagua -Chivor

4

Varios

Indicadores de Operación

Variables del SIN

Hidrología

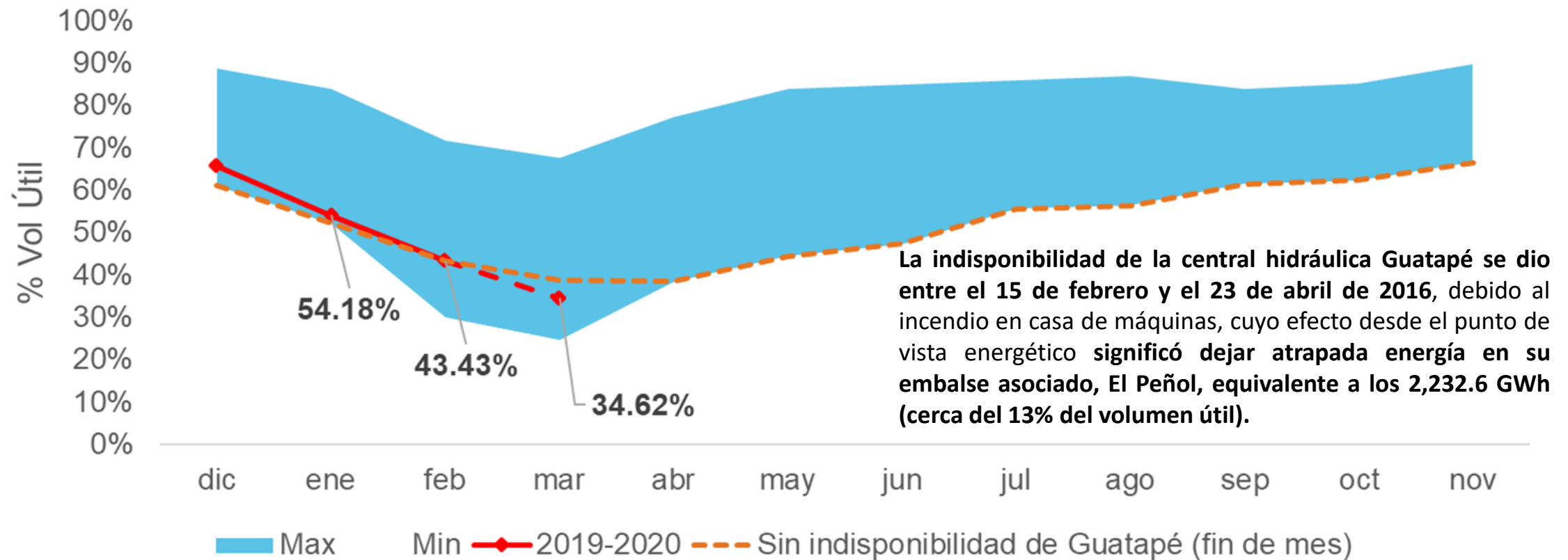
Generación e importaciones

Demanda SIN

Restricciones

Evolución Reservas del SIN

[Ver detalle regiones](#)



Información hasta el: 2020-03-31

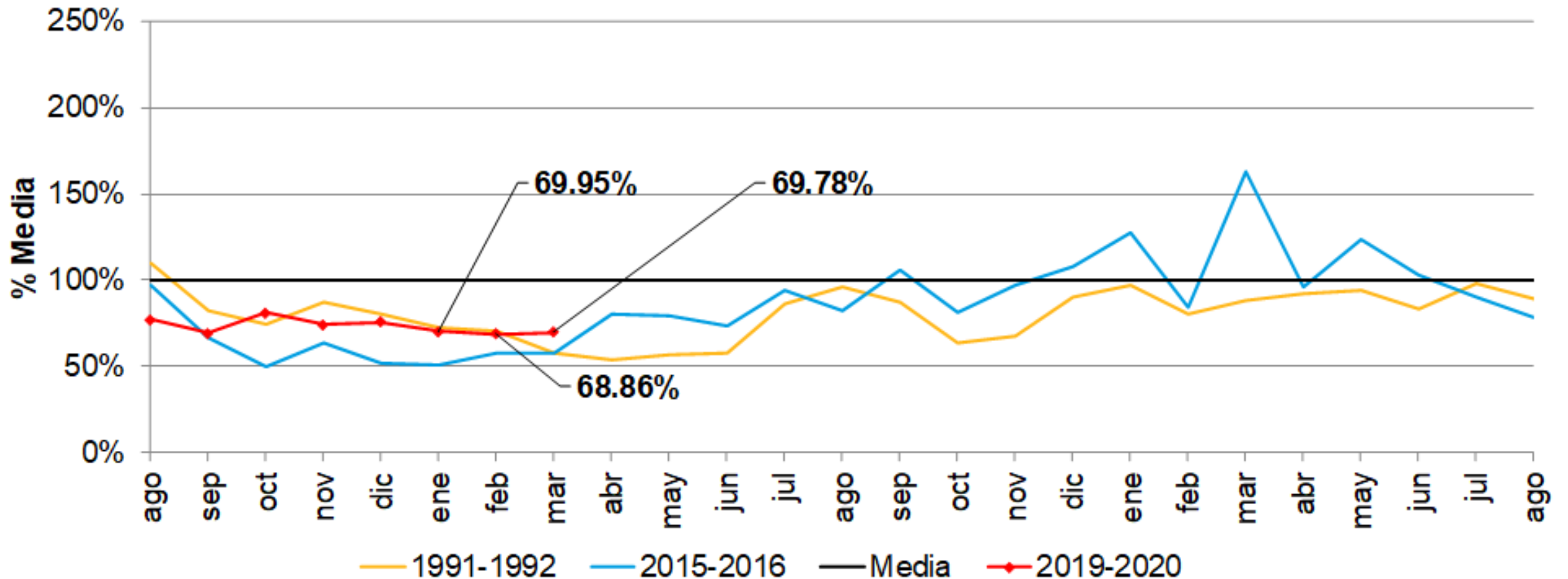
Información actualizada el: 2020-04-01

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

[Ver detalle Aportes](#)

Aportes hídricos

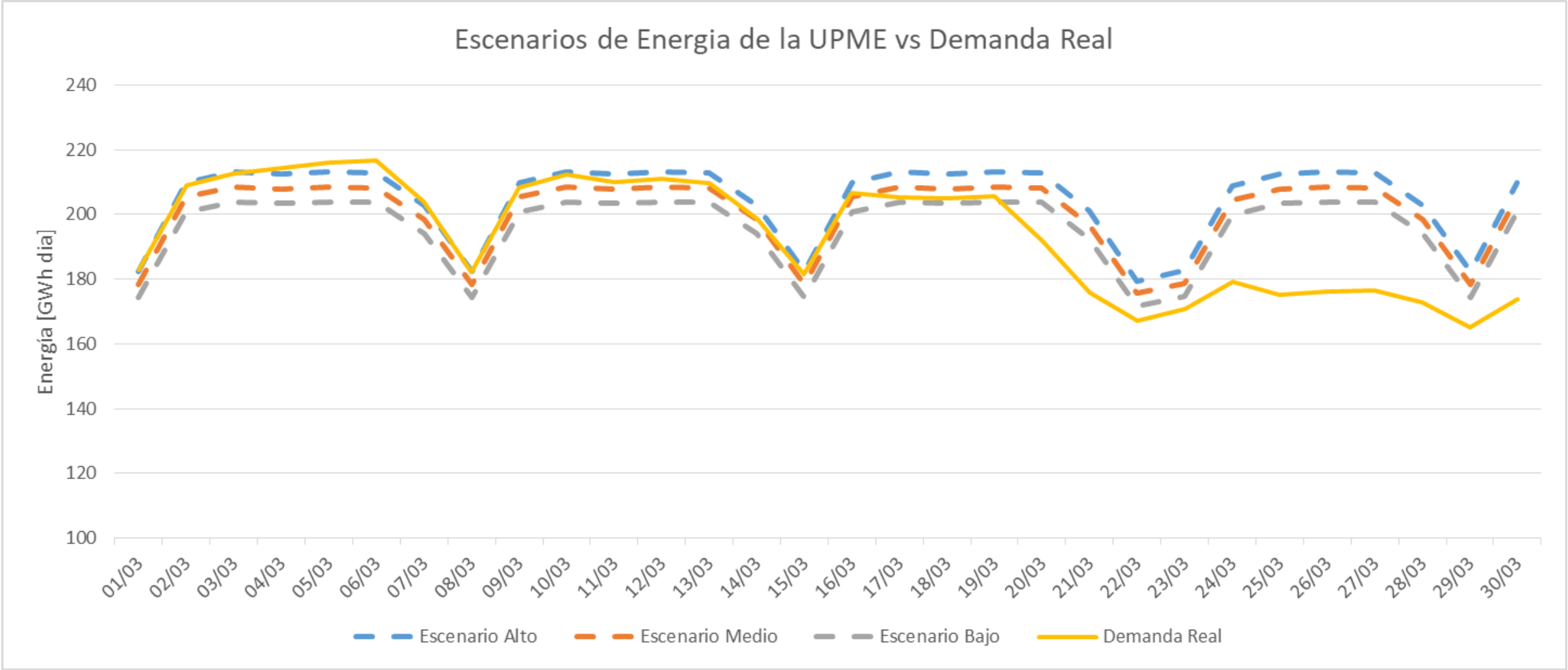


Información hasta el: 2020-03-31

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



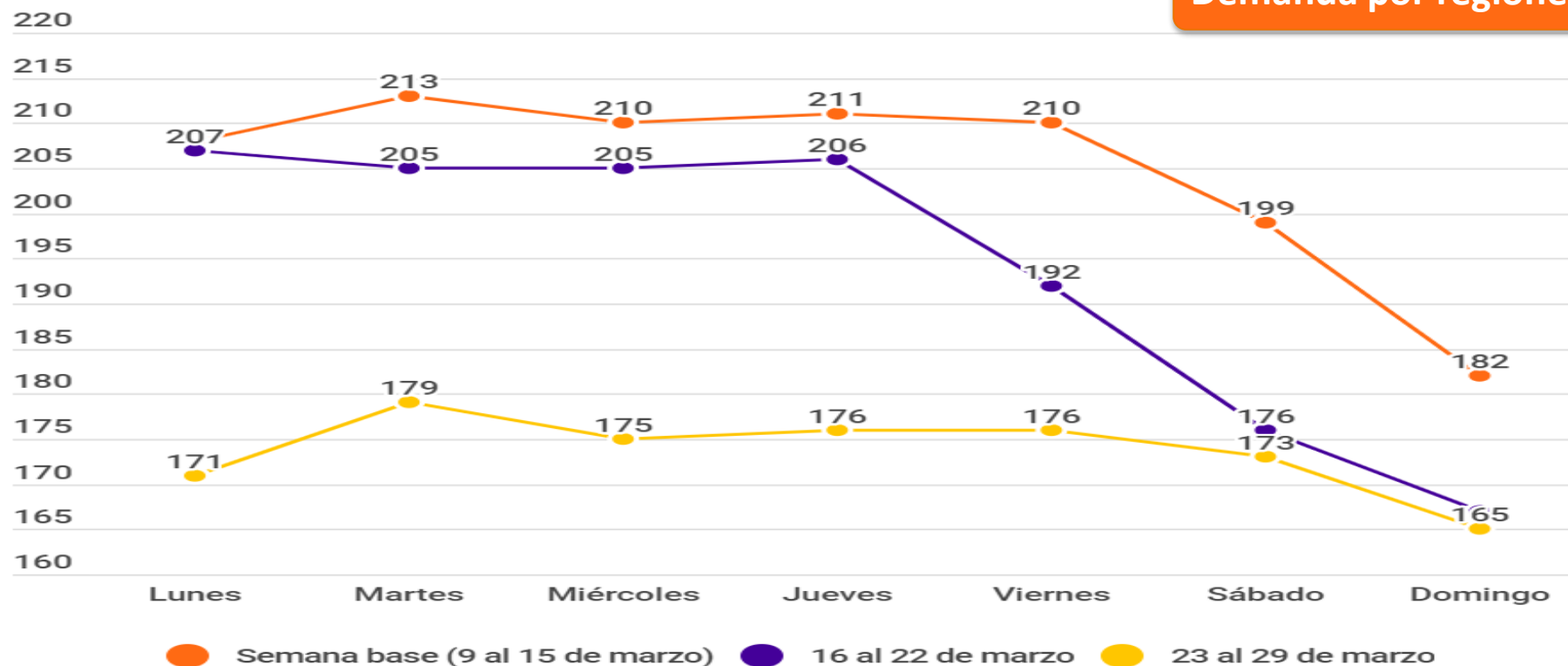
[Ver detalle Demanda SIN](#)



Seguimiento Demanda Diaria

[GWhd]

Demanda por regiones

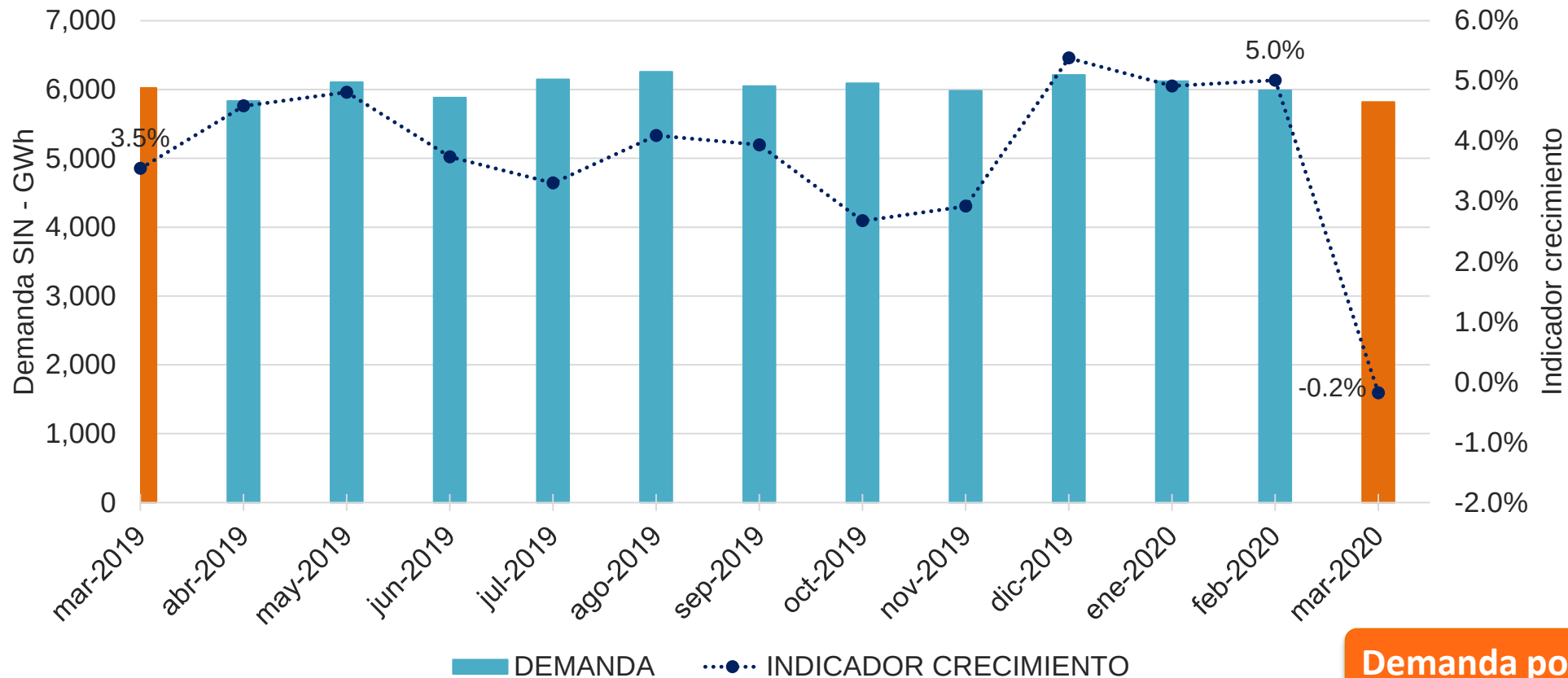


Del 16 al 29 de marzo la disminución en la demanda de energía en el país fue del 13% en promedio, con respecto de los consumos en los mismos días de la semana del 9 al 15 de marzo (semana base).

Del 16 al 19 de marzo se observa el cambio leve en la demanda derivado de las medidas de trabajo en casa.

En la medida en que van avanzando los días de aislamiento, dado que se presenta una reducción significativa en la actividad industrial y comercial del país, es muy similar el comportamiento entre días laborales y fines de semana, situación diferente a la presentada habitualmente en la que los días de semana presentan un consumo mucho más alto.

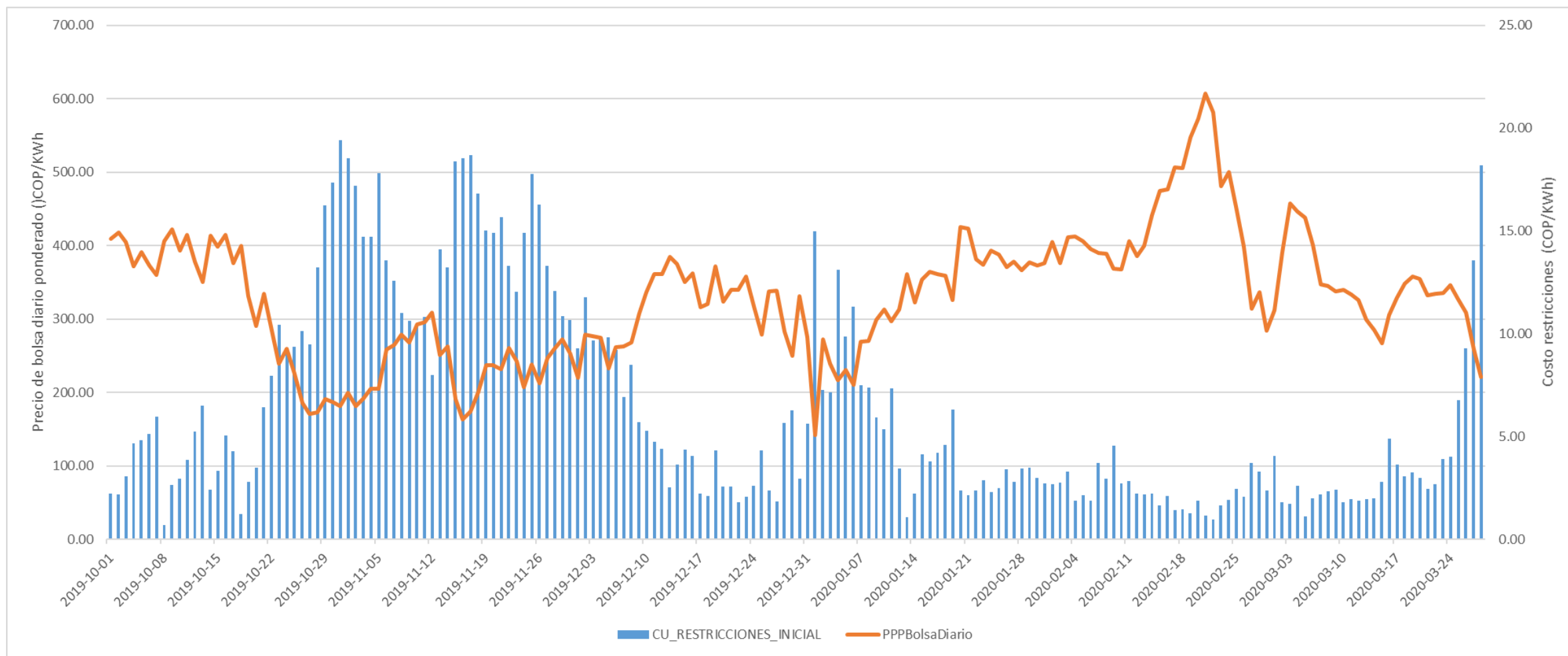
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



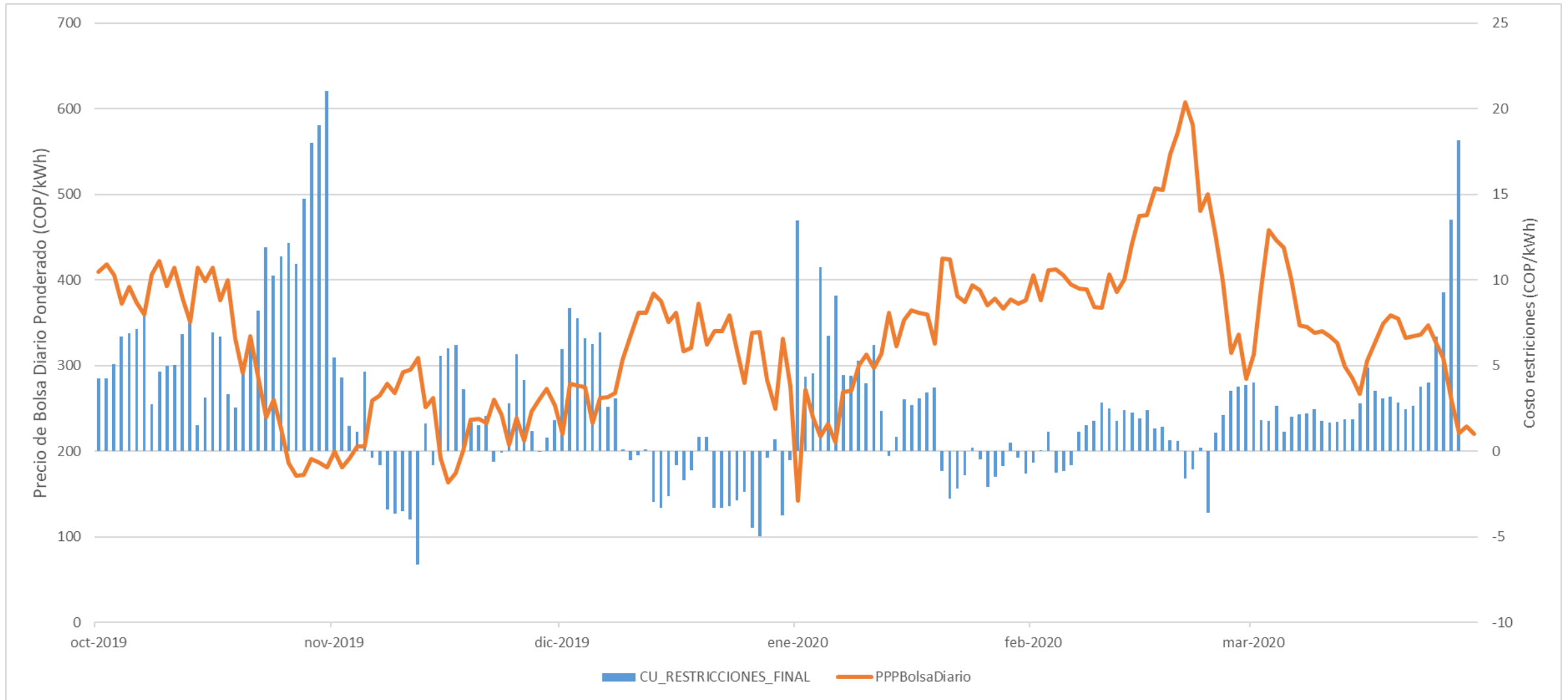
Se destaca que hasta el 14 de marzo la demanda del SIN venía con crecimientos del 5.7% con respecto al mismo mes del año anterior

Con la situación nacional el indicador acumulado de crecimiento del mes ya es negativo

Restricciones iniciales VS Precio de bolsa



Restricciones finales VS Precio de bolsa



Expectativas Energéticas

Mediano Plazo

Conclusiones y recomendaciones



Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), **el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional** cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.



Los requerimientos de generación térmica promedio, para el caso con aportes hídricos más bajos durante todo el horizonte simulado, son en promedio superiores a los 80 GWh/día en los veranos. Es importante se mantenga una adecuada gestión, operación y mantenimiento del parque de generación, la infraestructura de transporte de energía, así como de la infraestructura de suministro y transporte del combustibles, para que continúe cumpliendo con los requerimientos en la operación.



La persistencia de bajos niveles de aportes, incrementos en la demanda frente a los pronósticos considerados o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas.

Conclusiones y recomendaciones



Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada por los agentes para los diferentes análisis en el horizonte de estudio..



Durante la temporada seca se debe gestionar la **máxima disponibilidad de los activos de transmisión** minimizando y optimizando mantenimientos; **de conexión de generación, y transmisión (incluyendo las interconexiones internacionales)** para aprovechar la importación de energía desde Ecuador,

Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los 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

Marzo 29, 34.93%



Demanda

Escenario Medio UPME.
Para el verano 2020-2021 Escenario Alto UPME. (Actu. Oct/19)



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – mar/20 - feb/21



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE

Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Costos de racionamiento

Último Umbral UPME para Mar/20.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.9 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: **UPME Ene/19** Disponibilidad reportada por agentes
(-Se considera por fuera TermoCentro a partir de dic-2020
-Se considera Mantto de la planta de regasificación del 20 al 24 de julio de 2020.



Aportes hídricos

4 Series determinísticas / 1 Estocástico – 100 series



Supuestos considerados

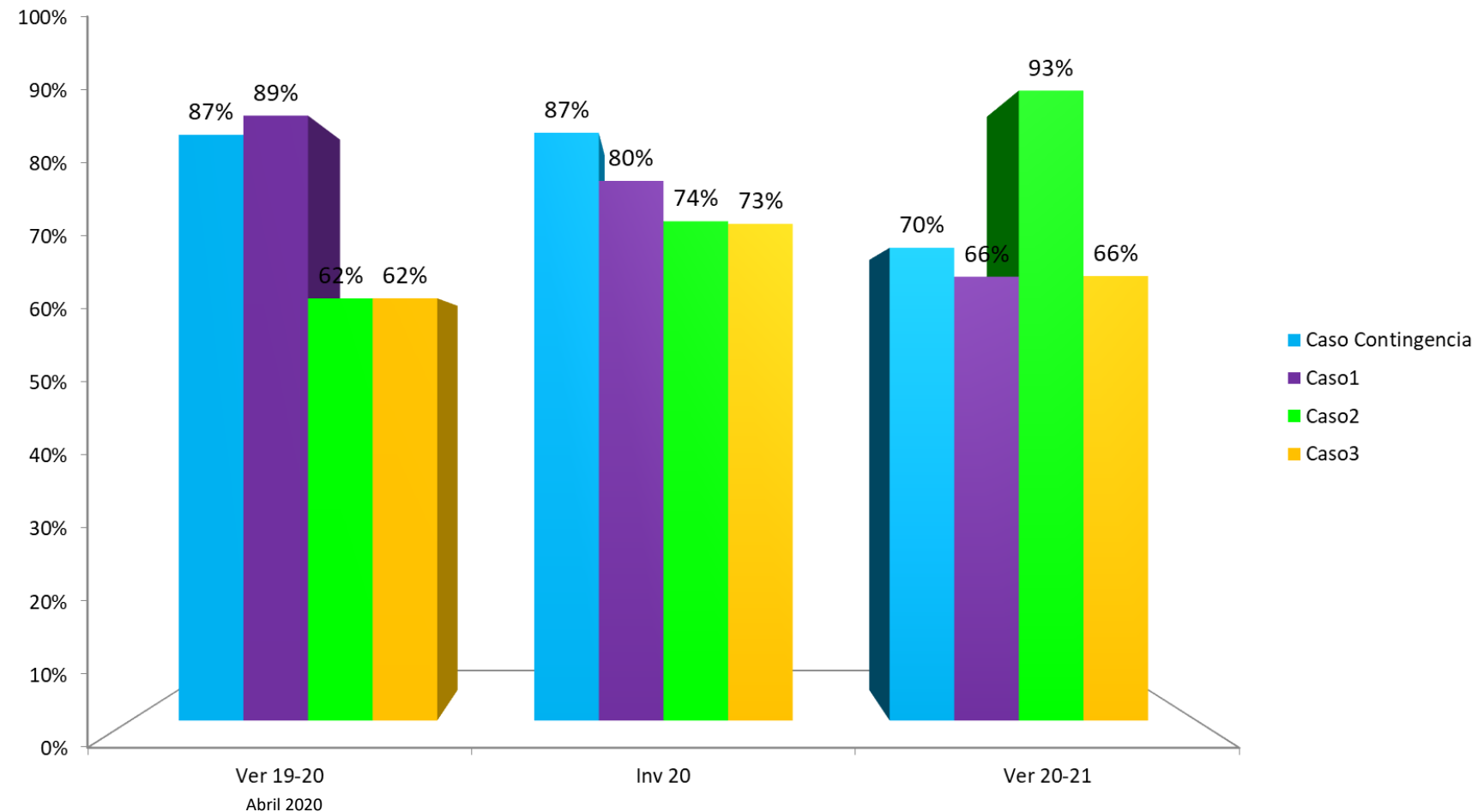


Aportes hídricos

Agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas.

Porcentajes respecto a la media histórica de aportes hídricos

Aportes



Caso Contingencia CNO: Definido por el SURER (CNO) → hidrología histórica 1991-1993

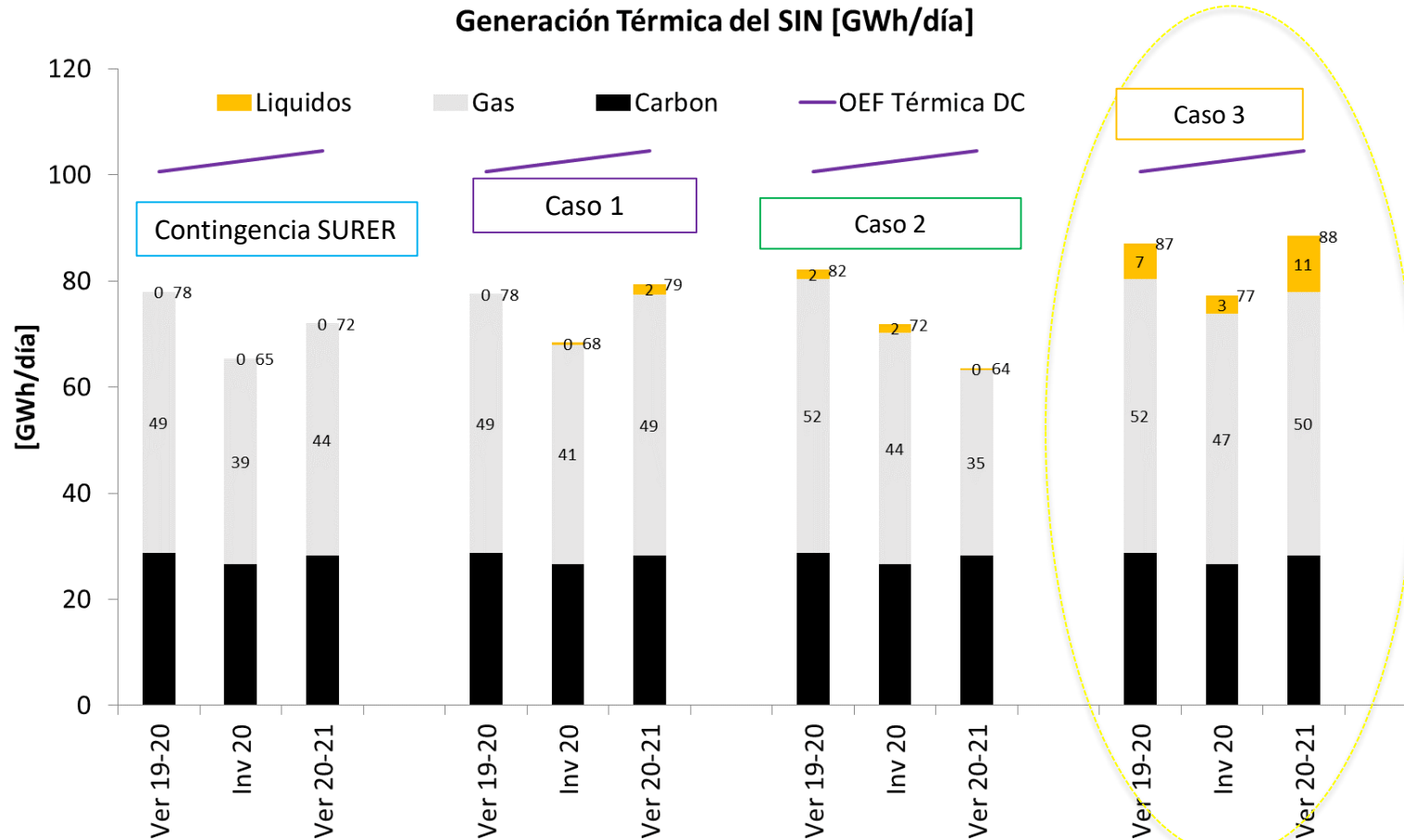
Caso 1: → hidrología histórica 2016 durante abril del 2020, luego la hidrología histórica 2015-2017.

Caso 2: → hidrología histórica 1992-1994, con aportes deficitarios durante el primer año de análisis.

Caso 3: → hidrología histórica 1992-1993 hasta nov-2020, luego hidrología histórica 2015-2017, con aportes deficitarios durante todo el horizonte de la simulación.

Resumen resultados

Promedios de generación térmica y consumos de combustibles requeridos dependiendo los escenarios hidrológicos considerados

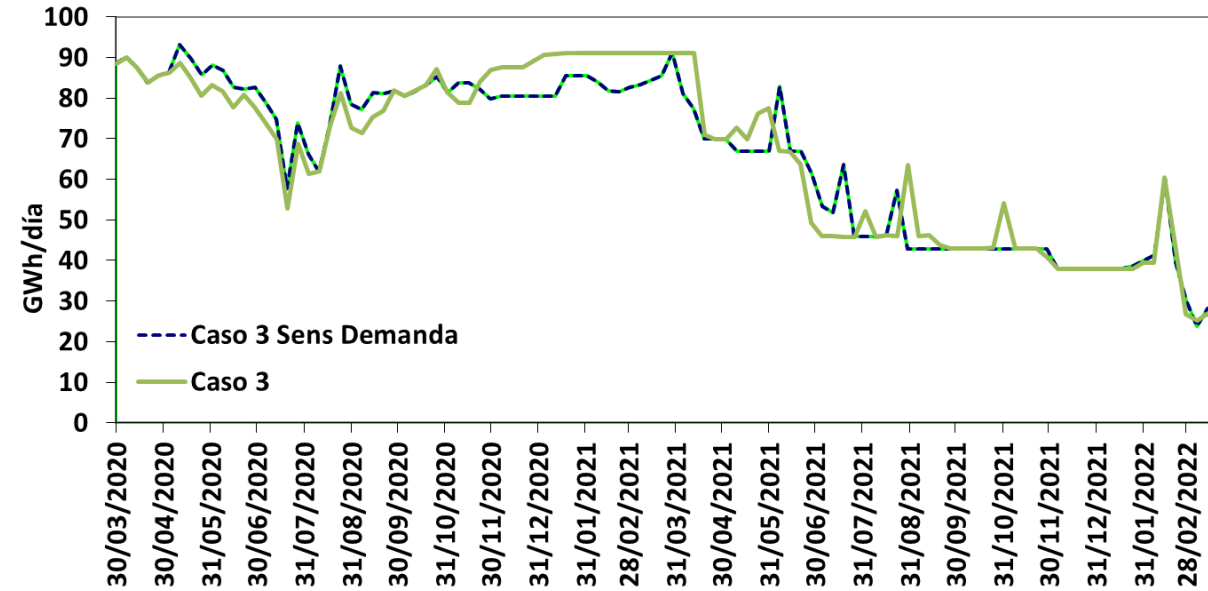


Los requerimientos de combustibles líquidos, son debidos principalmente a los índices de indisponibilidad de las plantas y la información de entrada de disponibilidad de combustibles reportada por los generadores térmicos.

Sensibilidad 1 para el Caso 3.

