

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-004

Jueves, 4 de febrero de 2021



Contenido



1

Variables del SIN

Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Casos Estocásticos
Casos determinísticos

3

Situación operativa

Indicadores de Operación
Situación SURIA 230 kV
Evento Valledupar
IPOEMP IV 2020 – IPOELP II 2020

4

Varios

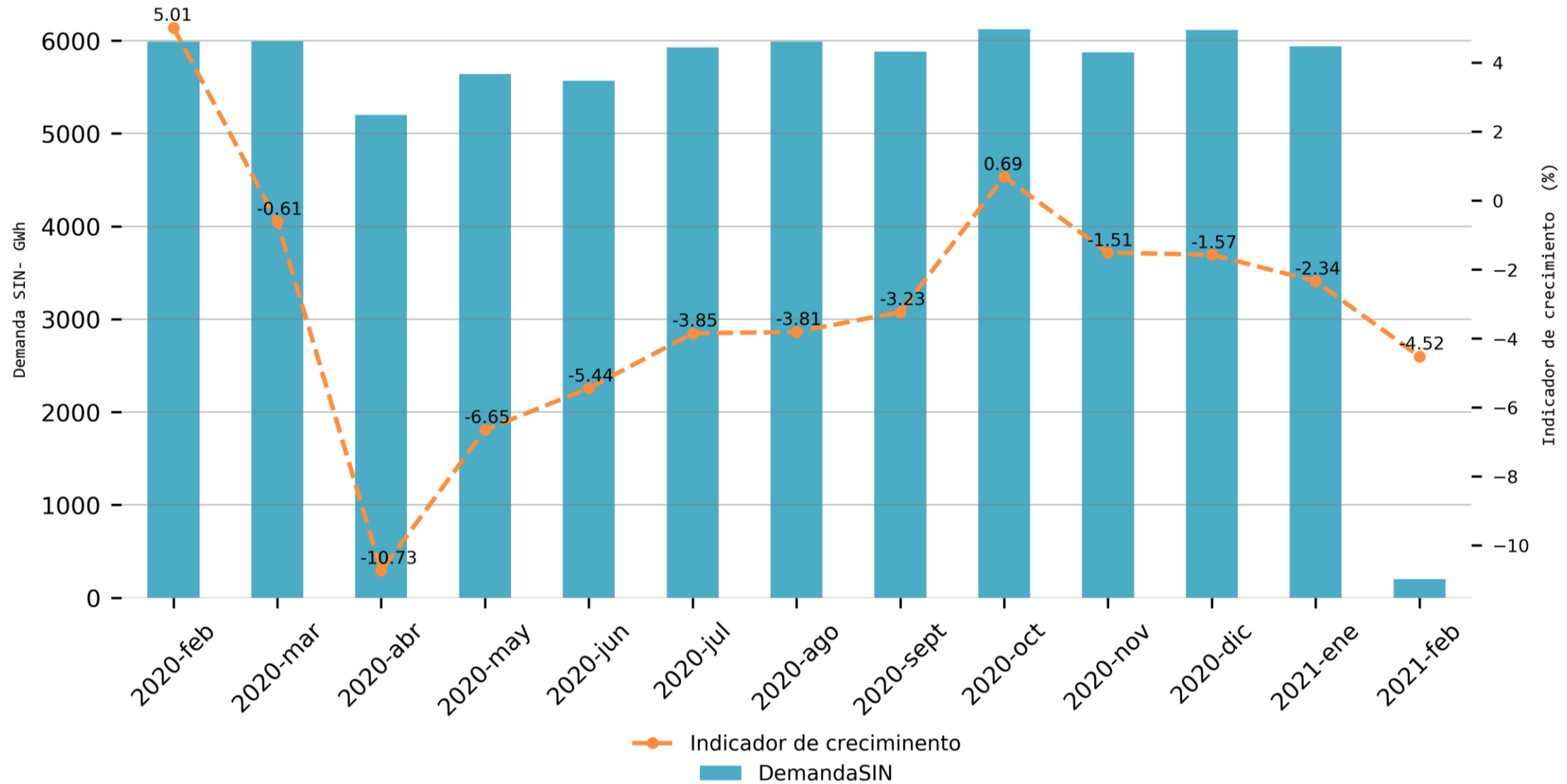
PSM 01 - 2021
Ajustes PSSs del SIN

1. Variables del SIN

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

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

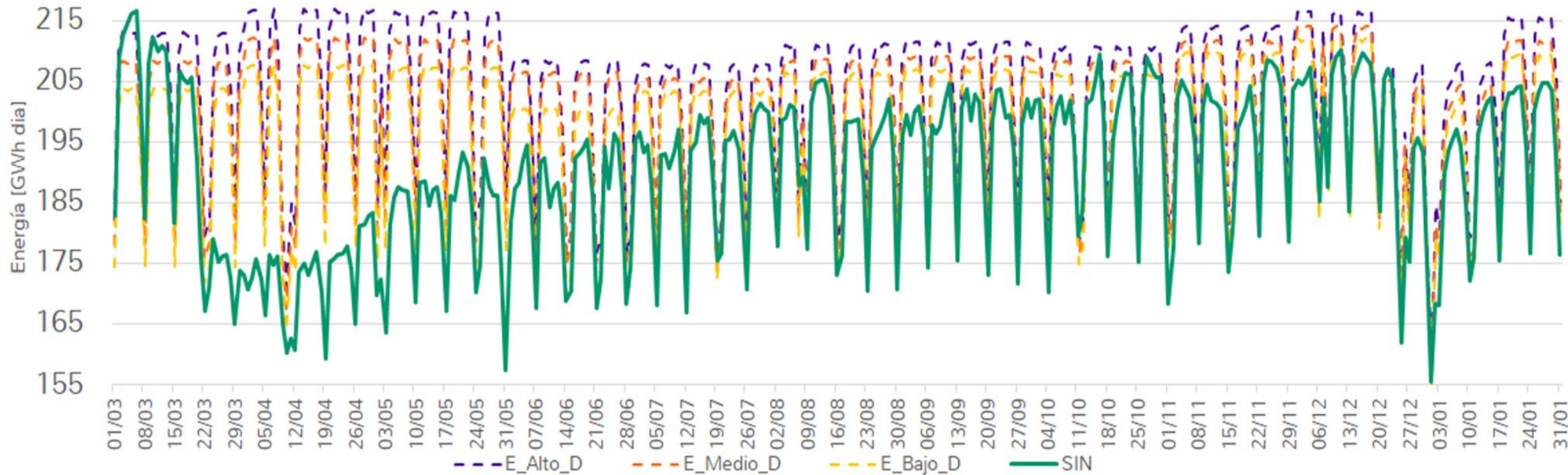
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2021-02-01
Información actualizada el 2021-02-03

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

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida

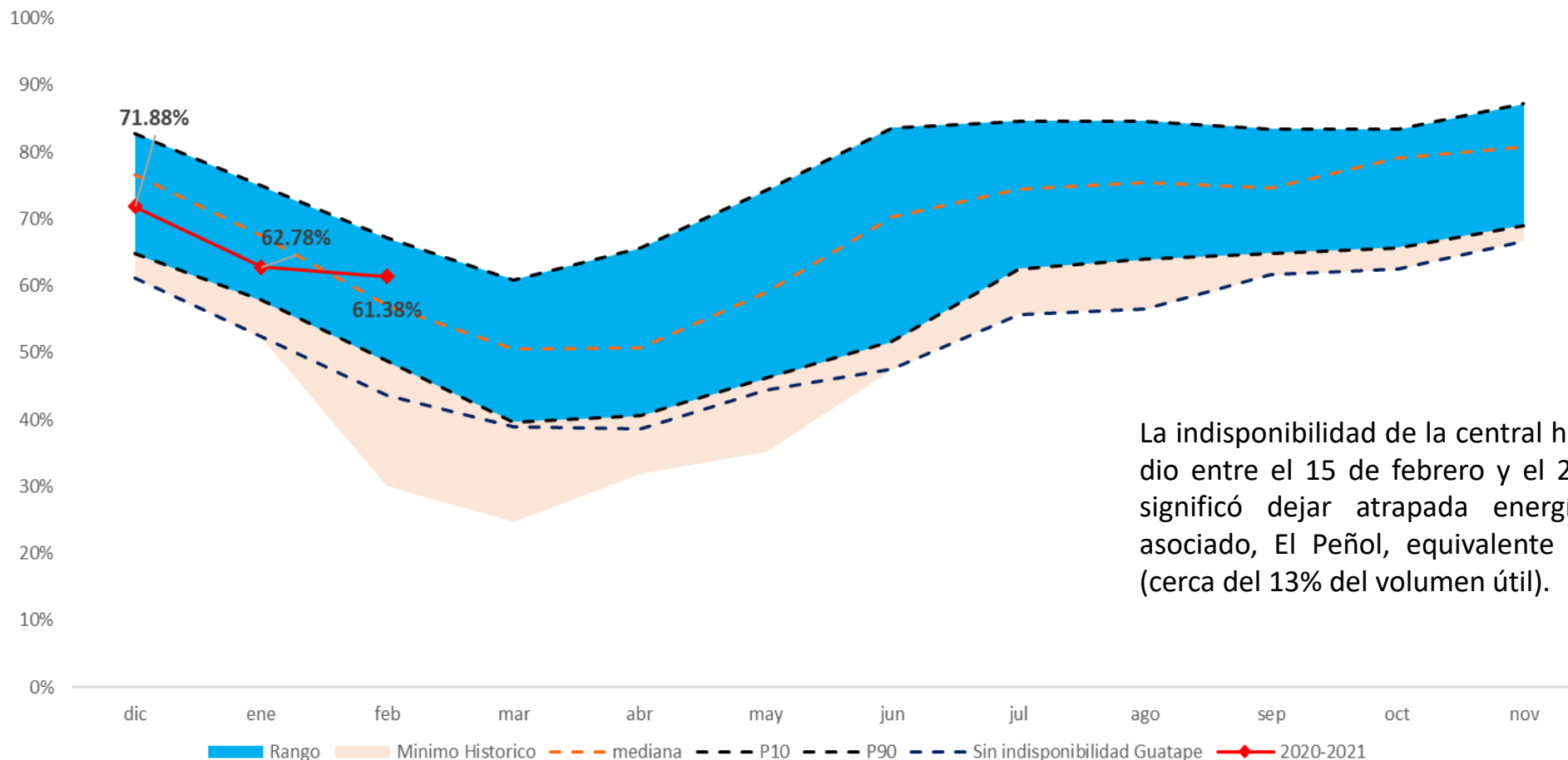


Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. En abril se ubicó cerca de un -12.8%, en mayo cerca del -8.4%, en junio cerca de un -3.3%, julio cerca de -3.0%, agosto un -2.4%, septiembre con un -2.7%, Octubre con -1.1%, noviembre con -2.5% y diciembre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

¿Cómo está la situación energética?



Reservas hídricas



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

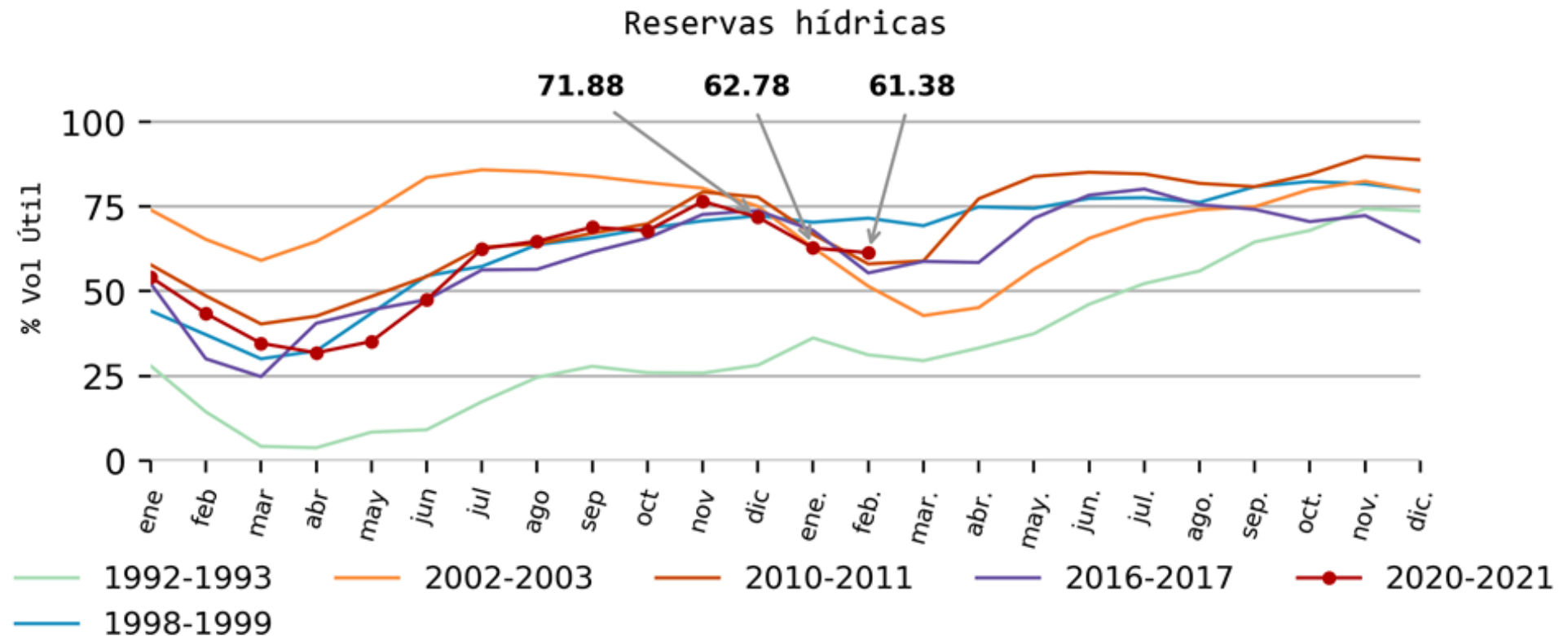
 Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000.

