

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-006

Jueves, 4 de marzo de 2021

Contenido



1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Casos determinísticos
Caso estocásticos

3

Situación operativa

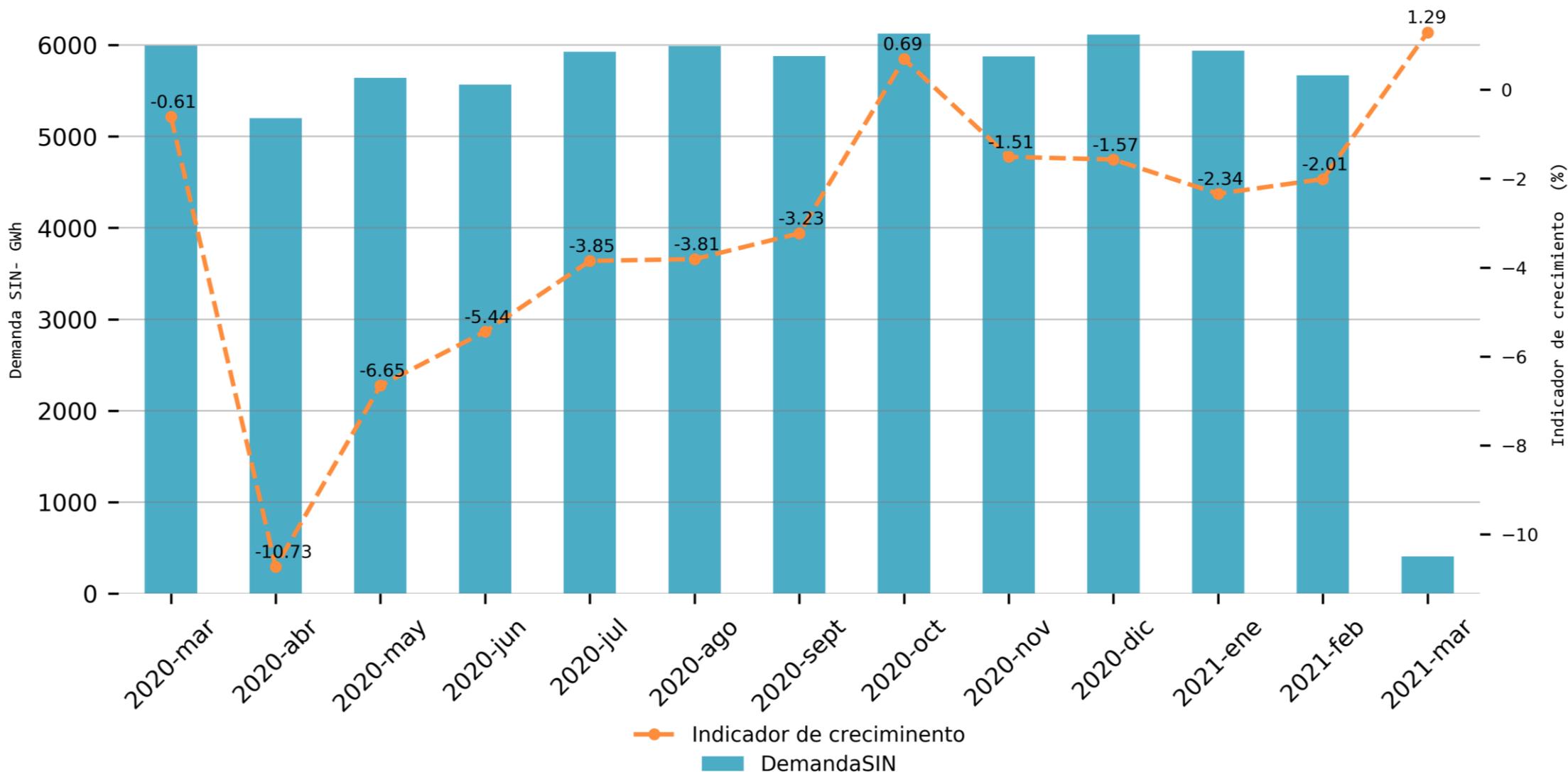
Evento Colombia – Ecuador
Indicadores de Operación

1. Variables del SIN

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

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

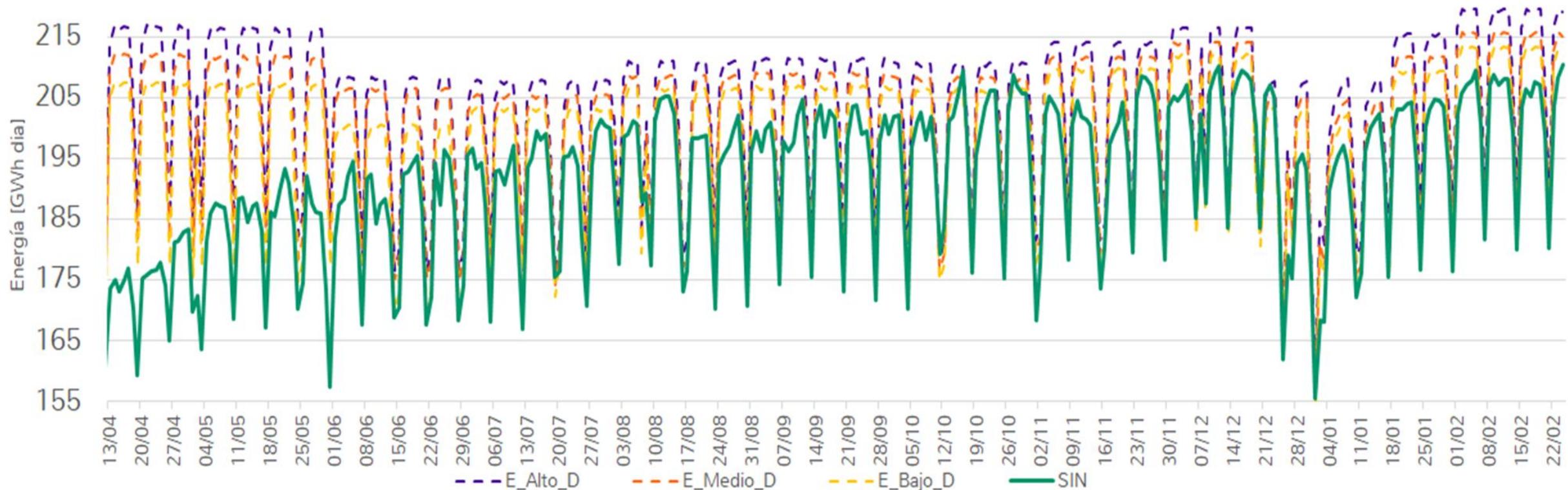
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-03-02
Información actualizada el 2021-03-04

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

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1%, noviembre con -2.5% y diciembre cerró con un -1.3%. Para el 2021 enero esta ubicado en un -2.1% y febrero cerca de un -2.4%.

¿Cómo está la situación energética?

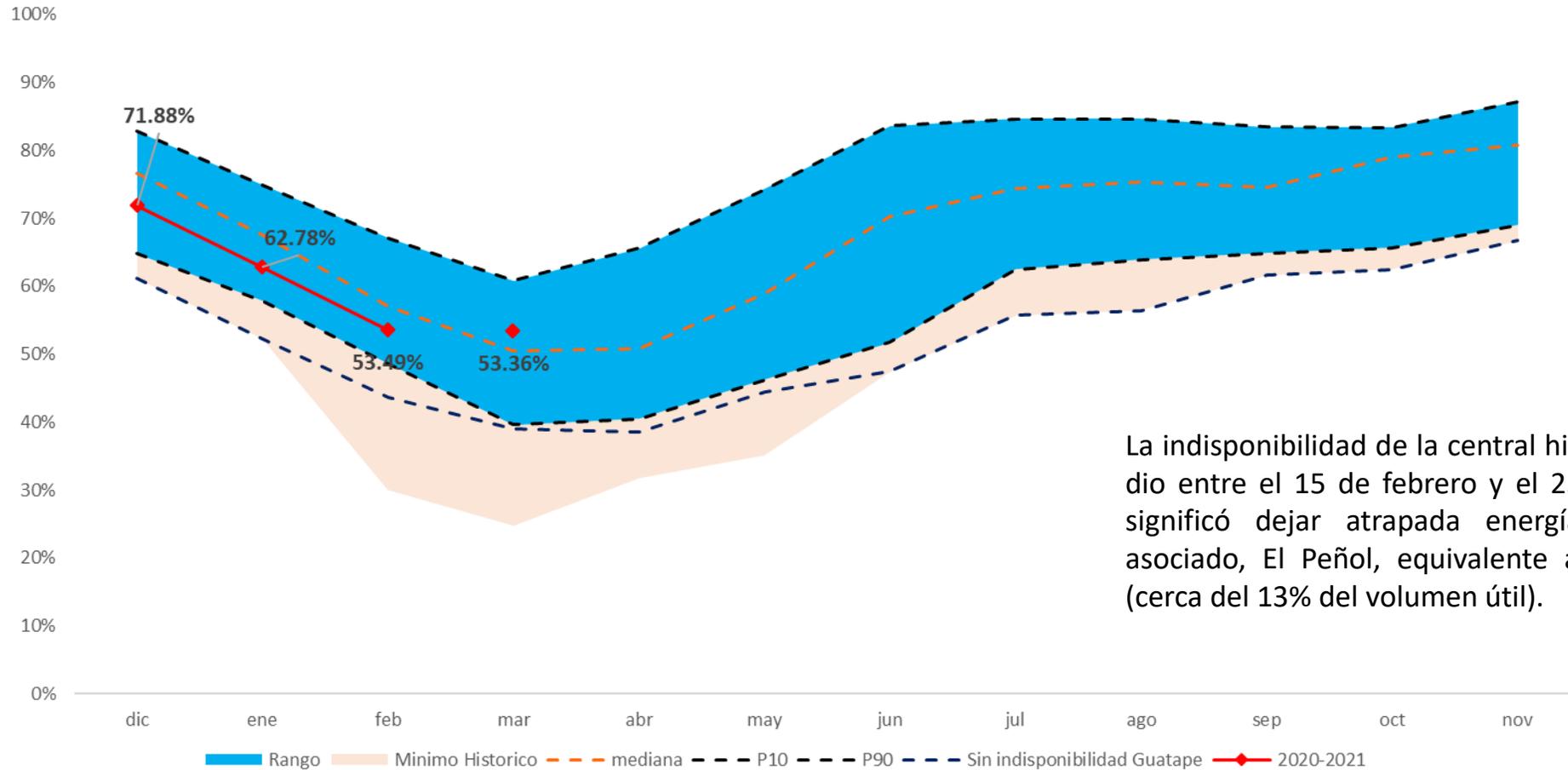


2. Expectativas Energéticas

- Mediano plazo



Reservas hídricas



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

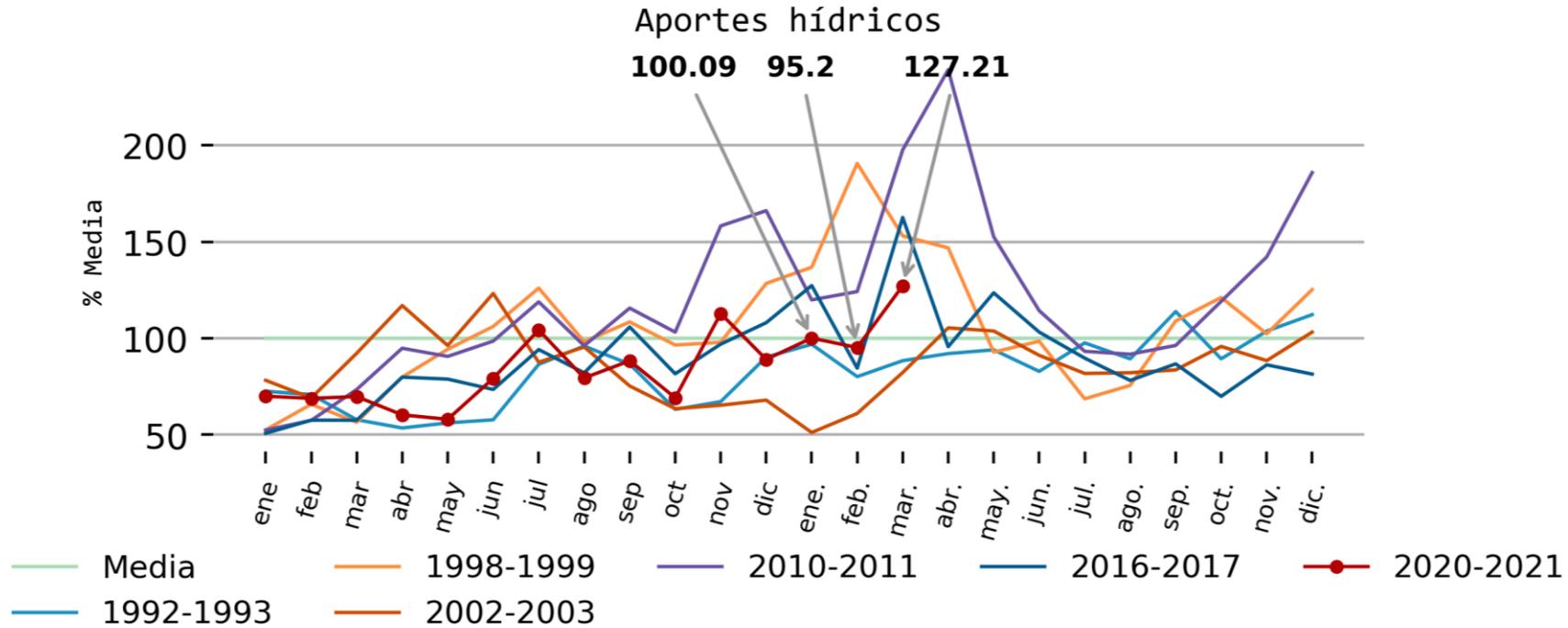
Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Información hasta el: 2021-03-02

Información actualizada el: 2021-03-03

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



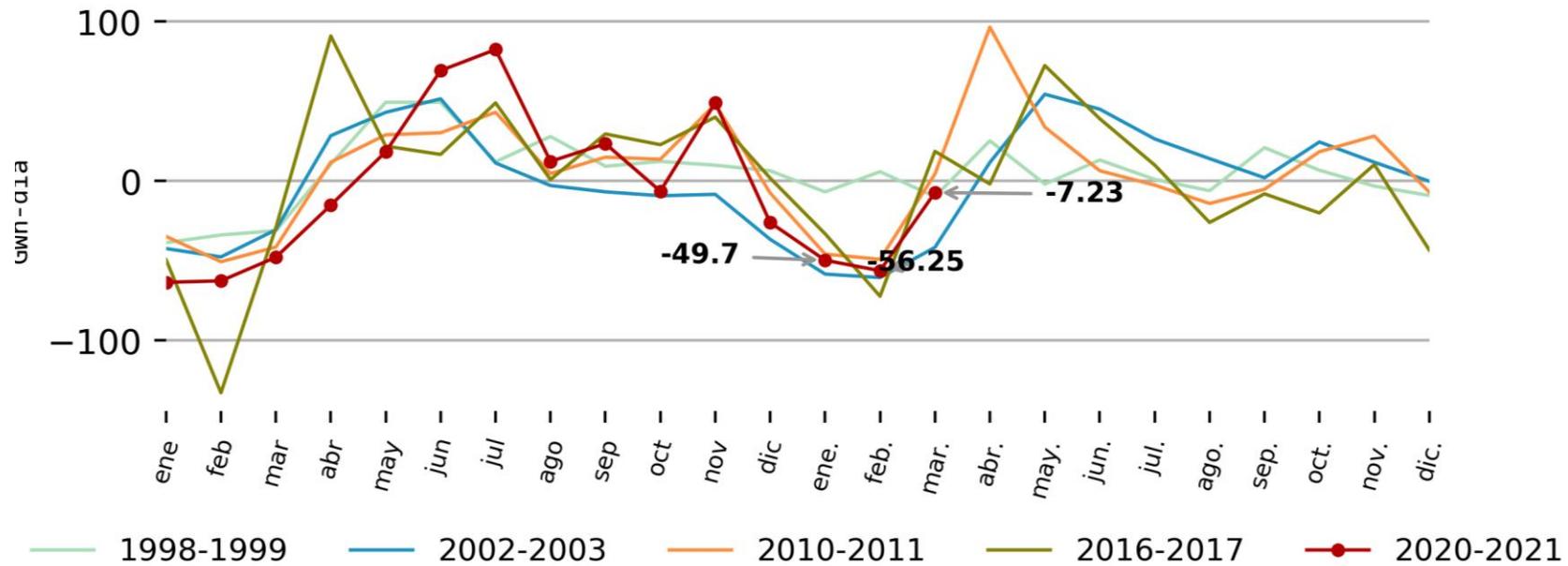
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-03-02

Información actualizada el 2021-03-03

Tasa Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio

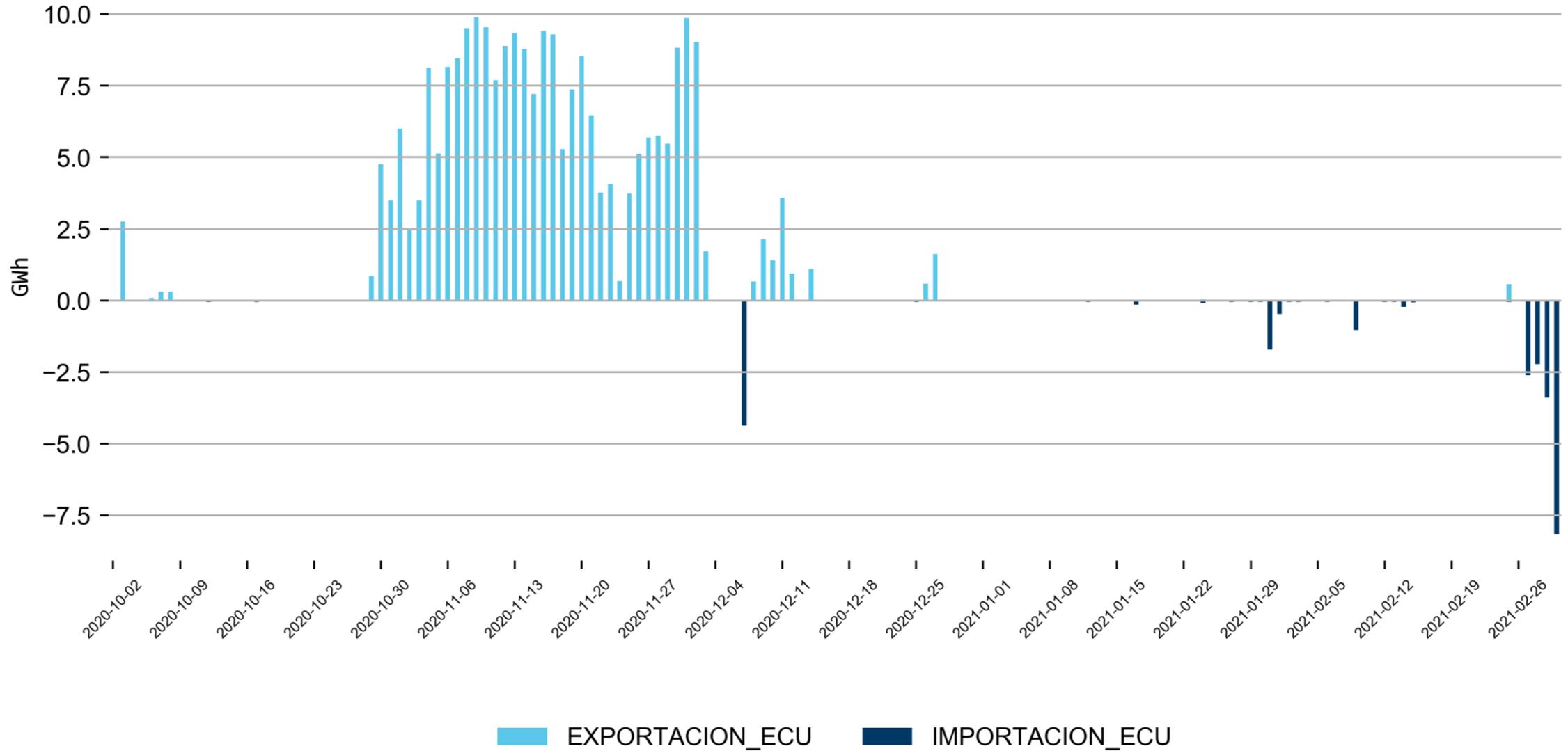


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-03-03

Información actualizada el 2021-03-04

Importaciones y exportaciones de energía

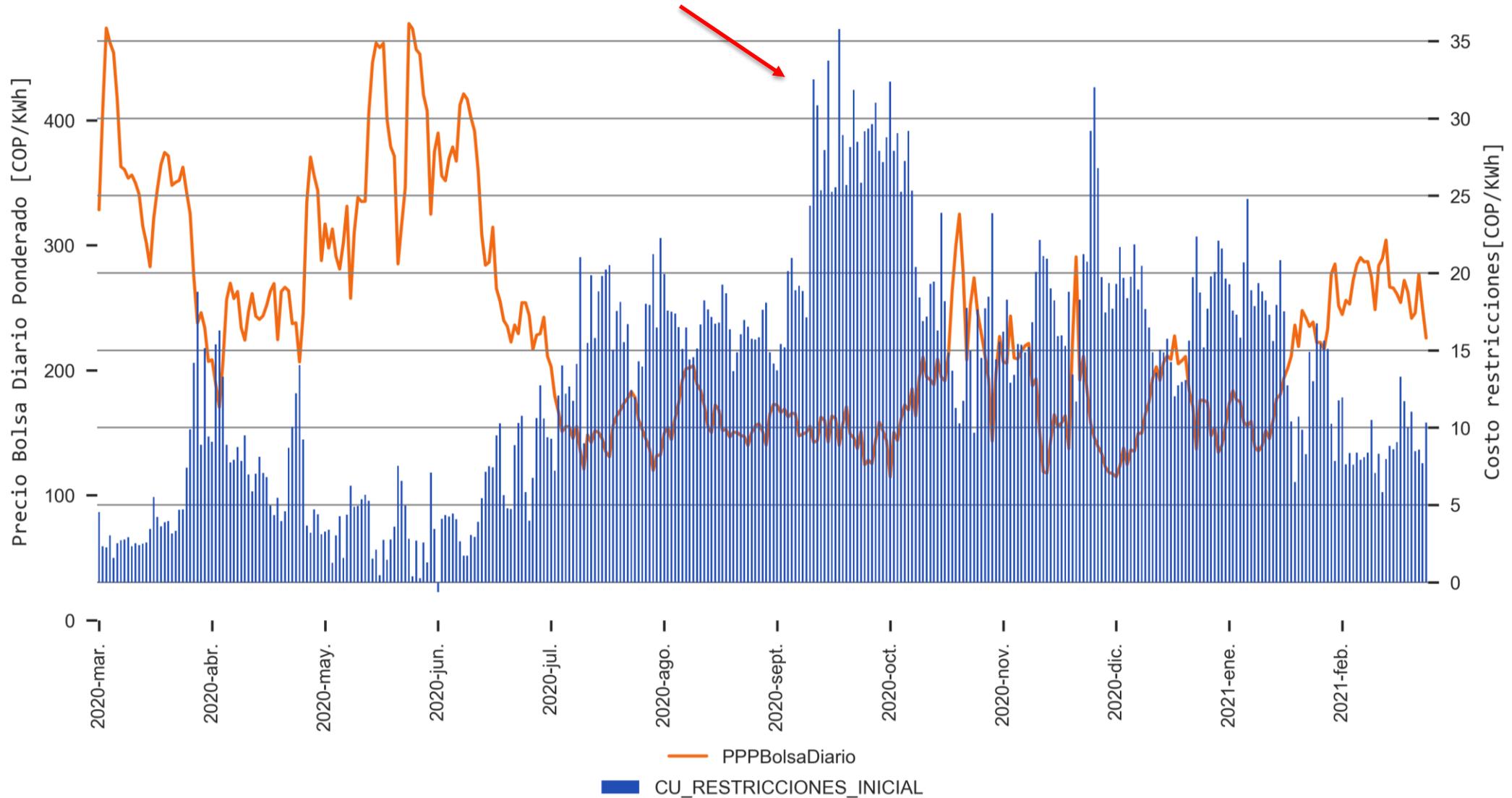


La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Información hasta el 2021-03-02
Información actualizada el 2021-03-04

Restriccion Inicial vs Precio de Bolsa Nacional

Indisponibilidad CERROMATOSO - PORCE III 1 500 kV



Información hasta el 2021-02-28
Información actualizada el 2021-03-04

Informe de Mediano Plazo

Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Febrero 28, 53.49%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en todo el horizonte



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en todo el horizonte.

Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para febrero 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.



Parámetros del SIN

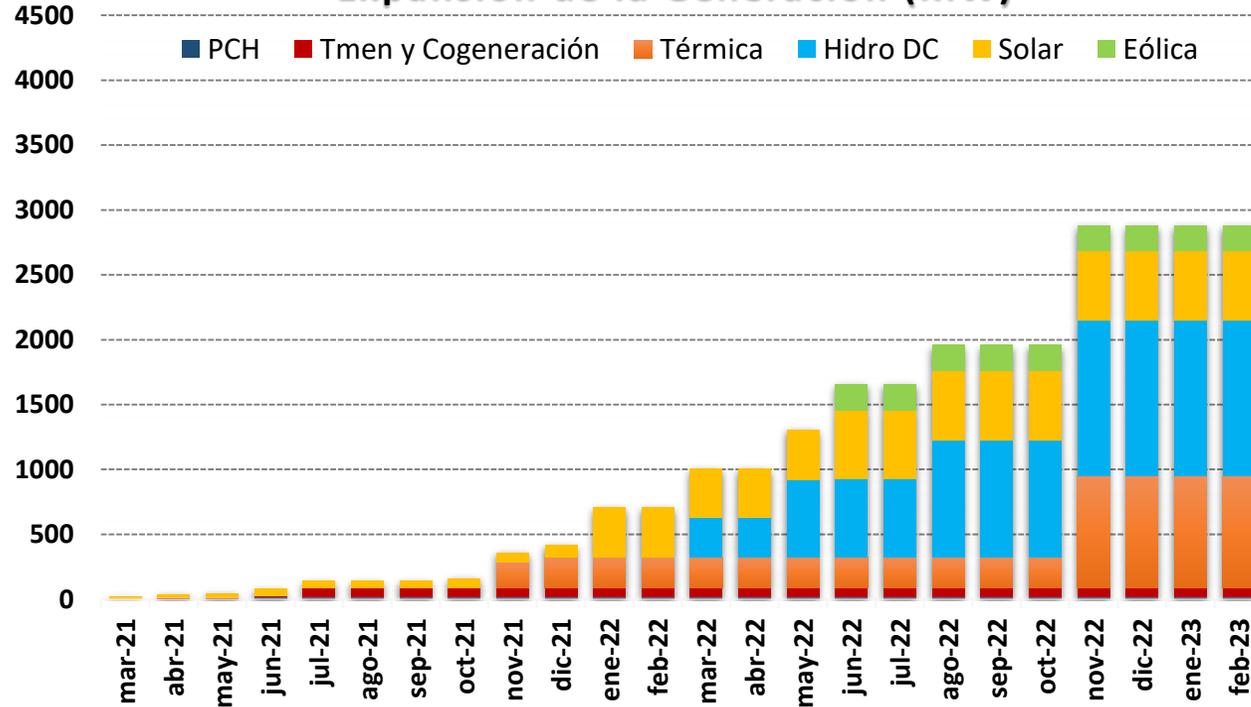
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos ya han iniciado trámite ante XM según lo establecido en el Acuerdo CNO 1214.
- Proyectos con Obligaciones de Energía Firme (CxC y CLPE).
- Proyectos asignados en la subasta de reconfiguración 2020-2021 y 20212022

Expansión de generación considerada en el horizonte

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN (MW)	FPO
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	En Pruebas
PLANTA BIOGAS DOÑA JUANA II	Termica	10	01/04/2021
BELMONTE	Solar	6	30/04/2021
PÉTALOS DE CÓRDOBA I	Solar	10	30/05/2021
LA SIERPE	Solar	20	30/06/2021
PCH LA CHORRERA	PCH	15	30/06/2021
COGENERADOR INCAUCA CABAÑAS	Termica	10	30/07/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 4	Solar	20	04/10/2021
TERMOCARIBE 3	Térmica	42	01/11/2021
EL TESORITO	Térmica	200	30/11/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 5	Solar	18	05/12/2021
JAGÜEY	Térmica	19.4	31/12/2021
RUBIALES	Térmica	19.4	31/12/2021
EL CAMPANO	Solar	99	01/01/2022
CARTAGO	Solar	99	01/01/2022
SAN FELIPE	Solar	90	01/01/2022
HIDROITUANGO (I)	Hidro DC	300	10/03/2022
HIDROITUANGO (II)	Hidro DC	300	22/05/2022
LATAM SOLAR LA LOMA	Solar	150	30/06/2022
WINDPESHI	Eólica	200	30/06/2022
HIDROITUANGO (III)	Hidro DC	300	15/08/2022
HIDROITUANGO (IV)	Hidro DC	300	13/11/2022
CIERRE DE CICLO CANDELARIA	Térmica	232	30/11/2022
TERMO SOLO 2	Térmica	80	30/11/2022
PARQUE ALPHA	Eólica	212	01/03/2023
PARQUE BETA	Eólica	280	01/03/2023



Casos Determinísticos

Estudio Mediano Plazo

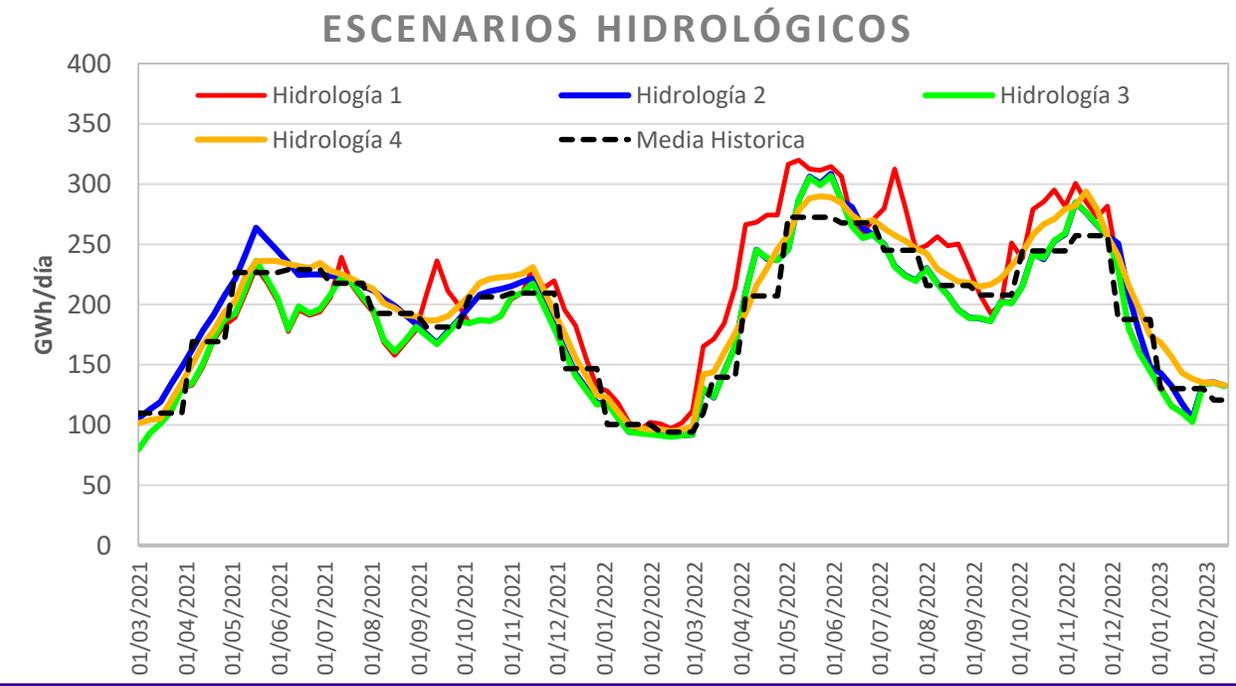
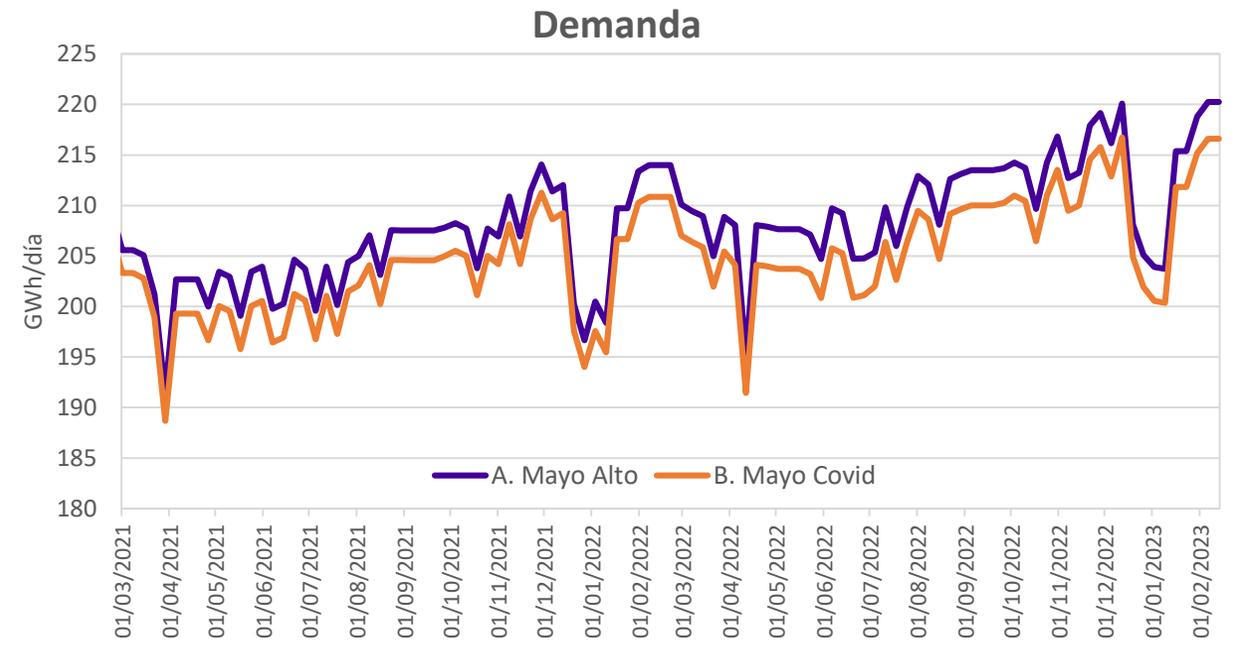
Escenarios analizados