Se considera demanda baja hasta mayo de 2020. De junio en adelante mantiene las condiciones definidas en los supuestos

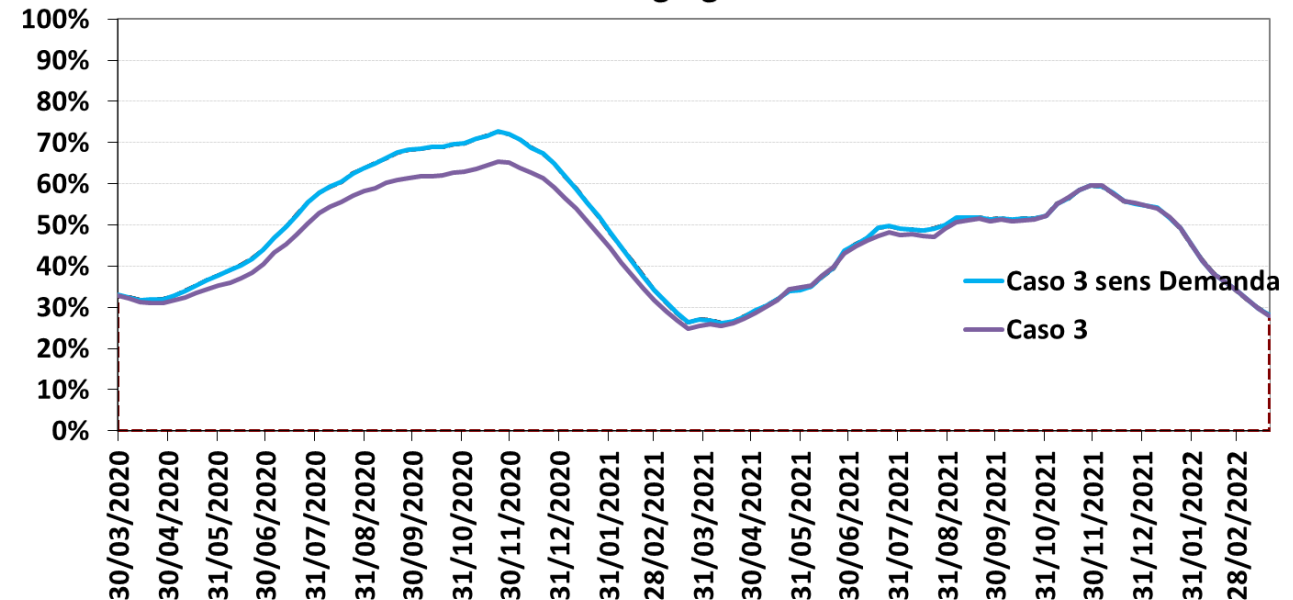
Generación Térmica



Se observa mayor almacenamiento de agua.

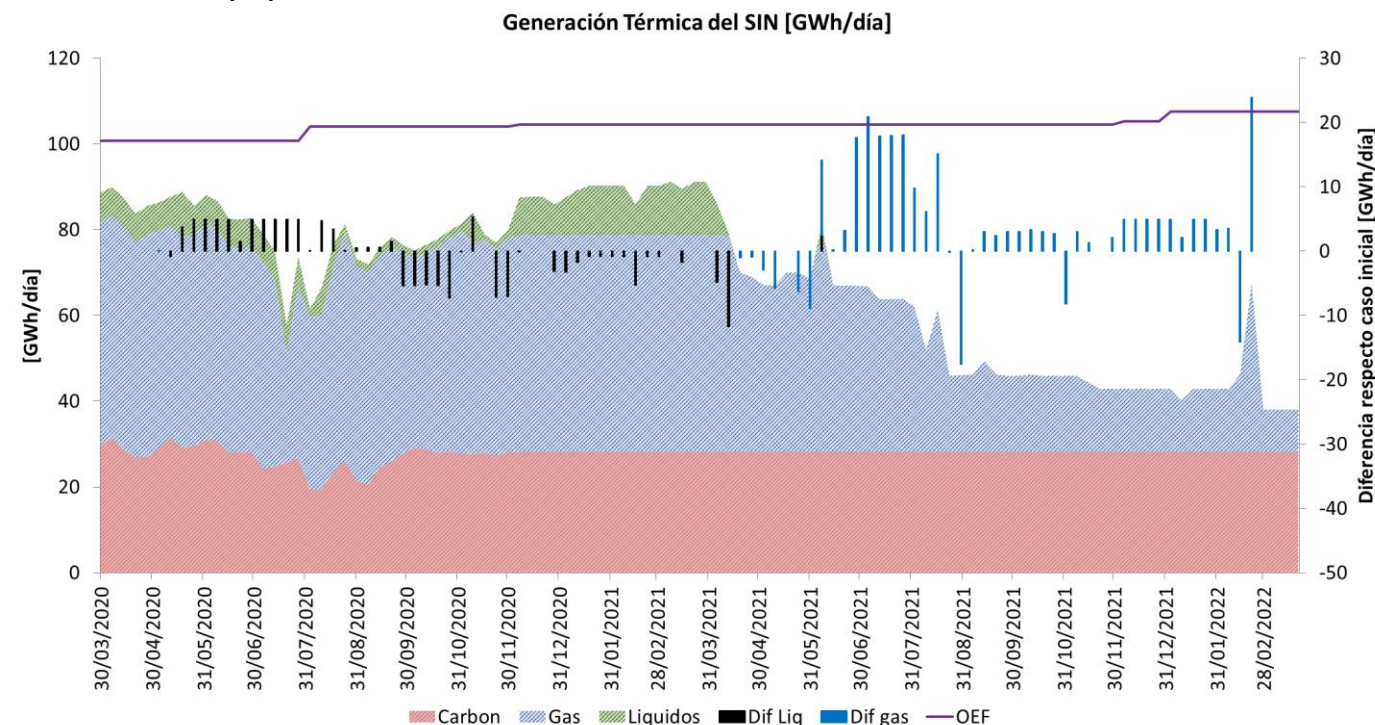
Se observa disminución en la generación térmica cercana a los 10 GWhd en el verano 2020-2021

Embalse Agregado del SIN



Sensibilidad 2 para el Caso 3.

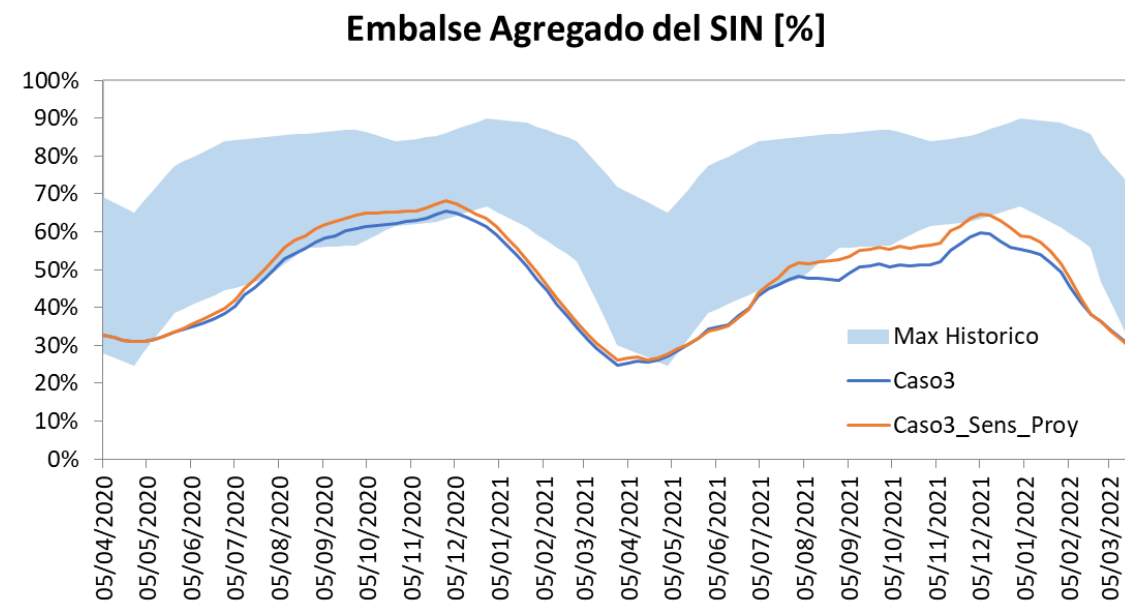
Sólo se consideran los proyectos con fecha de entrada en el primer año del horizonte: El Paso y Aumento CEN Termoyopal.



Generación térmica promedio de 87 GWh/día durante el verano 19-20 y 86 GWh/día durante el verano 20-21.

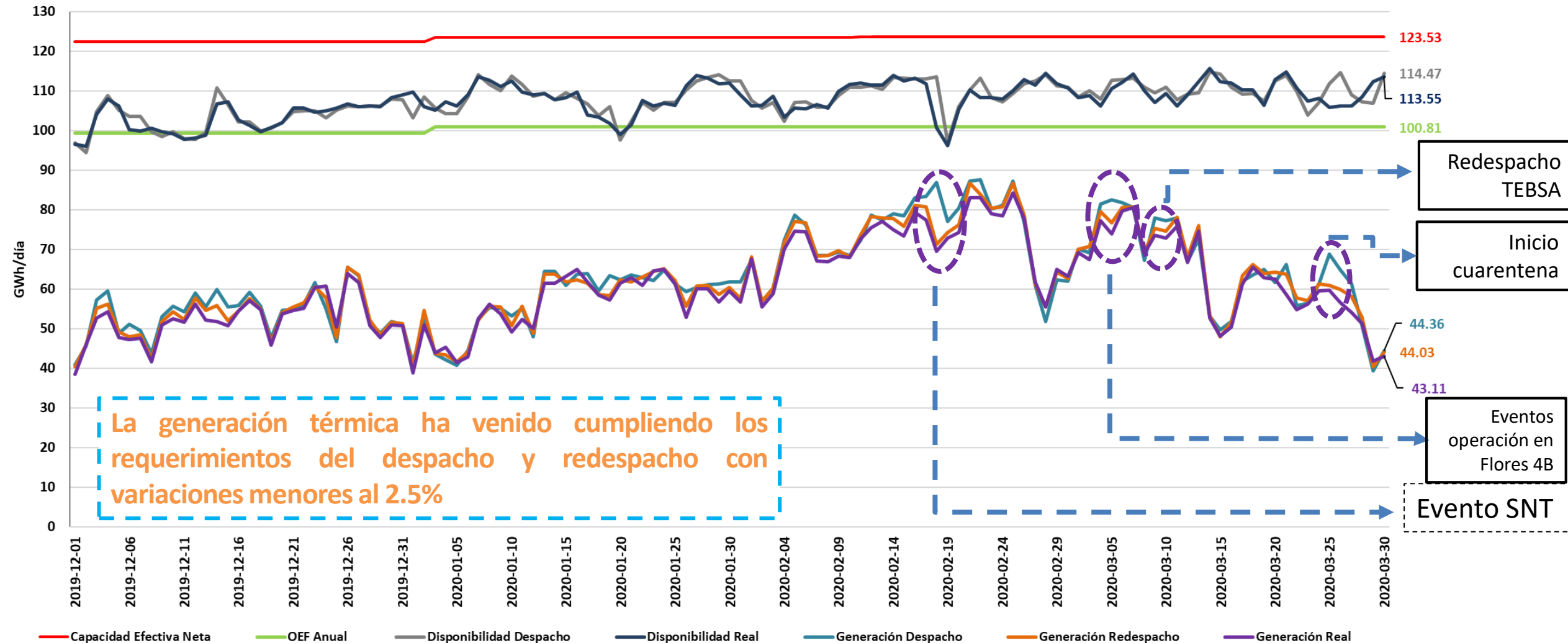
Se compara la generación térmica de la sensibilidad respecto del caso inicial.

- Se presenta un aumento en la generación térmica en el segundo año, teniendo en cuenta los proyectos no considerados, el mayor impacto lo representa no contar con Ituango.
- Se observa un mayor almacenamiento de agua en el segundo año para atender la generación ausente durante el verano 2021-2022.



Y la Generación Térmica...

1 de diciembre 2019 a marzo 2020



Situación Operativa

Balance mantenimiento Pagua-Chivor

Seguimiento demanda marzo 2020



Balance mantenimiento Pagua-Chivor



Mantenimiento PAGUA



Mantenimiento planta de generación PAGUA:

- ✓ Con las unidades disponibles y programadas en el Despacho Económico del 20 al 24 de Marzo en Guavio, Termozipa, Chivor y plantas de la cadena del río Bogotá (**Charquito, Salto, Tequendama, Limonar Laguneta y Darío Valencia**) se cubrieron las contingencias del área oriental y la operación transcurrió en condiciones normales.
- ✓ No se presentaron contingencias de impacto en la red del área oriental.
- ✓ La disminución de la demanda del área por las medidas del COVID 19 favorecieron la ejecución del mantenimiento.
- ✓ De acuerdo a los informes diarios de seguimiento entregados por EMGESA no se tuvieron novedades en la inspección de la conducción de la planta, por lo que solo se activó el escenario 1.



Mantenimiento Unidades 5-6-7-8 CHIVOR

Planta o unidad	Fecha	MW indisponibles
CHIVOR 5	Dic 21 - May 19	125
CHIVOR 6	Dic 21 - May 19	125
CHIVOR 7	Dic 21 - May 19	125
CHIVOR 8	Dic 21 - May 19	125

En comunicado de AES Colombia informan las unidades estarán indisponibles hasta el 19 de junio del 2020.

- ✓ Durante la programación y ejecución del mantenimiento, con las unidades disponibles y programadas (**Guavio, Chivor y Termozipa**) en el Despacho Económico, se han cubierto las contingencias y los mantenimientos programados en el área oriental sin riesgos para la operación del Sistema.

“...AES Colombia informó al Comité de Operación que los trabajos civiles para construir el portal de aducción, conexión de pozo vertical e instalación de compuerta tapón ya han concluido. Este hito se cumple de acuerdo con el cronograma previsto y reportado.

Por lo anterior, a partir de la fecha, el nivel del embalse queda sin restricción y su volumen útil está disponible para la operación normal de acuerdo con la hidrología que se presente en adelante.

El resto de obras civiles continúan en los demás frentes y no dependen del nivel de embalse...”

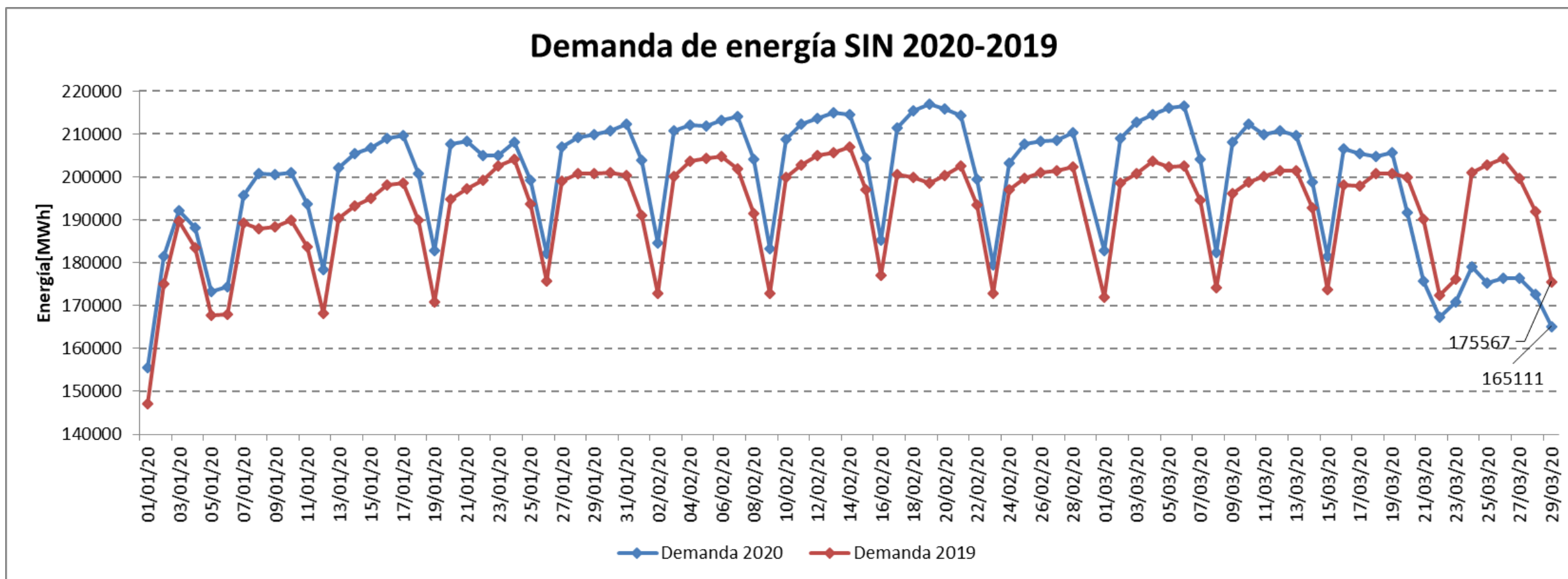


Seguimiento demanda Marzo 2020



Demanda de energía diaria SIN 2020 - 2019

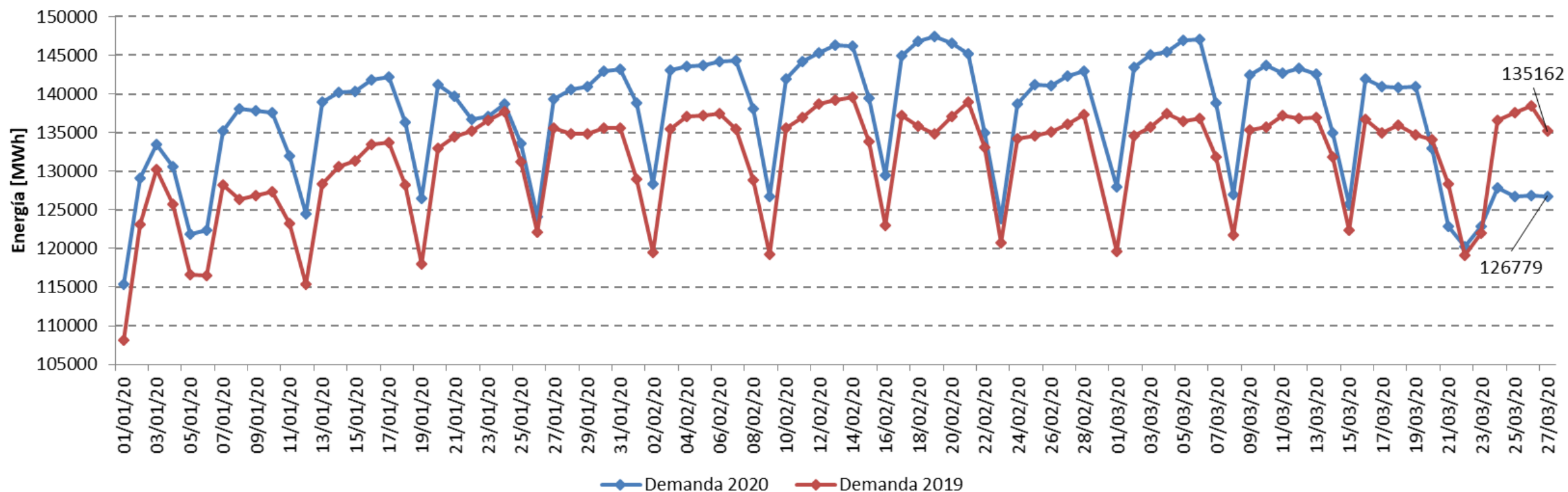
Desde el inicio del año 2020 hasta el 19 de marzo, se presentó un crecimiento ponderado de un 4.9% para la demanda del SIN respecto al mismo periodo del año 2019. A partir del día 20 de marzo, cuando se comienzan a tomar las primeras medidas de aislamiento social hasta el día 29 de marzo la demanda del SIN decrece en -8.4% respecto al mismo periodo del mes de marzo de 2019, siendo el día de menor crecimiento el jueves 26 de marzo con -28072 MWh (13.7%).



Demanda de energía diaria Regulada 2020 - 2019

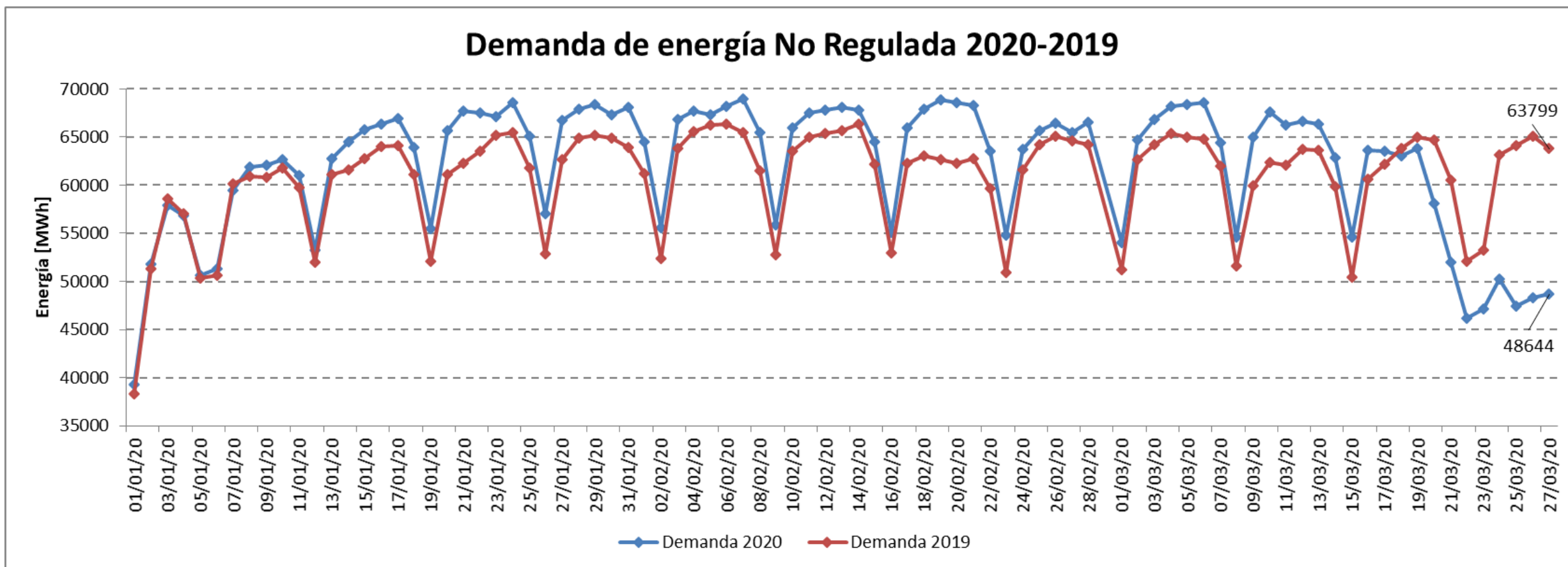
Desde el inicio del año 2020 hasta el 19 de marzo, se presentó un crecimiento ponderado de un 5.2% para la demanda Regulada respecto al mismo periodo del año 2019. A partir del día 20 de marzo, cuando se comienzan a tomar las primeras medidas de aislamiento social hasta el día 27 de marzo la demanda residencial de energía se contrae un 4.0%, siendo el día de menor crecimiento el jueves 26 de marzo con -11546 MWh (8.3%).

Demanda de energía diaria Regulada 2020-2019

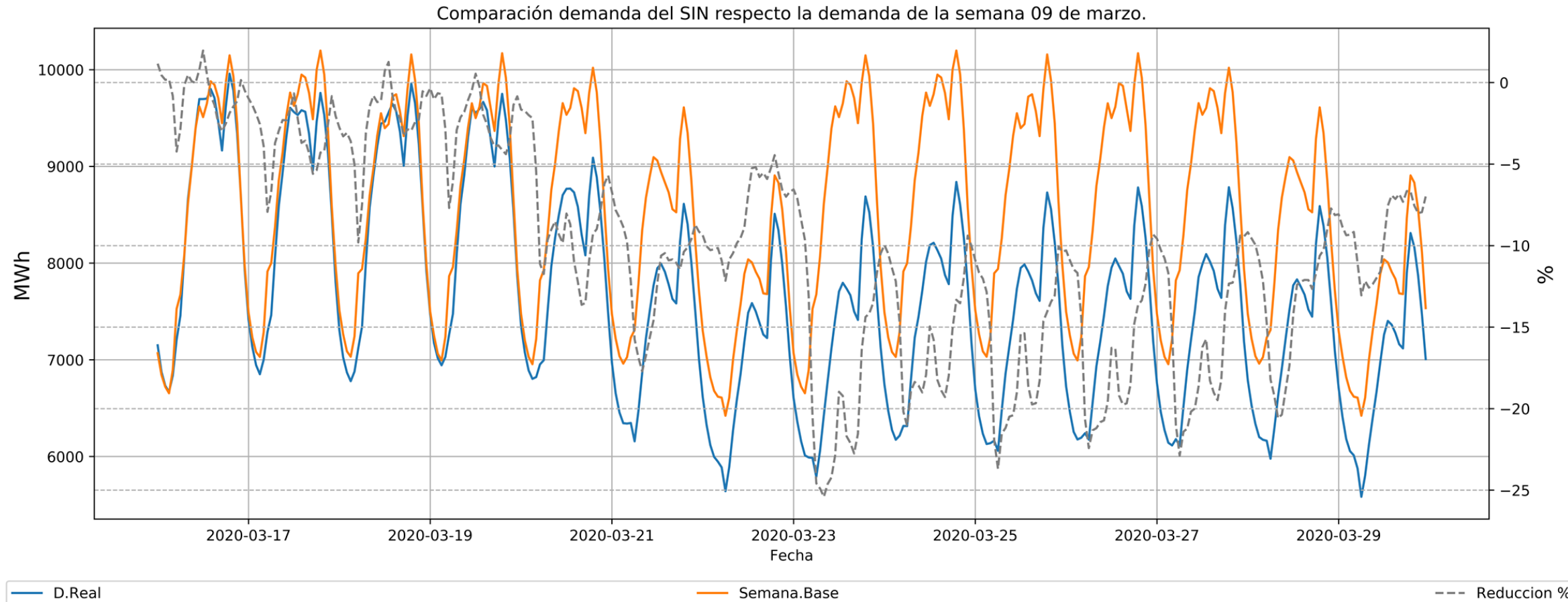


Demanda de energía diaria No Regulada 2020 - 2019

Desde el inicio del año 2020 hasta el 19 de marzo, se presentó un crecimiento ponderado de un 4.3% para la demanda No Regulada respecto al mismo periodo del año 2019. A partir del día 20 de marzo, cuando se comienzan a tomar las primeras medidas de aislamiento social hasta el día 27 de marzo la demanda no regulada de energía se contrae un 17.9%, siendo el día de menor crecimiento el jueves 26 de marzo con -16824 MWh (26,1%).

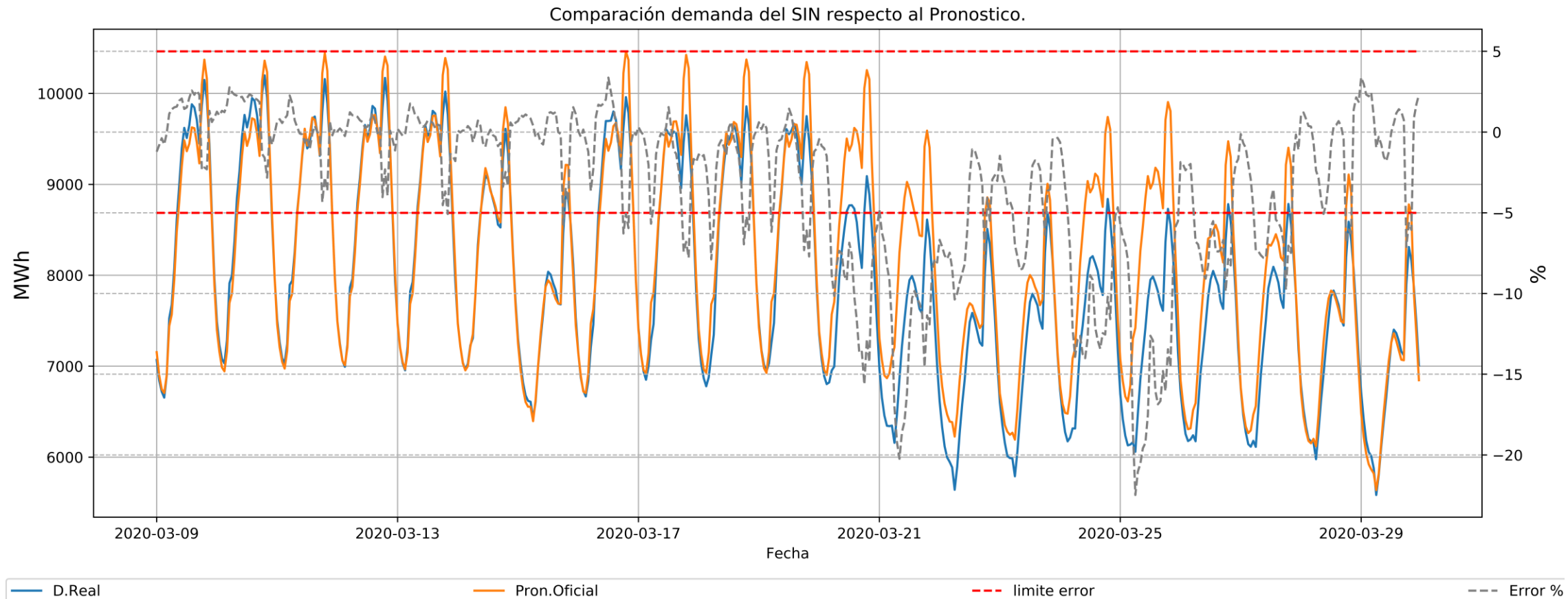


Demanda del SIN vs la semana del 09/03/2020 – 15/03/2020 semana (base)



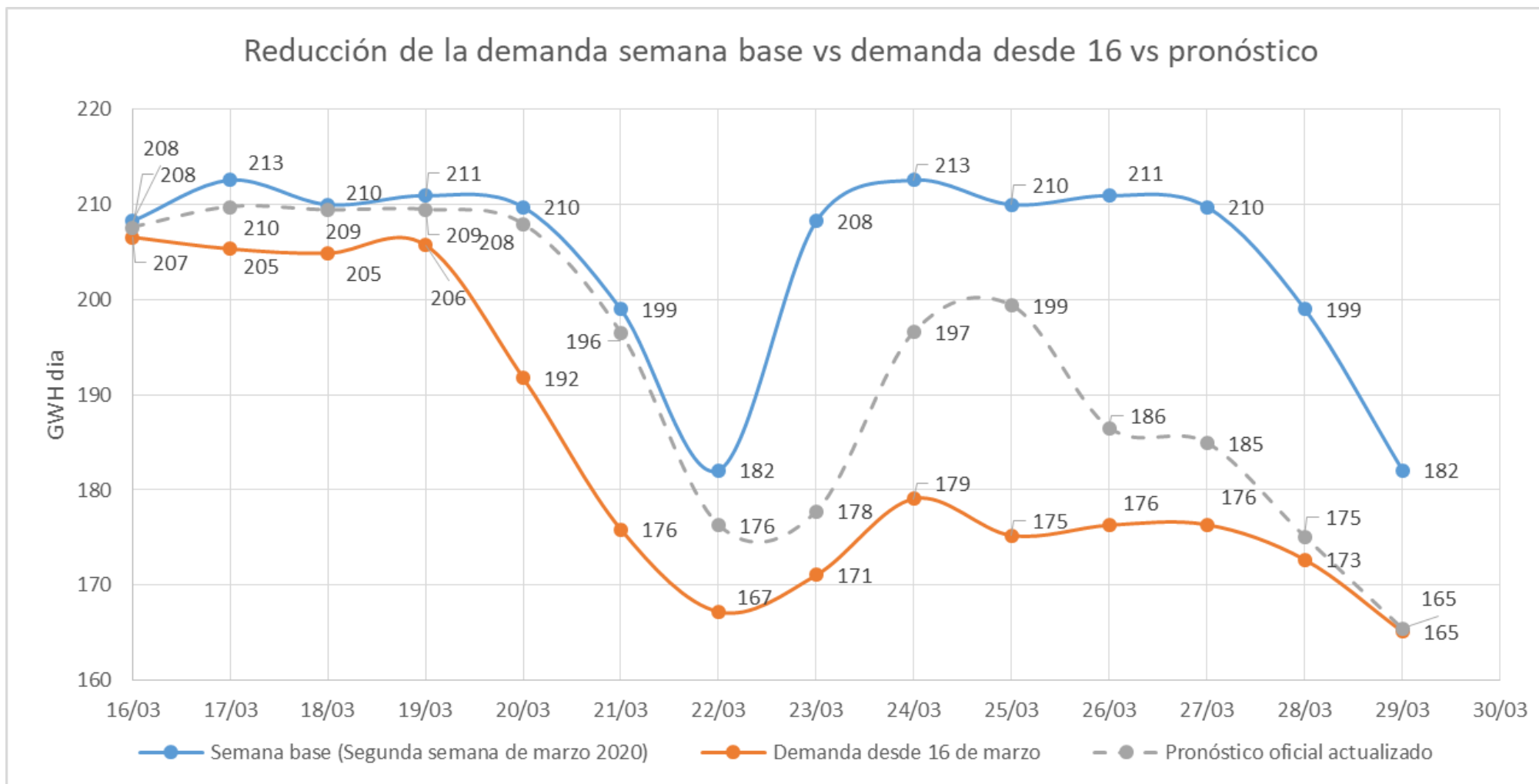
La máxima reducción de demanda horaria respecto la semana base fue de 2.2 GWh (25.4%) el día 23 de marzo periodo 9.

Demanda del SIN vs el pronóstico oficial de demandas

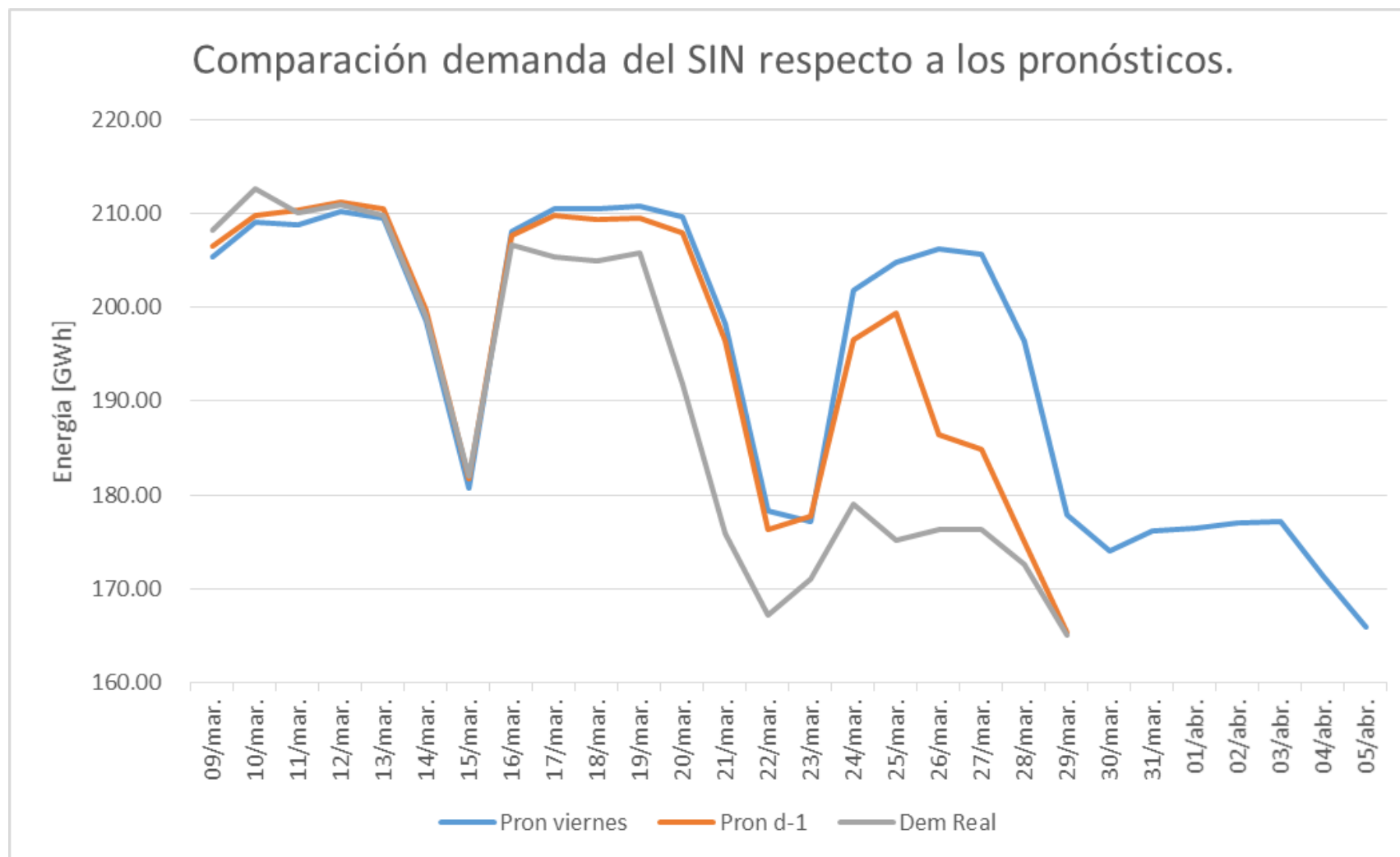


La máxima desviación de demanda horaria respecto el pronóstico oficial demandas fue de 1.4 GWh (22.5%) el día 25 de marzo periodo 7.