Información hasta el: 2021-02-03

Información actualizada el: 2021-02-04

Reservas del SIN

Cantidad de agua almacenada en los embalses



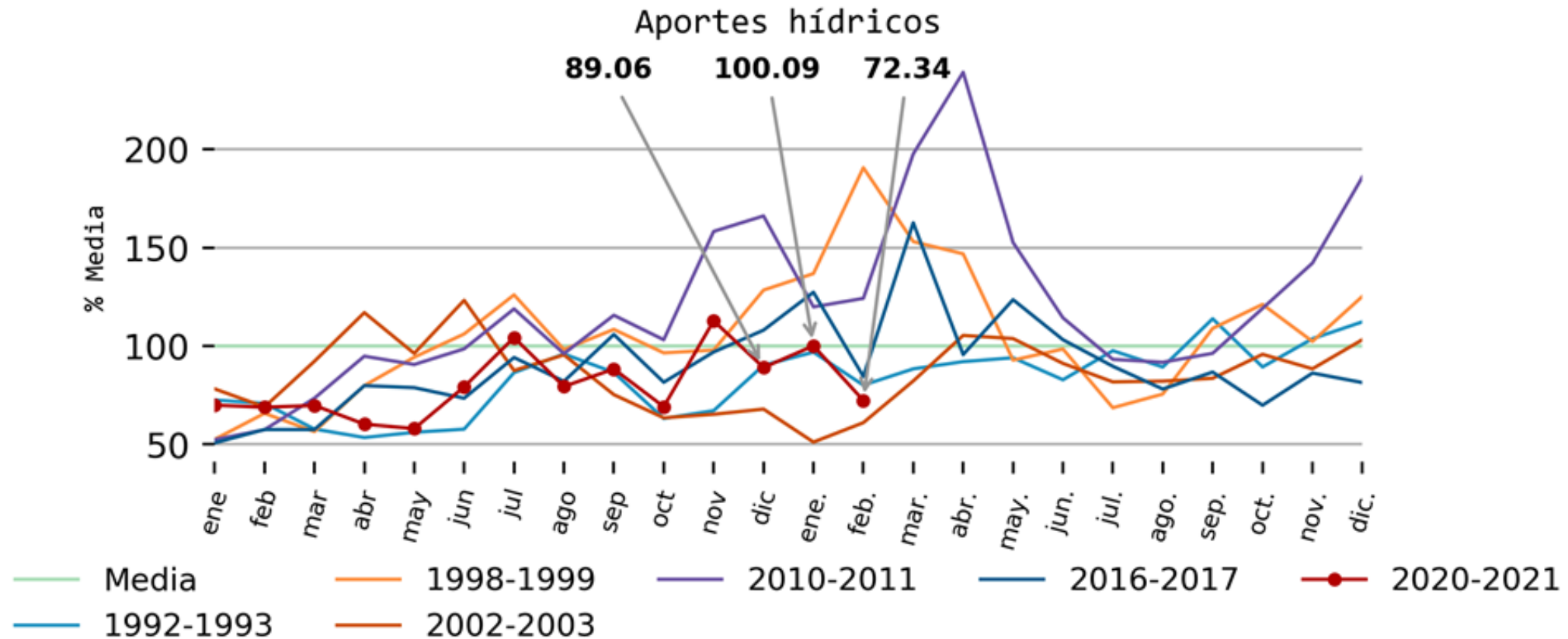
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-02-03

Información actualizada el 2021-02-04

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses



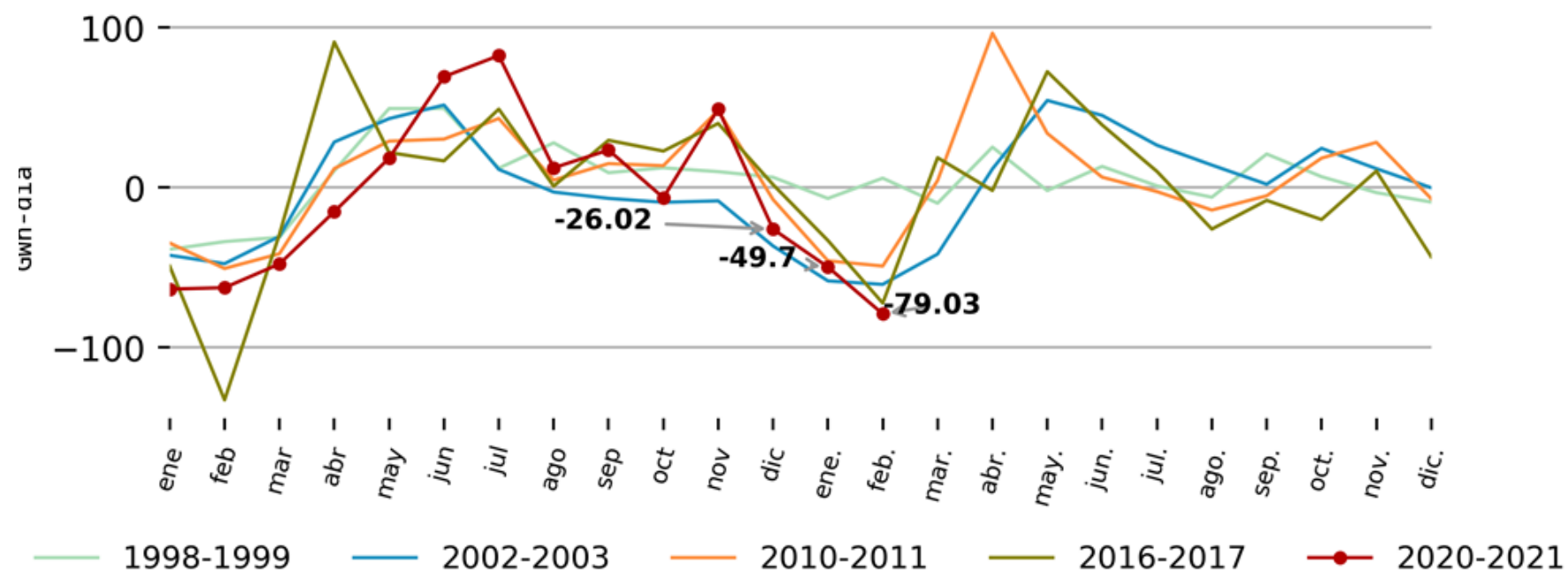
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-02-03

Información actualizada el 2021-02-04

Tasa Embalsamiento Promedio

Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio

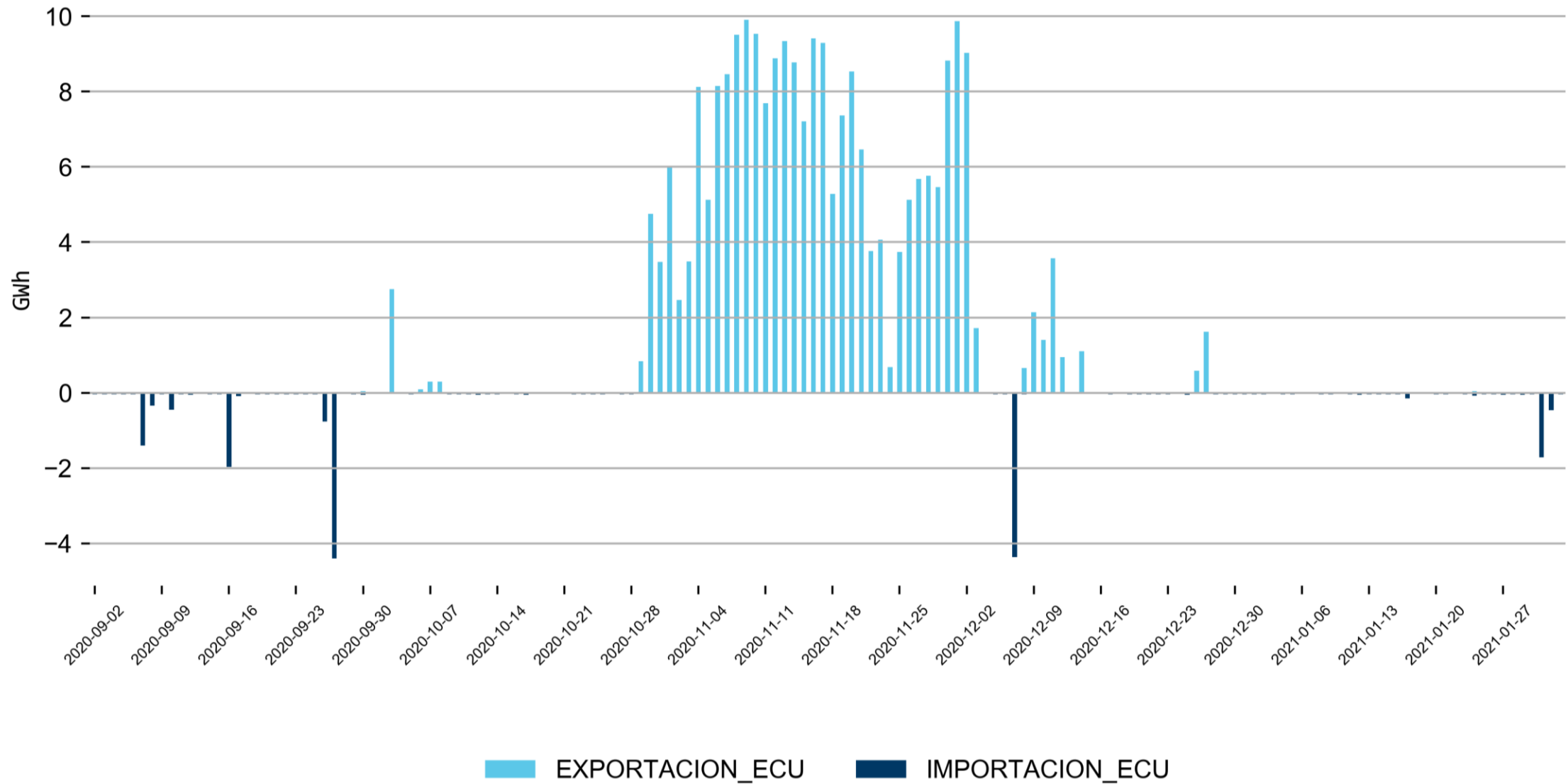


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-02-03

Información actualizada el 2021-02-04

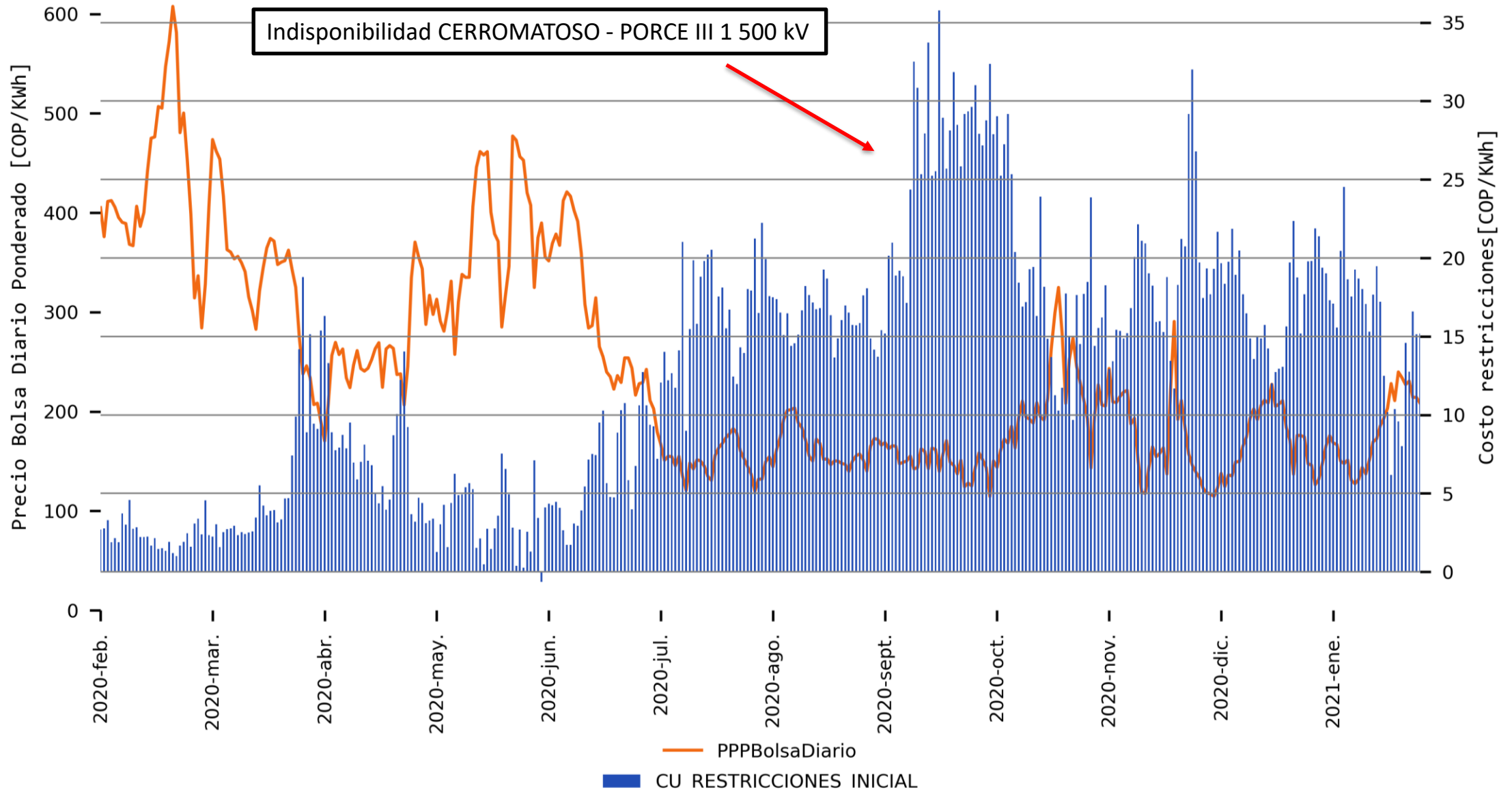
Importaciones y exportaciones de energía



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

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

Restriccion Inicial vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2021-01-31
Información actualizada el 2021-02-04

2. Expectativas Energéticas

- Mediano plazo

Datos de entrada y supuestos considerados

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



Condición Inicial Embalse

Enero 31, 62.78%



Intercambios Internacionales

No se consideran.



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



Expansión Generación

Proyectos con OEF y subasta CLPE en el primer año.