Demanda	A	Escenario Mayo Alto de la UPME
	B	Escenario Mayo Covid de la UPME



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

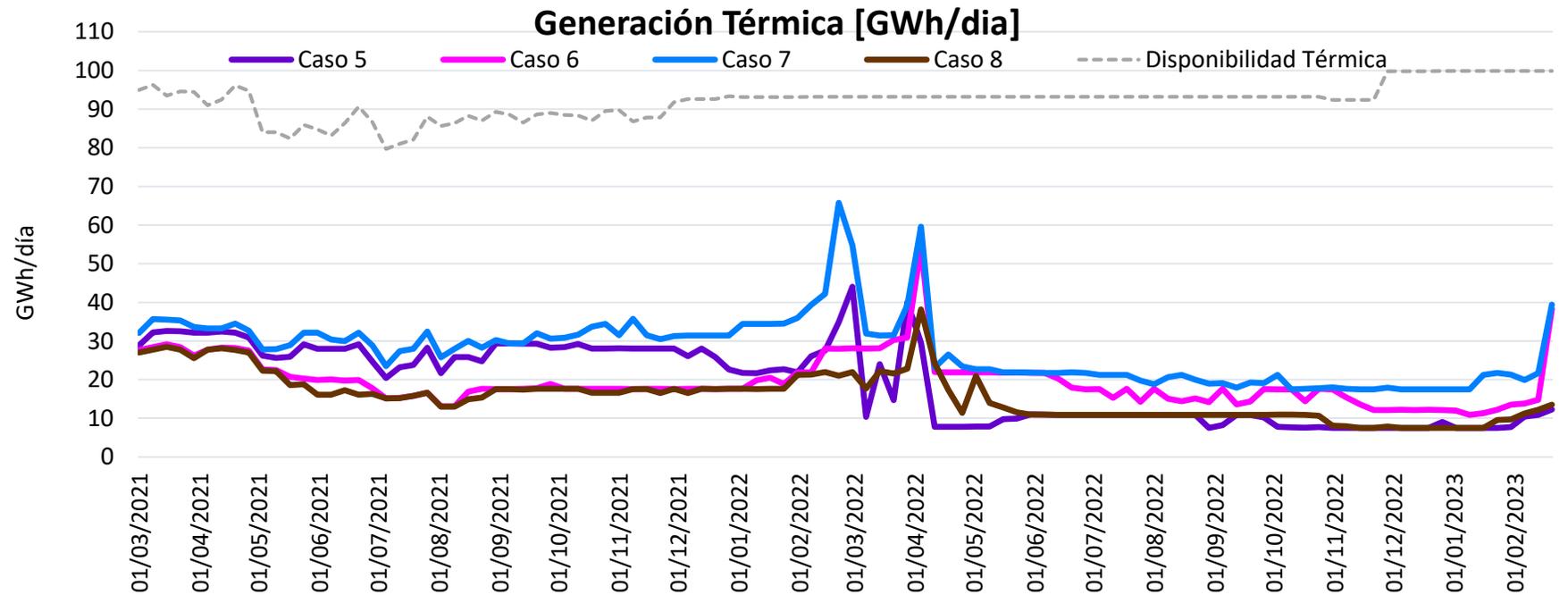
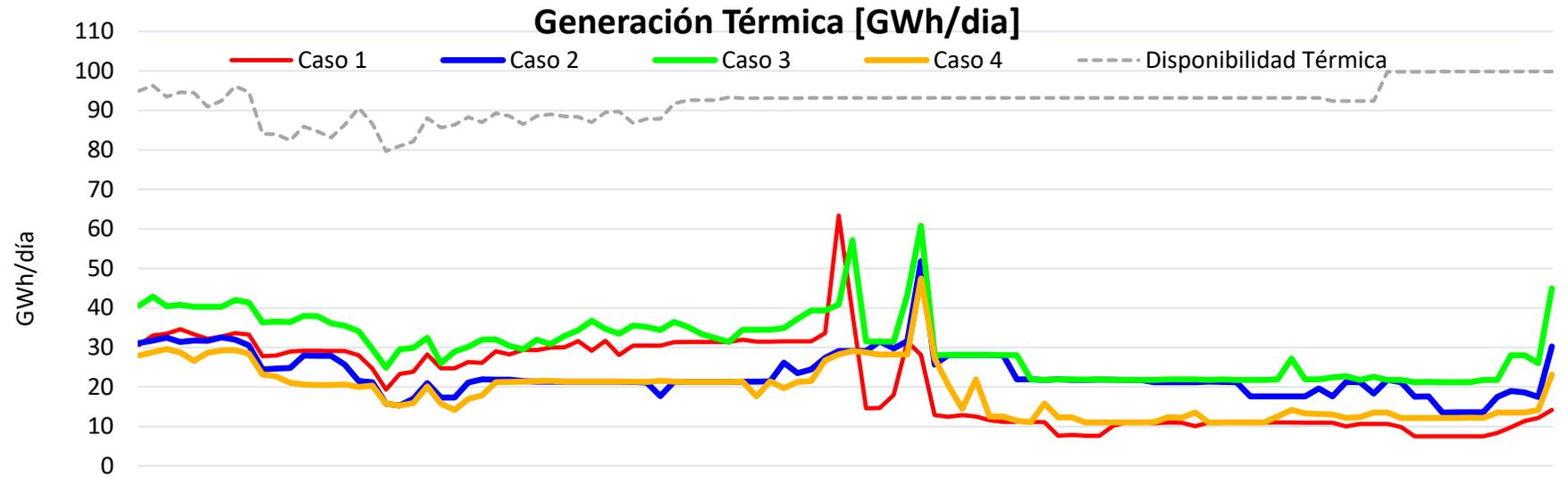
Hidrología	1	Caso XM: hidrología histórica del periodo febrero de 1993 a enero de 1995.
	2	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
	3	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
	4	Feb 2021 a ene 2023: hidrología media histórica.



Resultados

Generación térmica promedio
[GWh/día]
durante lo que resta del
verano 20-21

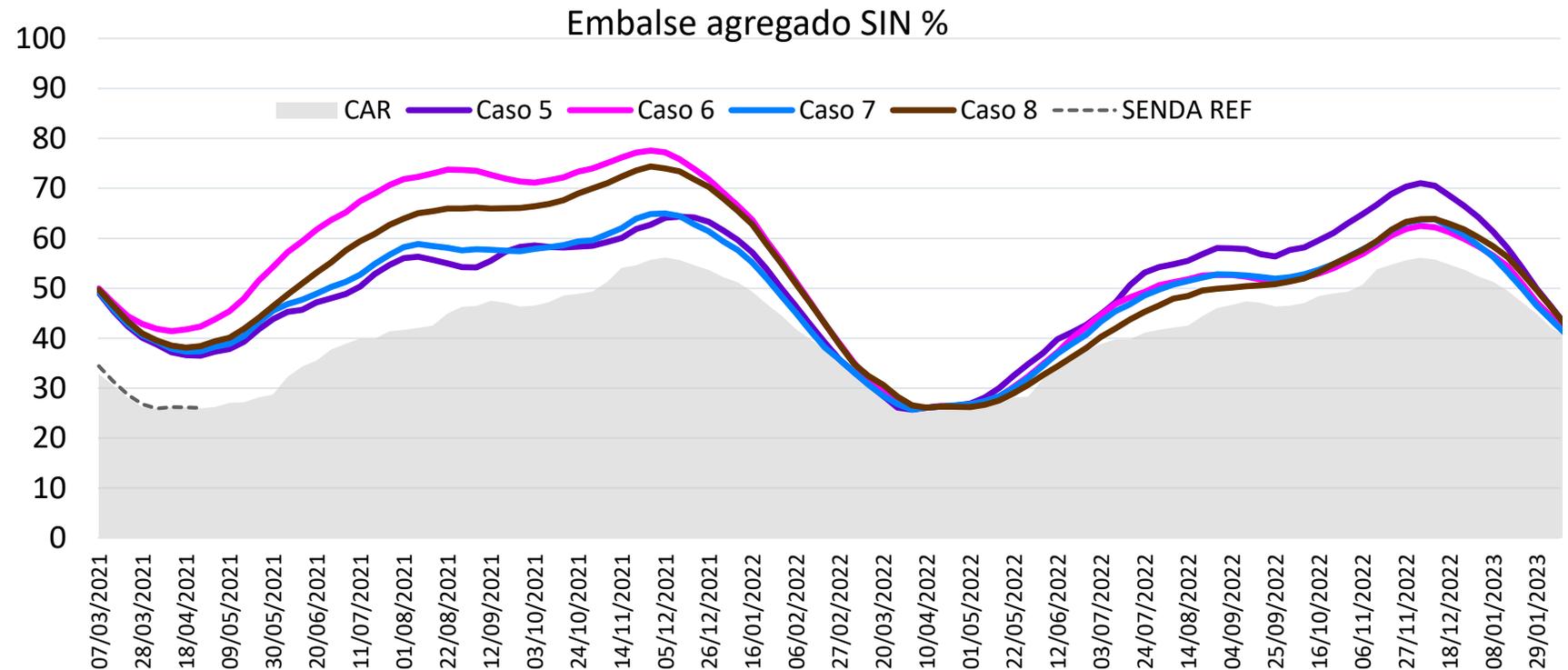
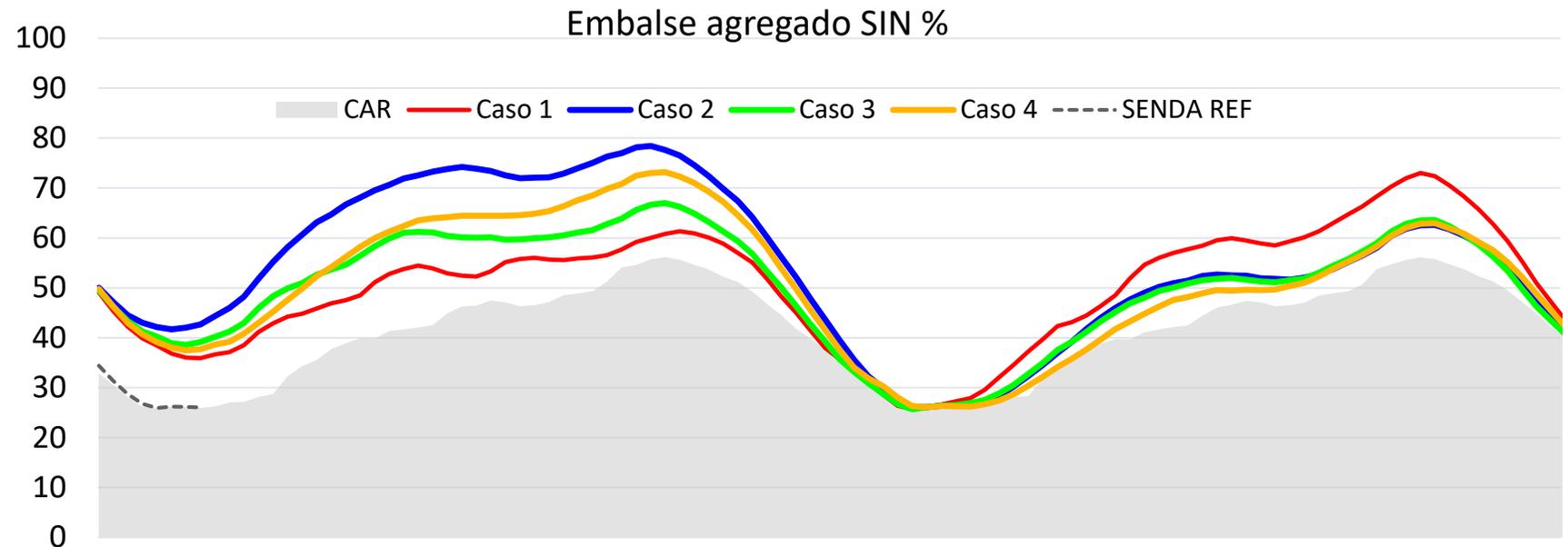
Caso	Mar-Abr 2021
Caso 1	33.0
Caso 2	31.7
Caso 3	41.0
Caso 4	28.6
Caso 5	31.8
Caso 6	28.0
Caso 7	34.0
Caso 8	27.5
Disponibilidad Térmica	94.21



Resultados

Valores mínimos de embalse durante lo que resta del verano 20-21

Caso	Mar-Abr 2021
Caso 1	35.89
Caso 2	41.72
Caso 3	38.57
Caso 4	37.50
Caso 5	36.51
Caso 6	41.39
Caso 7	37.30
Caso 8	38.09





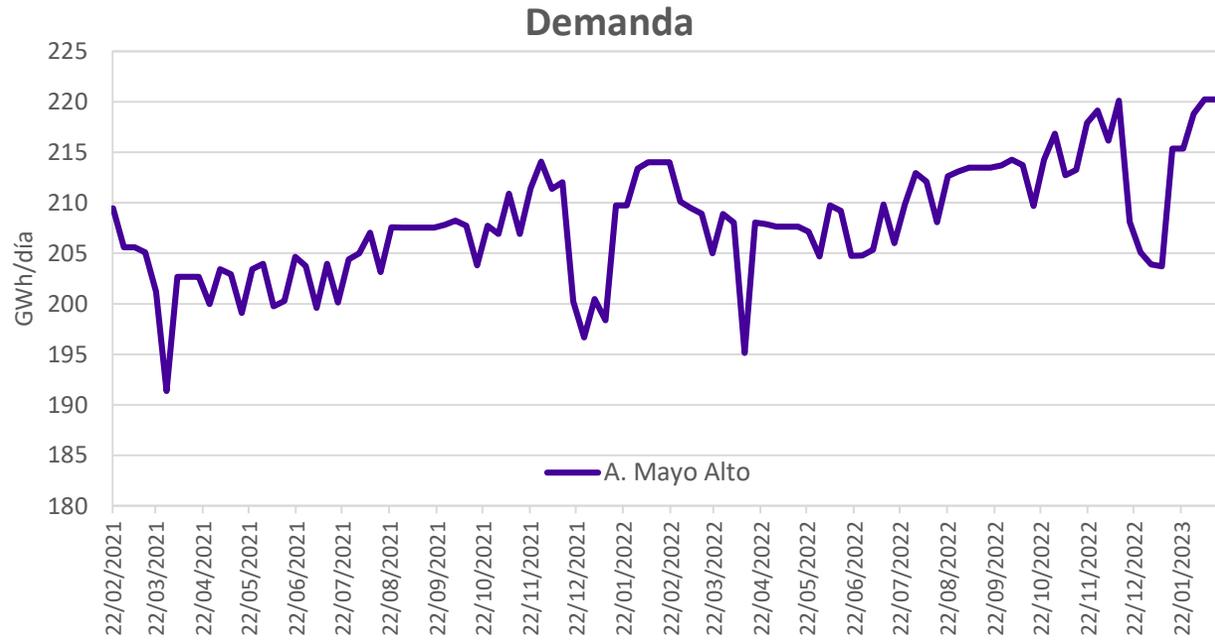
Caso Estocástico

Estudio Mediano Plazo

Escenario Estocástico

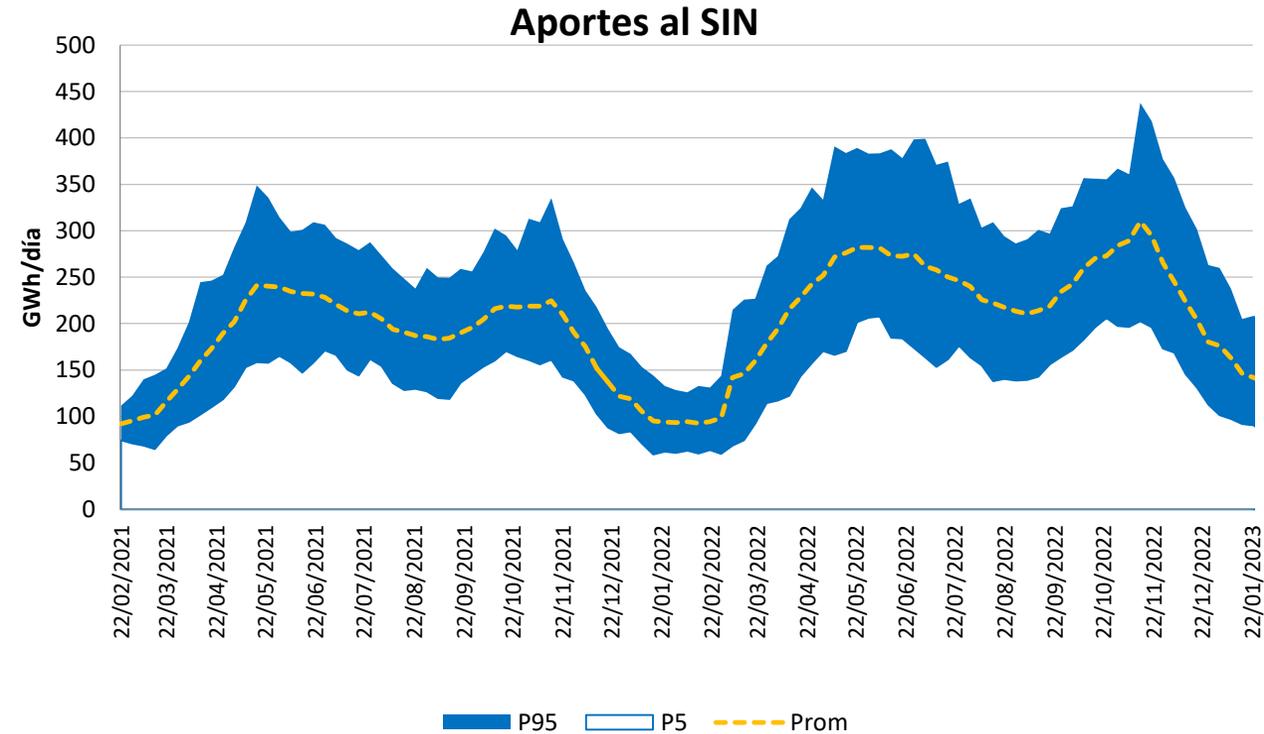
Demanda

Escenario **Mayo Alto** de la UPME



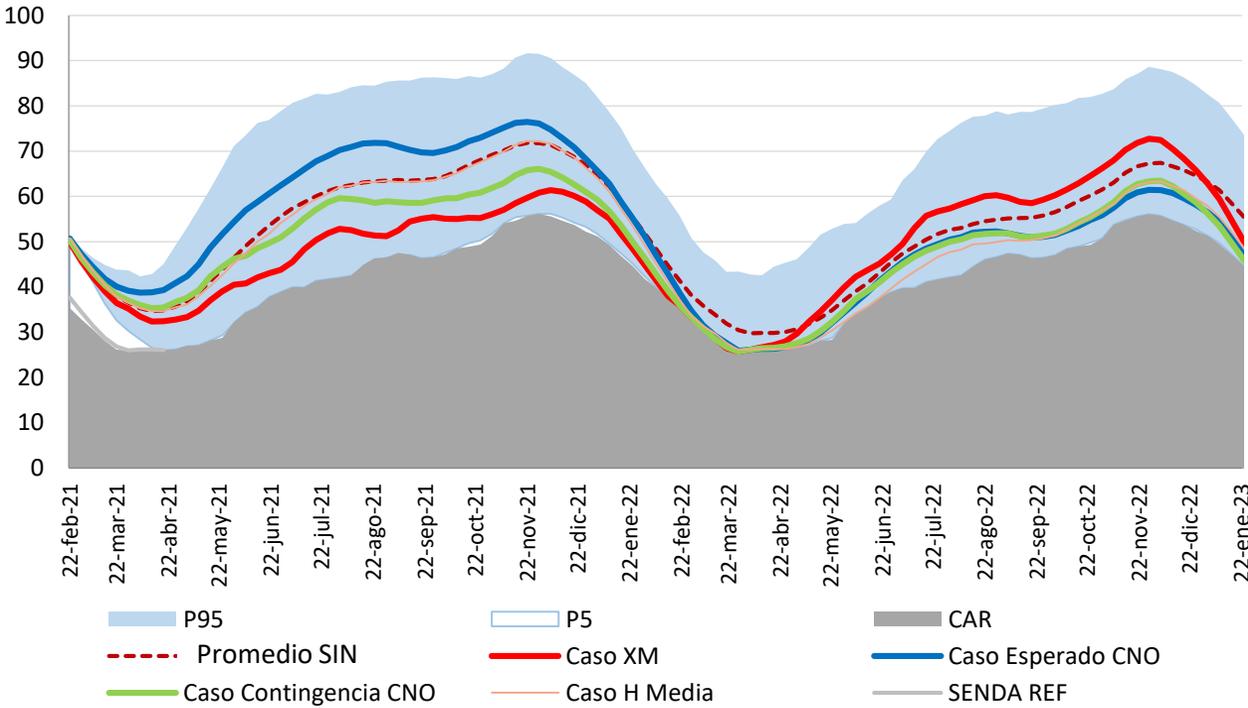
Hidrología

100 Series Sintéticas – Hidrología Histórica



Escenario Estocástico

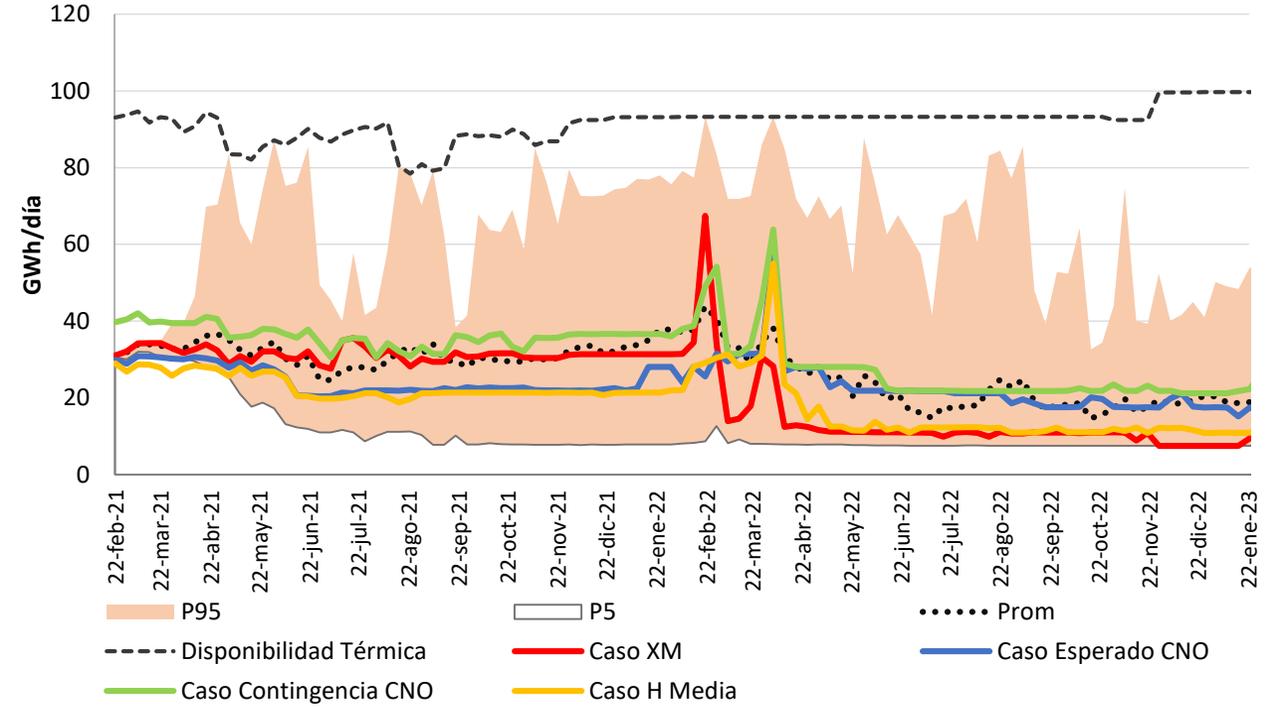
Embalse de SIN %



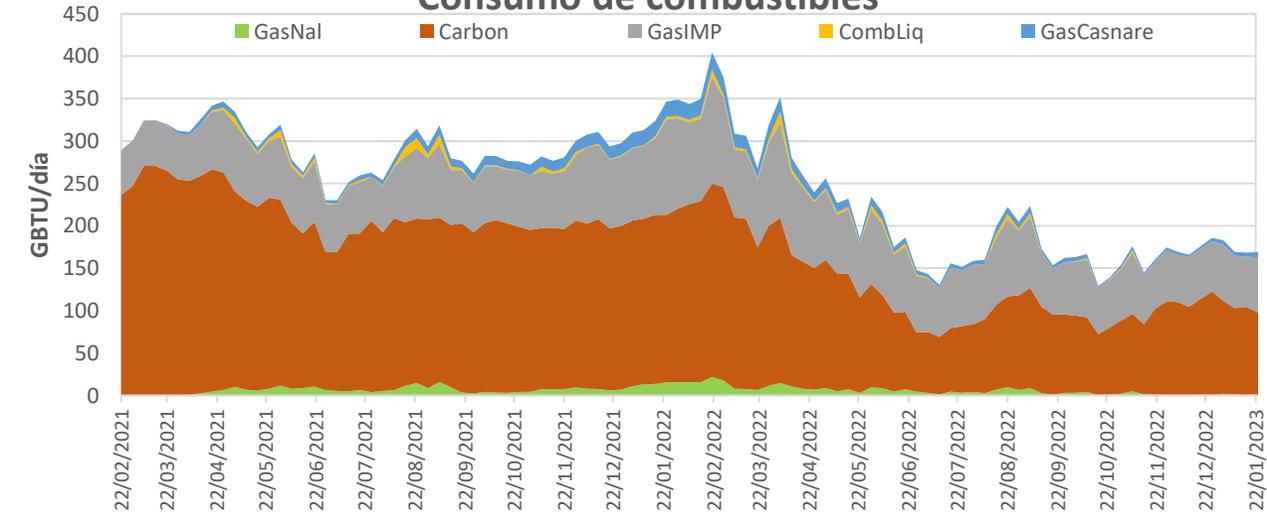
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 33.71GWh/día en el verano 2020-2021 y 34.58 GWh/día en el verano 2021-2022.

Generación Térmica



Consumo de combustibles



Conclusiones y recomendaciones

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



Para el verano 2020-2021, ante condiciones de hidrología consideradas, el promedio de la generación térmica durante el verano, considerando el escenario más alto de demanda, puede alcanzar un valor de 40 GWh/día.



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

Informe de Largo Plazo

Febrero 2021

Supuestos del Estudio

A continuación se detallan los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series



Condición Inicial Embalse

Febrero 01, 62.8 %



Intercambios Internacionales

Caso Autónomo y Coordinado



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en el horizonte de análisis
Proyectos con OEF Subasta de reconfiguración de compra 2020-2021 y 2021-2022.

Horizonte del estudio

5 años

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para enero 2021.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 7.6 GWh/día promedio



Información combustibles

Precios: UPME may/20 Disponibilidad reportada por agentes.



Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



Demanda

Escenario medio (Mayo Alto)



Proyectos de generación futuros considerados en el estudio de Largo plazo

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
HidroItuango (H)	300.00	10/03/2022
HidroItuango (H)	300.00	22/05/2022
HidroItuango (H)	300.00	15/08/2022
HidroItuango (H)	300.00	13/11/2022
Total	1200.00	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_Correra	15.00	30/06/2021
Total	15.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOYOPALG5	50	1/02/2021
TERMOCARIBE3	42	30/11/2021
ELTESORITO	200	30/11/2021
TERMO_JAGUEY	19.4	31/12/2021
TERMORUBIALE	19.4	31/12/2021
C_CANDELARIA	232	30/11/2022
TERMOSOLO2	80	30/11/2022
TERMOSOLO1	148	30/12/2023
Total	791	

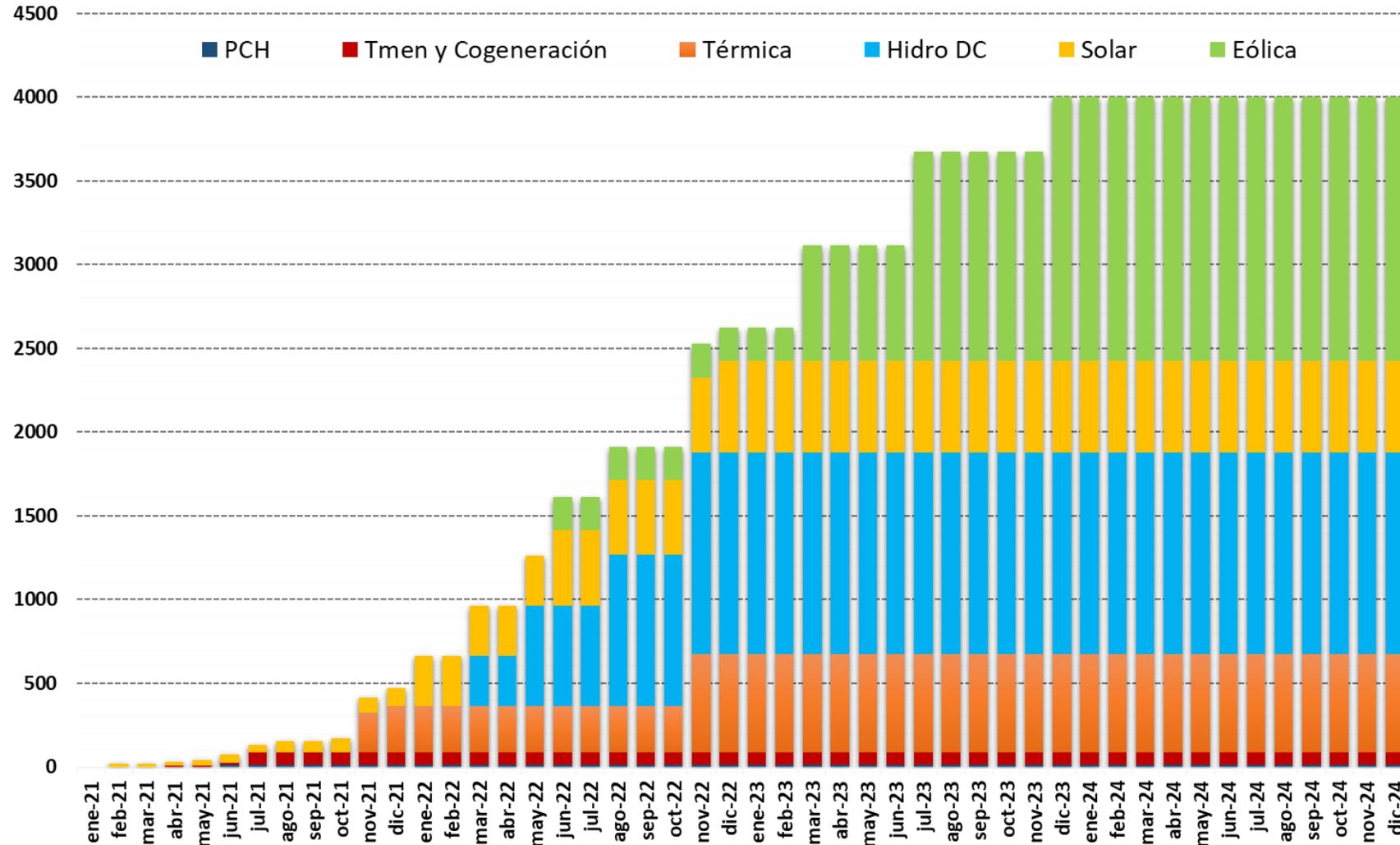
Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_CogIncauca	60.00	31/07/2021
T_DonJuanall	10.00	1/04/2021
Total	70.00	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_BSLlanos2	20.00	28/02/2021
S_PetaloSucr	10.00	30/05/2021
S_Sierpe	20.00	30/06/2021
S_BSLlanos3	20.00	31/08/2021
S_BSLlanos4	20.00	4/10/2021
S_BSLlanos5	18.00	5/12/2021
S_SanFelipe	90.00	1/01/2022
S_Cartago	99.00	1/01/2022
S_LatamSolar	150.00	30/06/2022
S_ElCampano	100.00	1/12/2022
Total	547.00	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Windpeshi	200.00	30/06/2022
E_ParqueAlph	212.00	1/03/2023
E_ParqueBeta	280.00	1/03/2023
E_Apotalorru	75.00	30/07/2023
E_CasaElectr	180.00	30/07/2023
E_Chemesky	100.00	30/07/2023
E_TumaWind	200.00	30/07/2023
E_Camelia	250.00	31/12/2023
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
Total	1577.00	

