

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-004

Jueves, 05 de marzo de 2020

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

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

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND – 004
Jueves 05 de marzo de 2020**

Contenido



1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo

3

Situación operativa

Cambio macro TEBSA
Indicador Desviación PNDC
Evento área Suroccidental

4

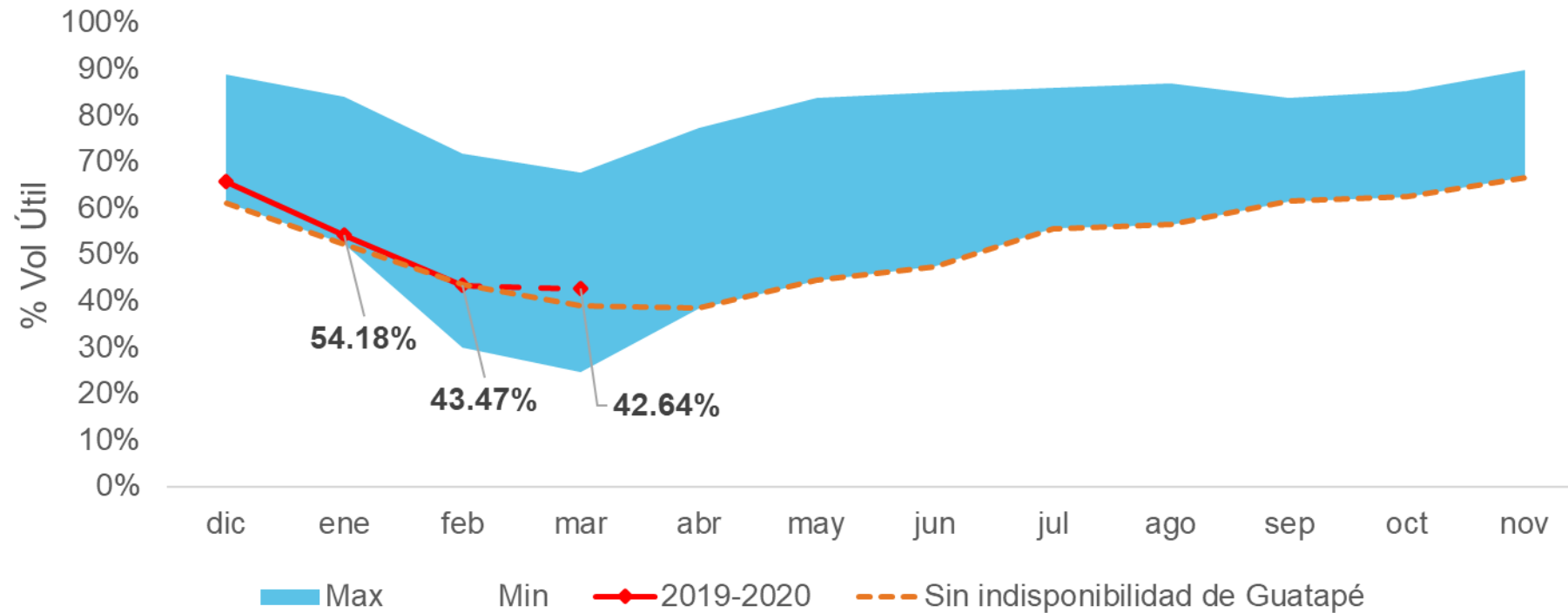
Varios

Indicadores de Operación

1. Variables del SIN

- Hidrología
- Generación e importaciones
- Demanda SIN
- Restricciones

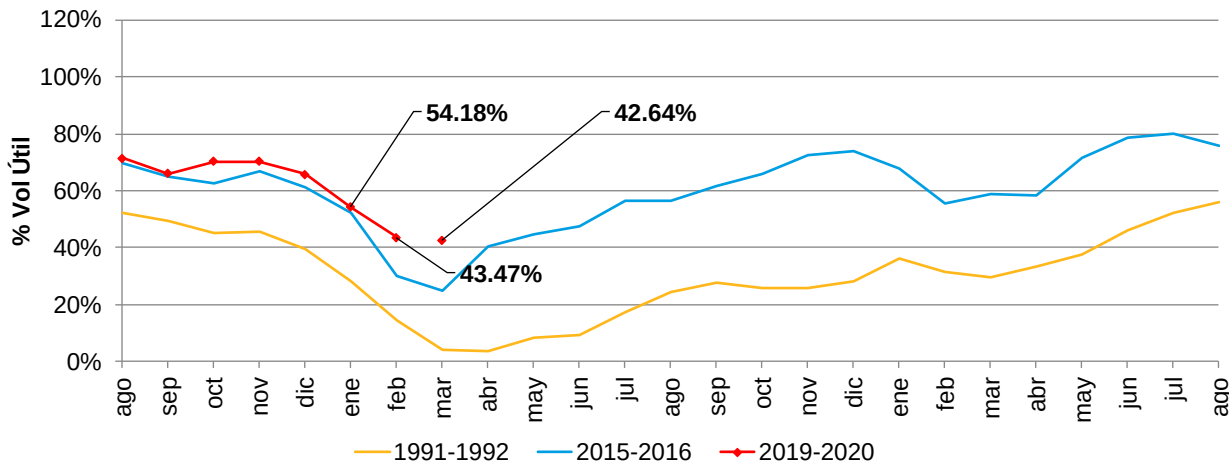
Evolución Reservas del SIN



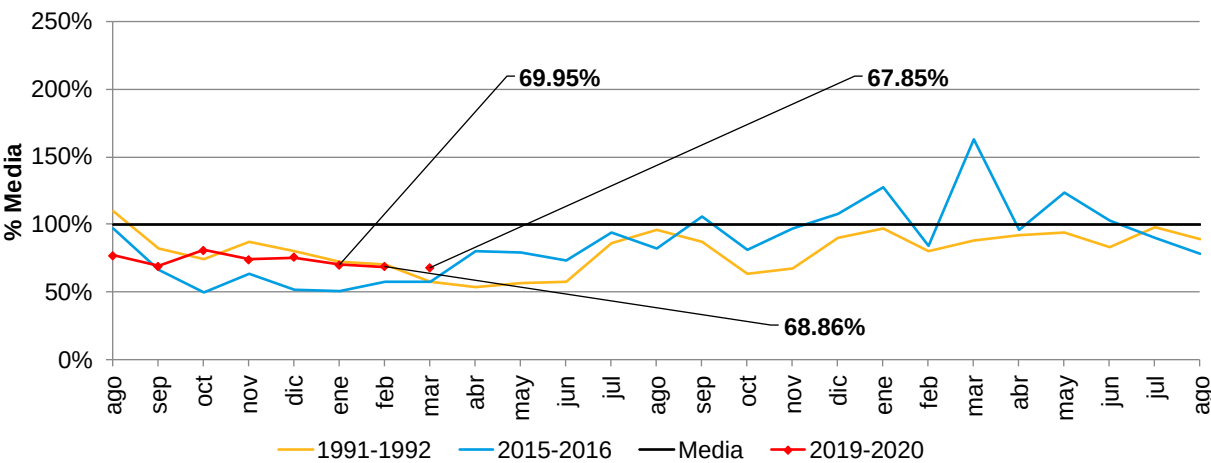
Hidrología del SIN



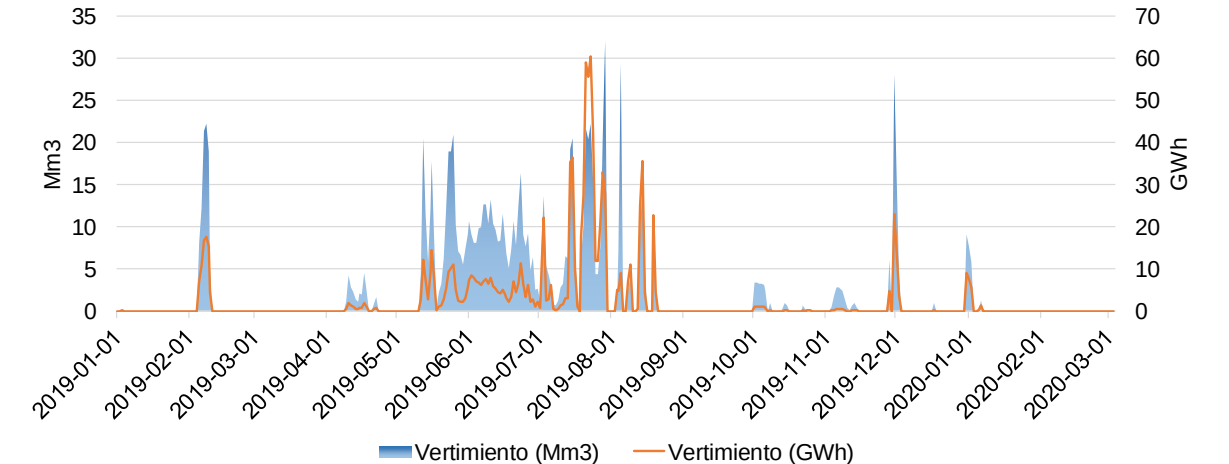
Reservas hídricas



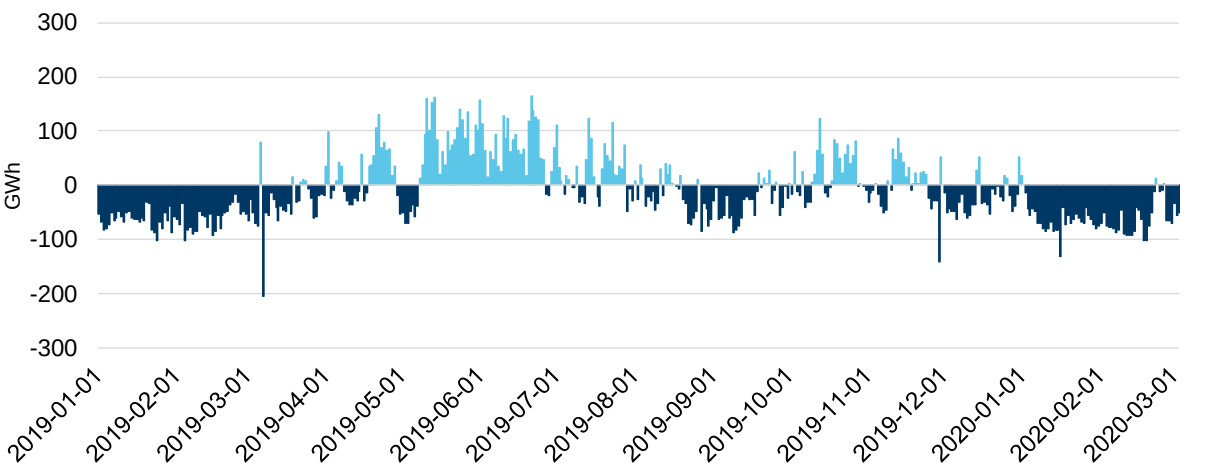
Aportes hídricos



Vertimientos



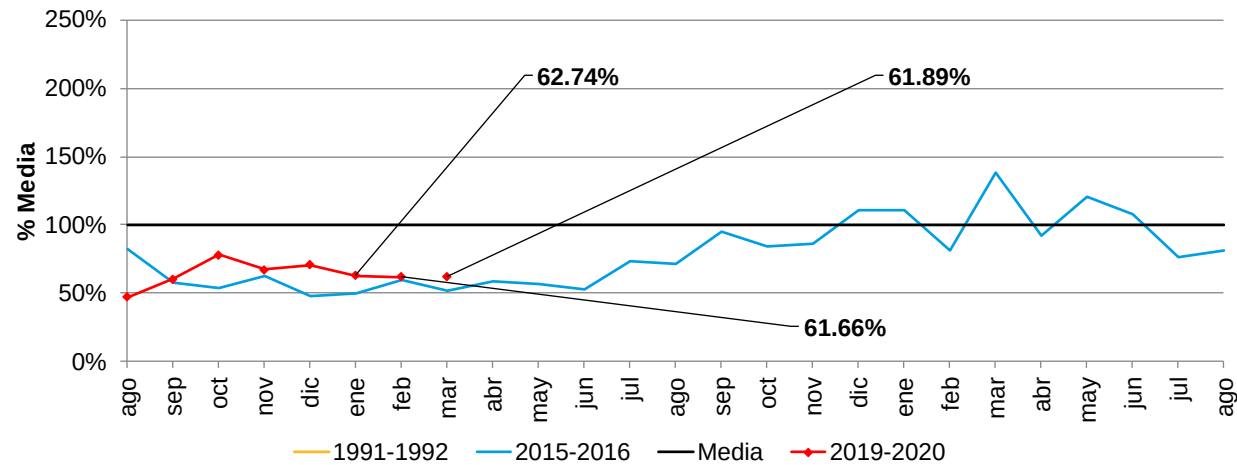
Tasa de embalsamiento



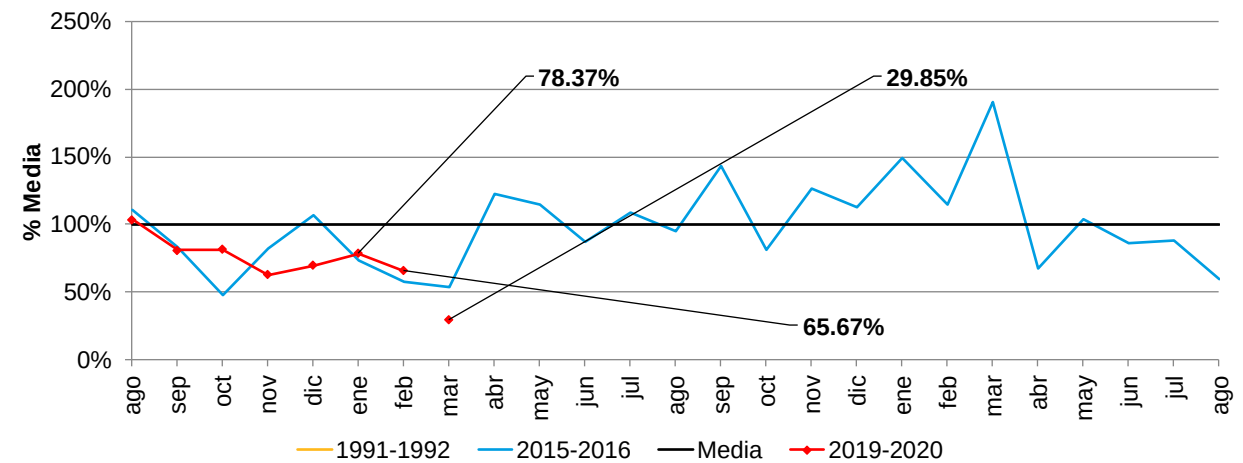
Las reservas correspondientes al periodo febrero-marzo 2016 están afectadas por salida de Guatapé