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

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

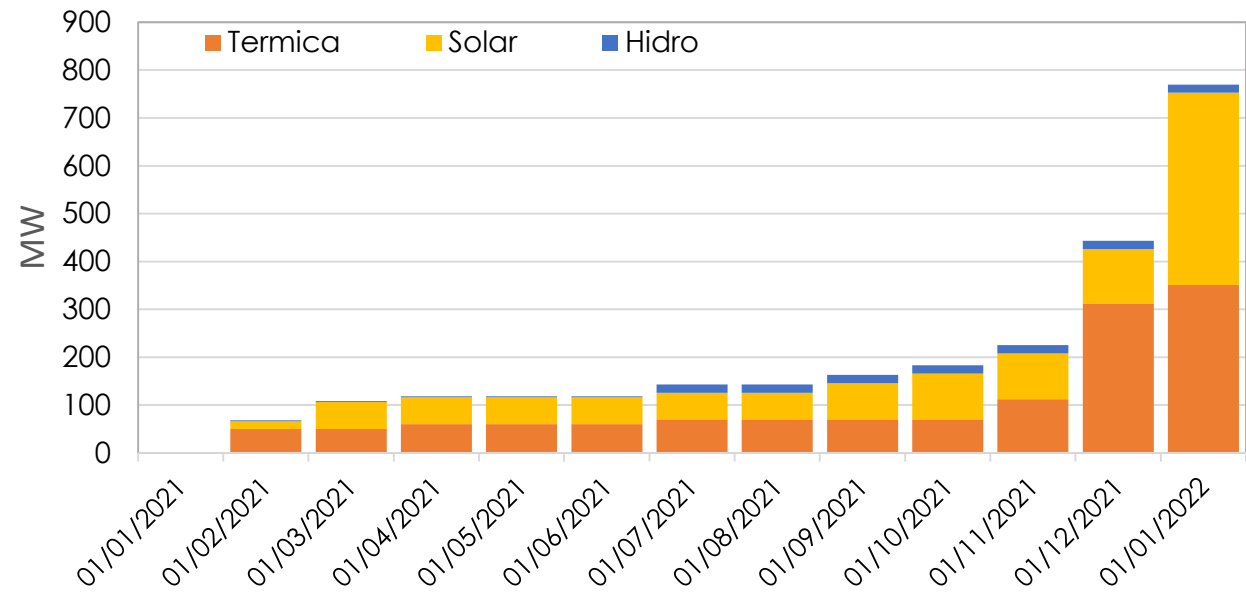
PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas



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

Proyectos de Generación considerados



Fueron considerados los siguientes proyectos en el horizonte del primer año 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
PCH CAUYÁ	Hidro	2	31/01/2021
TERMOYOPAL G5	Térmica	50	31/01/2021
BELMONTE	Solar	6	24/02/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 2	Solar	20	28/02/2021
PLANTA BIOGAS DOÑA JUANA II	Termica	10	1/04/2021
PÉTALOS DE CÓRDOBA I	Solar	10	30/05/2021
LA SIERPE	Solar	20	30/06/2021
PCH LA CHORRERA	Hidro	15	30/06/2021
COGENERADOR INCAUCA CABAÑAS	Termica	10	30/07/2021
BOSQUES SOLARES LOS LLANOS 3	Solar	20	31/08/2021
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

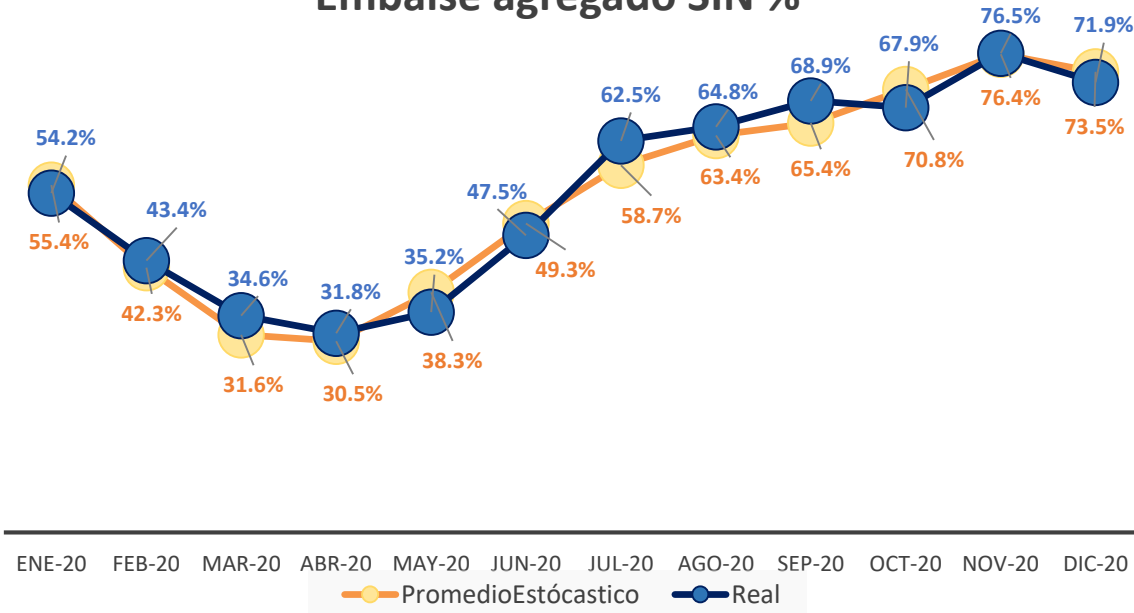


Balance 2020

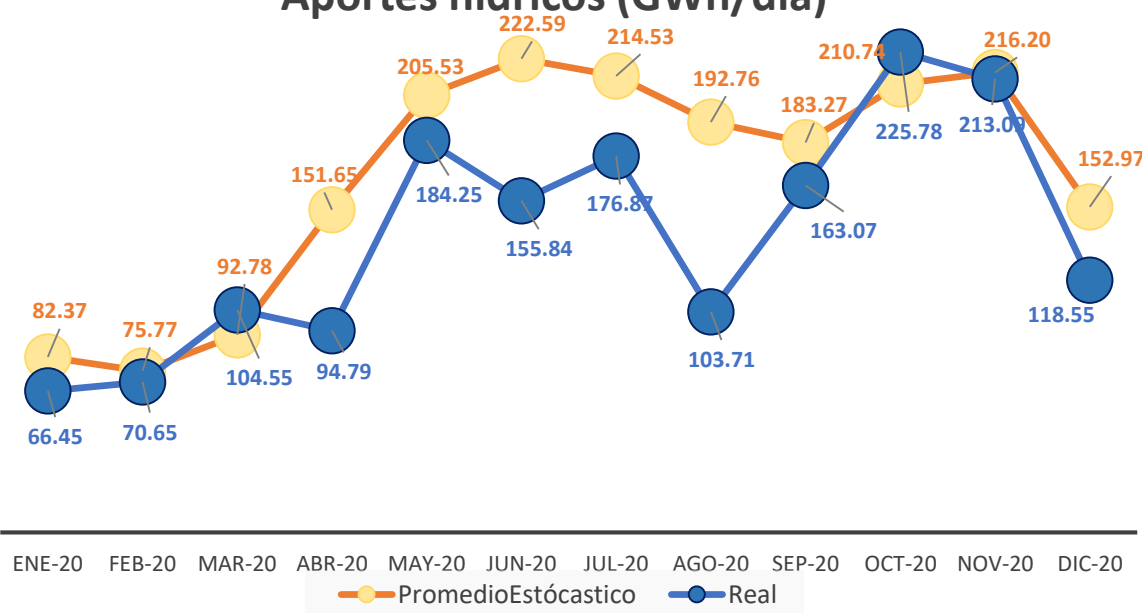
Retrospectiva Análisis Energético

Se tomaron los resultados del análisis energético estocástico de largo plazo y se comparó con la evolución real de las variables.

Embalse agregado SIN %



Aportes hidricos (GWh/día)



Si bien los aportes reales fueron inferiores a los promedios obtenidos de la simulación, el valor del embalse agregado del SIN tuvo un comportamiento cercano al promedio del embalse agregado resultado de la corrida estocástica, lo anterior como resultado de que la demanda real estuvo aproximadamente 6% por debajo de la considerada y la generación térmica real 5% por encima a la proyectada por el modelo.

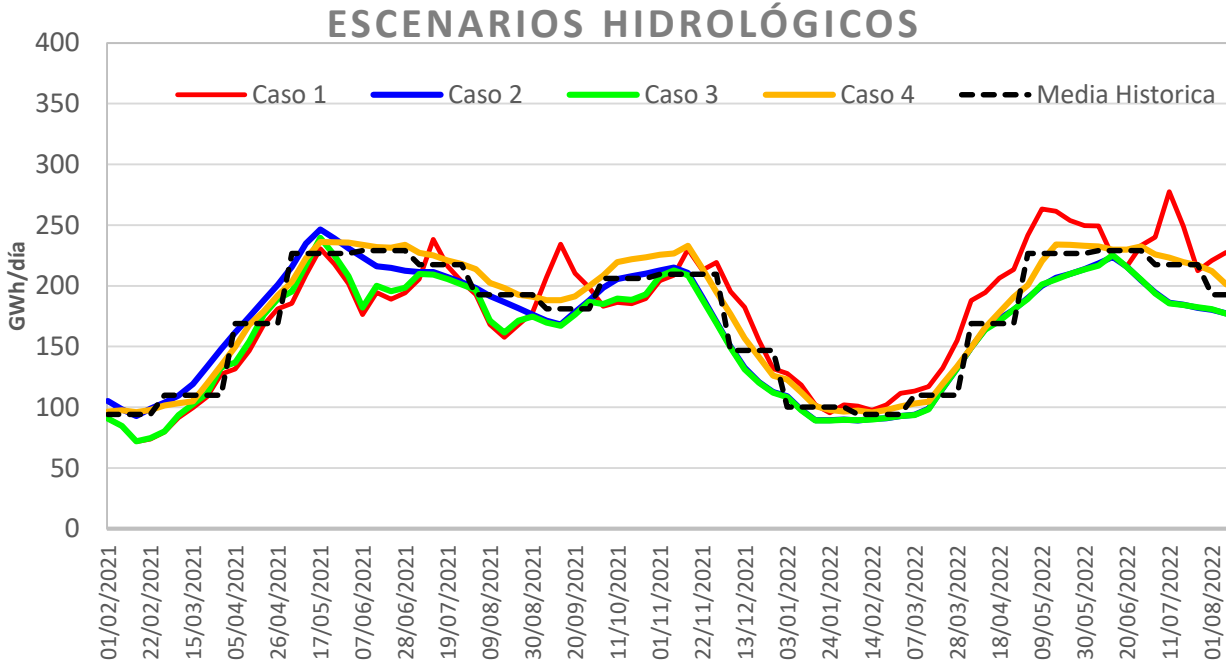
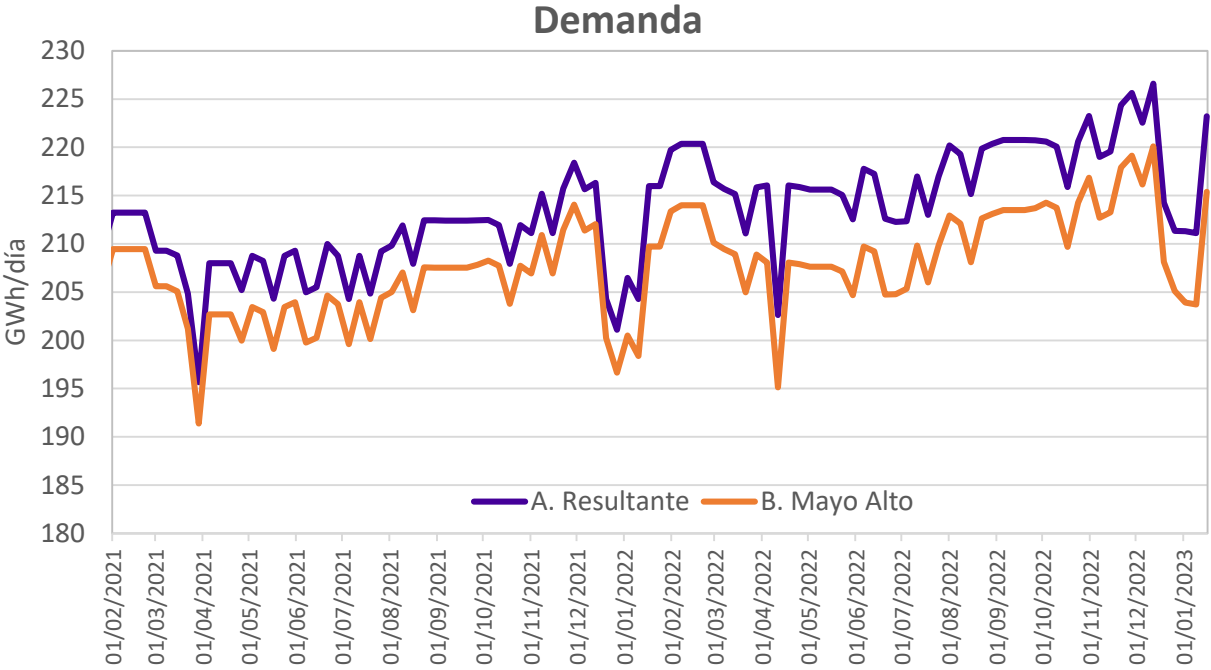
Casos Determinísticos

Escenarios analizados

	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

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

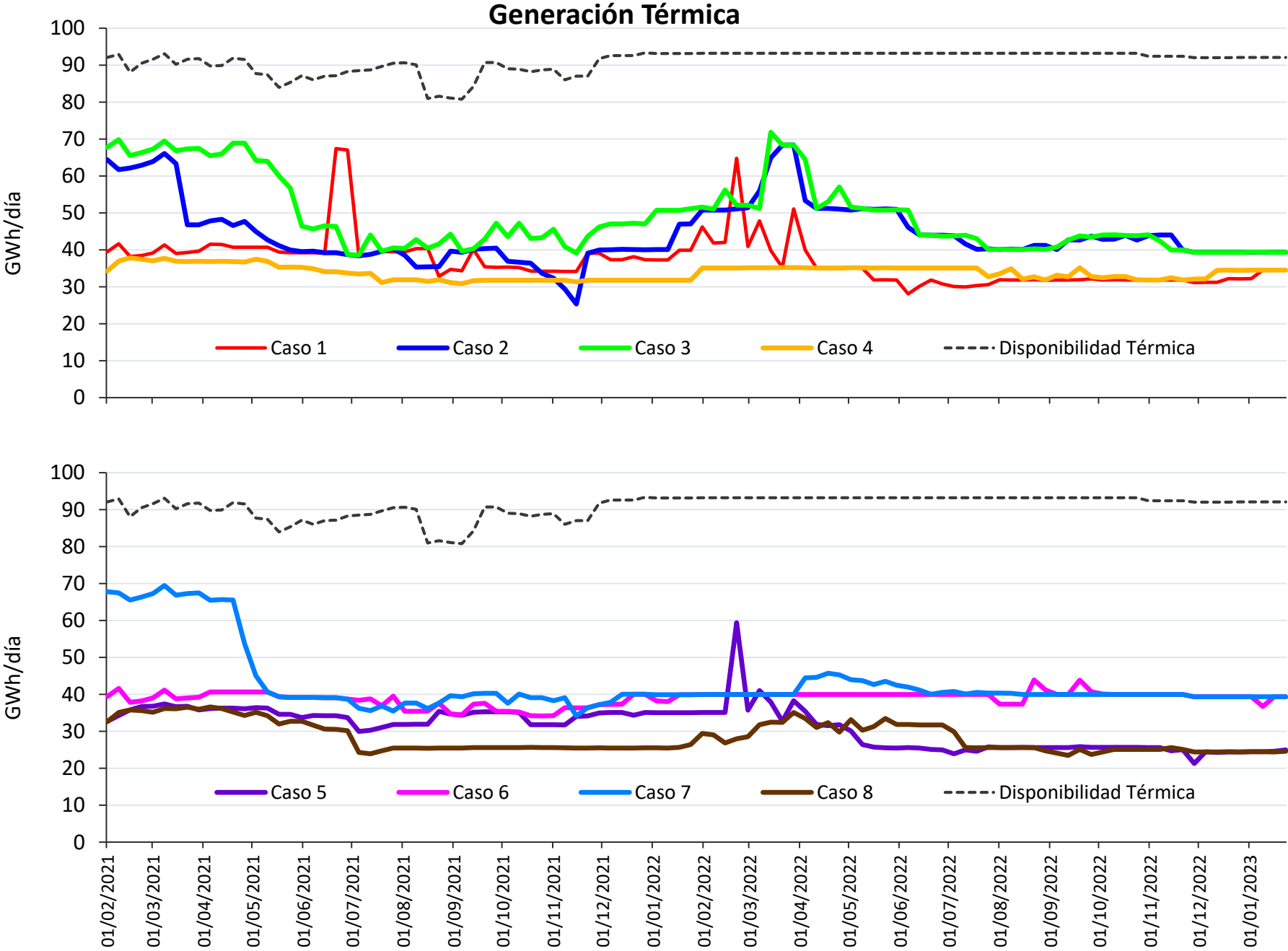
Hidrología	1	Ene 2021 a dic 2022: hidrología histórica del periodo ene 1993 - dic 1994.
	2	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
	3	Caso Contingencia CNO: Hidrología del escenario contingencia del CNO.
	4	Ene 2021 a dic 2022: hidrología media histórica.