Proyectos de generación futuros considerados en el estudio de Largo plazo

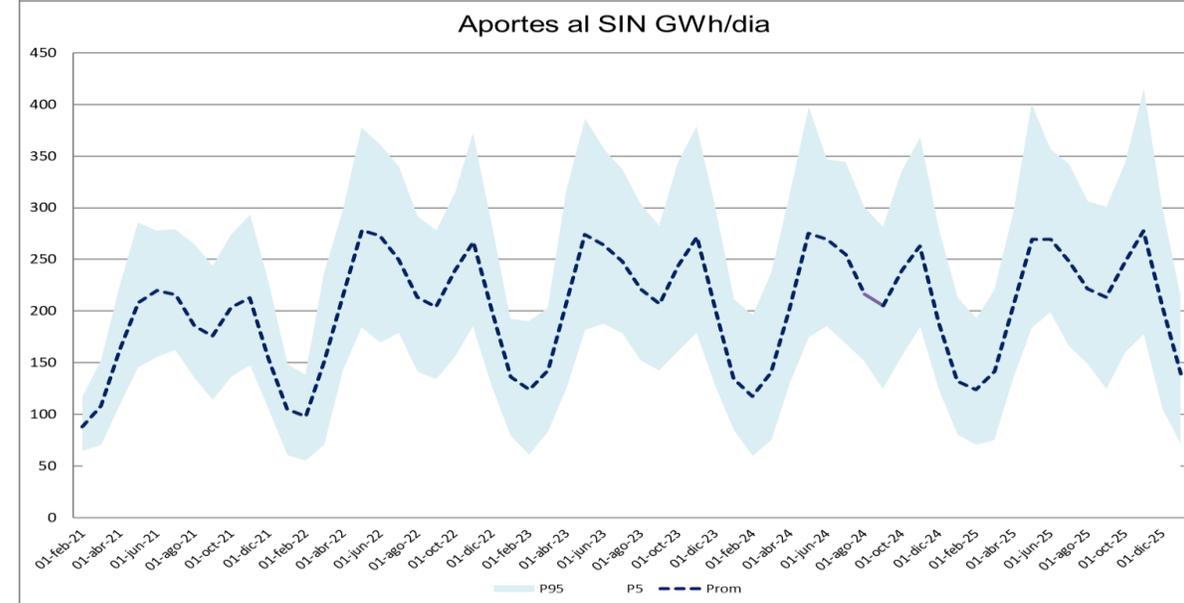
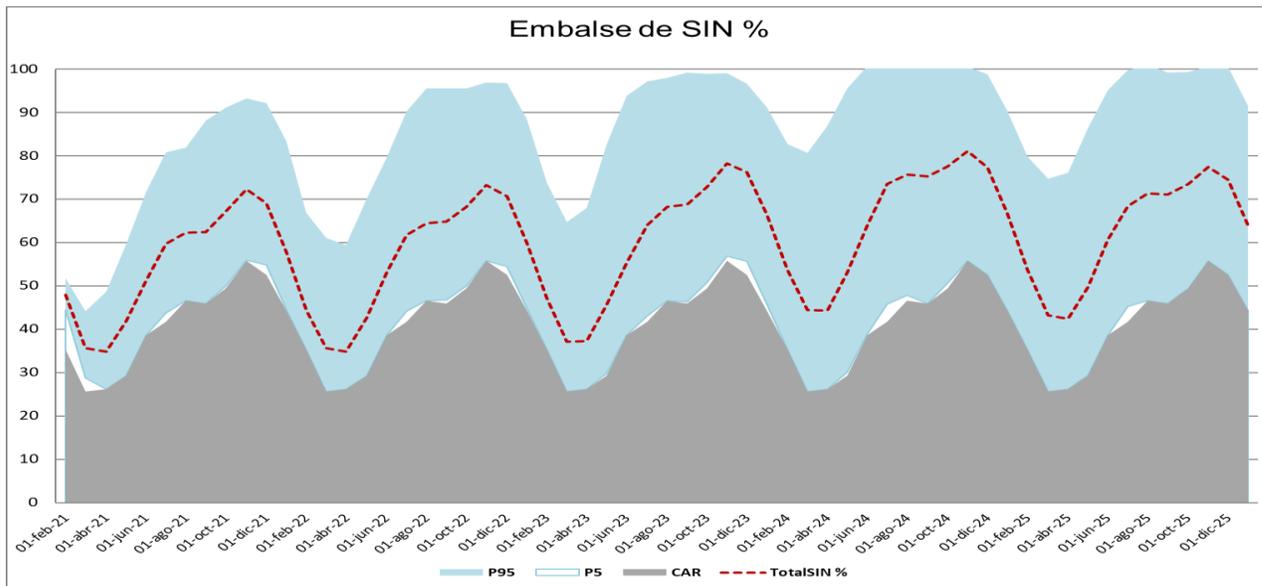
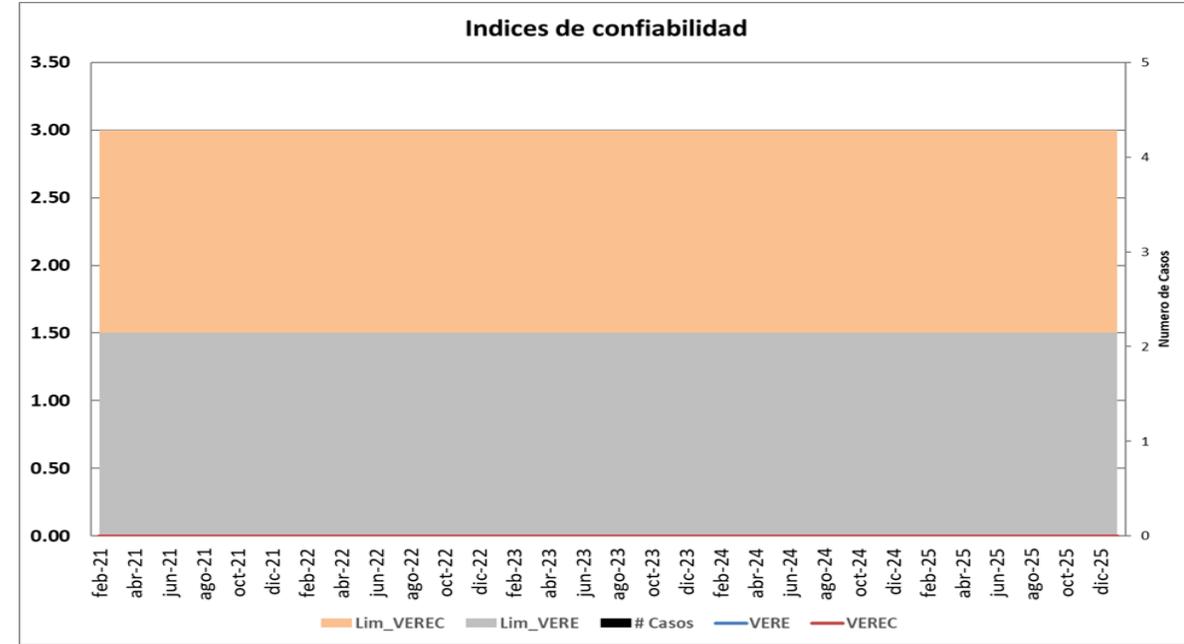
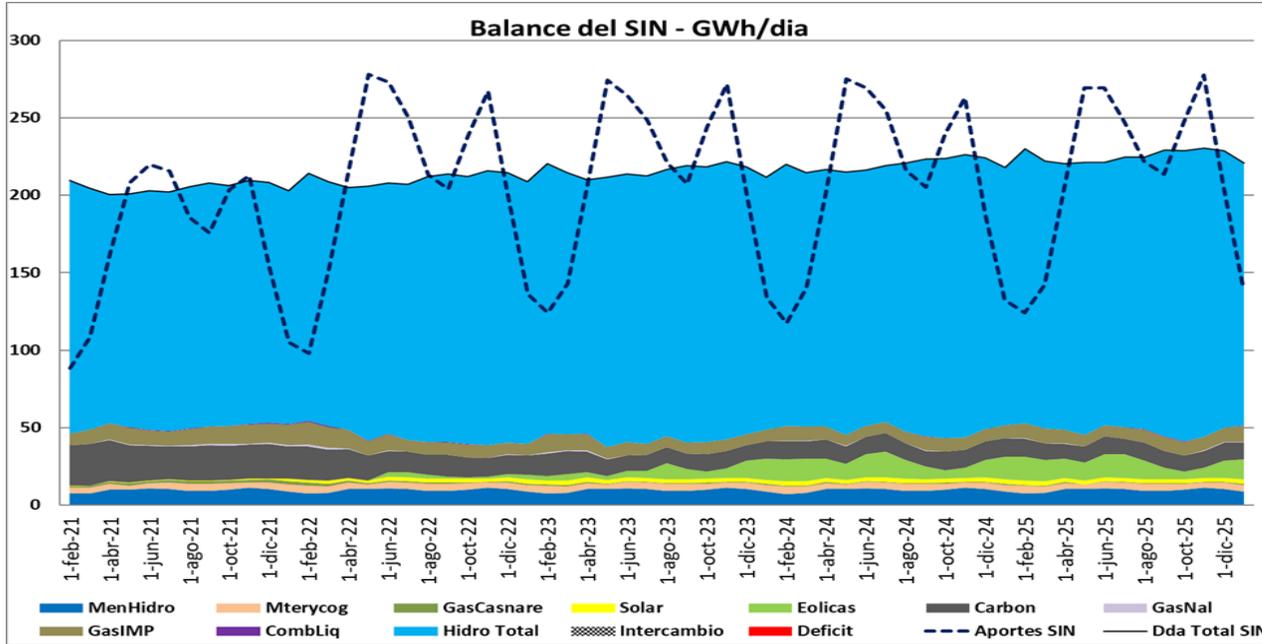
Expansión de la Generación (MW)



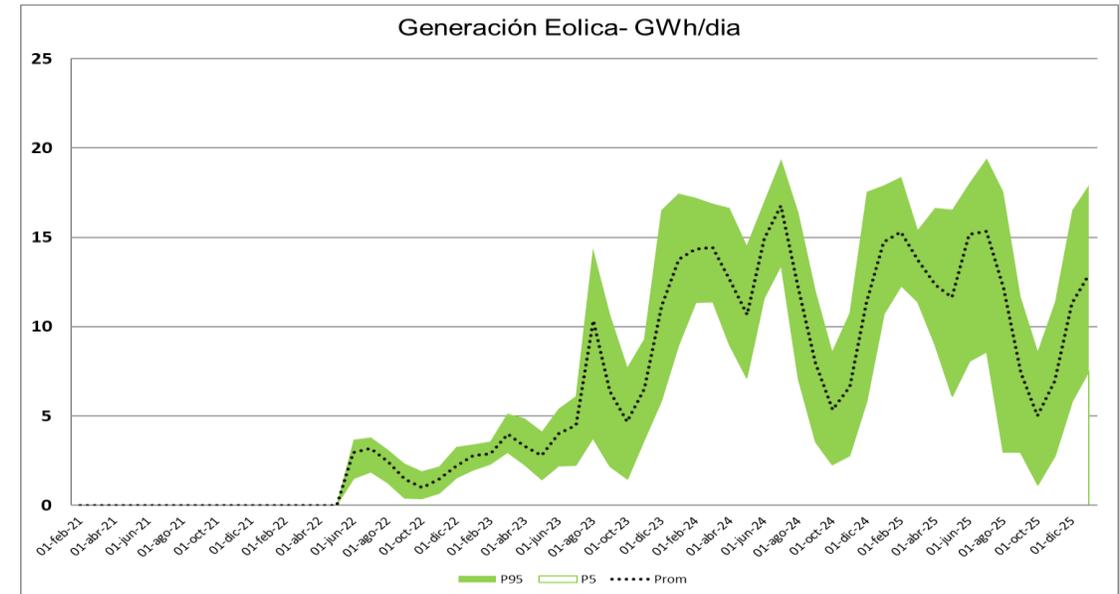
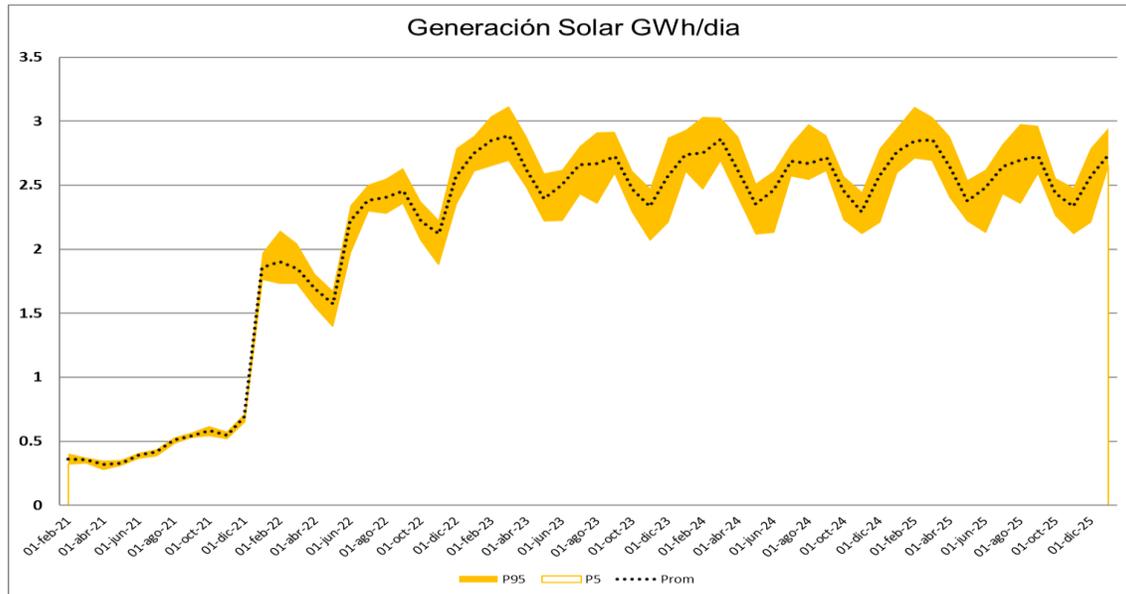
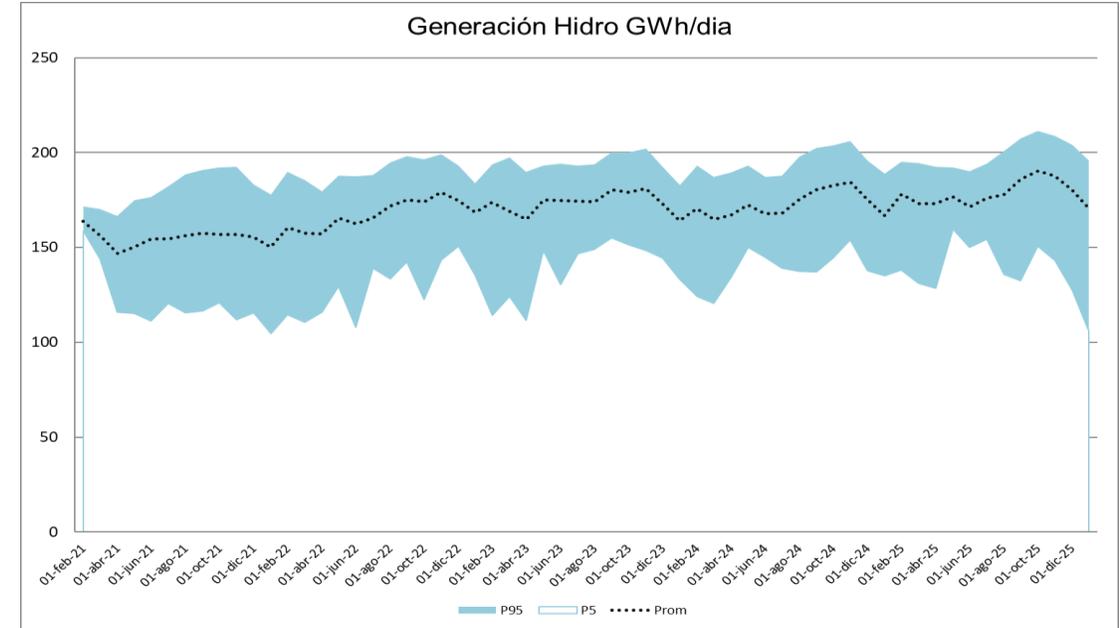
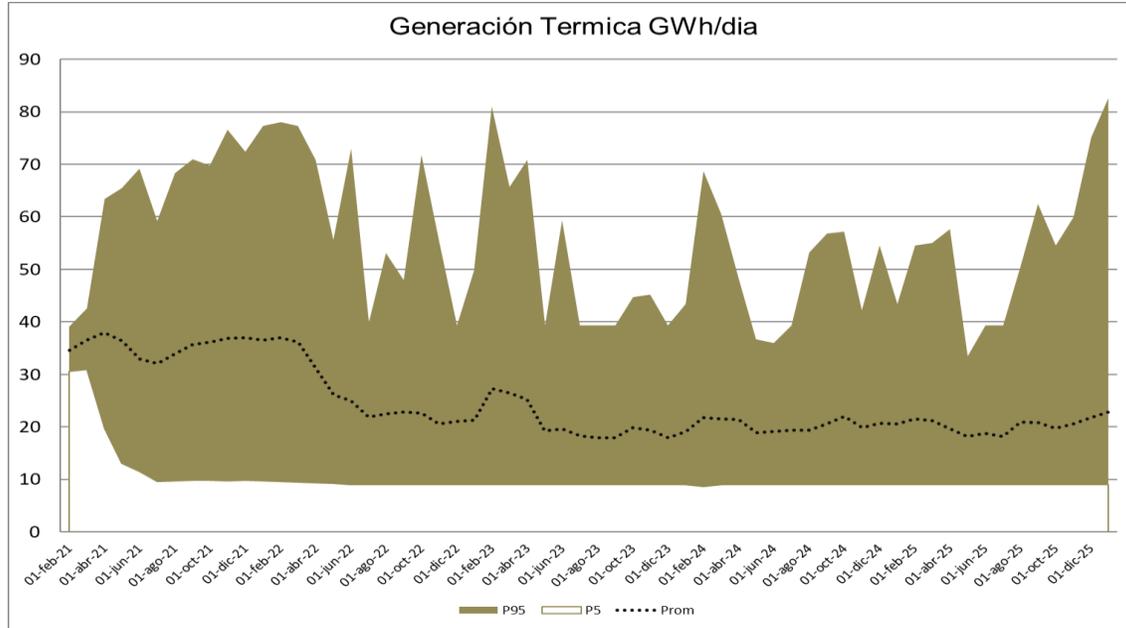


Largo Plazo – Caso Autónomo

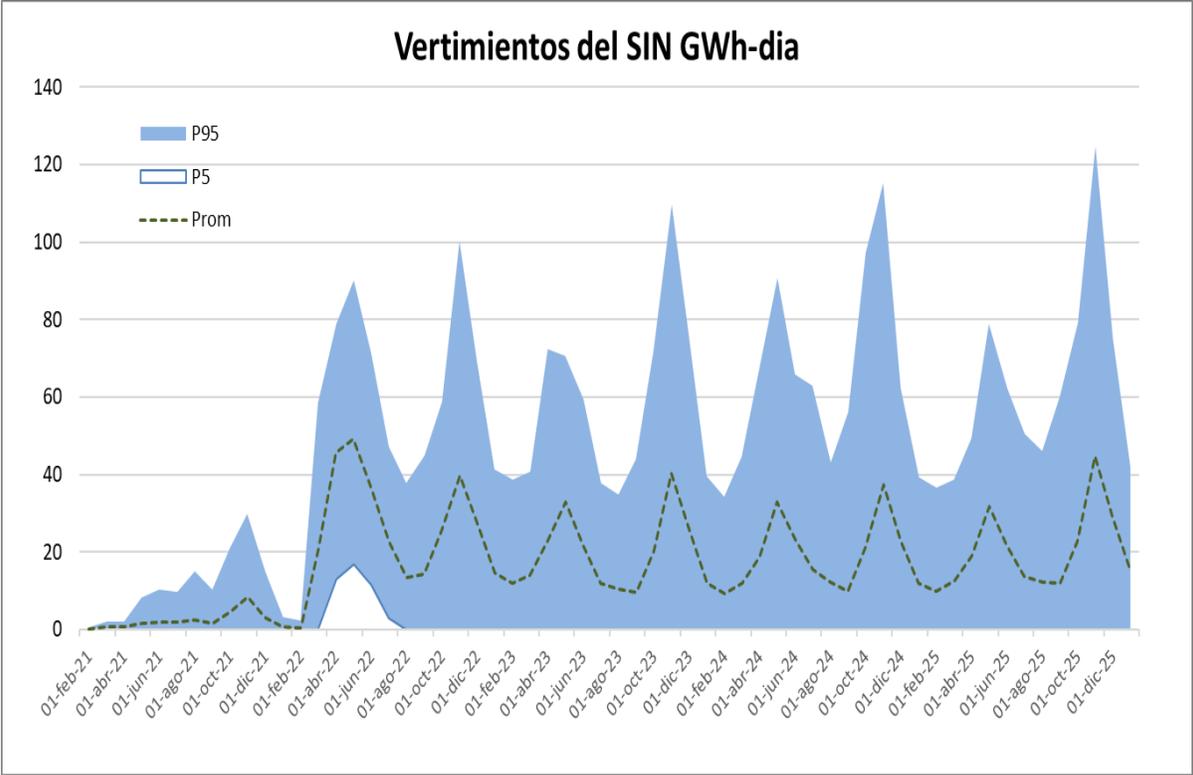
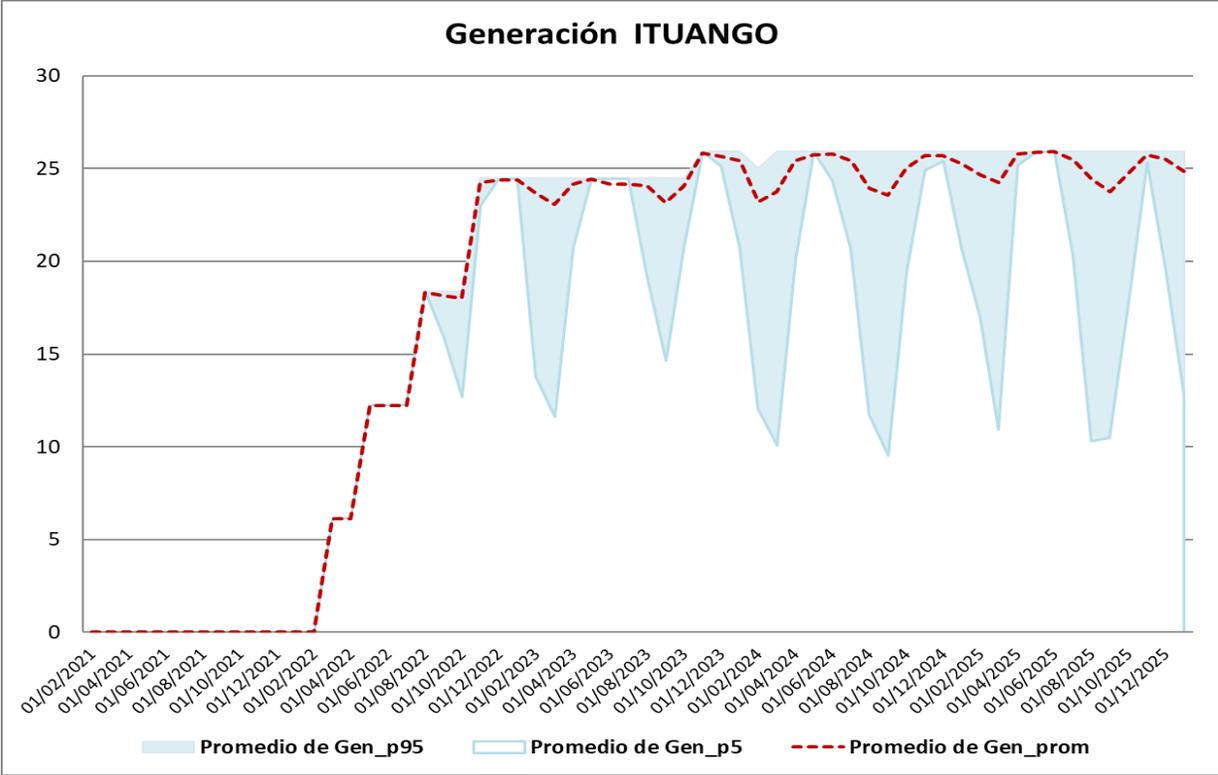
Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo



Resultados Largo Plazo – Caso Autónomo





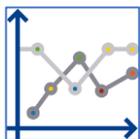
Largo Plazo – Caso Coordinado

Modelado en el SDDP

Umbral de mercado = $(\$ 250 \text{ COP/kWh} - \text{CEE})/\text{TRM} \approx 50 \text{ USD/MWh}$

Peaje Ecu > Col

Escenarios de Costo Marginal de Ecuador



Escenarios de precio de inyección por Bloque (\$US/MWh)

Ecuador

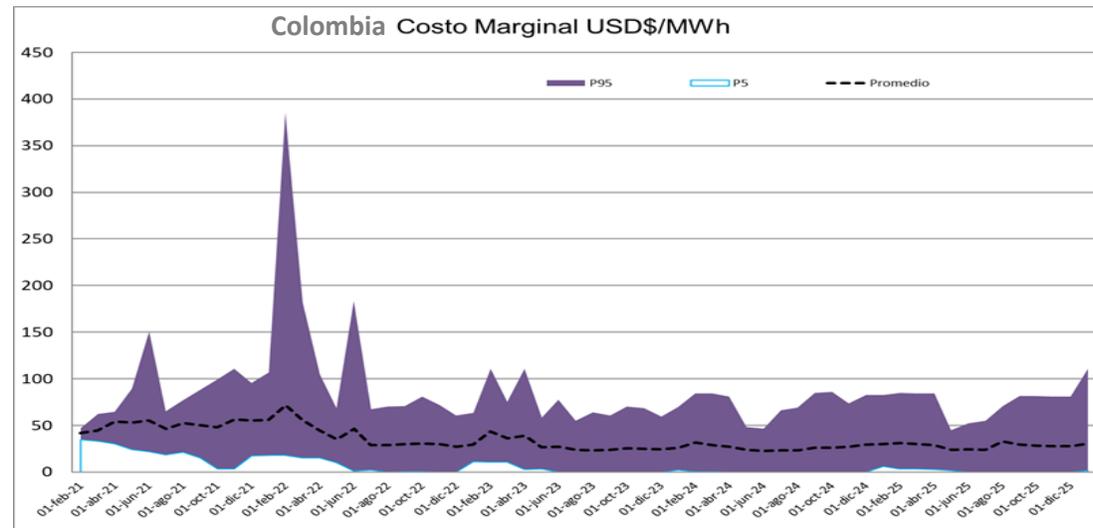
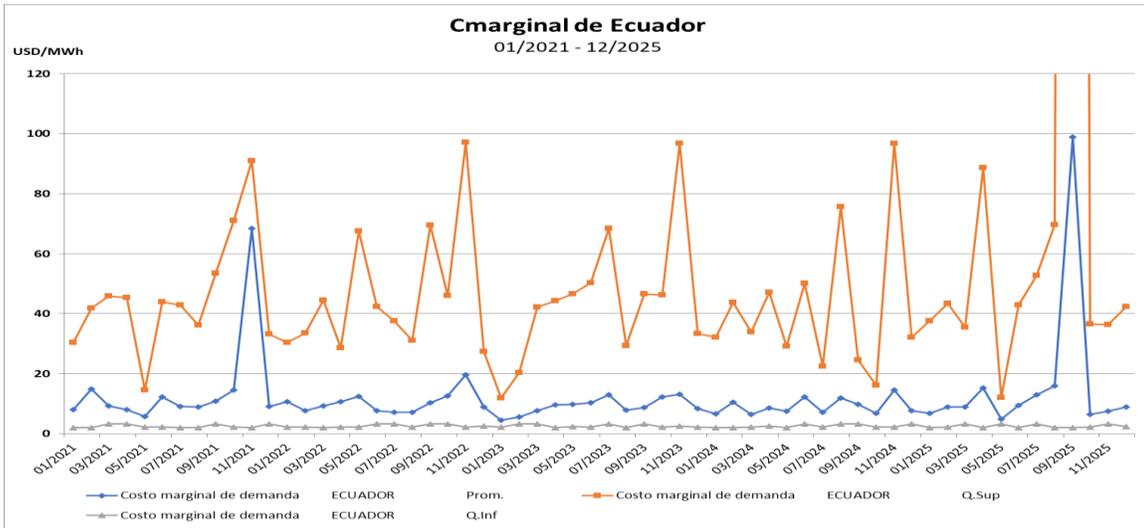
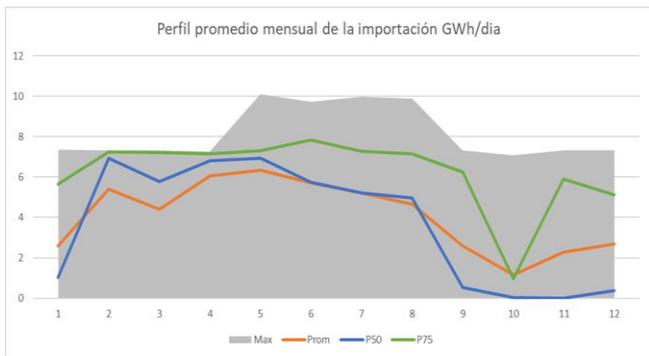
Inyección

+ 450 MW =
Capacidad de Inyección MW

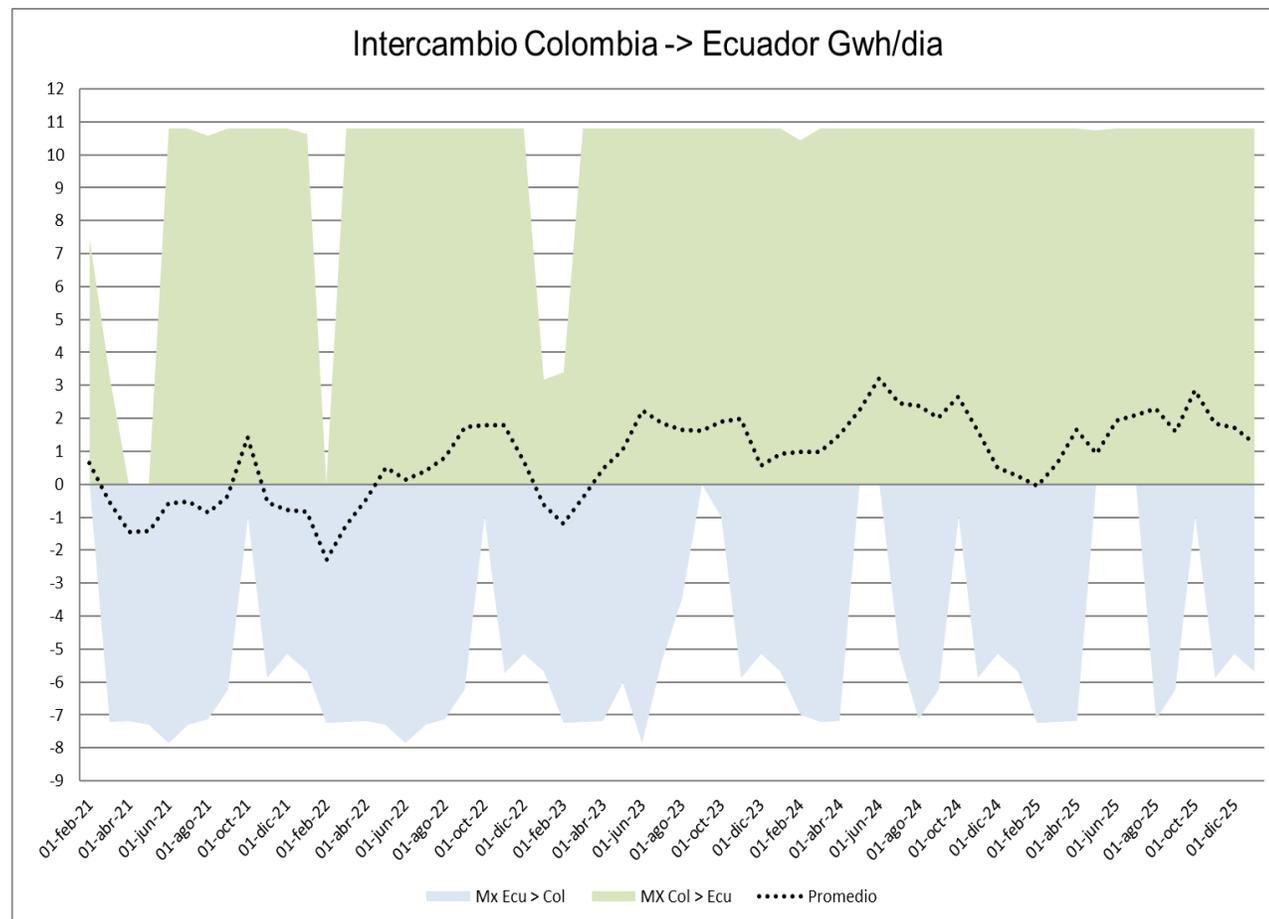
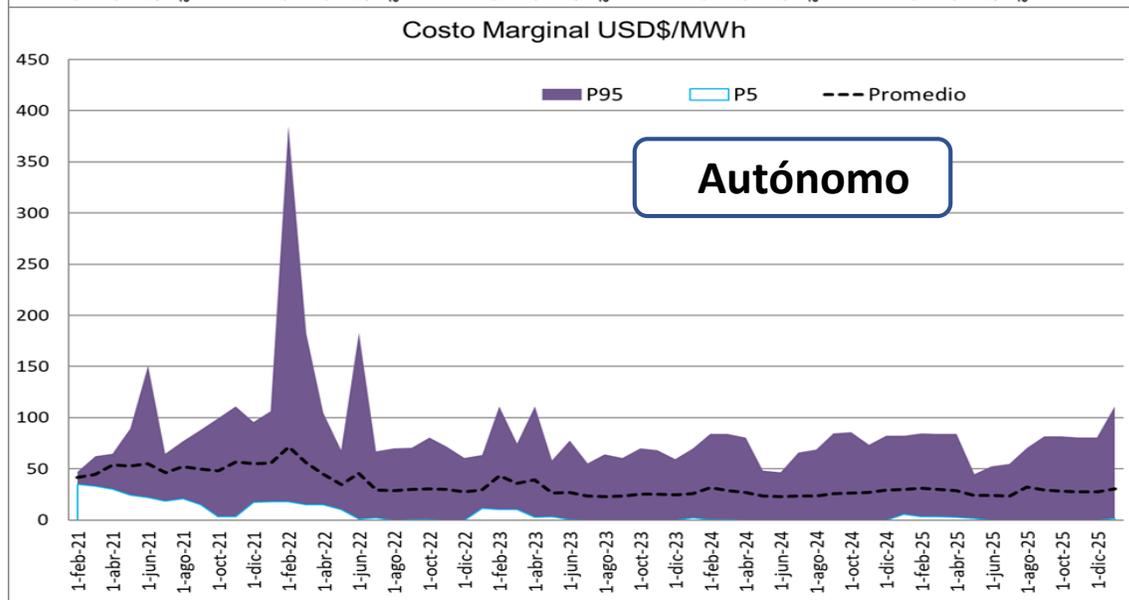
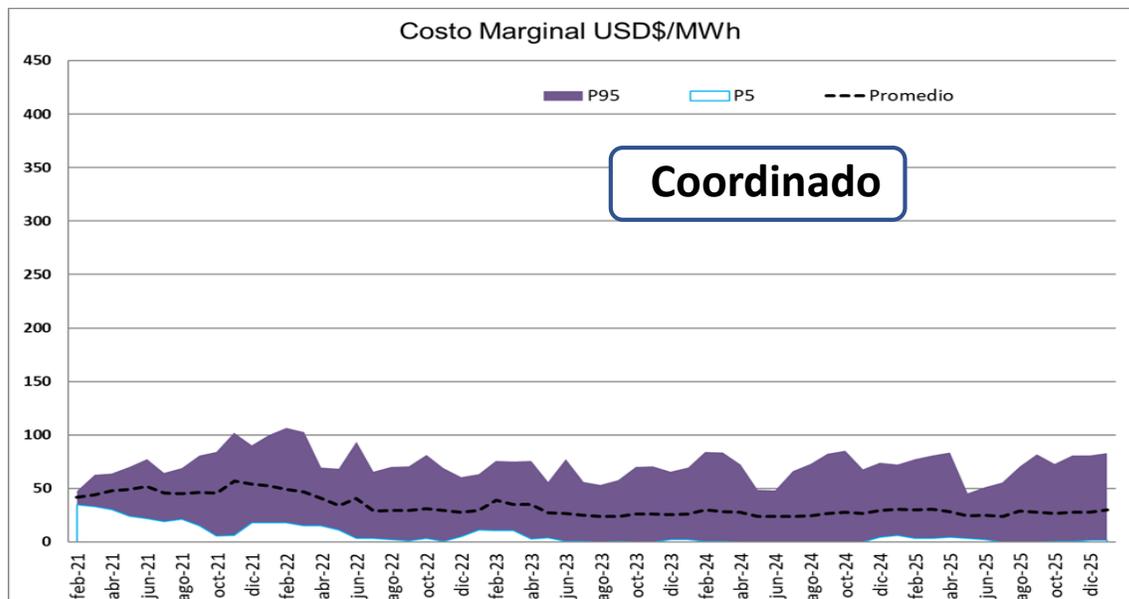
450 MW

Capacidad de Transferencia Col > Ecu

Colombia



Resultados Largo Plazo – Caso Coordinado



Conclusiones y recomendaciones

En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Con la entrada del proyecto de generación HidroItuango en el año 2022 se espera una reducción en los valores de importación de energía desde Ecuador, aumentando las probabilidades de exportación y una reducción en promedio de la generación térmica, reduciendo en promedio los costos marginales del SIN.