Aportes por regiones

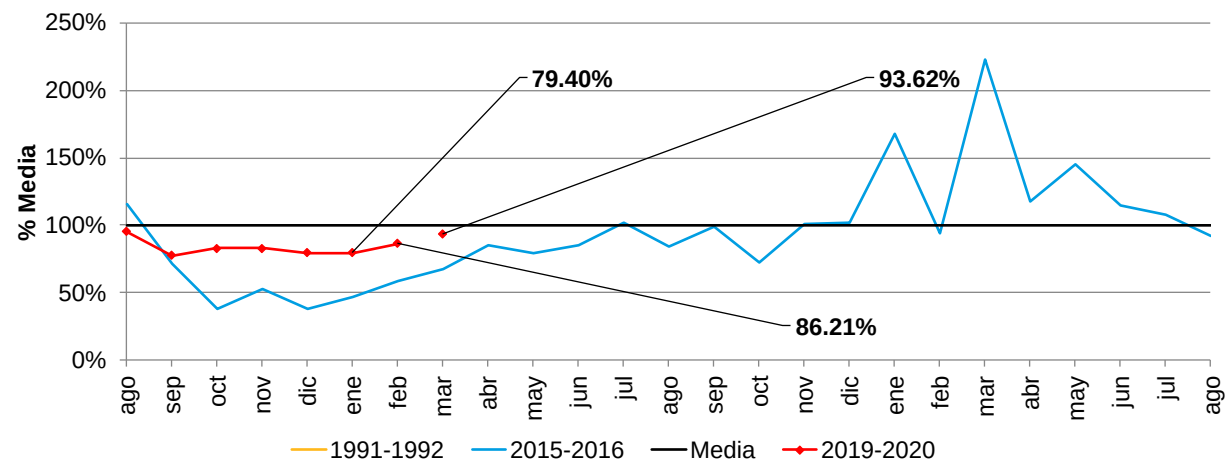
Antioquia



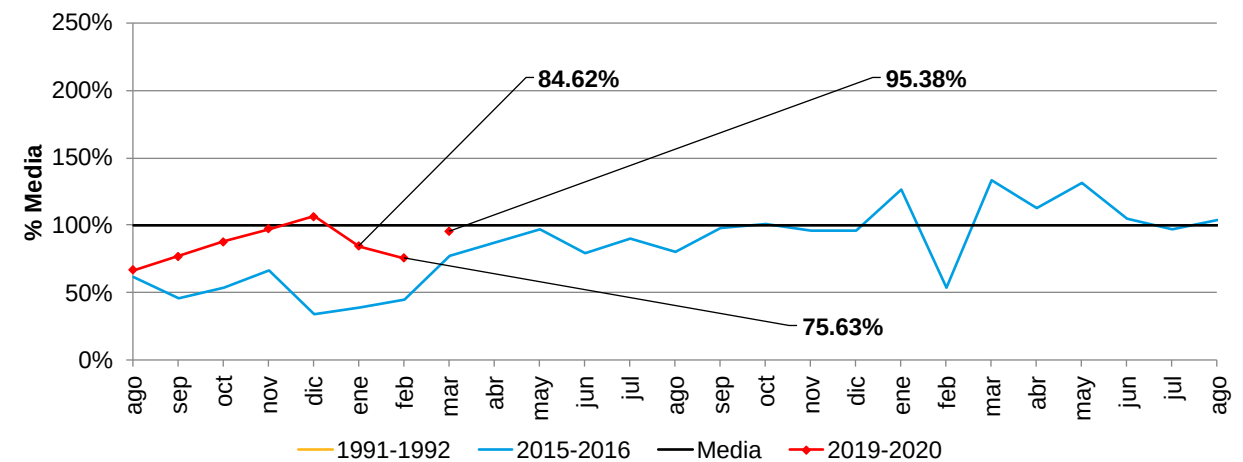
Oriente



Centro

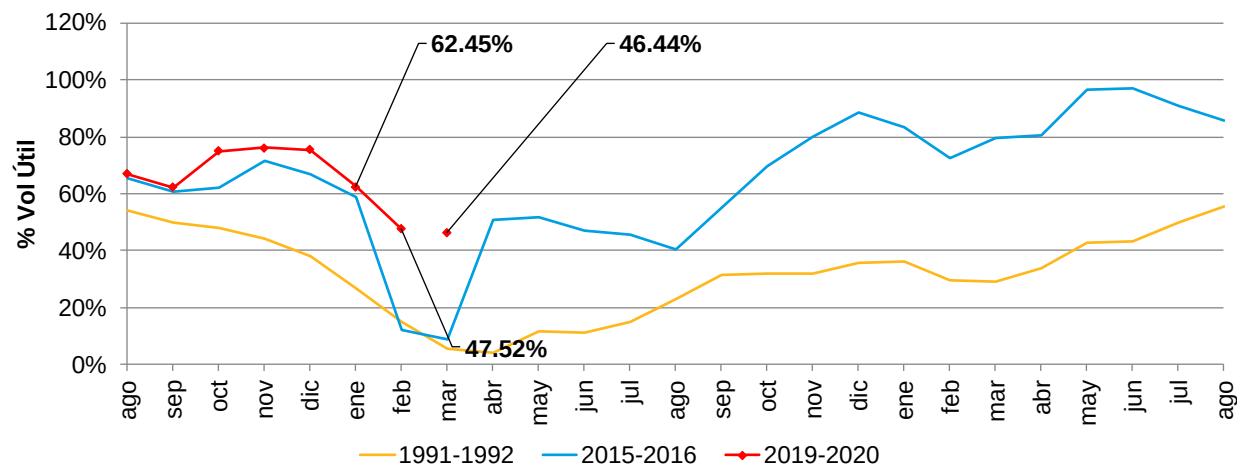


Valle

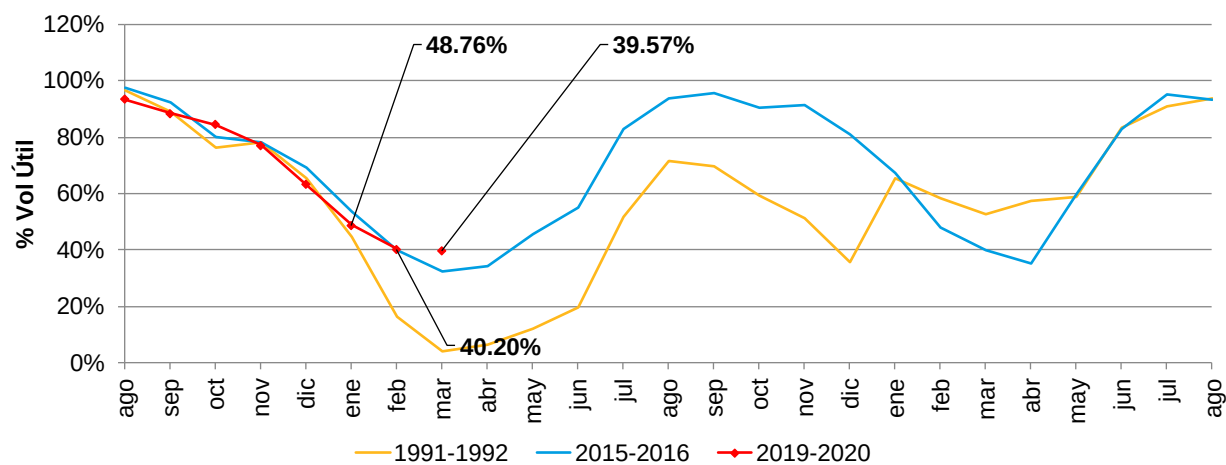


Evolución de reservas por regiones

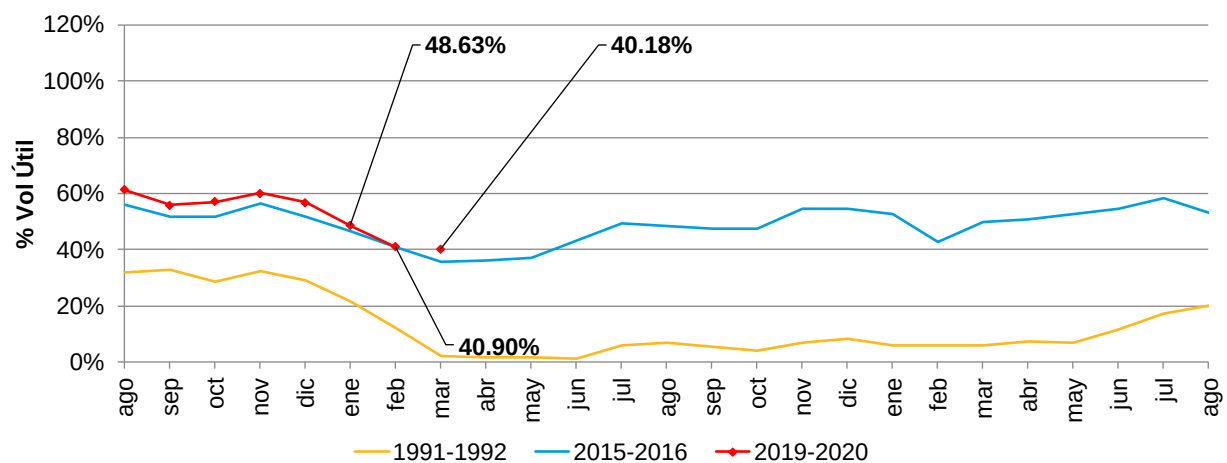
Antioquia



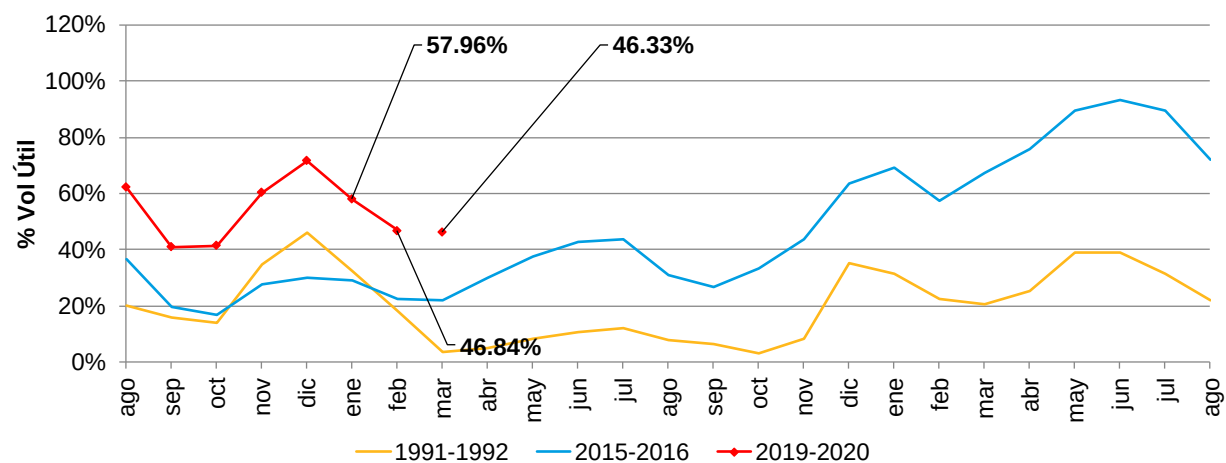
Oriente



Centro

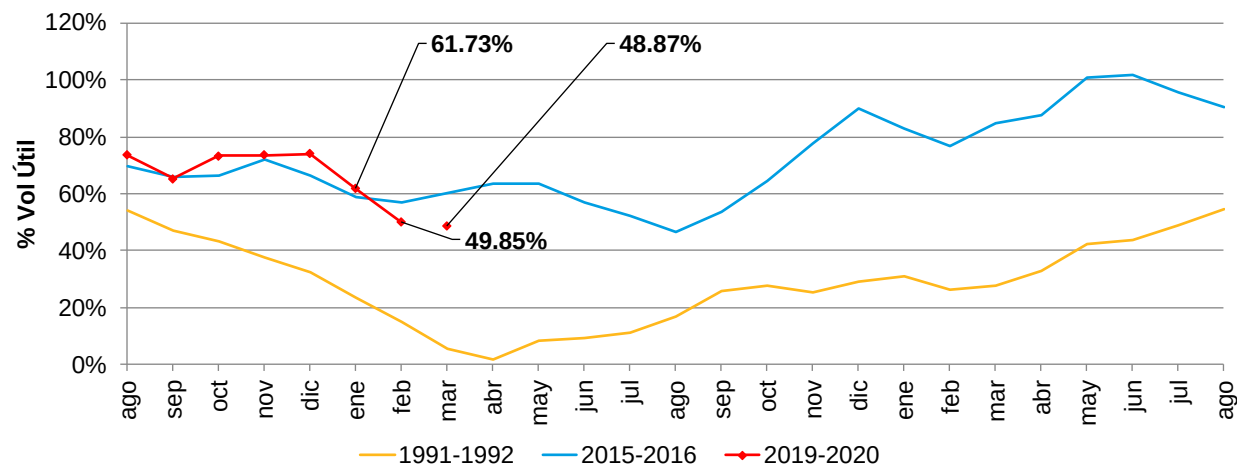


Valle

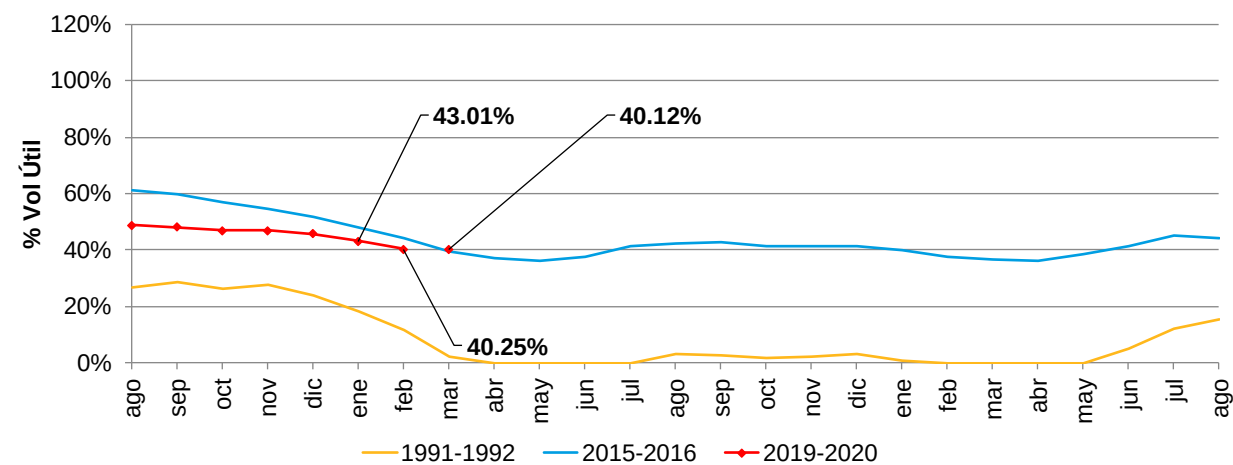


Evolución de principales embalses

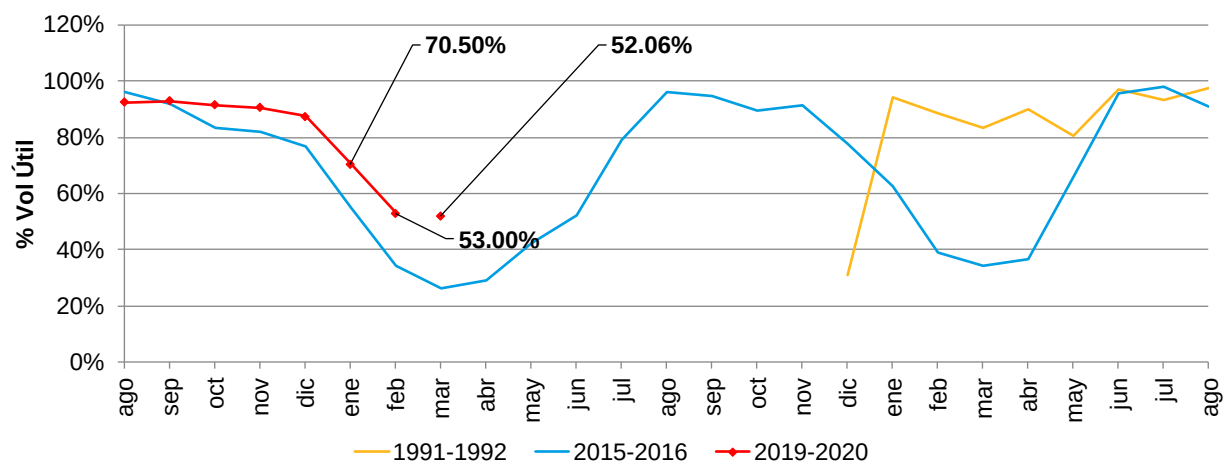
Peñol



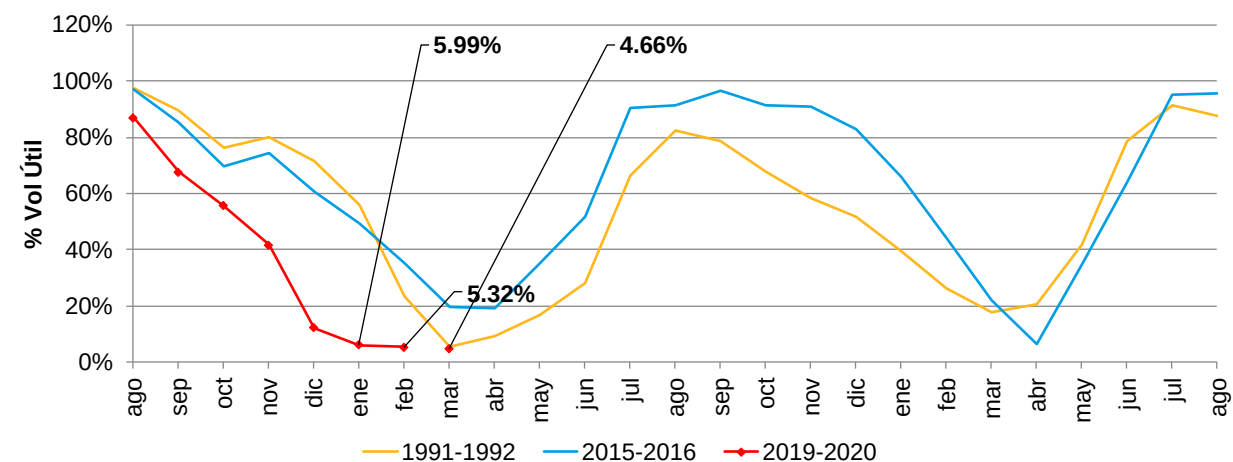
Agregado Bogotá



Guavio

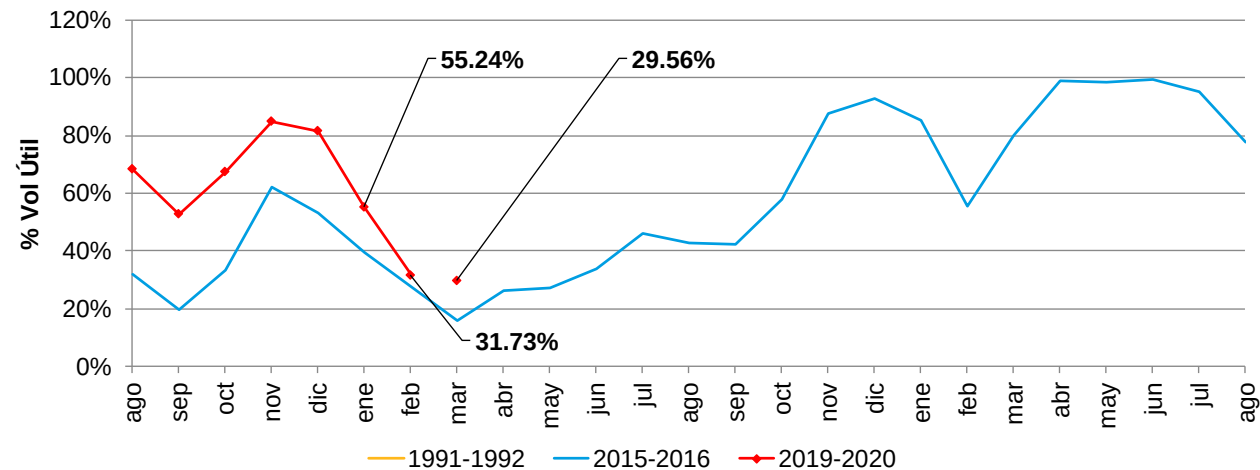


Esmeralda - Chivor

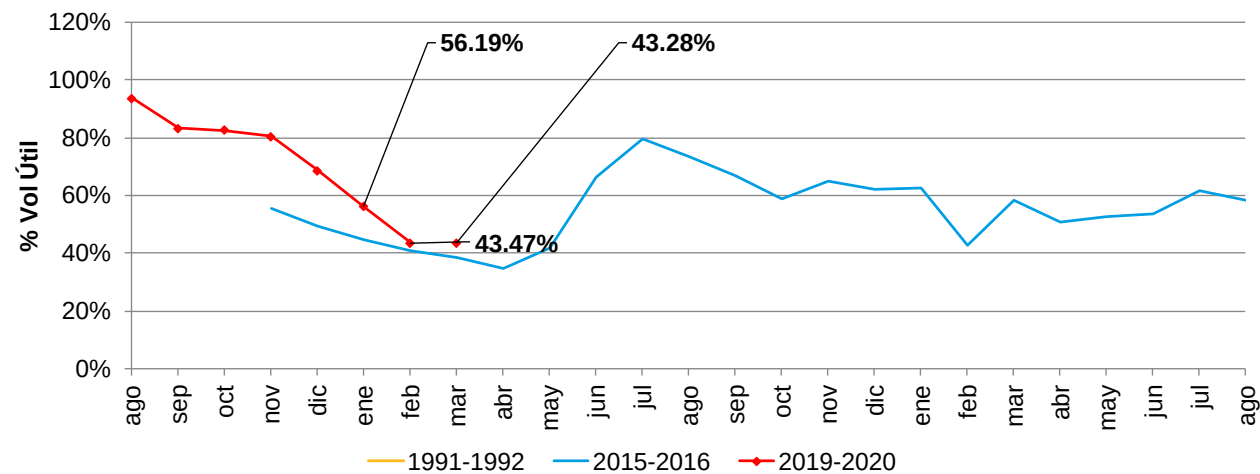


Evolución de principales embalses

Topocoro - Sogamoso



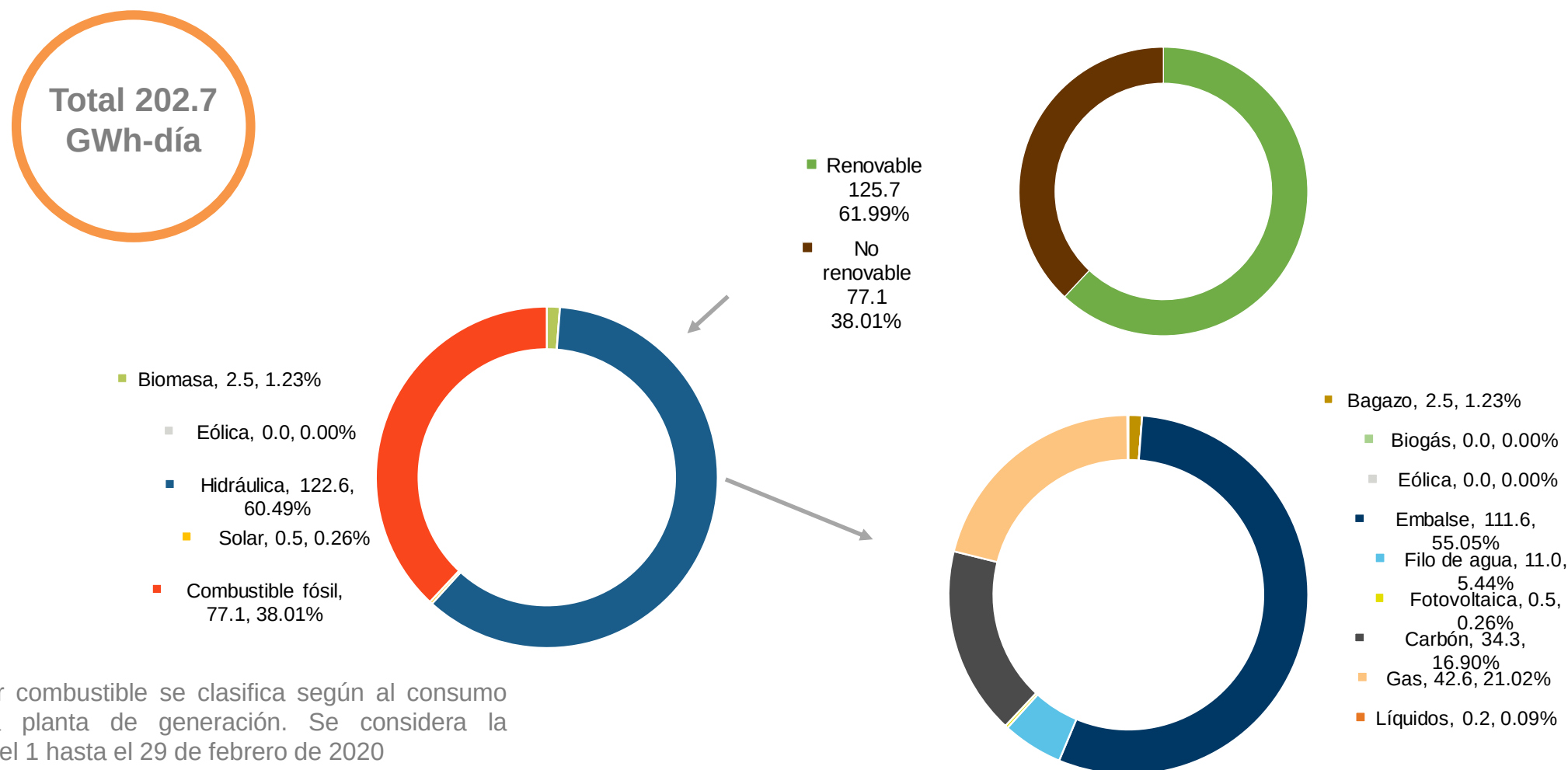
El Quimbo



Información hasta el: 2020-03-03

Información actualizada el: 2020-03-04

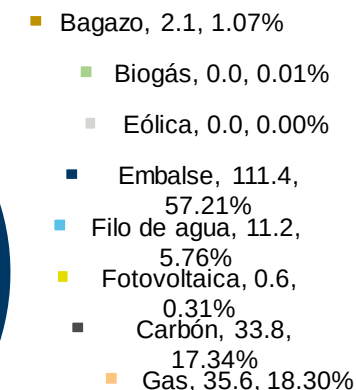
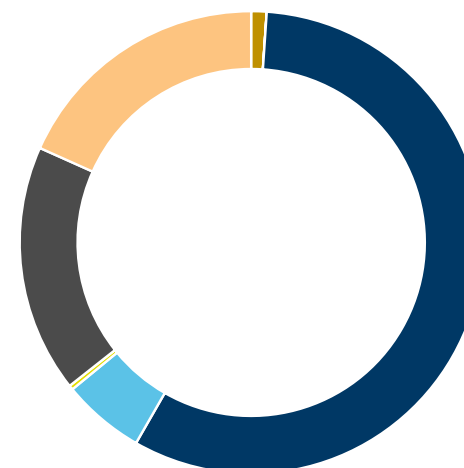
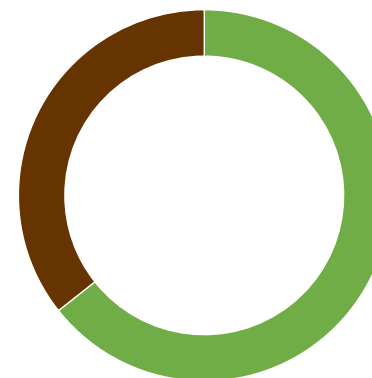
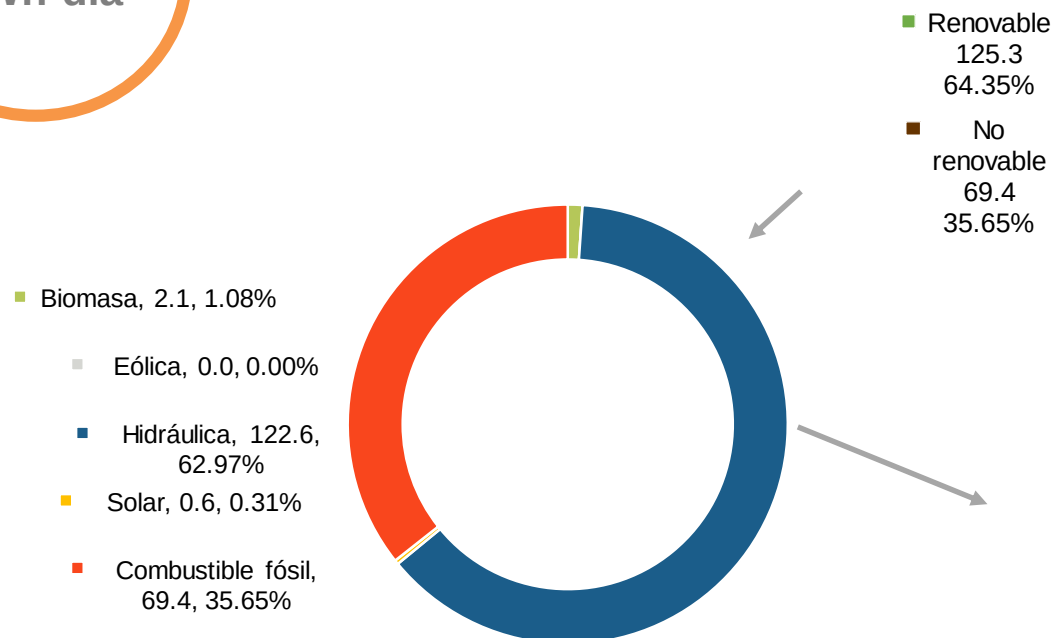
Generación promedio diaria en GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 29 de febrero de 2020

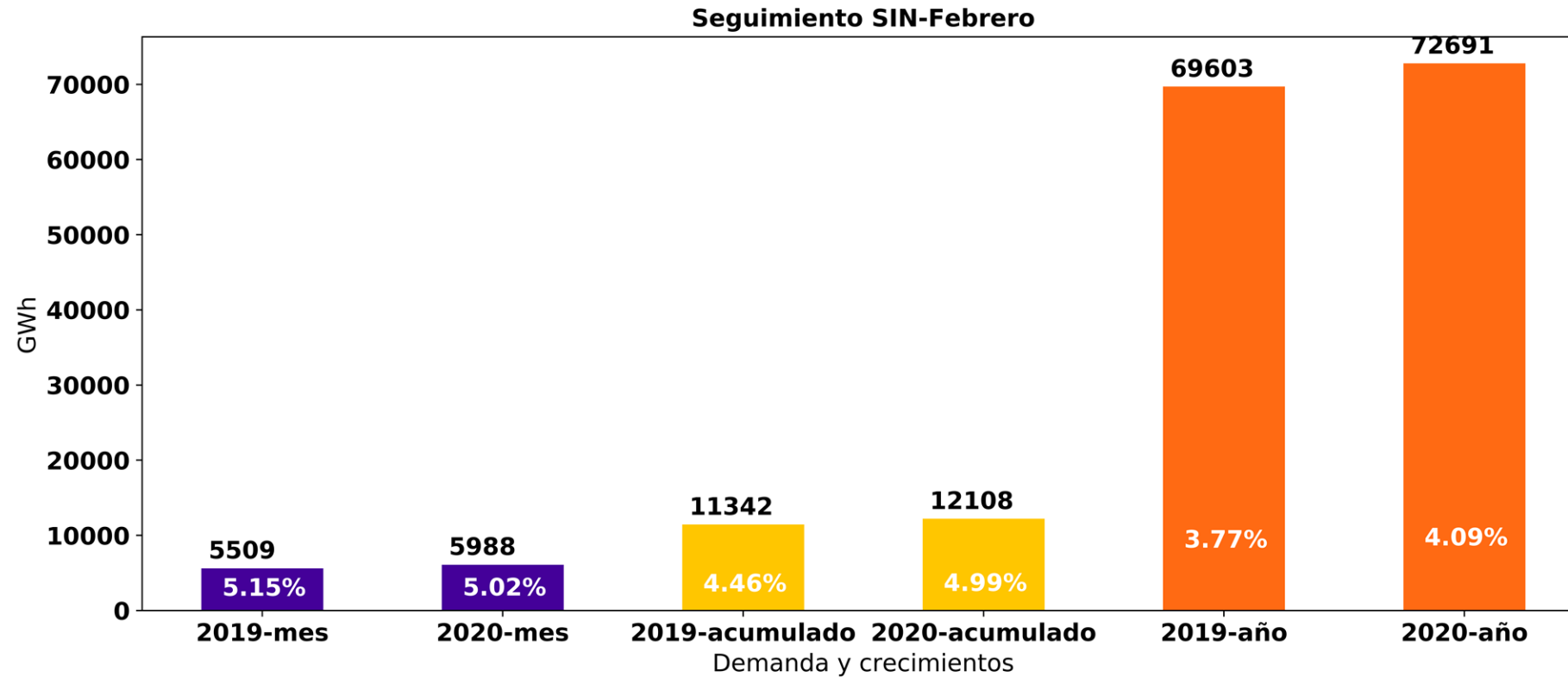
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 194.7
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 2 de marzo de 2020

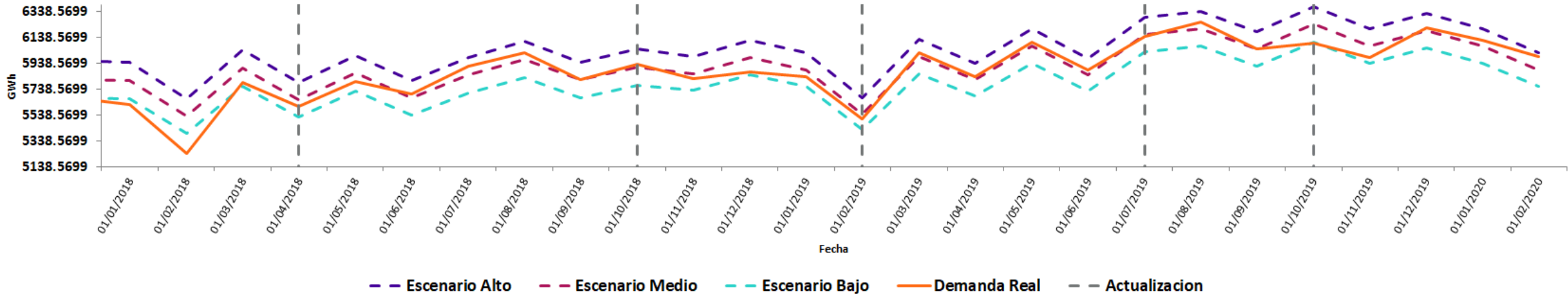
Demanda de energía del SIN Febrero 2020



mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4038.26	20	201.91	5.11%	4240.29	20	212.01	5.00%
SAB	773.45	4	193.36	5.40%	1014.29	5	202.86	4.91%
FEST	697.47	4	174.37	5.11%	733.90	4	183.48	5.22%
TOTAL	5509.17	28	196.76	5.15%	5988.48	29	206.50	5.02%

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

UPME

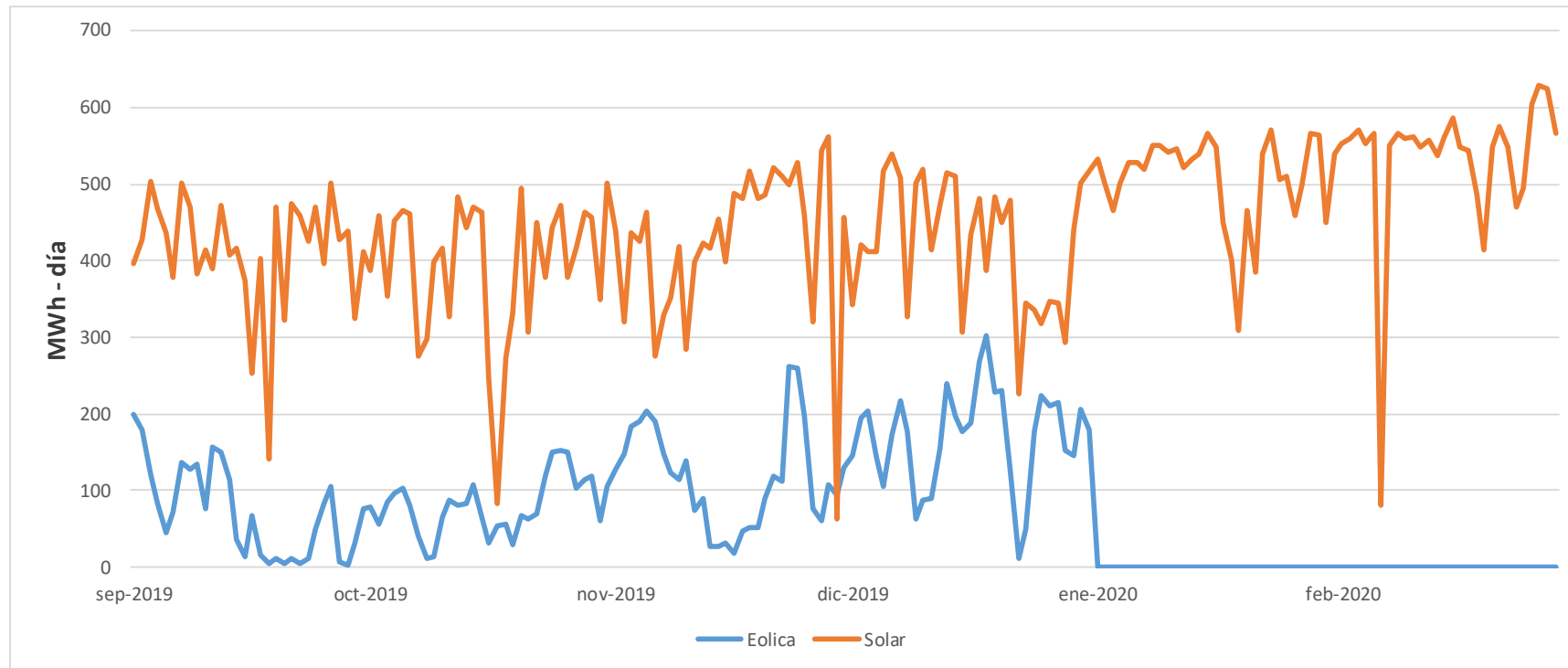


	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20
Escenario Alto	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,376	6,205	6,326	6,205	6,019
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
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
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