Del 16 al 19 de marzo se observa el cambio leve en la demanda derivado de las medidas de trabajo en casa, diferente situación se observa desde el 20 al 24 de marzo, a pesar de haber sido medidas de aislamiento regionales, tuvieron cobertura sobre áreas que representan más del 60% de la demanda nacional y empezaron el último día hábil de una semana previa a lunes festivo, situaciones estas que hacen que se evidencie un impacto mayor y un decrecimiento sostenido. En la medida en que van avanzando los días de aislamiento, dado que se presenta una reducción significativa en la actividad industrial y comercial del país, se mantiene la demanda alrededor de estos valores bajos y los consumos en días ordinarios son muy similares a los fines de semana de confinamiento.



Desviaciones diarias al pronóstico de demanda



Si bien los agentes han hecho mayores ajustes diarios a pronósticos de demanda (**Pron d-1**) respecto del pronóstico oficial del viernes (**Pron viernes**), éstos están muy desviados respecto de la demanda real.

Actualizaciones diarias agentes

dia	Marzo																															Abril				
	1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	13	14	15	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5				
MC-Antioquia																	20				25	25	26	27	28	29		31								
MC-Atlantico	27	29	29	2	3	4	5	5	9	10	11	12	12	16	17	18	19	19			23	24	25	26	26	28	28	30	31	31	31	31				
MC-BajoPutumayo																											30	30	30	30	30					
MC-Bolivar	27			2	3	4	5	5	9	10	11	12	12	16	17	18	19	19			23	24	25	26	26	28	28	30	31	31	31	31				
MC-Boyaca	27																				24	24	24	27												
MC-Caldas																					23		25	25	25											
MC-Cali																									27											
MC-Cartago																										29	29	31	31	31	31					
MC-Casanare	25										11	11	11						21	21	21	25	25	27	27		31	1	1	1	1					
MC-Celsia																																				
MC-Choco																																				
MC-Codensa	27						5	5			11	11	11				20	20		23	24	25	26	27	27	29	29	31	31							
MC-CordobaSucre	27	29	29	2	3	4	5	5	9	10	11	12	12	16	17	18	19	19			23	24	25	25	25	28	28	30	31	31	31	31				
MC-Drummond																						25	25	26	27	28	29	30	30	30	30	30				
MC-GCM	27	29	29	2	3	4	5	5	9	10	11	12	12	16	17	18	19	19			23	24	25	26	26	28	28	30	31	31	31	31				
MC-Huila																								27	27		31	31								
MC-Intercor																						24	24	24	24											
MC-Meta																								27	27											
MC-Nariño																								26	27											
MC-NorSantander																					24	24	24	27	27		30	30	30	30	30	30				
MC-Oxy																							25	25	25			1	1	1	1					
MC-Pereira																								27	27		30	30	30	30	30					
MC-Planeta	27	29	29	2	3	4	5	5	9	10	11	12	12	16	17	18	19	19			23	24	25	26	26	28	28	30	31	31	31	31				
MC-Quindio					3	3	3	3		10	10	10										24	25	25	25											
MC-Santander																						23	23	23	26	26										
MC-Tolima																												1	1	1	1					
MC-TubosCaribe																											30	30	30	30	30					
Total	8	4	4	5	6	6	7	7	5	6	8	8	7	5	5	5	6	7	1	2	10	14	16	20	21	8	10	14	17	14	14	14				

Los primeros 5 días de marzo, 5 agentes en promedio actualizaban pronósticos antes de 7:30 am.

MPE diario por mercado de comercialización

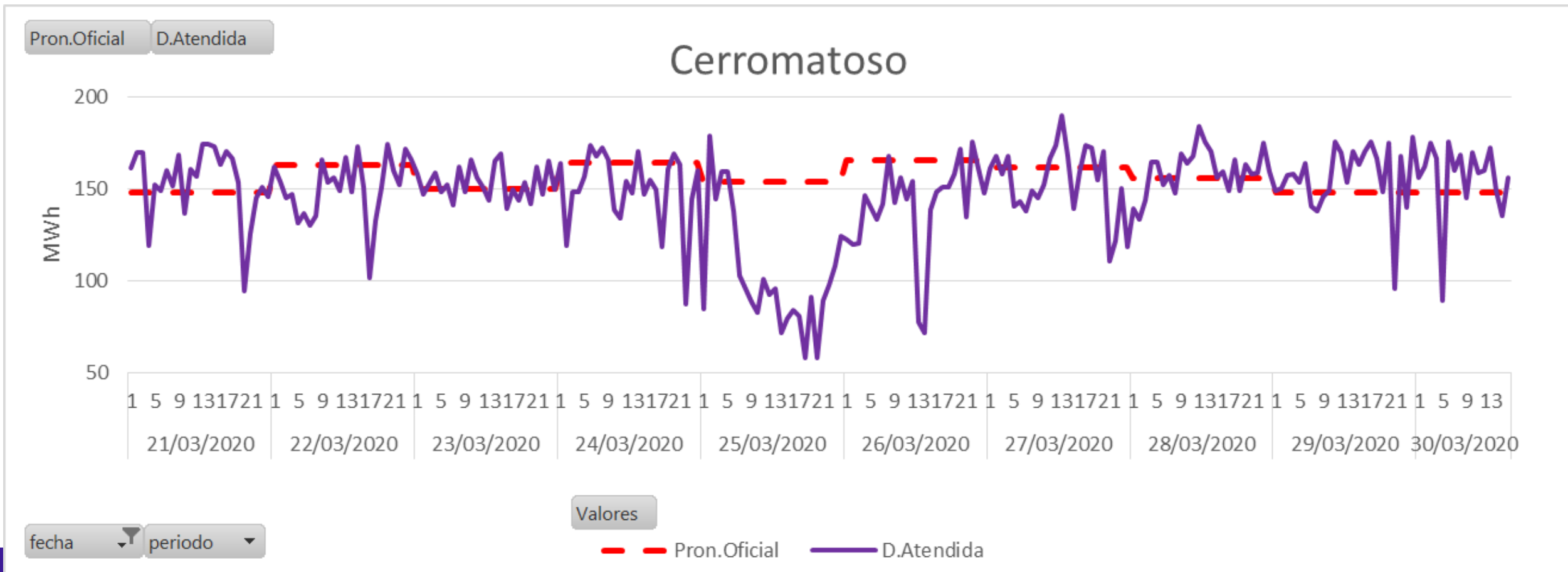
día	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	Desviación en MWh del 29
MC-Tolima	-3.4%	-2.4%	-0.5%	-4.0%	-9.7%	-14.0%	-12.6%	-15.3%	-18.7%	-19.3%	-20.7%	-18.6%	-21.2%	-20.8%	-838.6
MC-Cali	-1.1%	-1.3%	-3.9%	-6.5%	-12.5%	-18.9%	-2.5%	-6.5%	-23.8%	-32.6%	-35.8%	-37.3%	-30.5%	-8.9%	-719.0
MC-Meta	-3.7%	-4.8%	-6.3%	-6.4%	-10.6%	-30.0%	-23.9%	-11.6%	-7.7%	-8.9%	-9.2%	-6.8%	12.4%	12.6%	647.8
MC-Antioquia	1.4%	0.7%	0.7%	1.1%	-8.3%	-16.0%	-0.8%	-5.2%	-18.9%	-23.6%	17.8%	7.1%	8.6%	3.0%	600.5
MC-Rubiales	-12.5%	-7.1%	-11.7%	-10.0%	-6.4%	-6.3%	-6.7%	-3.5%	-2.0%	-5.7%	-7.0%	-10.8%	-11.1%	-15.8%	-476.3
MC-NorSantander	-2.4%	-4.9%	-8.9%	-9.9%	-11.5%	-21.0%	-13.4%	-4.7%	-20.9%	-13.5%	-11.3%	-9.9%	14.7%	11.1%	470.2
MC-Codensa	1.0%	-0.1%	0.0%	-2.2%	-21.7%	-18.2%	-4.7%	-5.1%	-5.7%	-8.4%	-3.1%	0.0%	0.6%	-1.5%	-469.8
MC-CordobaSucre	-0.5%	-1.3%	-0.8%	-0.5%	0.3%	-0.6%	0.5%	1.0%	0.7%	0.5%	0.7%	1.2%	1.4%	4.8%	419.7
MC-Celsia	-5.2%	-4.6%	-2.8%	-4.4%	-6.0%	-10.3%	-7.8%	-1.8%	-7.8%	-10.5%	-8.7%	-6.7%	-6.6%	-5.7%	-348.4
MC-SIN	-0.5%	-2.1%	-2.2%	-1.8%	-8.4%	-11.8%	-5.4%	-4.0%	-9.8%	-13.8%	-5.8%	-4.9%	-1.4%	-0.2%	-315.3
MC-Cerromatoso	-22.2%	-28.0%	-43.0%	-16.4%	-2.4%	3.1%	-6.8%	5.1%	-4.3%	-46.8%	-17.2%	-7.6%	3.1%	8.0%	310.4
MC-Boyaca	5.1%	4.7%	1.4%	0.9%	-3.4%	-6.3%	-19.2%	-17.7%	-23.1%	-36.4%	-7.6%	-6.5%	-10.9%	7.4%	285.1
MC-Santander	-4.1%	-5.0%	-1.7%	2.9%	-8.1%	-7.7%	-1.0%	-1.8%	-7.5%	-0.8%	-0.9%	0.3%	8.7%	3.6%	251.3
MC-Caldas	-2.4%	0.3%	-0.4%	-1.0%	-4.7%	-12.6%	-6.2%	-2.7%	-17.3%	-15.3%	-20.2%	-9.6%	-2.4%	5.7%	215.5
MC-CirInfanta	-15.0%	-15.4%	-16.1%	-16.1%	-19.1%	-19.3%	-17.9%	-17.9%	-18.0%	-15.5%	-16.5%	-15.9%	-15.7%	-16.0%	-192.5
MC-Cauca	7.5%	7.3%	7.9%	8.8%	7.1%	5.1%	2.7%	-0.3%	-8.5%	-16.2%	-16.8%	-17.9%	-13.3%	-9.0%	-190.5
MC-Atlantico	-1.2%	-1.6%	-0.8%	-0.6%	0.0%	-0.4%	0.2%	0.3%	0.0%	-0.7%	-0.5%	-0.7%	1.8%	1.3%	182.6
MC-GCM	-0.3%	-0.3%	-1.3%	-0.9%	-1.0%	-1.4%	-0.8%	-0.9%	-0.2%	-0.4%	-0.3%	-0.6%	8.7%	1.3%	156.7
MC-Oxy	0.7%	-8.7%	-3.6%	2.1%	-34.0%	5.3%	-13.6%	-15.5%	-1.5%	-20.6%	-20.5%	16.0%	5.9%	15.2%	146.8
MC-Huila	2.1%	-0.1%	-1.2%	3.0%	-6.1%	-11.5%	-10.4%	-6.5%	-13.1%	-19.3%	-21.7%	-20.4%	2.8%	4.3%	120.3
MC-Intercor	13.6%	12.7%	13.3%	21.3%	14.7%	15.9%	0.0%	-25.1%	-66.7%	-82.8%	-27.1%	-19.0%	-25.8%	-36.3%	-76.9
MC-Caqueta	-1.3%	1.1%	-0.9%	-5.9%	-6.4%	-7.5%	-7.1%	2.3%	-9.0%	-27.7%	-11.0%	-9.7%	-10.3%	-11.3%	-76.9
MC-Bolivar	-0.6%	-0.1%	-0.9%	-0.9%	-0.7%	-1.0%	-0.4%	-0.7%	-0.6%	-0.7%	-0.6%	-0.5%	0.0%	0.8%	64.4
MC-TubosCaribe	-29.5%	-15.8%	-25.5%	-24.9%	-67.3%	-68.5%	-80.8%	-74.9%	-138.8%	-184.8%	-259.7%	-251.8%	-248.3%	-422.5%	-55.8
MC-Cartago	-4.5%	-4.3%	-3.5%	-1.9%	-7.5%	-7.8%	-5.0%	3.1%	-18.0%	-17.3%	-16.6%	-23.2%	-15.6%	-11.9%	-51.6
MC-Pereira	-2.0%	-1.6%	-2.9%	-3.5%	-9.9%	-22.0%	-10.7%	-8.5%	-25.5%	-26.2%	-27.0%	-24.8%	2.9%	3.1%	44.7
MC-Nariño	3.4%	2.6%	2.6%	3.5%	5.3%	-3.3%	1.0%	-3.5%	-2.5%	-4.3%	-4.0%	-4.7%	-1.9%	-2.0%	-39.1
MC-Casanare	-3.7%	-1.3%	-4.1%	-4.2%	-4.2%	-10.3%	-5.0%	4.2%	-2.5%	-0.5%	6.8%	4.4%	-6.3%	-2.5%	-38.2
MC-Drummond	-9.7%	-21.9%	-15.0%	2.0%	-11.0%	9.6%	9.4%	-12.3%	-39.5%	20.1%	9.6%	25.1%	-7.3%	-18.7%	-23.1
MC-Putumayo	2.8%	-4.1%	-3.3%	-5.7%	-1.2%	4.9%	-0.9%	-4.2%	-4.9%	-6.5%	-7.3%	-6.3%	-5.0%	-9.1%	-22.0
MC-Quindio	-3.1%	-2.6%	-4.0%	-0.3%	-3.9%	-13.8%	-9.6%	-6.6%	-16.6%	-16.7%	-0.6%	0.3%	-1.9%	-1.7%	-20.2
MC-BajoPutumayo	10.5%	2.4%	15.5%	12.6%	11.2%	0.7%	1.5%	-4.2%	-14.6%	-16.7%	-8.6%	-11.9%	-18.4%	-11.7%	-19.7
MC-Planeta	-0.3%	-0.4%	0.1%	-0.1%	-1.1%	-0.6%	-0.1%	1.3%	-0.1%	-0.2%	-0.4%	-0.9%	1.2%	1.4%	11.9
MC-Tuluá	0.2%	1.5%	4.2%	3.6%	-0.3%	-6.5%	-2.9%	2.5%	-10.5%	-10.4%	-8.3%	-12.5%	-11.1%	-1.9%	-11.3
MC-Choco	4.7%	1.7%	2.7%	3.5%	2.4%	0.0%	6.7%	7.1%	5.2%	6.4%	-0.9%	0.8%	3.0%	-1.6%	-9.8
MC-Arauca	1.7%	1.6%	0.0%	-1.1%	-0.9%	-2.6%	-1.9%	-1.7%	-2.5%	-3.0%	-4.6%	-3.7%	-1.9%	0.9%	6.7
MC-Emec	-10.3%	-9.6%	-20.2%	-19.1%	-32.2%	-46.1%	-9.0%	-12.9%	-53.3%	-72.1%	-46.5%	-51.0%	-30.3%	-14.4%	-1.5
MC-Guaviare	-0.1%	6.2%	3.8%	6.2%	5.6%	-1.2%	1.2%	2.7%	0.3%	-1.5%	-3.3%	0.6%	1.4%	-0.5%	-0.9

El Error Porcentual Medio (MPE o Mean Percentage Error) es un indicador del desempeño del Pronóstico de Demanda que mide el tamaño del error en términos porcentuales.

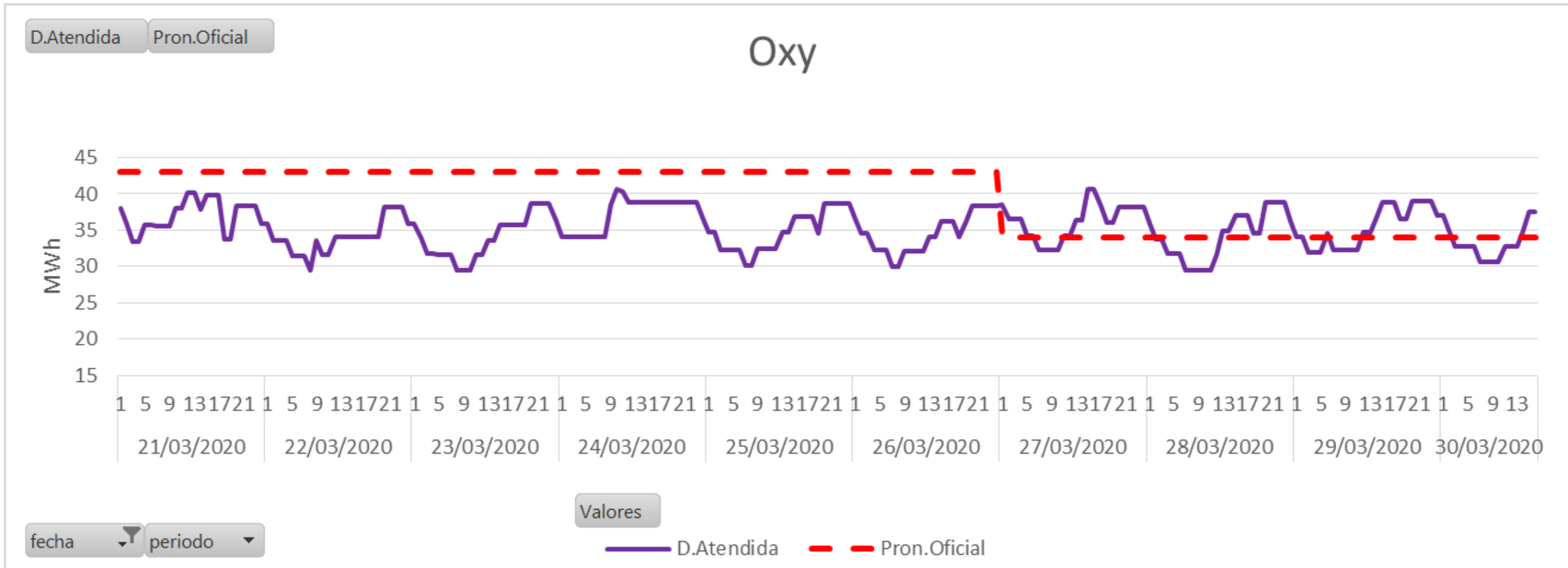
$$MPE = \frac{DemandaReal_{diaria} - PronósticoOficial_{diario}}{DemandaReal_{diaria}}$$

Donde la demanda real es la suma de la demanda atendida (contadores) y la demanda no atendida (DNA). El pronóstico oficial de demanda es el ultimo pronostico que se tiene de mercado es decir el pronostico del día -1.

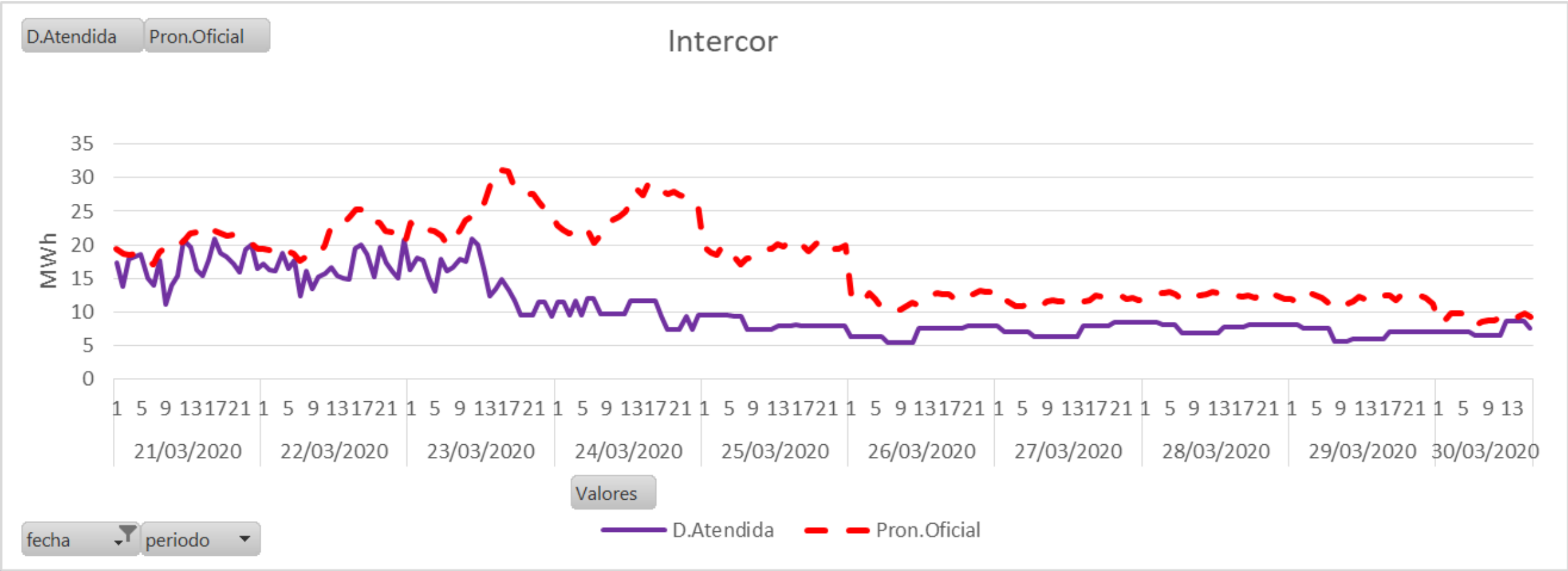
NOTA: valores negativos significan que el pronóstico oficial es mayor que demanda real; mientras que valores positivos significa la demanda real es mayor que el pronóstico oficial.



Demanda de la carga Oxy del Scada vs el pronóstico oficial de demandas



Demanda de la carga Intercor del Scada vs el pronóstico oficial de demandas



Mercados que no subieron pronóstico de la semana n+1 en los tiempos regulatorios

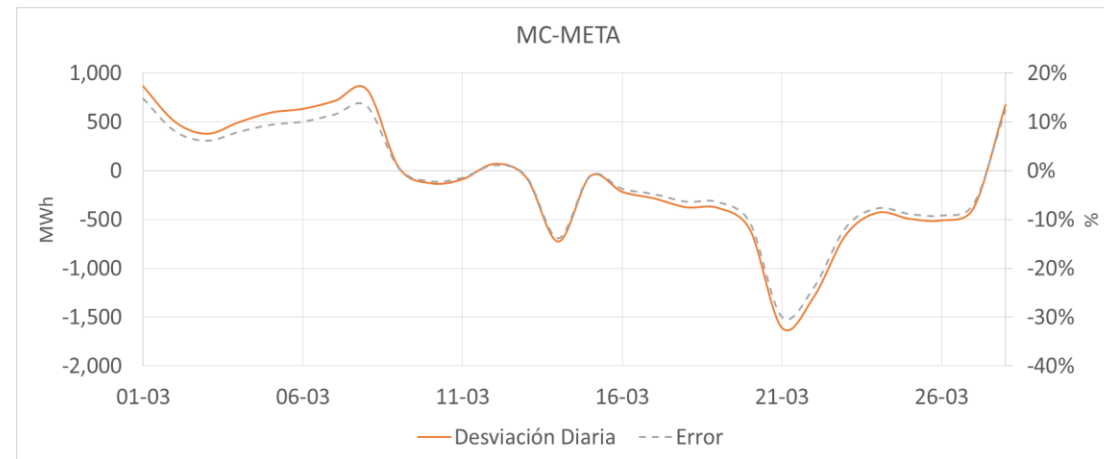
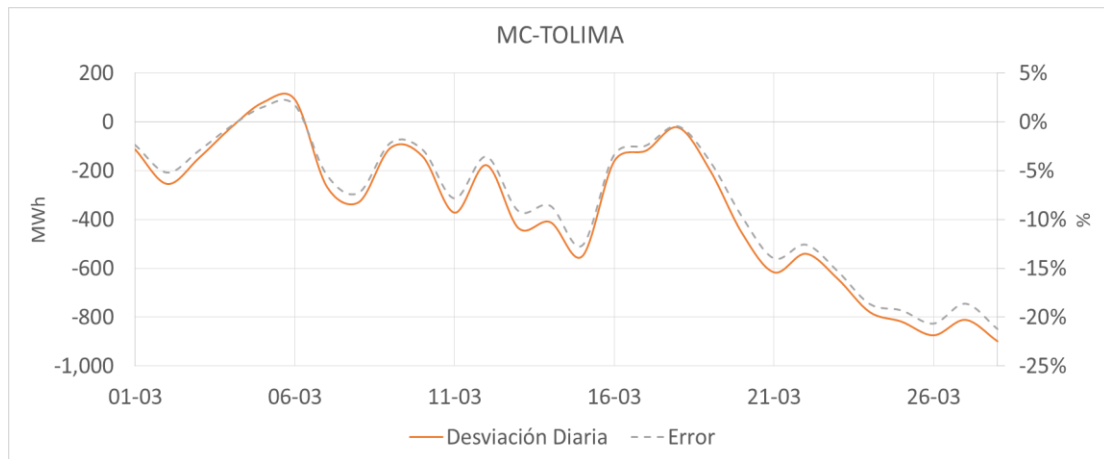
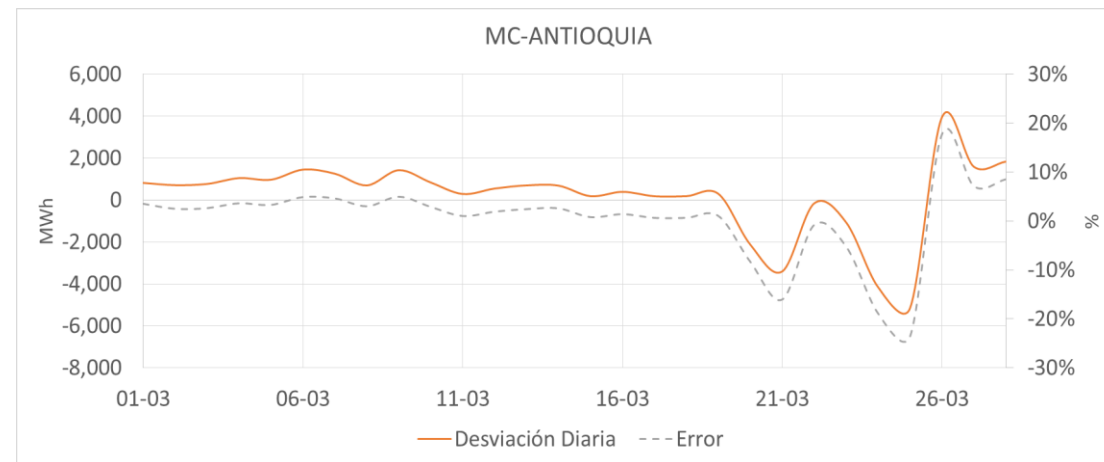
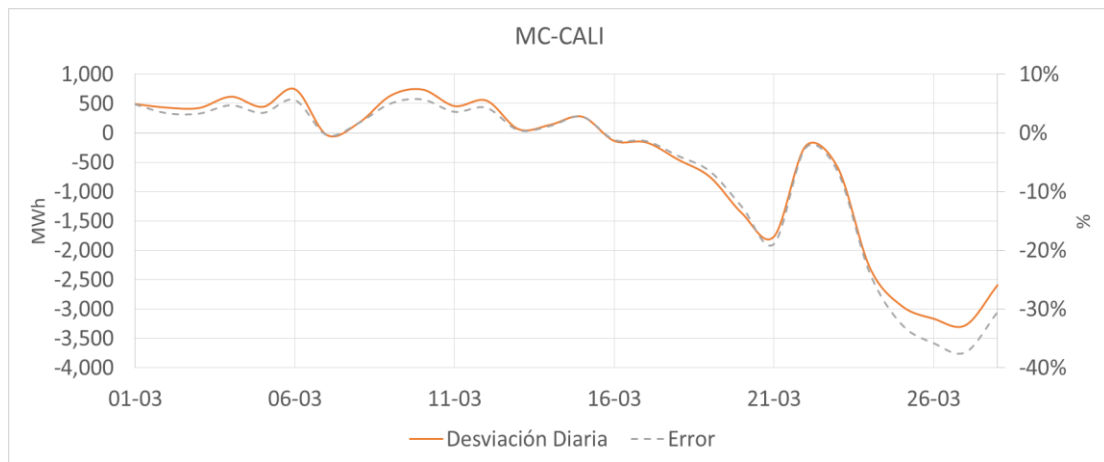
MC	S10	S11	S12	S13	S14
MC-Cali		x			
MC-Drummond					x
MC-Emec	x	x	x	x	x
MC-Guaviare	x	x	x	x	x
MC-Huila				x	
MC-Putumayo		x			
MC-TubosCaribe			x		

- Los mercados que no aparecen en la lista cumplieron con todos los pronósticos semanales en los tiempos regulatorios establecidos.

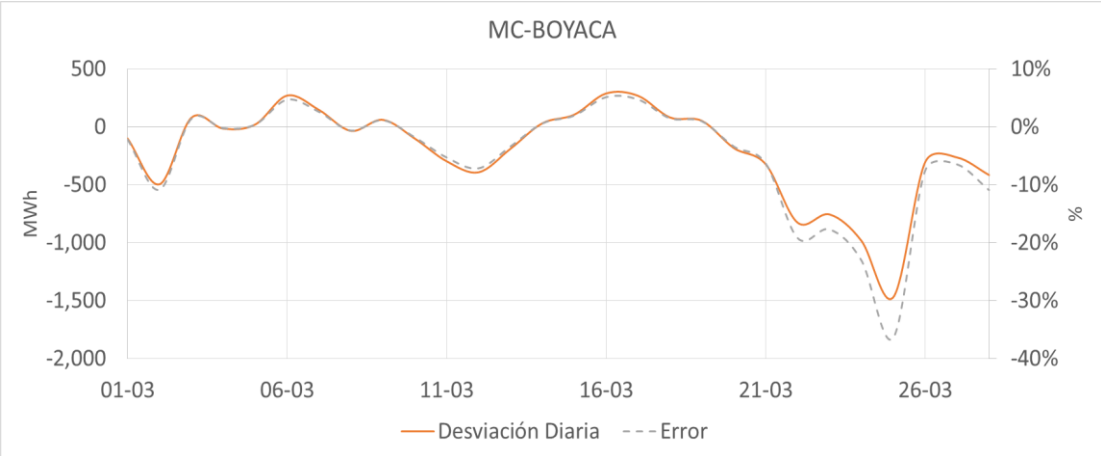
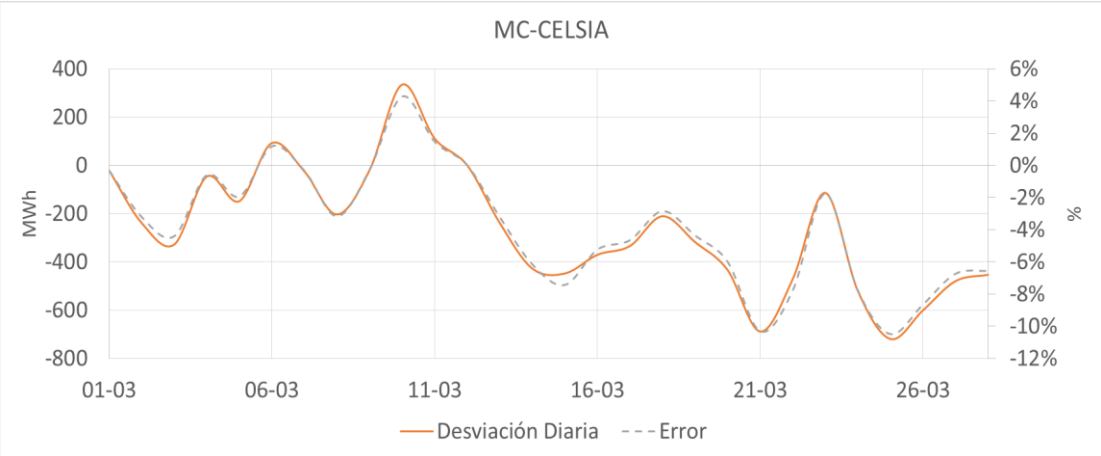
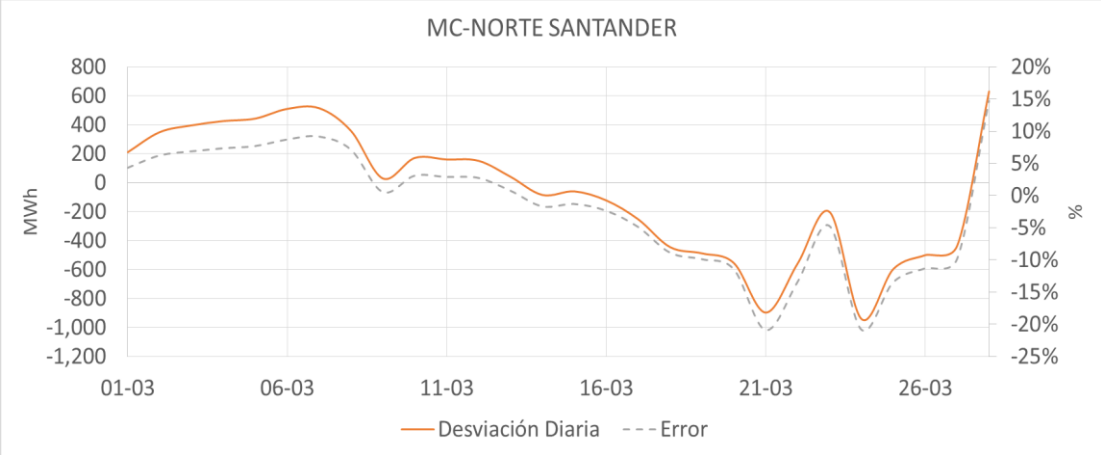
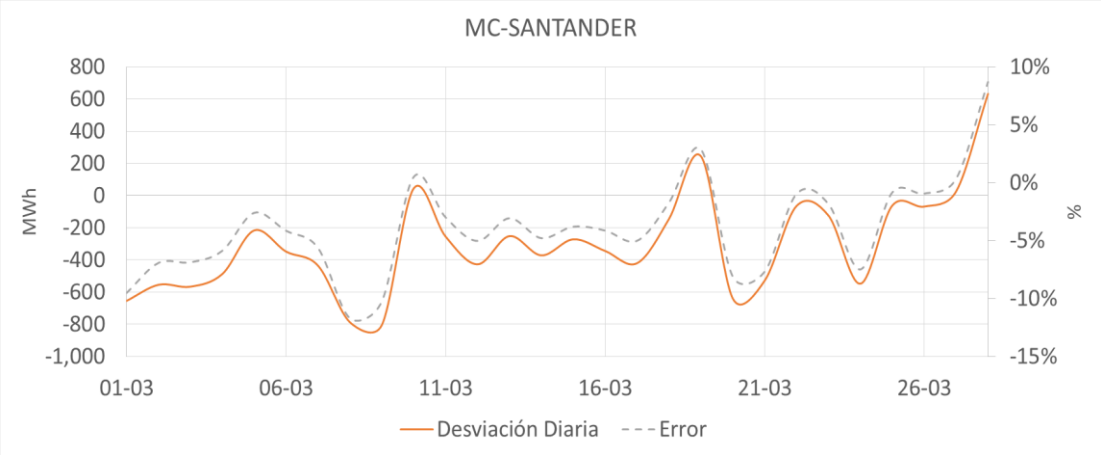
- Según el Acuerdo CNO 1020 tanto para los mercados y las cargas conectadas directamente al STN:

Las empresas responsables del pronóstico de la demanda en el intervalo de tiempo entre el día jueves de cada semana y el día viernes a más tardar a las 13:00 horas deberá subir el pronóstico. Este deberá considerar por separado los 24 periodos horarios de energía y los periodos 19, 20 y 21 de potencia con la cobertura semanal indicada.