El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda hacer seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

3. Situación Operativa



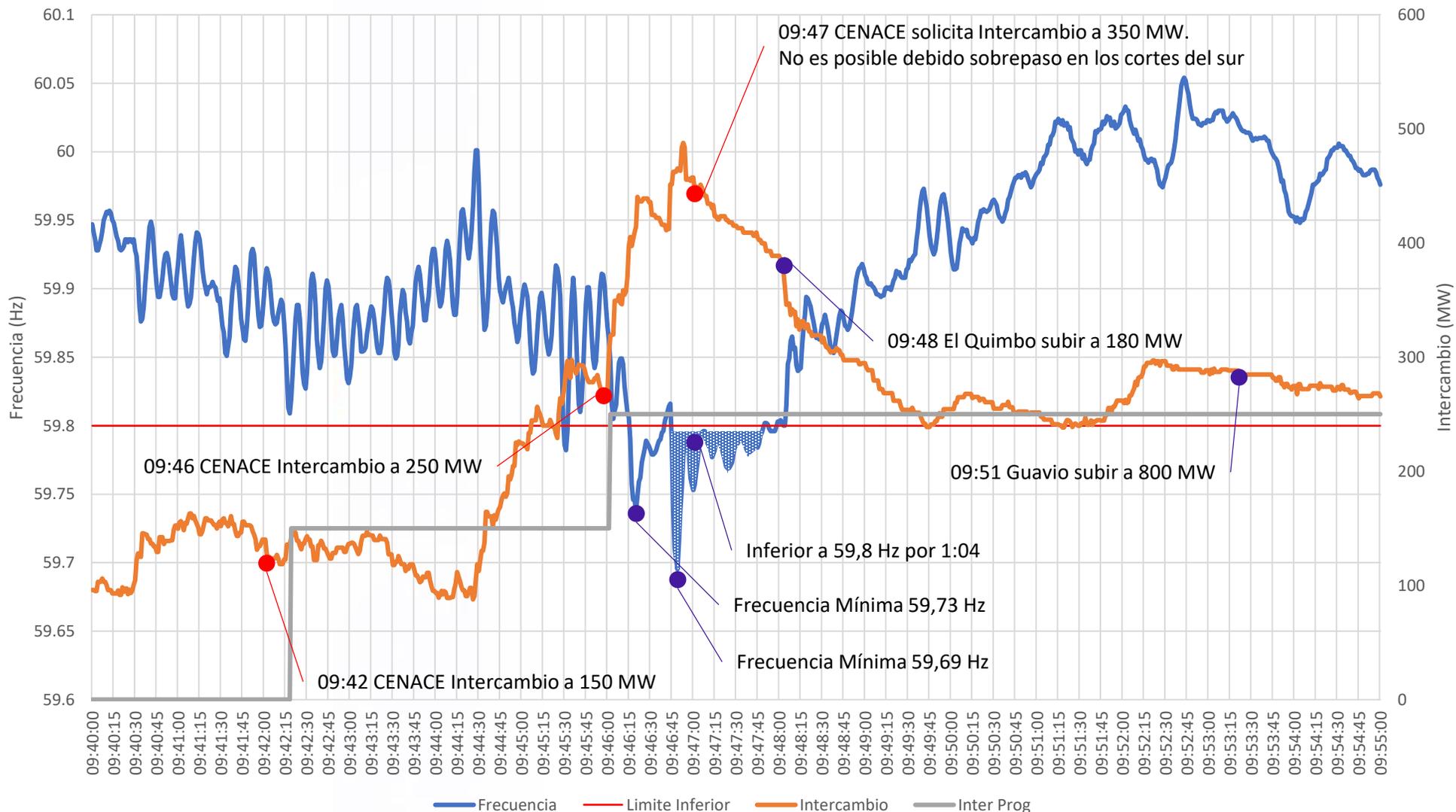
Evento Colombia – Ecuador 25/02/2021 09:40

Rápida disminución de la generación en Ecuador provoca una caída de frecuencia

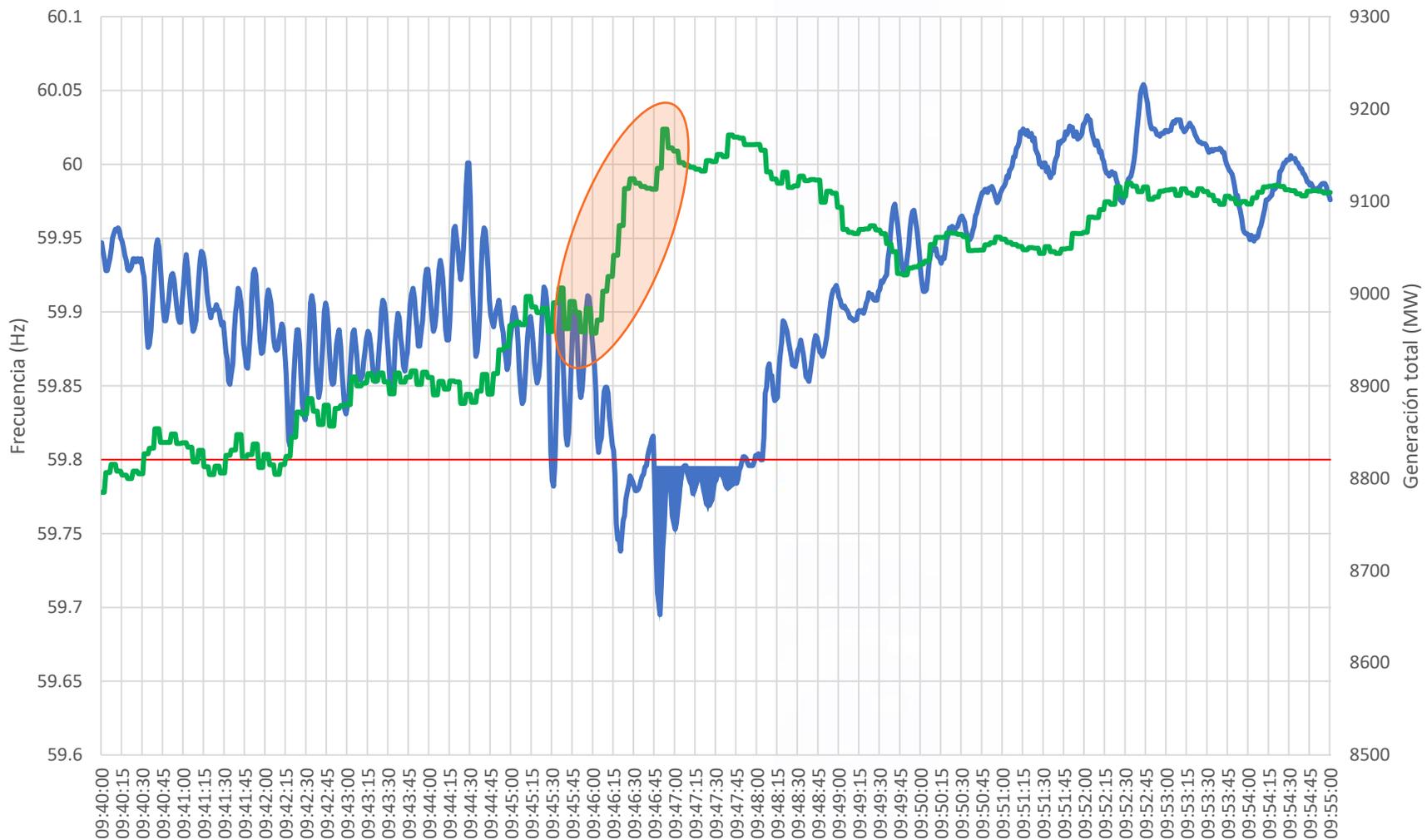


Intercambio programado
Colombia Ecuador 0 MW

Según reporte CENACE:
A las 09:33 horas el
operador de la central
Coca Codo Sinclair (CCS)
reporta ruptura de un
dique, e indica que la
central debe salir de
servicio.



Comportamiento Regulación Primaria de Frecuencia



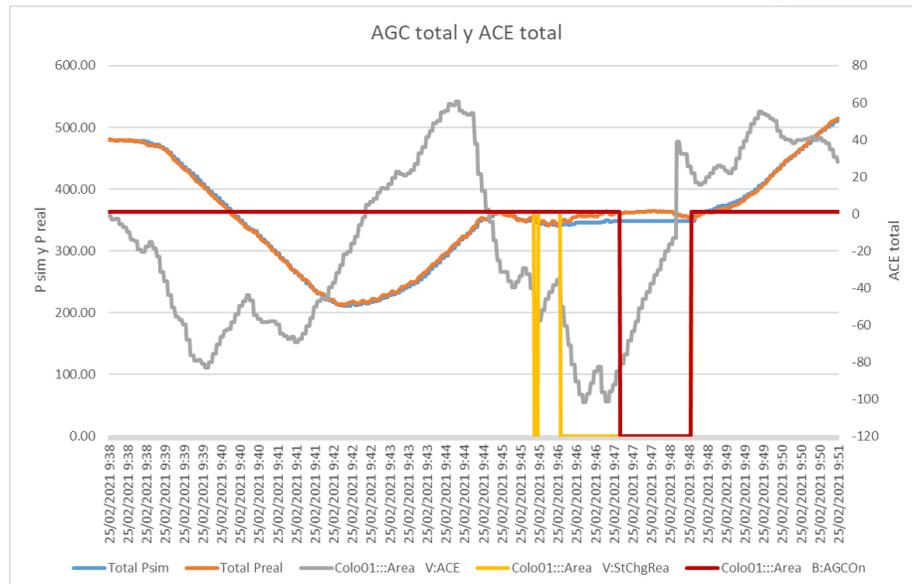
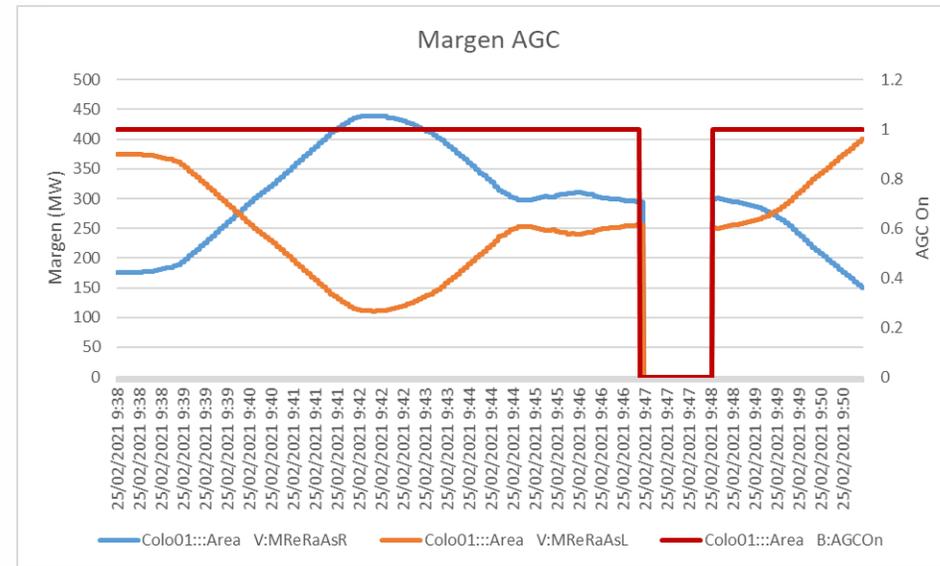
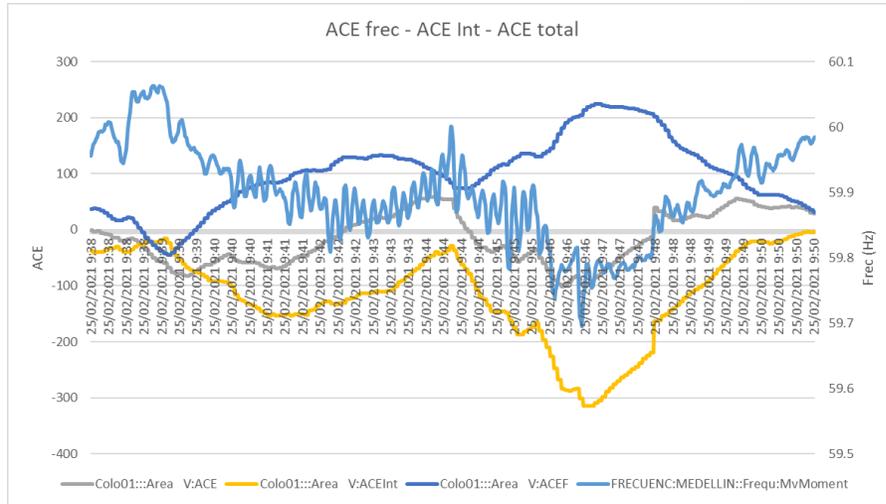
En línea 102 Unidades
Despachadas Centralmente

Pruebas
5 unidades

Recurso Pruebas	Restricción RPF
BETANIA (Código 2)	SI
GUAJIR11 (Código 9)	SI
TYOPAL2 (Código 7)	SI
SANMIGUEL (Código 1)	NO
ELPASOPANELES	SI

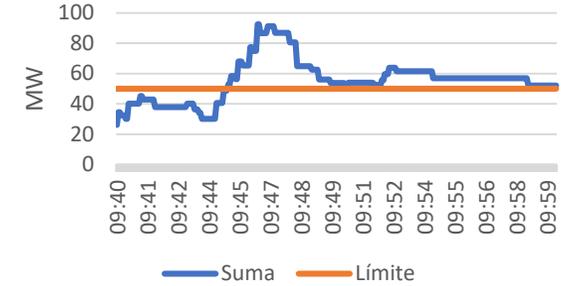
Se obtuvo una respuesta
equivalente al 3% de la
generación

Comportamiento AGC

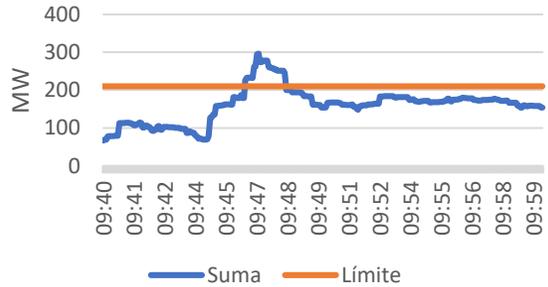


Comportamiento cortes Cauca-Nariño

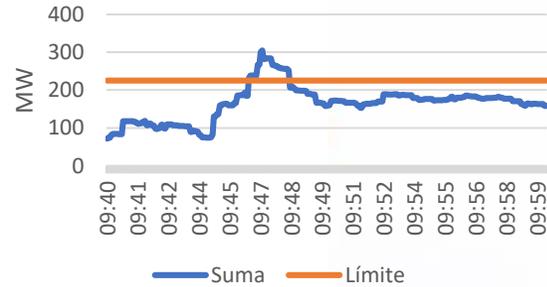
San Martín - Pasto 1 115 kV/San Martín - Catambuco 1 115 kV



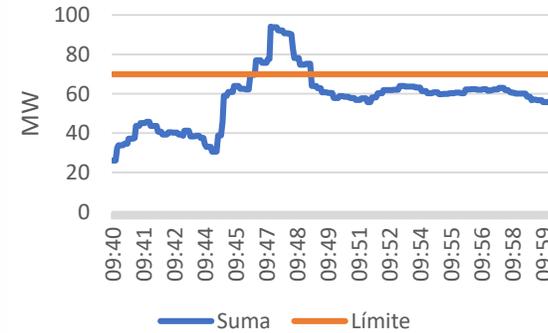
San Bernardino - Jamondino 1 230 kV / El Zaque - San Martín 115 kV



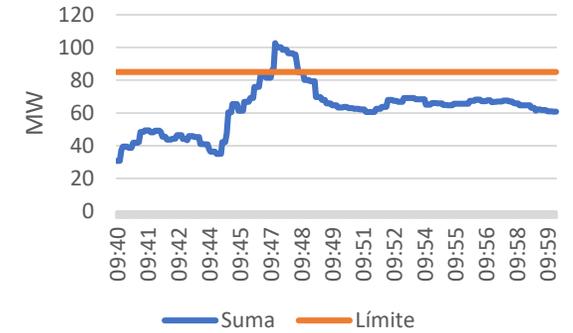
San Bernardino - Jamondino 1 230 kV / Popayán - El Zaque 115 kV



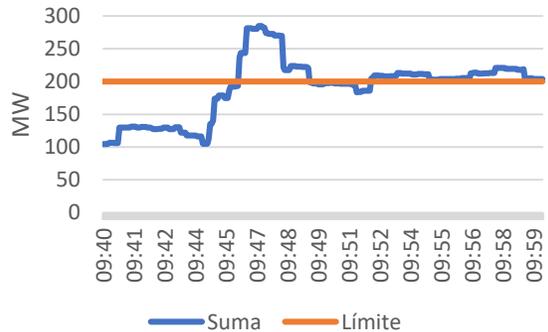
Río Mayo - San Martín 115 kV / El Zaque - San Martín 115 kV



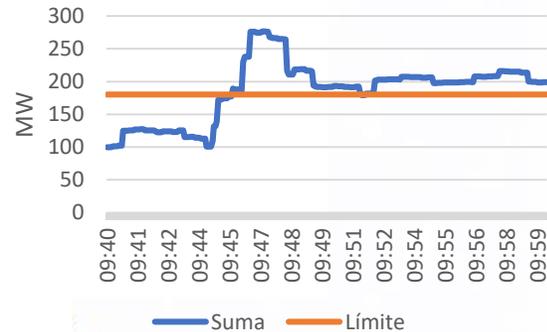
Río Mayo - San Martín 115 kV / Popayán - El Zaque 115 kV



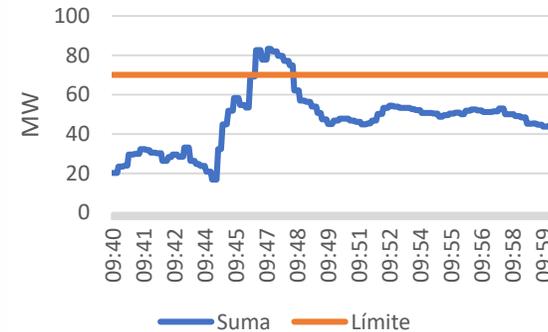
Tesalia - Jamondino 230 kV/Popayán - El Zaque 115 kV



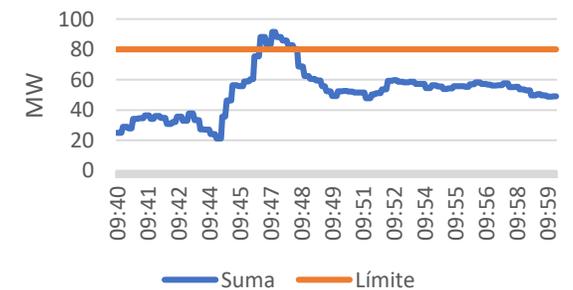
Tesalia - Jamondino 230 kV/ El Zaque - San Martín 115 kV



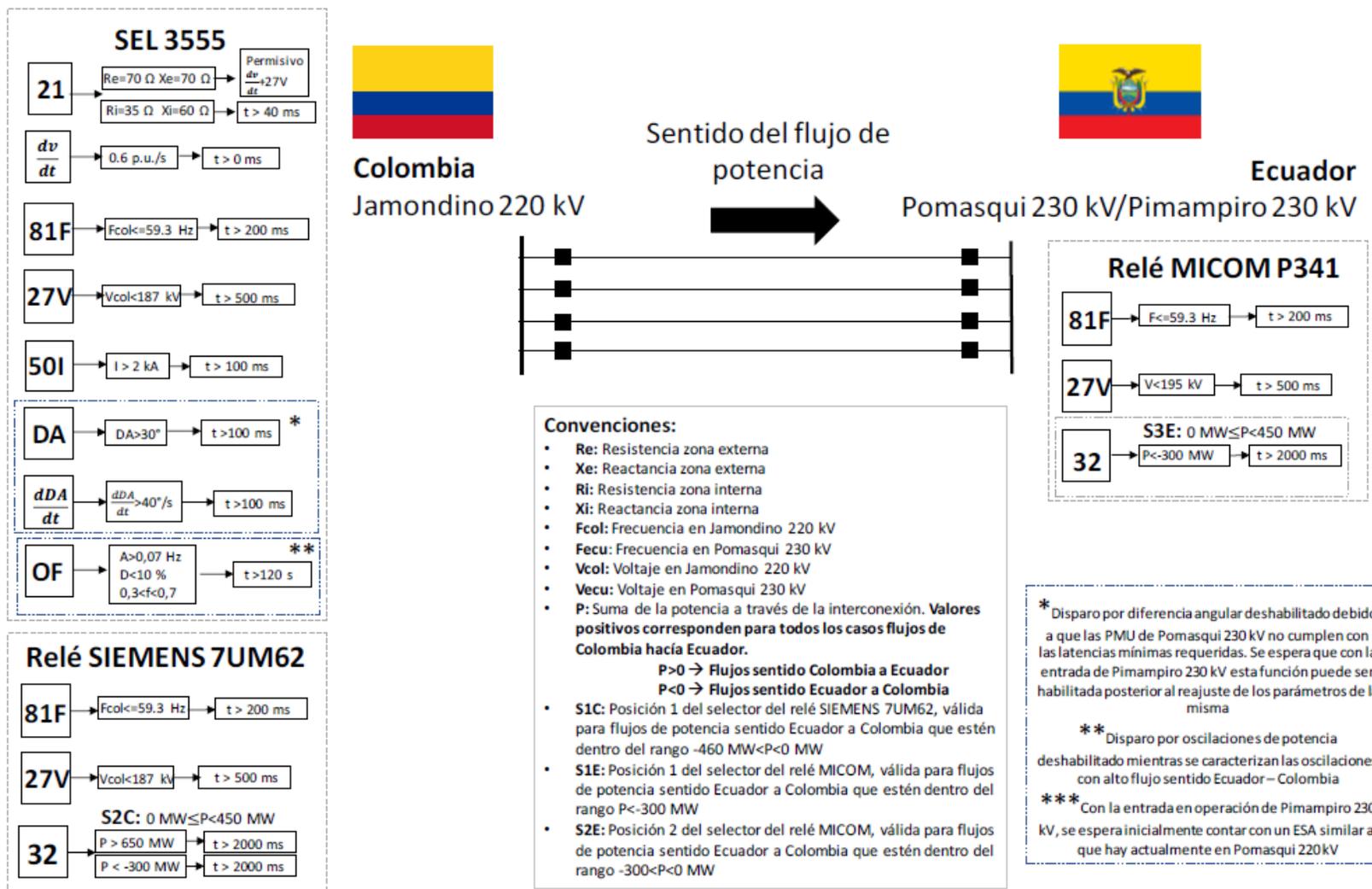
Popayán - Río Mayo 115 kV / El Zaque - San Martín 115 kV



Popayán - Río Mayo 1 115 kV/Popayán - El Zaque 1 115 kV



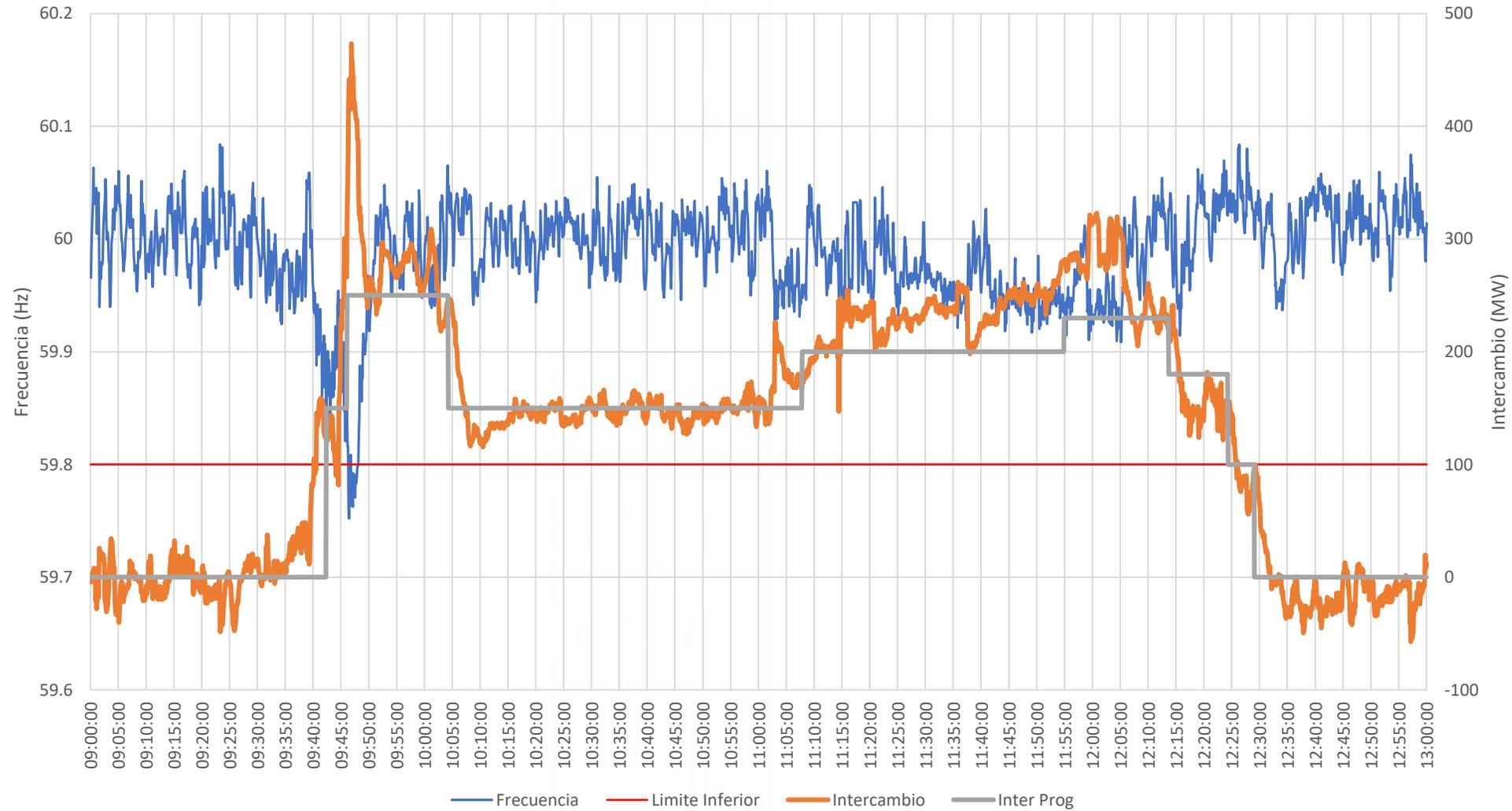
Comportamiento ESA



Para el evento en cuestión no se evidenciaron condiciones eléctricas para que se presentara la activación de alguna de las funciones de protección del Esquema de Separación de Áreas (ESA)

Figura 3-3. Ajustes de los Esquemas de Separación de Áreas vigentes en Colombia y Ecuador. Flujo Colombia – Ecuador

Intercambio Colombia - Ecuador



Acciones adelantadas

El 2 de Marzo se realizó reunión con CENACE con el objetivo de:

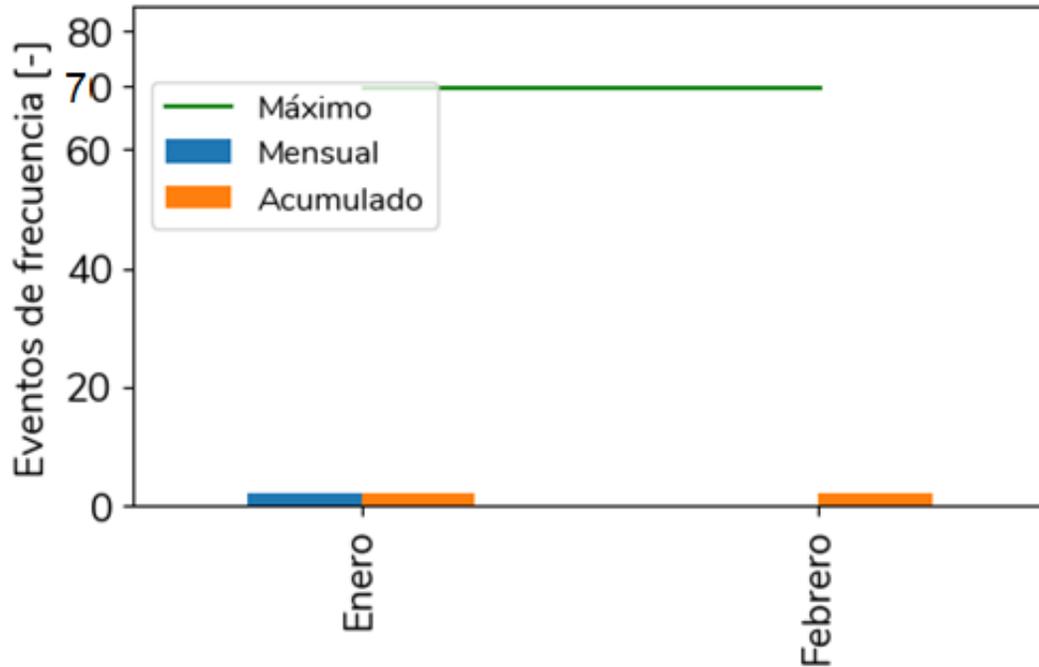
- Socializar el evento en el sistema Ecuatoriano.
- Evaluación del evento e identificación de posibles acciones CENACE – XM

Acciones por ejecutar

Reunión Técnica evento del 25 de febrero con el objetivo de revisar el AGC de ambos sistemas