Resultados

Generación térmica promedio
[GWh/día]

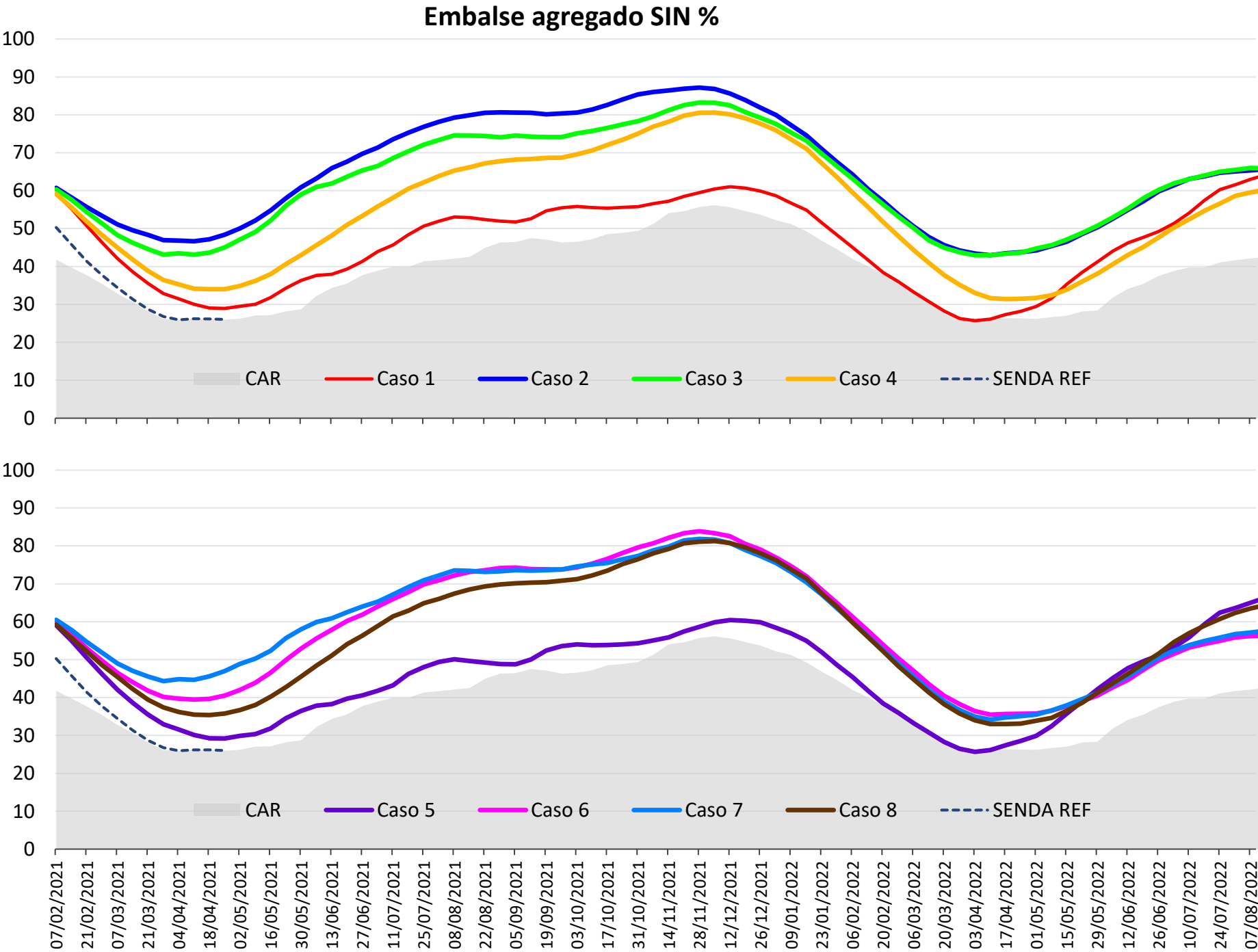
Caso	verano 20-21
Caso 1	40.0
Caso 2	56.0
Caso 3	67.5
Caso 4	36.9
Caso 5	36.0
Caso 6	39.8
Caso 7	65.8
Caso 8	35.5
Disponibilidad Térmica	91.15



Resultados

Valores mínimos de embalse durante el verano 20-21

Caso	verano 20-21
Caso 1	28.95%
Caso 2	46.63%
Caso 3	43.11%
Caso 4	33.98%
Caso 5	29.18%
Caso 6	39.46%
Caso 7	44.31%
Caso 8	35.34%

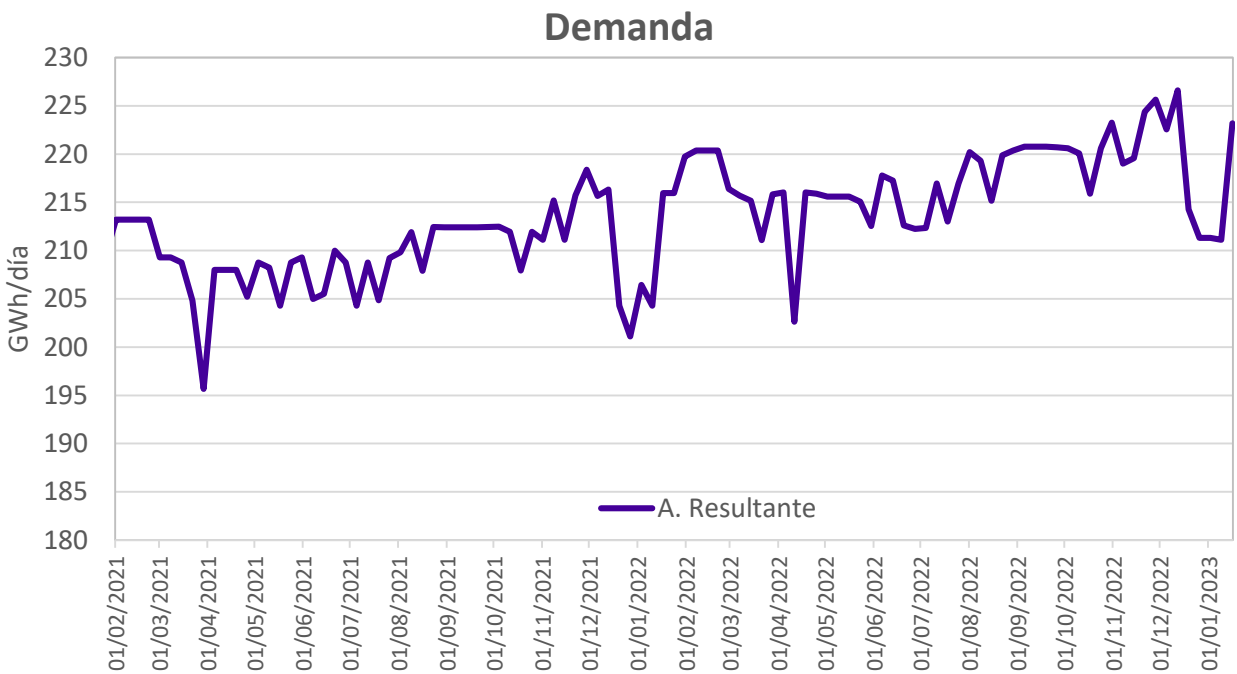


Casos Estocásticos

Escenarios analizados

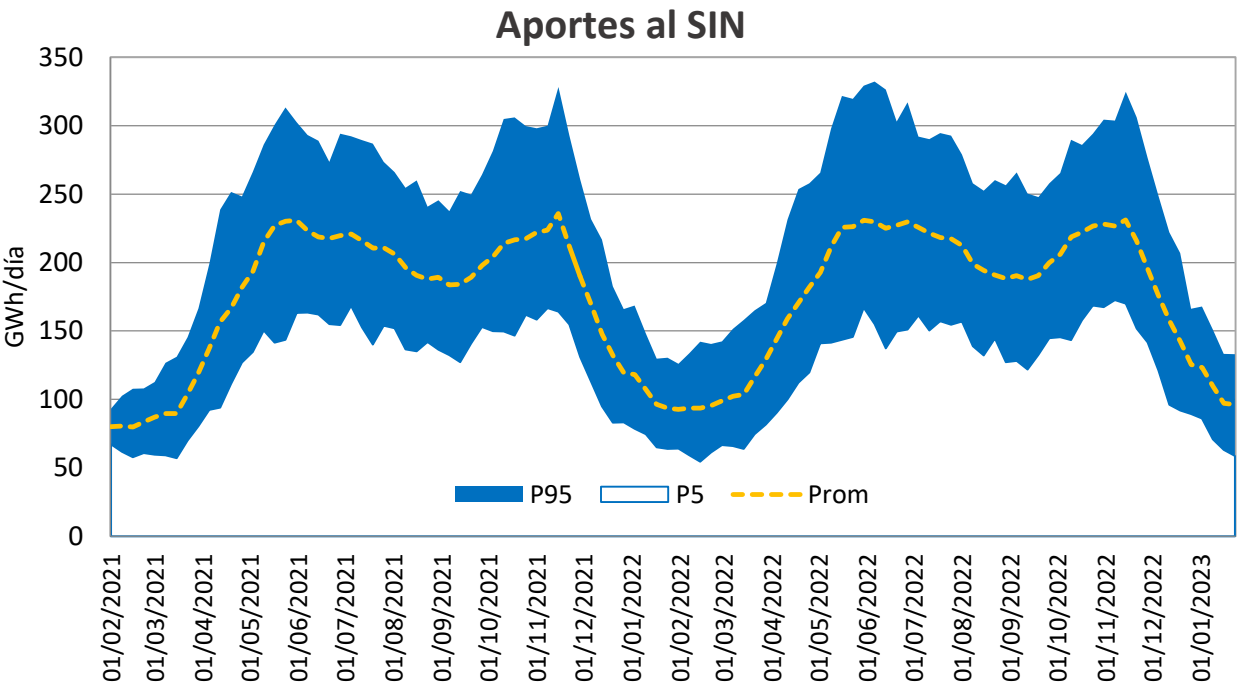
Demanda

Escenario **Resultante** de la UPME

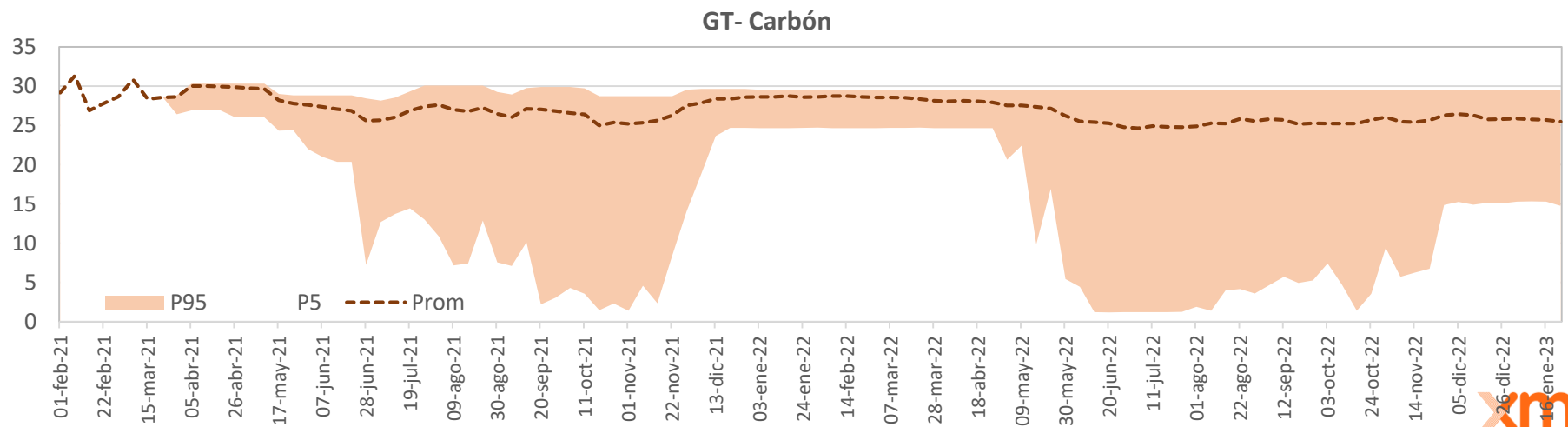
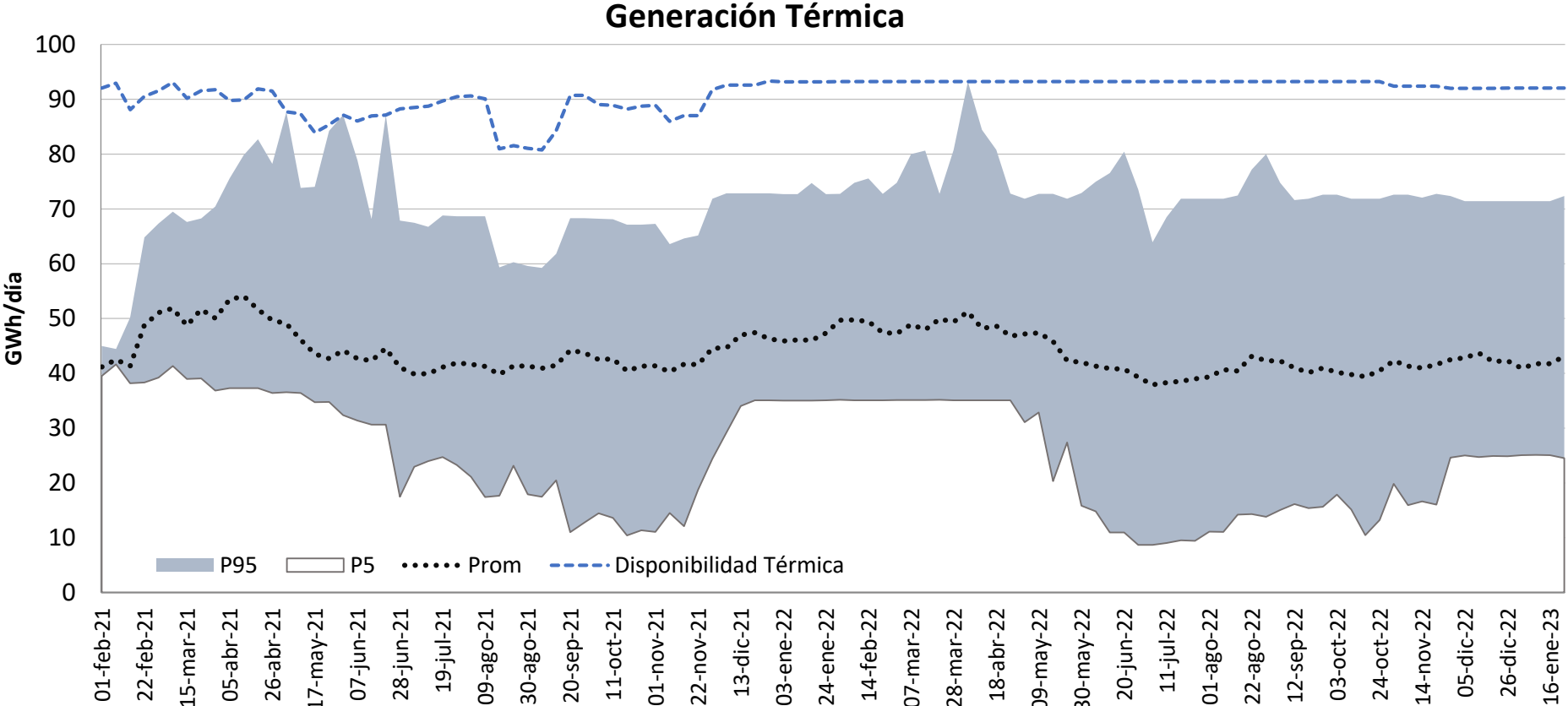