Desviación diaria de algunos mercados de comercialización



Desviación diaria de algunos mercados de comercialización



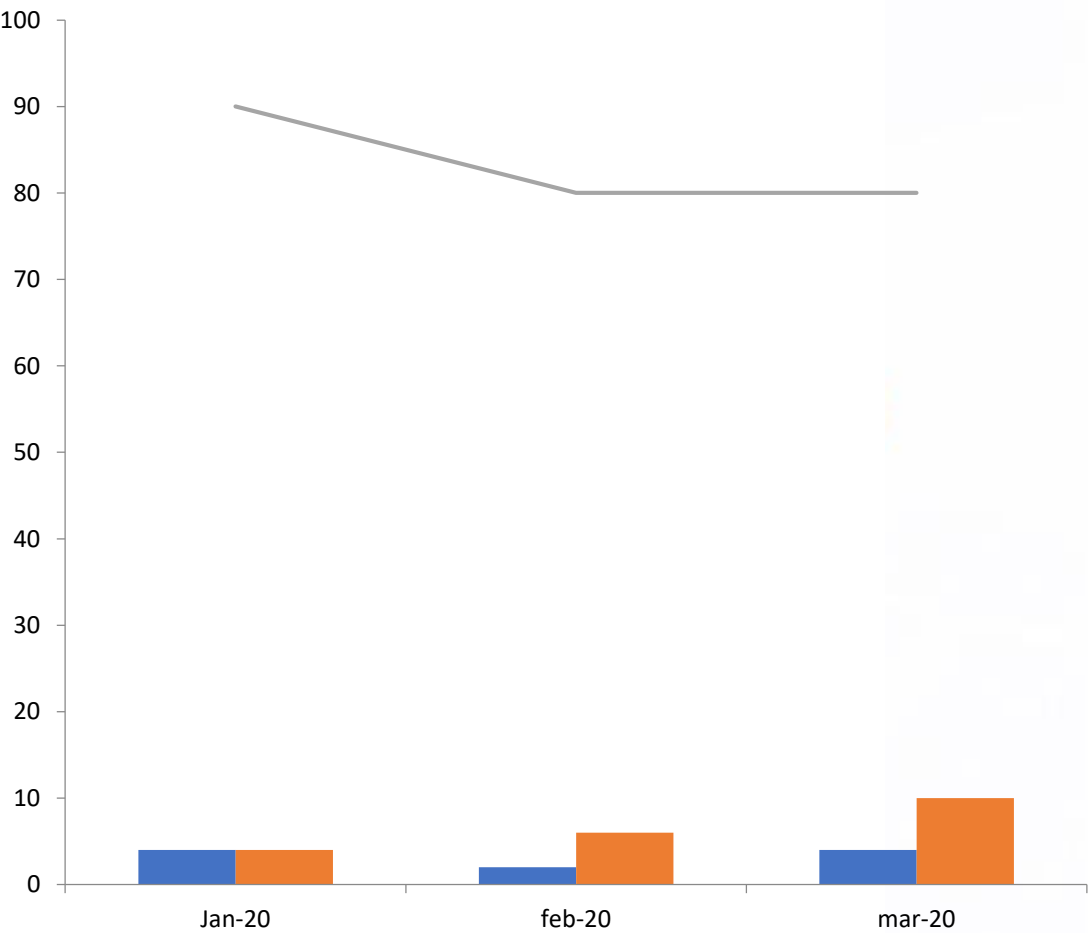
Varios

Indicadores de Operación

Eventos transitorios de frecuencia



Frecuencia transitorio



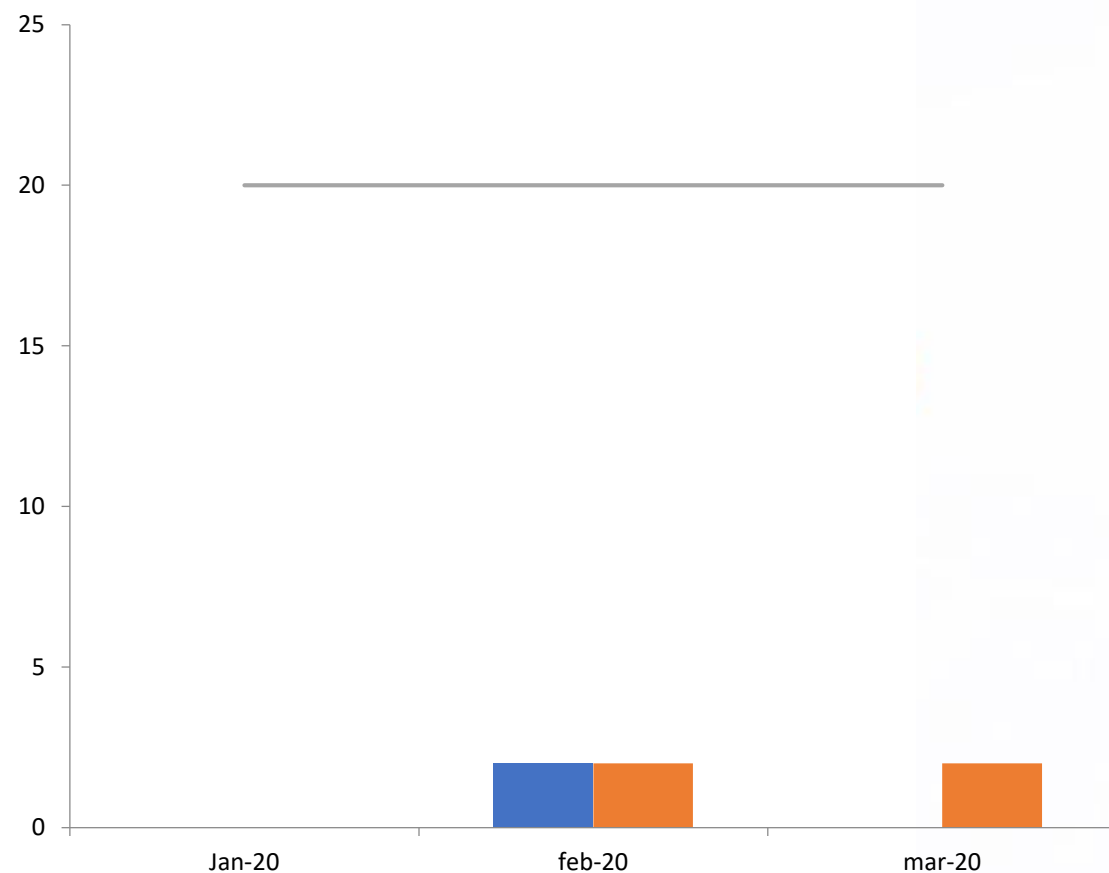
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
4/03/2020 4:48	4	59,77	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 2. La unidad se encontraba generando con 165 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77Hz.	FALSO
20/03/2020 1:31	4	59,74	Transitorio	Disparo de las unidades 1, 2, 3 y 4 de Guatapé con una generación total de 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.74 Hz. El agente reporta cierre intempestivo de la válvula mariposa.	FALSO
24/03/2020 18:44	1	60,33	Transitorio	Disparo de los circuitos 1, 2, 3 y 4 de JAMONDINO -POMASQUI 230 KV, por pérdida de 505 MW en la S/E PACUALES 138 KV en Ecuador La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.336 Hz y un valor mínimo de 59.705 Hz.	FALSO
26/03/2020 13:13	1	59,79	Transitorio	Disparo de la unidad 1 de Tasajero con una generación total de 163 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.794 Hz. El agente reporta rotura de tubo de caldera.	FALSO

Durante el mes de Marzo de 2020 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango



Eventos de tensión

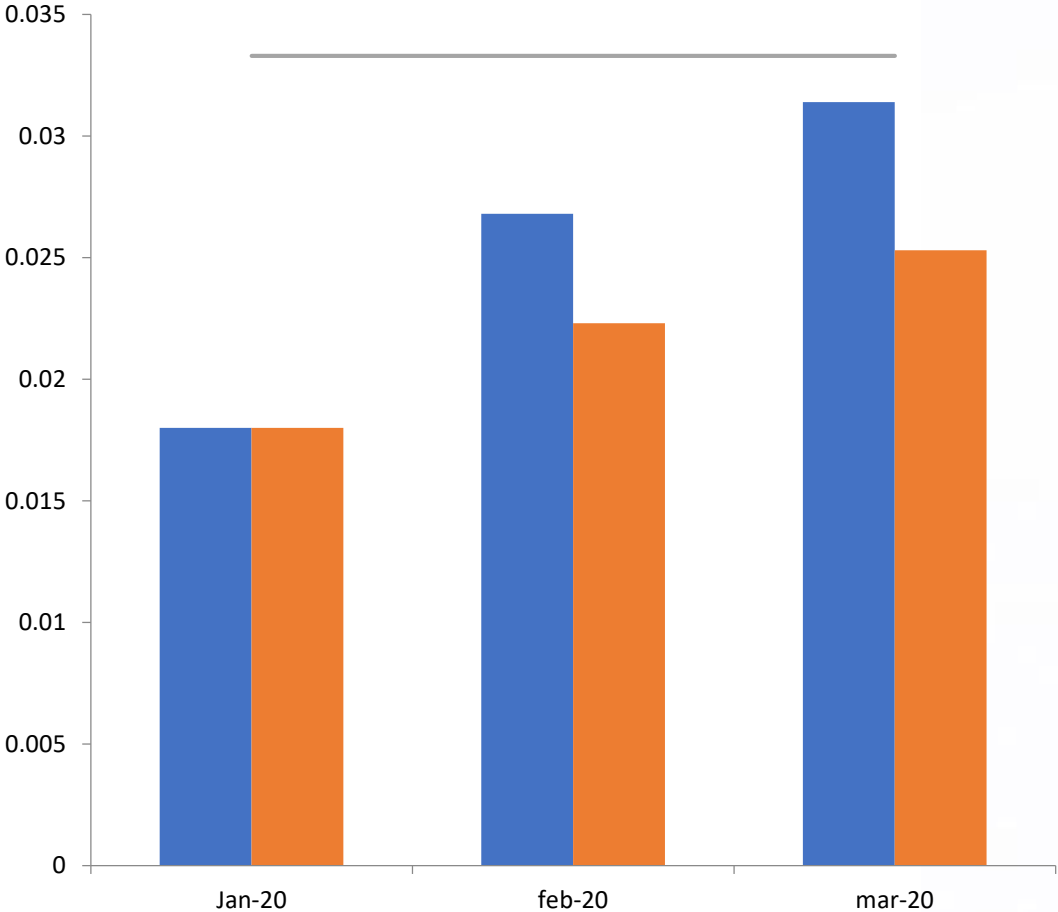


Durante el mes de Marzo de 2020 no se presentaron eventos de tensión

Porcentaje de DNA Programada



DNA Programada



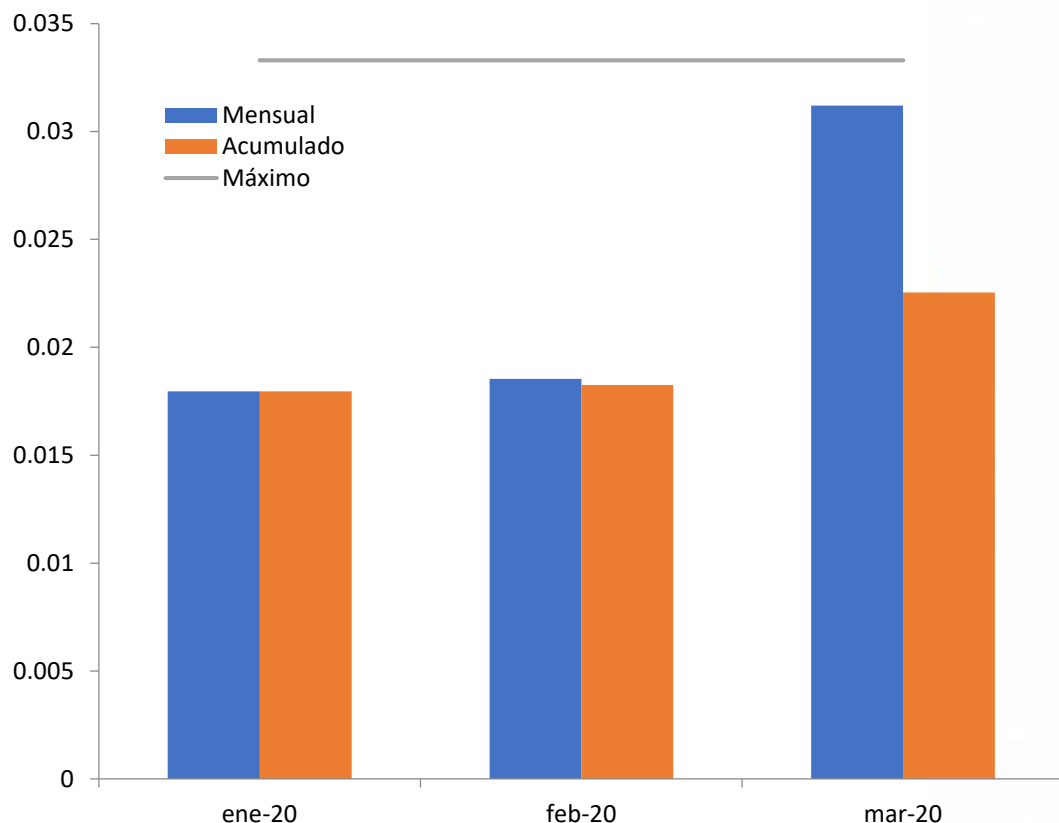
Por causas programadas se dejaron de atender 1,845 GWh en el mes de Marzo de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
15/03/2020 7:00	375,04	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0180142 y C0180145 de los activos TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 KV y TEBSA - VEINTE DE JULIO 2 110 KV respectivamente.
15/03/2020 6:44	205,5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0154928, C0179190, C0180135, y C0180136 de los activos BL1 BOCAGRANDE A BOSQUE 66 kV,BARRA BOCAGRANDE 66 KV, BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV y BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV respectivamente.
6/03/2020 7:11	188,11	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178341, C0179163 y C0179164 de los activos BL1 BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, BARRA GAMBOTE 66 KV y BT GAMBOTE 1 6 MVA 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
4/03/2020 8:12	173,8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0178812 y C0178814 de los activos BL1 SAN JUAN A VALLEDUPAR 110 kV y VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV dejando sin tensión la S/E radial San Juan 110 KV.
4/03/2020 8:34	135,31	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171062 y C0171233 de los activos BT ZAMBRANO 1 48 MVA 66 kV y EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV dejando sin tensión la S/E radial Zambrano 66 KV.
7/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
8/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
9/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
10/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

Porcentaje de DNA Programada sin M. Expansión



DNA Programada sin M. Expansión



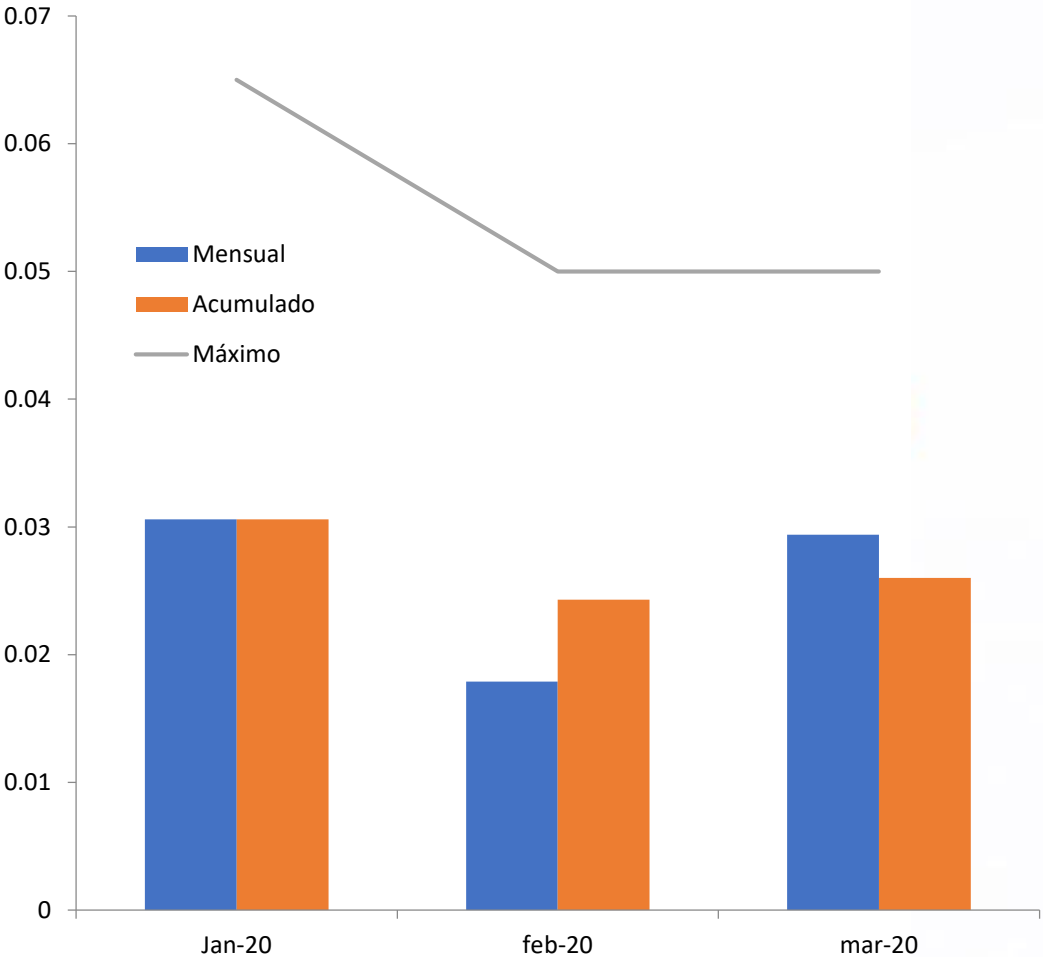
Por causas programadas se dejaron de atender 1,830 GWh en el mes de Marzo de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
15/03/2020 7:00	375,04	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0180142 y C0180145 de los activos TEBSA - VEINTE DE JULIO 1 110 KV y TEBSA - VEINTE DE JULIO 2 110 KV respectivamente.
15/03/2020 6:44	205,5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0154928, C0179190, C0180135, y C0180136 de los activos BL1 BOCAGRANDE A BOSQUE 66 kV, BARRA BOCAGRANDE 66 KV, BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV y BOCAGRANDE - CARTAGENA 1 66 kV respectivamente.
6/03/2020 7:11	188,11	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178341, C0179163 y C0179164 de los activos BL1 BL1 TERNERA A GAMBOTE 66 kV, BARRA GAMBOTE 66 KV y BT GAMBOTE 1 6 MVA 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial GAMBOTE 66 kV.
4/03/2020 8:12	173,8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0178812 y C0178814 de los activos BL1 SAN JUAN A VALLEDUPAR 110 kV y VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV dejando sin tensión la S/E radial San Juan 110 KV.
4/03/2020 8:34	135,31	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171062 y C0171233 de los activos BT ZAMBRANO 1 48 MVA 66 kV y EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV dejando sin tensión la S/E radial Zambrano 66 KV.
7/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
8/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
9/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
10/03/2020 0:00	112,72	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

Porcentaje de DNA No Programada



DNA No Programada



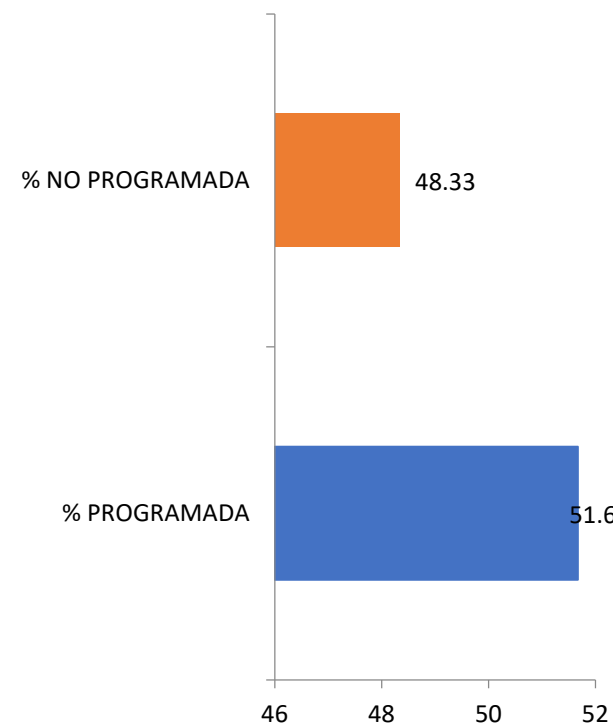
Por causas no programadas se dejaron de atender 1,725 GWh en el mes de Marzo de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
4/03/2020 4:45	371,93	Demanda no atendida por disparo de los activos MONTERIA 1 110/34.5/13.8 kV y MONTERIA 2 110/34.5/13.8 kV de conexión al STR. El agente reporta explosión de cable de potencia de la línea 557 a 34.5 kV.
14/03/2020 6:57	202,15	Demanda no atendida ante la salida de generación en Suria 115 kV, se estaban ejecutando trabajos de la consignación C0178536 del activo BL1 SURIA A OCOA 115 KV. Se presenta apertura de los circuitos PUERTO LOPEZ - SURIA 1 y 2 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SURIA 115 KV, PUERTO LOPEZ 115 KV, CAMPO BONITO 115 KV y PUERTO GAITAN 115 KV.
21/03/2020 18:01	150,1	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 EL CARMEN A TOLUVIEJO 110 kV dejando sin tensión las subestaciones EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV, SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV temporalmente radiales por condición operativa..
10/03/2020 20:52	148,65	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0180340 del activo EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 KV dejando sin tensión las S/Es radiales El Paso 110 kV y EL Banco 110 kV. El agente reporta falla en el SDL.
6/03/2020 0:00	112,72	Demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
31/03/2020 0:00	95,93	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.

Demanda No Atendida



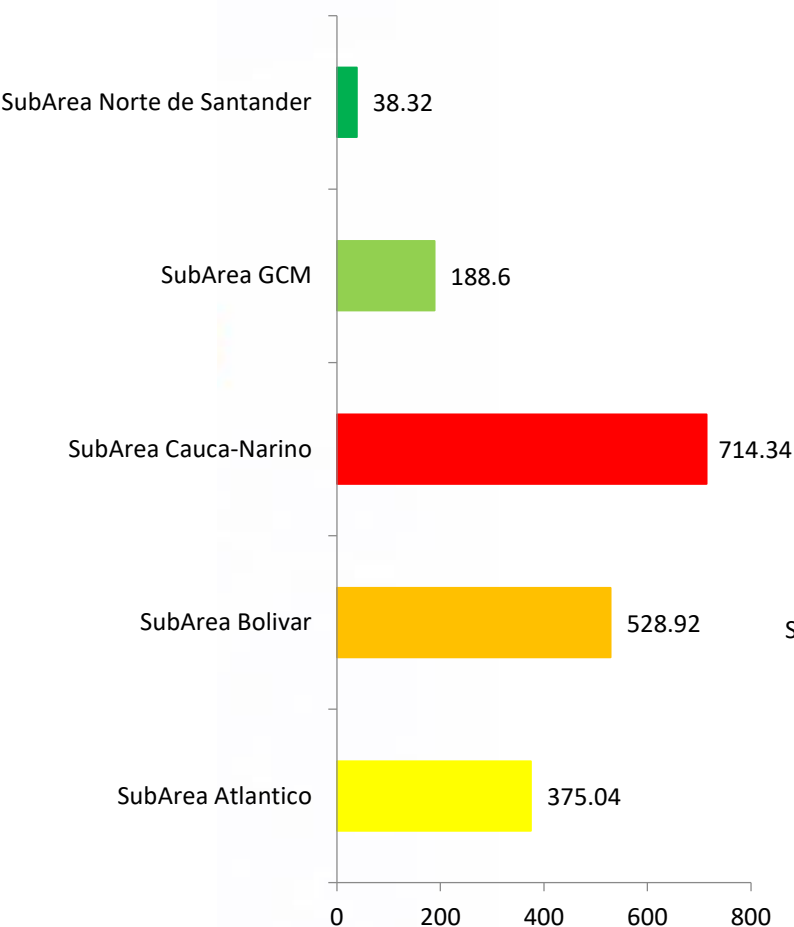
% DNA



El total de demanda no atendida en Marzo de 2020 fue 3,570 GWh.

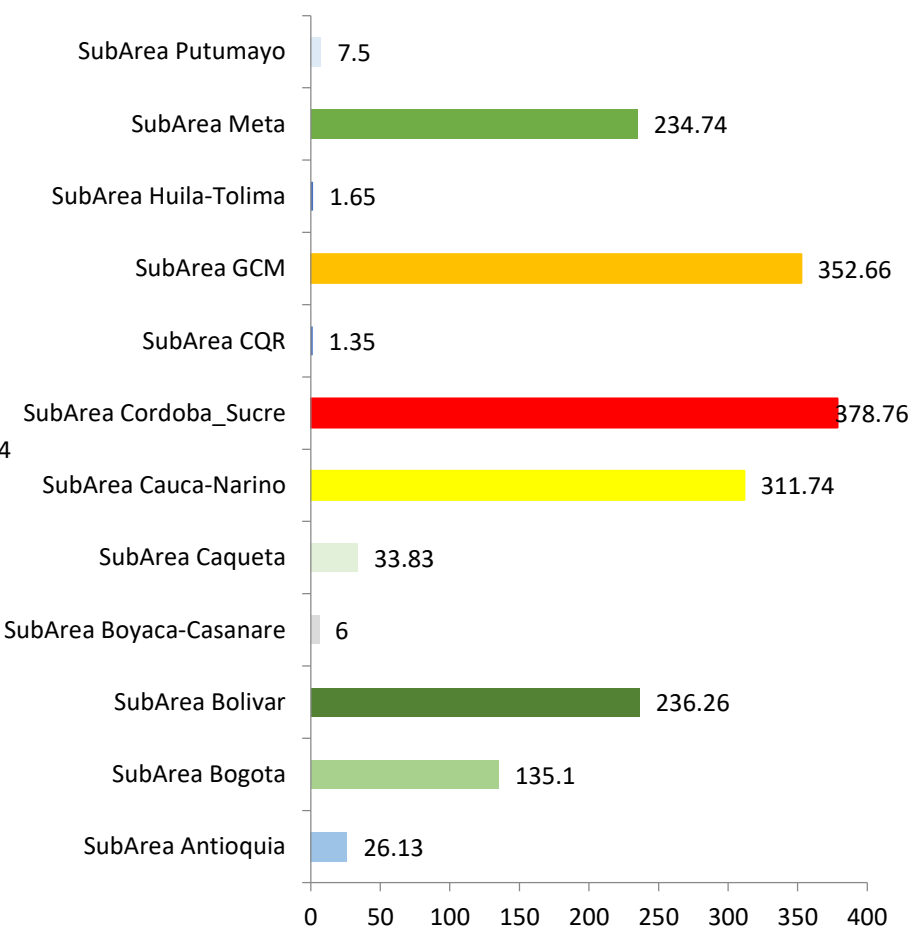
DNA Programada

DEMANDA PROGRAMADA

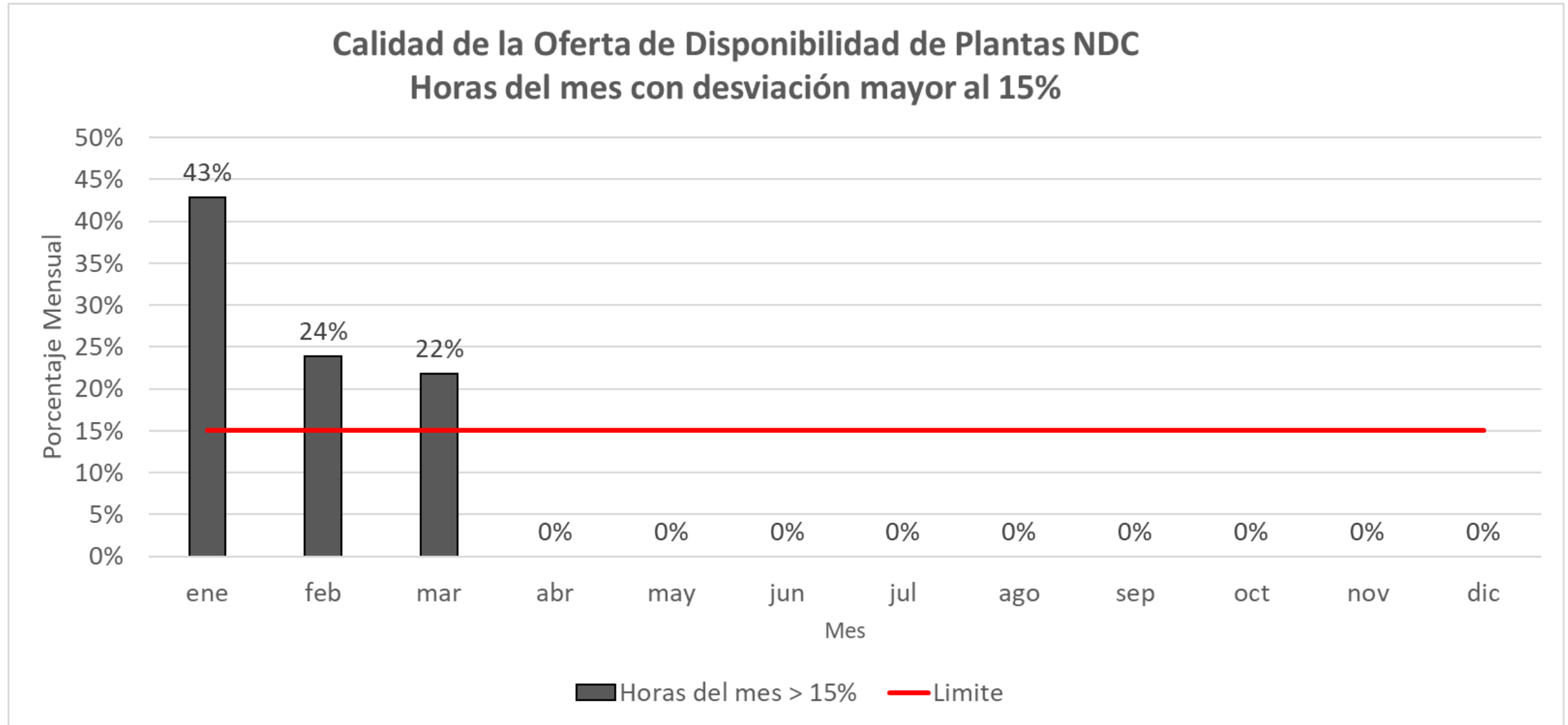


DNA No Programada

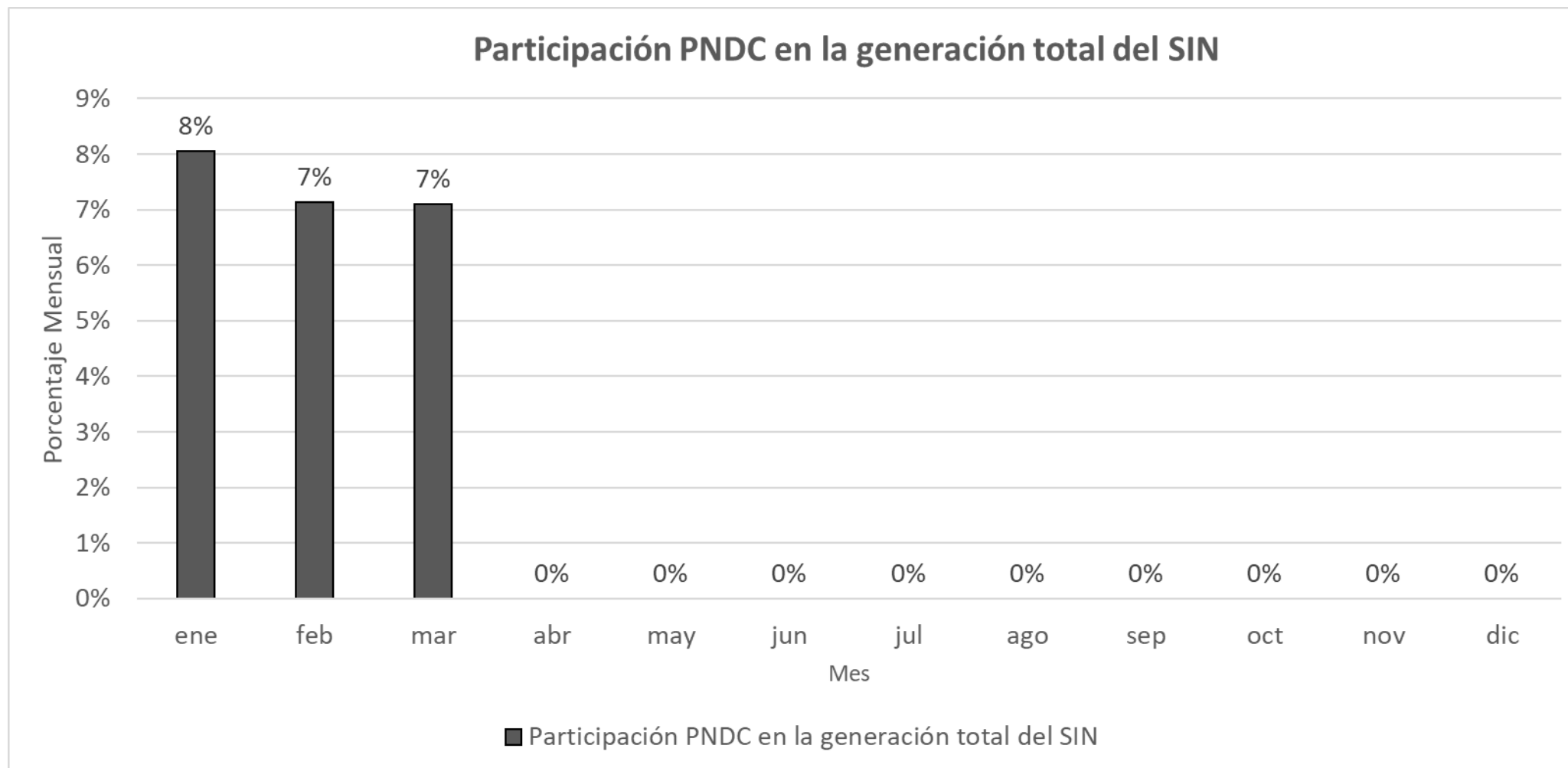
DEMANDA NO PROGRAMADA



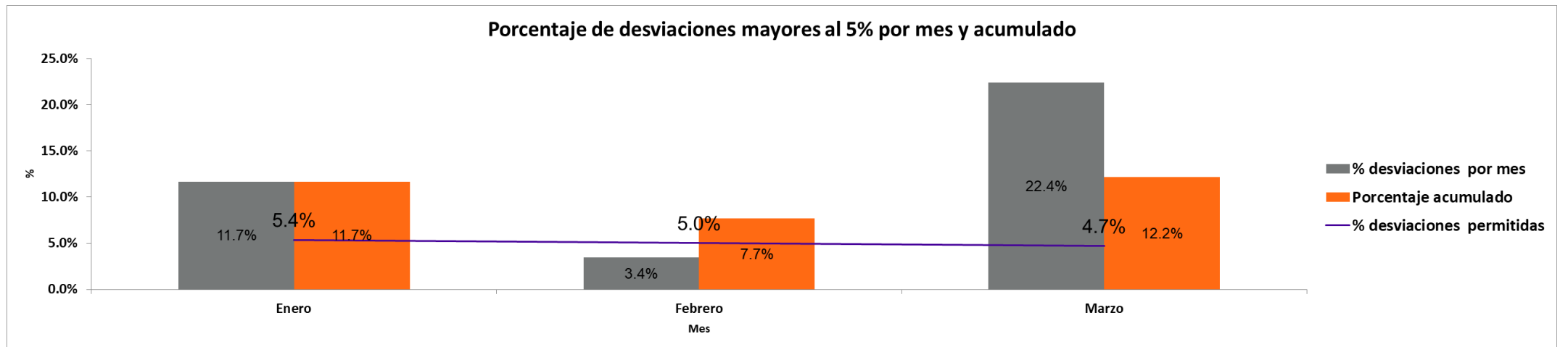
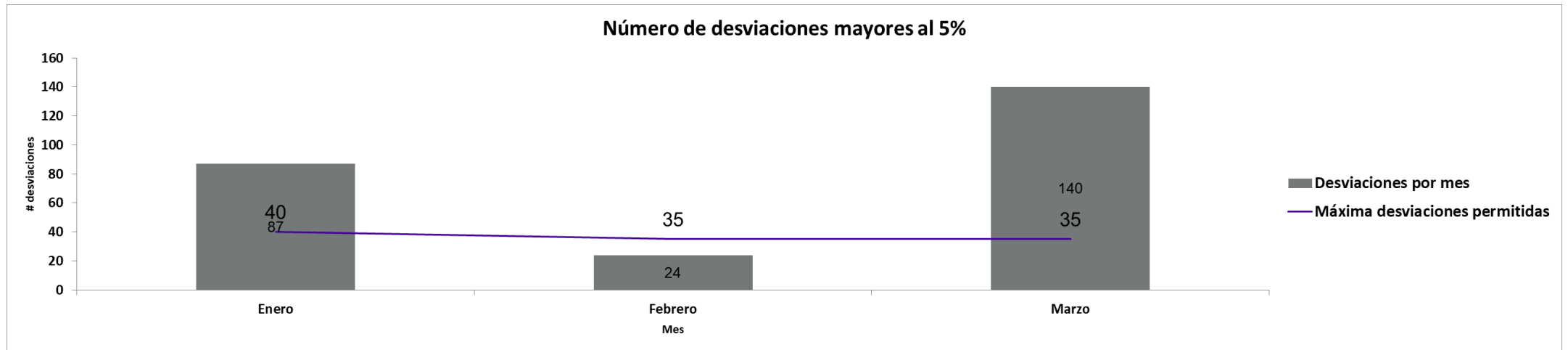
Indicador Disponibilidad Vs Gen Real PNDC