Indicadores de Operación

Eventos Transitorios de Frecuencia

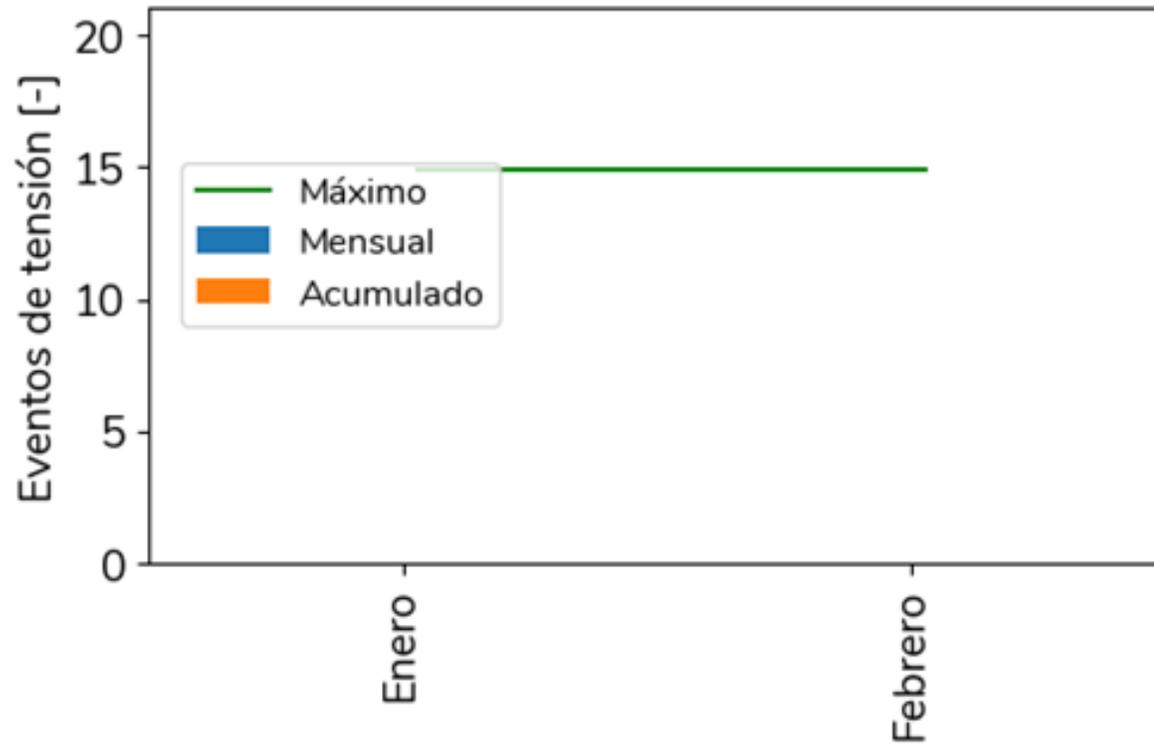


Aunque este mes no se presentaron eventos transitorios de frecuencia, se destaca el siguiente evento lento de frecuencia:

Fecha	Duración (s)	Frecuencia	Descripción	EDAC
2021-02-25 09:46	109	59.69	Se presenta variación de frecuencia en el SIN, por evento en el sistema eléctrico nacional de Ecuador, sin operación del Esquema de Separación de Áreas. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.69 Hz. CENACE informa pérdida de aproximadamente 1000 MW de generación en la central Cocacodo Sinclair.	No

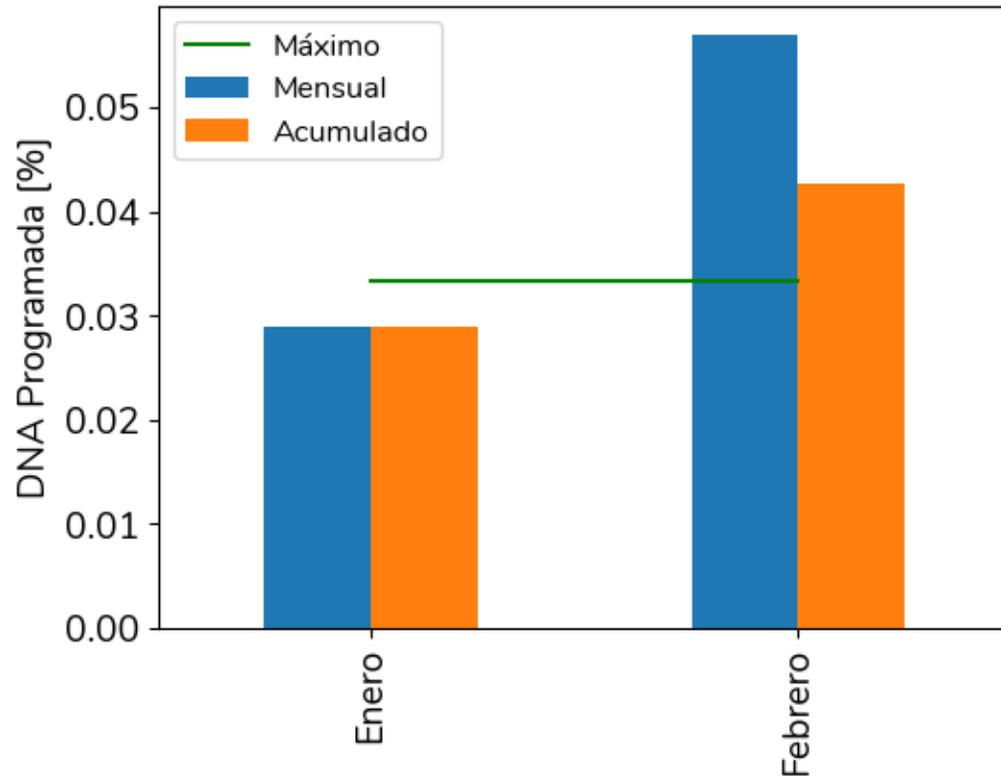
Durante el mes de Febrero de 2021 no se presentaron eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Febrero de 2021 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

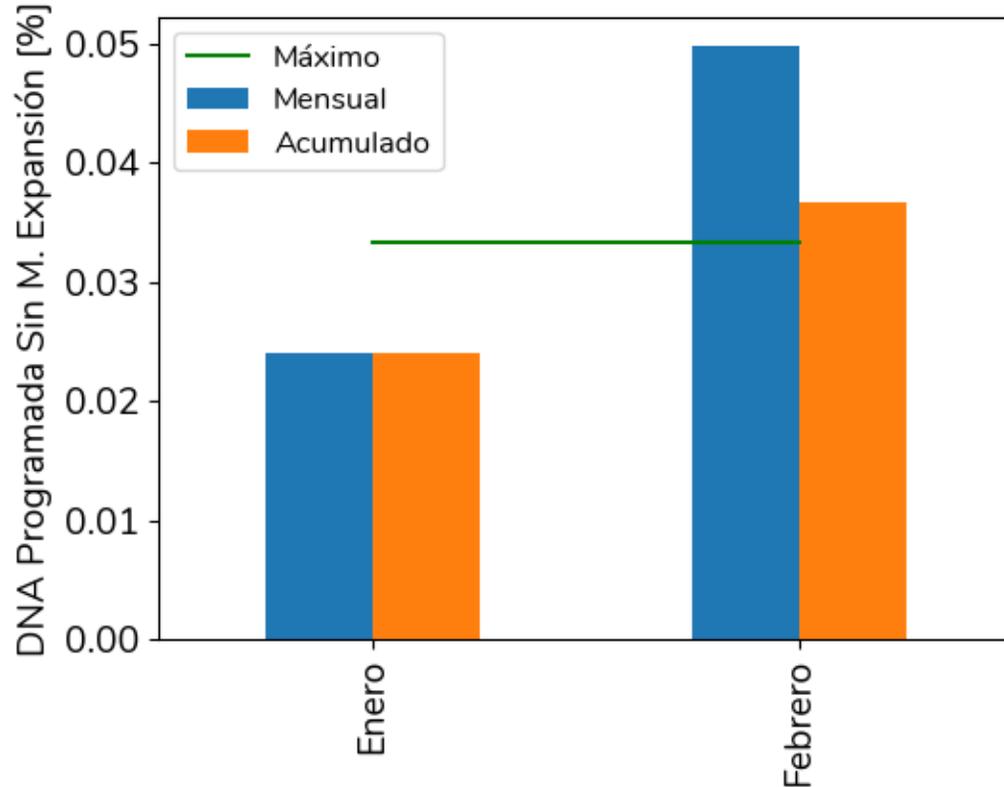
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.15 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/ni	Energía	Descripcion
2021-02-07 05:38	422.4	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189678, C0184169, C0184170 y C0184181, sobre los activos BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV, BT EL CARMEN 1 60 MVA 110 kV, EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y BARRA EL CARMEN 66 kV, dejando sin tensión las S/Es EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV, CALAMAR 66 kV y SAN JACINTO 66 kV.
2021-02-21 05:00	419.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0190329 del activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.
2021-02-27 07:37	373.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0184209 y C0184228 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV y BARRA SINCE 110 kV.
2021-02-14 05:13	319.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0189788, C0189790 y C0190065 del activo RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV, BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV, BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV.
2021-02-28 09:22	313.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0190840, C0190841 y C0190842 sobre los activos BT BOSQUE 1 20 MVA 66 kV, BT BOSQUE 2 20 MVA 66 kV y BT BOSQUE 3 20 MVA 66 kV y de trabajos en la consignación C0189697 sobre el activo BOLIVAR - EL BOSQUE 1 220 kV.

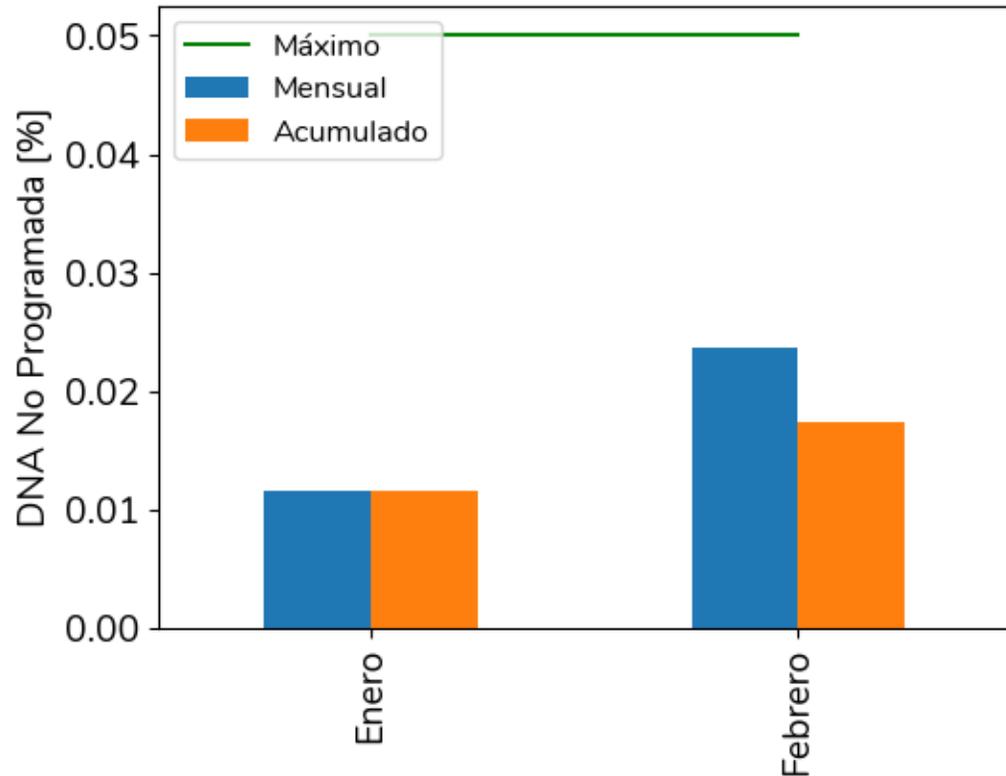
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.75 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/ni	Energía	Descripcion
2021-02-07 05:38	422.4	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189678, C0184169, C0184170 y C0184181, sobre los activos BL1 SAN JACINTO A TSAN JACINTO 1 66 kV, BT EL CARMEN 1 60 MVA 110 kV, EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y BARRA EL CARMEN 66 kV, dejando sin tensión las S/Es EL CARMEN 66 kV, ZAMBRANO 66 kV, CALAMAR 66 kV y SAN JACINTO 66 kV.
2021-02-21 05:00	419.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0190329 del activo BT VEINTE DE JULIO 1 50 MVA 110 kV.
2021-02-27 07:37	373.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0184209 y C0184228 de los activos CHINU - SINCE 1 110 kV y BARRA SINCE 110 kV.
2021-02-14 05:13	319.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0189788, C0189790 y C0190065 del activo RIO CORDOBA - CIENAGA 1 110 kV, BL1 RIO CORDOBA A CIENAGA 110 kV, BL1 CIENAGA A RIO CORDOBA 110 kV.
2021-02-24 07:12	294.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0190825 del activo BARRA APARTADO 110 kV.
2021-02-14 05:35	233.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0186089 del activo ALTAMIRA - PITALITO 1 115 kV.

DNA No Programada



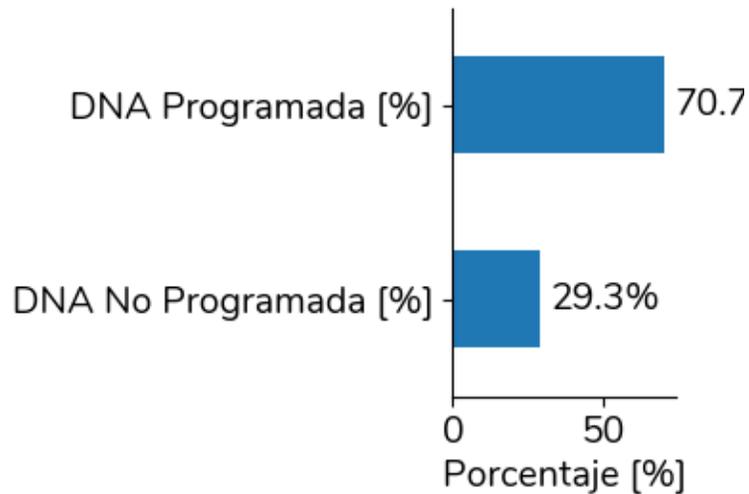
Por causas no programadas se dejaron de atender 1.3 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2021-02-09 14:52	167.1	Demanda no atendida por disparo de los activos QUIBDO - CERTEGUI 1 115 kV y LA VIRGINIA - CERTEGUI 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es CERTEGUI 115 kV, ISTMINA 115 kV y la S/E QUIBDO 115 kV temporalmente radial. Se encontraba abierto el activo EL SIETE - QUIBDO 1 115 kV.
2021-02-16 00:00	136.9	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 BARBOSA (SANTANDER) A CIMITARRA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial CIMITARRA 115 kV. El agente reporta descargas atmosféricas en la zona.
2021-02-02 16:21	120.3	Demanda no atendida por disparo de los activos TRAFOS LA JAGUA 110/34.5/13.8 KV. El agente reporta actuación incorrecta de protecciones.
2021-02-05 09:42	100.8	Demanda no atendida por disparo del activo JUNÍN - BUCHELI 115 KV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELI 115 kV. El agente reporta falla en el STR, por árbol sobre la línea.
2021-02-28 17:01	81.2	Demanda no atendida fuera de los tiempos programados de la consignación C0189697 sobre el activo BOLIVAR - EL BOSQUE 1 220 kV.
2021-02-01 16:58	69.8	Demanda no atendida por apertura de emergencia del activo BOSTON - CHINU 1 110 kV. El agente reporta falla en el STR, por puente partido en el circuito.

Resumen – Demanda no atendida

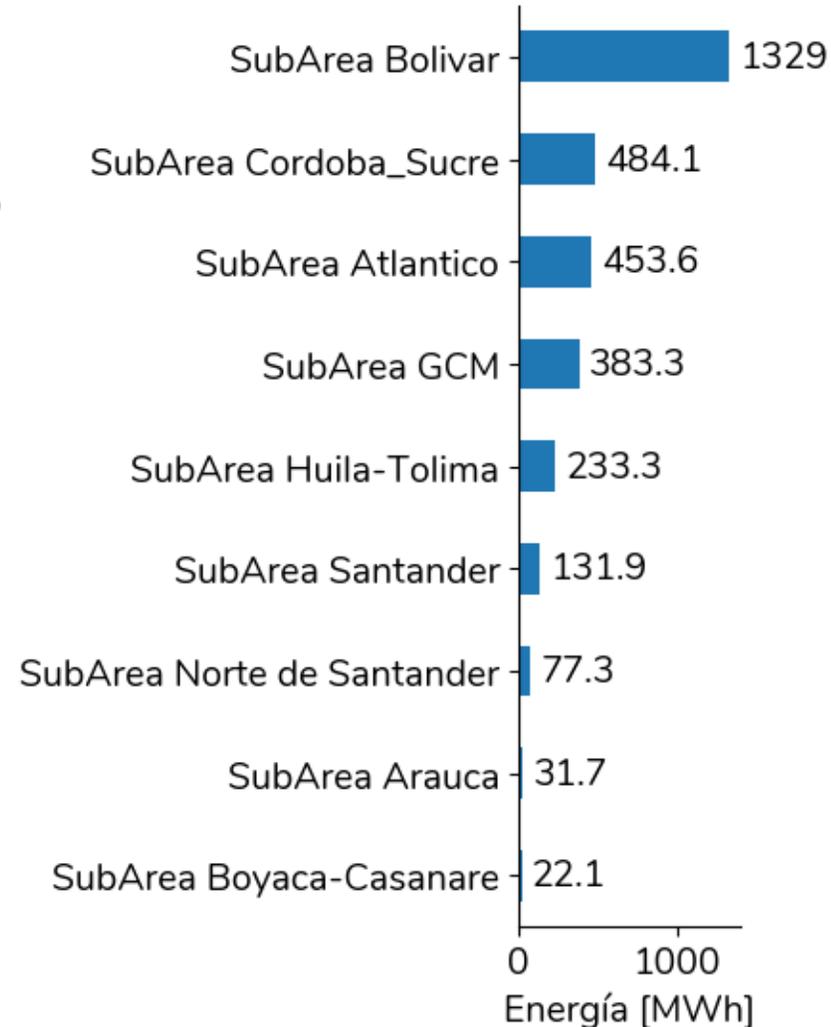


% DNA

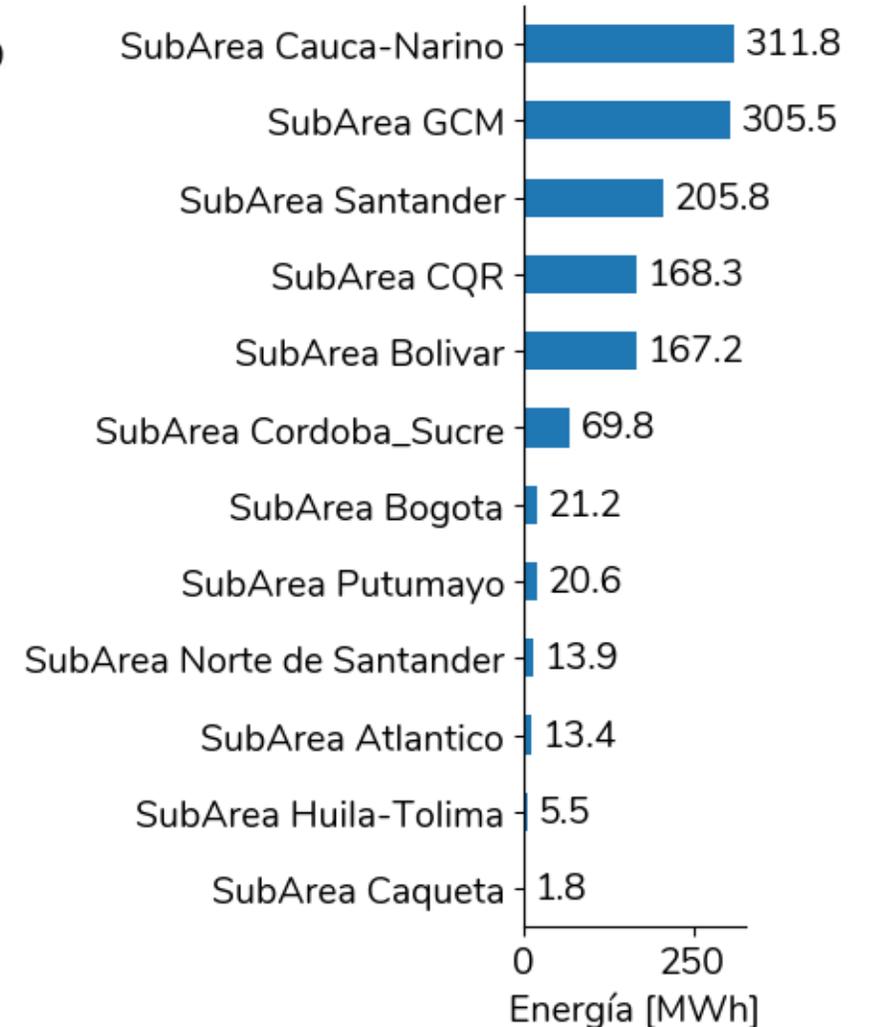


El total de demanda no atendida en Febrero fue 4.45 GWh

DNA Programada



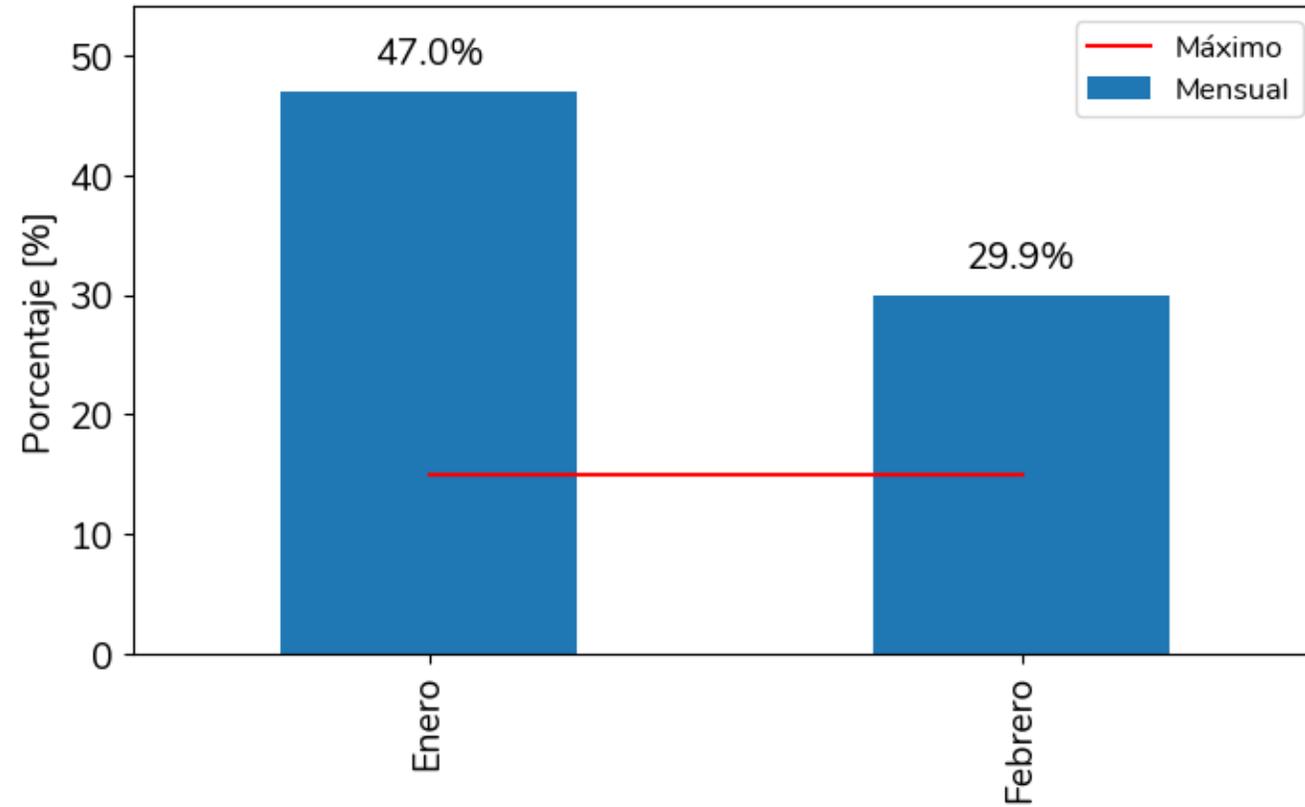
DNA No Programada



Desviación Plantas Menores



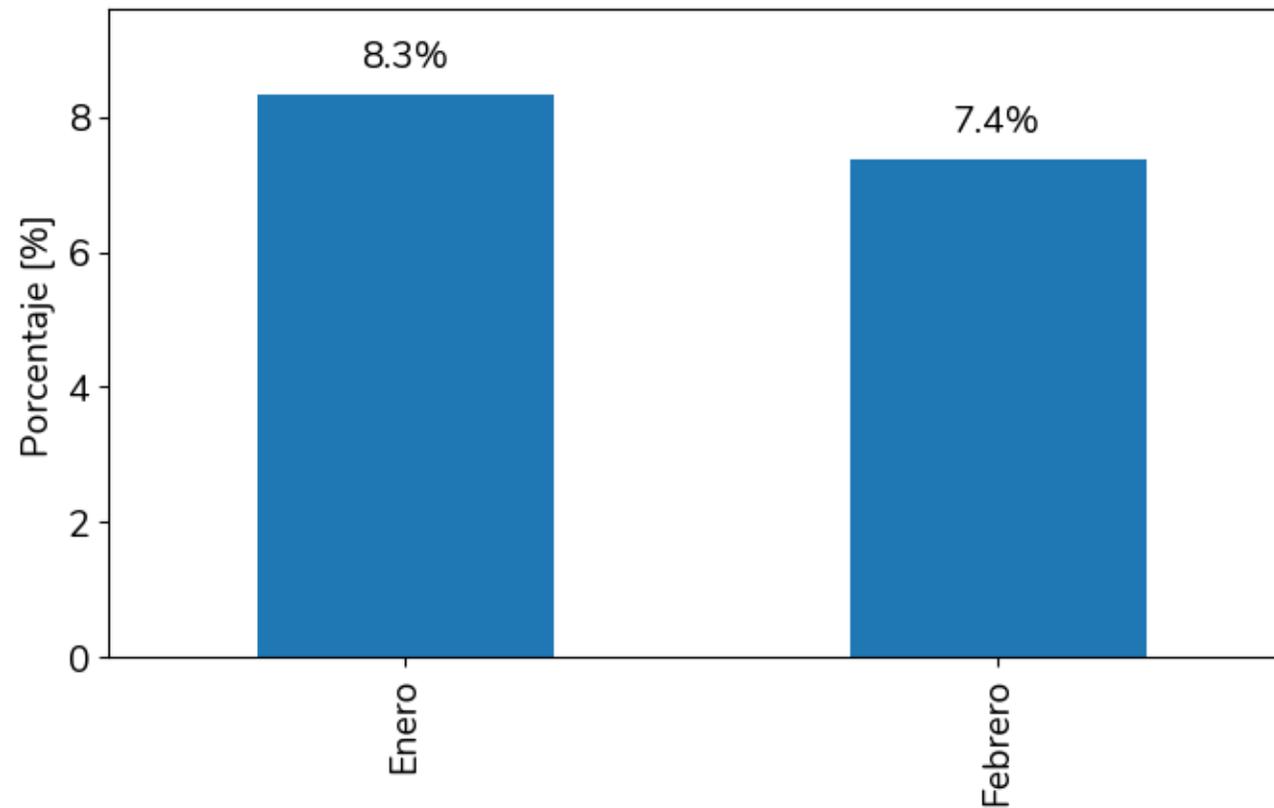
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

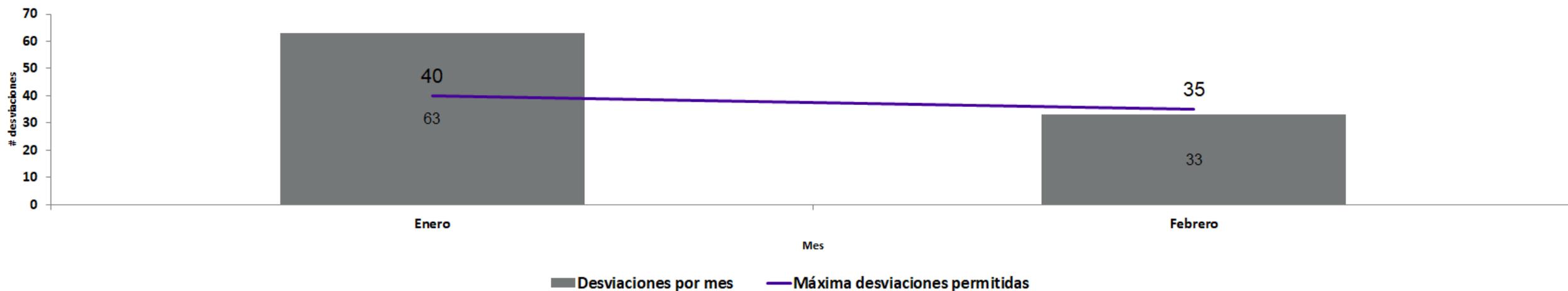


Participación PNDC en la generación total del SIN

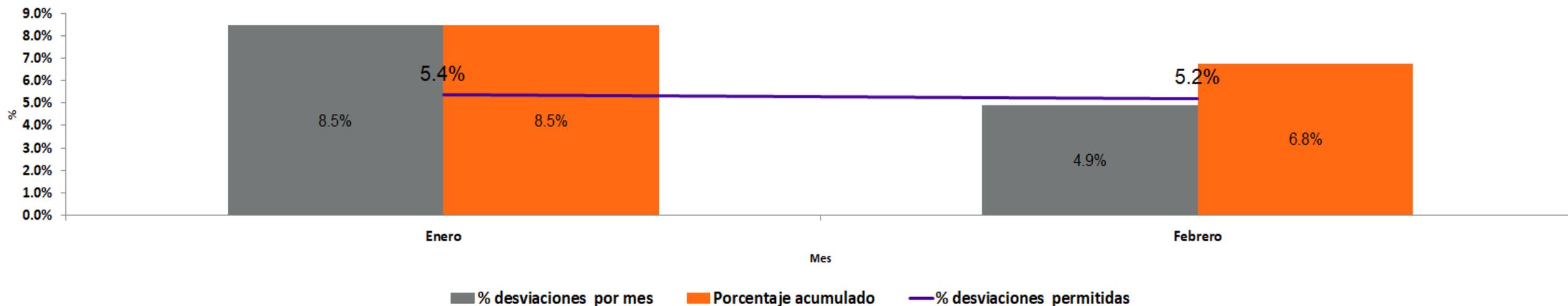


Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2021

Número de desviaciones mayores al 5%

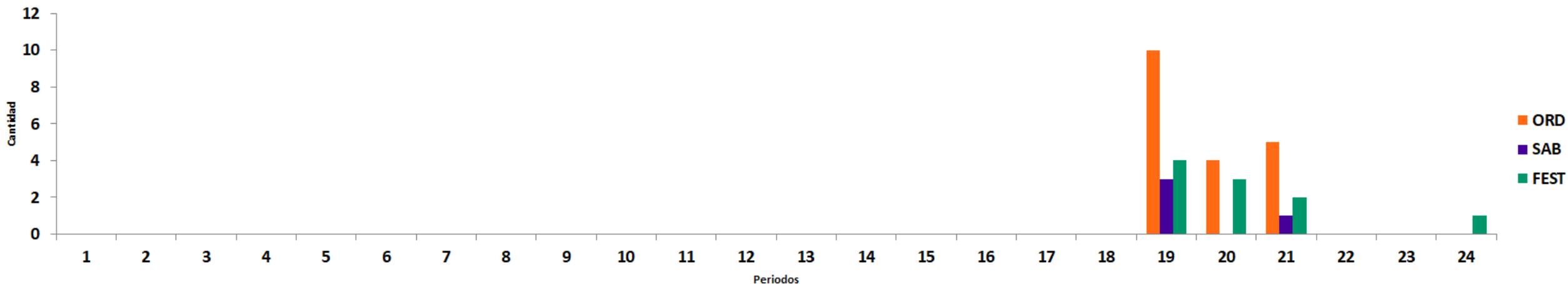


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

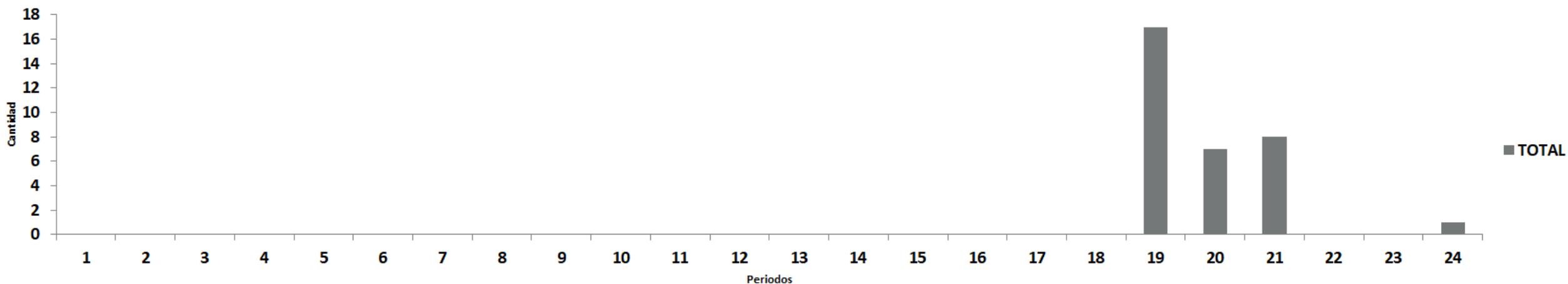


Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2021

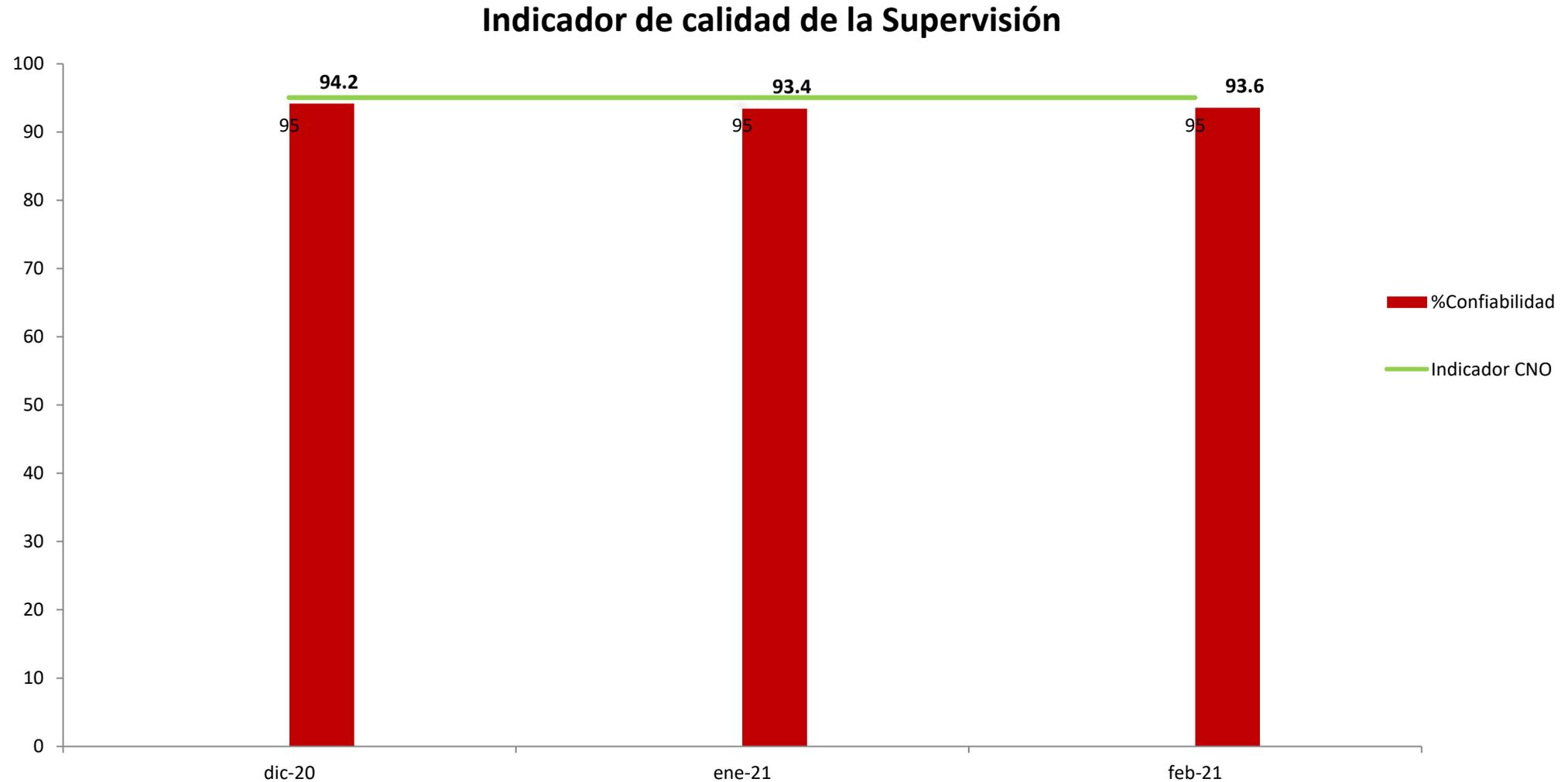
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la Supervisión