Fecha de publicación

2017 07 01
2018 04 01
2018 10 01
2019 02 01
2019 07 01
2019 10 11

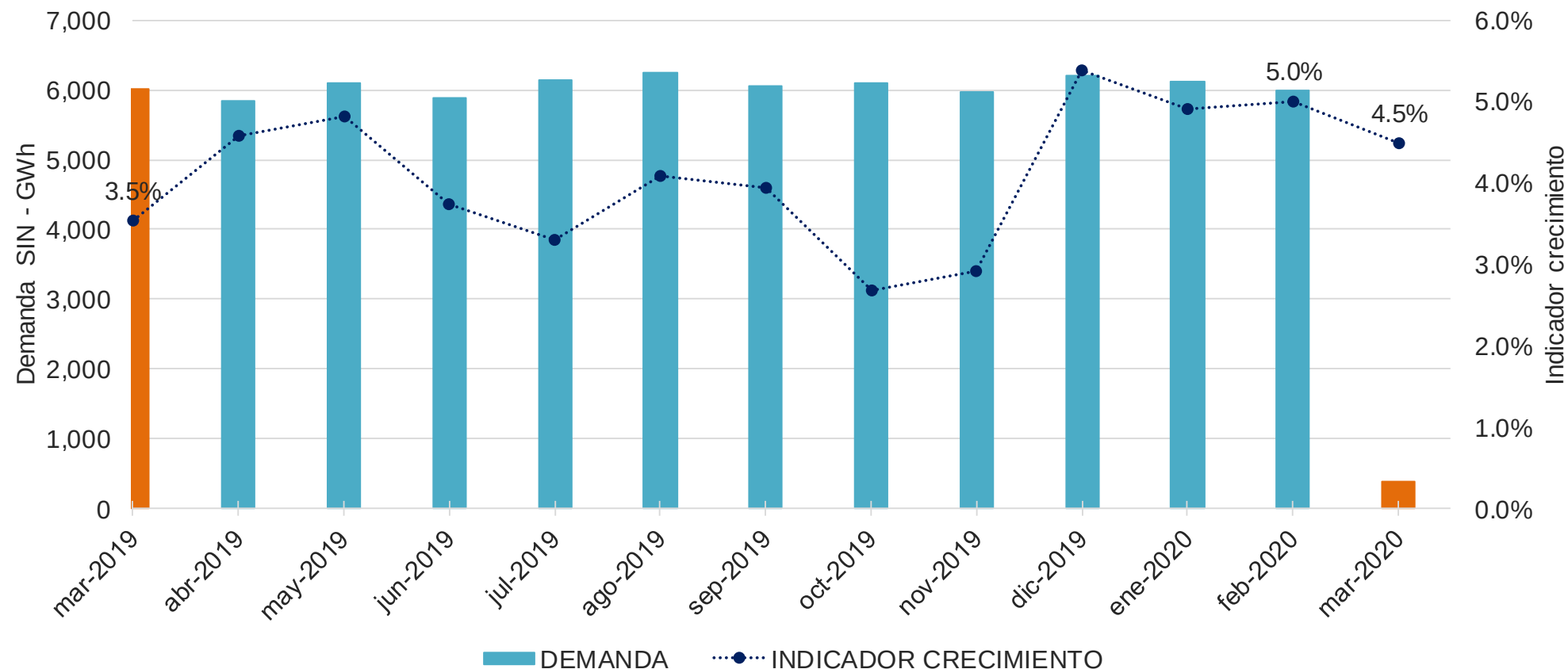
Generación FERNC



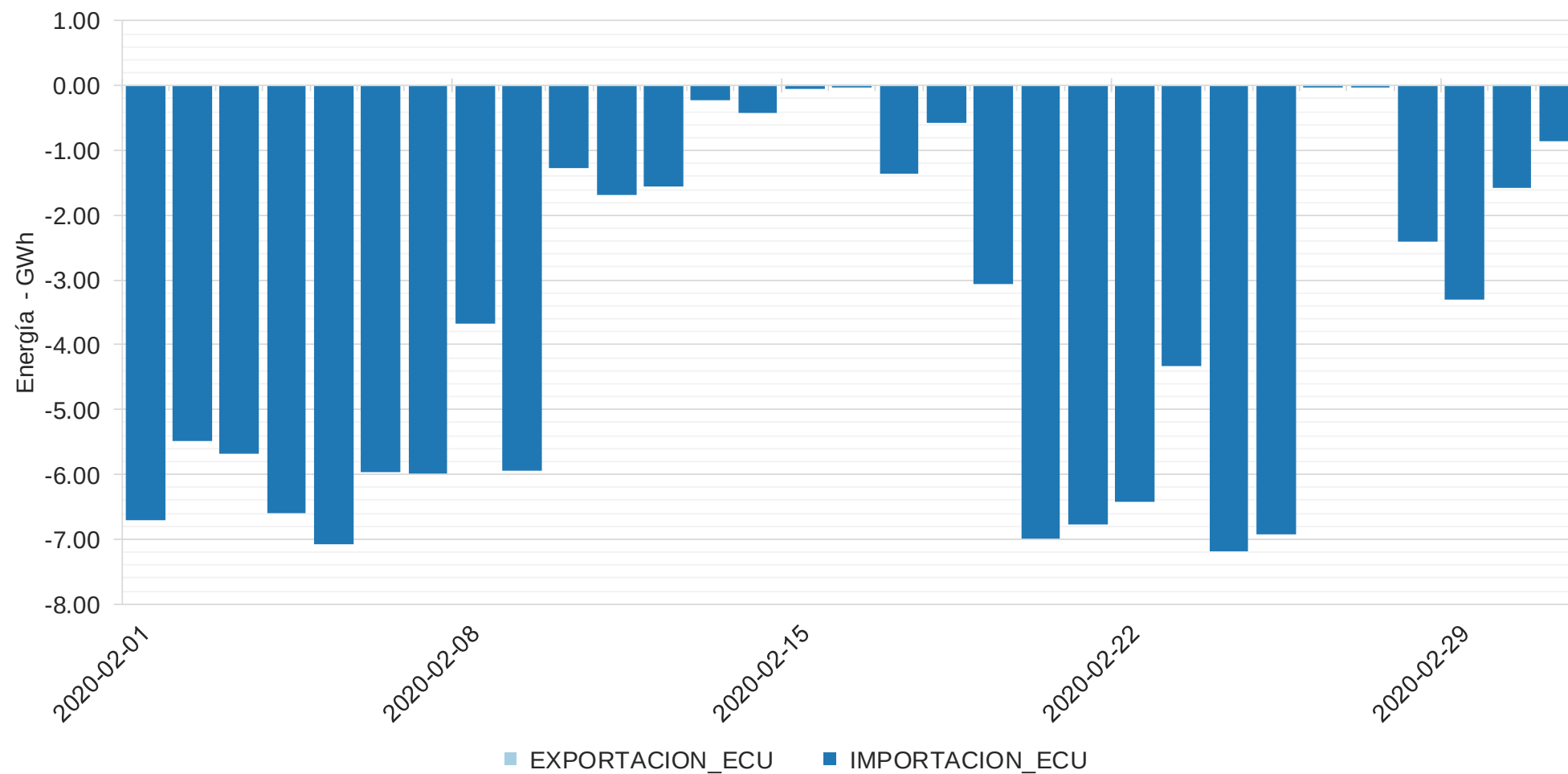
Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

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

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento

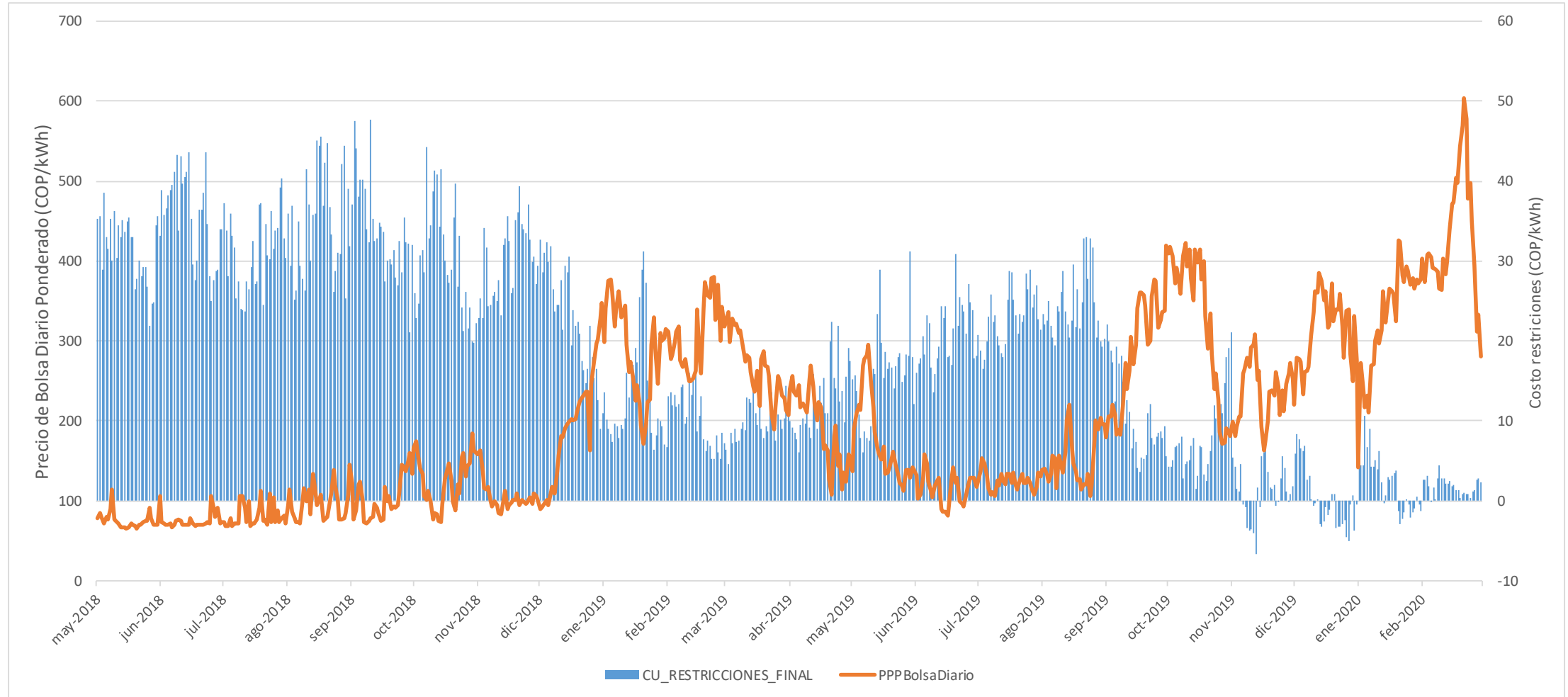


Importaciones y exportaciones de energía

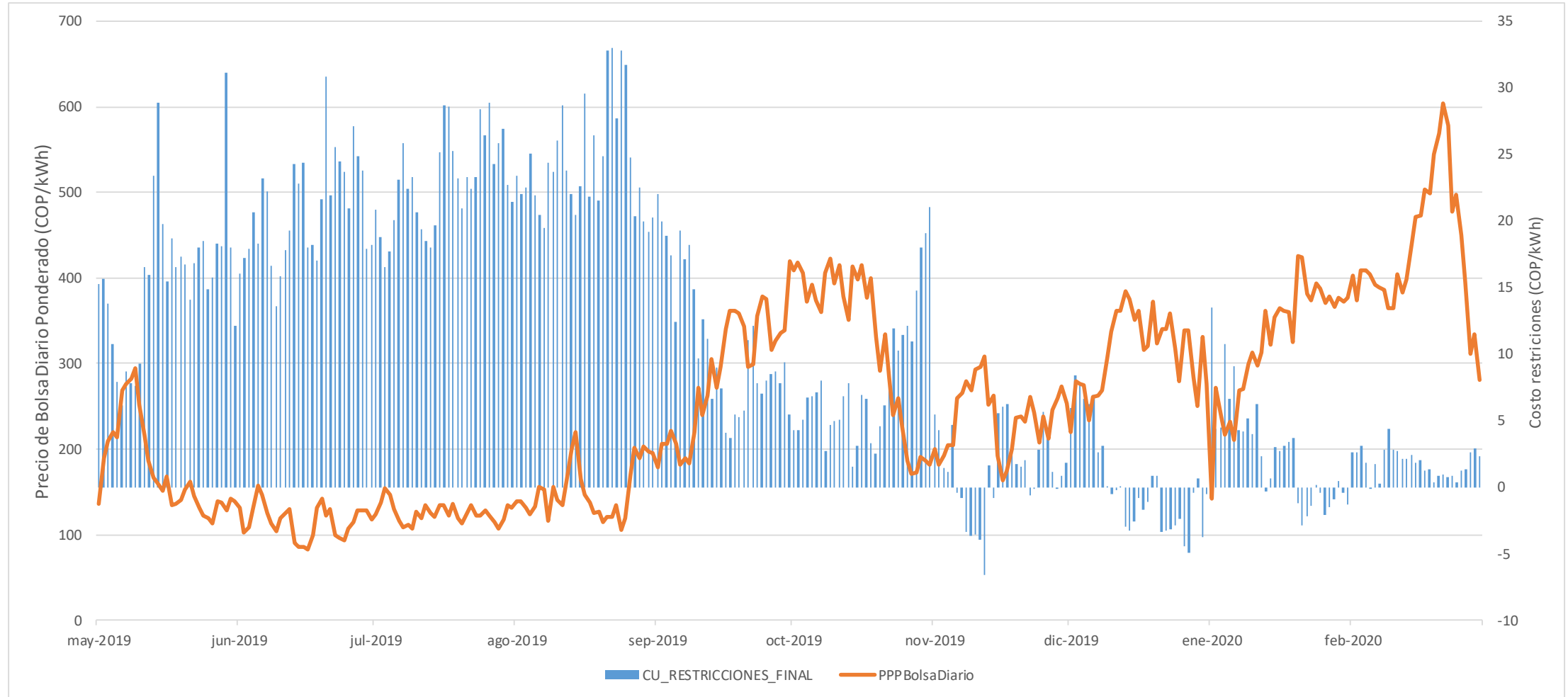


La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional

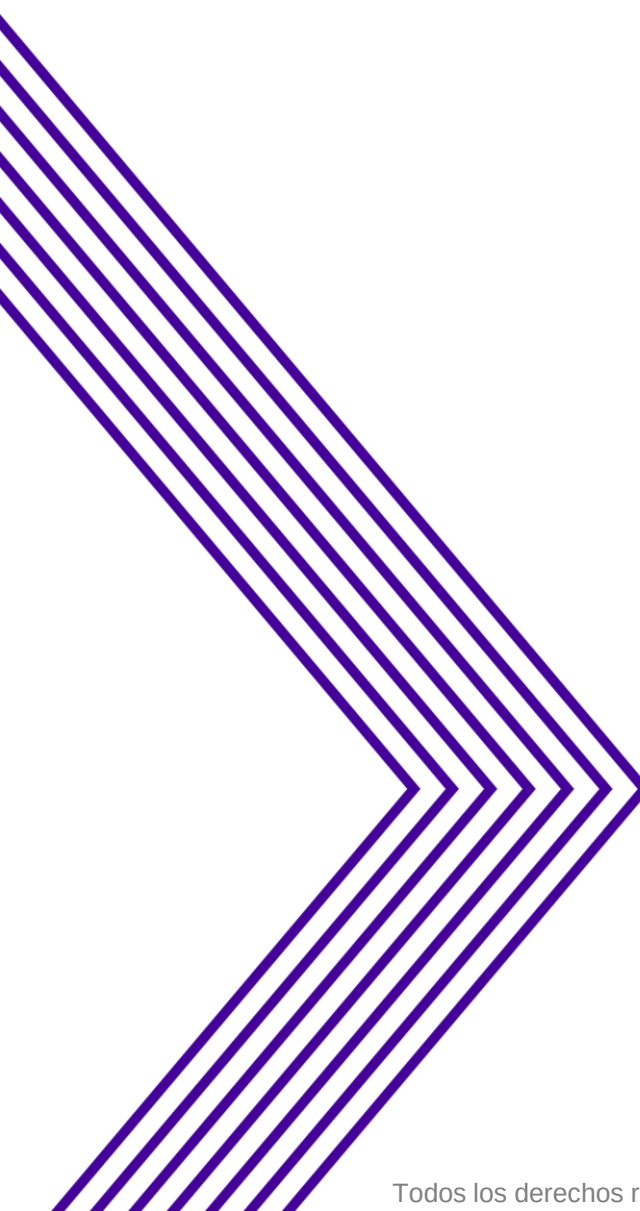


Restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el: 2020-02-29

Información actualizada el: 2020-03-04



Situaciones presentadas en el reporte de información hidrológica al CND



Situaciones presentadas en el reporte de información hidrológica al CND



El **código de operación** establece la obligación de datos hidrológicos al CND como parte de la información operativa



6.2 DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS

Las empresas de generación, propietarias de plantas hidráulicas deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los siguientes datos para cada embalse:

- Nivel del embalse a las 05:00 horas del día en curso, especificando la cota leída en el embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y los millones de metros cúbicos (Mm3) correspondientes a esa cota.
- El agua turbinada por la planta en el periodo de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm3.
- El agua vertida por el embalse en el periodo de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm3.
- El agua descargada del embalse por compuertas de fondo o cualquier otro sistema, en el periodo de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso, expresada en Mm3.
- El promedio de aportes al embalse en el periodo de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresados en metros cúbicos por segundo (m3/Seg).
- Relación de mantenimientos o indisponibilidades previstas para el día siguiente en el sistema hidráulico asociado al embalse, tal que se afecte la operación del mismo. Se debe especificar el periodo de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas filo de agua deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los aportes naturales de todos los ríos que entran al embalse expresados en m3/seg.

- ✓ Nivel de embalse [msnm]
- ✓ Volumen útil [Mm³]
- ✓ Caudal turbinado [m³ * 1000]
- ✓ Vertimiento [m³ * 1000]
- ✓ Descargas de embalse [m³ * 1000]
- ✓ Aportes [m³/s]

El Acuerdo CNO 917 establece que los agentes podrán modificar (no limita las modificaciones), la información operativa reportada de un mes hasta el 7mo día del mes siguiente.

A partir del 8vo día los cambios se realizan a través de una solicitud del agente al CND

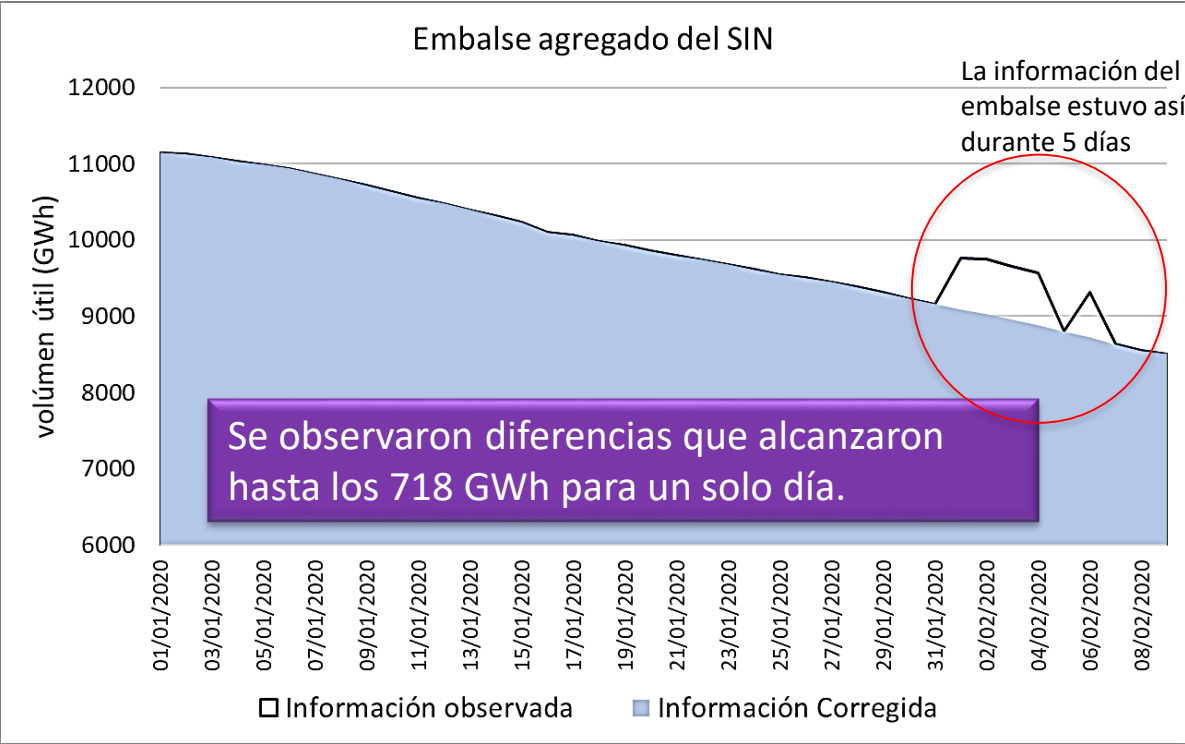
Tomado de la Resolución CREG 060 de 2019



Situaciones presentadas en el reporte de información hidrológica al CND



Volumen útil y aportes de caudales reportados para los días entre 01/02/2020 y 06/02/2020. Se evidenció en la información reportada a XM cambios “atípicos” en variables del SIN.

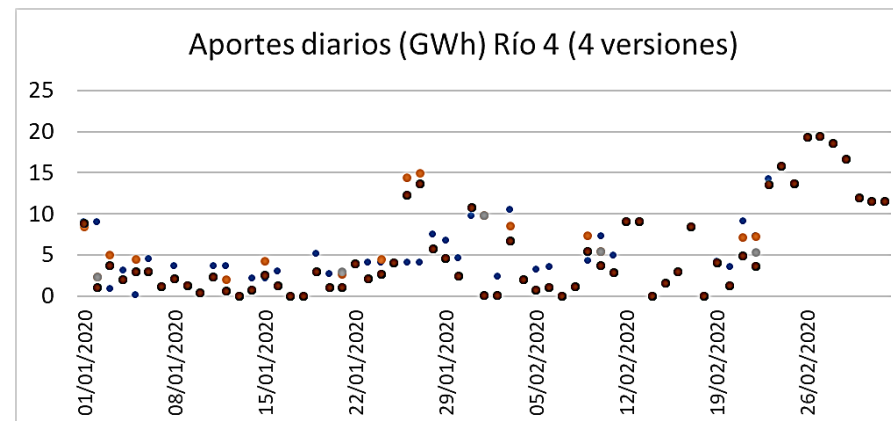
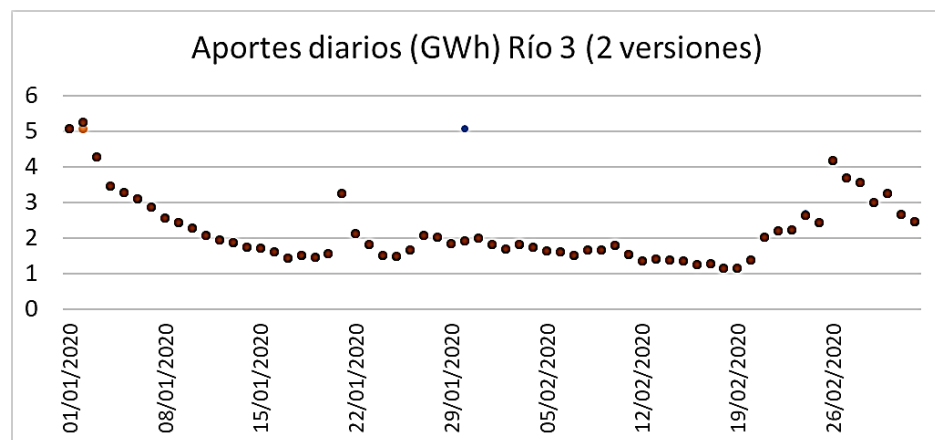
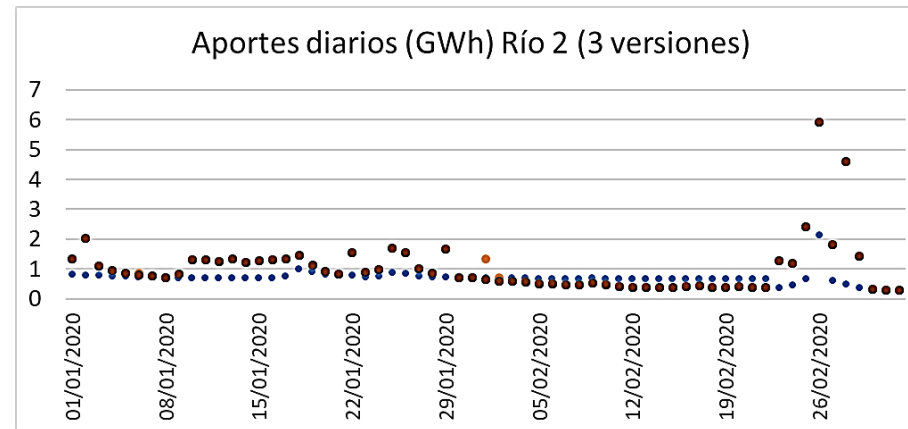
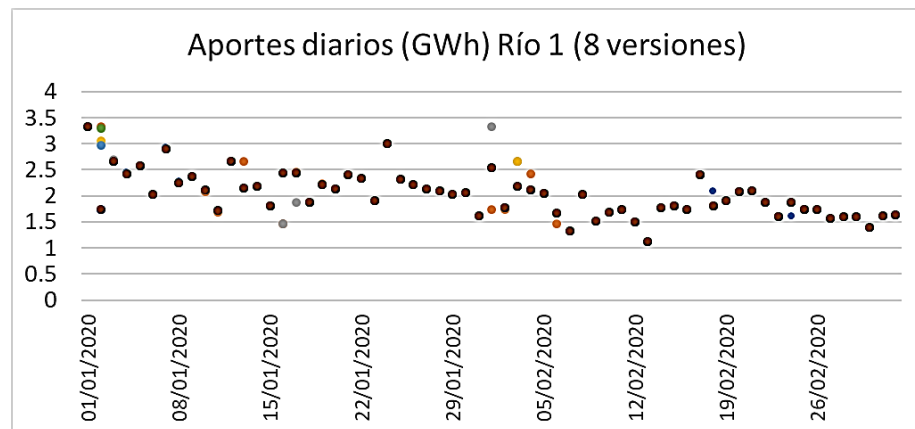


Se observó en la información reportada a XM aportes del 165% de la media histórica para el día 16 de febrero, la cual fue modificada posteriormente



Situaciones presentadas en el reporte de información hidrológica al CND

Versiones de series hidrológicas reportadas al CND, en el último mes



Se han presentado casos de hasta 31 versiones de un mismo dato.

Situaciones presentadas en el reporte de información hidrológica al CND

Impactos

La información operativa reportada es fundamental para las señales de confiabilidad que se dan con base en los modelos energéticos que usan dicha información.

En épocas de baja hidrología, toma mayor relevancia la información reportada por los agentes y publicada por XM, la cual es consultada por los agentes del sector y público en general.

Diariamente, XM realiza el seguimiento de las variables y publica en sus portales la evolución de la información que sirven como insumo para diferentes análisis del sector.

En una corrida estocástica que utiliza los caudales diarios para generar las series sintéticas, se afecta por imprecisiones en la información operativa.

Dado el impacto que tiene esta información para el sector, es importante contar con mayor firmeza en la información reportada diariamente en cumplimiento de lo establecido en la Regulación vigente y revisar la pertinencia de que cambios posterior deban ser debidamente soportados.