Participación PNDC en la generación total del SIN

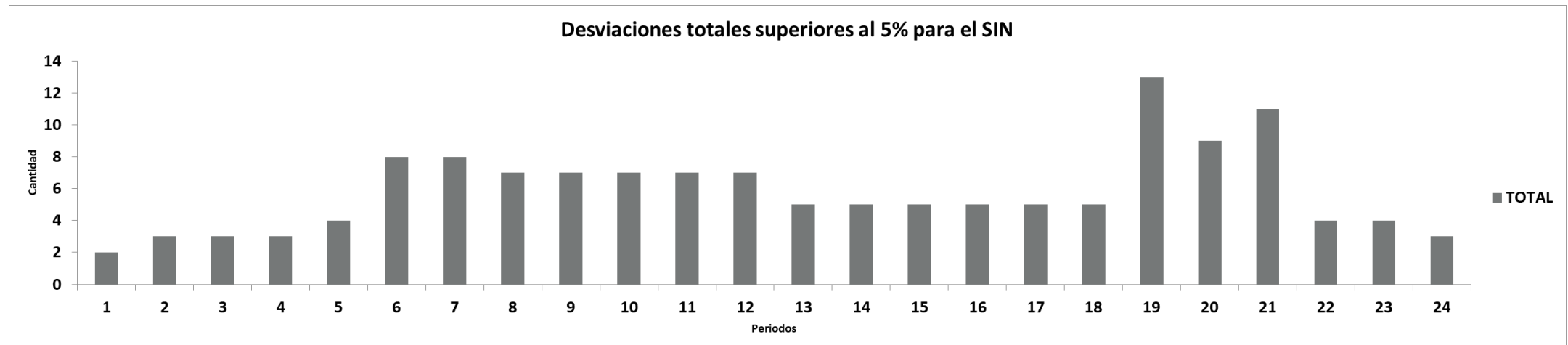
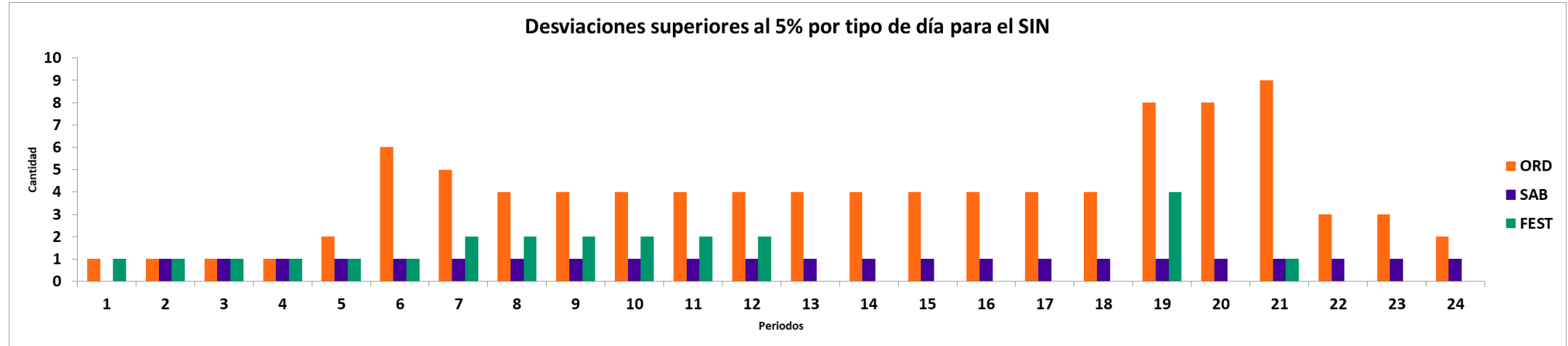


Indicador de calidad del pronóstico oficial Marzo 2020



- Información preliminar actualizada el: 2020-03-30
- Información hasta el: 2020-03-26

Indicador de calidad del pronóstico oficial Marzo 2020



- Información preliminar actualizada el: 2020-03-30
- Información hasta el: 2020-03-26

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-Drummond	26	35	528	4.7%	84.6%	86	1715	83.1%
MC-TubosCaribe	26	35	522	4.7%	83.7%	86	1678	81.3%
MC-Intercor	26	35	520	4.7%	83.3%	86	1700	82.4%
MC-BajoPutumayo	26	35	465	4.7%	74.5%	86	1415	68.6%
MC-Emec	26	35	437	4.7%	70.0%	86	1438	69.7%
MC-Oxy	26	35	409	4.7%	65.5%	86	1232	59.7%
MC-Caqueta	26	35	405	4.7%	64.9%	86	1215	58.9%
MC-Meta	26	35	396	4.7%	63.5%	86	1344	65.1%
MC-Cerromatoso	26	35	388	4.7%	62.2%	86	1287	62.4%
MC-CirInfanta	26	35	383	4.7%	61.4%	86	869	42.1%
MC-Guaviare	26	35	371	4.7%	59.5%	86	1443	69.9%
MC-NorSantander	26	35	371	4.7%	59.5%	86	1137	55.1%
MC-Huila	26	35	368	4.7%	59.0%	86	1223	59.3%
MC-Rubiales	26	35	356	4.7%	57.1%	86	1175	56.9%
MC-Choco	26	35	346	4.7%	55.4%	86	1205	58.4%
MC-Tolima	26	35	339	4.7%	54.3%	86	763	37.0%
MC-Putumayo	26	35	325	4.7%	52.1%	86	1008	48.8%
MC-Santander	26	35	318	4.7%	51.0%	86	1460	70.7%
MC-Boyaca	26	35	302	4.7%	48.4%	86	772	37.4%
MC-Cali	26	35	268	4.7%	42.9%	86	815	39.5%
MC-Cauca	26	35	253	4.7%	40.5%	86	528	25.6%
MC-Celsia	26	35	245	4.7%	39.3%	86	918	44.5%
MC-Tulua	26	35	224	4.7%	35.9%	86	971	47.0%
MC-Cartago	26	35	216	4.7%	34.6%	86	1009	48.9%
MC-Pereira	26	35	212	4.7%	34.0%	86	742	35.9%
MC-Caldas	26	35	200	4.7%	32.1%	86	546	26.5%
MC-Casanare	26	35	190	4.7%	30.4%	86	479	23.2%
MC-Quindio	26	35	180	4.7%	28.8%	86	450	21.8%
MC-Antioquia	26	35	179	4.7%	28.7%	86	766	37.1%
MC-Nariño	26	35	169	4.7%	27.1%	86	668	32.4%
MC-Arauca	26	35	117	4.7%	18.8%	86	715	34.6%
MC-Codensa	26	35	115	4.7%	18.4%	86	296	14.3%
MC-Atlantico	26	35	24	4.7%	3.8%	86	144	7.0%
MC-GCM	26	35	18	4.7%	2.9%	86	94	4.6%
MC-Planeta	26	35	7	4.7%	1.1%	86	135	6.5%
MC-Bolivar	26	35	1	4.7%	0.2%	86	455	22.0%
MC-CordobaSucre	26	35	0	4.7%	0.0%	86	26	1.3%

Solamente 5 mercados de comercialización cumplieron el indicador hasta el 26 de marzo.

- Información preliminar actualizada el: 2020-03-30
- Información hasta el: 2020-03-26



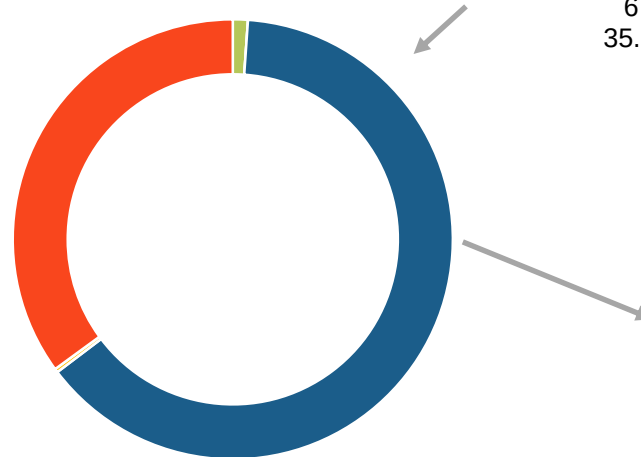
ANEXOS



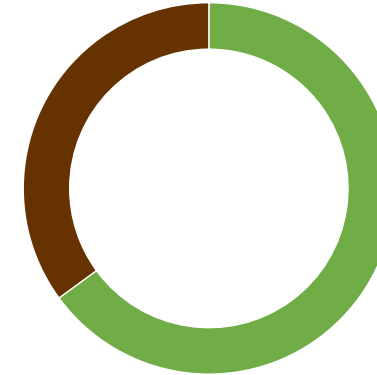
Generación promedio diaria en GWh-día

**Total 191.9
GWh-día**

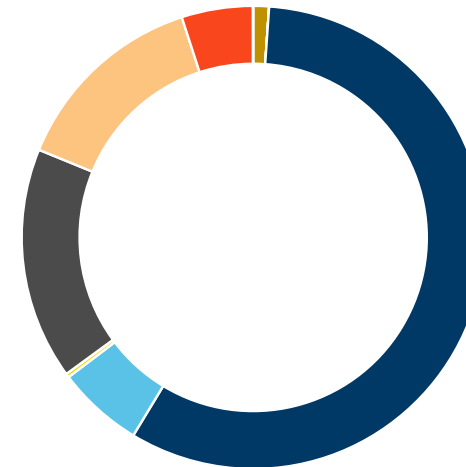
- Biomasa, 2.1, 1.10%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 122.0, 63.59%
- Solar, 0.5, 0.27%
- Combustible fósil, 67.3, 35.04%



- Renewable
124.7
64.96%
- No
renovable
67.3
35.04%



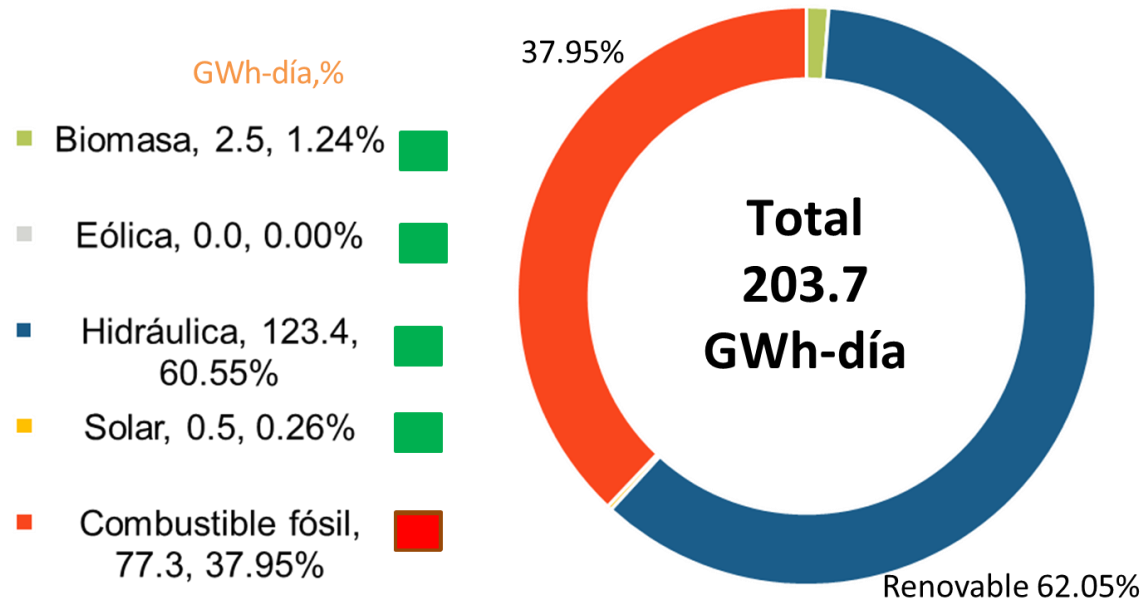
- Bagazo, 2.1, 1.10%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Embalse, 110.5, 57.56%
- Filo de agua, 11.6, 6.02%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.27%
- Carbón, 31.1, 16.22%
- Gas, 26.5, 13.83%
- Gas Importado, 9.5, 4.98%
- Líquidos, 0.0, 0.02%



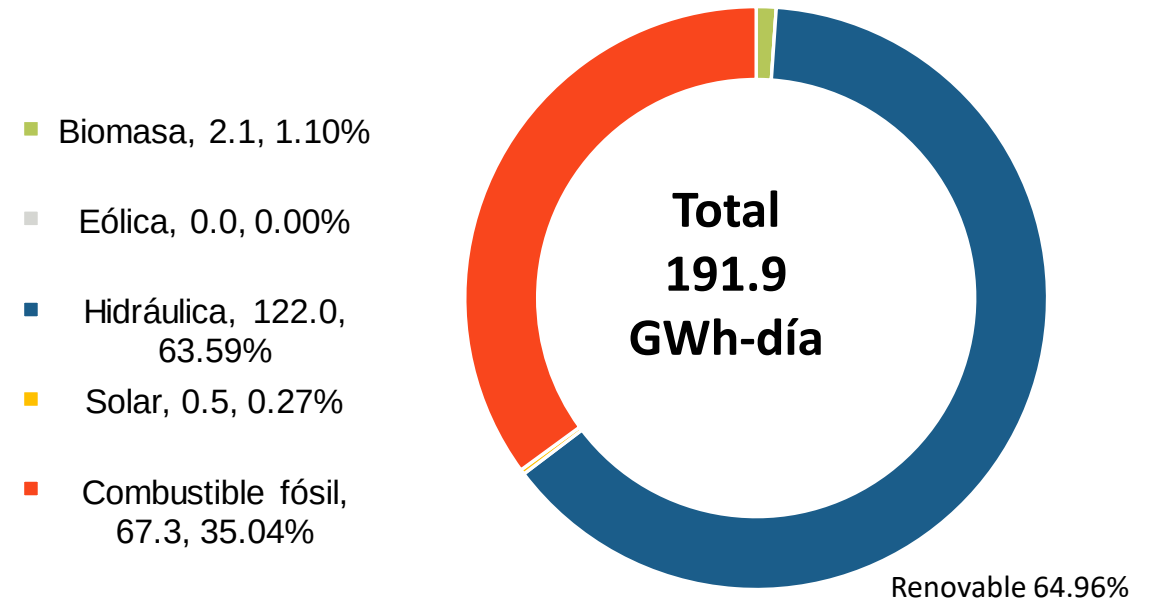
La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de marzo de 2020

Generación promedio por tipo de despacho GWh-día

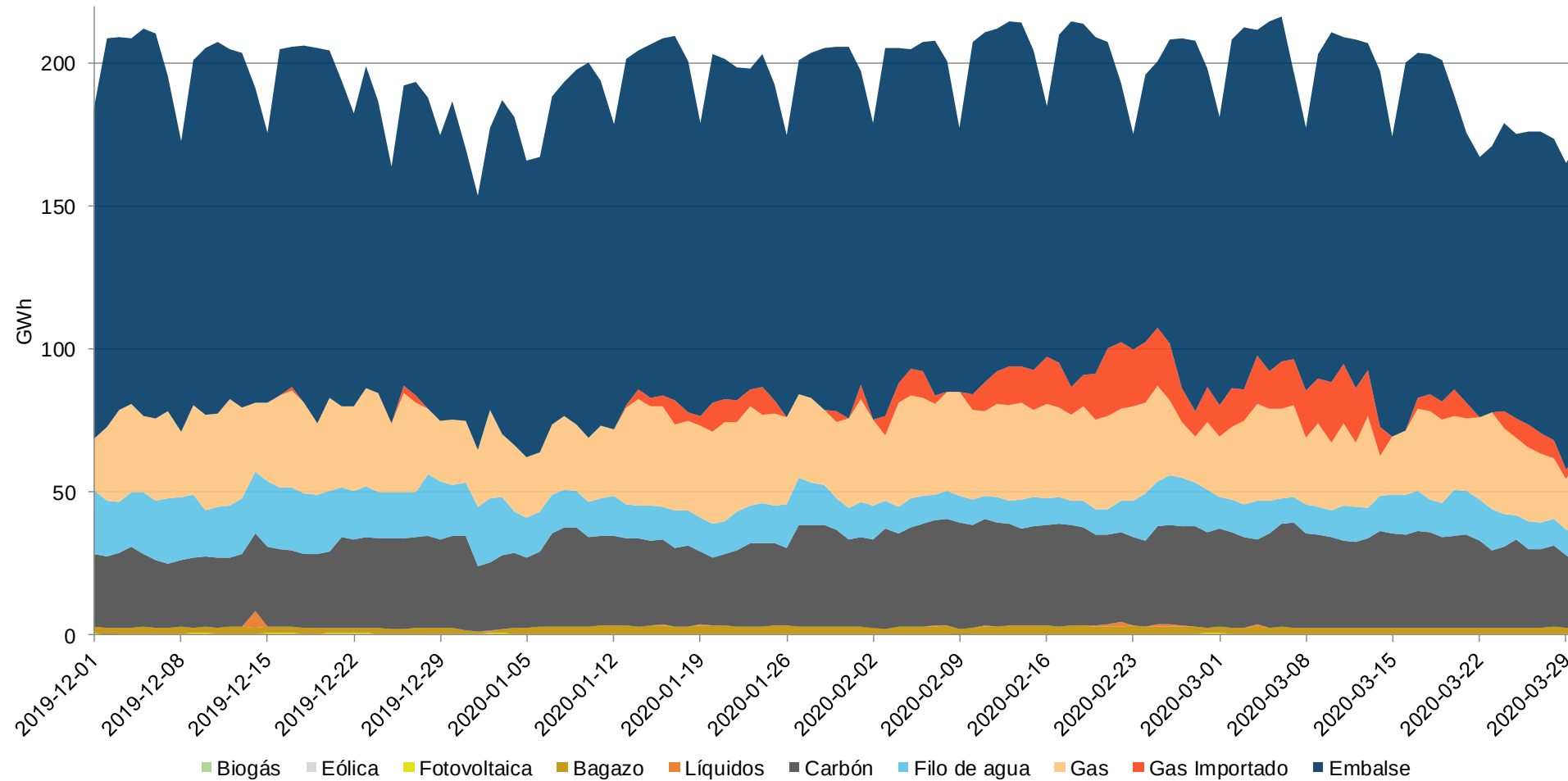
Febrero 2020



Marzo 2020

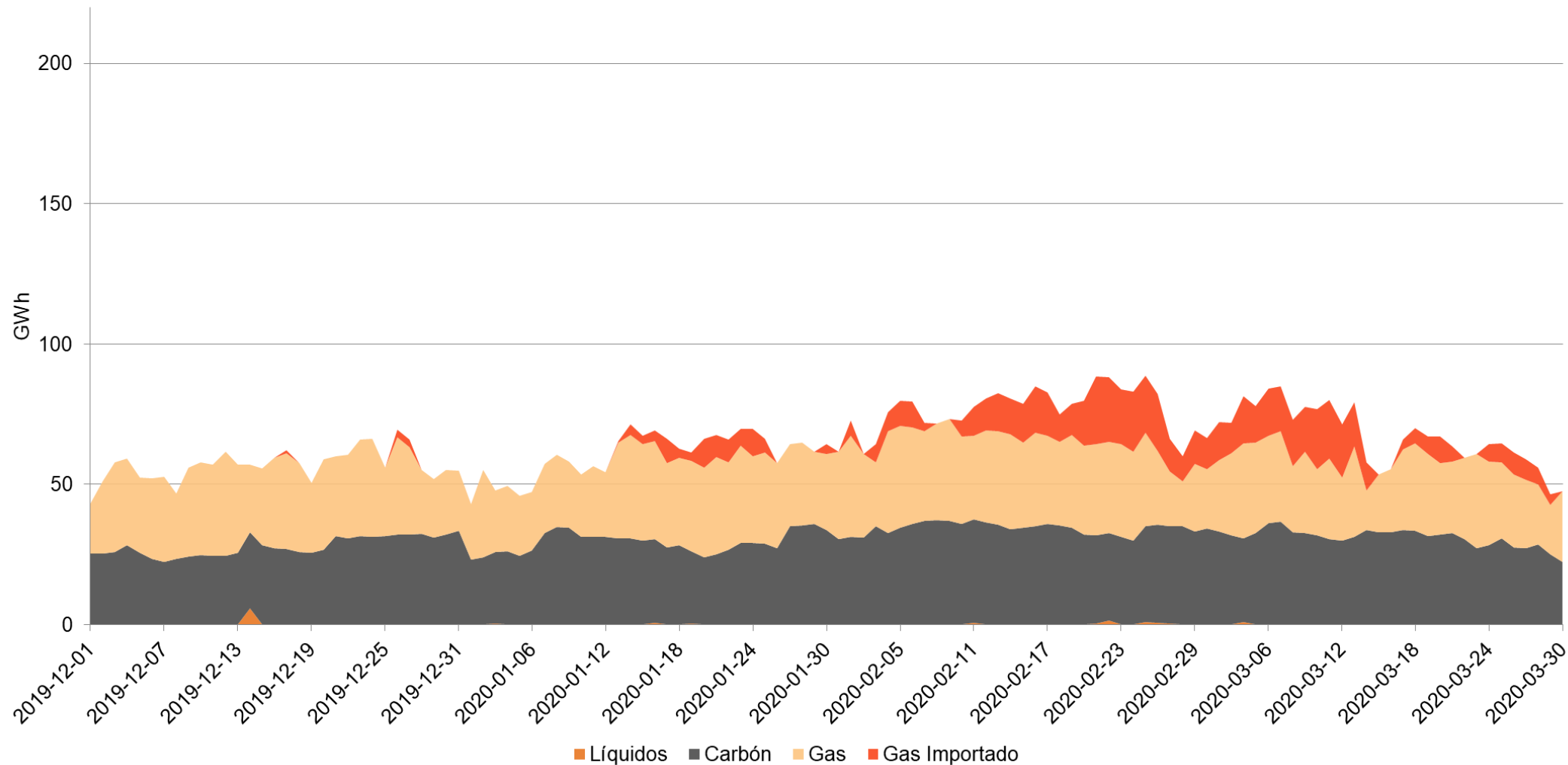


Generación diaria



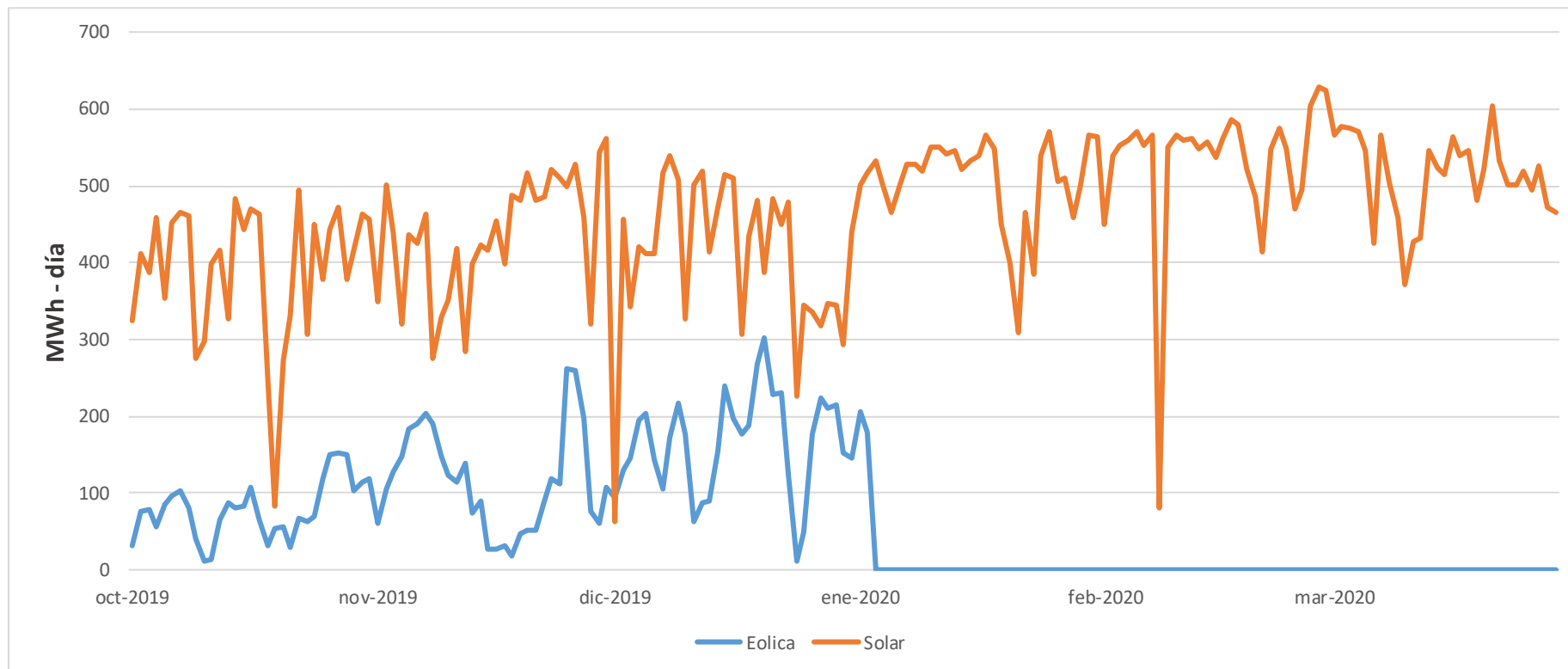
La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación

Generación térmica por combustible



Información hasta el: 2020-03-30

Generación FERNC

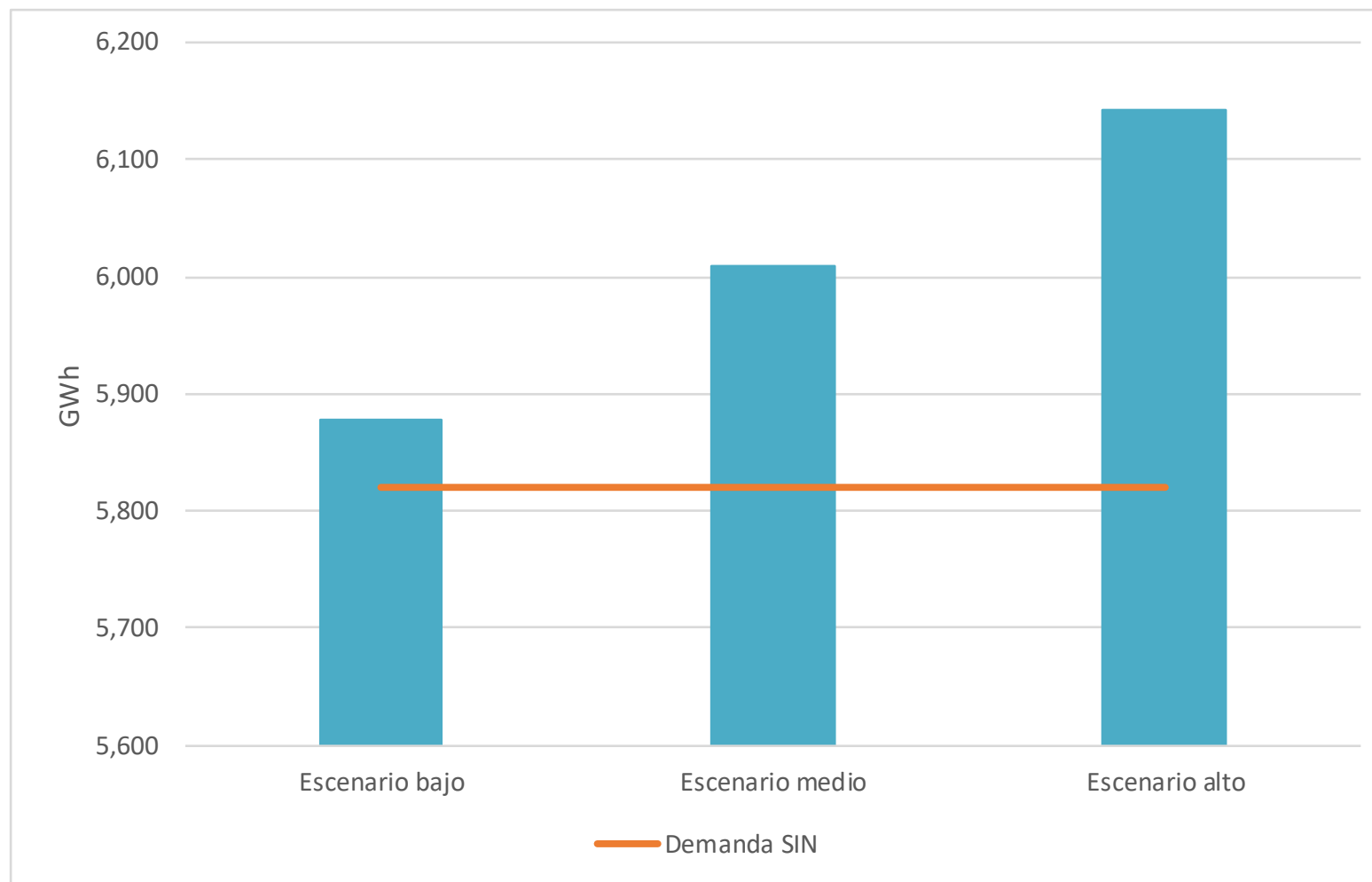


Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso

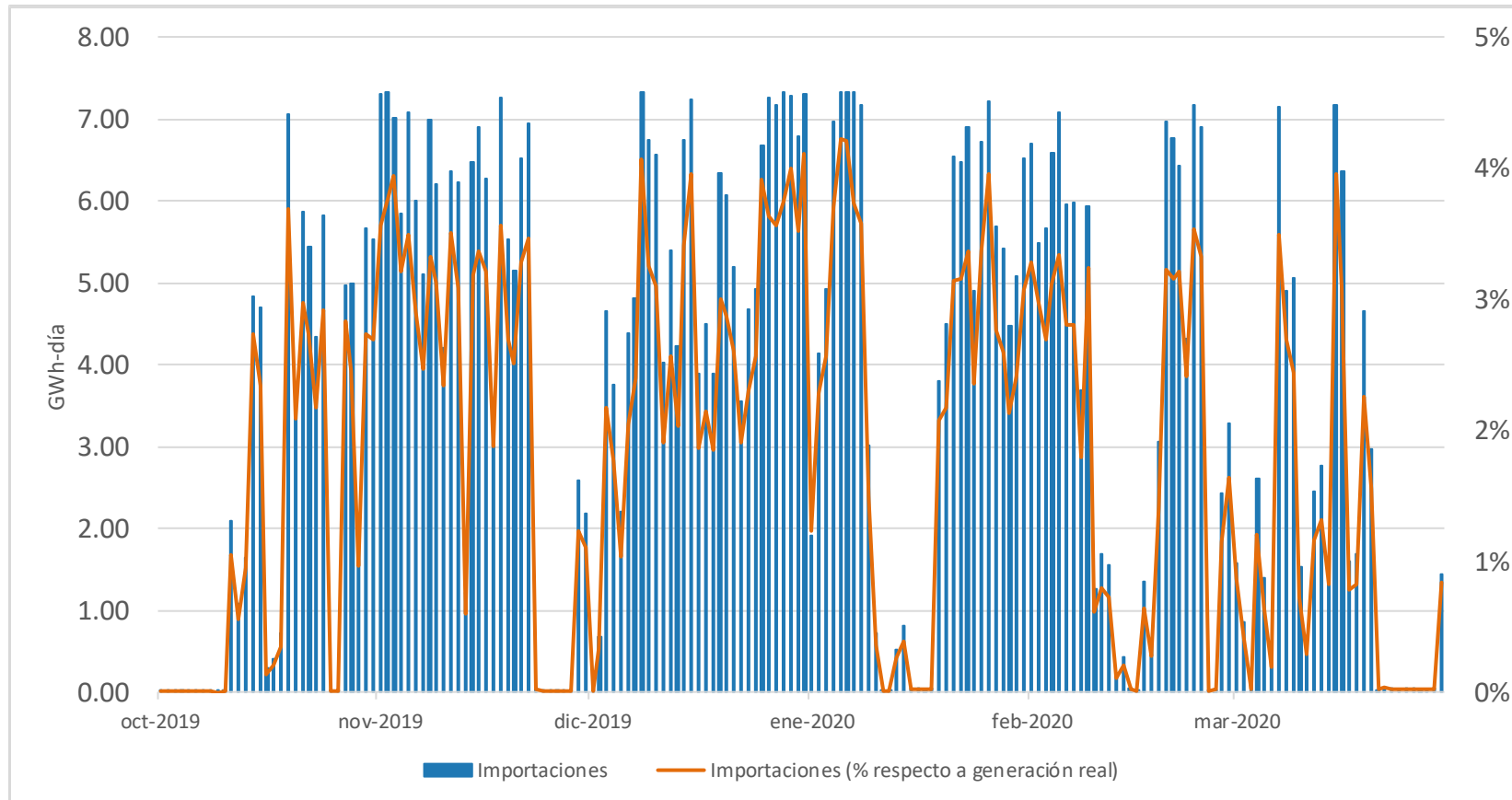
Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME