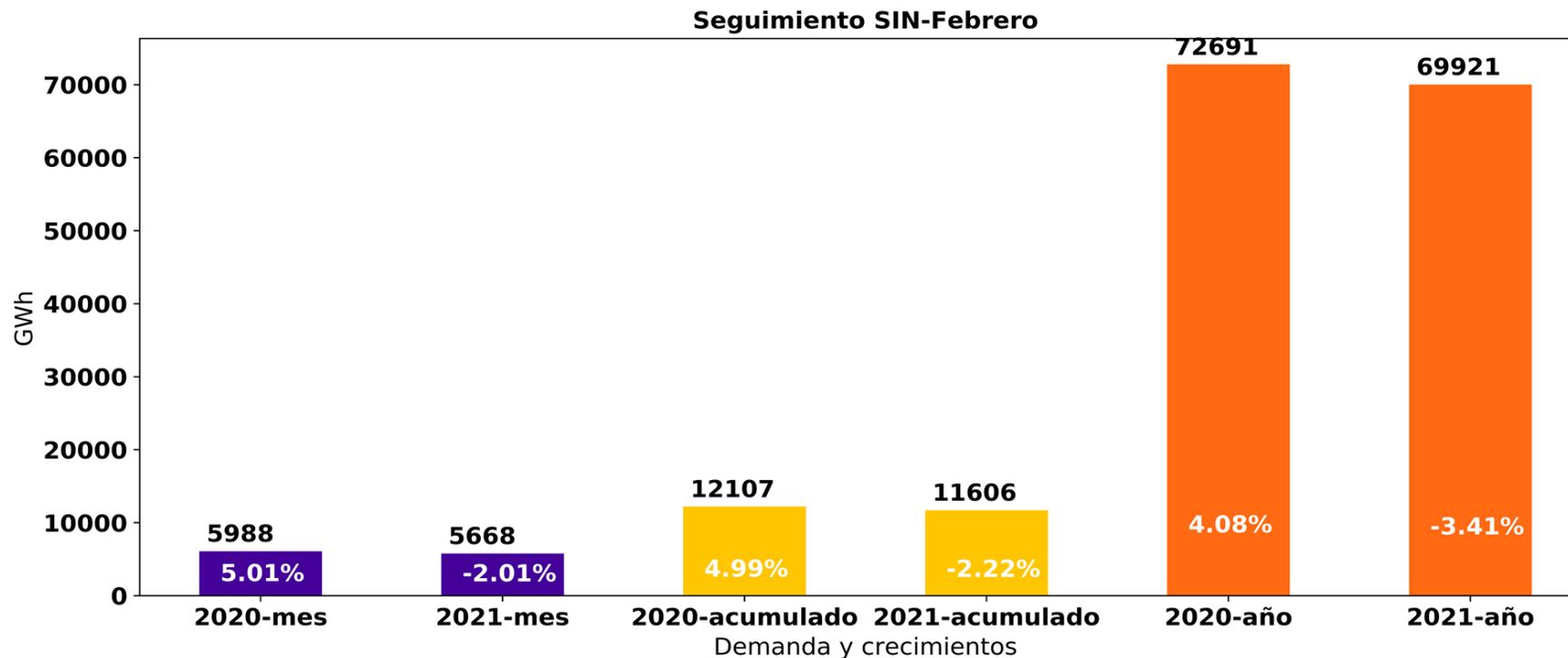


Nota: indicador obtenido con corte el 26 de febrero del 2020



Anexos

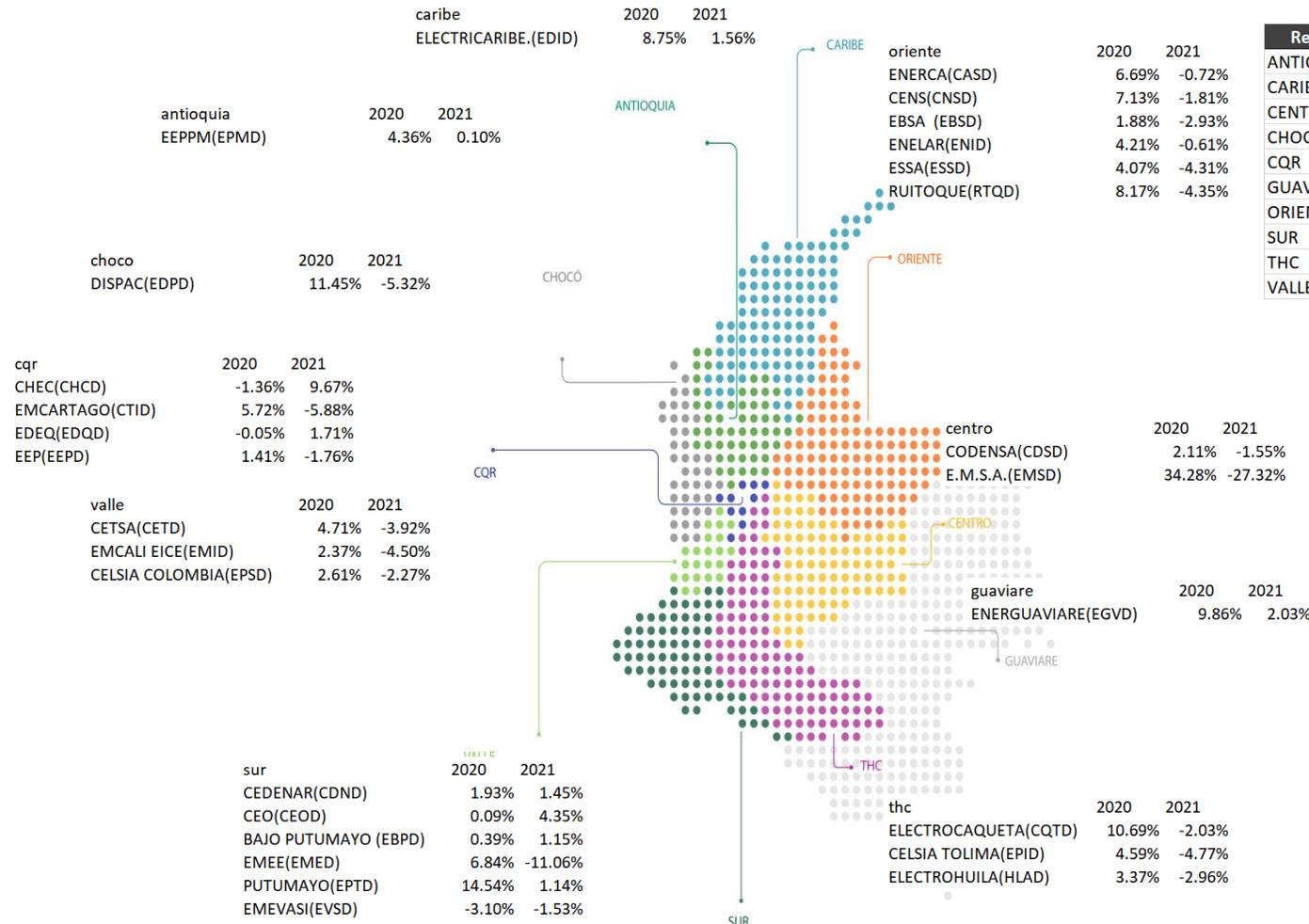
Demanda de energía del SIN Febrero 2021



mes	2020-mes				2021-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4240.02	20	212.00	5.00%	4147.63	20	207.38	-2.18%
SAB	1014.18	5	202.84	4.90%	797.33	4	199.33	-1.73%
FEST	733.80	4	183.45	5.21%	723.03	4	180.76	-1.47%
TOTAL	5988.00	29	206.48	5.01%	5667.99	28	202.43	-2.01%



Demanda de energía por operadores de red y región Febrero 2021



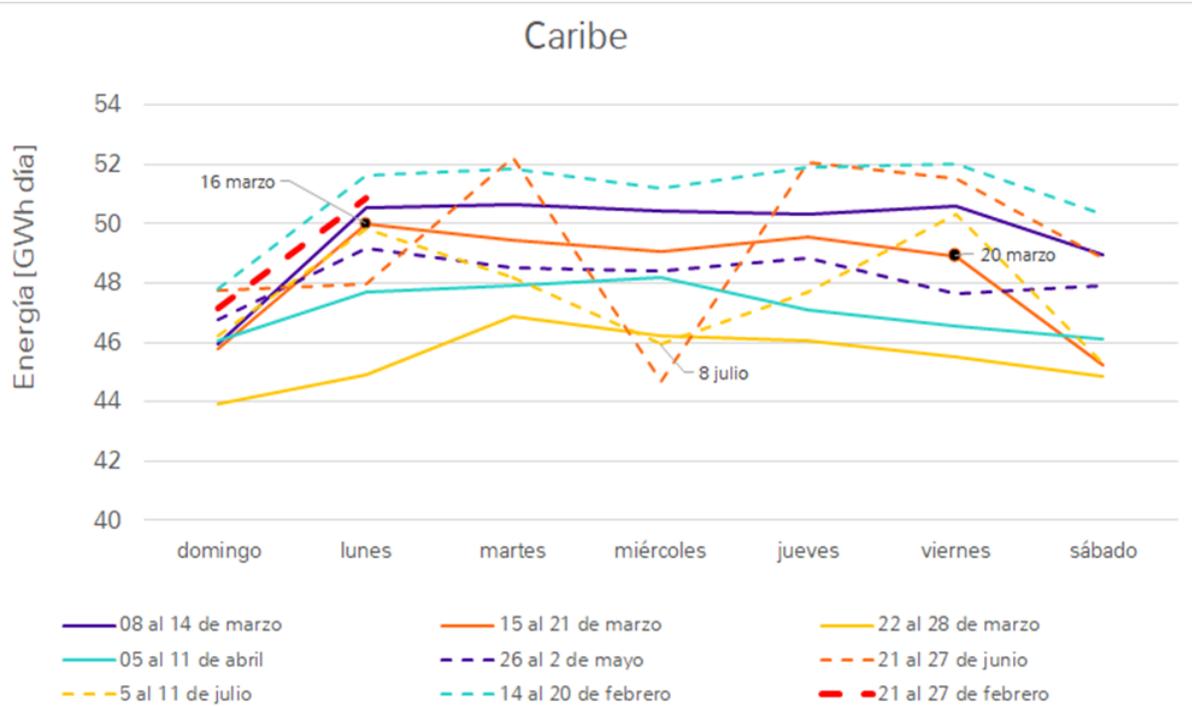
Región	2020-02-01--2020-02-29	2020-02-01--2020-02-29%	2021-02-01--2021-02-28	2021-02-01--2021-02-28%
ANTIOQUIA	803.63	4.36%	777.00	0.10%
CARIBE	1430.11	8.75%	1402.92	1.56%
CENTRO	1453.32	5.67%	1332.20	-5.16%
CHOCO	21.32	11.45%	19.40	-5.32%
CQR	235.92	-0.03%	238.16	4.57%
GUAVIARE	5.72	9.86%	5.64	2.03%
ORIENTE	630.57	4.45%	591.27	-2.96%
SUR	160.65	1.48%	159.49	2.79%
THC	245.38	4.65%	228.00	-3.80%
VALLE	584.51	2.54%	544.24	-3.66%



Demanda de energía Regulada y No Regulada Febrero 2021

	2020-2	2021-2	Crec	Participación
NO REGULADO	1890.55	1724.56	-5.56%	30.55%
REGULADO	4072.46	3919.88	-0.37%	69.45%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	65.19	66.55	5.53%	3.86%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	109.33	98.61	-6.57%	5.72%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	127.79	113.10	-8.31%	6.56%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	101.58	92.74	-5.53%	5.38%
Explotación de minas y canteras	491.79	397.53	-16.26%	23.06%
Industrias manufactureras	787.12	775.89	2.05%	45.00%
Servicios sociales, comunales y personales	133.59	115.54	-10.41%	6.70%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	37.34	30.18	-16.31%	1.75%
Transporte y almacenamiento	36.81	33.90	-4.33%	1.97%

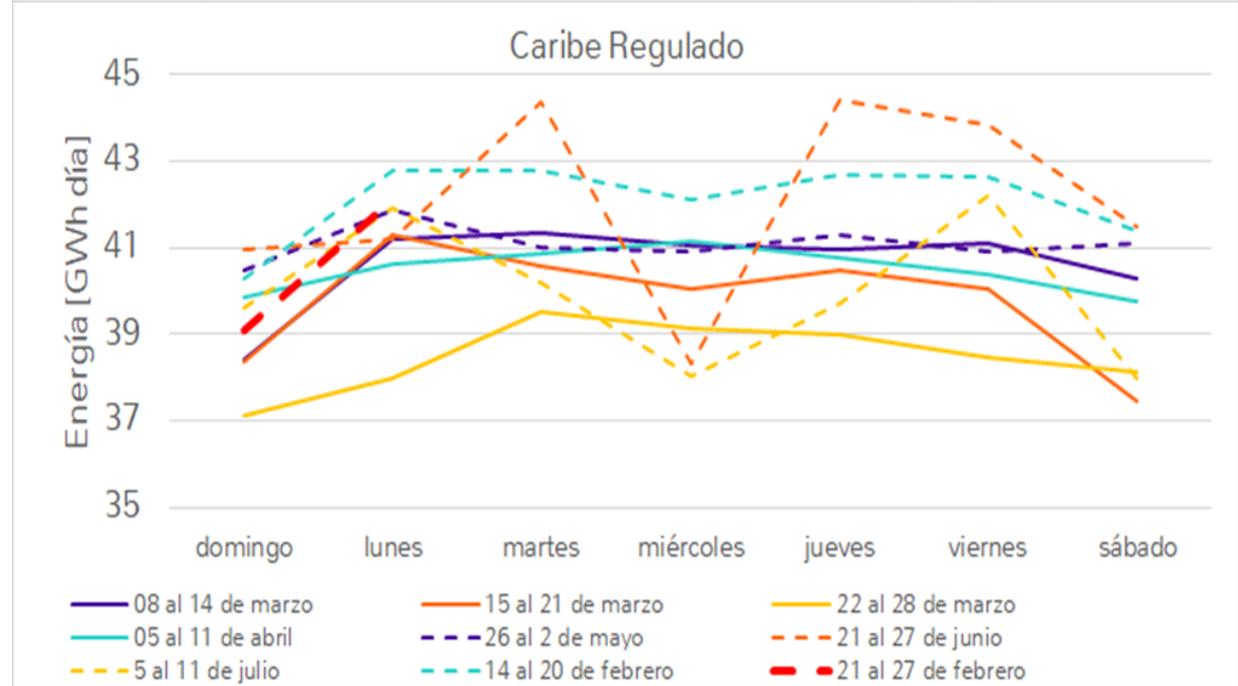
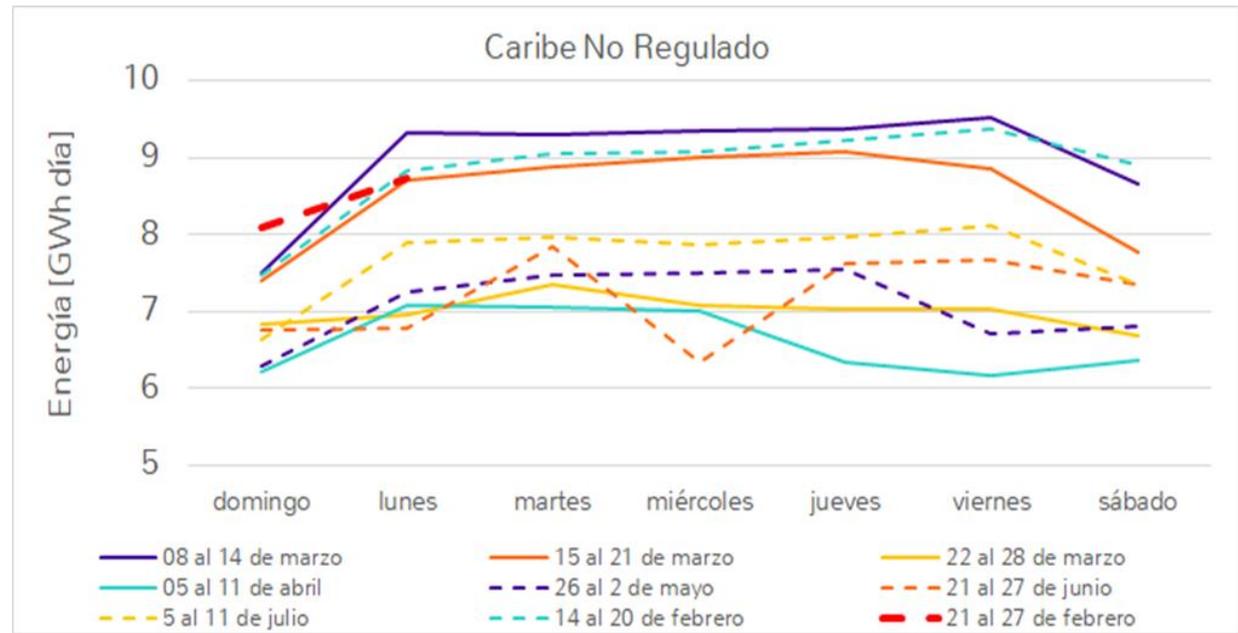
Caribe



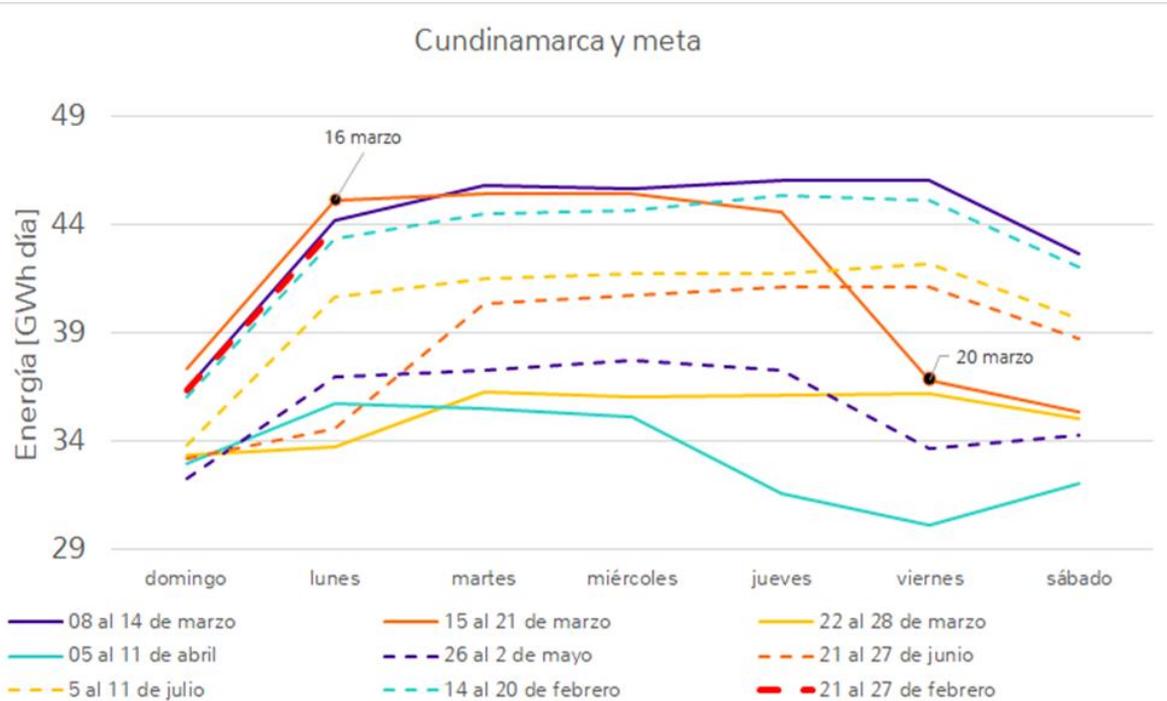
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, disminuciones cercanas al -1.3% en promedio, donde la regulada ha aumentado un 0.8% y la no regulada ha disminuido cerca de un -10.8% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, Caribe representa el 25.8% de la demanda nacional

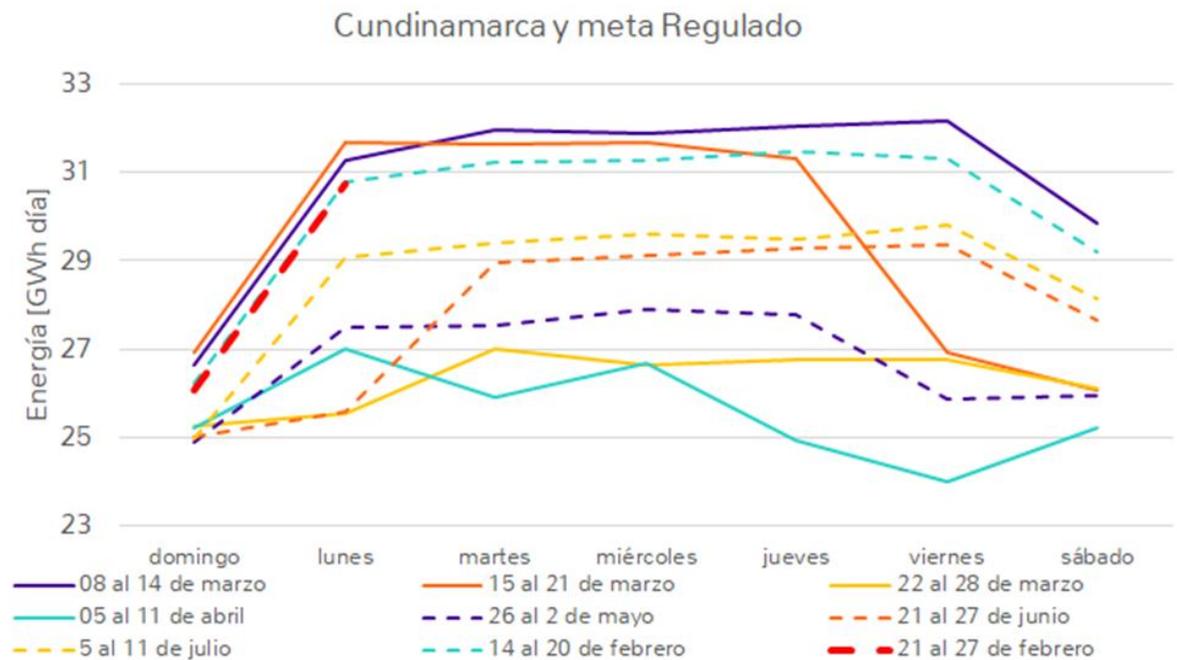
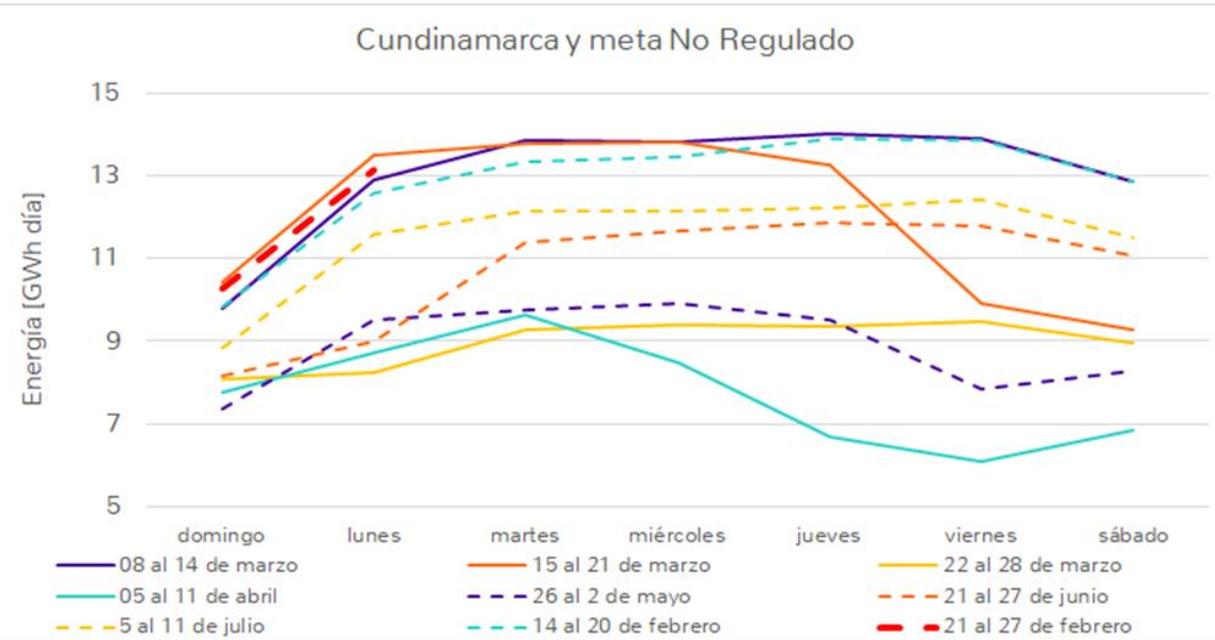


Cundinamarca y meta

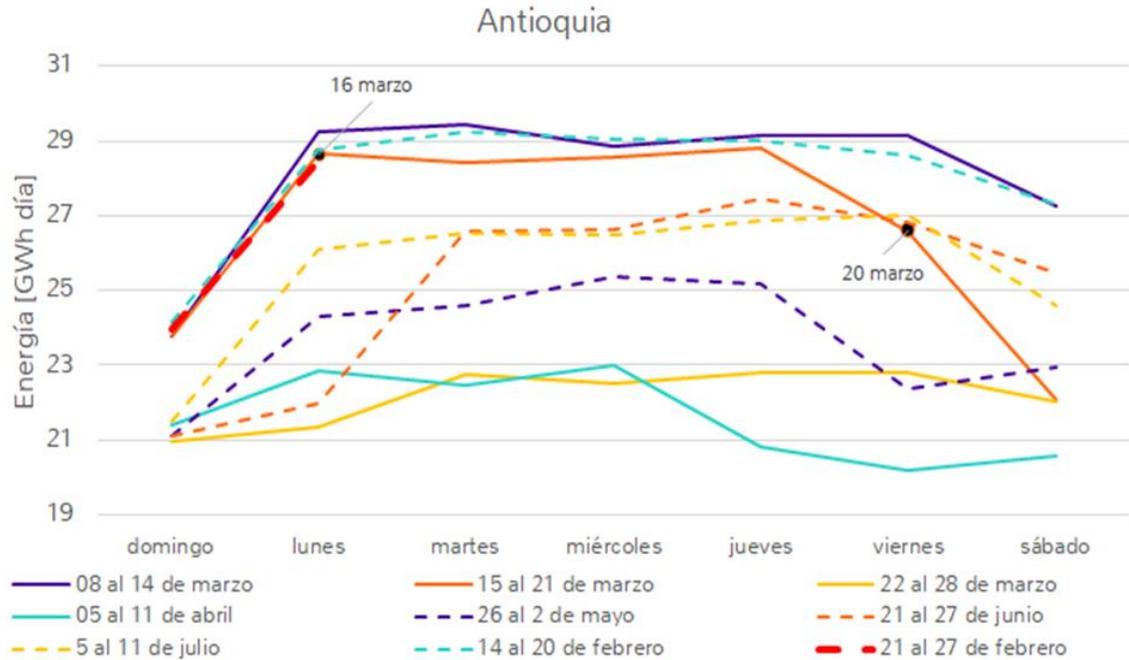


Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, disminuciones cercanas al -9.3% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -7.5% y la no regulada cerca de un -13.5% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, Cundinamarca representa el 21.0% de la demanda nacional

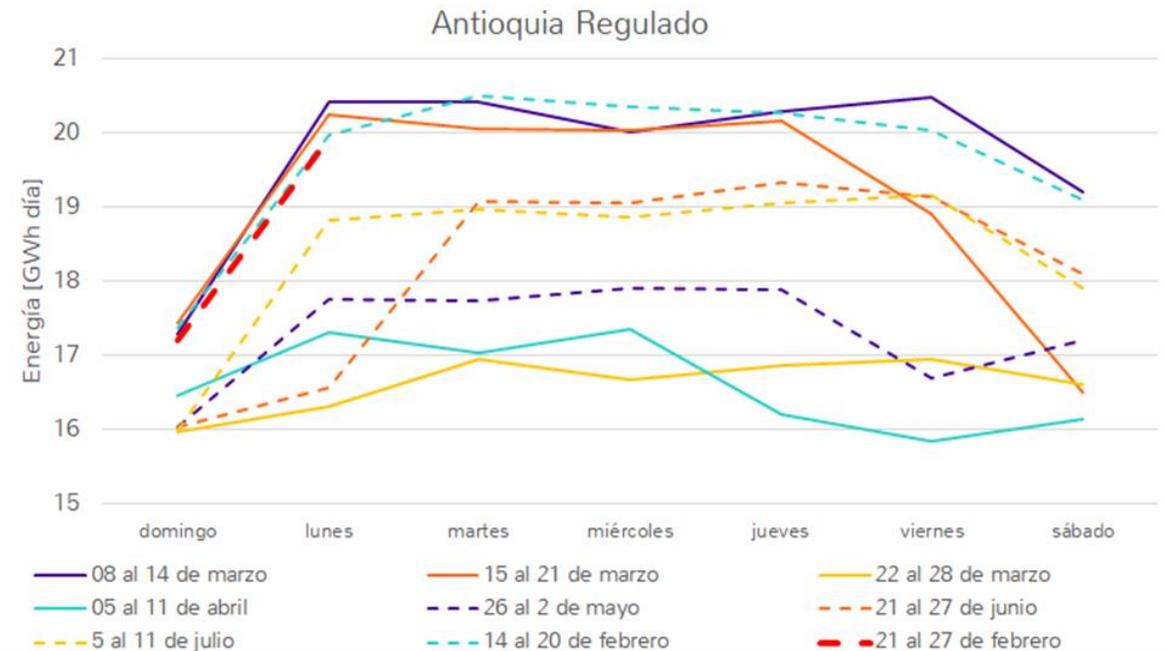
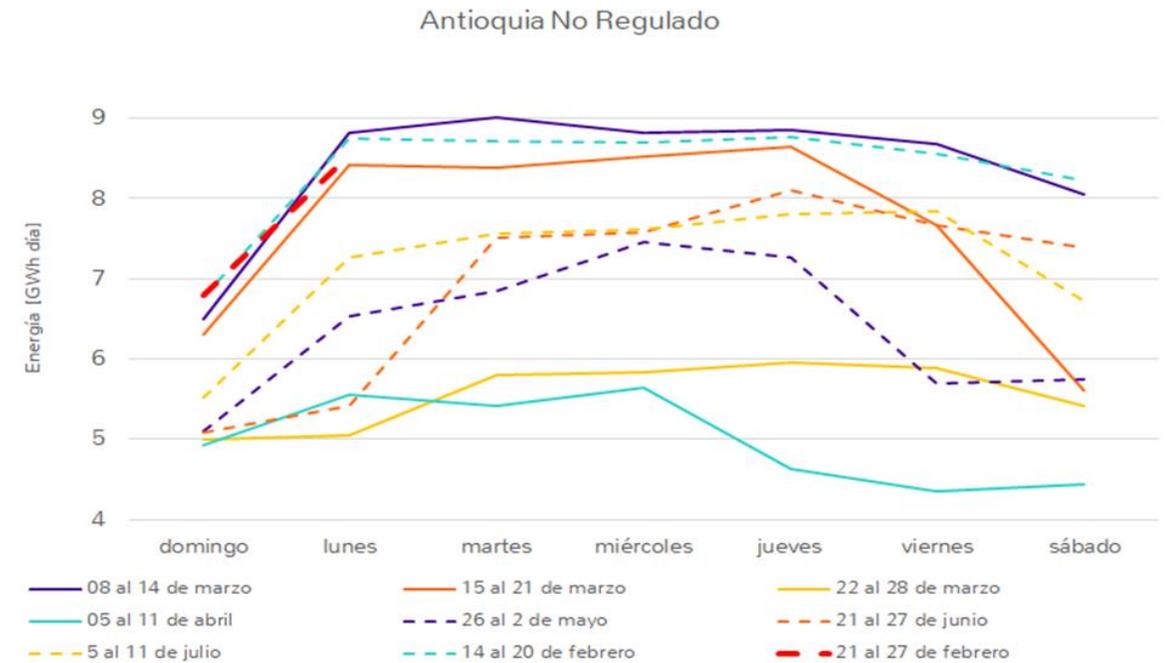