2. Panorama Energético

- Análisis energético de mediano plazo

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 1, 43.27%



Demanda

Feb-20 a Abr-20 y Dic-20 a Abr-21: Escenario Alto UPME para veranos (Actu. Oct/19) y Medio para demás periodos



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución – feb/20 - ene/21
Trabajos Intake Chivor Verano 2020



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 Feb/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)

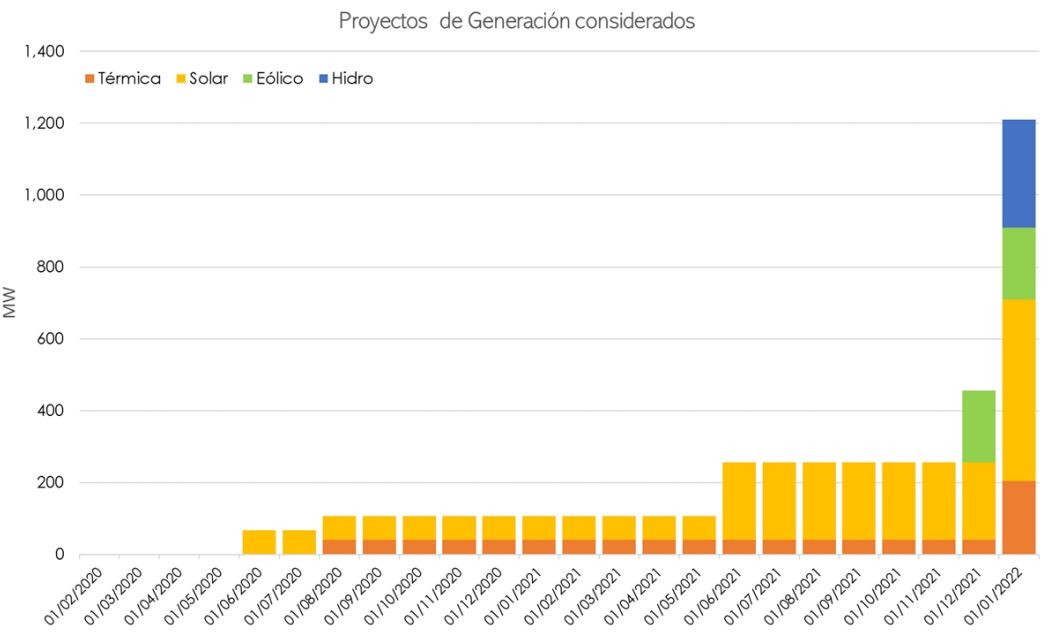


Aportes hídricos

3 Series determinísticas / 1 Estocástico –
100 series



Datos de entrada y supuestos 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	30/05/2020
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

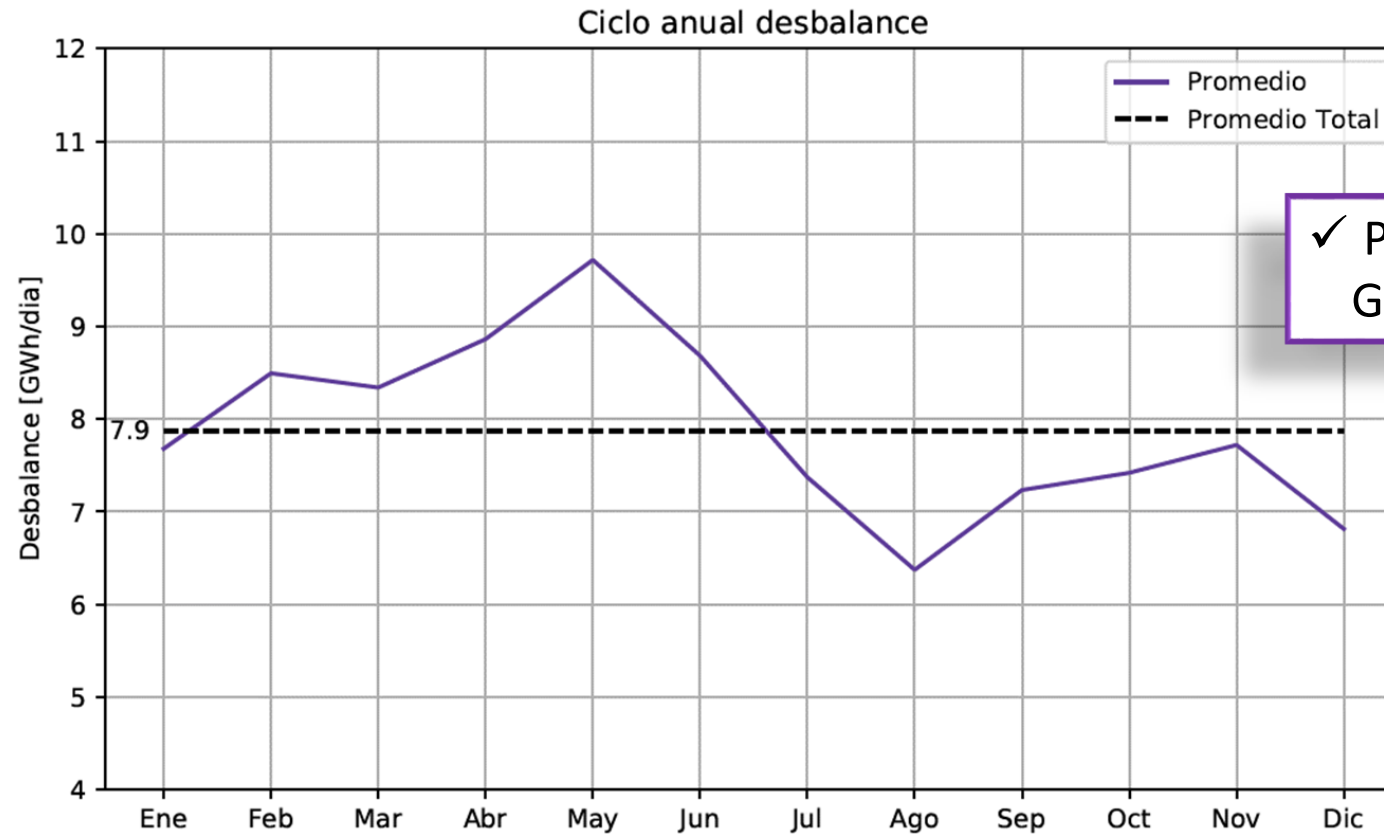
Subasta CLPE

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



Datos de entrada y supuestos considerados

Desbalances

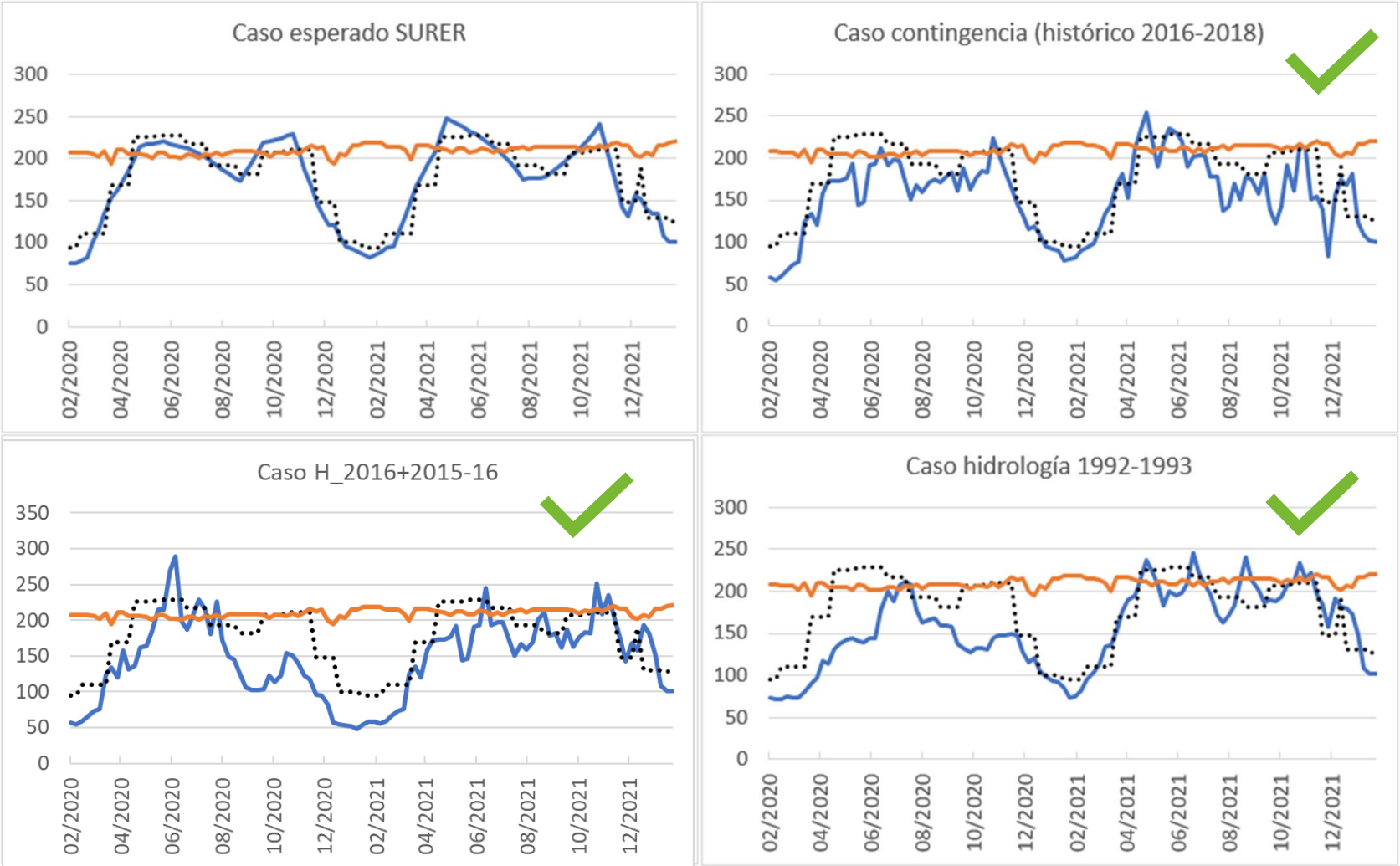


✓ Promedio Anual 7.9 GWh/día

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



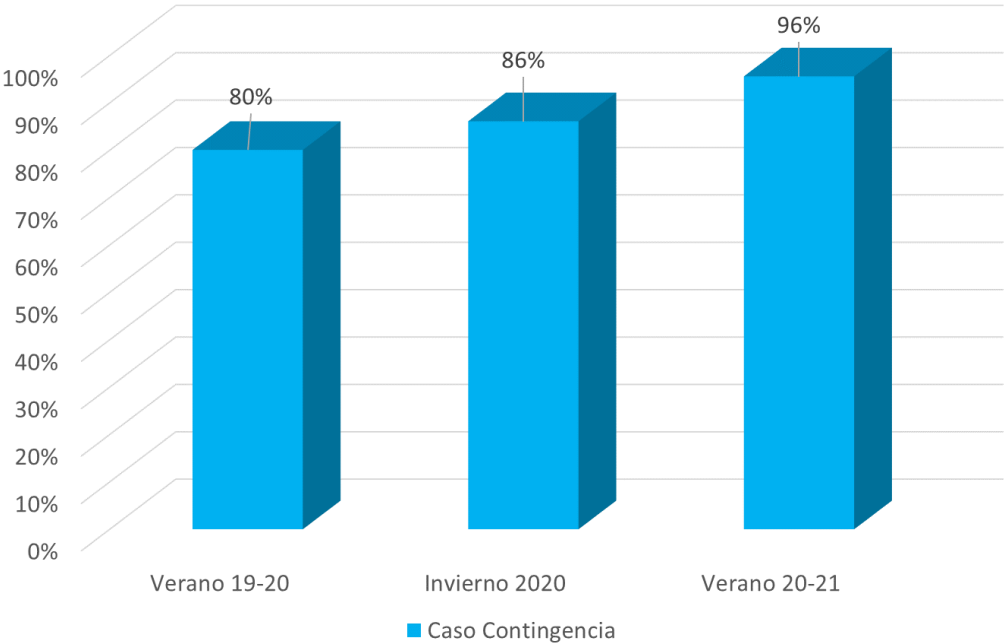
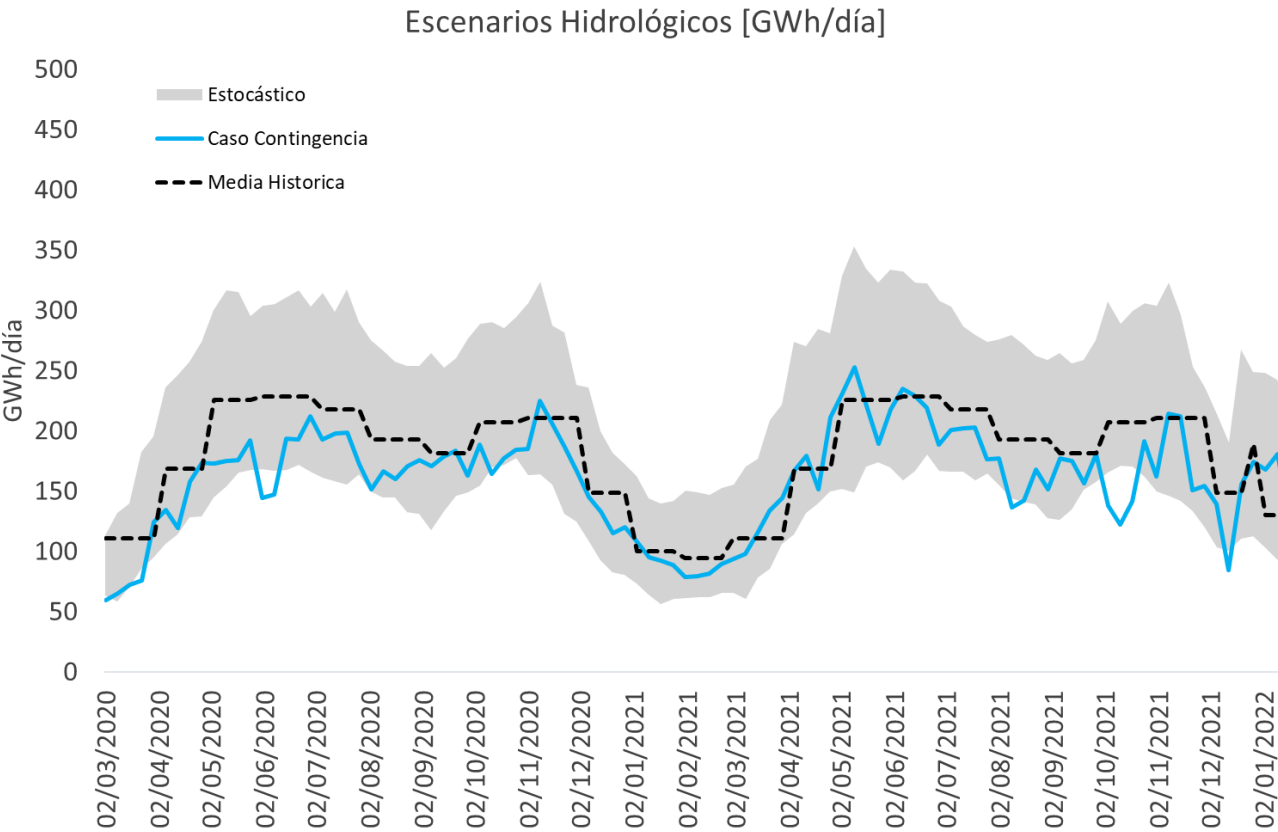
Supuestos considerados (Aportes)



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 2016-2018)**

- Escenario de aportes deficitarios en el primer año de análisis, en especial en el primer verano (80% de la media histórica) el cual corresponderá al verano 2019-2020.

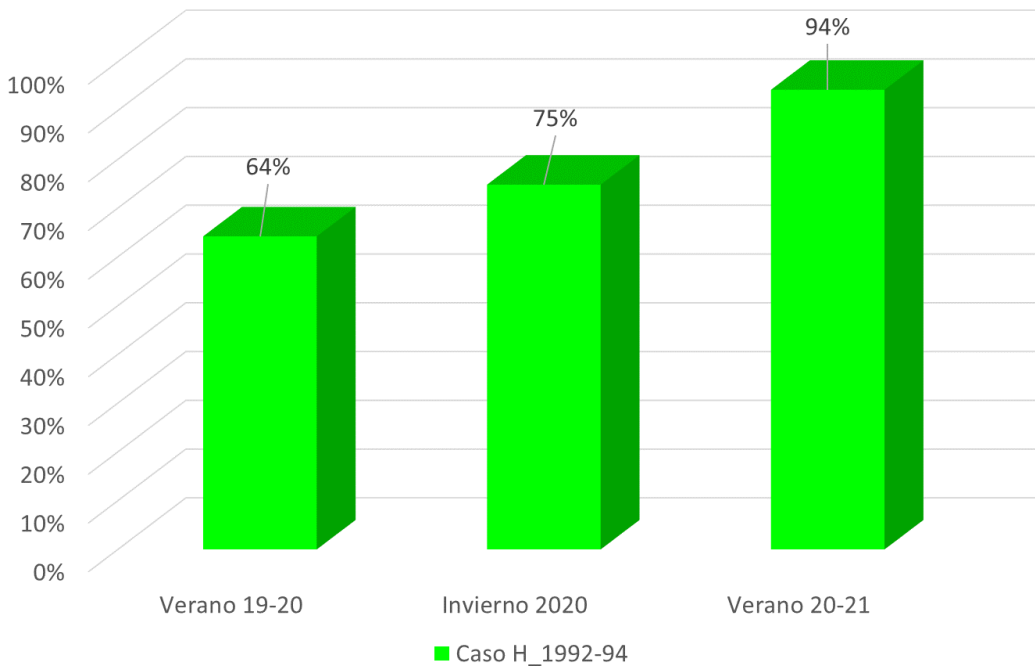
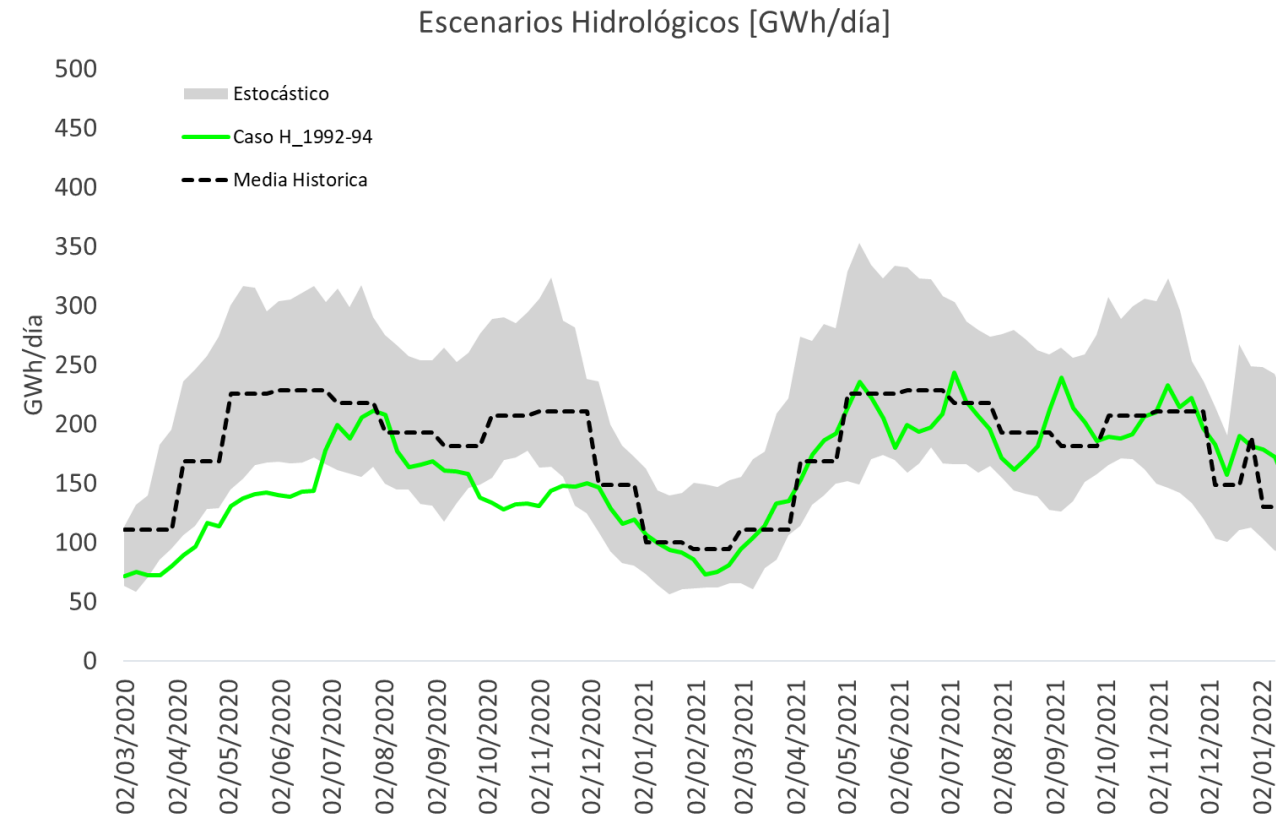


Supuestos considerados (Aportes)

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 hidrología histórica 1992-1994**

- Escenario de aportes deficitarios en el primer año de análisis, en especial en el primer verano (64% de la media histórica) el cual corresponderá al verano 2019-2020.

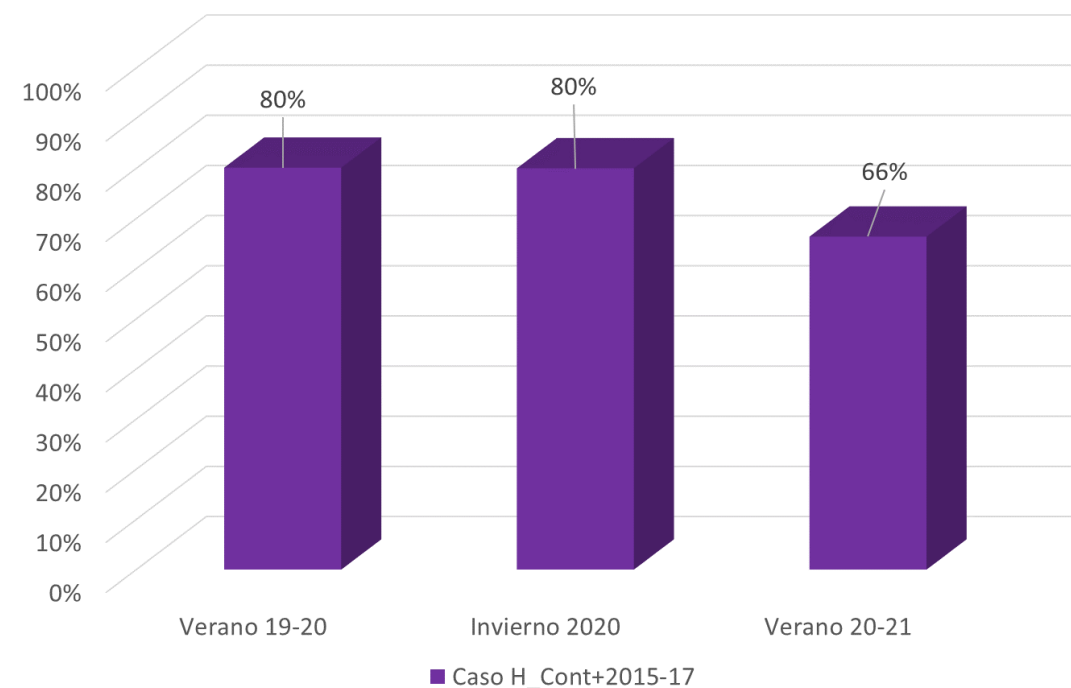
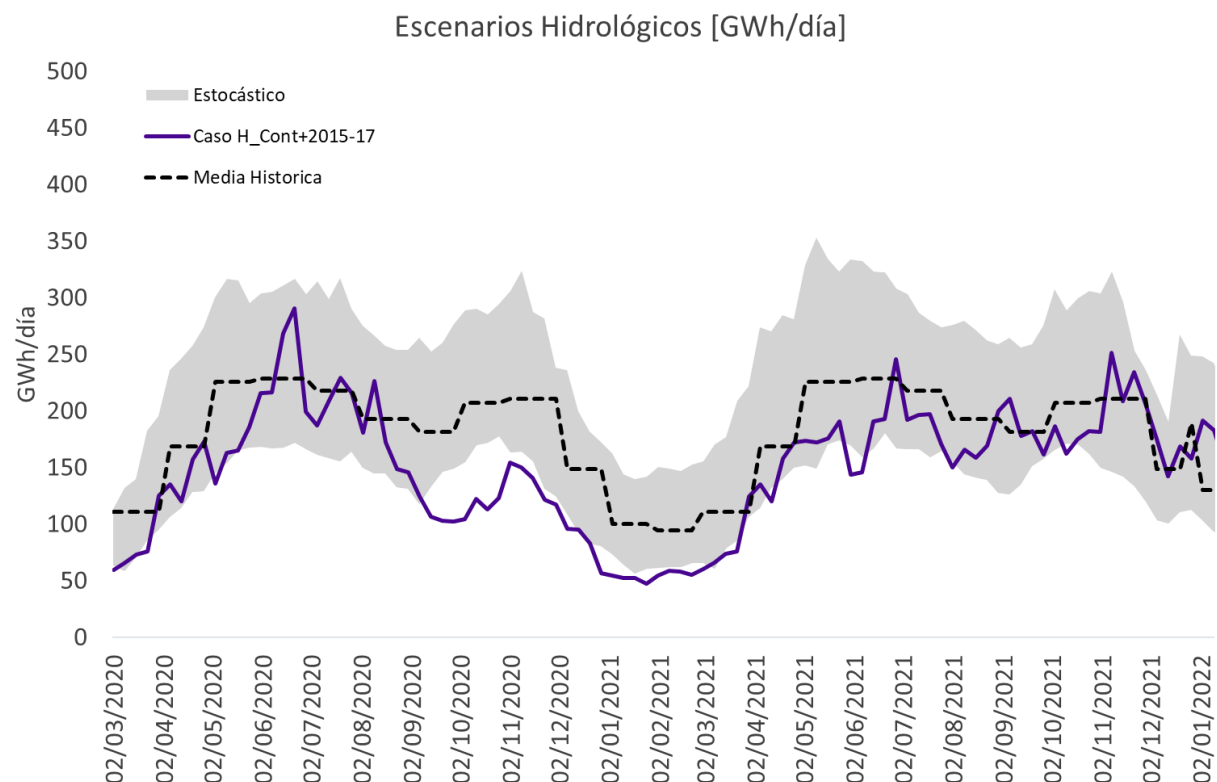


Supuestos considerados (Aportes)

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 Contingencia(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)



Supuestos considerados



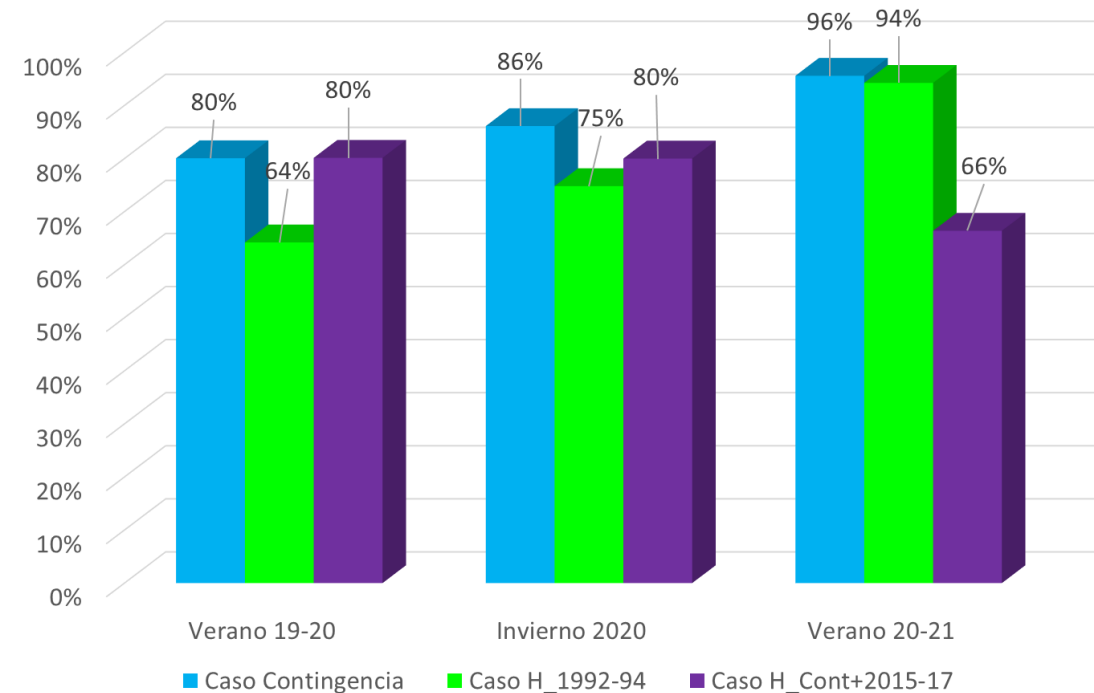
Aportes hídricos

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

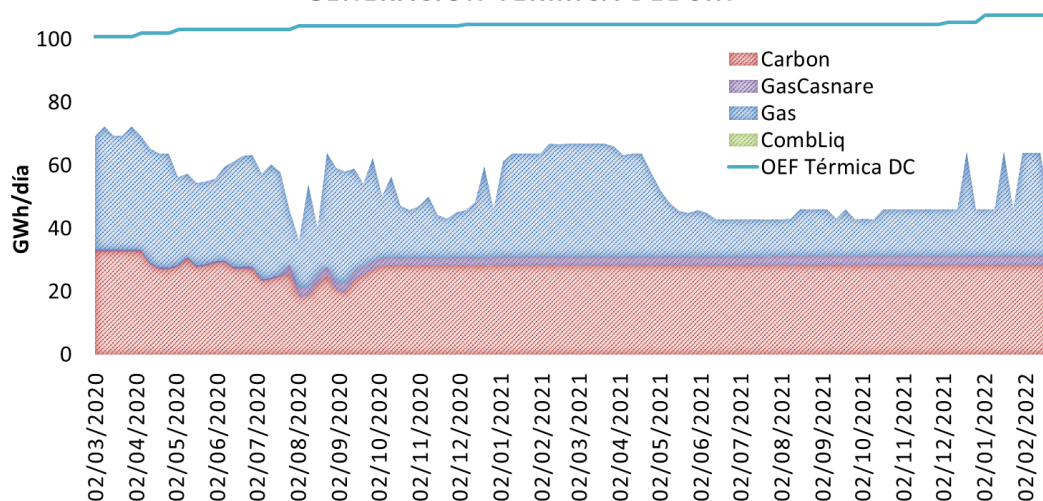
Porcentajes respecto a la media histórica de aportes hídricos

- **Caso Contingencia SURER:** Definido por el SURER en reunión de febrero → corresponde a la hidrología histórica 2016-2018 acotado al escenario esperado del Subcomité.
- **Caso H 1992-94:** → corresponde a la hidrología histórica 1992-1994, con aportes deficitarios durante el primer año de análisis.
- **Caso Cont+2015-17:** → corresponde a la hidrología del caso contingencia durante las primeras 9 semanas, luego la hidrología histórica 2015-2017, con aportes deficitarios hasta la finalización del segundo verano.