(mes en curso)



Importaciones y exportaciones de energía

Situación energética Ecuador Condiciones de mercado TIE



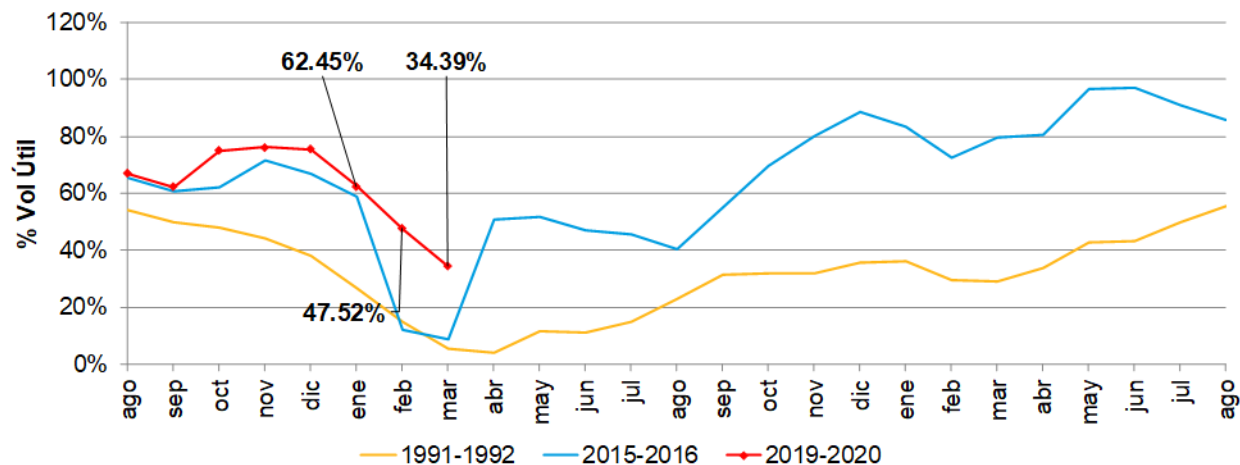
La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Evolución de reservas por regiones

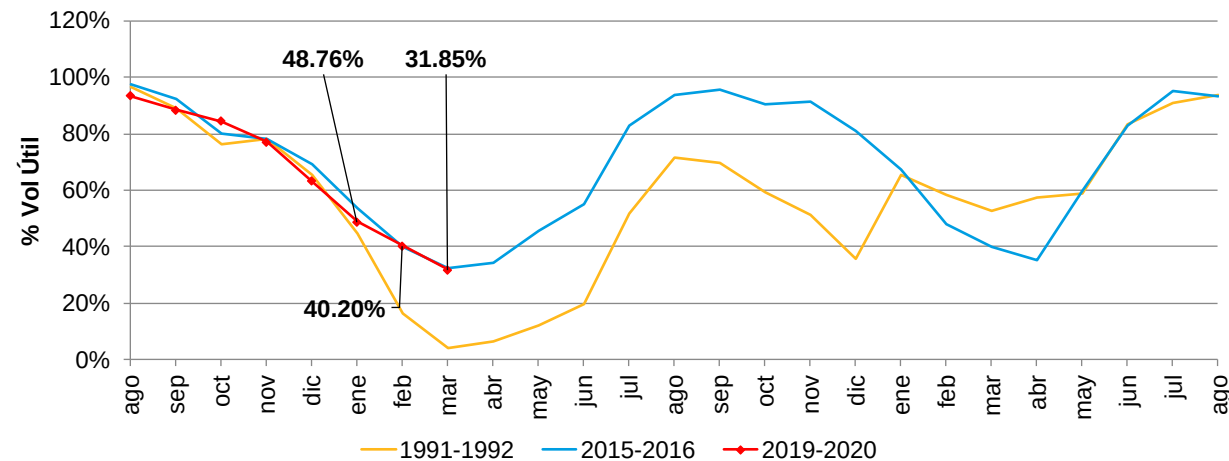
[Ver detalle embalses](#)

Caribe 39.0% Participación: 1.1%

Antioquia Participación: 35.8%

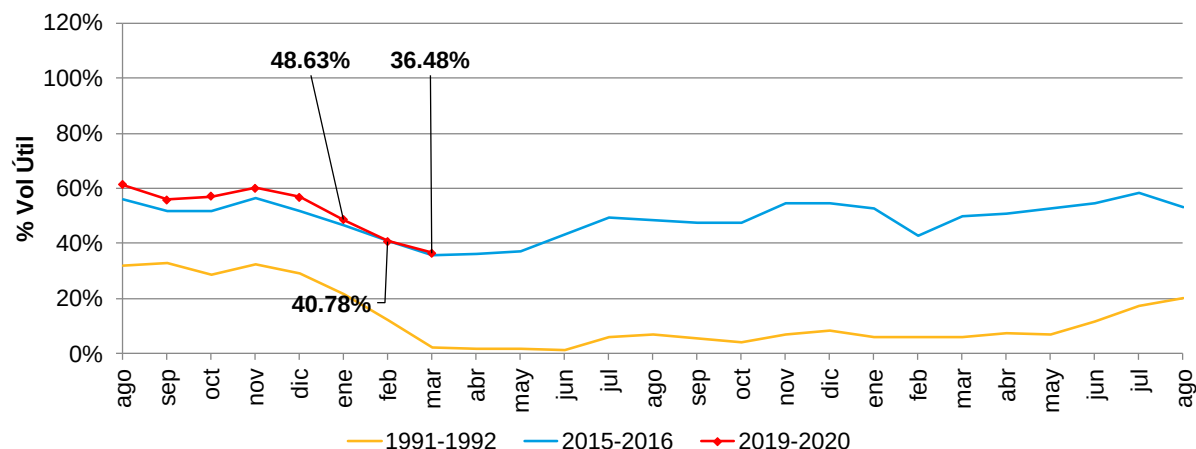


Oriente Participación: 22.7%



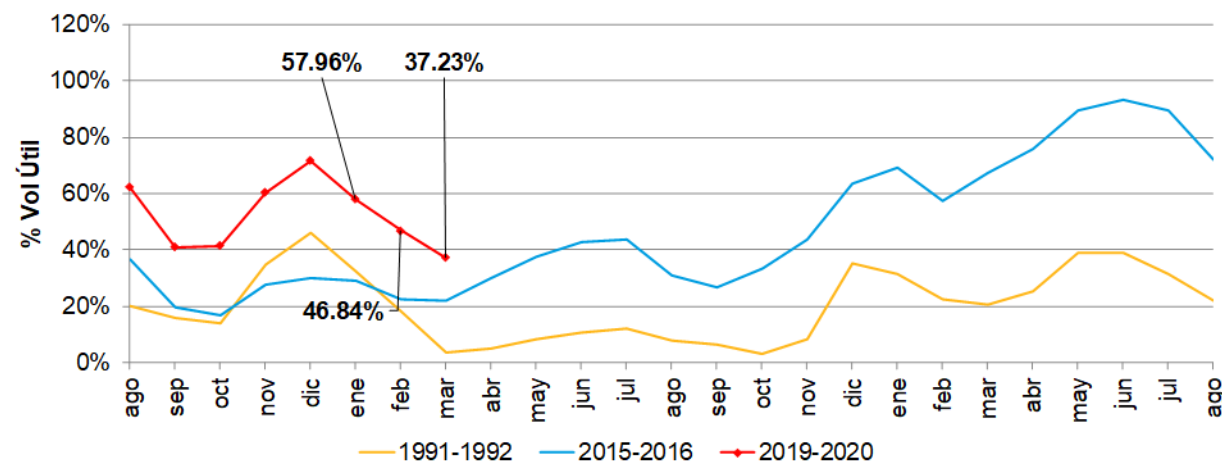
Participación: 37.8%

Centro



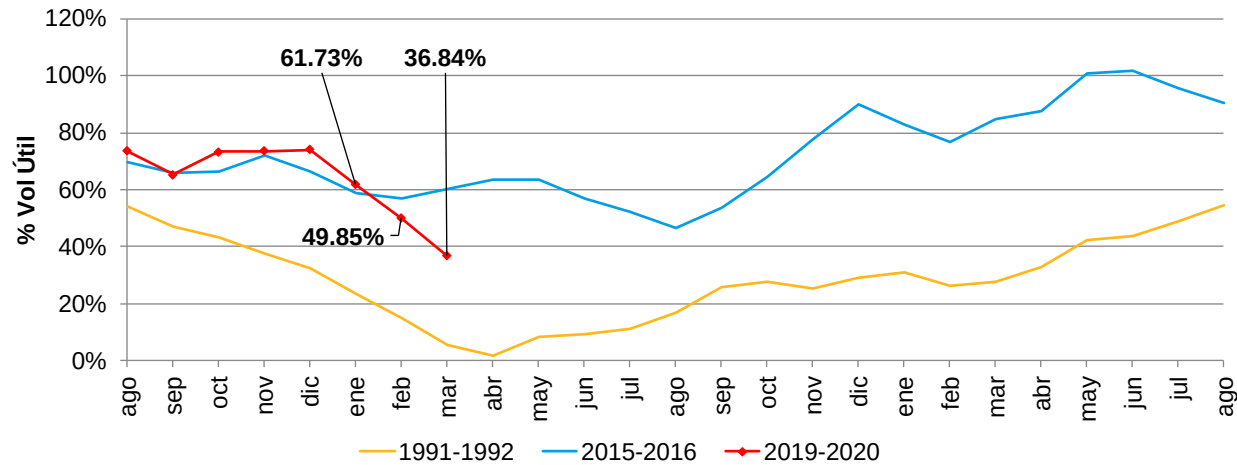
Participación: 2.7%

Valle

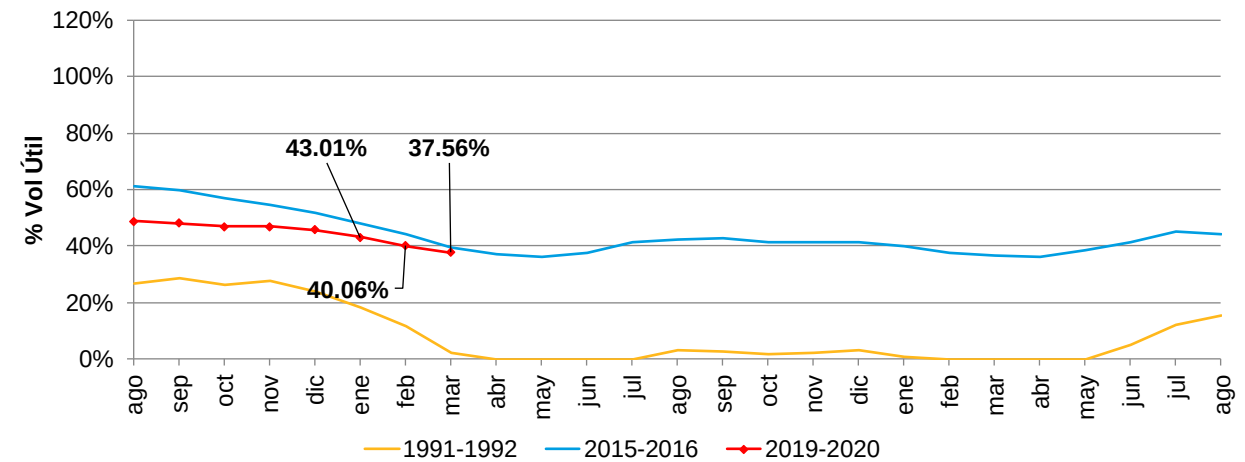


Evolución de principales embalses

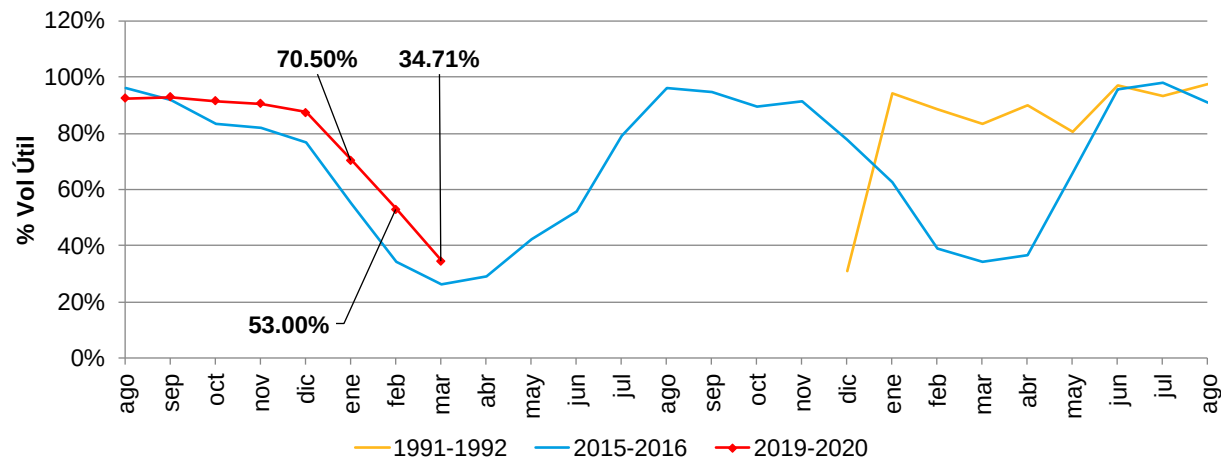
Peñol Participación: 25.6%



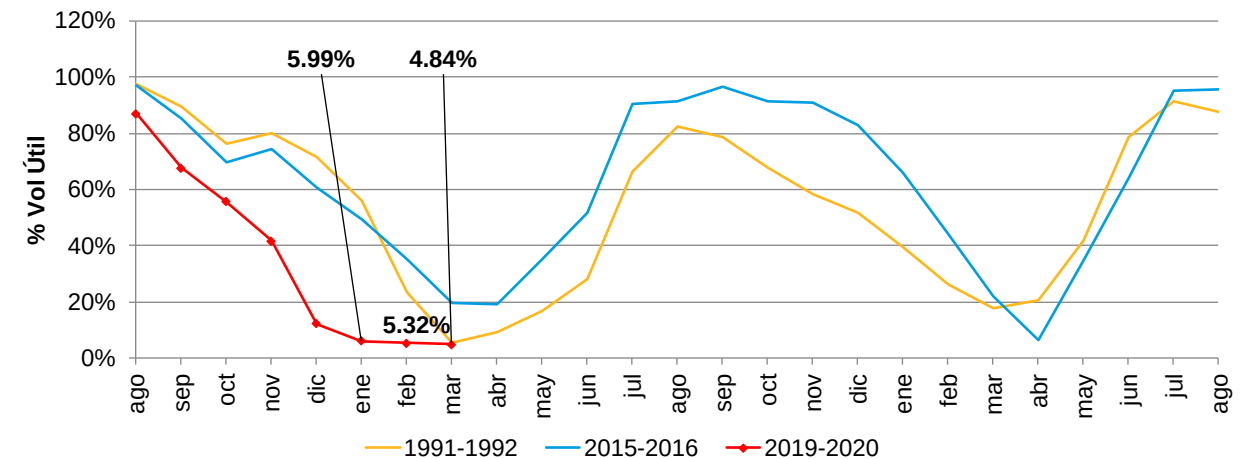
Agregado Bogotá Participación: 24.1%



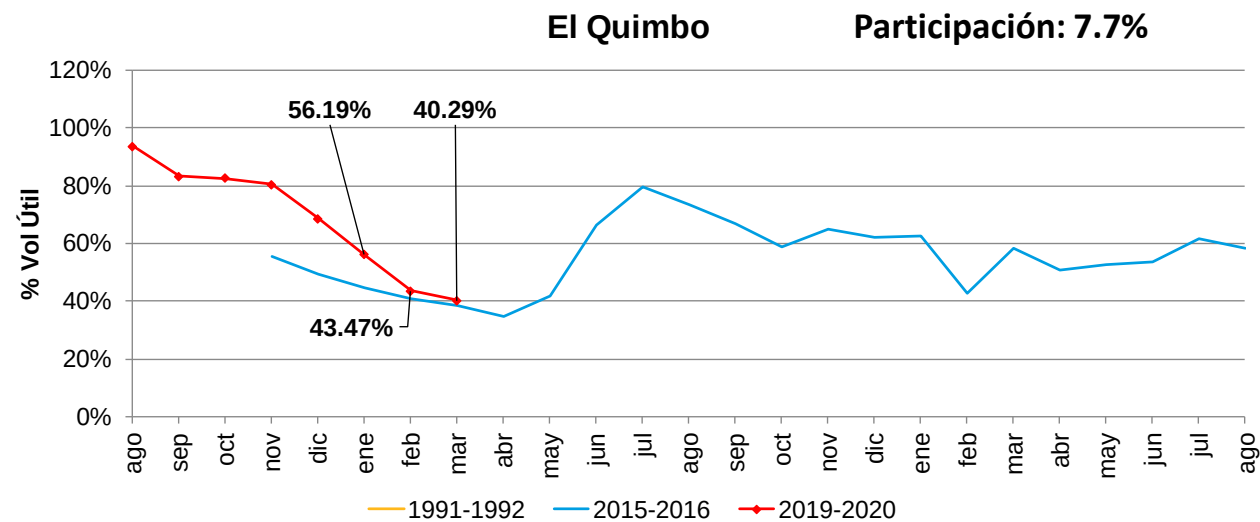
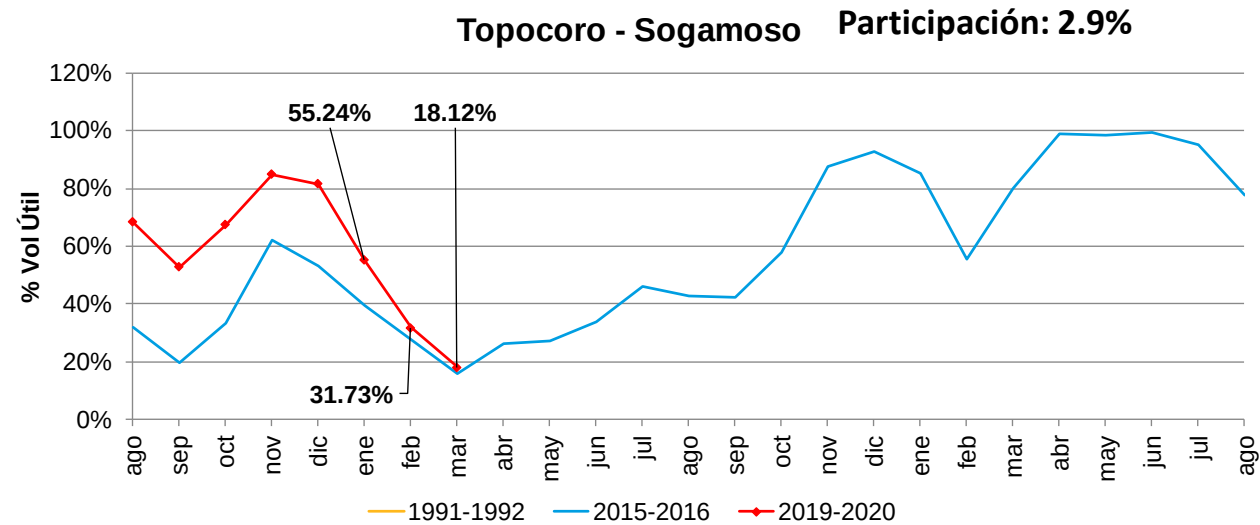
Guavio Participación: 12.4%



Esmeralda - Chivor Participación: 0.9%



Evolución de principales embalses

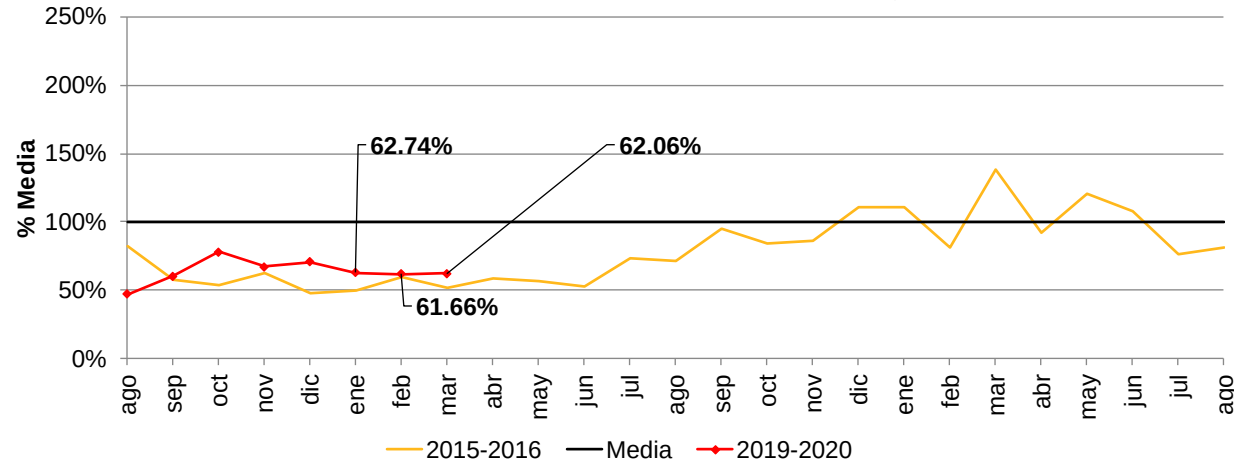


Aportes por regiones

Caribe Participación: 0.9%

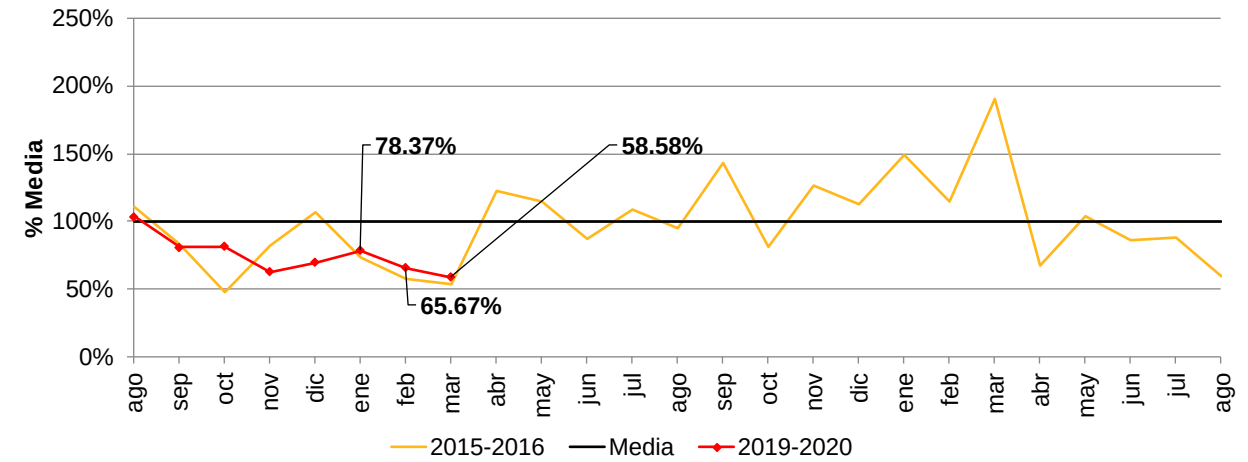
Antioquia

Participación: 47.1%



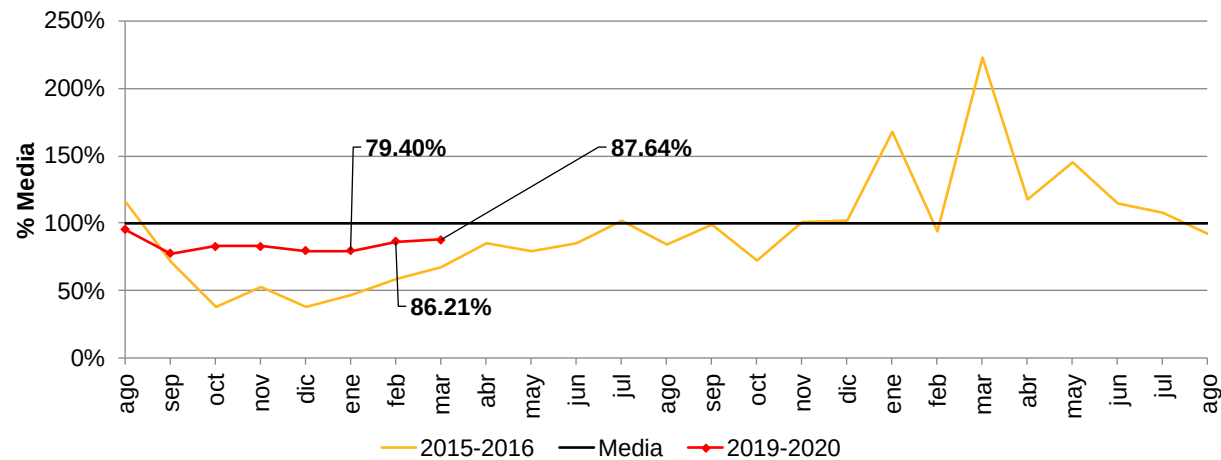
Oriente

Participación: 10.3%



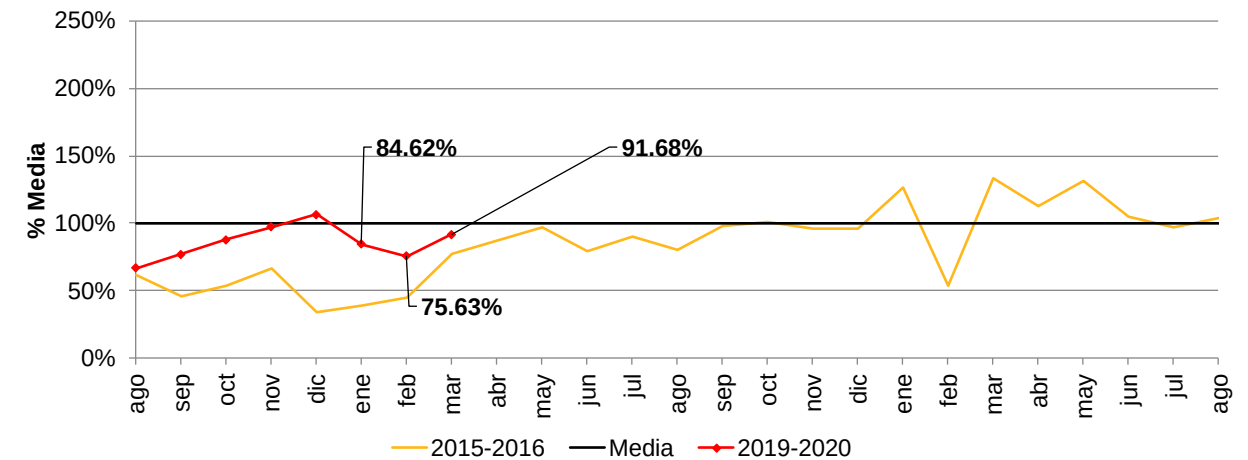
Centro

Participación: 30.3%

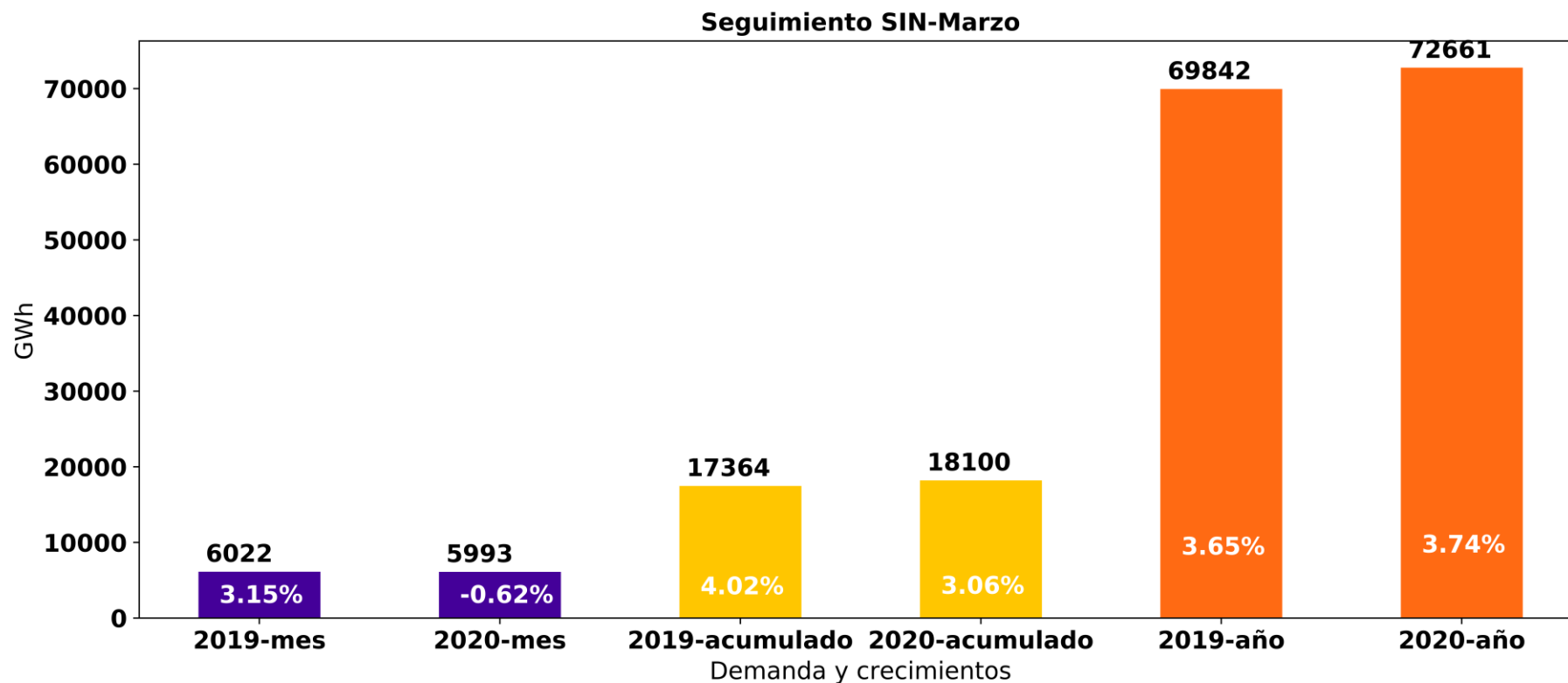


Valle

Participación: 9.1%



Demanda de energía del SIN Marzo 2020



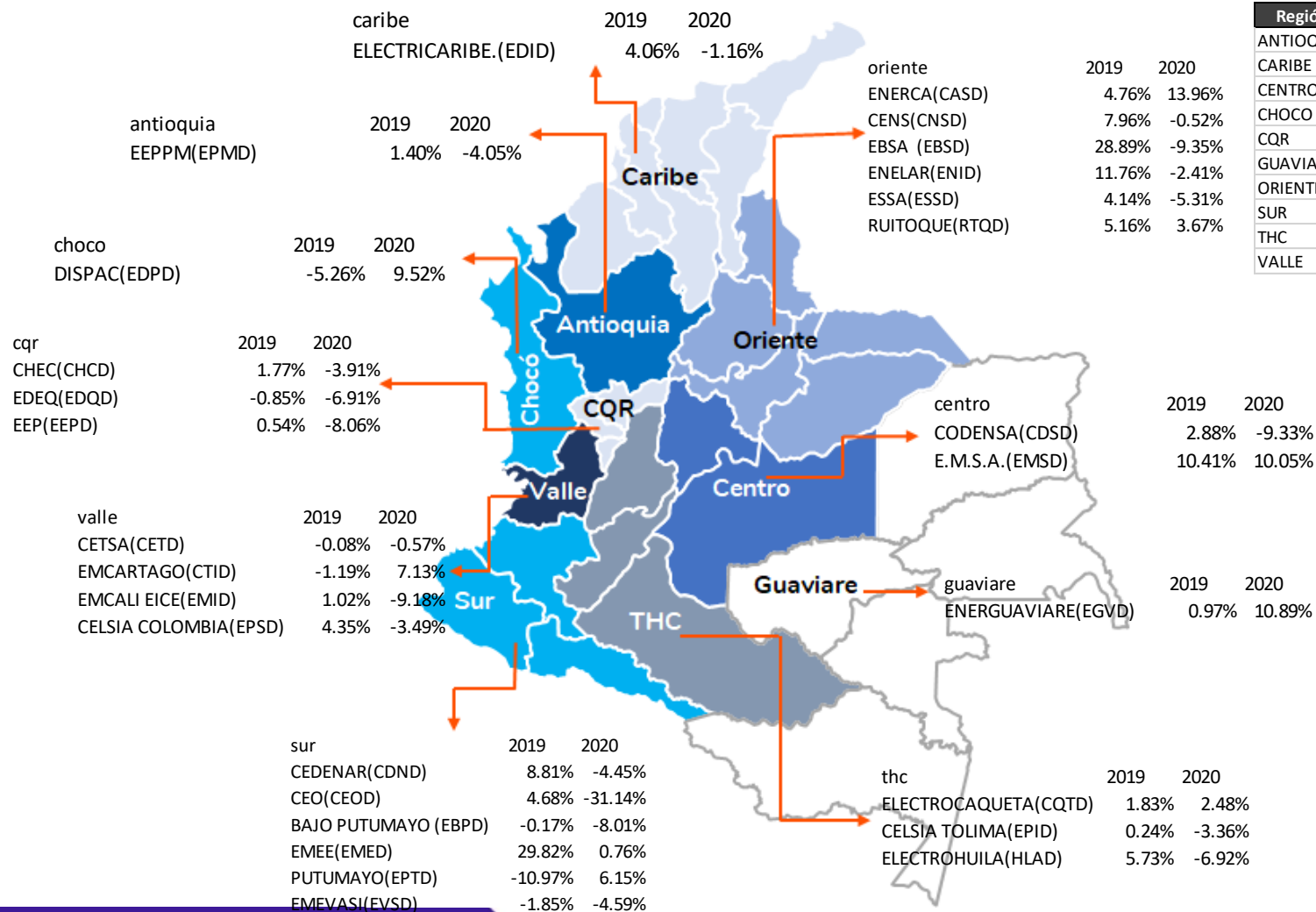
mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4015.23	20	200.76	2.63%	4190.06	21	199.53	-0.62%
SAB	960.12	5	192.02	2.68%	751.72	4	187.93	-2.13%
FEST	1046.83	6	174.47	5.29%	1050.85	6	175.14	0.38%
TOTAL	6022.17	31	194.26	3.15%	5992.63	31	193.31	-0.62%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



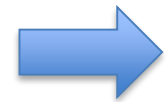
Demanda de energía por operadores de red y región