Antioquia

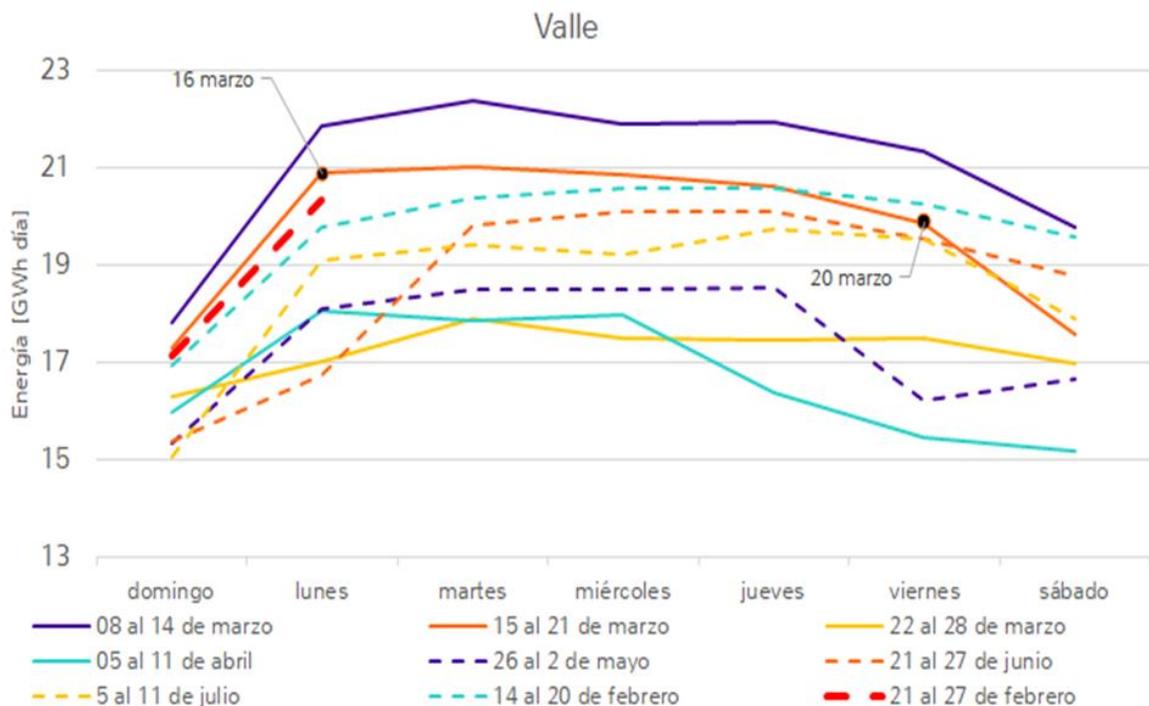


Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, disminuciones cercanas al -7.4% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -5.8% y la no regulada cerca de un -11.3% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, Antioquia representa el 13.7% de la demanda nacional

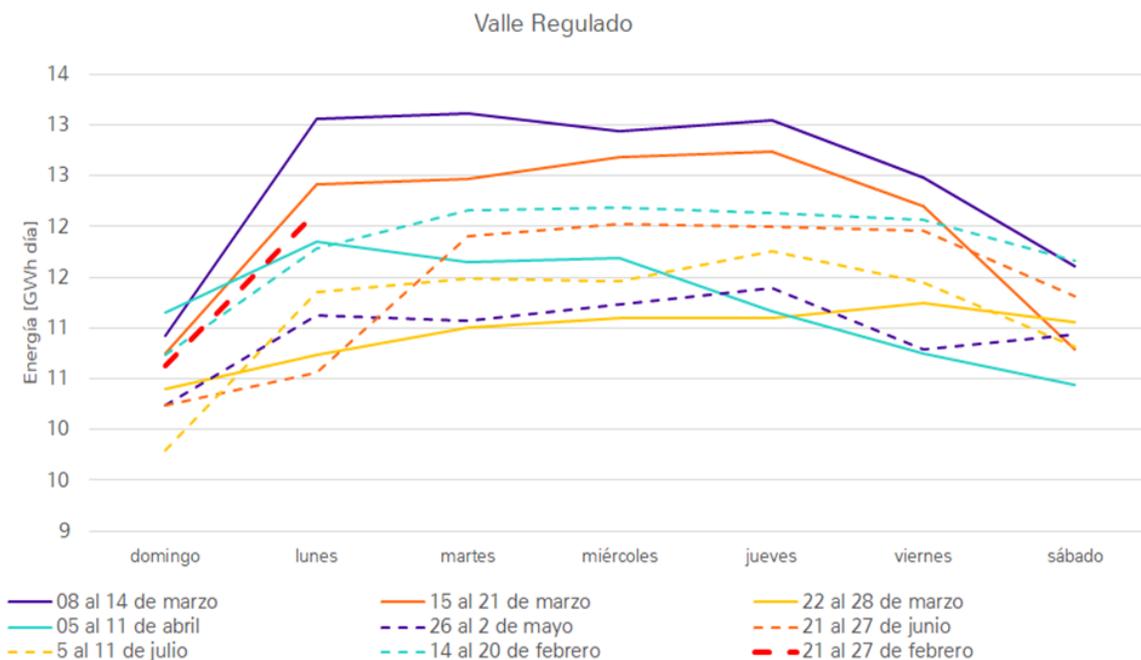
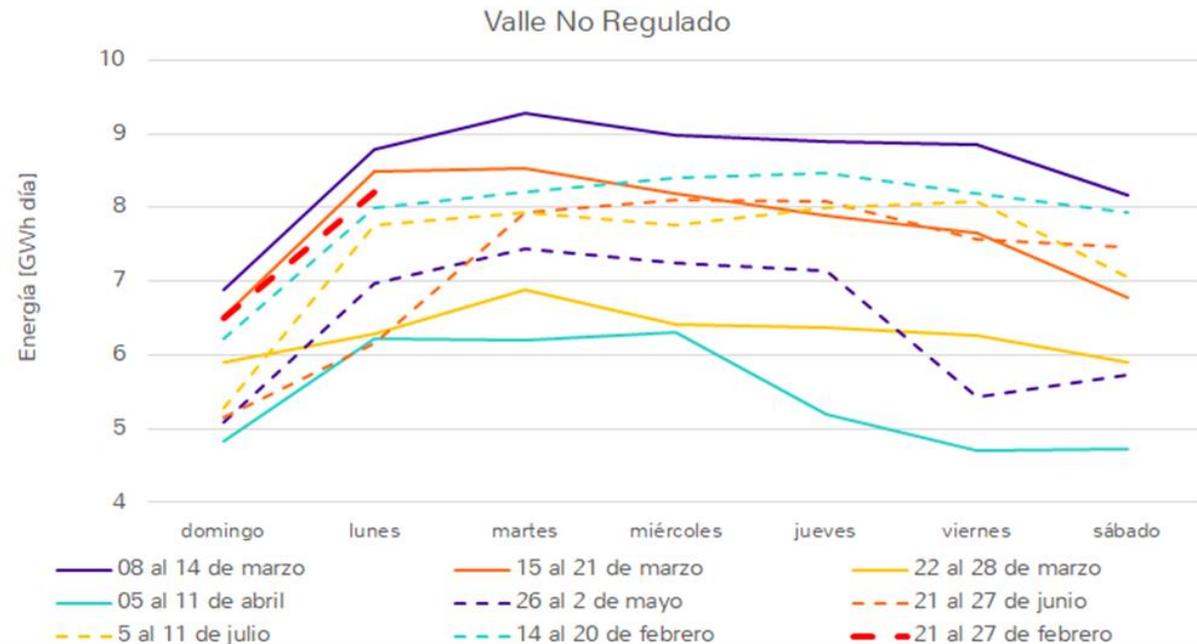


Valle

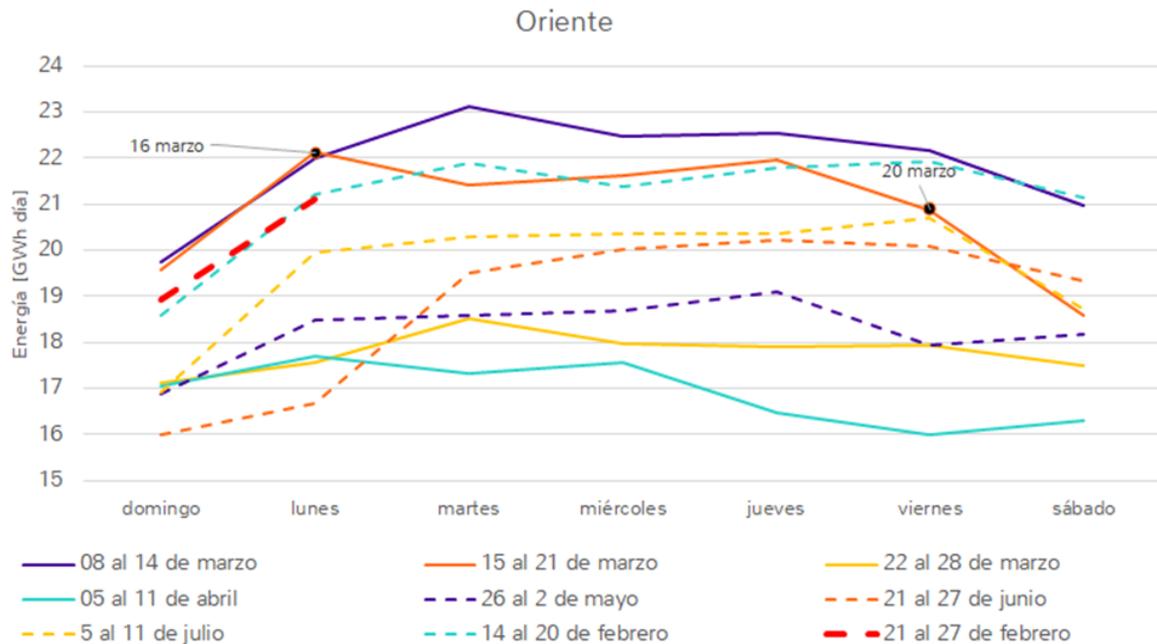


Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, disminuciones cercanas al -9.4% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -6.6% y la no regulada cerca de un -13.4% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, Valle representa el 10.0% de la demanda nacional



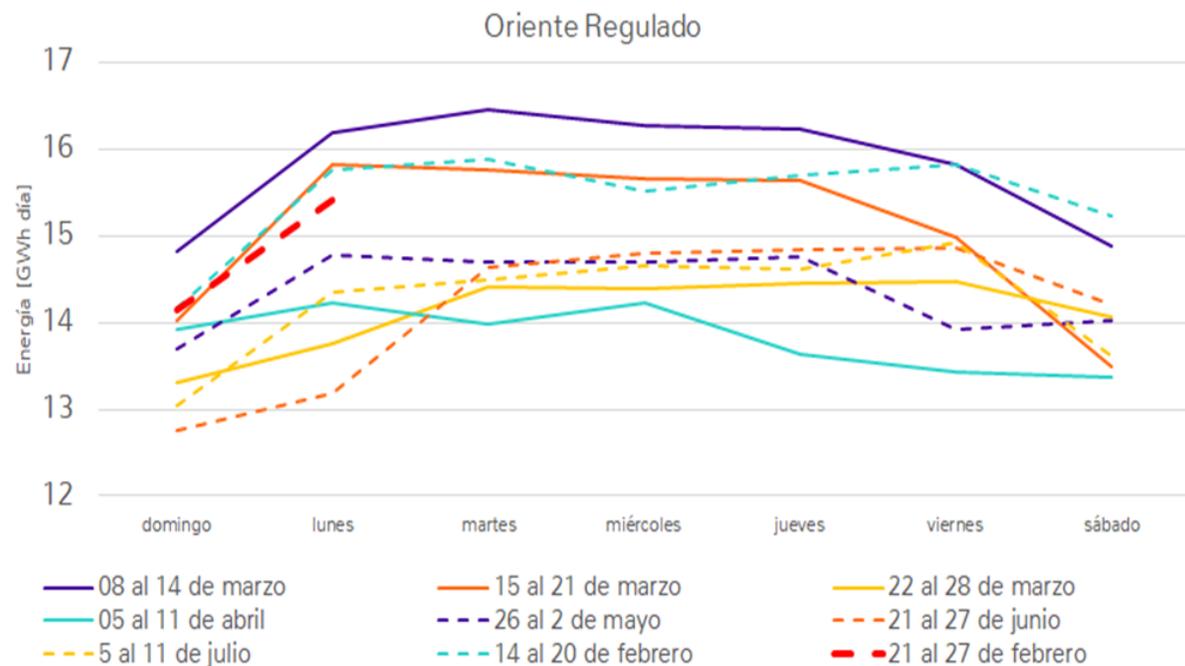
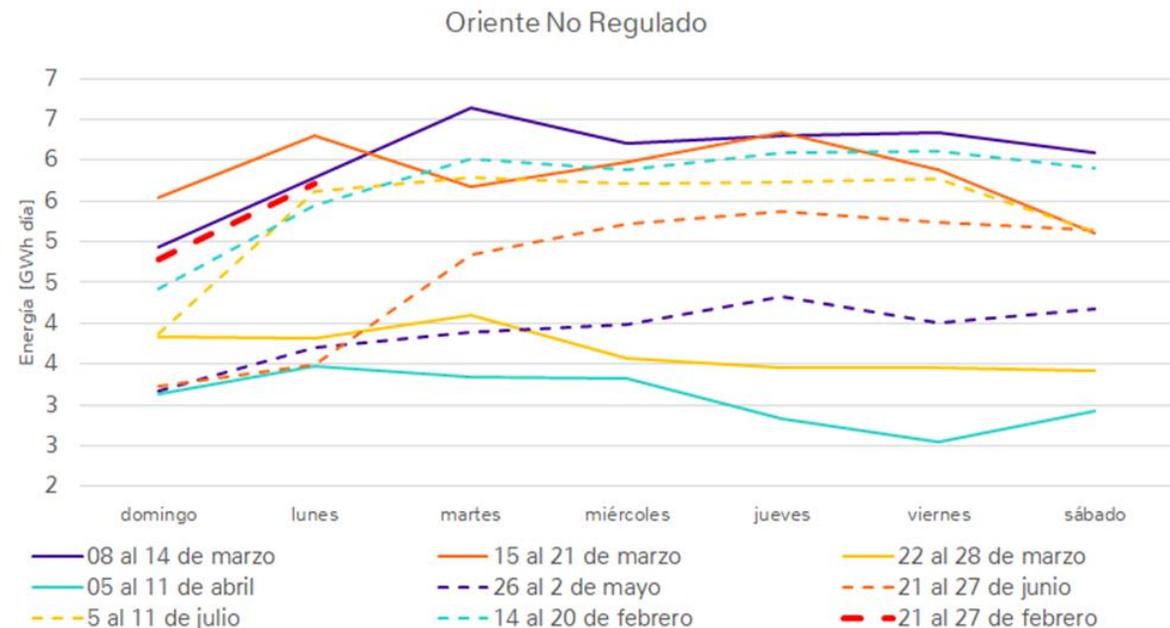
Oriente



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

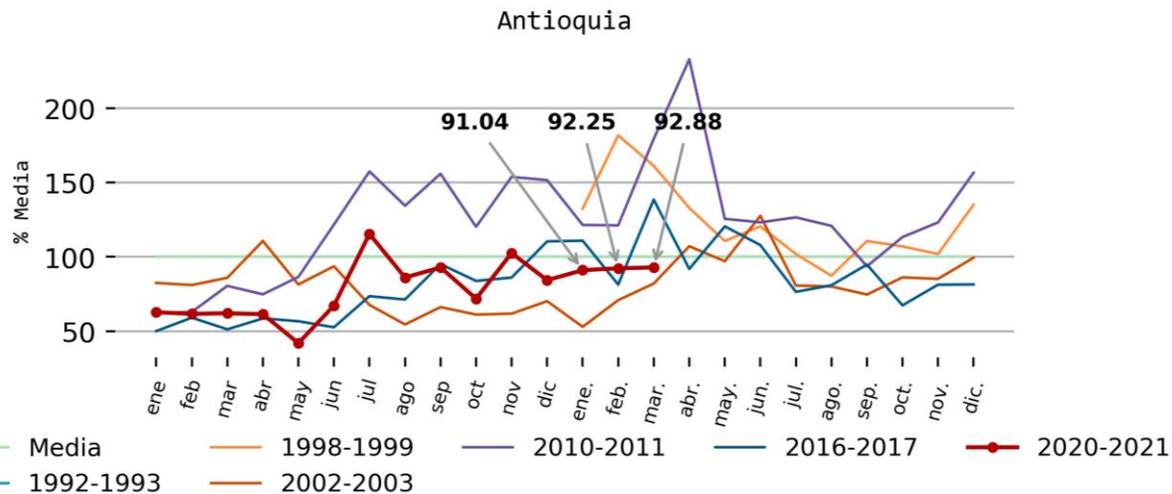
Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, disminuciones cercanas al -9.1% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -6.2% y la no regulada cerca de un -16.6% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 22 de febrero de 2021, oriente representa el 10.4% de la demanda nacional.

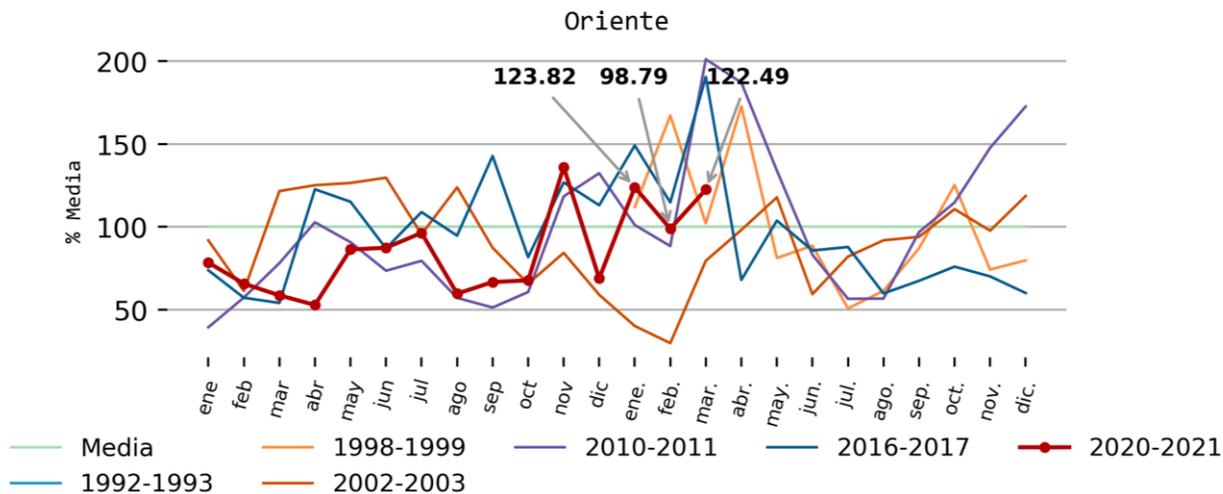


Aportes por regiones

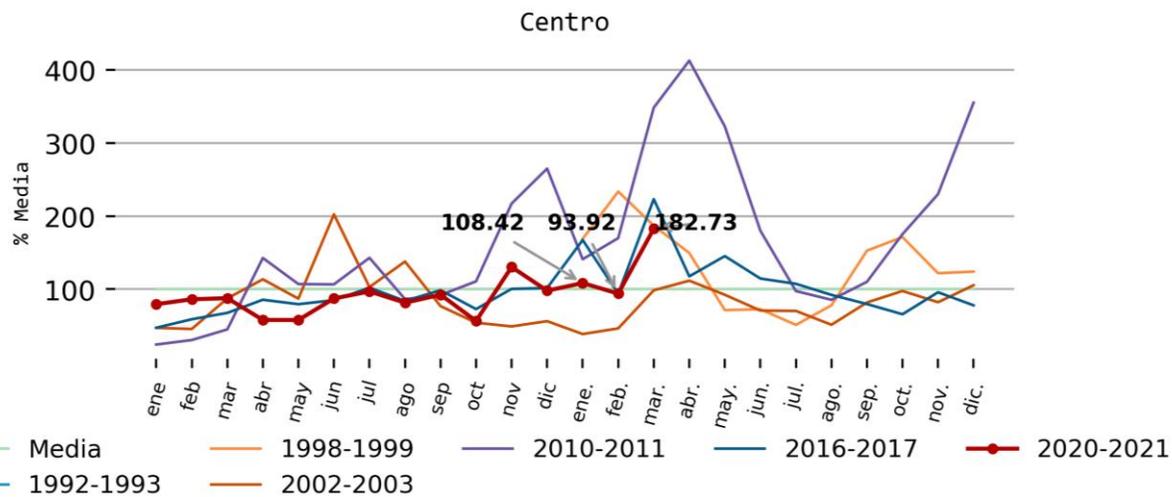
Antioquia



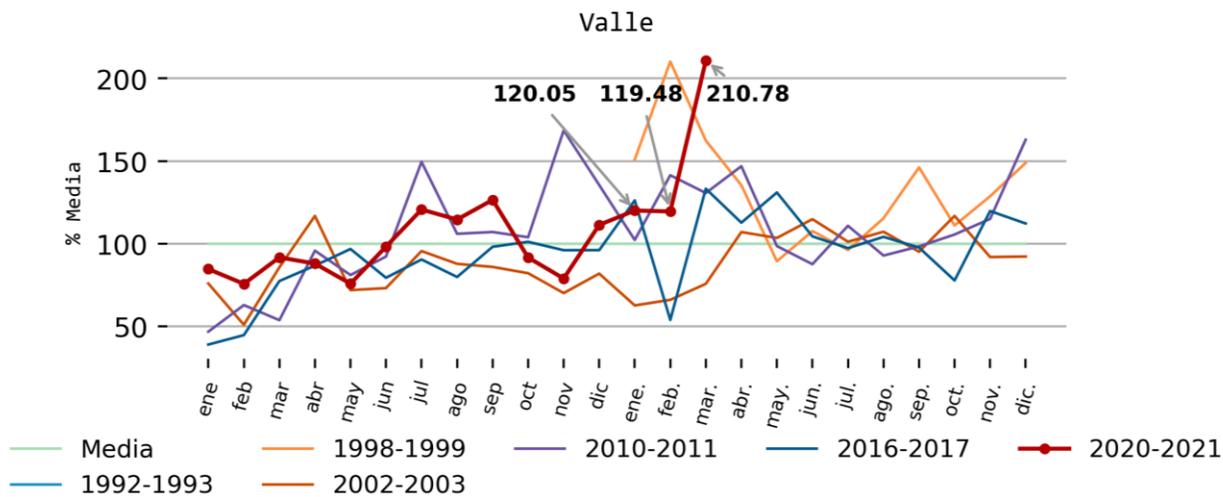
Oriente



Centro

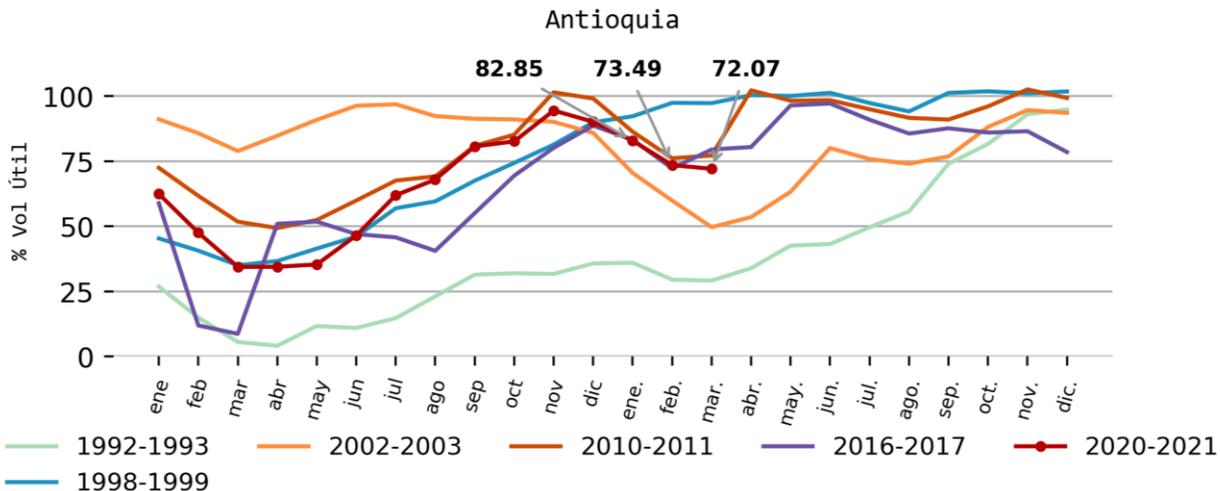


Valle

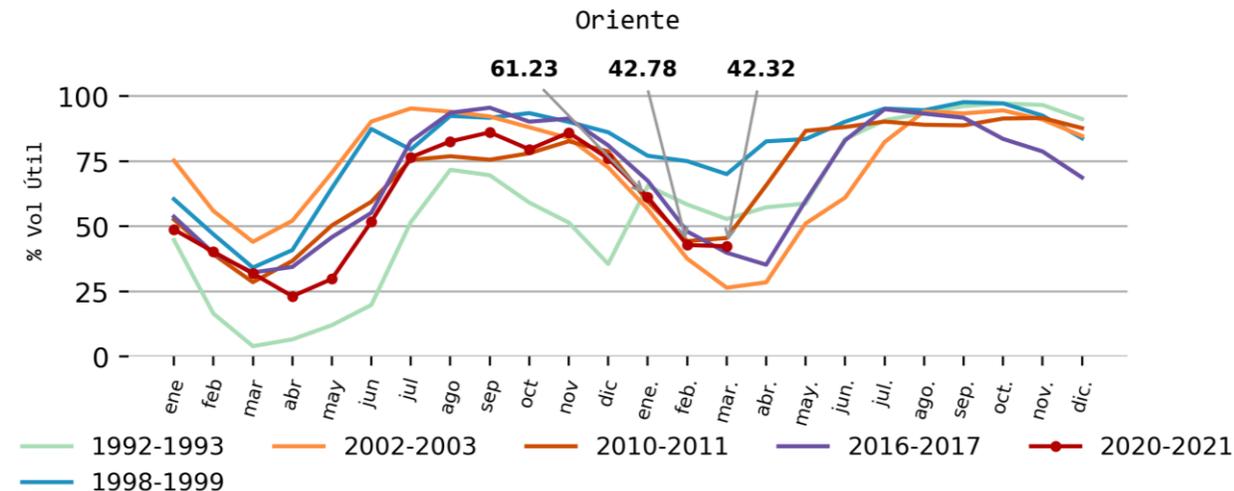


Evolución de reservas por regiones

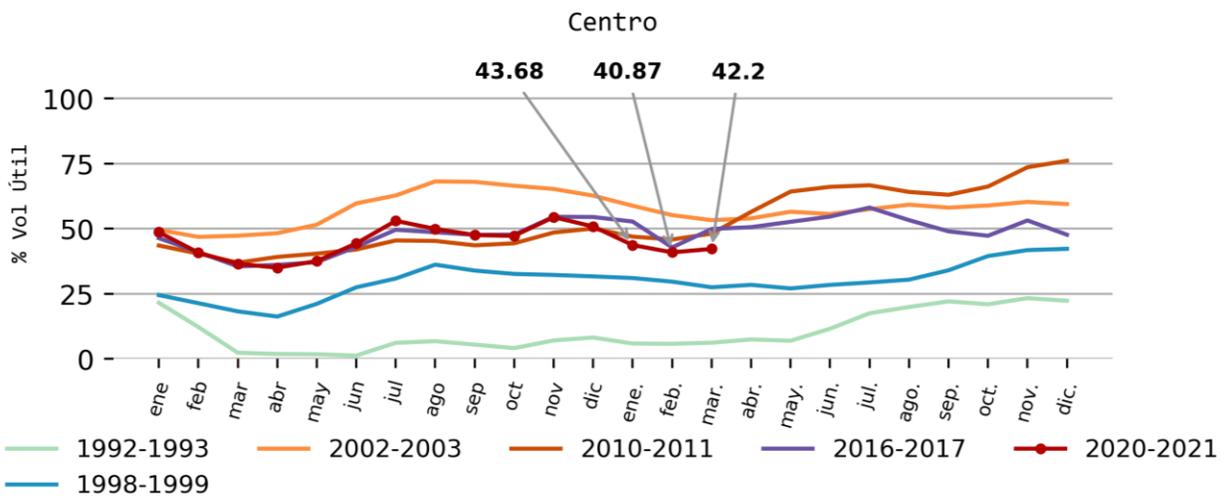
Antioquia



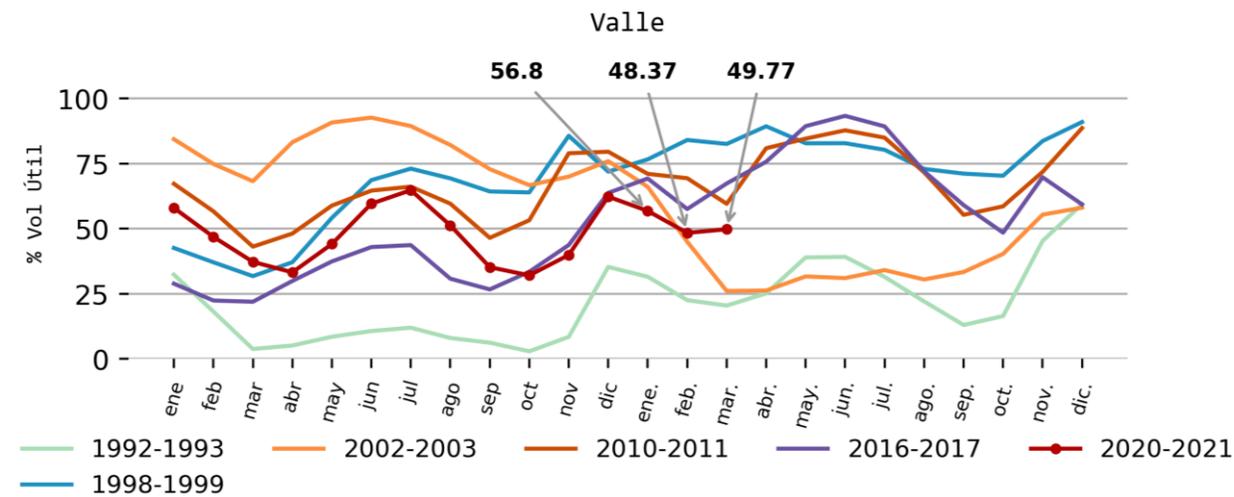
Oriente



Centro



Valle

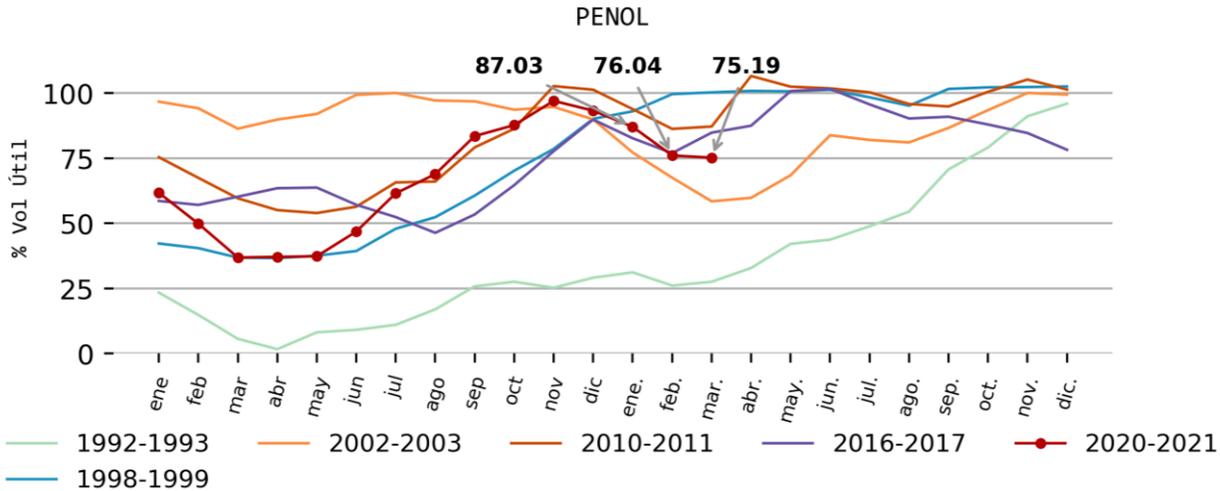


Información hasta el 2021-03-03

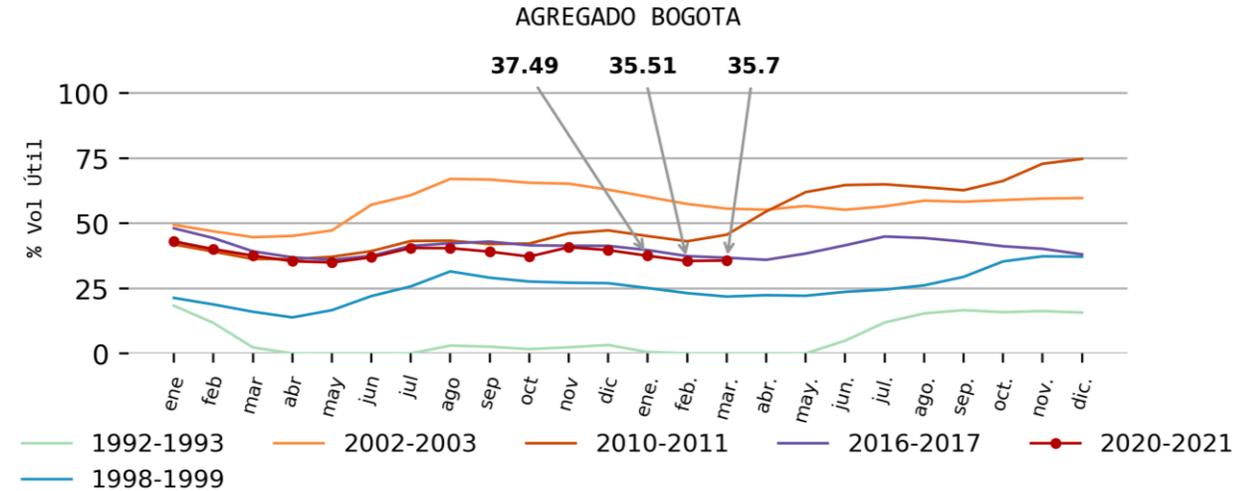
Información actualizada el 2021-03-04

Evolución de principales embalses

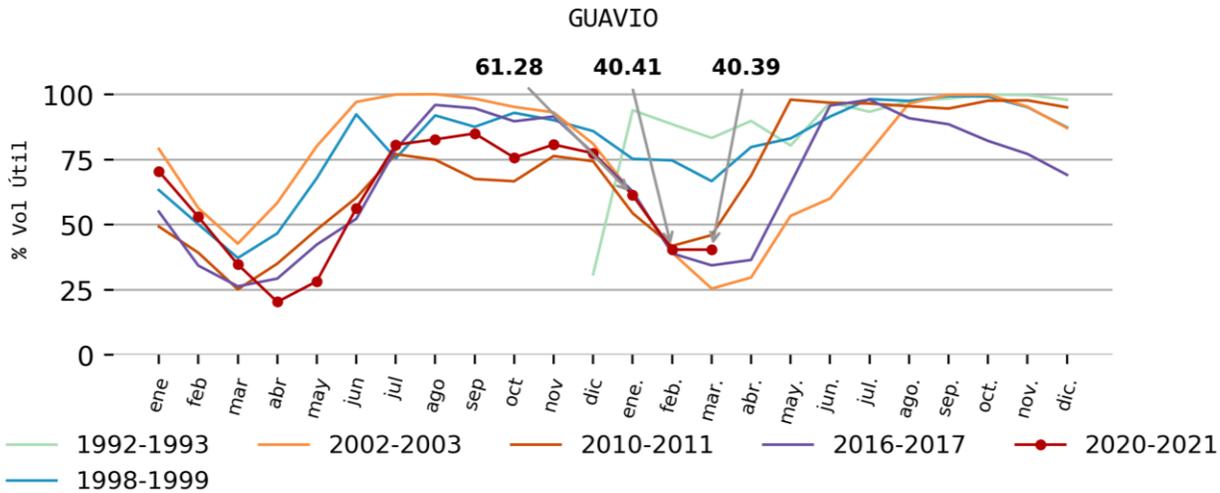
PENOL



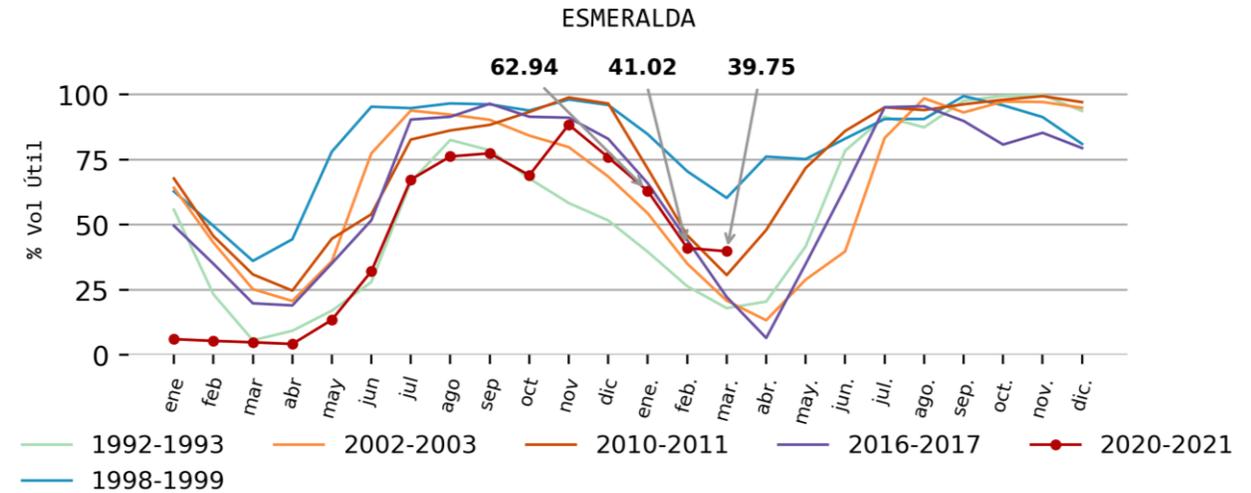
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