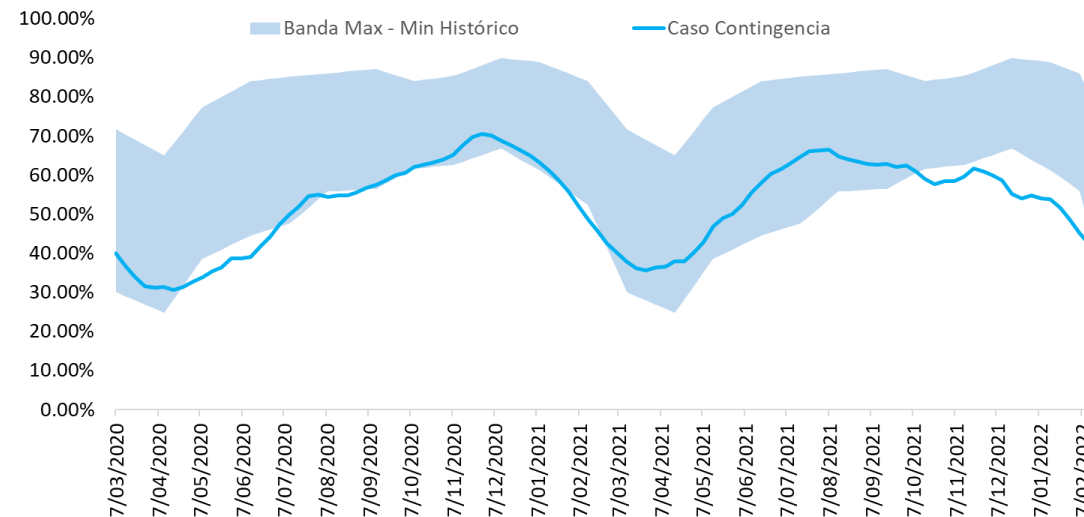


Escenario hidrológico Contingencia SURER

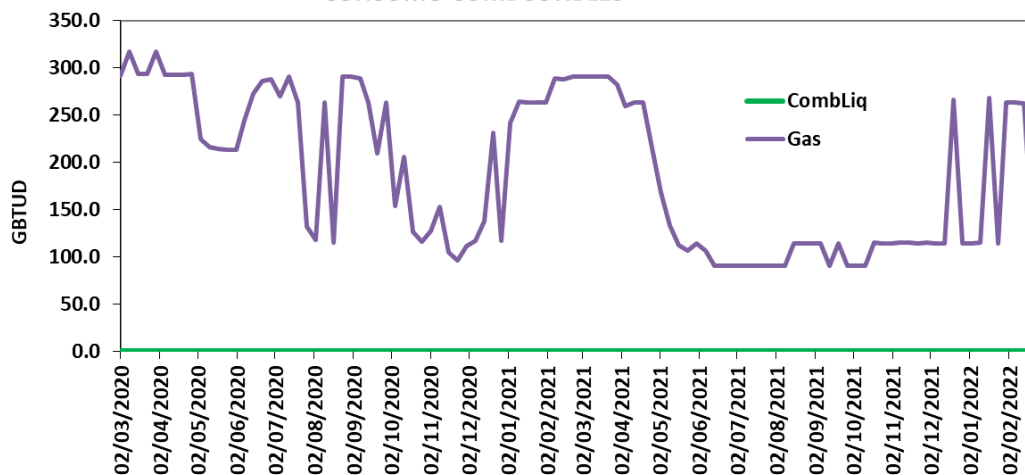
GENERACIÓN TÉRMICA DEL SIN



EMBALSE AGREGADO DEL SIN



CONSUMO COMBUSTIBLES

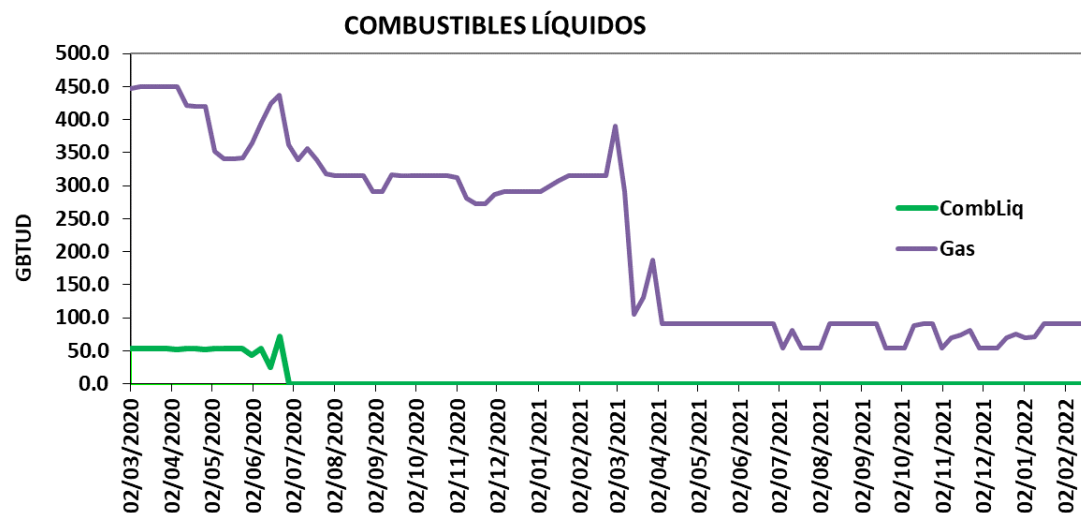
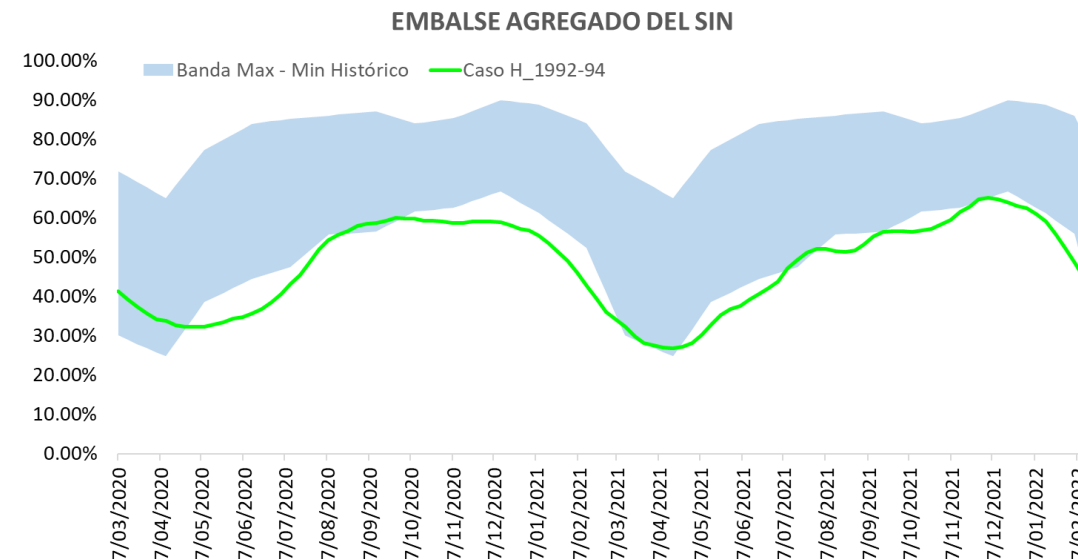
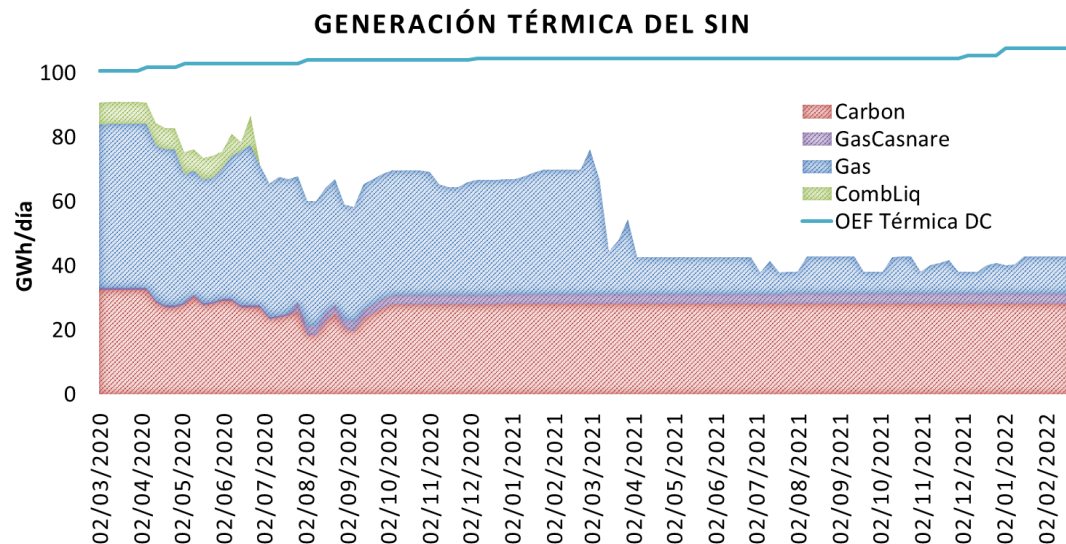


La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 68 GWh/día durante el verano 2019-2020

No se presenta consumo de combustibles líquidos durante el horizonte

Escenario hidrología Histórica 1992-1994



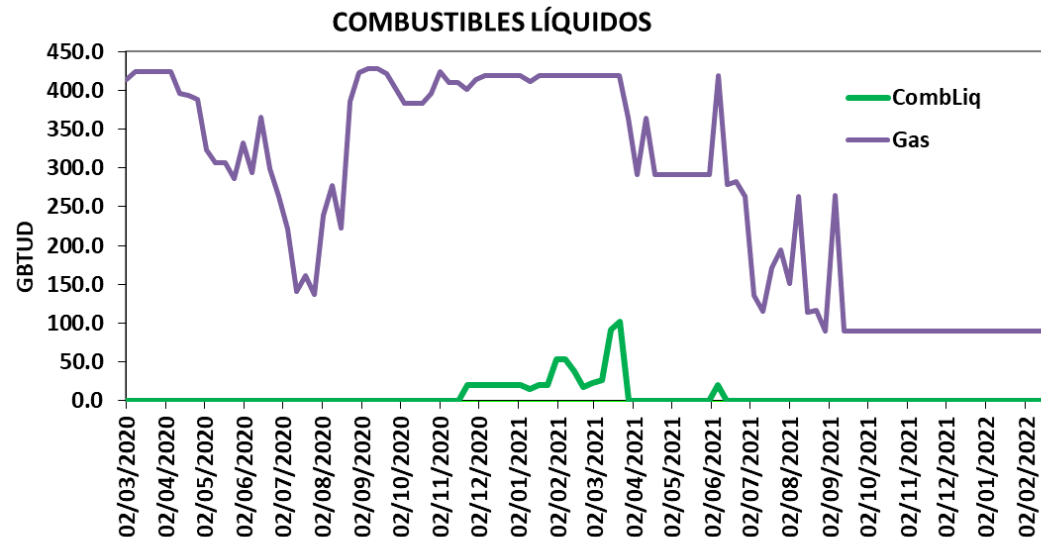
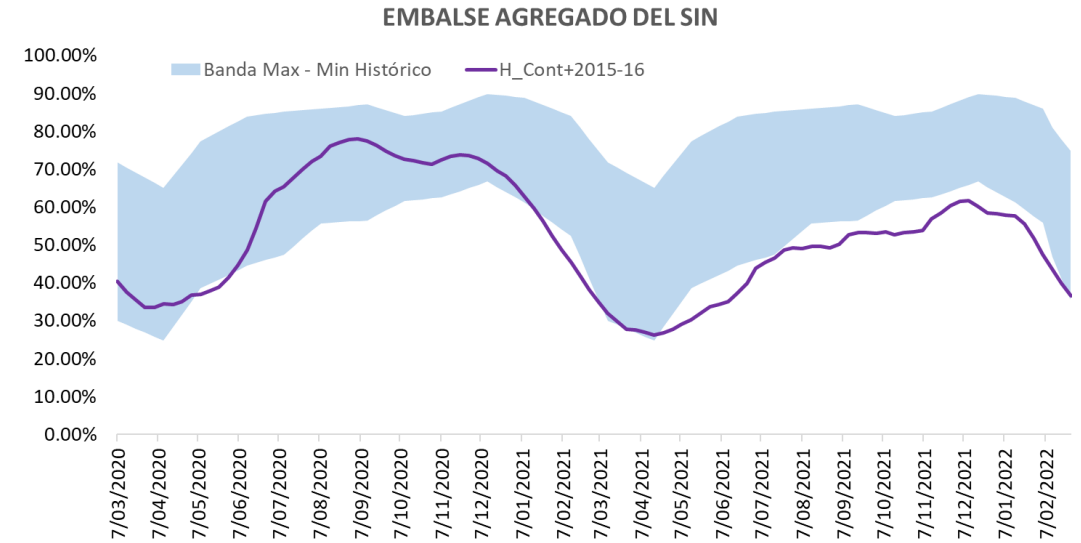
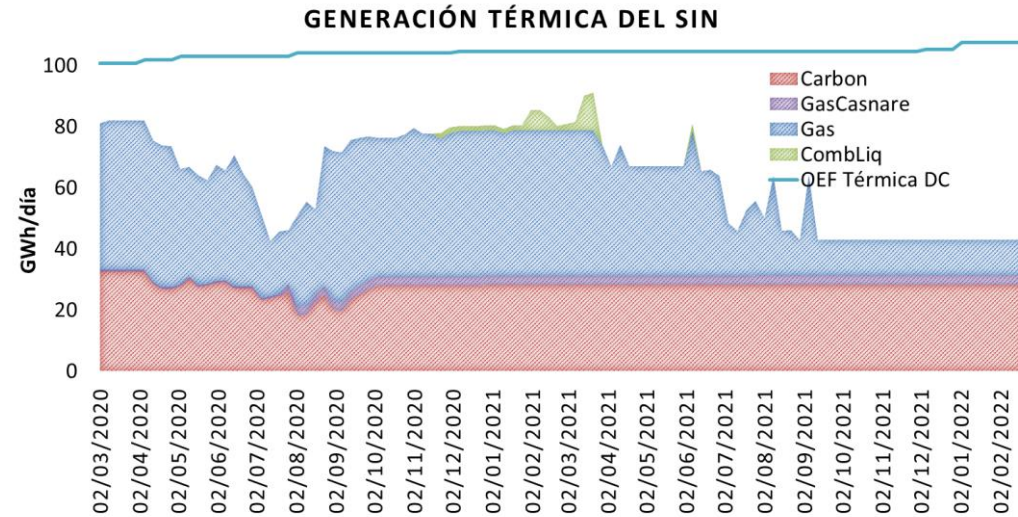
La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 88 GWh/día durante el verano 2019-2020

Requerimiento de combustibles líquidos de 53 GBTUD promedio en el verano 2019-2020

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

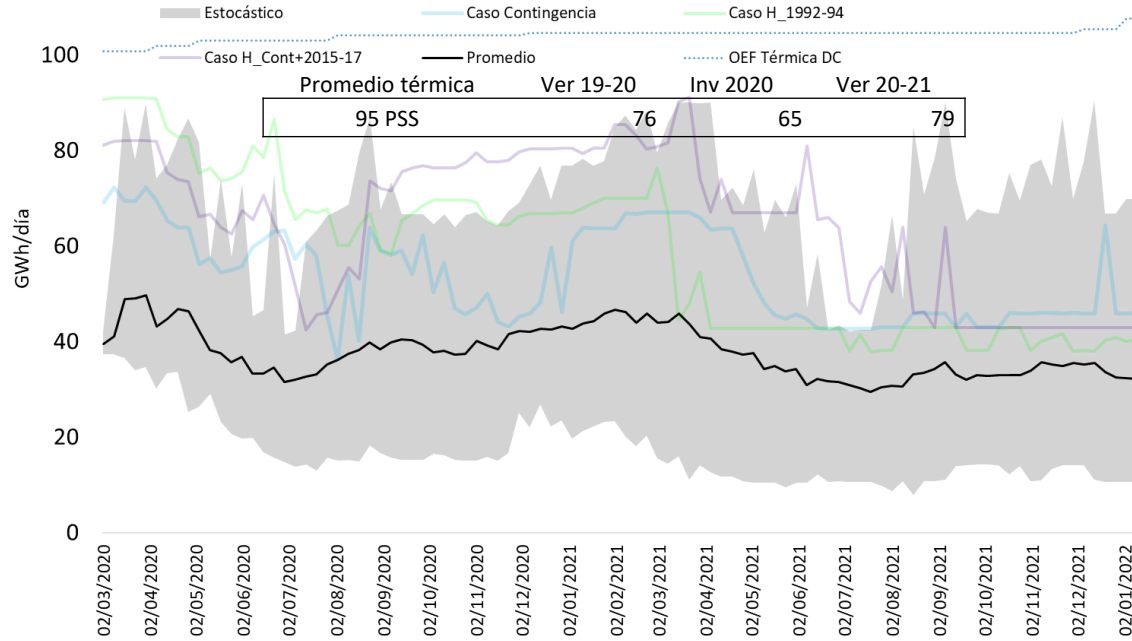
Escenario Contingencia + histórico 2015-2017



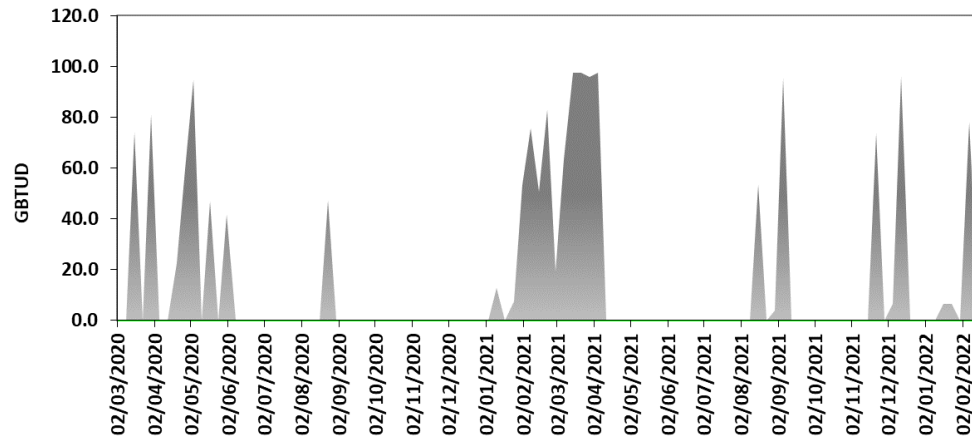
Generación térmica promedio de 79 GWh/día durante el verano 19-20 y 79 GWh/día durante el verano 20-21.

Escenario Estocástico

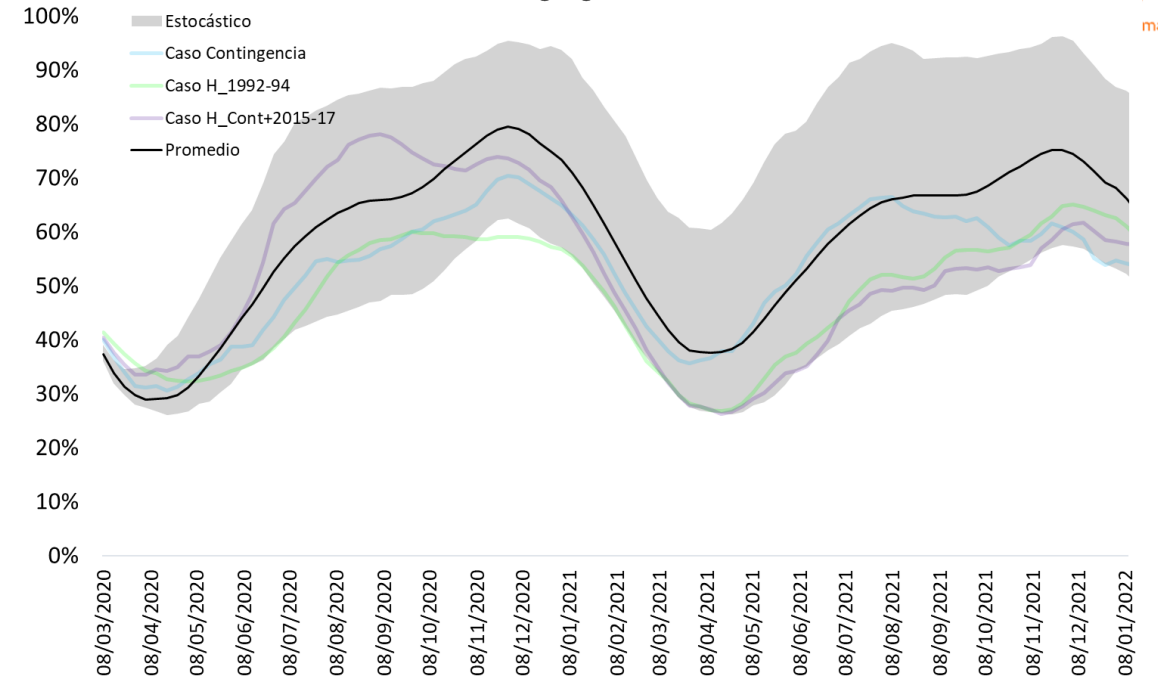
Generación Térmica [GWh/día]



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Embalse agregado SIN %



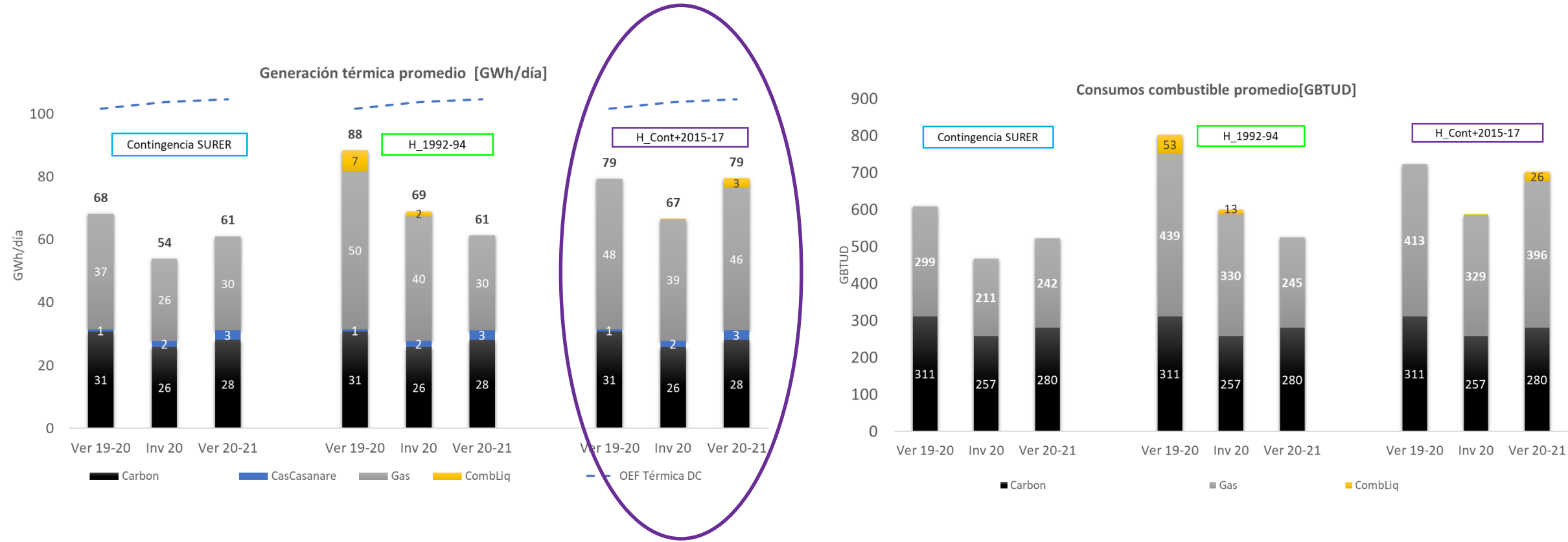
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario 95 PSS. Generación térmica promedio de 72 GWh/día en el verano 2019-2020 y 79 GWh/día en el verano 2020-2021.

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

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.

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 superiores a los 75 GWh/día en los veranos, condición que requiere se mantenga la adecuada gestión, operación y mantenimientos de las plantas térmicas, así como de la infraestructura de suministro y transporte del combustible para continuar disponiendo de estos recursos para la atención confiable y segura de la demanda.



Se debe continuar gestionando la **máxima disponibilidad de los activos de generación y transmisión**, minimizando y optimizando mantenimientos.