Hidrología

Series Sintéticas – Hidrología Histórica



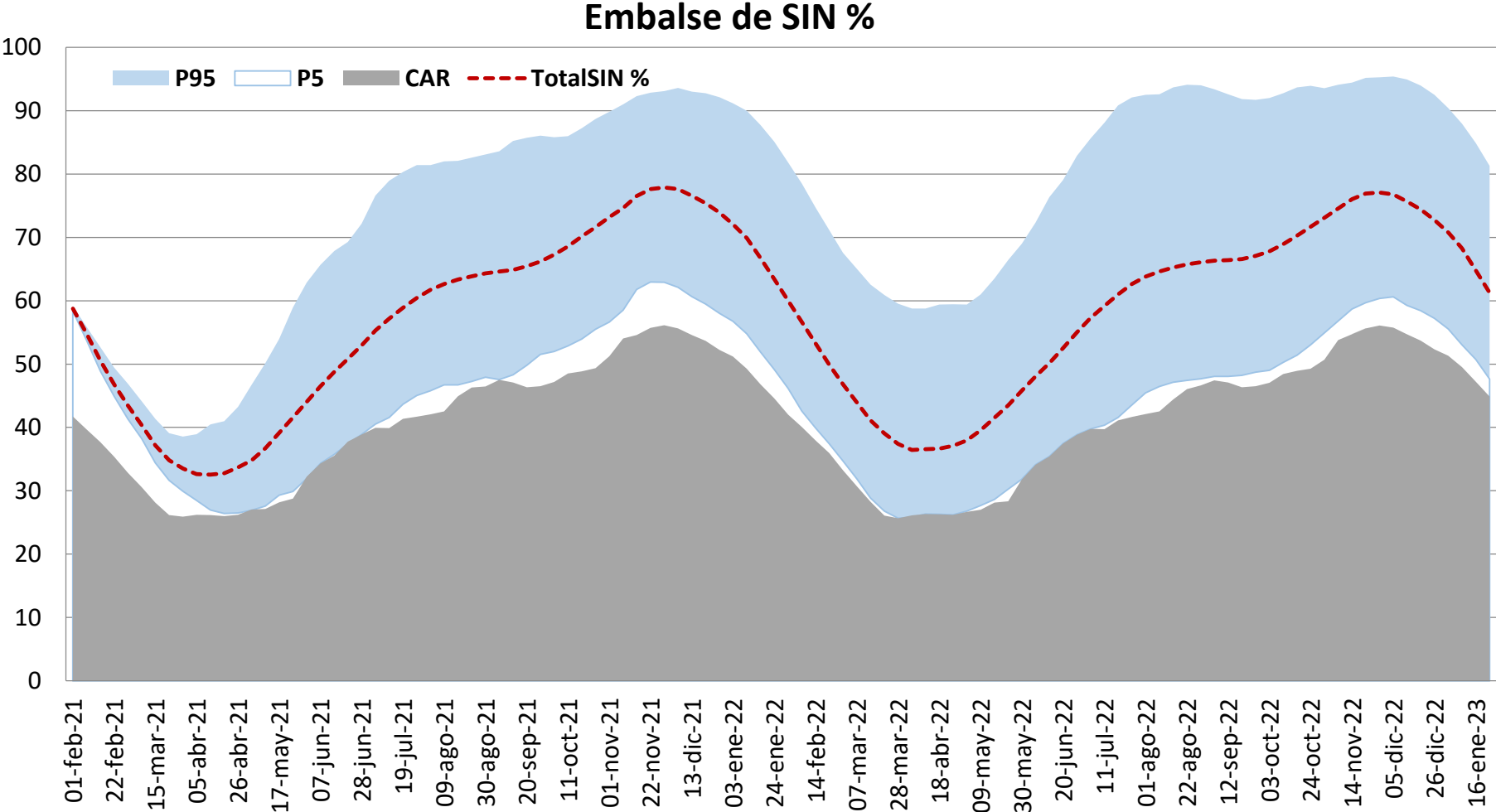
Resultados



Resultados

Valores mínimos de embalse durante el verano 20-21

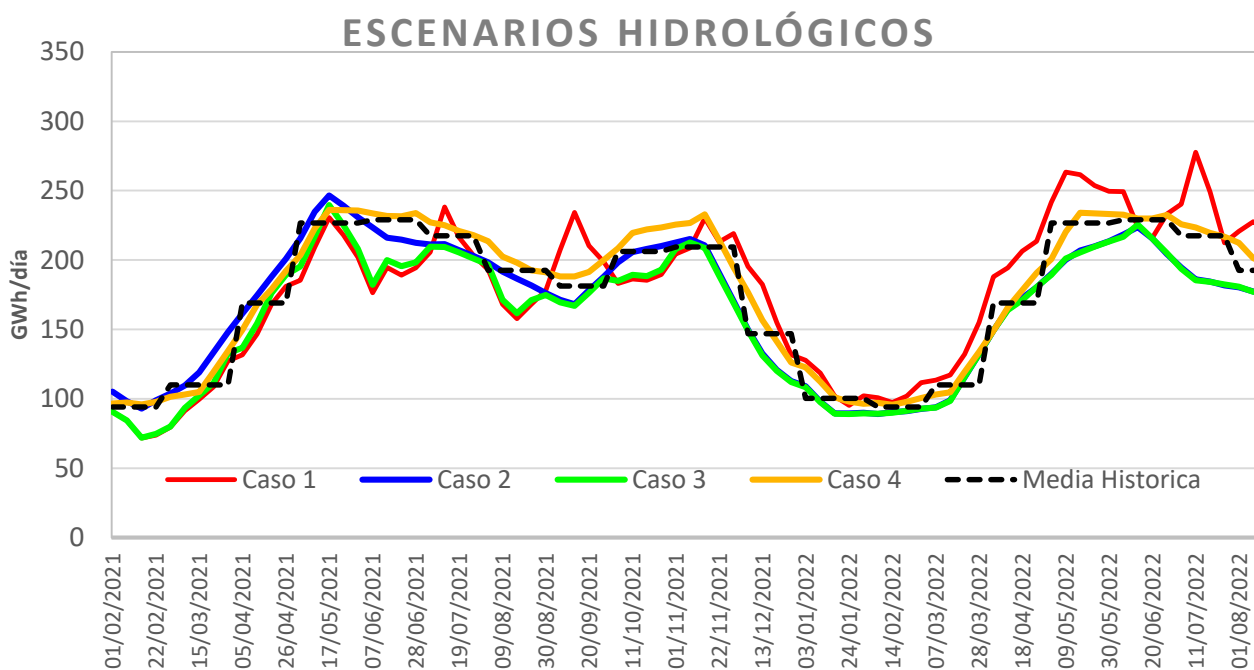
Caso	verano 20-21
P5	26.43%
Prom	32.53%
P95	38.55%