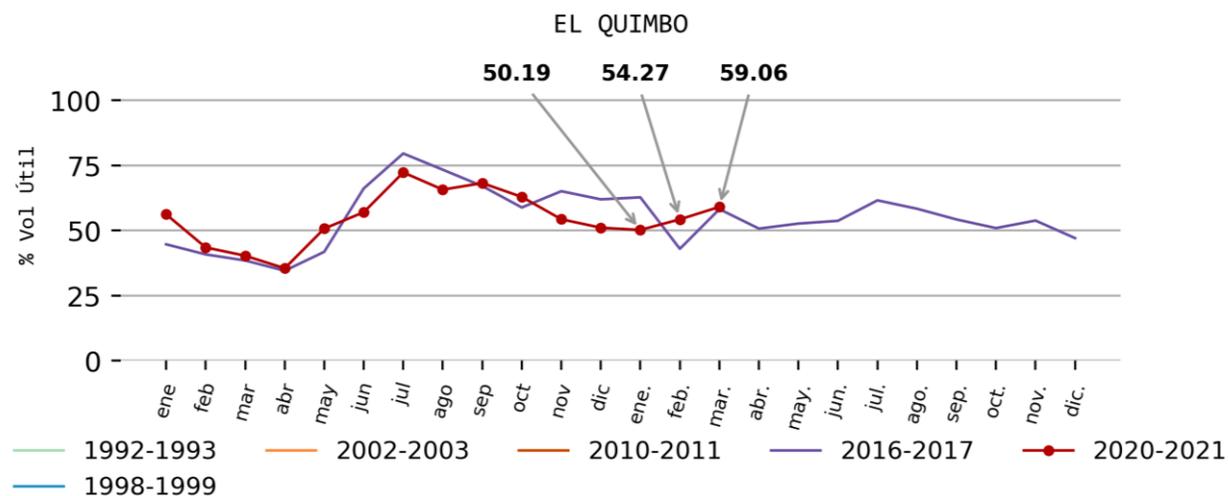
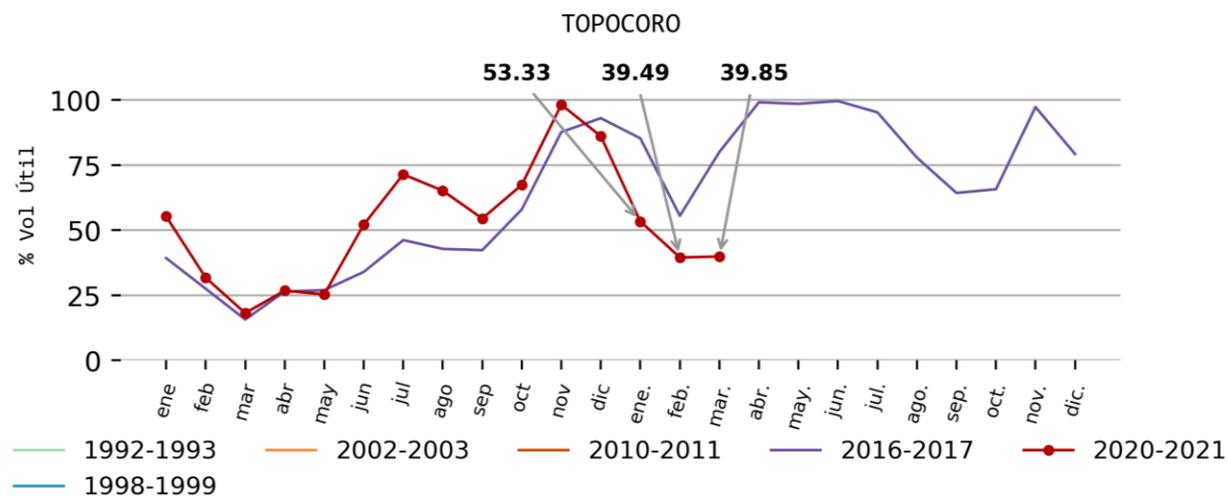
ESMERALDA



Información hasta el 2021-03-03

Información actualizada el 2021-03-04

Evolución de principales embalses

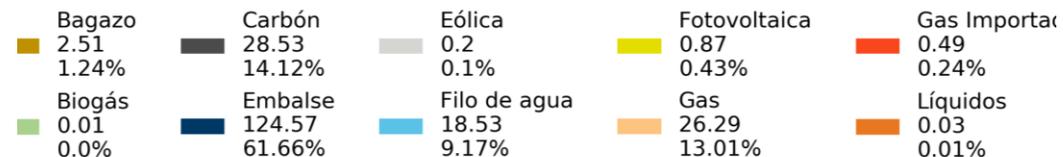
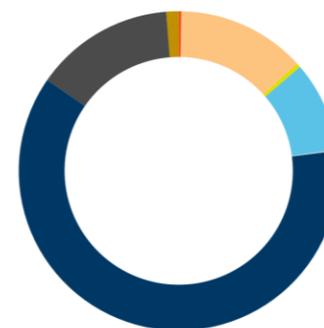
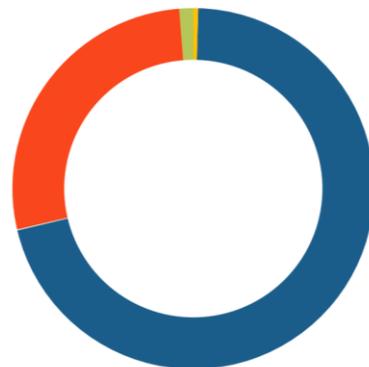
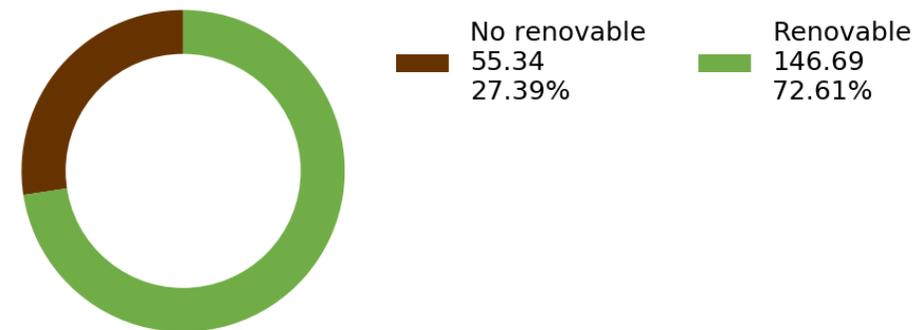


Información hasta el 2021-03-03

Información actualizada el 2021-03-04

Generación promedio diaria en GWh-día

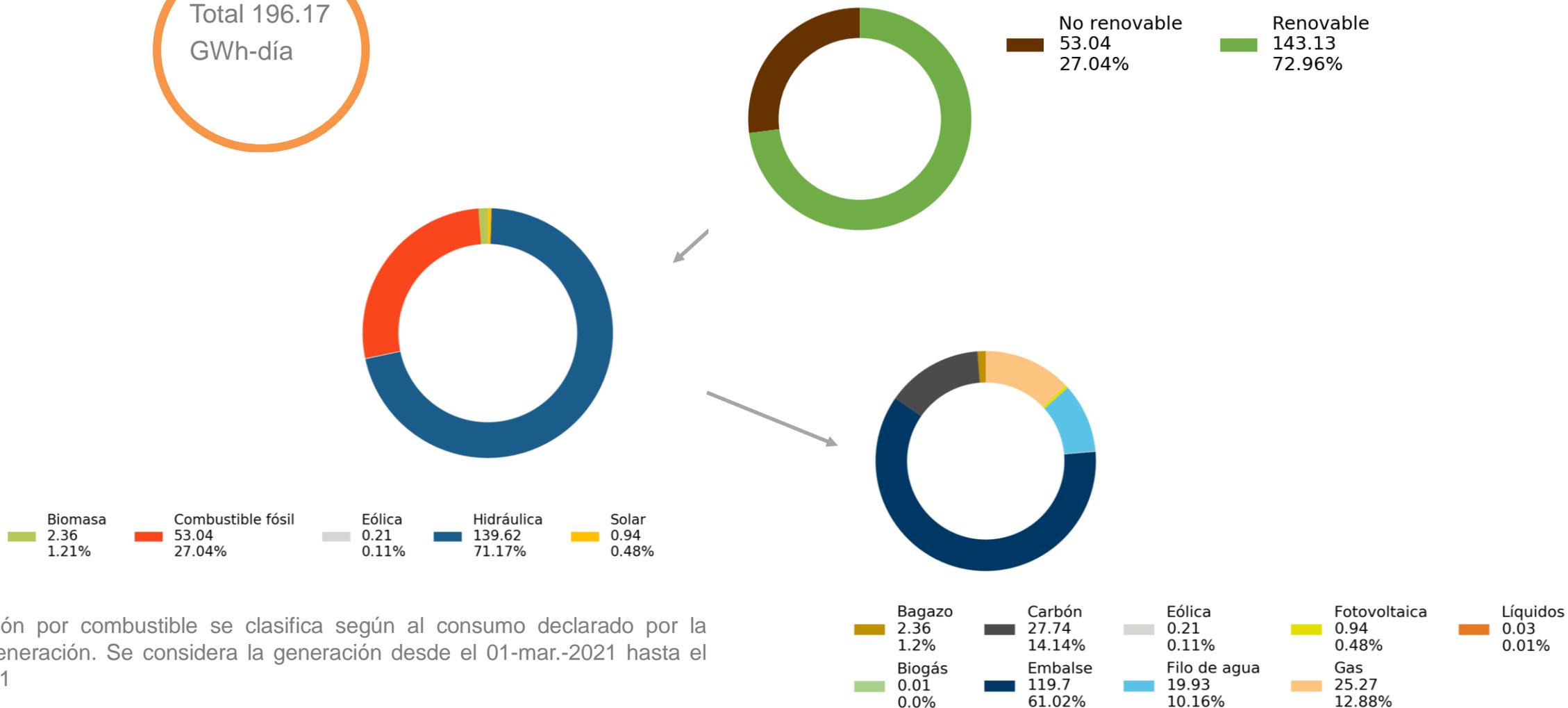
Total 202.03 GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-feb.-2021 hasta el 28-feb.-2021

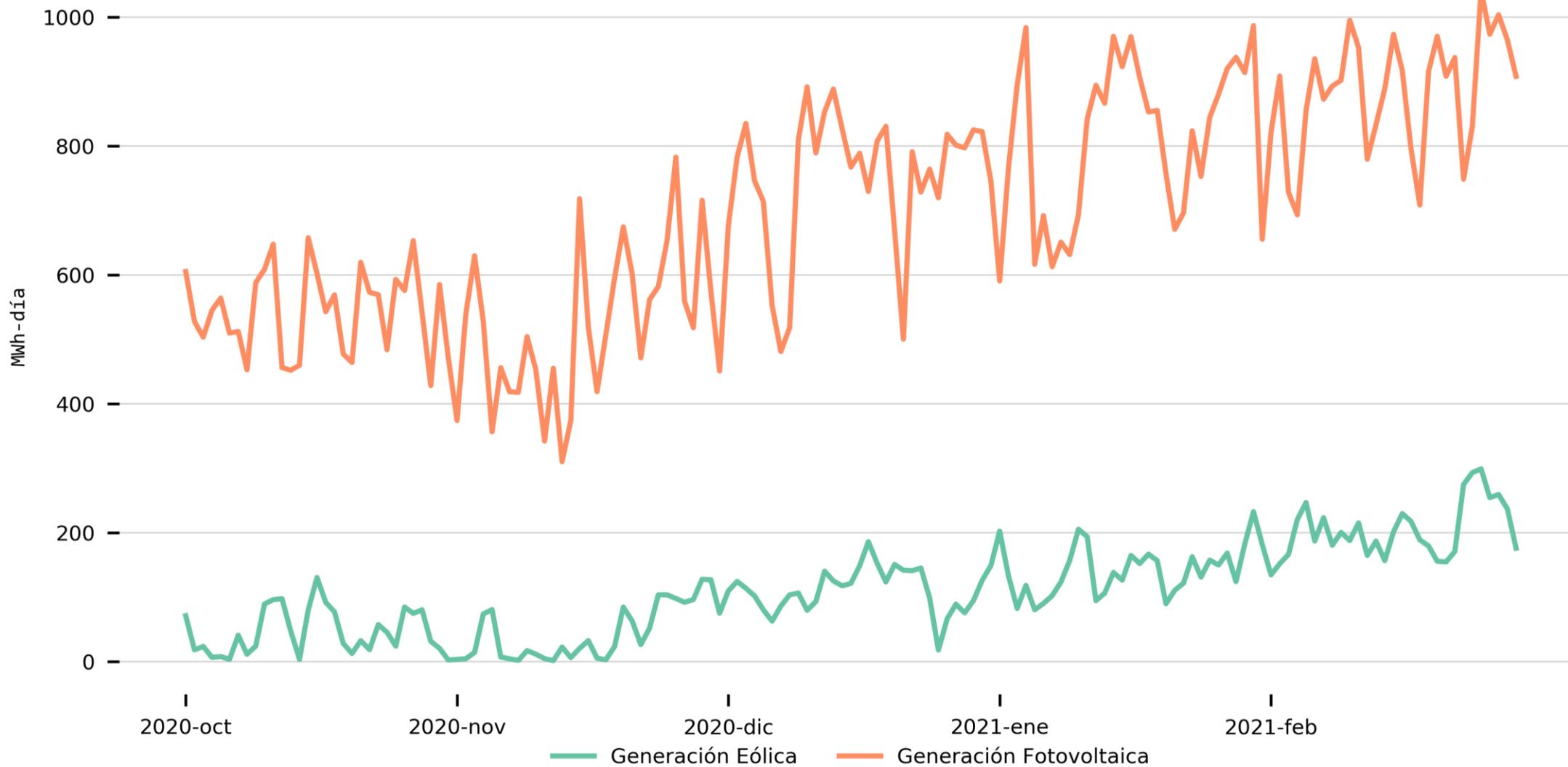
Generación promedio diaria en GWh-día

Total 196.17
GWh-día



La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-mar.-2021 hasta el 02-mar.-2021

Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

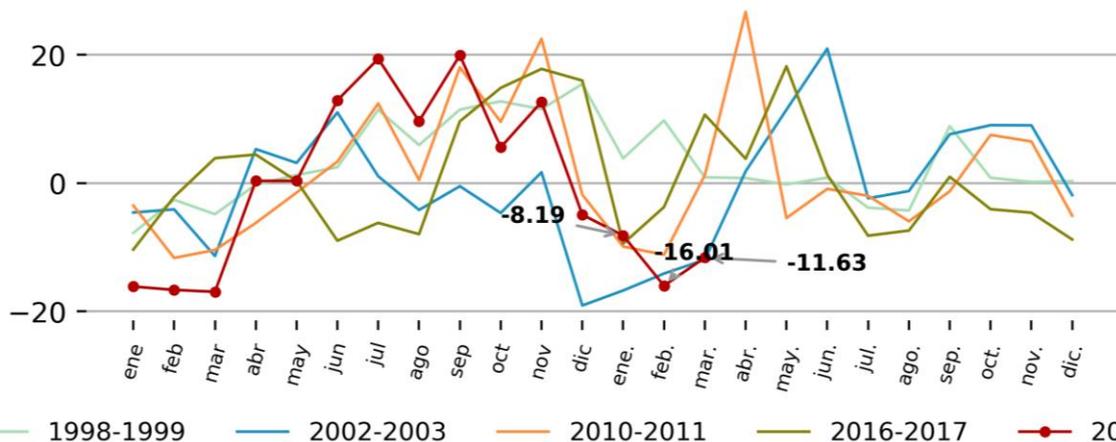
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Planta Solar Bayunca I

Información hasta el 2021-03-02

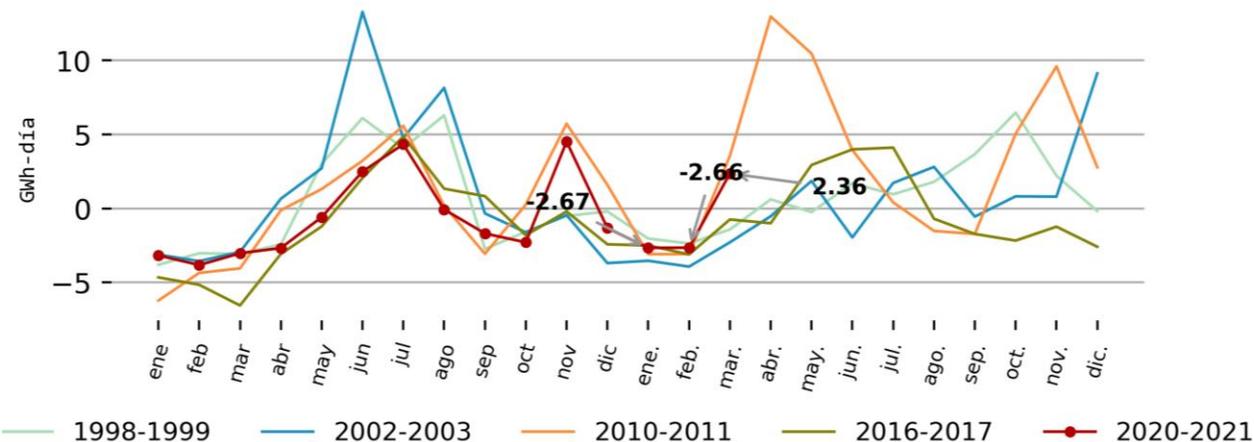
Información actualizada el 2021-03-04

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

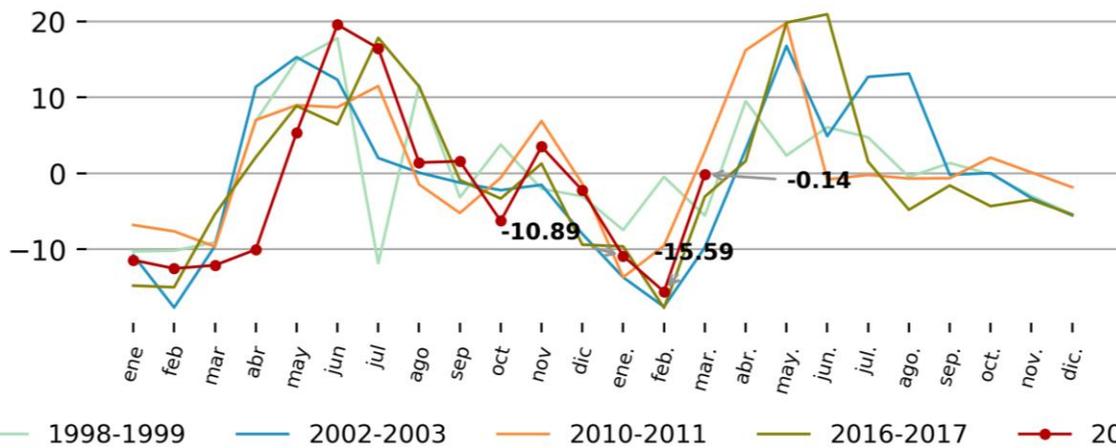
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



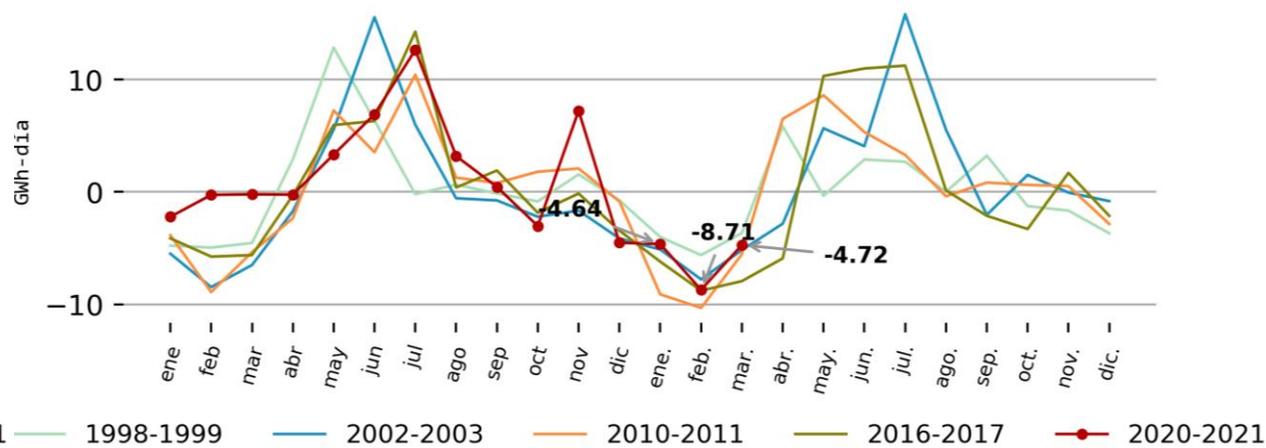
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



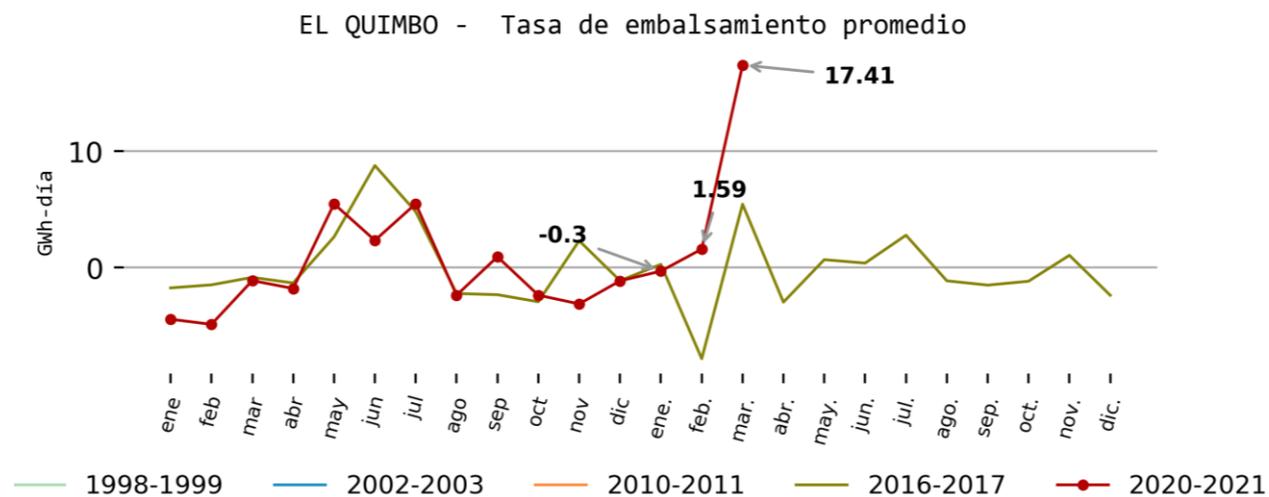
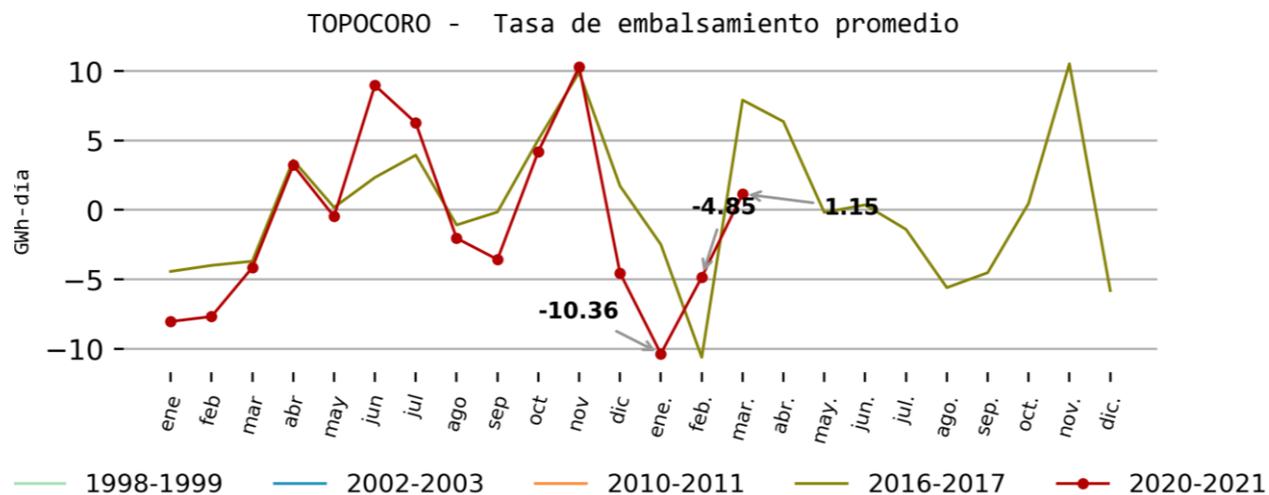
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-03-03

Información actualizada el 2021-03-04

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2021-03-03

Información actualizada el 2021-03-04

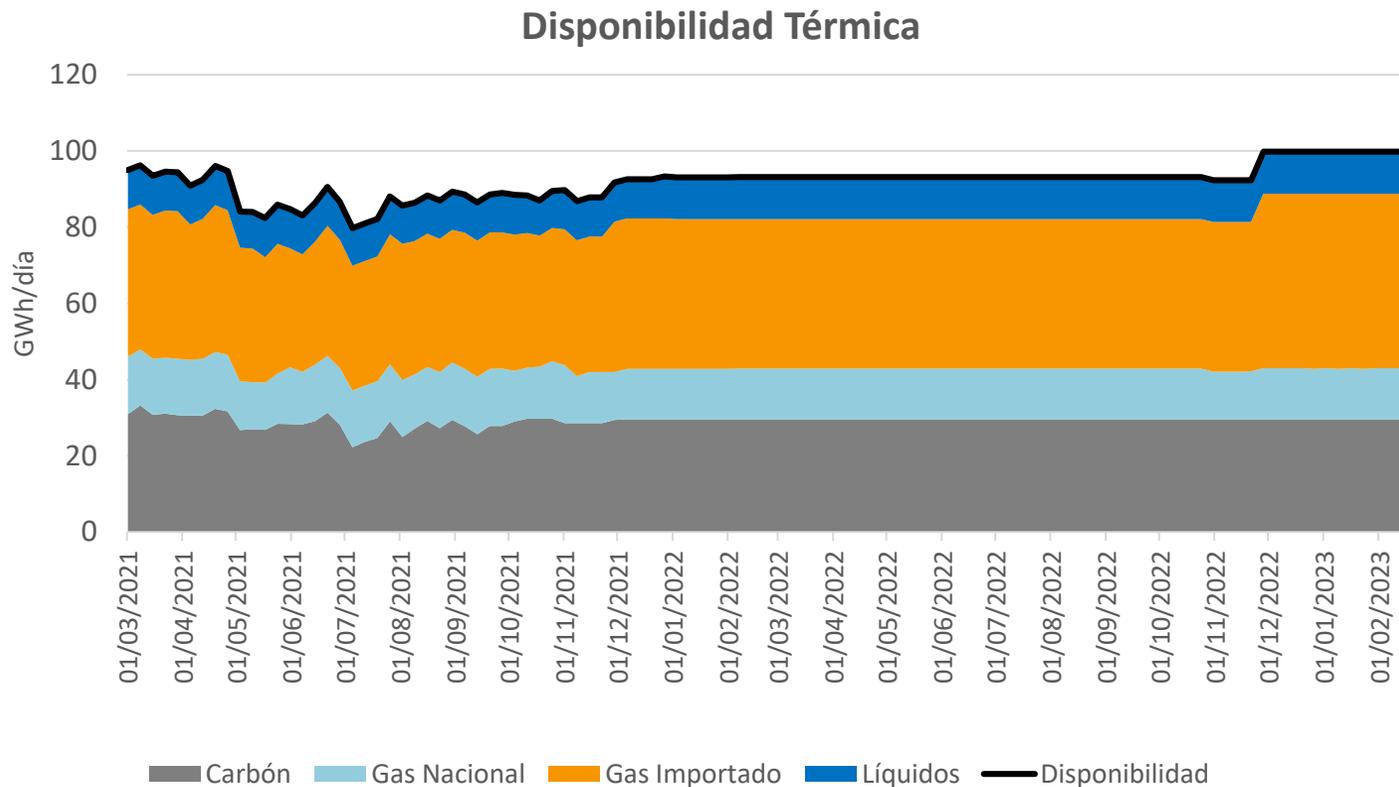
Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN

Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2021-02-11	TERMOYOPAL G5	Combustible fosil	Gas	DC		50		
2021-02-14	SAN CARLOS	Hidraulica	Embalse	DC		1240		
2021-02-15	SAN CARLOS	Hidraulica	Embalse	DC		1240		
2021-02-19	GUATRON	Hidraulica	Embalse	DC		512		
2021-02-26	COGENERADOR COLTEJER 1	Combustible fosil	Carbón	ND	9.4			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 31-ene.-2021 hasta el 28-feb.-2021

Disponibilidad máxima de generación térmica

15 AÑOS Sumando energías



Periodo	Promedio [GWh/día]				Disponibilidad Térmica
	Carbón	Gas Nacional	Gas Importado	Líquidos	
Mar-abr 2021	31.32	14.81	37.83	10.25	94.21