Conclusiones y recomendaciones



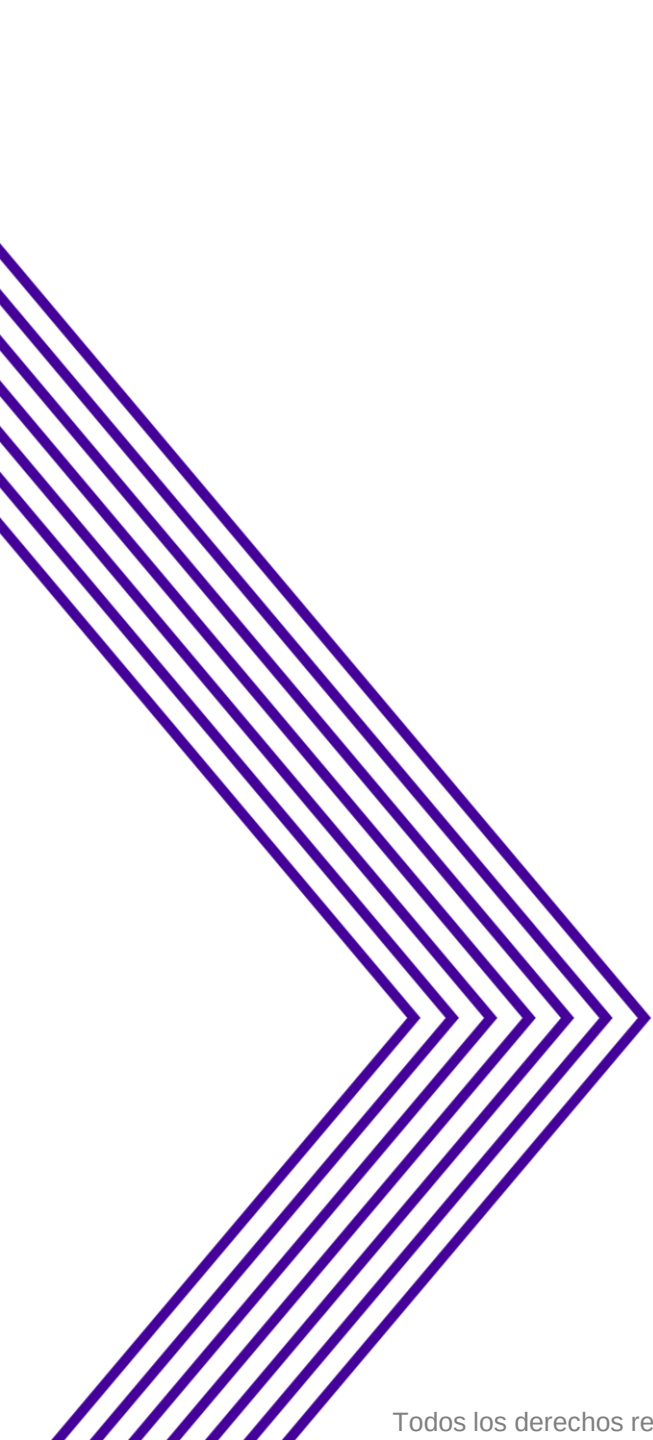
Se debe mantener un **seguimiento a todas las variables del sistema**, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada para los diferentes análisis.



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

3. Situación Operativa

- Cambio macro TEBSA
- Indicador Desviación PNDC
- Evento área Suroccidental



Cambio Macro TEBSA



Cambio macro TEBSA

Ejemplo Conf 5:

	GENERACIÓN TEBSA	
	Versión 4.1	Versión 5.3
P01	392	392
P02	392	392
P03	392	392
P04	392	392
P05	392	392
P06	392	392
P07	392	392
P08	392	392
P09	392	392
P10	392	392
P11	392	392
P12	392	392
P13	32	150
P14	0	50
P15	0	0
P16	0	0
P17	0	0
P18	0	0
P19	0	0
P20	0	0
P21	0	0
P22	15	50
P23	161	161
P24	309	309
P25	392	392
P26	392	392
P27	392	392
P28	417	417
P29	791	791
P30	417	417
P31	392	392
P32	392	392

FECHA DE APLICACIÓN: Operación del 29-01-2020

ACUERDO CNO 531

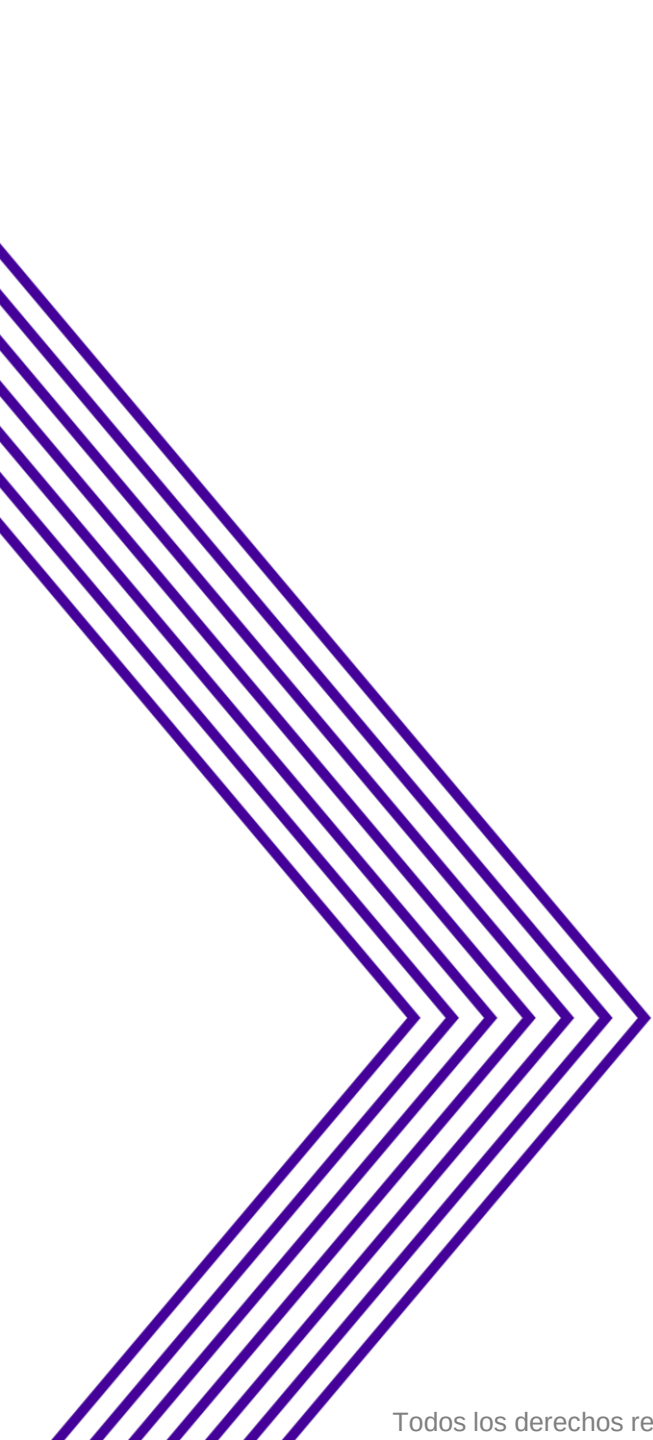
MODELO DE RAMPAS DE TEBSA

Para el despacho y redespacho económico de la planta TEBSA se utilizará un modelo operativo cuya actualización es responsabilidad de GECELCA con la aceptación de XM después de realizarle pruebas al software, sin necesidad de la expedición de un Acuerdo por parte del Consejo Nacional de Operación. GECELCA es responsable del modelo que se acepta por parte de XM.

Argumentación de TEBSA para el cambio:

- Las rampas de entrada y salida de la macro no eran factibles, debido a que la salida de 32MW representaba prácticamente un disparo de la planta, además, la entrada de 15MW no permitía alcanzar las condiciones termodinámicas adecuadas para arrancar el ciclo.
- Con el acuerdo CNO 555 cubrían el requerimiento real de la planta y con la aprobación del acuerdo CNO 1257 ya no era posible.

Por parte de XM se diseñaron 18 casos de prueba tratando de cubrir diferentes combinaciones de unidades por 220 kV, 110 kV e indisponibilidades de las unidades de vapor, también se tuvo en cuenta la condición inicial de las unidades, información que es de suma importancia para la programación de la generación.



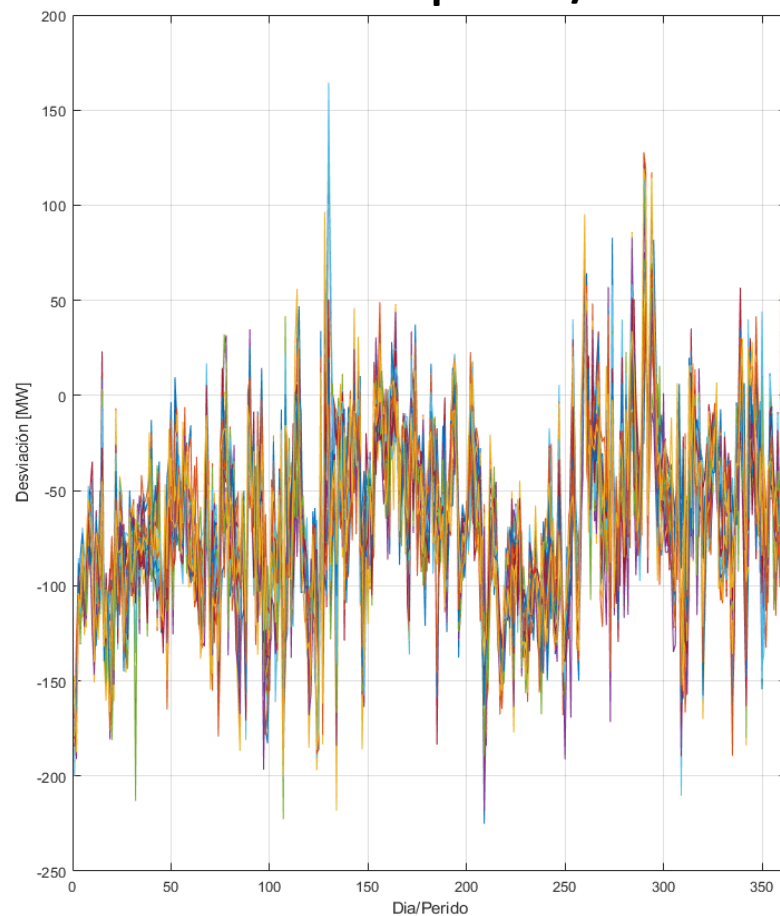
Indicador Desviación PNDC



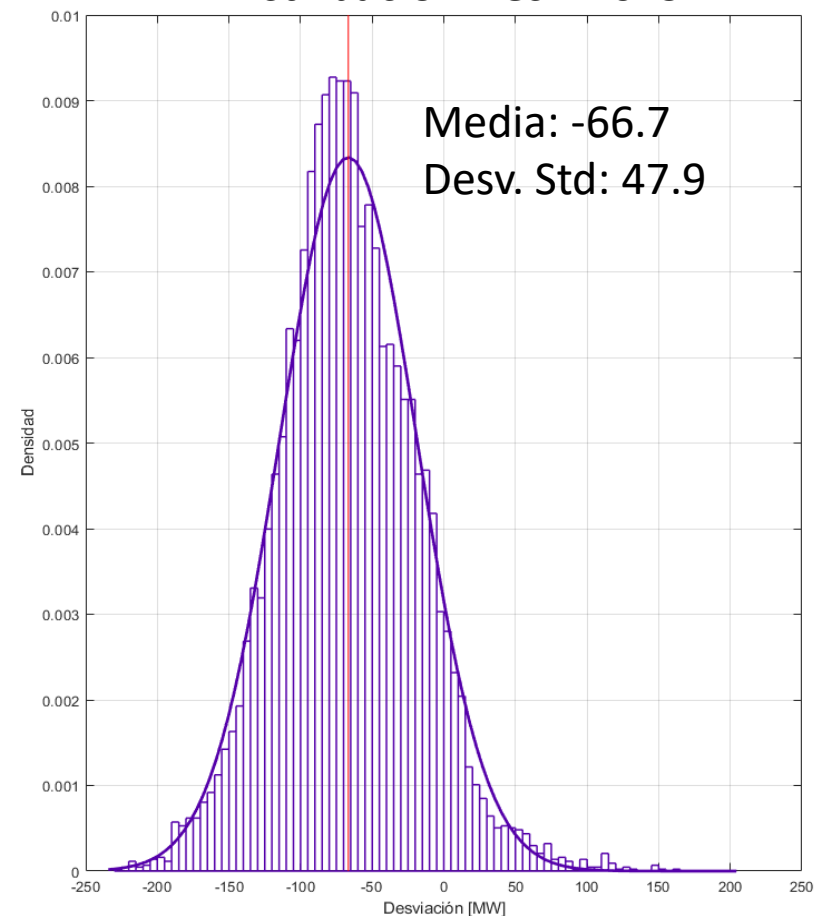
Desviaciones plantas NDC

Las desviaciones (Generación Real - Generación Programada) de las plantas NDC para el año 2019, muestran que la oferta de disponibilidad fue típicamente inferior a la generación real de este tipo de plantas:

Desviaciones por día/hora



Distribución Desv. 2019



Indicador de Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC



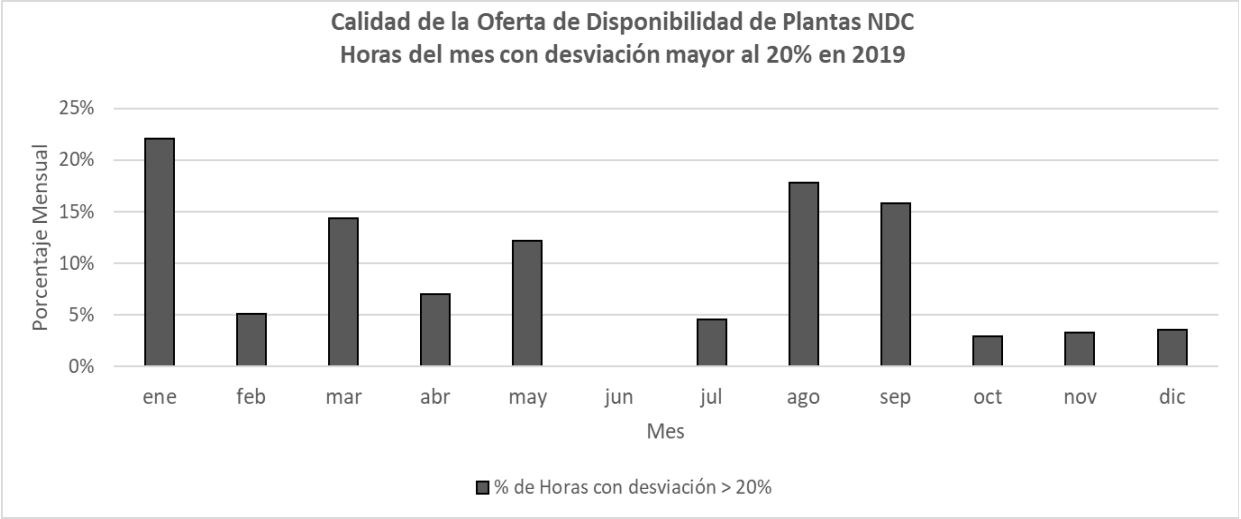
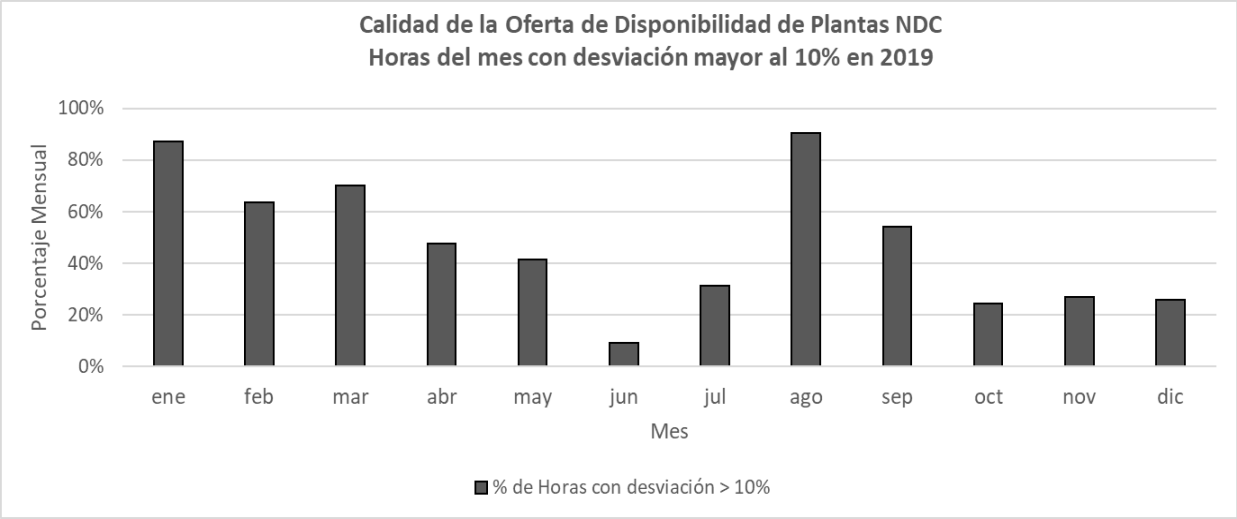
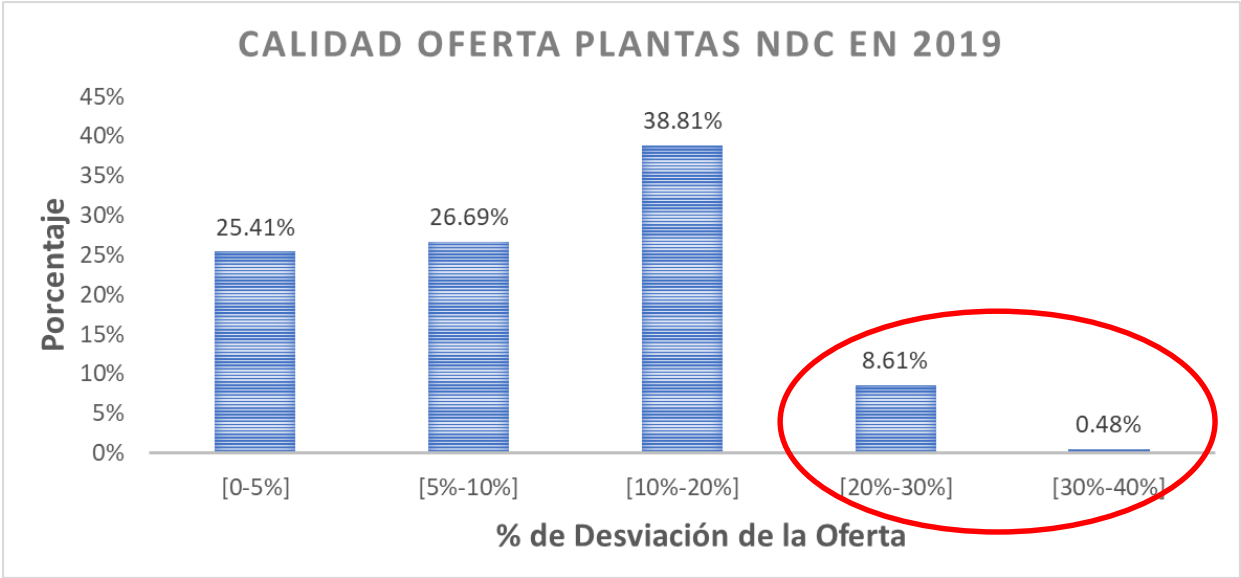
El indicador de desviación de oferta de plantas no despachadas centralmente (menores y cogeneradores) mide mes a mes, el porcentaje de periodos en que la desviación de la oferta de disponibilidad por periodo con respecto a la generación real por periodo de las plantas NDC es mayor al valor absoluto del 15%.

Desviación = Valor Absoluto [(Generación real total plantas NDC en el periodo t – Oferta de disponibilidad total plantas NDC para el periodo t)/(Generación real plantas NDC en el periodo t)] * 100

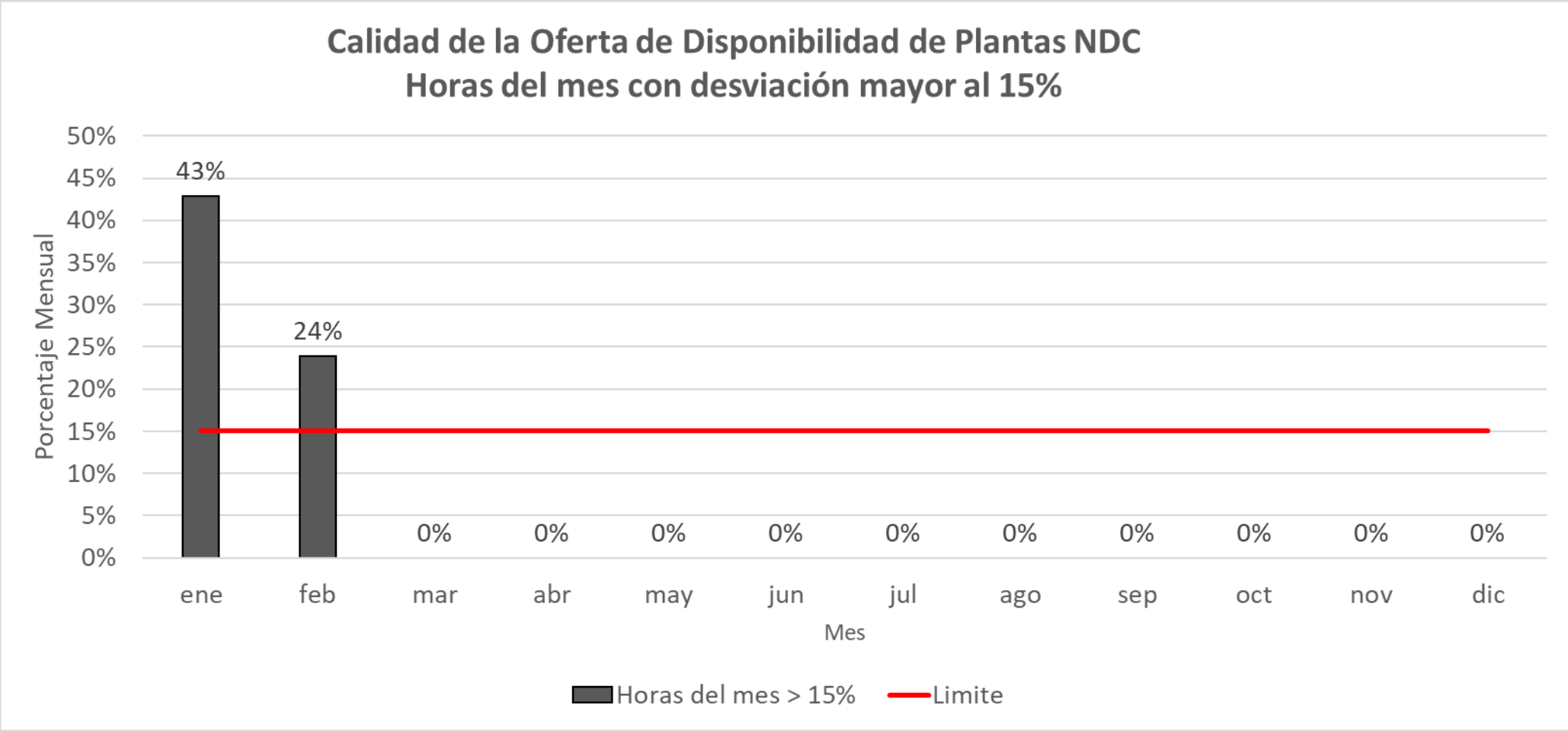
El indicador de calidad se calcula mes a mes, como:

Indicador : $100 * \frac{\text{Número de periodos en el que la desviación es } > 15 \%}{\text{Número de periodos del mes}}$

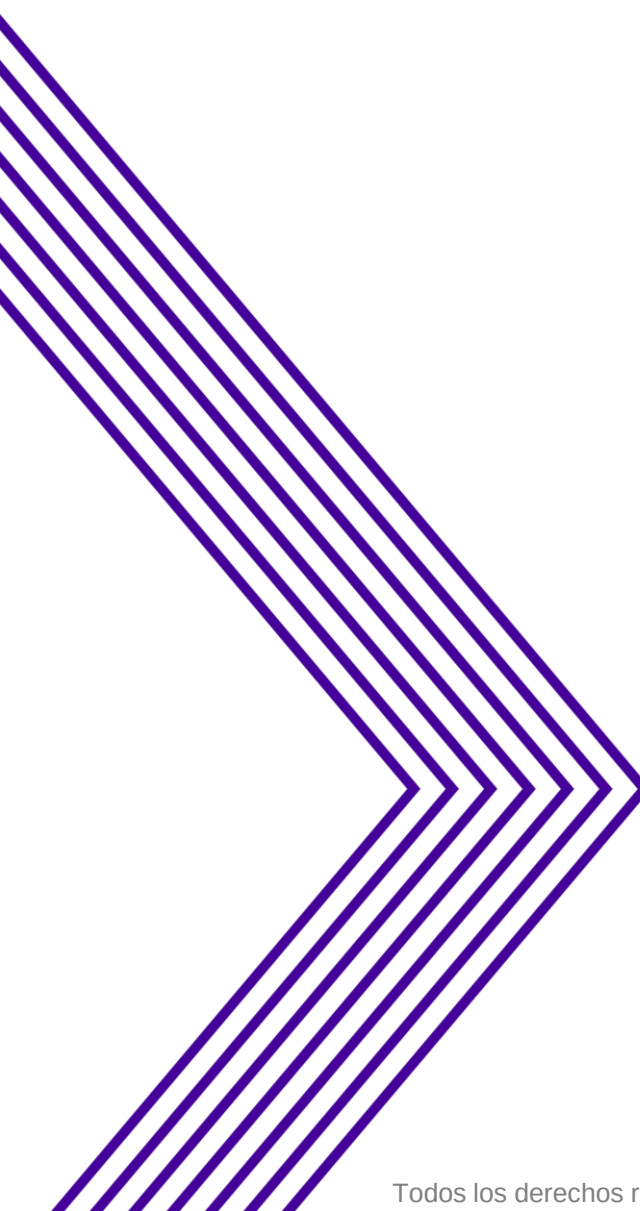
Indicador Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC 2019



Indicador Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC-2020



El CO recomendó un porcentaje del 15% para contabilizar este indicador en el 2020.