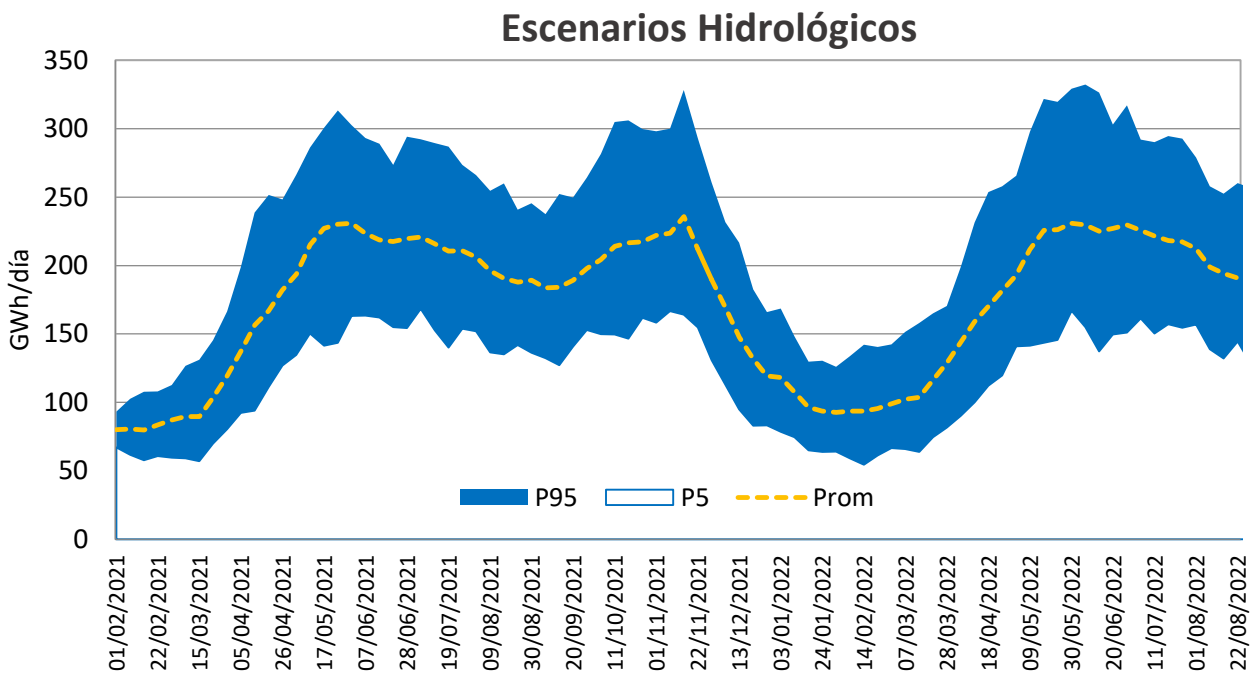
Comparativas

Escenarios Hidrológicos

Casos Determinísticos



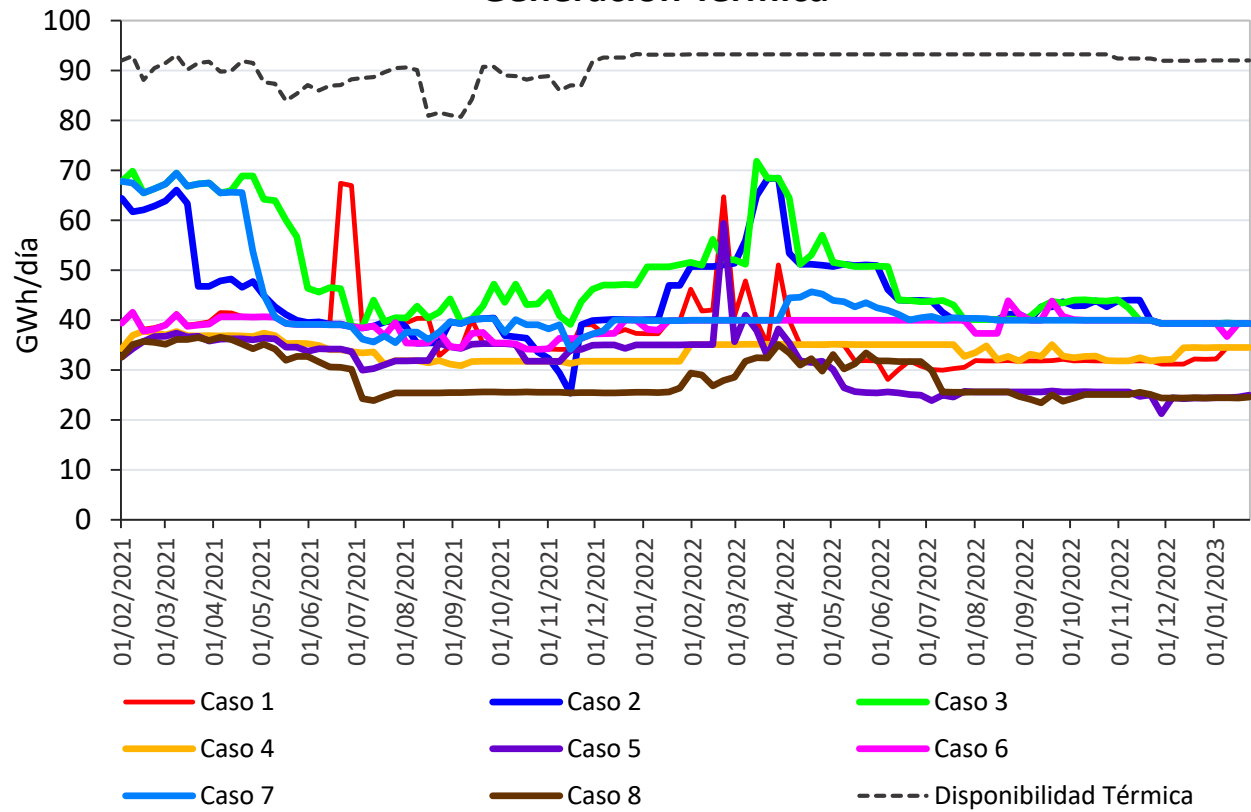
Caso Estocástico



Resultados Generación Térmica

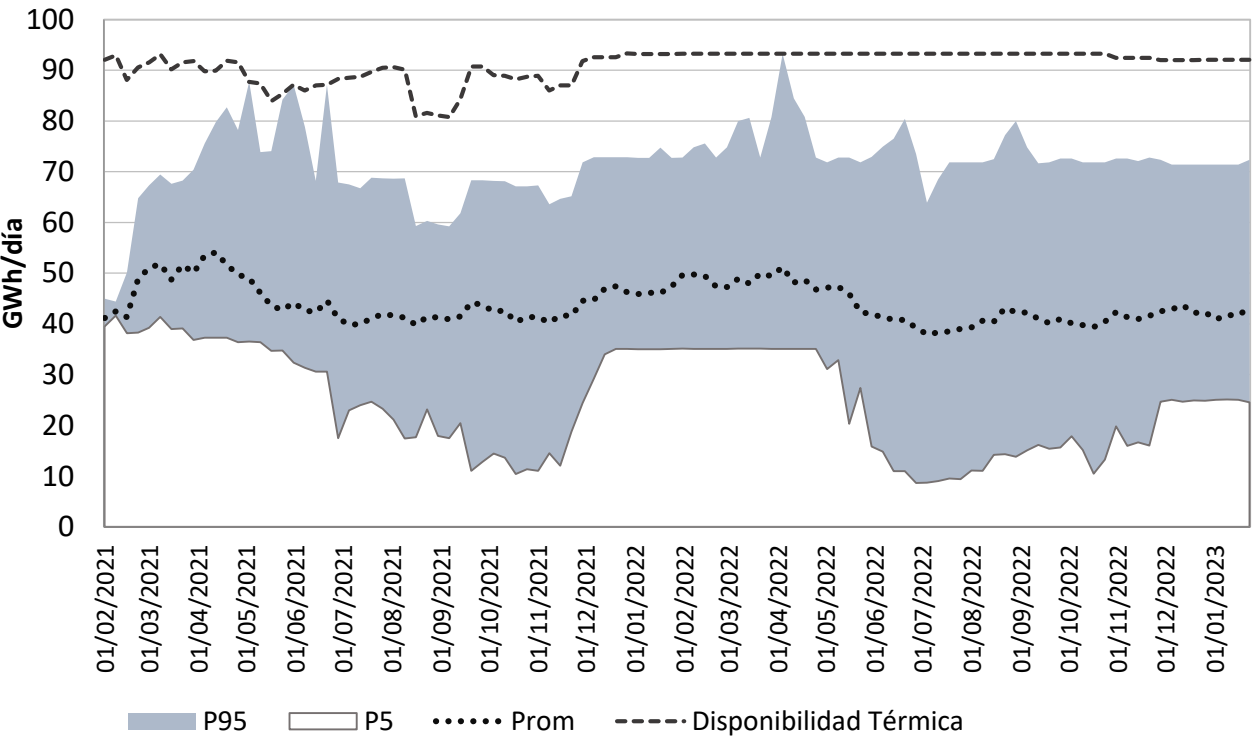
Casos Determinísticos

Generación Térmica



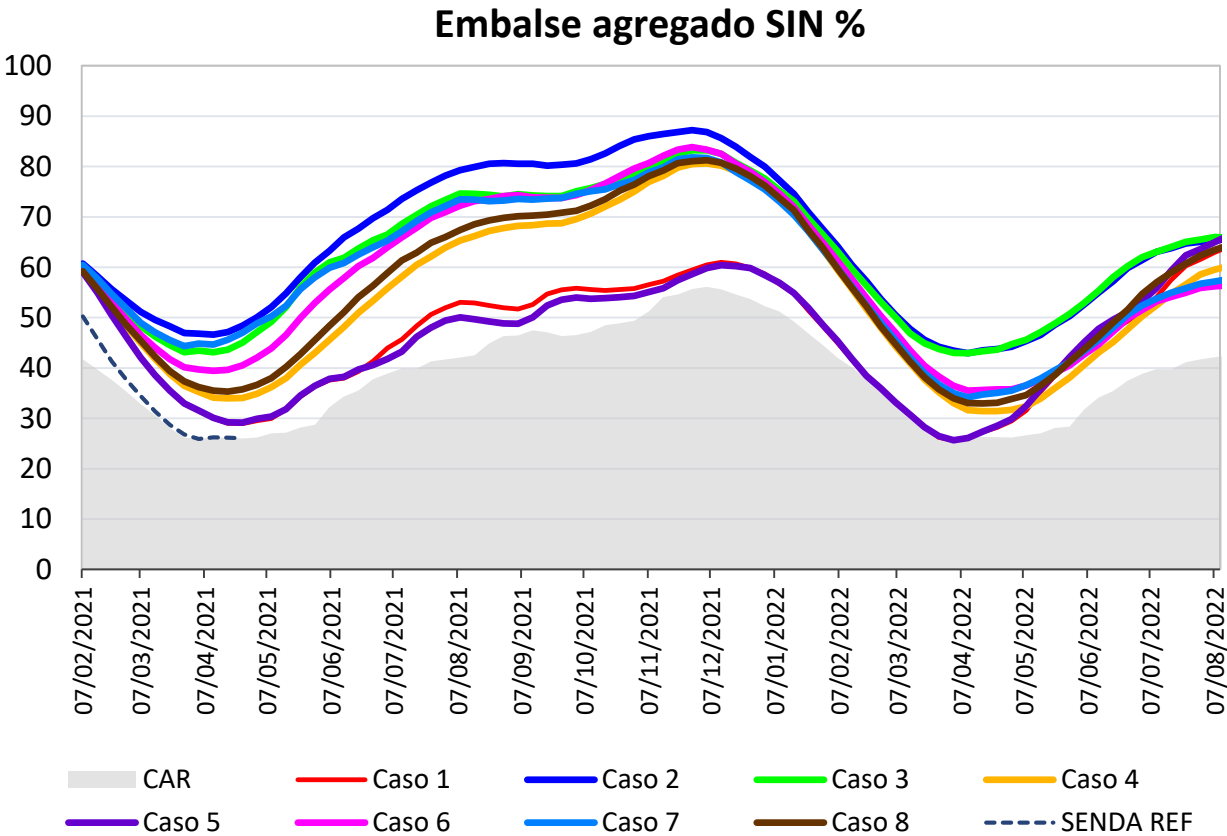
Caso Estocástico

Generación Térmica

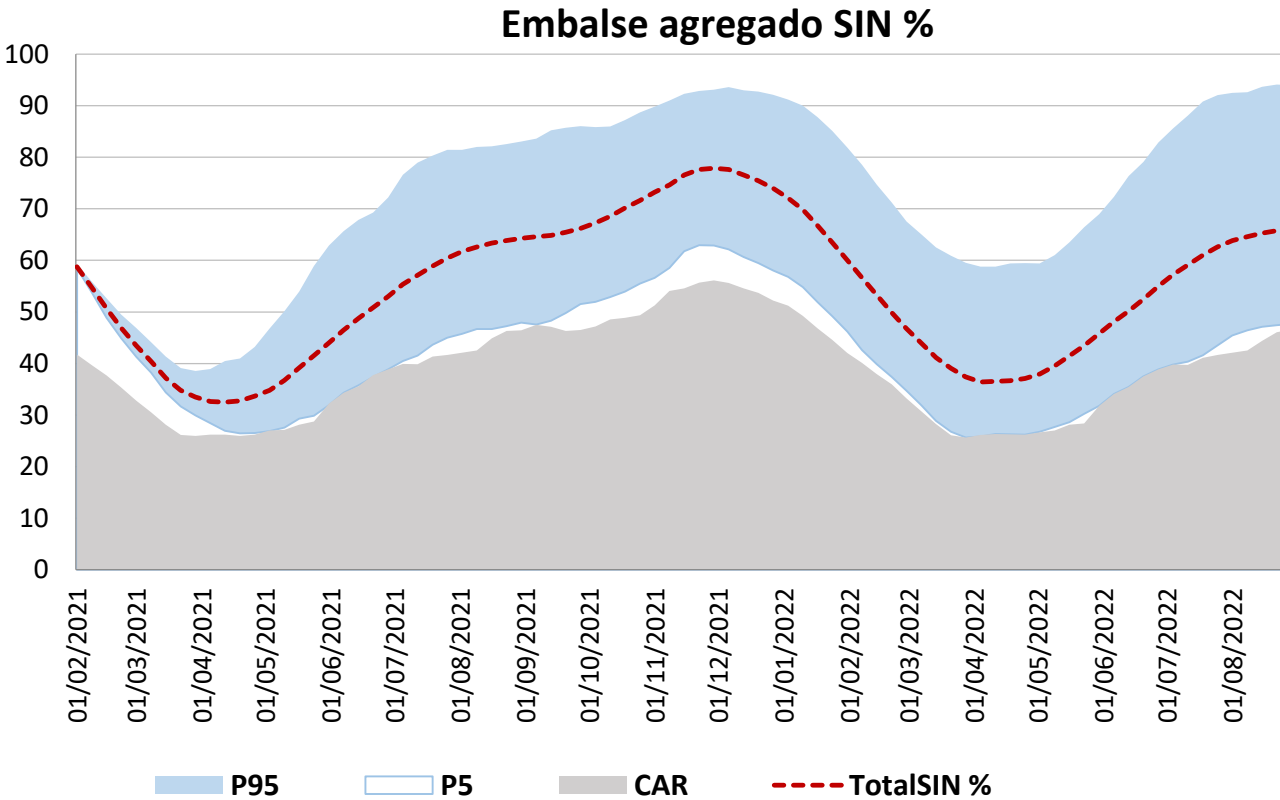


Resultados Embalses

Casos Determinísticos



Caso Estocástico



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 67 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

Evaluación condición del sistema

- Evolución de la Condición del Sistema 

- Seguimiento a Variables Energéticas 

Propuesta de revisión de análisis energéticos en el CNO

Análisis de MP
semanal
Determinísticos

Análisis de MP
semanal Estocástico

Análisis de LP
mensual
Estocástico

Análisis de Horarios
Flexibilidad/Potencia

Frecuencia de
presentación en
SPO

Mensual (Reuniones
ordinarias) o según condición
del sistema

Mensual

luego de cada presentación del
Radar de proyectos.

Flexibilidad : A definir.
Potencia: Cuando la condiciones
del sistema lo ameriten (bajo
niveles de embalse, por ejemplo)

Características
Básicas

Escenarios Hidrológicos (2/3
CNO definidos por SURER.
2/3 Escenarios del CND.

Hidrología Estocástica

Estudio regulado del CND
horizonte de 5 años

Estudios horarios de flexibilidad
y análisis de holguras de
potencia en el SIN

Presentación
detallada de
criterios/supuestos
del planeamiento

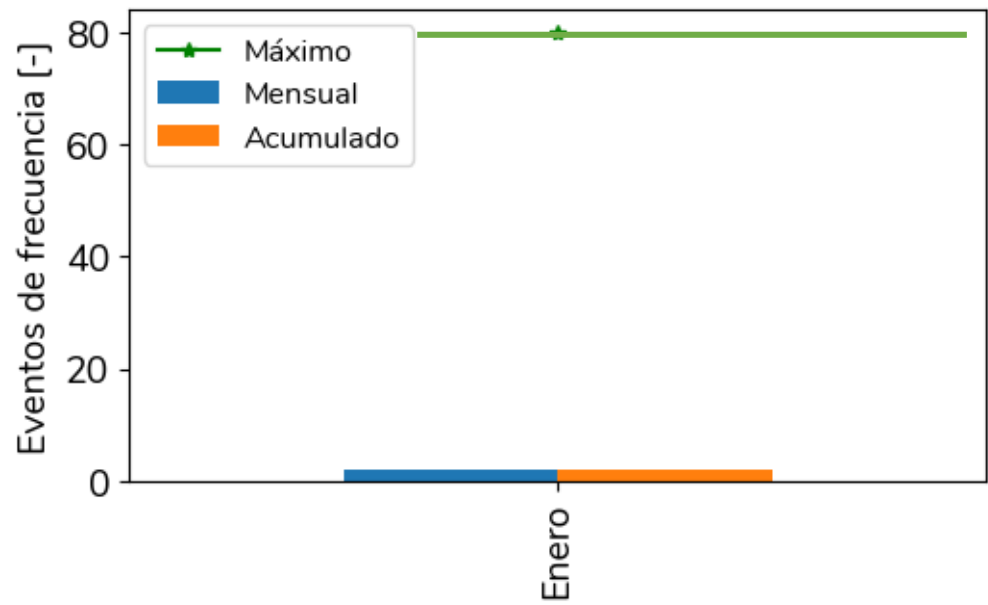
Semestralmente (Reunión Extraordinaria). Cambios importantes en
criterios serán socializados en reuniones del SPO.

En cada Estudio

3. Situación Operativa

Indicadores de Operación

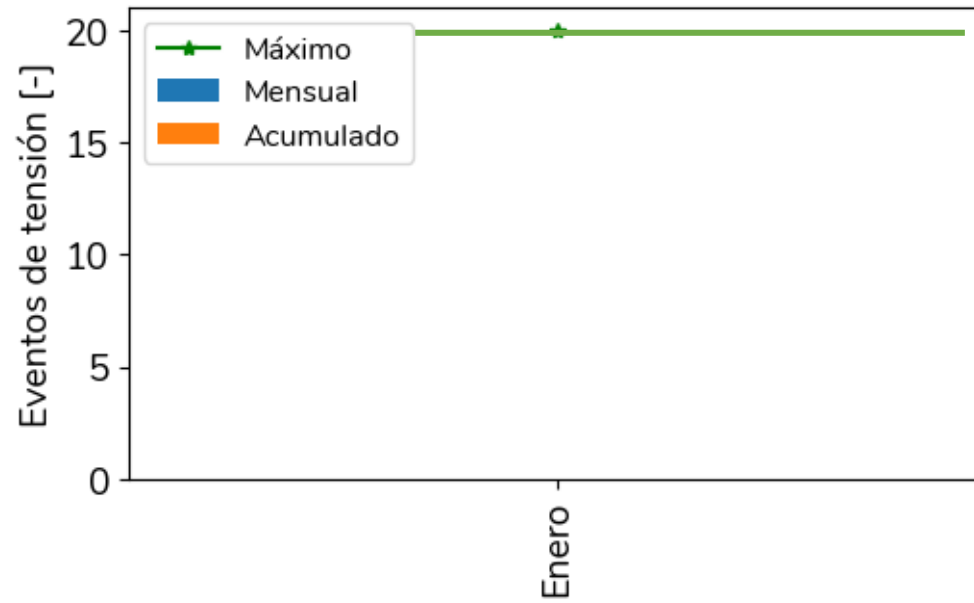
Eventos Transitorios de Frecuencia



Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2021-01-24 05:49	9.0	59.7	Disparo de las unidades 5,6,7 y 8 de Guatapé, las unidades estaban generando 280 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.68 Hz. El agente reporta actuación de válvula mariposa de las unidades.	No
2021-01-01 19:42	2.0	59.8	Disparo de la unidad 3 de BETANIA. La unidad se encontraba generando 160 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.791 Hz.	No

Durante el mes de Enero de 2021 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Eventos de Tensión Fuera de Rango

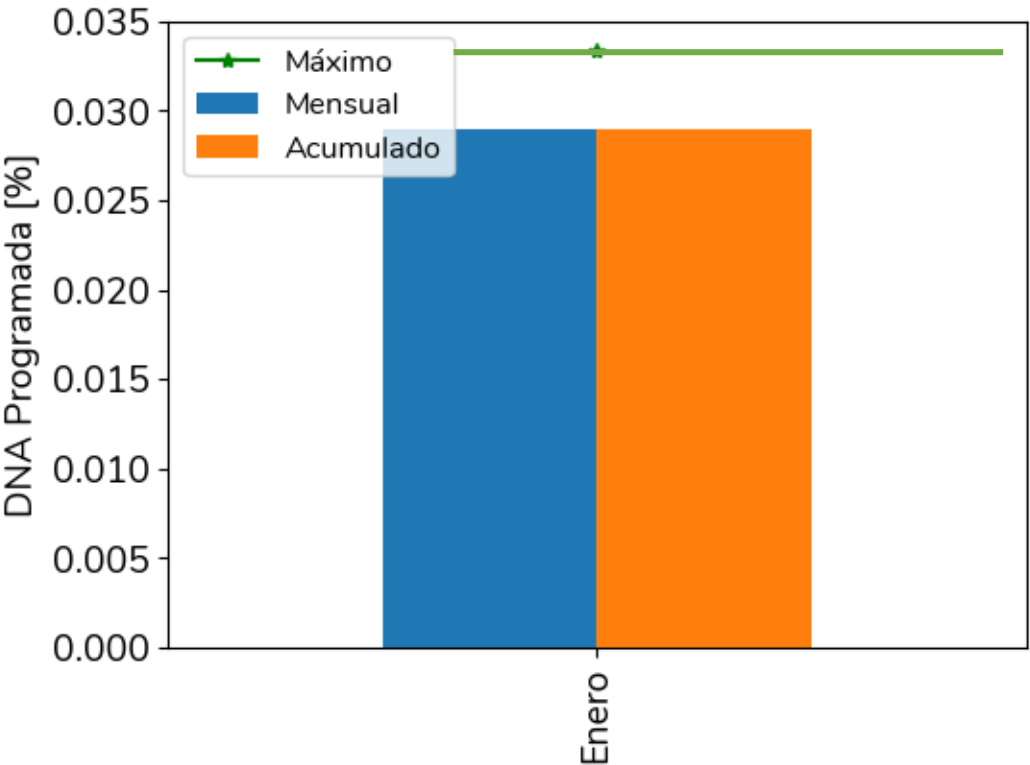


Durante el mes de Enero de 2021 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1.68 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