Marzo 2020

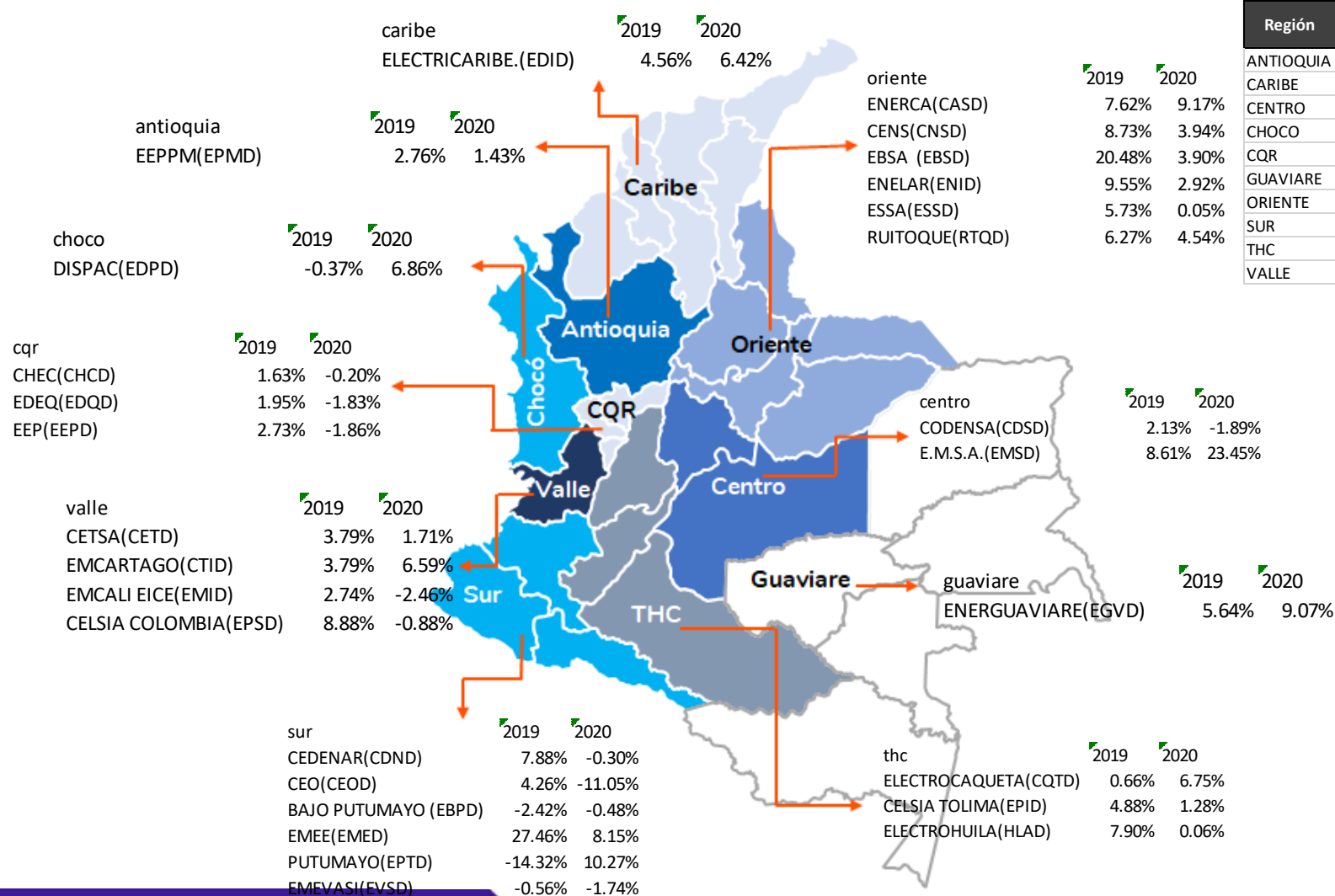


Región	2019-03-01--2019-03-31	2019-03-01--2019-03-31%	2020-03-01--2020-03-31	2020-03-01--2020-03-31%
ANTIOQUIA	800.43	1.40%	768.34	-0.85%
CARIBE	1418.52	4.06%	1402.09	2.13%
CENTRO	1451.89	3.62%	1344.38	-4.15%
CHOCO	20.08	-5.26%	20.55	5.87%
CQR	230.39	1.00%	217.70	-2.30%
GUAVIARE	5.27	0.97%	5.47	7.19%
ORIENTE	640.69	11.02%	607.23	-2.13%
SUR	167.36	5.25%	137.47	-14.99%
THC	241.57	2.52%	229.71	-1.74%
VALLE	610.76	2.09%	569.79	-3.50%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Demanda de energía por operadores de red y región agregado Enero-Febrero 2020



Región	2019-01-01--2019-03-31	2019-01-01--2019-03-31 %	2020-01-01--2020-03-31	2020-01-01--2020-03-31 %
ANTIOQUIA	2326.77	2.76%	2386.45	2.56%
CARIBE	4049.43	4.56%	4357.15	7.61%
CENTRO	4159.50	2.79%	4238.98	1.99%
CHOCO	60.11	-0.37%	63.51	5.67%
CQR	666.78	1.95%	667.98	0.20%
GUAVIARE	15.62	5.64%	16.85	7.86%
ORIENTE	1808.55	10.14%	1869.06	3.33%
SUR	484.80	4.39%	464.09	-4.24%
THC	712.28	5.64%	728.01	2.19%
VALLE	1785.37	4.96%	1776.07	-0.47%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Demanda de energía Regulada y No Regulada

Marzo 2020

	2019-3	2020-3	Crec	Participación
NO REGULADO	1884.38	1562.41	-1.36%	30.61%
REGULADO	4103.72	3542.32	2.69%	69.39%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	63.92	55.01	2.38%	3.52%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	113.41	90.24	-5.28%	5.77%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	124.74	111.68	6.65%	7.15%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	102.02	82.39	-4.33%	5.27%
Explotación de minas y canteras	453.30	399.21	5.08%	25.54%
Industrias manufactureras	810.45	652.39	-4.44%	41.74%
Servicios sociales, comunales y personales	146.36	111.60	-9.52%	7.14%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	34.73	29.21	0.17%	1.87%
Transporte y almacenamiento	35.59	31.11	3.99%	1.99%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Demanda de energía Regulada y No Regulada

Marzo 2020

Demanda Regulada y No Regulada	Tipo día	2019-3					2020-3				
		Número de días	Demanda mes por tipo de día [GWh]	Demanda promedio por día [GWh]	Participación	Crecimiento por tipo de día	Número de días	Demanda mes por tipo de día [GWh]	Demanda promedio por día [GWh]	Participación	Crecimiento por tipo de día
NO REGULADO	ORD	20	1270.64	63.532	31.80%	3.04%	18	1126.580	62.59	30.88%	-1.49%
	SAB	5	303.31	60.662	31.76%	7.19%	3	179.240	59.75	31.13%	-1.51%
	FEST	6	310.43	51.738	29.91%	4.76%	5	256.590	51.32	29.15%	-0.81%
REGULADO	ORD	20	2724.49	136.225	68.20%	2.48%	18	2521.890	140.11	69.12%	2.85%
	SAB	5	651.61	130.322	68.24%	4.58%	3	396.630	132.21	68.87%	1.45%
	FEST	6	727.62	121.270	70.09%	4.90%	5	623.800	124.76	70.85%	2.88%

ORD (Días Comerciales de lunes a viernes)

SAB (Sábados)

FEST (Domingos y días Festivos)

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación

Demanda de No regulada de energía por actividades económicas Marzo 2020



Actividad económica	Tipo día	Número de días	Demanda mes por tipo de día [GWh]	Demanda promedio por día [GWh]	Participación	Crecimiento por tipo de día	Número de días	Demanda mes por tipo de día [GWh]	Demanda promedio por día [GWh]	Participación	Crecimiento por tipo de día
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	ORD	20	44.944	2.247	3.54%	7.57%	18	40.959	2.276	3.63%	1.26%
	SAB	5	10.121	2.024	3.34%	4.85%	3	6.128	2.043	3.42%	0.91%
	FEST	6	8.857	1.476	2.85%	2.72%	5	7.919	1.584	3.09%	7.29%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	ORD	20	75.279	3.764	5.92%	-1.07%	18	64.887	3.605	5.76%	-4.23%
	SAB	5	18.558	3.712	6.12%	-1.23%	3	10.347	3.449	5.77%	-7.07%
	FEST	6	19.570	3.262	6.30%	-1.00%	5	15.002	3.000	5.85%	-8.01%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	ORD	20	81.905	4.095	6.45%	5.92%	18	78.466	4.359	6.96%	6.44%
	SAB	5	20.097	4.019	6.63%	5.37%	3	12.933	4.311	7.21%	7.26%
	FEST	6	22.736	3.789	7.32%	7.93%	5	20.282	4.056	7.90%	7.05%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	ORD	20	70.284	3.514	5.53%	8.20%	18	60.891	3.383	5.40%	-3.74%
	SAB	5	15.639	3.128	5.16%	9.18%	3	8.738	2.913	4.87%	-6.88%
	FEST	6	16.101	2.683	5.19%	10.31%	5	12.756	2.551	4.97%	-4.93%
Explotación de minas y canteras	ORD	20	291.932	14.597	22.97%	9.53%	18	274.551	15.253	24.36%	4.50%
	SAB	5	74.158	14.832	24.45%	9.07%	3	46.632	15.544	26.01%	4.80%
	FEST	6	87.207	14.534	28.09%	8.98%	5	78.028	15.606	30.41%	7.37%
Industrias manufactureras	ORD	20	560.287	28.014	44.09%	0.84%	18	483.667	26.870	42.92%	-4.08%
	SAB	5	131.357	26.271	43.30%	1.57%	3	75.514	25.171	42.11%	-4.19%
	FEST	6	118.809	19.802	38.27%	5.66%	5	93.209	18.642	36.32%	-5.86%
Servicios sociales, comunales y personales	ORD	20	99.730	4.987	7.85%	-2.30%	18	80.754	4.486	7.17%	-10.03%
	SAB	5	22.173	4.435	7.31%	-4.78%	3	12.094	4.031	6.74%	-9.09%
	FEST	6	24.452	4.075	7.88%	-3.08%	5	18.755	3.751	7.31%	-7.96%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	ORD	20	22.574	1.129	1.78%	-10.39%	18	20.414	1.134	1.81%	0.48%
	SAB	5	5.515	1.103	1.82%	-13.74%	3	3.377	1.126	1.88%	2.05%
	FEST	6	6.637	1.106	2.14%	-0.87%	5	5.416	1.083	2.11%	-2.08%
Transporte y almacenamiento	ORD	20	23.804	1.190	1.87%	3.67%	18	22.318	1.240	1.98%	4.17%
	SAB	5	5.713	1.143	1.88%	3.19%	3	3.545	1.182	1.98%	3.43%
	FEST	6	6.076	1.013	1.96%	-2.17%	5	5.250	1.050	2.05%	3.68%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Detalle Agregación de Demanda de energía por actividades económicas



Las actividades económicas ***Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas; Servicios sociales, comunales y personales; Construcción, alojamiento, información y comunicaciones.*** Fueron agregadas de la siguiente manera:

1. ***Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas:***

- Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación
- Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social
- Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales
- Actividades de servicios administrativos y de apoyo
- Actividades financieras y de seguros
- Actividades inmobiliarias
- Actividades profesionales, científicas y técnicas

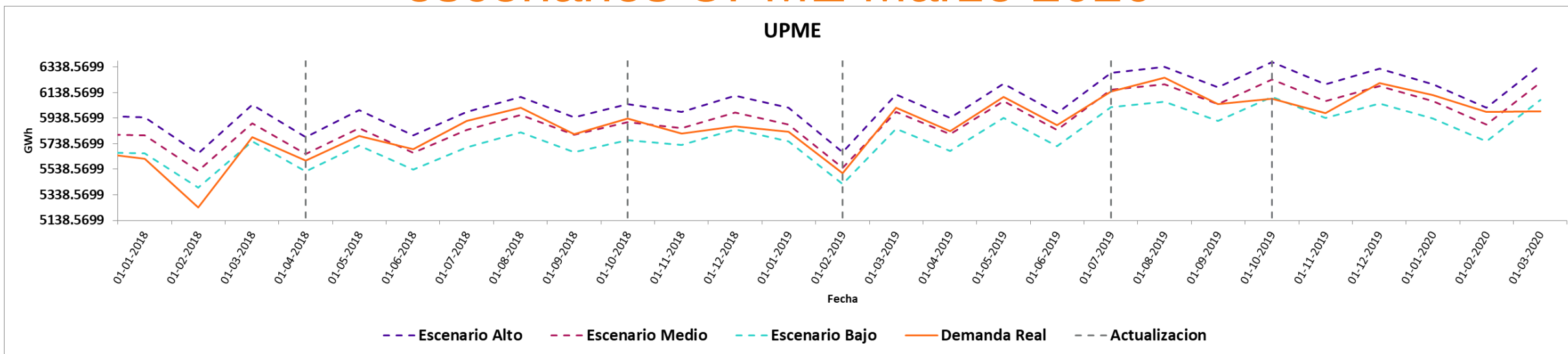
2. ***Servicios sociales, comunales y personales:***

- Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria
- Educación
- Otras actividades de servicios

3. ***Construcción, alojamiento, información y comunicaciones:***

- Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental
- Información y comunicaciones
- Construcción
- Alojamiento y servicios de comida

Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Marzo 2020



	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20
Escenario Alto	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,376	6,205	6,326	6,205	6,019	6,356
Escenario Medio	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,160	6,203	6,049	6,239	6,071	6,190	6,071	5,888	6,218
Escenario Bajo	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	6,026	6,069	5,918	6,103	5,939	6,055	5,937	5,758	6,081
Demanda Real	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883	6,147	6,257	6,050	6,092	5,979	6,214	6,119	5,988	5,993

Fecha de
publicación

2017 07 01

2018 04 01

2018 10 01

2019 02 01

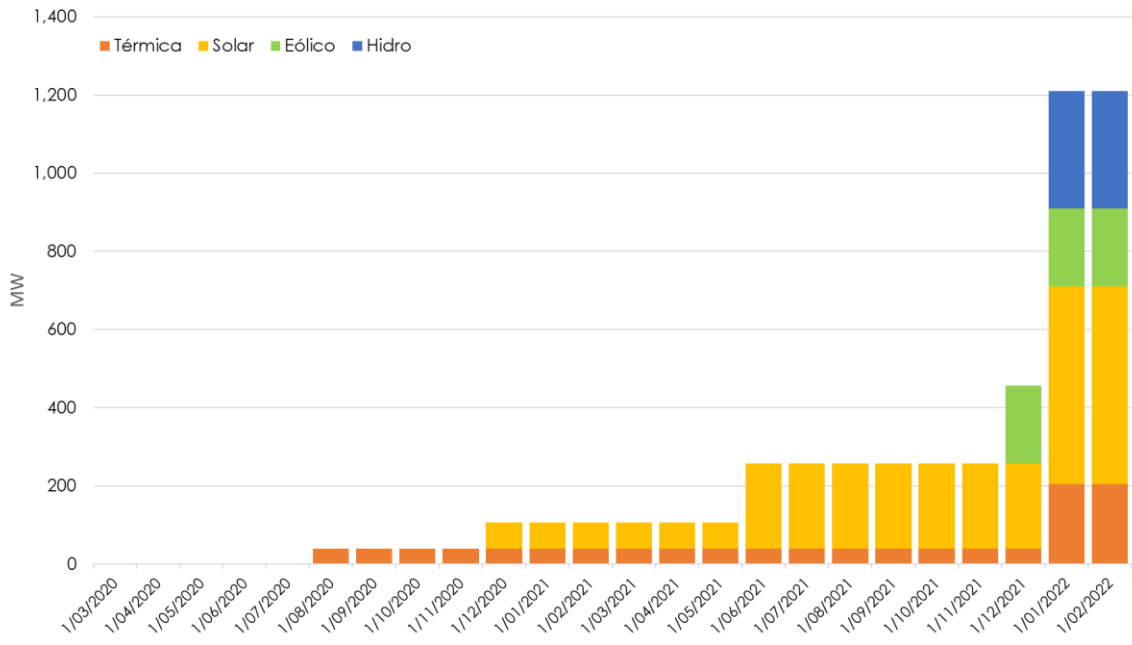
2019 07 01

2019 10 11

Datos de entrada y supuestos considerados



Proyectos de Generación considerados



Proyectos que ya entraron en operación bajo el esquema de incentivos del CxC

Nombre Planta	Tipo	CEN [MW]	Fecha en que entró en operación
Escuela de Minas	Hidráulica	55	30/09/2019
Aumento de CEN Termovalle	Térmica	240 (aumento de 40 MW)	02/01/2020

Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	Tipo	CEN [MW]	FPO
EL PASO	Solar	68	01/12/2020
AUMENTO CEN TERMOYOPAL	Térmica	40	31/07/2020
WINDPESHI	Eólico	200	30/11/2021
LATAM SOLAR LA LOMA	Solar	150	30/05/2021
TERMOCARIBE	Térmica	42	30/11/2021
TERMOJAGÜEY	Térmica	21	30/12/2021
TERMORUBIALES	Térmica	21	30/12/2021
ITUANGO	Hidro	300	30/12/2021 Unidad 1
		600	28/02/2022 Unidad 2
		900	30/08/2022 Unidad 3
		1200	29/11/2022 2 Unidad 4
*SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
*CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
*CAMPANO	Solar	100	01/01/2022

Subasta CxC

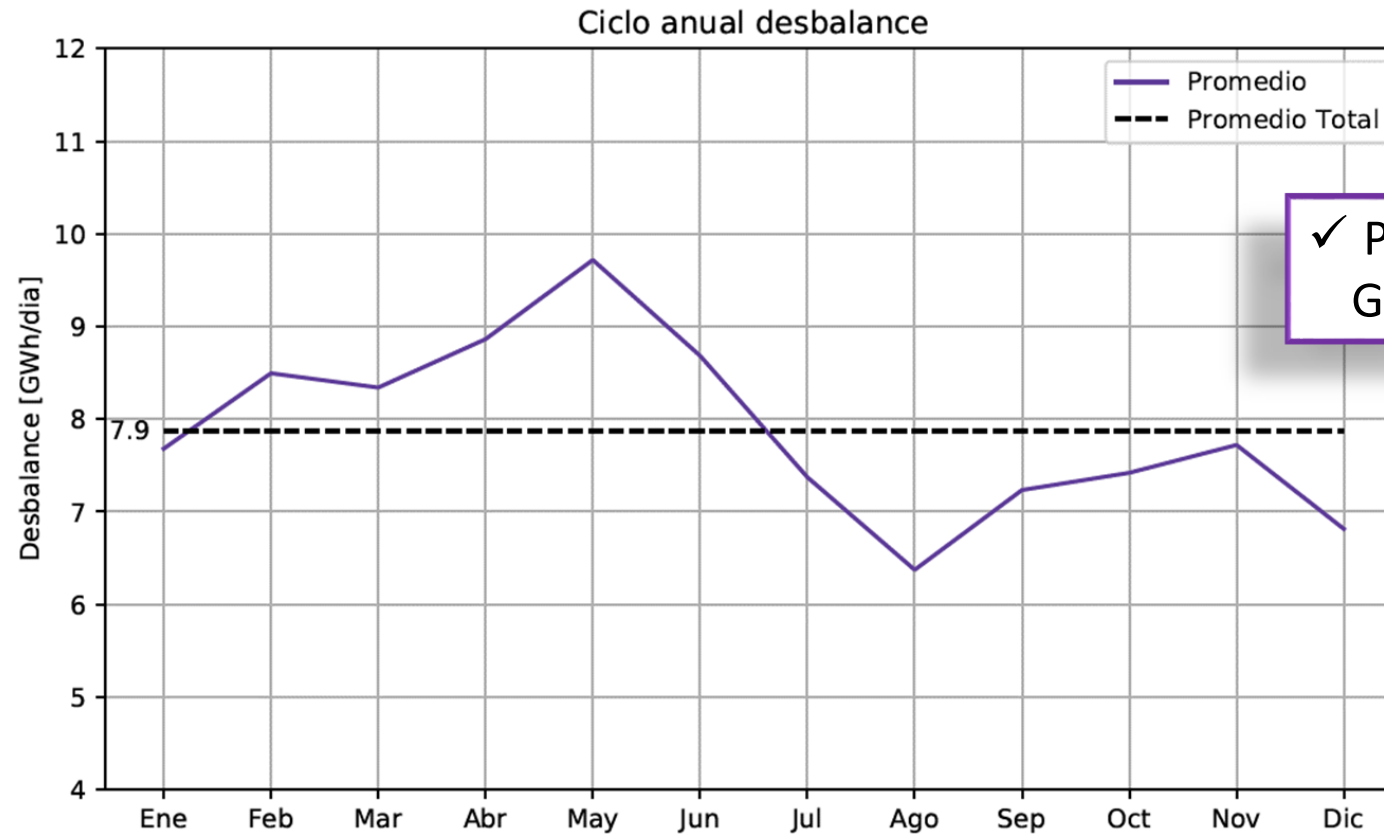
Subasta CLPE

*Se considera FPO según las responsabilidades adquiridas en la subasta CLPE



Datos de entrada y supuestos considerados

Desbalances



✓ Promedio Anual 7.9 GWh/día

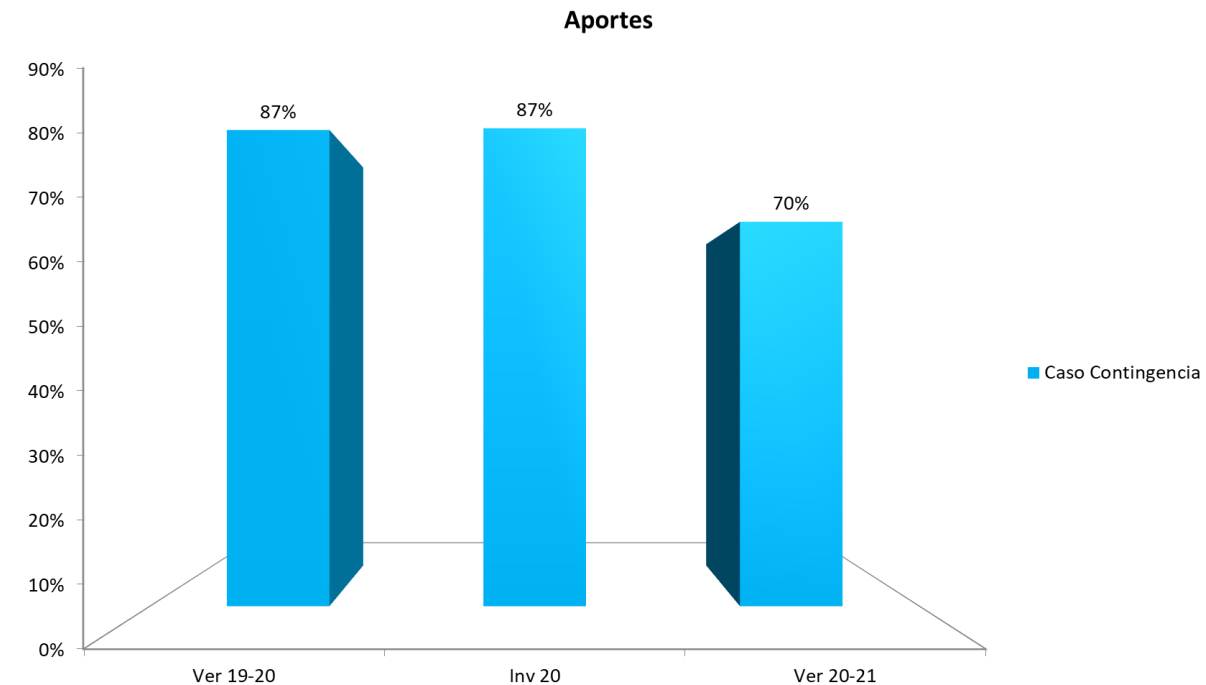
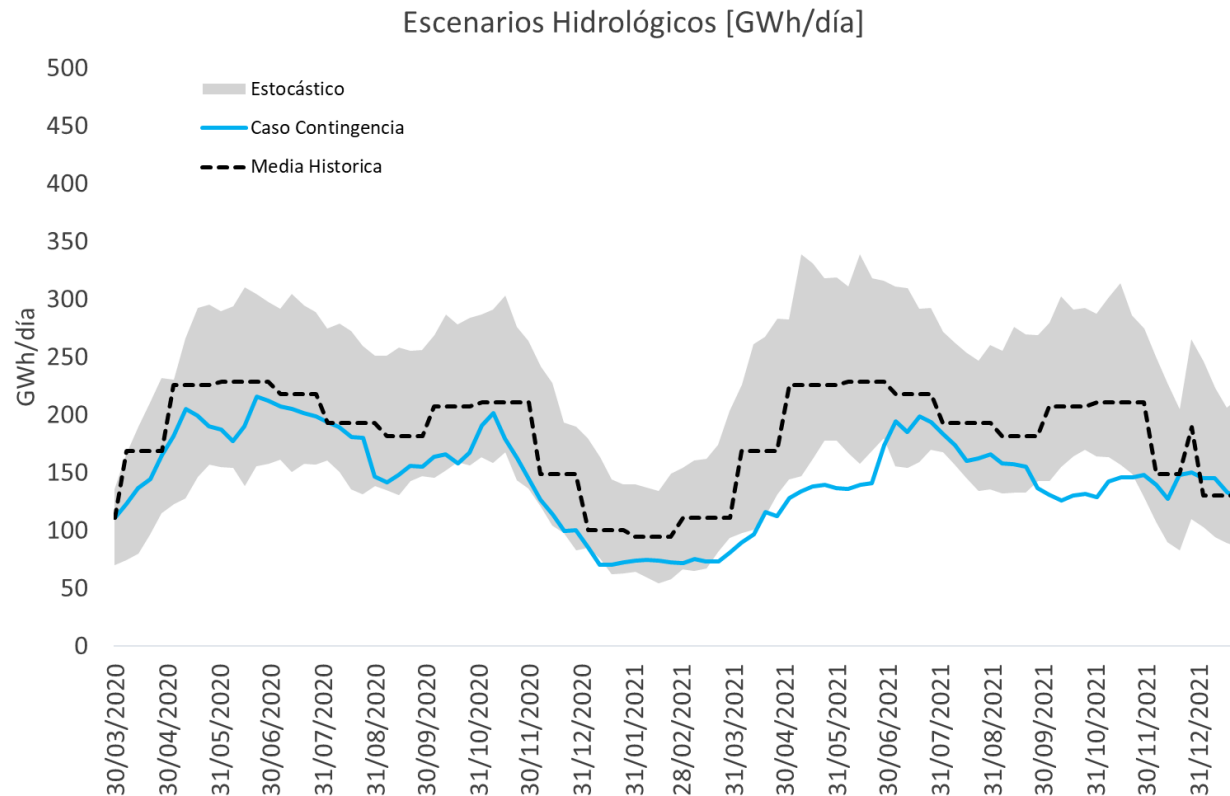


Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

- **Escenario Contingencia SURER (histórico 1991-1993)**

- Escenario de aportes deficitarios en el segundo año de análisis, 70% de la media histórica el cual corresponderá al verano 2020-2021.



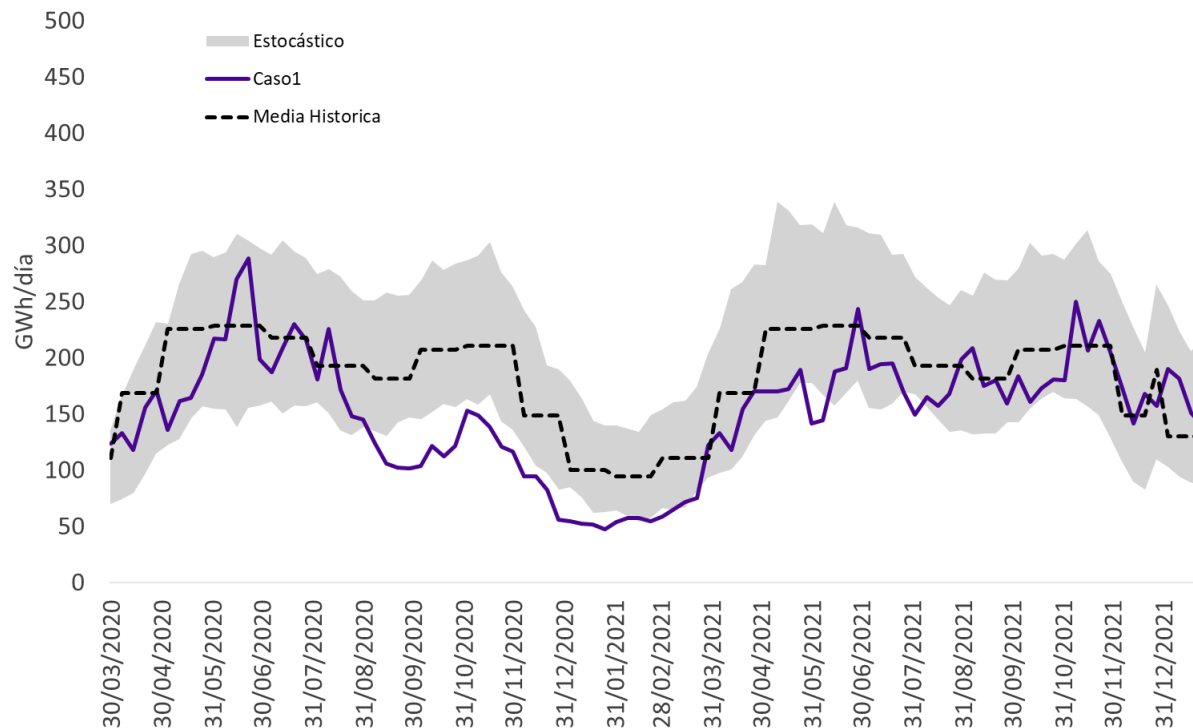
Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

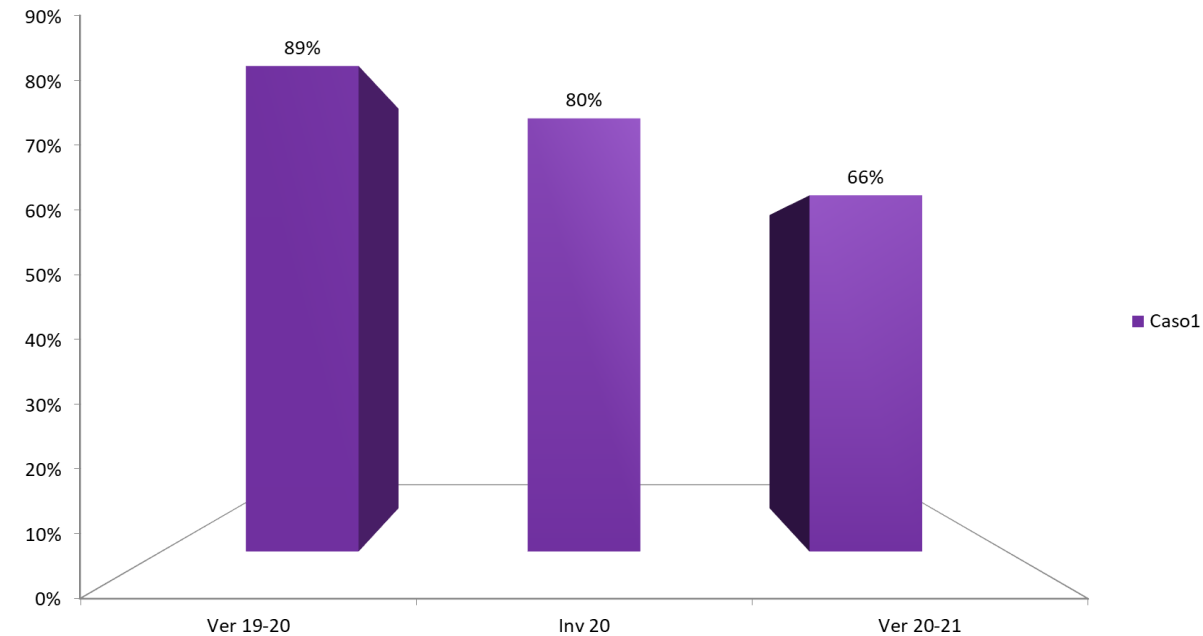
- **Escenario histórico 2016 hasta Abril 2020 + histórico 2015-2017**

- Escenario de aportes deficitarios en el invierno de 2020 (80% de la media histórica) y en el verano 2020-2021 (66% de la media histórica)

Escenarios Hidrológicos [GWh/día]



Aportes

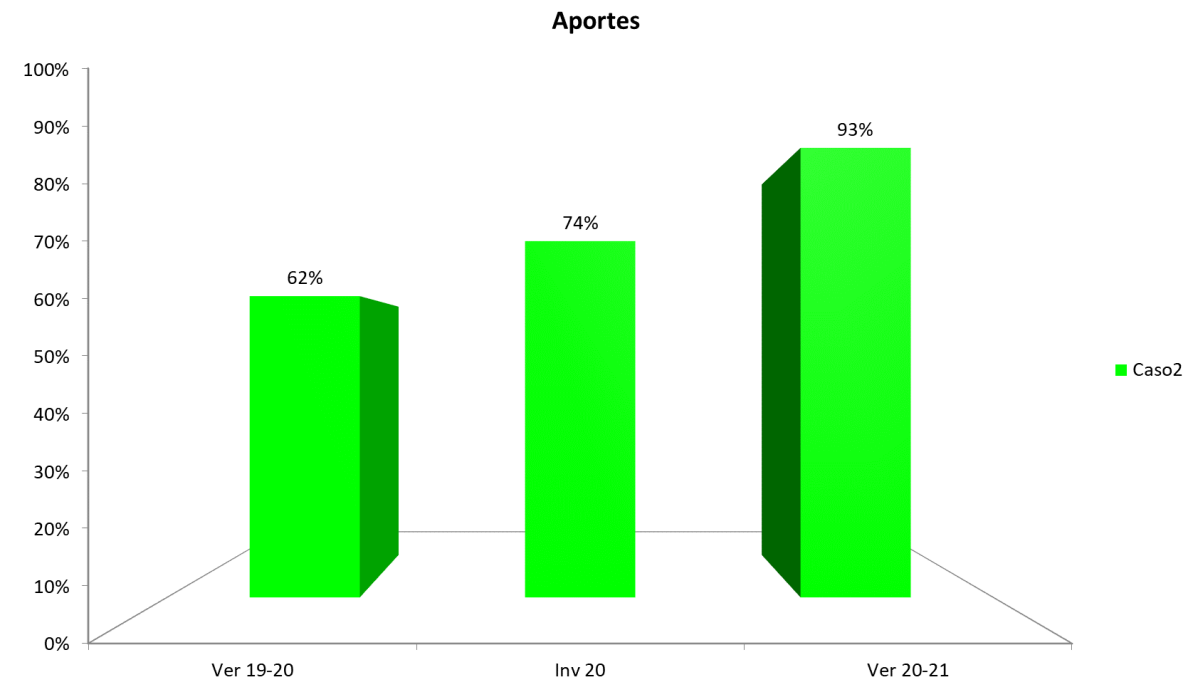
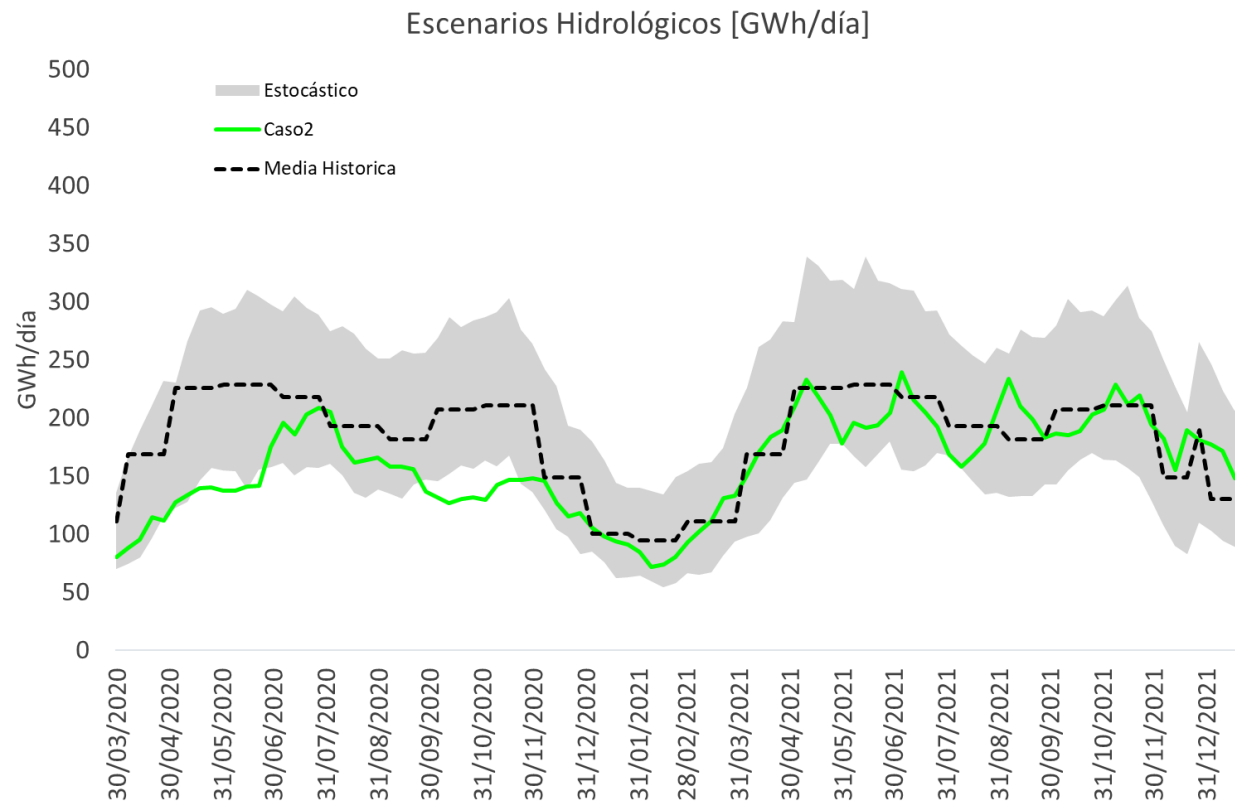


Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

- **Escenario hidrología histórica 1992-1994**

- Escenario de aportes deficitarios en el primer año de análisis, en especial en el primer verano (62% de la media histórica) el cual corresponderá al verano 2019-2020.