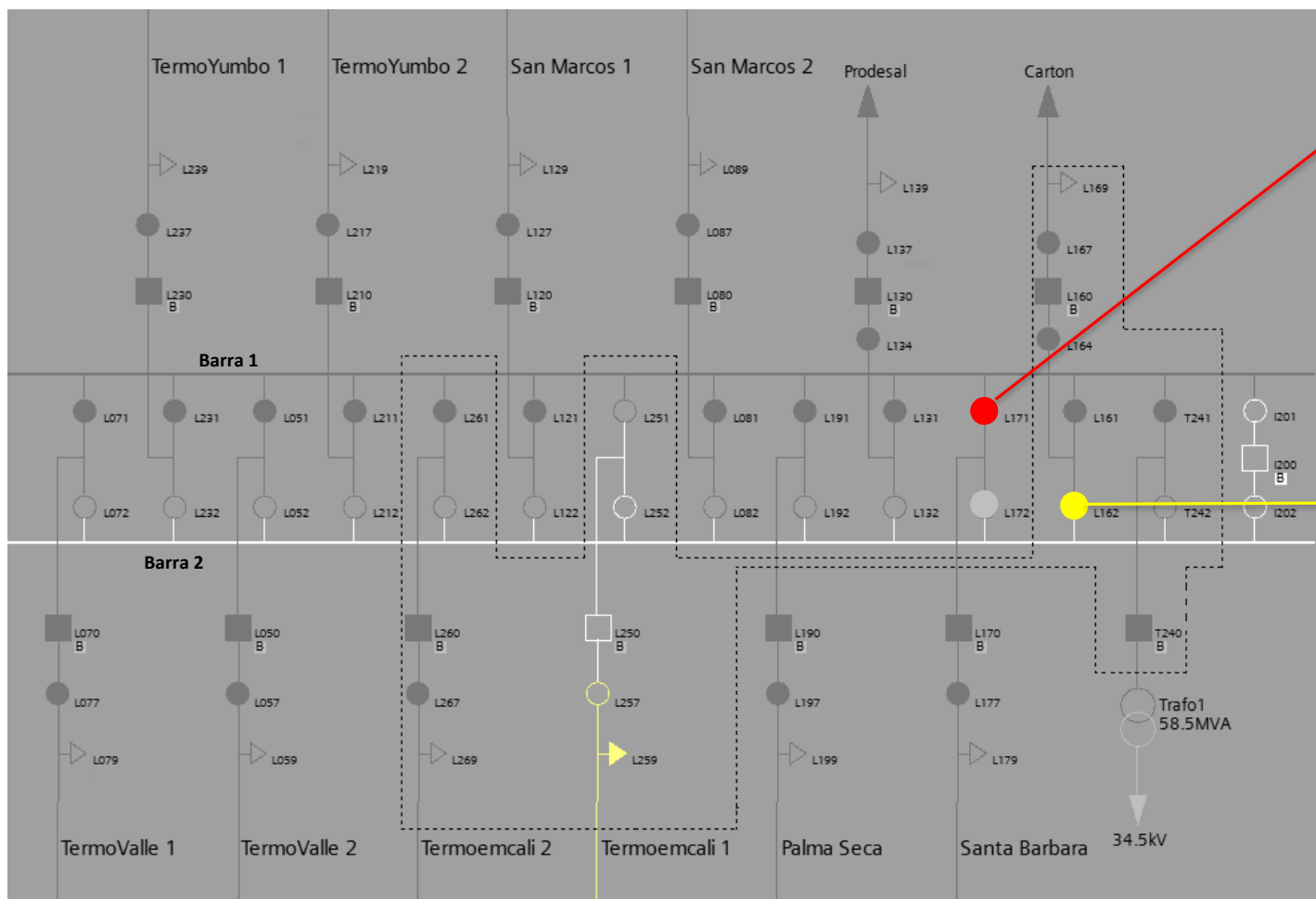


**Evento área Suroccidental
20 de febrero de 2020 a las
13:50 horas.**



Evento 20 de febrero 2020 a las 13:50 horas S/E Guachal

115 kV



Se ejecutaba la consignación **C0176929**, para corregir punto caliente crítico en el seccionador **L171**. Se requería previamente cerrado el seccionador L172, para pruebas de apertura y cierre en el seccionador L171.

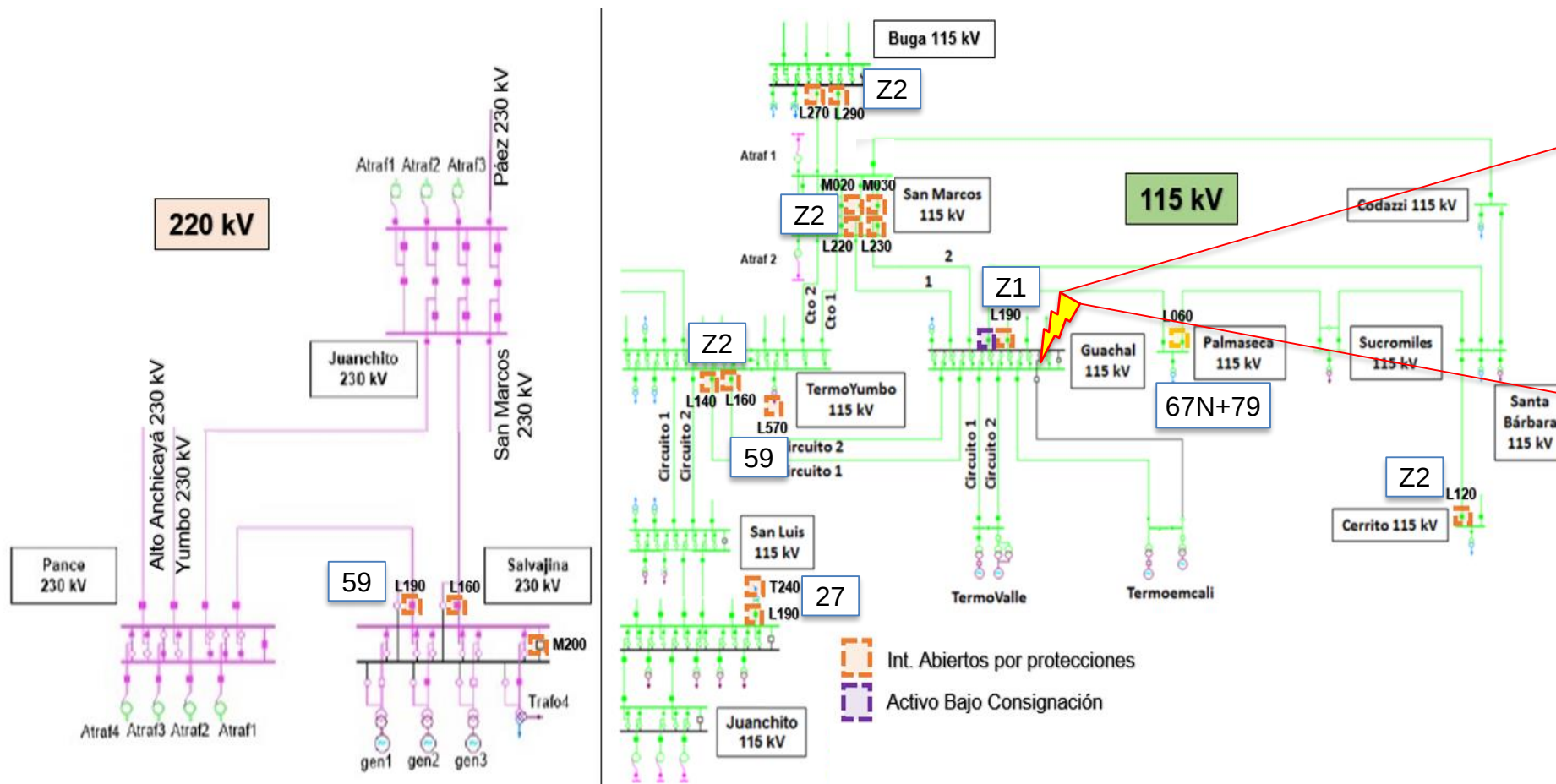
Personal en sitio requirió cambio de barras para corregir el punto caliente en el seccionador **L171**, razón por la cual se tramitó la consignación nacional de emergencia **C0178605**.

En la subestación Guachal 115 kV durante las maniobras para cambiar los activos de la barras 1 a la 2, solicitada en la consignación **C0178605**, se presentó apertura bajo carga del seccionador **L162**, provocando arco eléctrico.

Según información recibida de CELSIA COLOMBIA (EPSA), al momento de la falla, la protección diferencial de barras (ANSI 87B), se encontraba bloqueada.

Descripción General del Evento – (Preliminar)

El 20 de febrero de 2020, a las 13:50 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión Termoyumbo - Guachal 1 y 2 115kV en Termoyumbo, San Marcos – Guachal 1 y 2 115kV en San Marcos, **Palmaseca - Sucromiles 115kV en Palmaseca**, Guachal – Palmaseca 115 kV en Guachal, **Buga – San Marcos 1 y 2 115kV en Buga**, **Cerrito – Santa Bárbara 115kV en Cerrito**, **Transformador TP5 115/34.5 kV Juanchito y Planta Solar Yumbo**. Adicionalmente, a las 13:51 horas se registró apertura de las bahías de línea Salvajina a San Marcos 230kV, Salvajina a Pance a 230 kV y bahía de Acople Salvajina 230kV.



En la subestación Guachal 115 kV durante las maniobras para cambiar los activos de la barras 1 a la 2, solicitada en la consignación **C0178605**, se presentó apertura bajo carga del seccionador **L162**, provocando arco eléctrico.

La falla fue despejada en aproximadamente 525 ms

Tomado y adaptado del Informe del evento suministrado por CELSIA COLOMBIA (EPSA)

Impactos Observados – (Preliminar)

Cambio en la Demanda

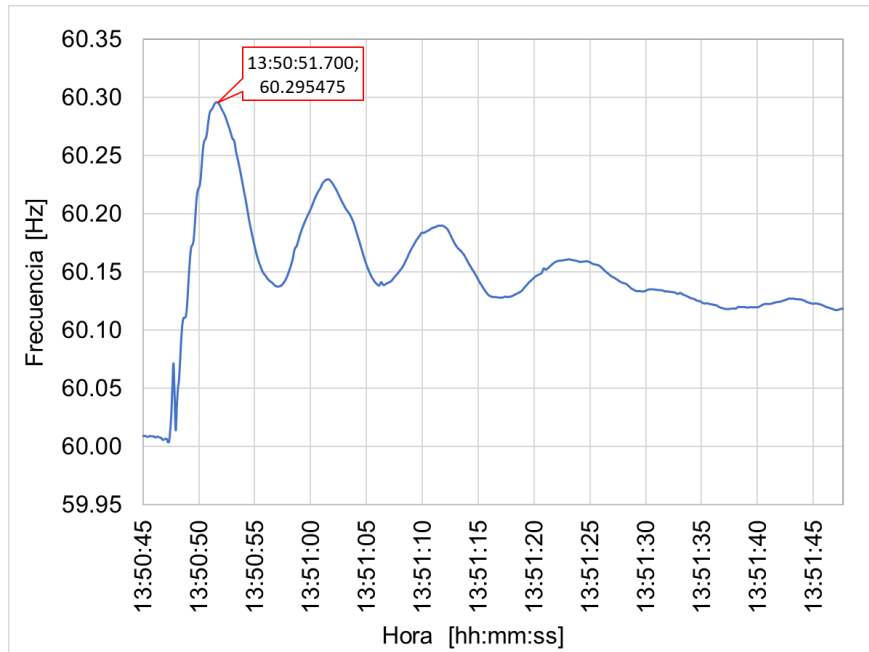
340 MW disminución transitoria.



DNA 46 MW desconectados (Reporte EMCALI).

Excursión transitoria de la frecuencia

por fuera del rango normal de operación $> 60.2\text{Hz}$



Ausencia de Tensión

En la Subestación **Salvajina 230 kV**

En la Subestación **Guachal 115 kV**



Desconexión de 95 MW de Generación

Central Salvajina, Unidad 2



Algunas actividades aún pendientes:

- Corregir punto caliente crítico en el seccionador **L171** en la subestación Guachal 115 kV.
- Reparación del seccionador **L162** en la subestación Guachal 115 kV.

Algunas actividades que se podrían desprender del análisis de este evento:

- Modernización de la protección diferencial (ANSI 87B) de la subestación Guachal 115 kV.
- Verificación de ajustes y coordinación de protecciones en la zona.

5. Varios

- Indicadores de Operación

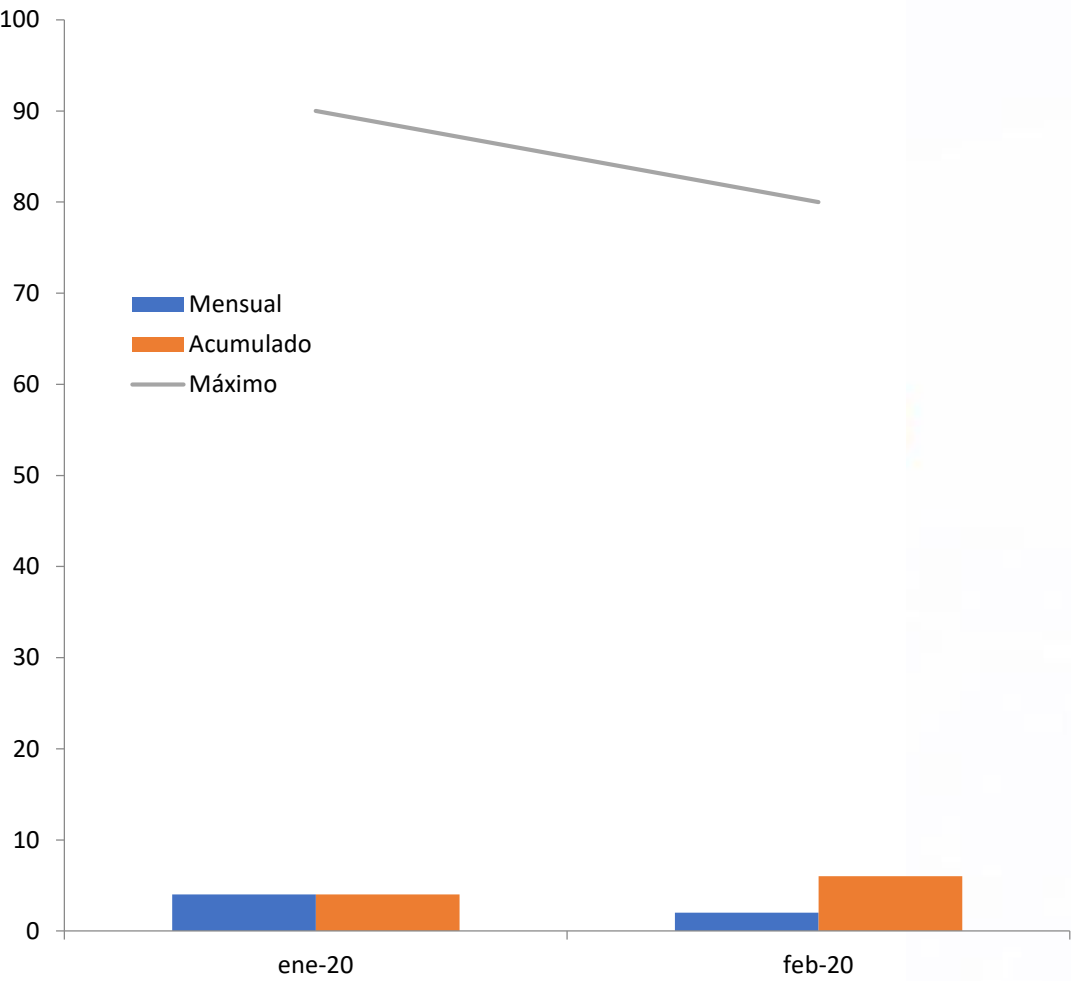
Indicadores de Operación



Eventos transitorios de frecuencia



Frecuencia transitorio



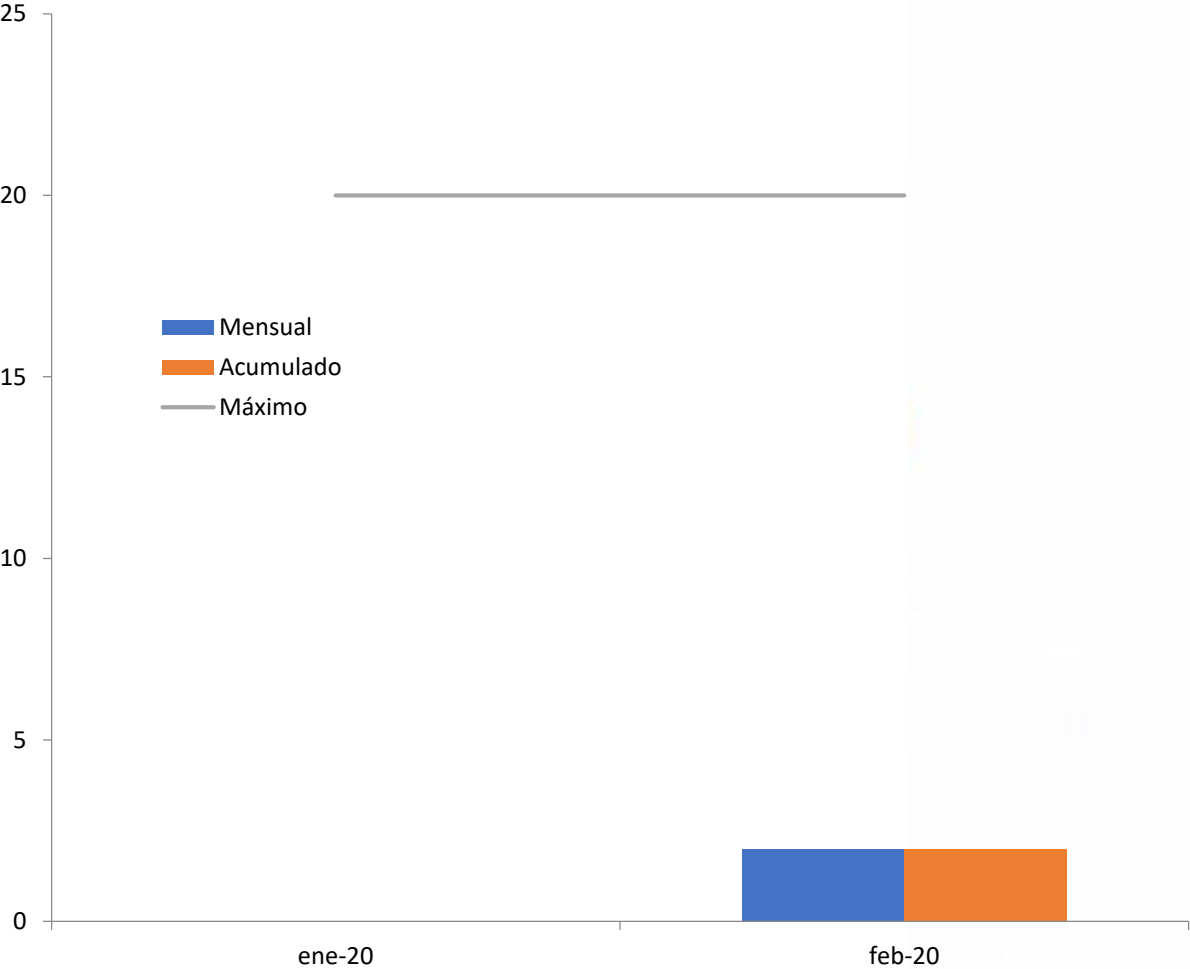
Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
16/02/2020 5:18	2	59.78	Transitorio	Disparo de la unidad EL QUIMBO 1. La unidad se encontraba generando 170 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.	NO
20/02/2020 13:50	6	60.29	Transitorio	Durante la ejecución de los trabajos de la consignación C0178605 en S/E GUACHAL 115 KV, se presenta falla en el seccionador a barra 2 de la BL1 GUACHAL A CARTÓN 115 kV, ocasionando disparo de todos los extremos remotos asociados a la S/E GUACHAL 115 KV, presentándose pérdida de carga industrial. Simultáneamente se presenta disparo de los activos BL1 SALVAJINA A PANCE 230 KV y BL1 SALVAJINA A JUANCHITO 230 KV, quedando sin tensión la S/E SALVAJINA 230 KV. Esto genera un evento de frecuencia alcanzando un valor de 60.295 Hz. En el momento del evento se tenía una generación en SALVAJINA de 95 MW.	NO

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

Eventos de tensión fuera de rango



Eventos de tensión



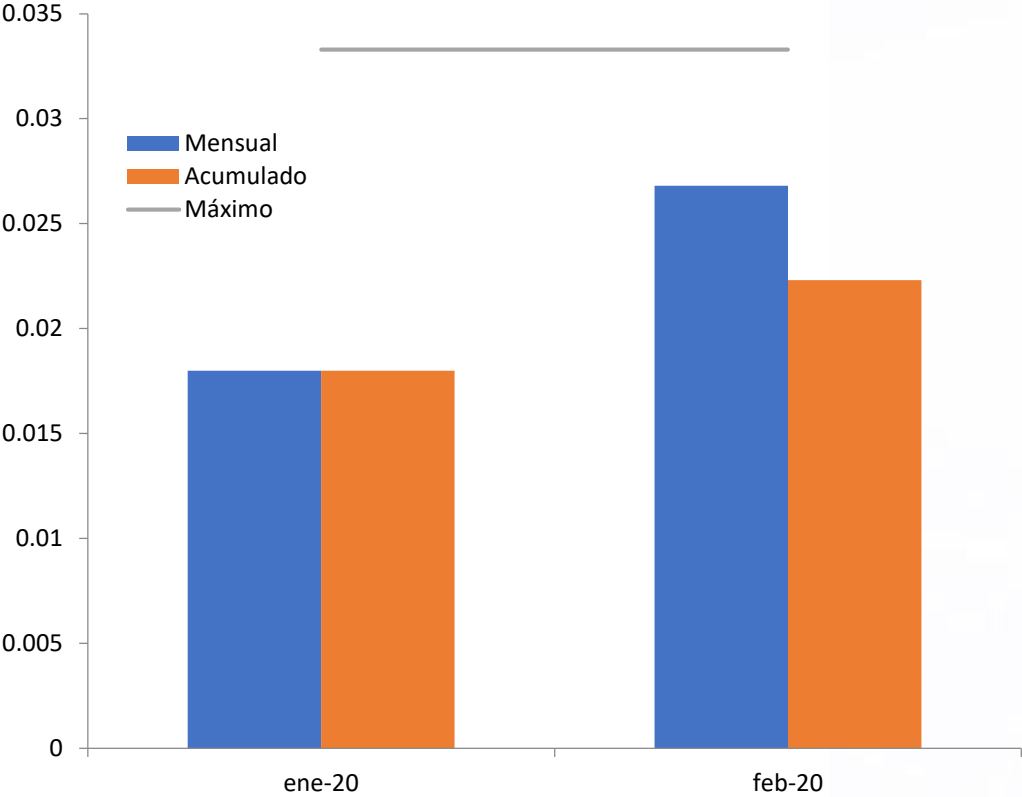
Fecha	Descripción	Causa
6/02/2020 5:45	Disparo de todas las bahías asociadas a la subestación anillo TASAJERA 230 KV, quedando sin tensión la S/E TASAJERA 230 KV. El agente reporta evento en las unidades de generación.	Otros eventos en generacion
20/02/2020 13:50	Disparo de los activos BL1 SALVAJINA A PANCE 230 KV y BL1 SALVAJINA A JUANCHITO 230 KV dejando sin tensión la S/E SALVAJINA 230 KV. Simultáneamente se presenta disparo de todos los extremos remotos asociados a la S/E GUACHAL 115 KV.	Evento STN

Durante el mes de Febrero de 2020 se presentaron 2 eventos de tensión en el sistema.

Porcentaje de DNA Programada



DNA Programada



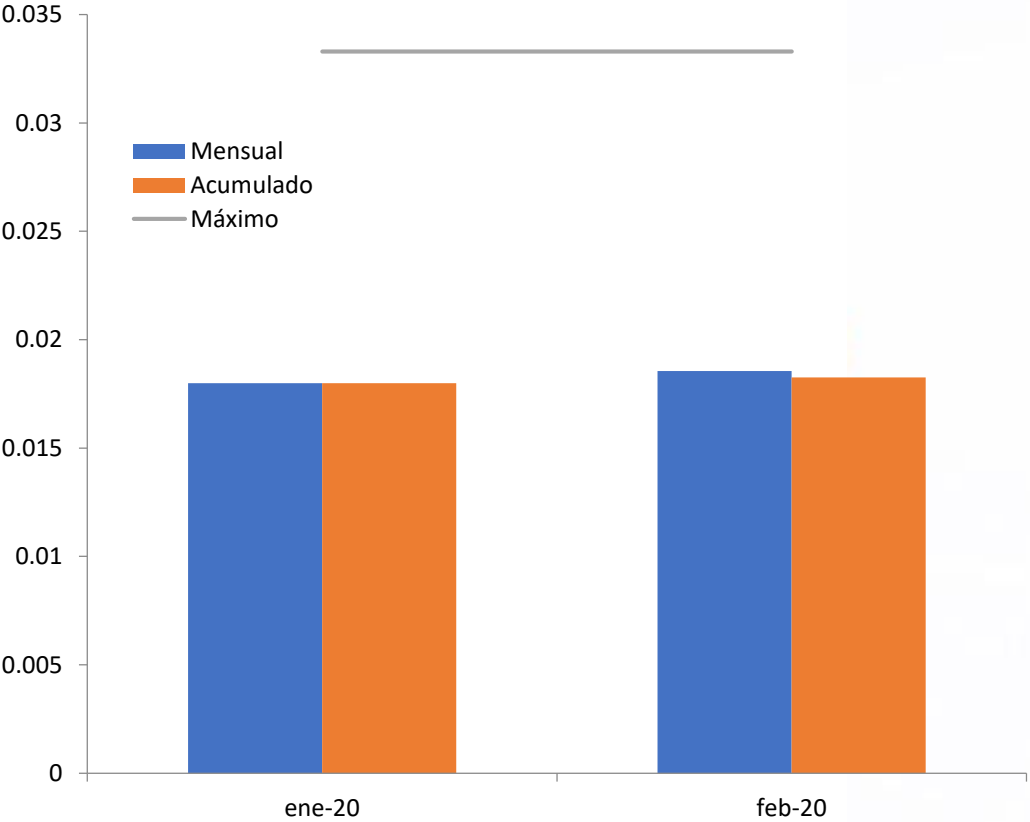
Por causas programadas se dejaron de atender 1,558 GWh en el mes de Febrero de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
9/02/2020 6:00	403.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171215, C0171216, C0171217, C0171218, C0171219 y C0176494 de los activos EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, BT EL PASO 1 12 MVA 110 kV, BL1 EL PASO A EL COPEY 110 kV, BL1 EL PASO A EL BANCO 110 kV, y BARRA EL PASO 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 KV.
29/02/2020 7:00	398.59	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171340, C0171341, C0171342, C0171343, C0171374 y C0177091 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, BT SINCE 1 30 MVA 110 kV, BL1 SINCE A CHINU 110 kV, BL1 SINCE A MAGANGUE 110 kV, BARRA SINCE 110 KV y MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
16/02/2020 7:02	205.35	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171063 del activo ZARAGOCILLA 1 35 MVA 66/13.8 KV.
16/02/2020 7:08	156.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0173162 y C0173292 sobre los activos BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV y TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/6.9 KV.
23/02/2020 5:37	87.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0177206 del activo BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOYA) 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales PUERTO CAICEDO 115 KV y EL YARUMO 115 KV.
23/02/2020 7:03	82.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0176868 del activo BT VALLEDUPAR 9 42 MVA 34.5 KV.
26/02/2020 6:19	63	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178312 del activo OCCIDENTE - SAN JERONIMO 1 110 kV.