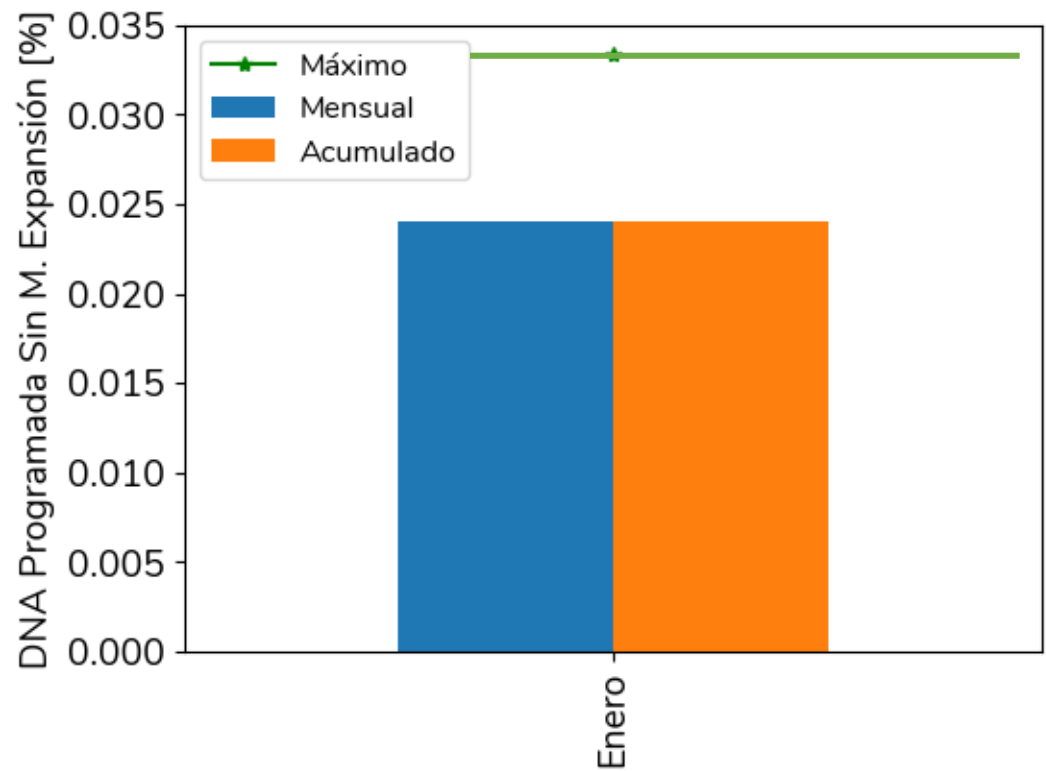


Fecha	h	ni	Energia	Descripcion
2021-01-17	07:25		492.2	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189402, BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y C0189405, BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-01-17	05:00		467.2	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0189361, BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.
2021-01-26	05:02		354.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189674 del activo BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV.
2021-01-31	05:06		187.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0189465 y C0189701 del activo ALTAMIRA - MOCOYA (JUNIN) 1 230 kV y JUNIN (MOCOYA) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV.
2021-01-24	03:11		99.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189461 del activo ALTAMIRA - MOCOYA (JUNIN) 1 230 kV.
2021-01-17	08:21		38.3	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0188972, BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.
2021-01-23	07:38		35.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189774 de emergencia del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV.
2021-01-17	05:02		2.2	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0189377, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 KV.

DNA Programada sin M. Expansión

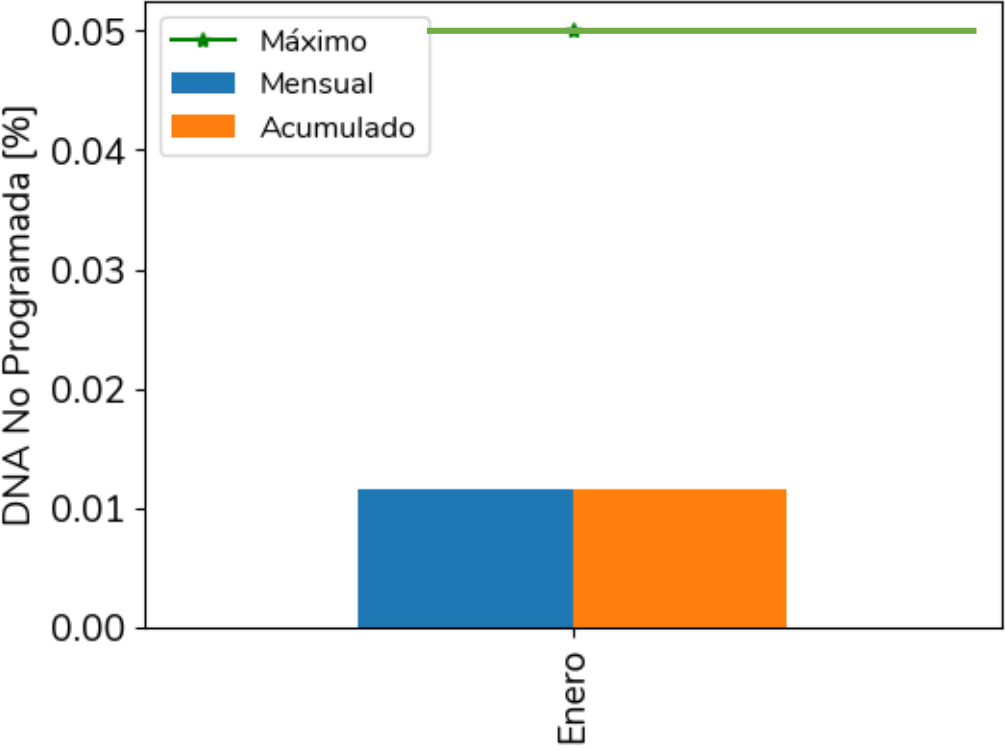


Por causas programadas se dejaron de atender 1.39 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2021-01-17 07:25	492.2	Demanda no atendida por trabajos de las consignaciones nacionales C0189402, BL1 MOMPOX A MAGANGUE 110 kV y C0189405, BT MAGANGUE 1 33 MVA 110 kV.
2021-01-17 05:00	467.2	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0189361, BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV.
2021-01-26 05:02	354.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189674 del activo BT LA JAGUA 1 30MVA 110 kV.
2021-01-17 08:21	38.3	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0188972, BT TERNERA 3 45 MVA 66 kV.
2021-01-23 07:38	35.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189774 de emergencia del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV.
2021-01-17 05:02	2.2	Demanda no atendida por trabajos de la consignación nacional C0189377, MANZANARES (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/13.8 KV.

DNA No Programada



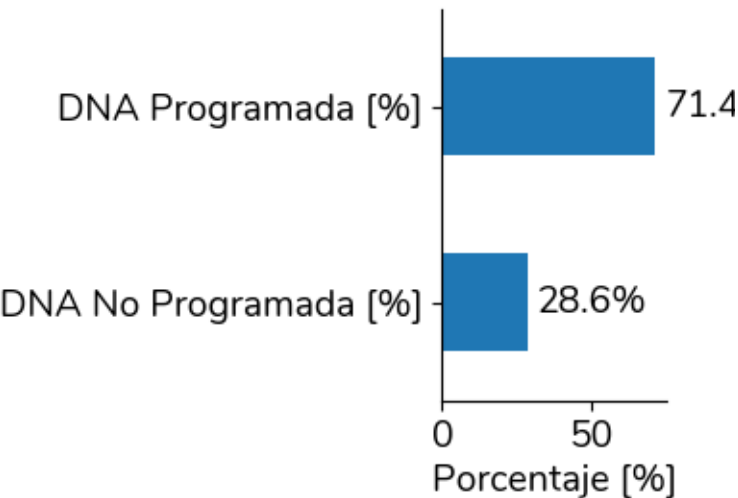
Por causas no programadas se dejaron de atender 0.67 GWh en el mes de Enero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2021-01-28 05:56	178.7	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL BANCO 110 kV.
2021-01-23 20:36	81.9	Demanda no atendida por disparo de los activos VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, VALLEDUPAR 9 40 MVA 115/34.5 KV y VALLEDUPAR 2 100 MVA 220/110/10.74 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) 110 kV y LA JAGUA 110 kV.
2021-01-11 20:10	55.4	Demanda no atendida por disparo de los activos CASTILLA 1 60 MVA 115/44/13.2 KV y CASTILLA 2 30 MVA 115/44/13.2 KV. El agente informa fauna silvestre en la celda de 13.2 KV, falla en el SDL.
2021-01-22 08:07	49.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0189774 de emergencia del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV.
2021-01-30 16:11	41.4	Demanda no atendida por disparo de los activos BT LA REFORMA 3 150 MVA 230 KV, LA REFORMA CAMPO M020 230 KV, BT LA REFORMA 3 150 MVA 115 KV, BL1 LA REFORMA A BARZAL 115 KV, BL1 BARZAL A LA REFORMA 115 KV, BL1 CAQUEZA A LA REFORMA 115 KV, BL1 LA REFORMA A OCOA 115 KV y BL2 LA REFORMA A OCOA 115 KV dejando sin tensión las S/Es radiales OCOA 115 KV, GRANADA 115 KV, SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 KV, SANTA HELENA 115 KV, SURIA 115 KV, PUERTO LÓPEZ 115 KV, CAMPO BONITO 115 KV y PUERTO GAITÁN 115 KV. Agente informa caída de cable de guarda sobre la BL1 LA REFORMA A BARZAL 115 k V y sobre el transformador LA REFORMA 3 150 MVA 230/115/13.8 KV.
2021-01-24 00:00	38.4	Continua demanda no atendida por disparo de los activos VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV, VALLEDUPAR 9 40 MVA 115/34.5 KV y VALLEDUPAR 2 100 MVA 220/110/10.74 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales CODAZZI (CESAR) 110 kV y LA JAGUA 110 kV.