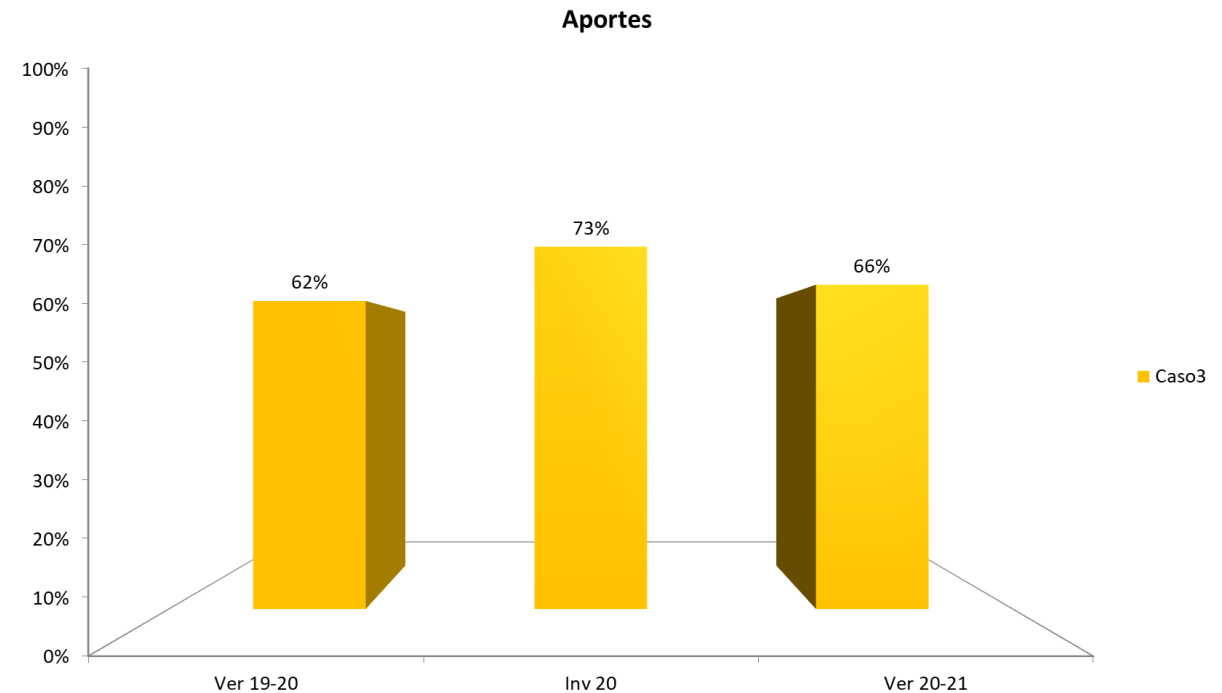
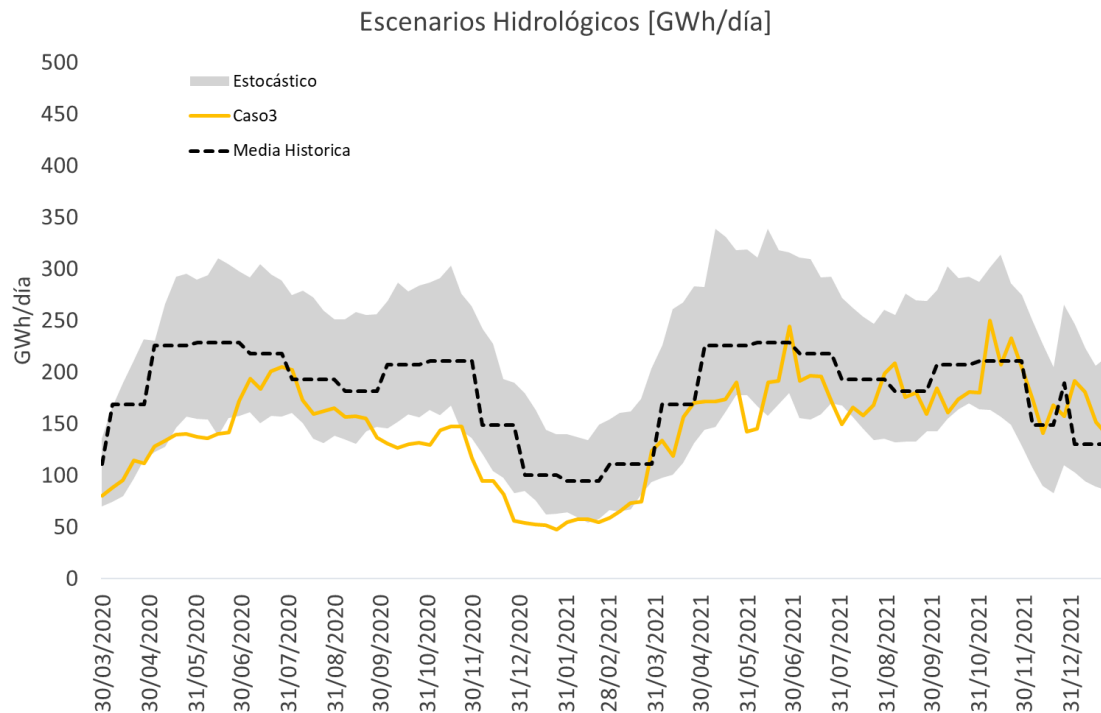


Supuestos considerados (Aportes)

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas. Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

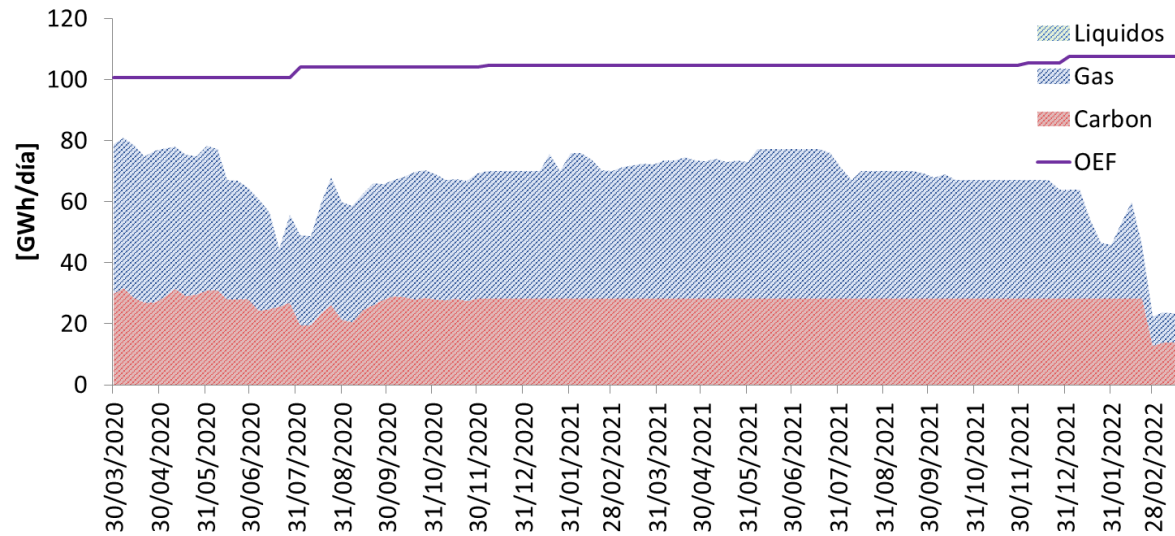
- **Escenario histórico 1992-93 hasta noviembre 2020 + histórico 2015-16 en adelante**

- Escenario de aportes deficitarios durante todo el horizonte de planeamiento, con un verano 2020-2021 de 66% de la media histórica

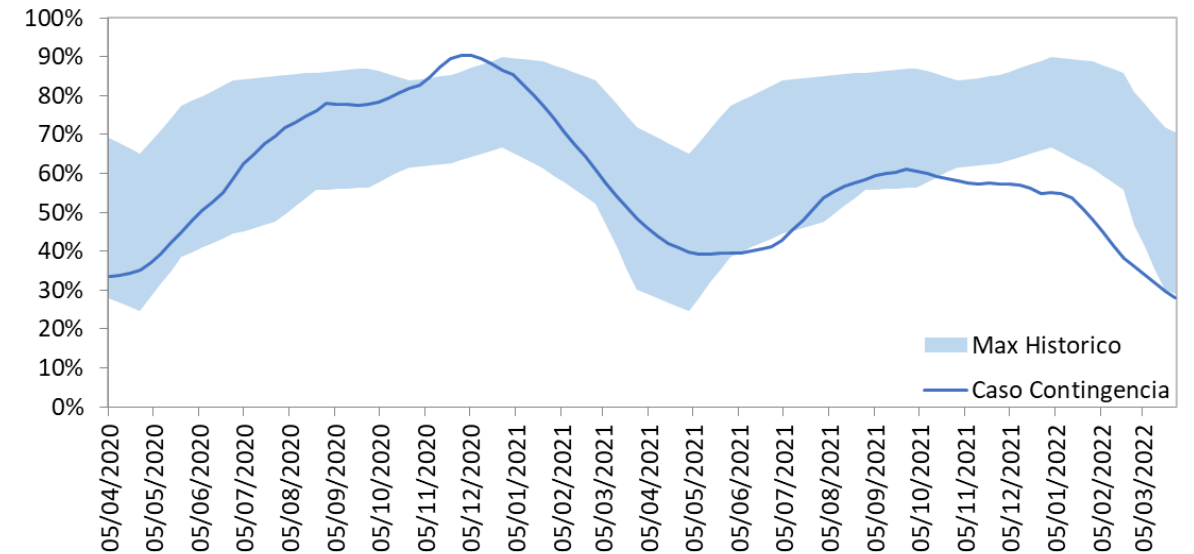


Escenario hidrológico Contingencia CNO

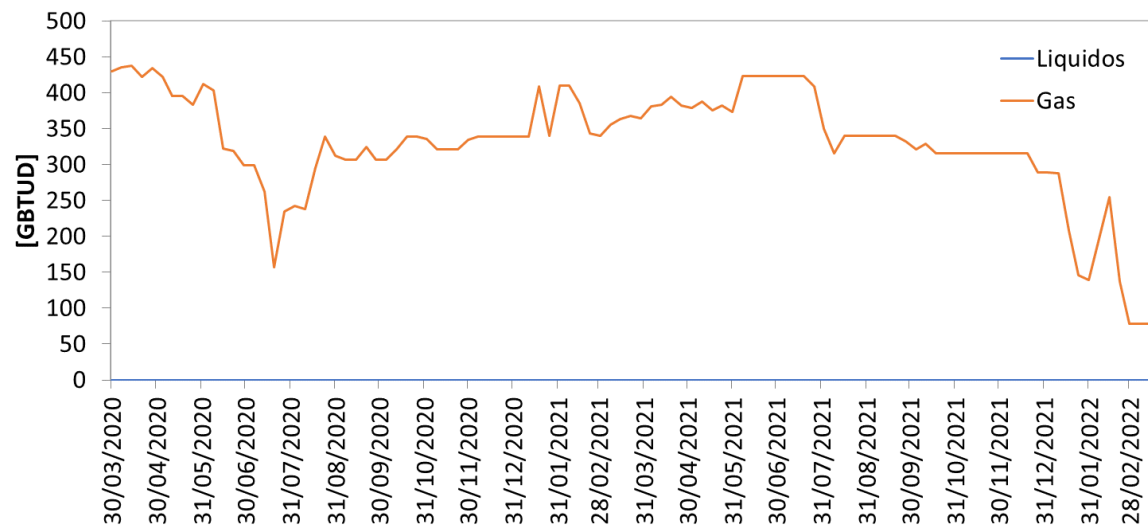
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio por encima de 60 GWh/día durante todo el horizonte de la simulación

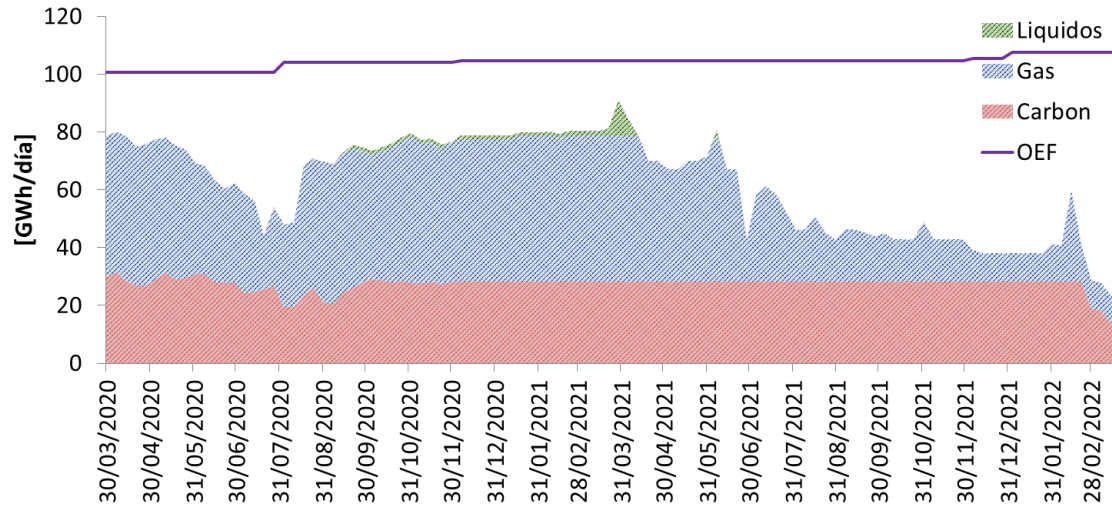
No se presenta consumo de combustibles líquidos durante el horizonte



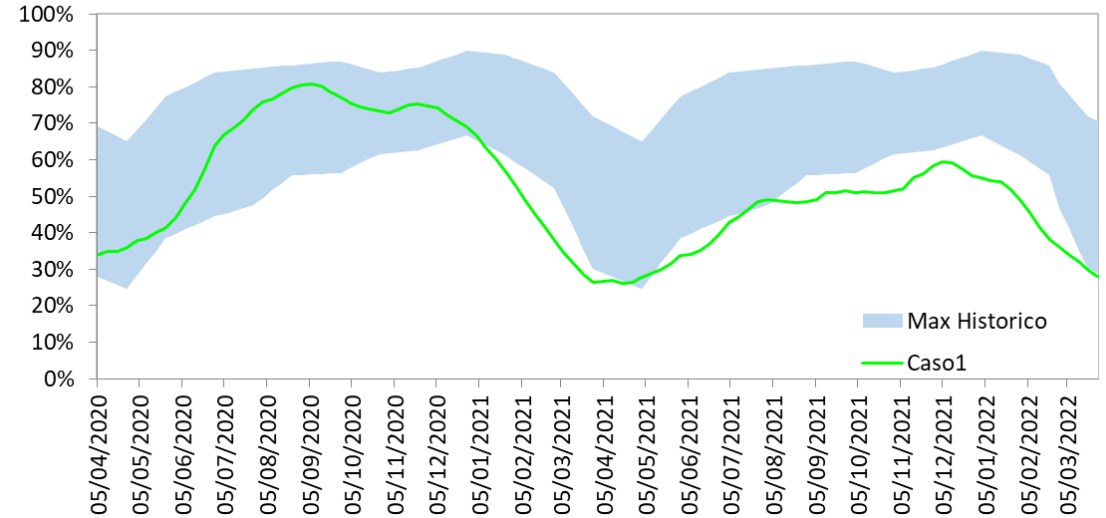
Caso 1. Escenario histórico 2016 + histórico 2015-2017



Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles

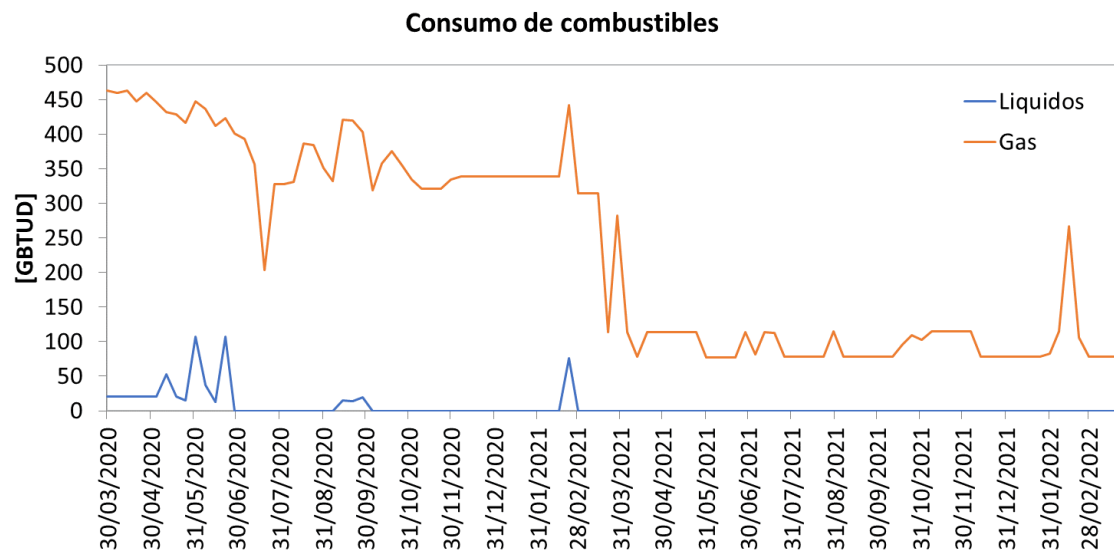
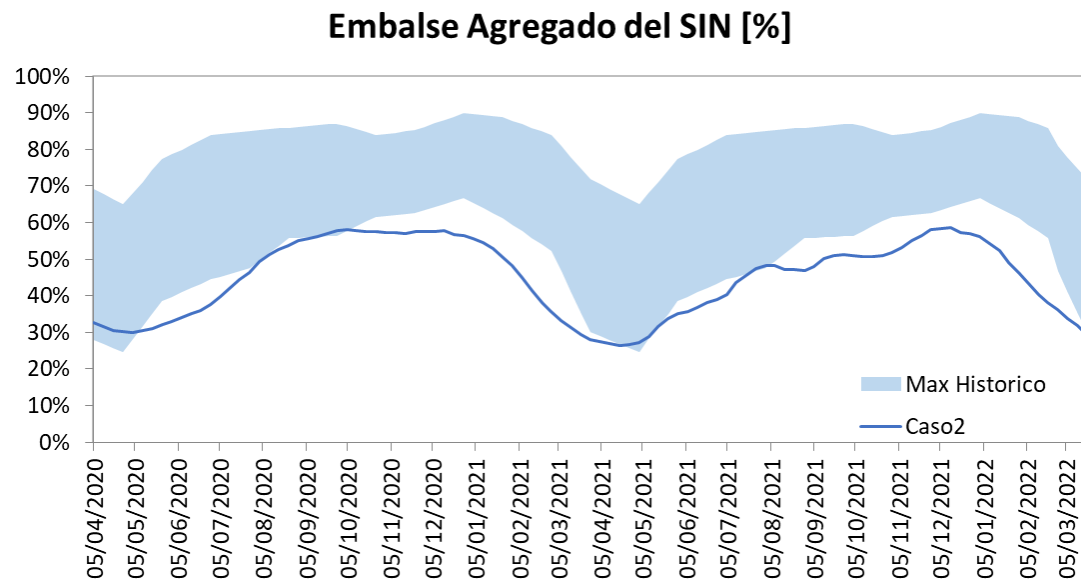
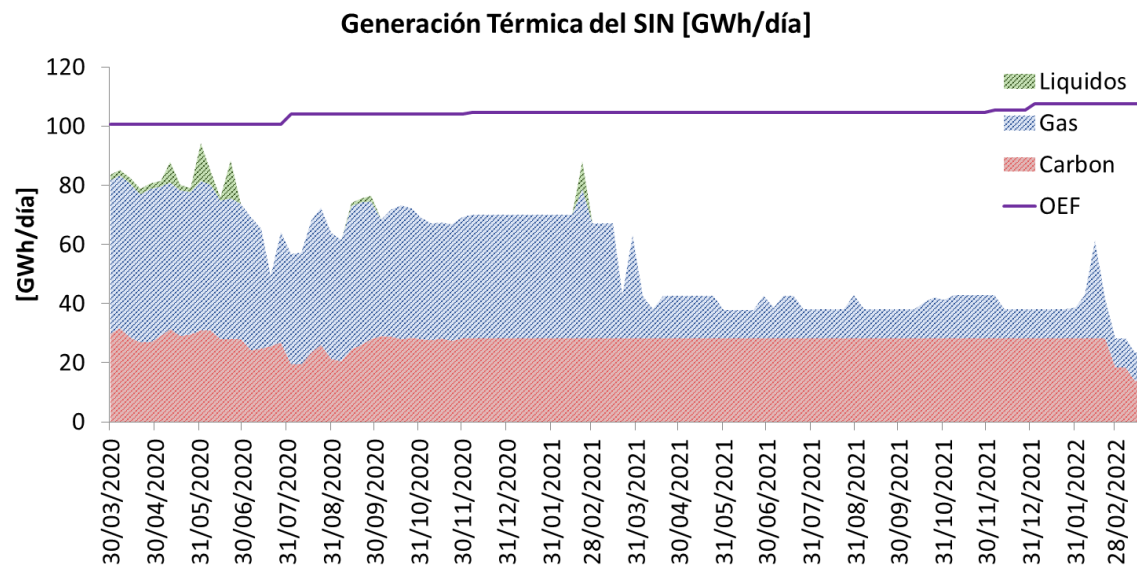


La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 78 GWh/día durante el verano 19-20 y 79 GWh/día durante el verano 20-21.



Caso 2. Hidrología histórica 1992-1994



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 82 GWh/día durante el verano 2019-2020

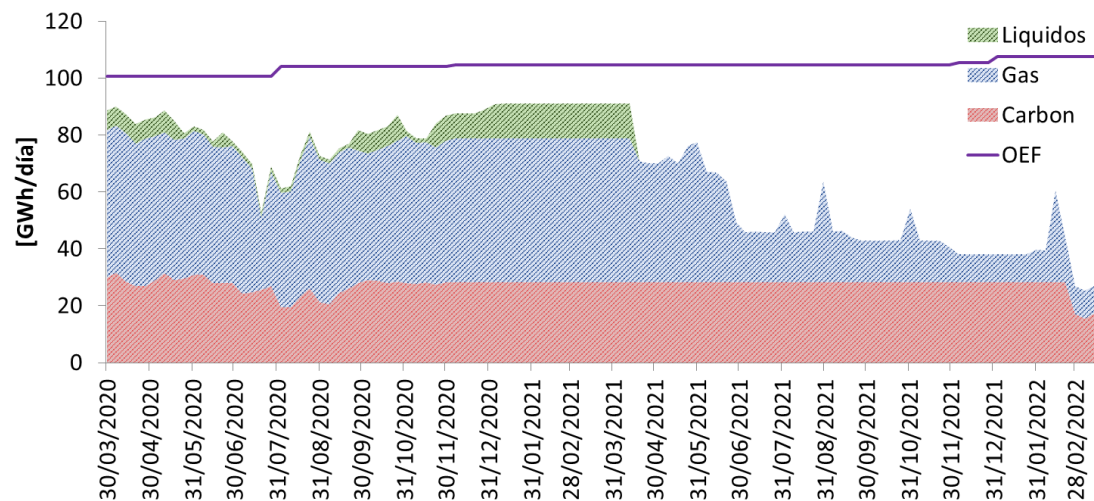
Requerimiento de combustibles líquidos de 37 GBTUD promedio hasta junio de 2020

La evolución del embalse por debajo de los históricos en el primer año obedece a los aportes reducidos en los primeros meses

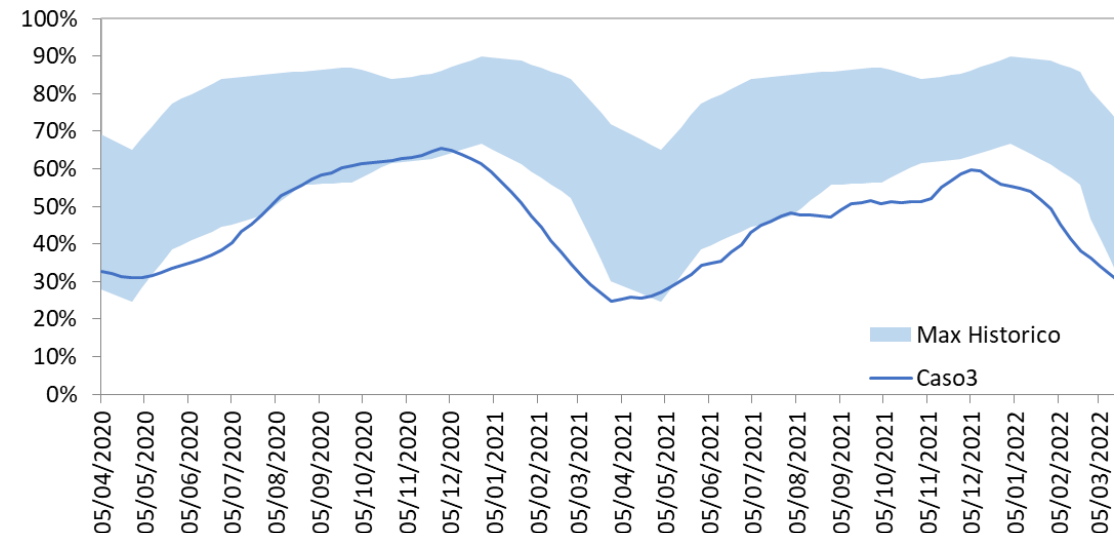


Caso 3. Hidrología Histórica 1992+2015-2016

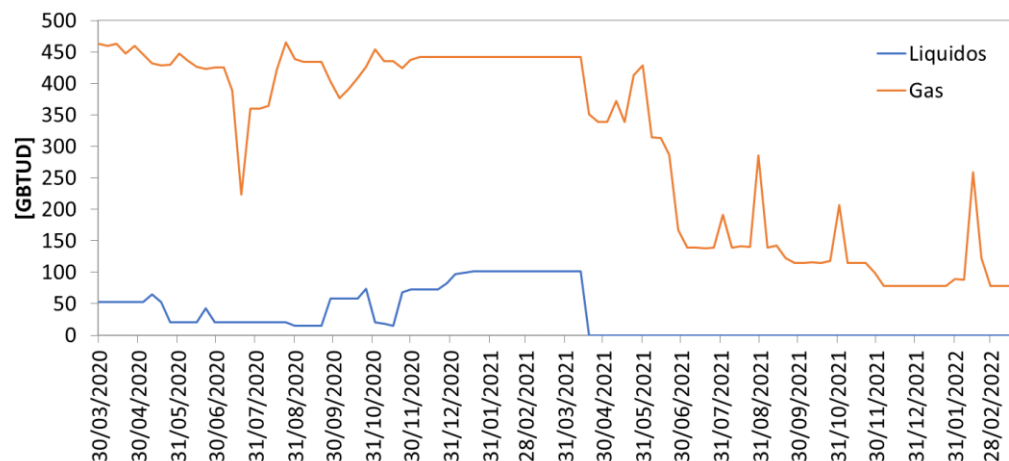
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles

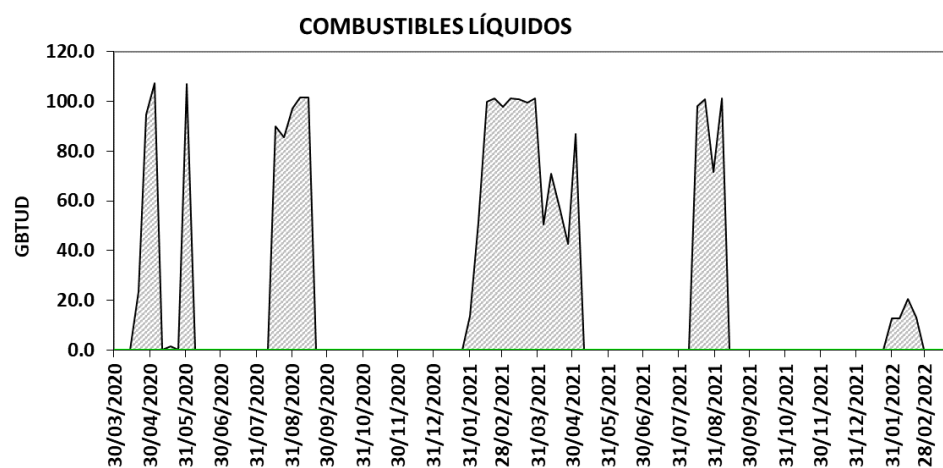
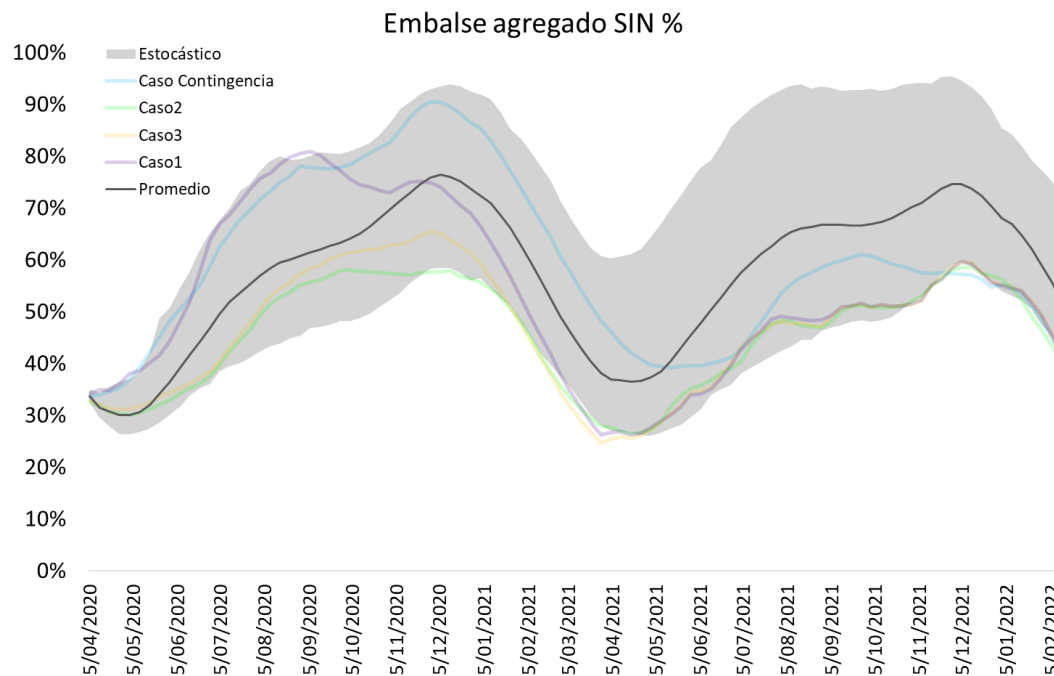
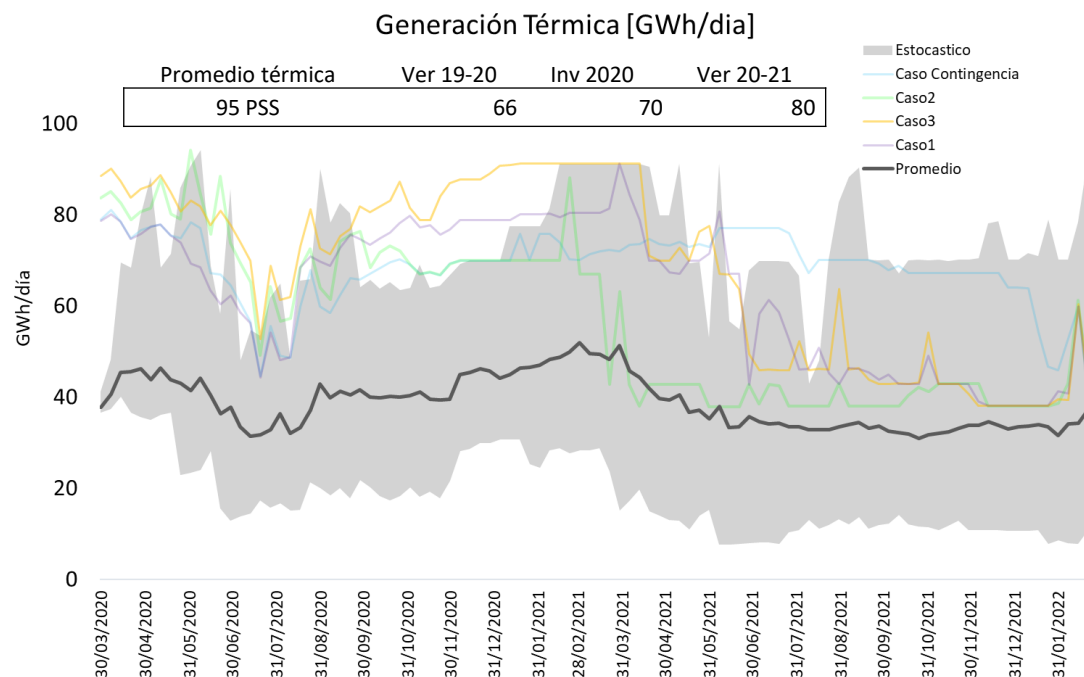


Generación térmica promedio de 87 GWh/día durante el verano 19-20 y 88 GWh/día durante el verano 20-21.

Consumo de combustibles líquidos hasta el verano 2020-21, 53 GBTUD promedio



Escenario Estocástico



Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario 95 PSS. Generación térmica promedio de 66 GWh/día en el verano 2019-2020 y 80 GWh/día en el verano 2020-2021.

16 escenarios requieren consumo de combustibles líquidos en el verano 19-20 y 30 escenarios requieren consumo de combustibles líquidos en el verano 20-21 .