Porcentaje de DNA Programada sin Mantenimientos Origen Expansión



DNA Programada sin
Mantenimientos Origen
Expansión

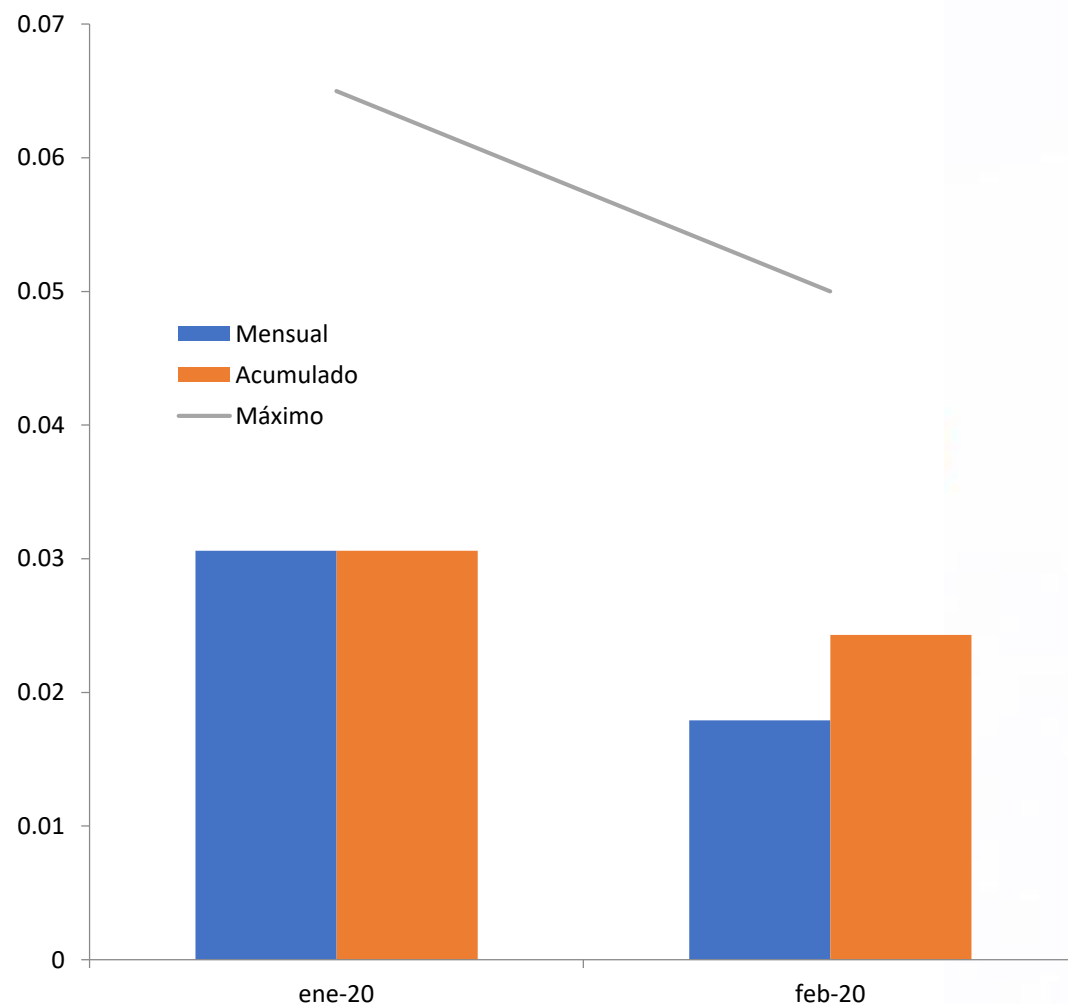


Por causas programadas se dejaron de atender 1,079 GWh en el mes de Febrero de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
29/02/2020 7:00	398.59	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0171340, C0171341, C0171342, C0171343, C0171374 y C0177091 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV, BT SINCE 1 30 MVA 110 kV, BL1 SINCE A CHINU 110 kV, BL1 SINCE A MAGANGUE 110 kV, BARRA SINCE 110 KV y MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV, dejando sin tensión las S/E radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.
16/02/2020 7:02	205.35	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0171063 del activo ZARAGOCILLA 1 35 MVA 66/13.8 KV.
16/02/2020 7:08	156.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0173162 y C0173292 sobre los activos BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV y TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/6.9 KV.
23/02/2020 5:37	87.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0177206 del activo BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOA) 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales PUERTO CAICEDO 115 KV y EL YARUMO 115 KV.
23/02/2020 7:03	82.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0176868 del activo BT VALLEDUPAR 9 42 MVA 34.5 KV.
23/02/2020 12:31	34.17	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0172365 del activo BL1 JAMONDINO A POMASQUI (ECUADOR) 230 kV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA No Programada

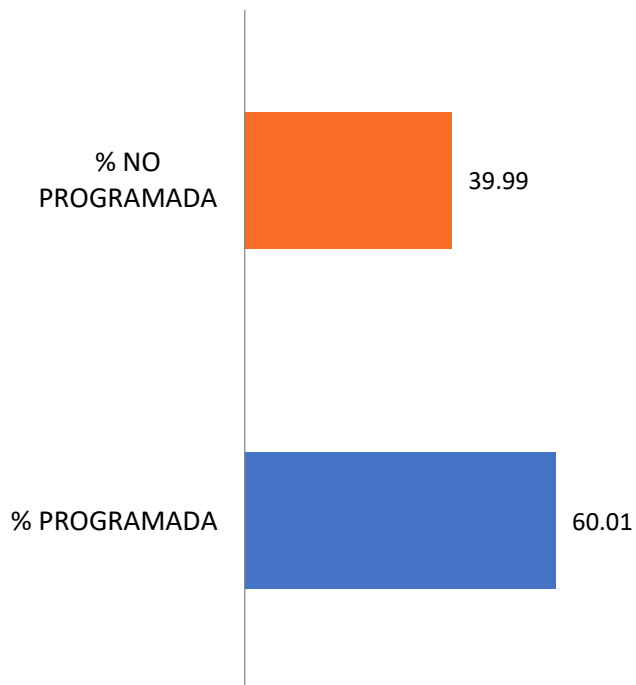


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,039 GWh en el mes de Febrero de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
11/02/2020 19:13	152.53	Demanda no atendida por disparo de los activos BT SAN FELIPE 1 150 MVA 230 kV y BL1 VICTORIA (CALDAS) A MARIQUITA 115 kV, dejando sin tensión la S/Es SAN FELIPE y MARIQUITA 115 kV temporalmente radiales por disparo del activo ATR1 MARIQUITA 40 MVA 115/33 kV. El agente reporta falla en el ATR1 SAN FELIPE 40 MVA 115/33 kV.
12/02/2020 0:00	133	Continúa demanda no atendida por disparo de los activos BT SAN FELIPE 1 150 MVA 230 kV y BL1 VICTORIA (CALDAS) A MARIQUITA 115 kV, dejando sin tensión la S/Es SAN FELIPE y MARIQUITA 115 kV temporalmente radiales por disparo del activo ATR1 MARIQUITA 40 MVA 115/33 kV. El agente reporta falla en el ATR1 SAN FELIPE 40 MVA 115/33 kV.
22/02/2020 16:11	127.58	Demanda no atendida ante el disparo de los activos OCOA - SURIA 1 115 kV, BL1 OCOA A LA REFORMA 115 kV, BL2 OCOA A LA REFORMA 115 kV y BL1 OCOA A BARZAL 115 kV, dejando sin tensión la S/E OCOA 115 kV y las S/Es radiales GRANADA, SAN JOSE DEL GUAVIARE, SURIA, PUERTO LOPEZ, CAMPOBONITO y PUERTO GAITAN 115 KV. El agente reporta falla en el STR.
27/02/2020 16:45	89	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 . El agente reporta falla en el STR.
5/02/2020 14:13	77.76	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0176885 del activo CUESTECITAS - MAICAO 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial Maicao 115 kV.
11/02/2020 0:00	53.27	Continúa demanda no atendida por disparo del activo CAÑO LIMÓN - ARAUCA 34.5 kV, dejando sin tensión la subestación radial ARAUCA 34.5 kV.
27/02/2020 6:30	52.2	Demanda no atendida en la S/E VEINTE DE JULIO 110 kV. El agente reporta falla en el SDL.
4/02/2020 10:03	37.25	Demanda no atendida por disparo del activo LA LOMA 25 MVA 110/34.5 KV. El agente reporta falla en el SDL.

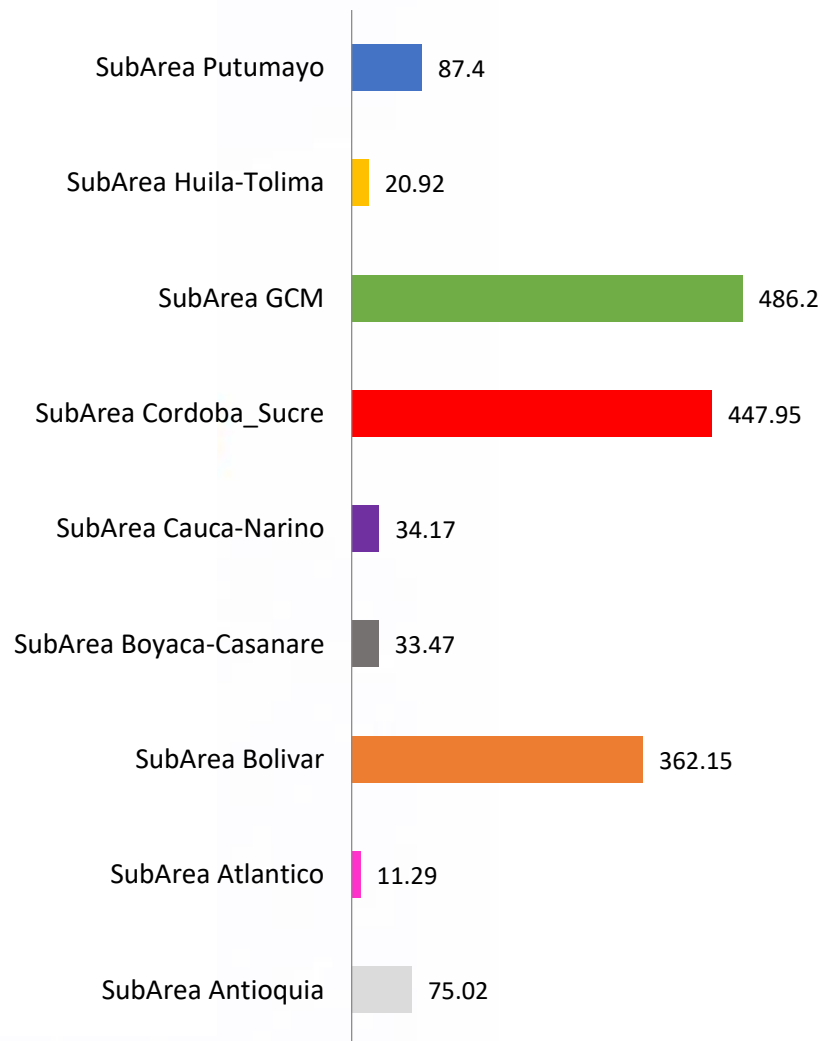
Demanda No Atendida

% DNA

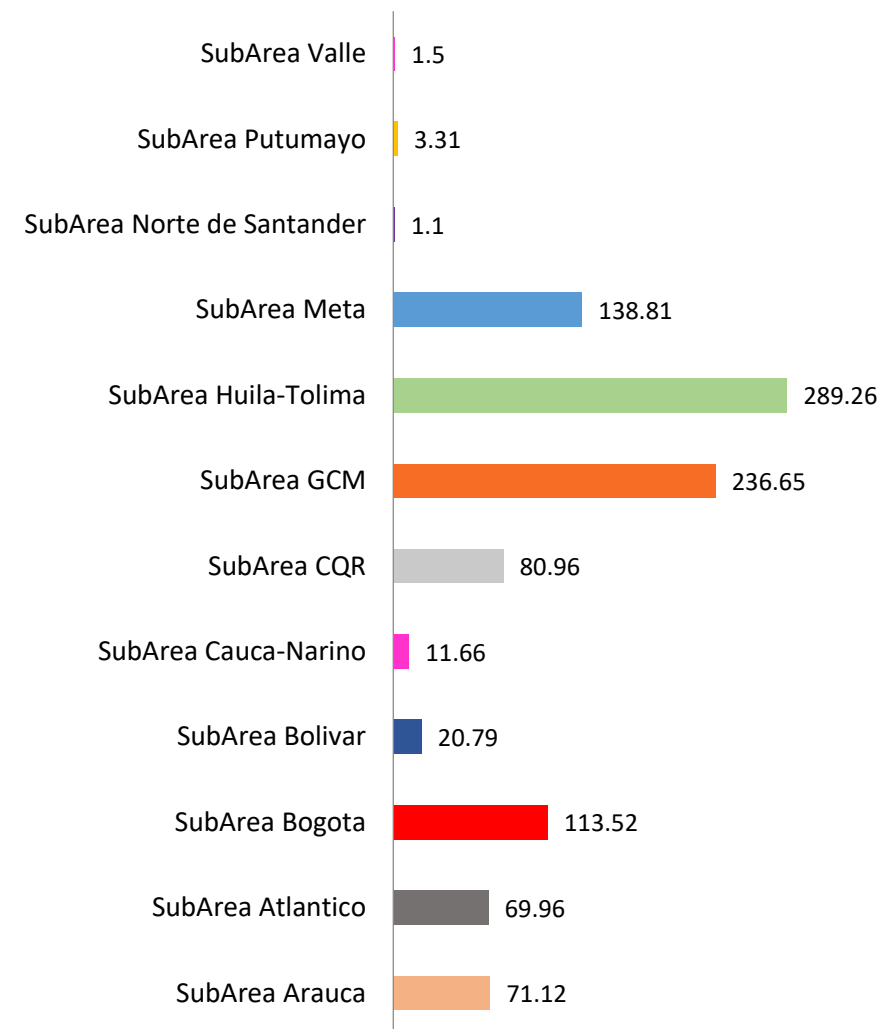


El total de demanda no atendida en Febrero de 2020 fue 2,597 GWh.

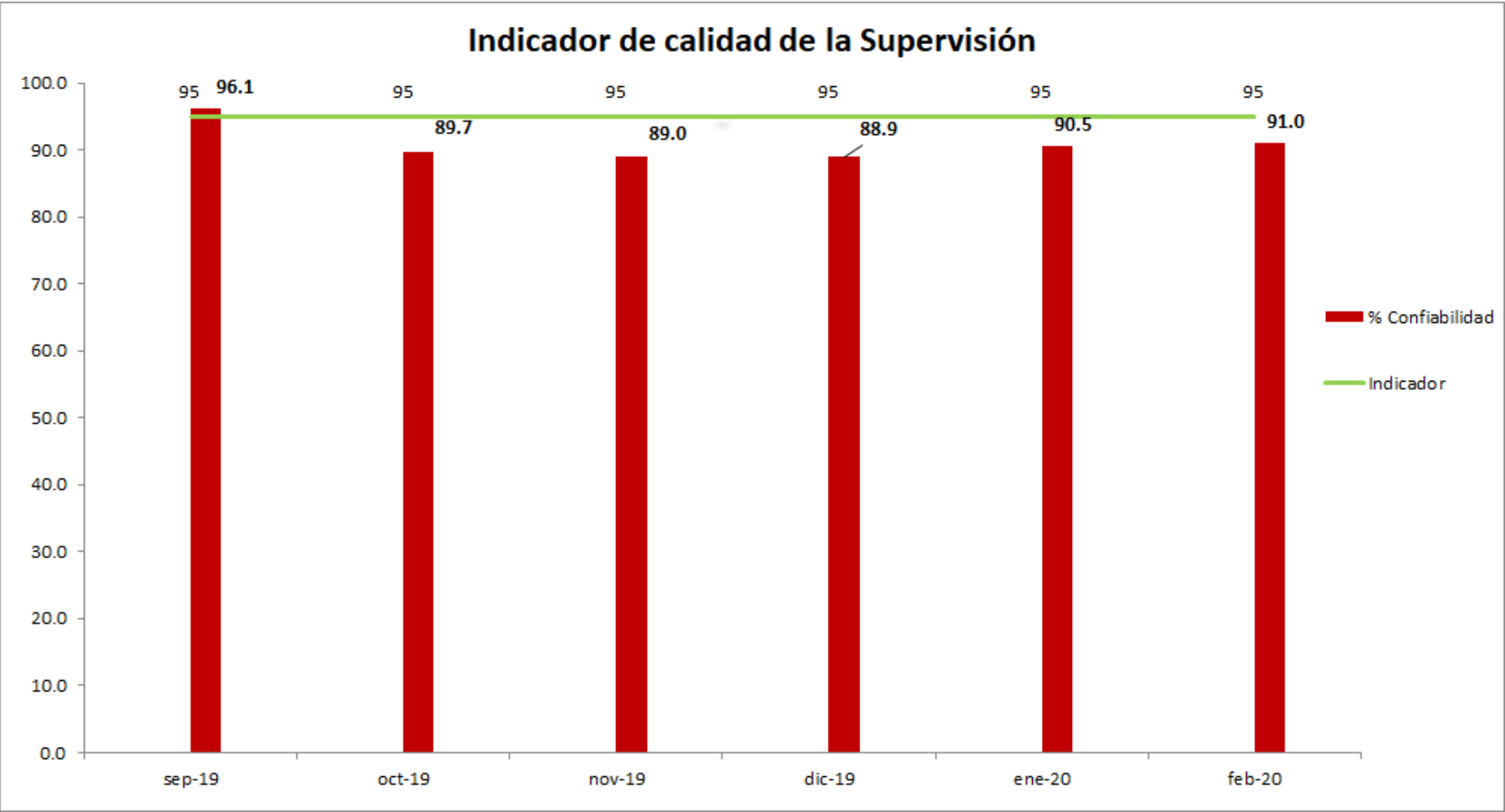
DNA Programada (MWh)



DNA No Programada (MWh)

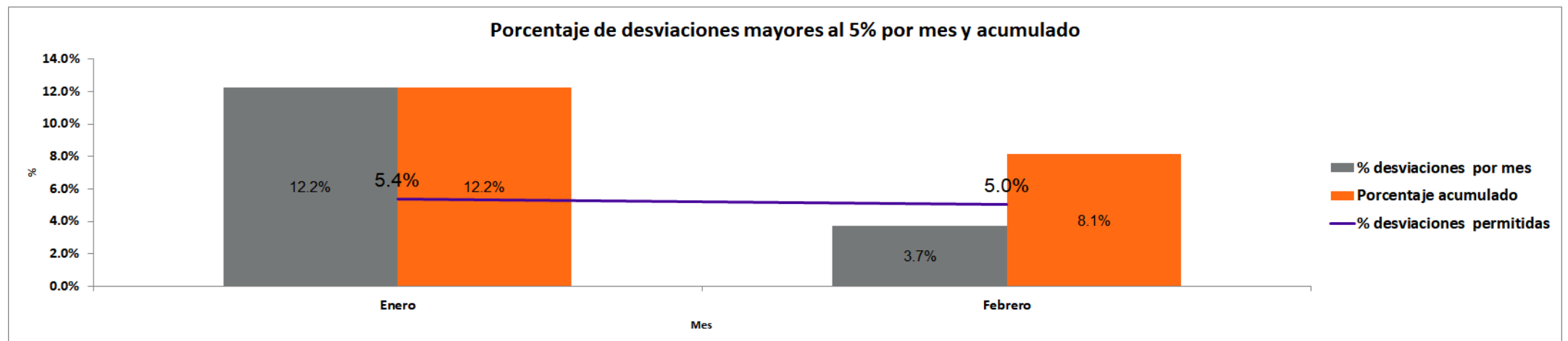
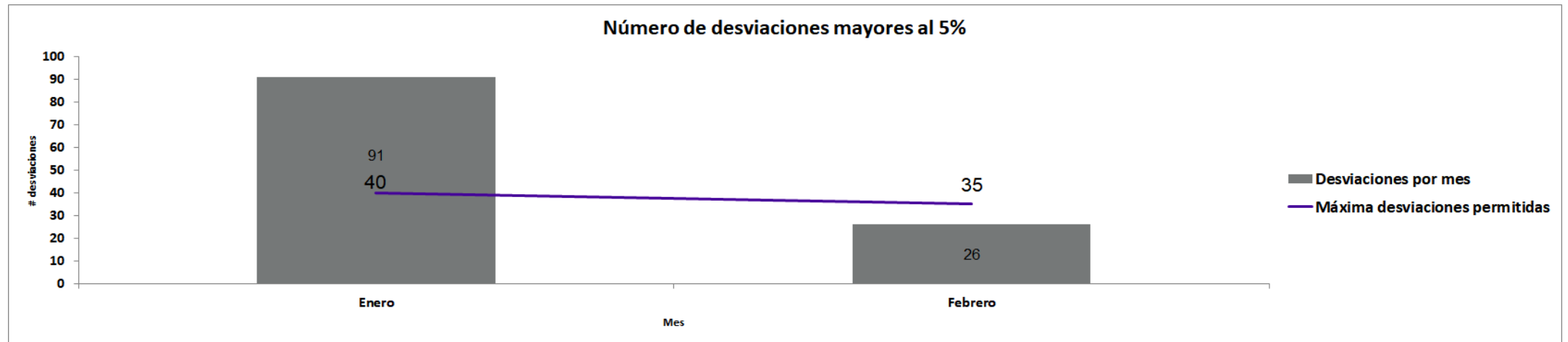


Indicador de Calidad de la Supervisión

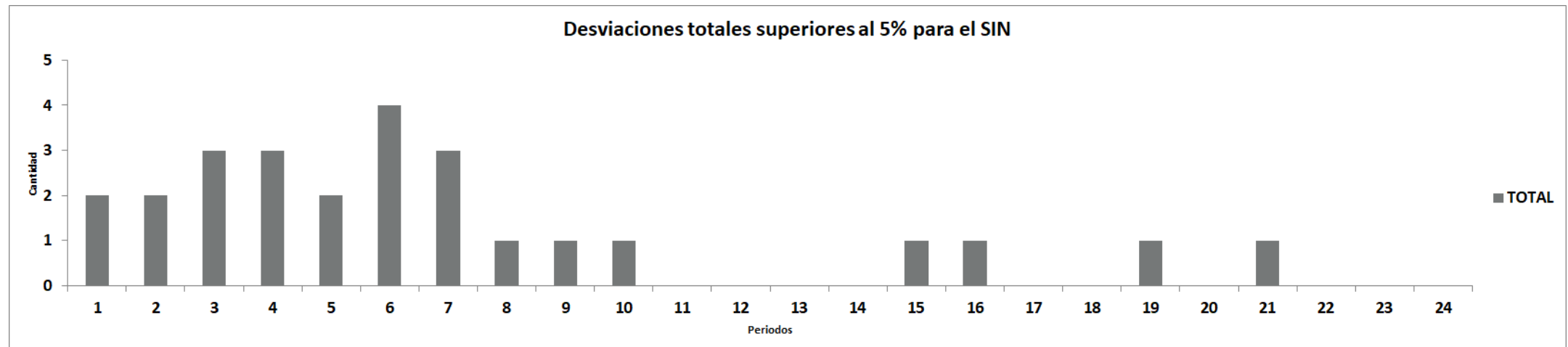
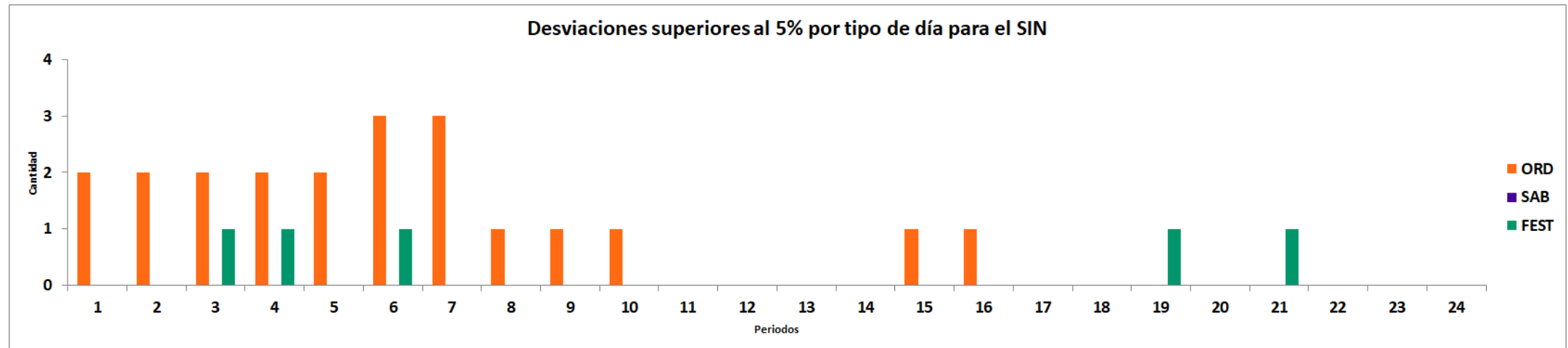


* El presente indicador está siendo calculado bajo la modalidad de prueba hasta el 31 de marzo de 2020.

Indicador de calidad del pronóstico oficial Febrero 2020



Indicador de calidad del pronóstico oficial Febrero 2020



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

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	Desviaciones por mes	% desviaciones permitidas	% desviaciones por mes	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
Santander	29	35	588	5.0%	84.5%	1127	78.3%
Guaviare	29	35	579	5.0%	83.2%	1048	72.8%
TubosCaribe	29	35	572	5.0%	82.2%	1144	79.4%
Drummond	29	35	540	5.0%	77.6%	1165	80.9%
Huila	29	35	524	5.0%	75.3%	1268	88.1%
Intercor	29	35	506	5.0%	72.7%	1250	86.8%
BajoPutumayo	29	35	469	5.0%	67.4%	941	65.3%
NorSantander	29	35	414	5.0%	59.5%	758	52.6%
Cerromatoso	29	35	406	5.0%	58.3%	891	61.9%
Tulua	29	35	394	5.0%	56.6%	746	51.8%
Choco	29	35	394	5.0%	56.6%	835	58.0%
Emec	29	35	392	5.0%	56.3%	987	68.5%
Oxy	29	35	381	5.0%	54.7%	803	55.8%
Bolivar	29	35	379	5.0%	54.5%	1085	75.3%
Cartago	29	35	347	5.0%	49.9%	789	54.8%
Caqueta	29	35	331	5.0%	47.6%	787	54.7%
Meta	29	35	319	5.0%	45.8%	925	64.2%
Putumayo	29	35	316	5.0%	45.4%	670	46.5%
Antioquia	29	35	282	5.0%	40.5%	585	40.6%
Nariño	29	35	243	5.0%	34.9%	499	34.7%
Cali	29	35	242	5.0%	34.8%	547	38.0%
Pereira	29	35	224	5.0%	32.2%	527	36.6%
Tolima	29	35	222	5.0%	31.9%	413	28.7%
Celsia	29	35	215	5.0%	30.9%	673	46.7%
Arauca	29	35	210	5.0%	30.2%	596	41.4%
Caldas	29	35	199	5.0%	28.6%	344	23.9%
Rubiales	29	35	185	5.0%	26.6%	815	56.6%
Boyaca	29	35	151	5.0%	21.7%	457	31.7%
Cauca	29	35	137	5.0%	19.7%	285	19.8%
Casanare	29	35	133	5.0%	19.1%	246	17.1%
Quindio	29	35	117	5.0%	16.8%	860	59.7%
Ciralfanta	29	35	88	5.0%	12.6%	480	33.3%
Planeta	29	35	76	5.0%	10.9%	184	12.8%
CordobaSucre	29	35	51	5.0%	7.3%	75	5.2%
GCM	29	35	30	5.0%	4.3%	98	6.8%
Atlantico	29	35	24	5.0%	3.4%	219	15.2%
Codensa	29	35	17	5.0%	2.4%	181	12.6%

* Con información hasta el día 28 de Febrero