Resumen – Demanda no atendida

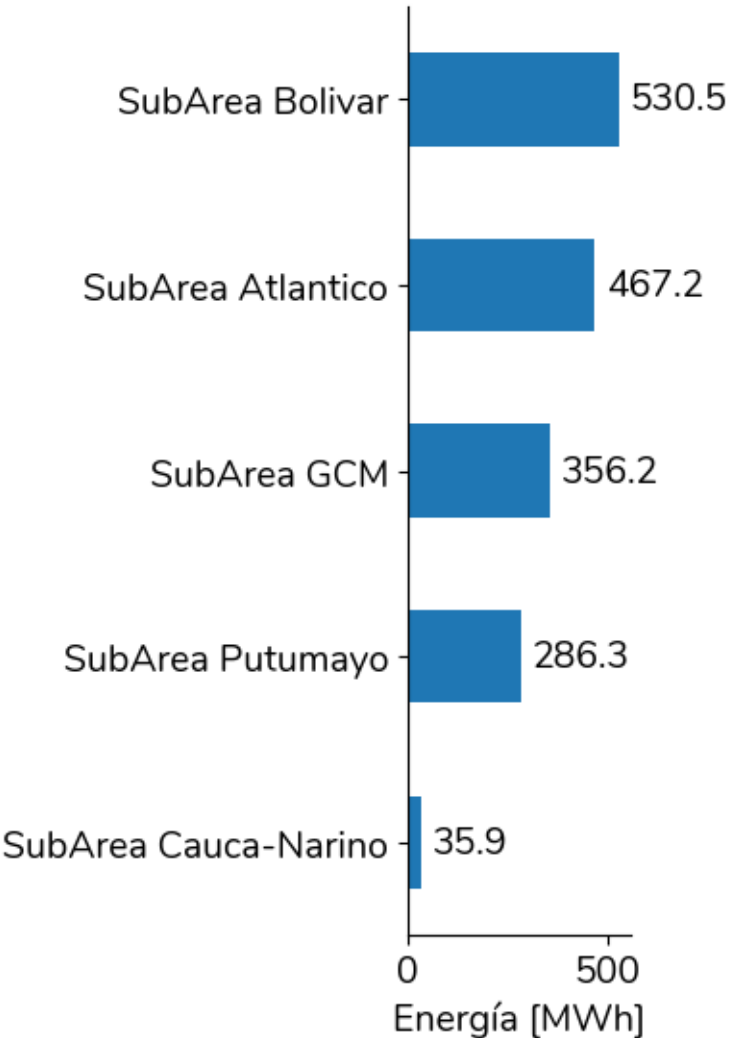


% DNA

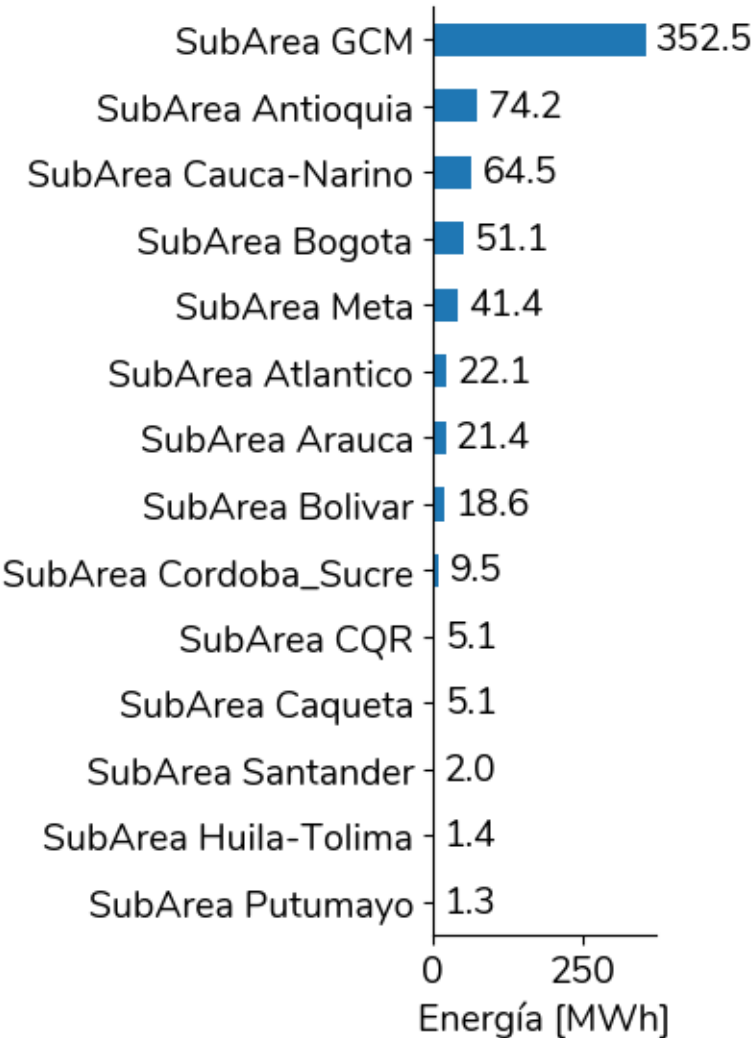


El total de demanda no atendida en Enero fue 2.35 GWh

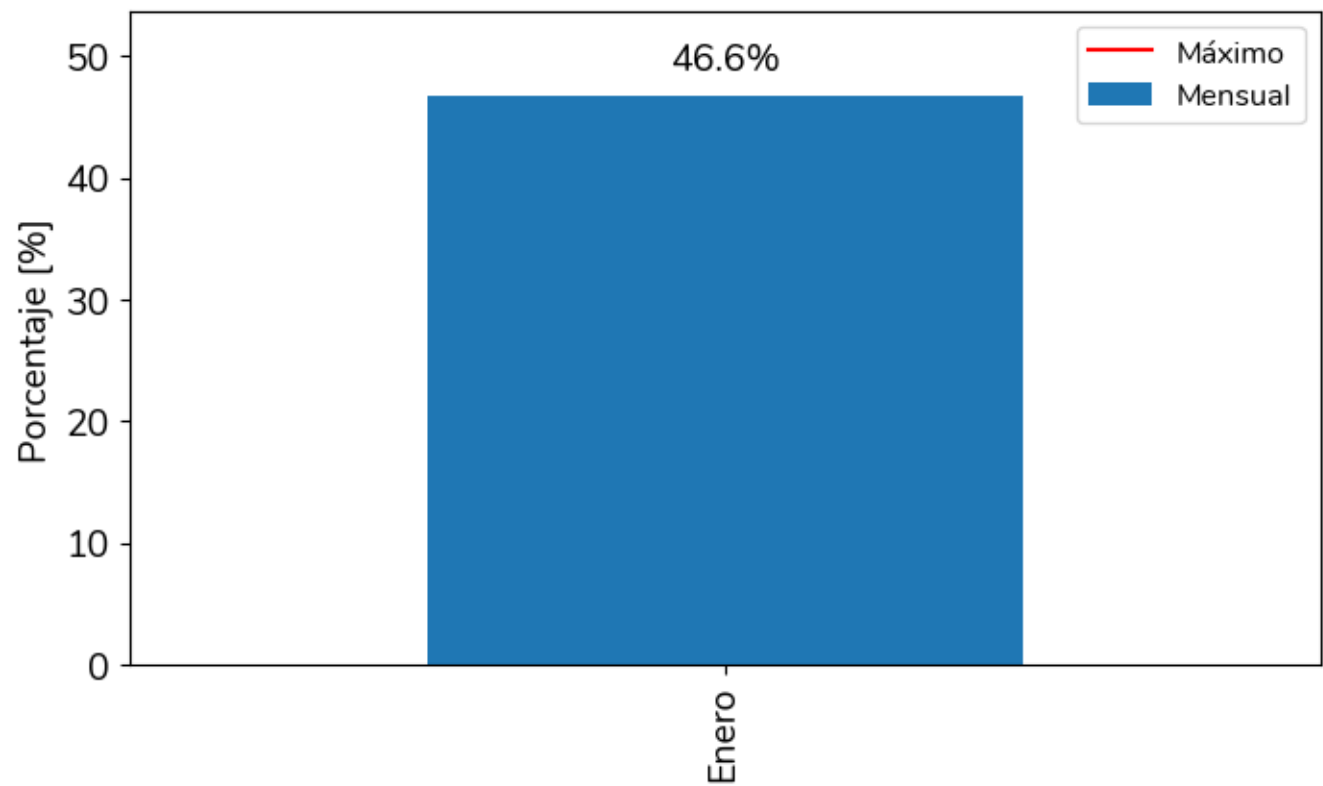
DNA Programada



DNA No Programada



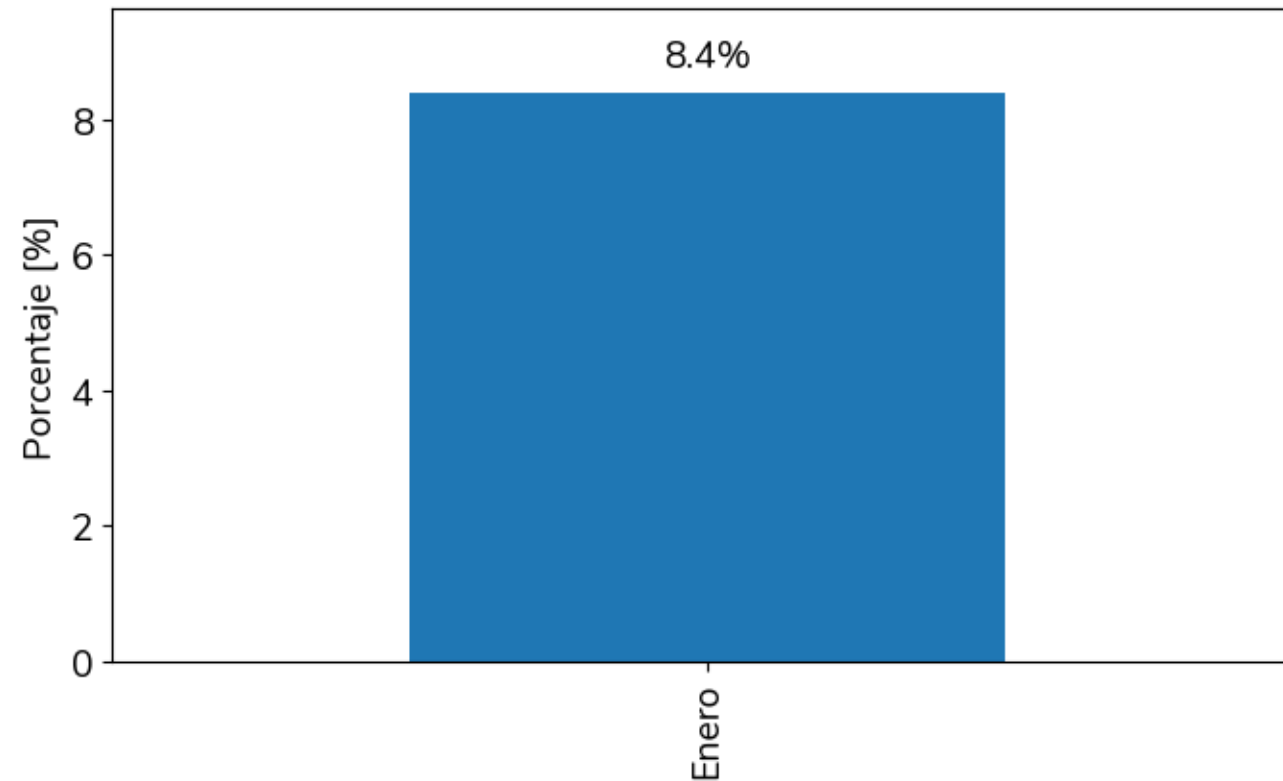
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

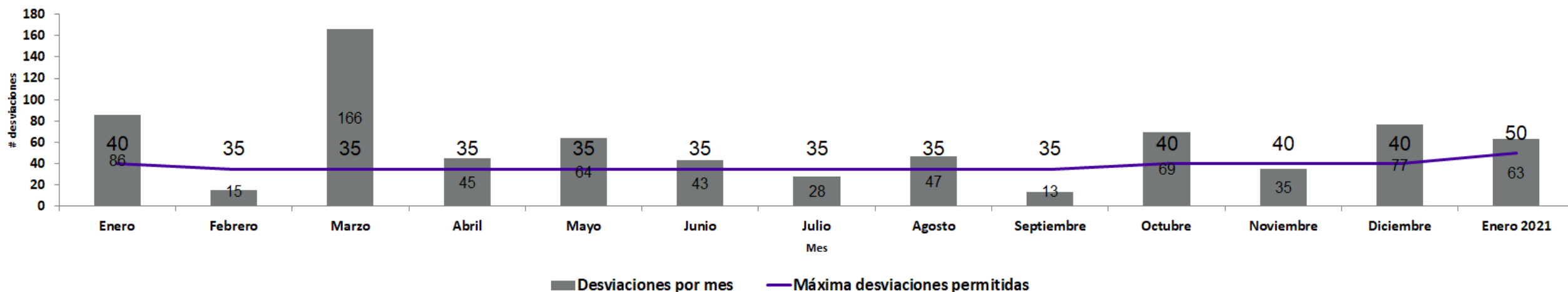


Participación PNDC en la generación total del SIN

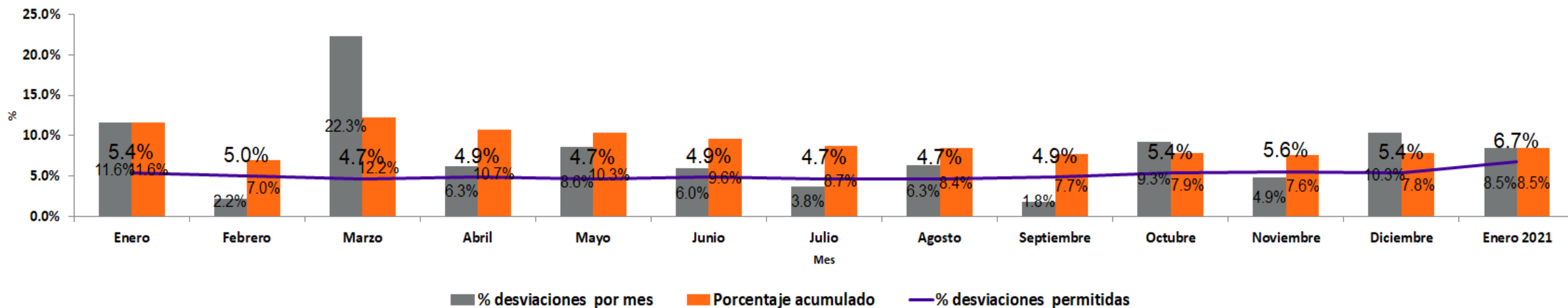


Indicador de calidad del pronóstico oficial diciembre 2020

Número de desviaciones mayores al 5%

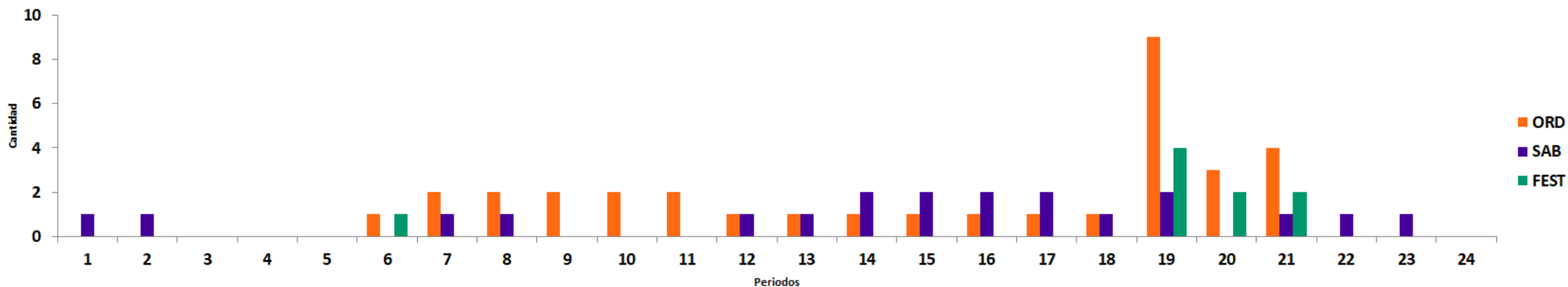


Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

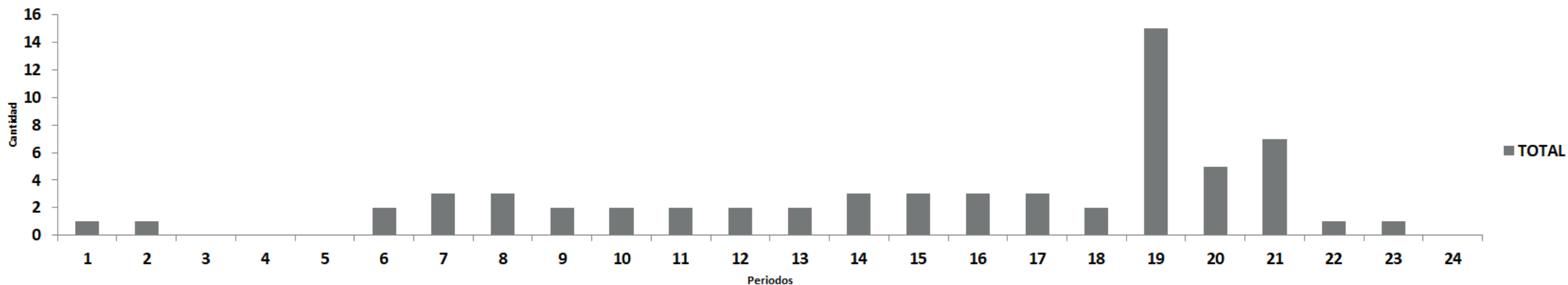


Indicador de calidad del pronóstico oficial enero 2021

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

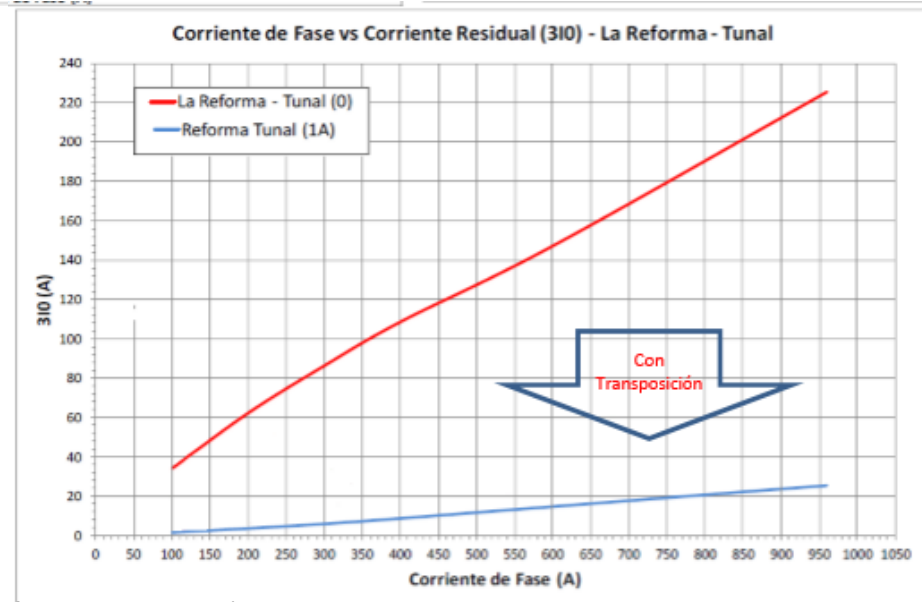
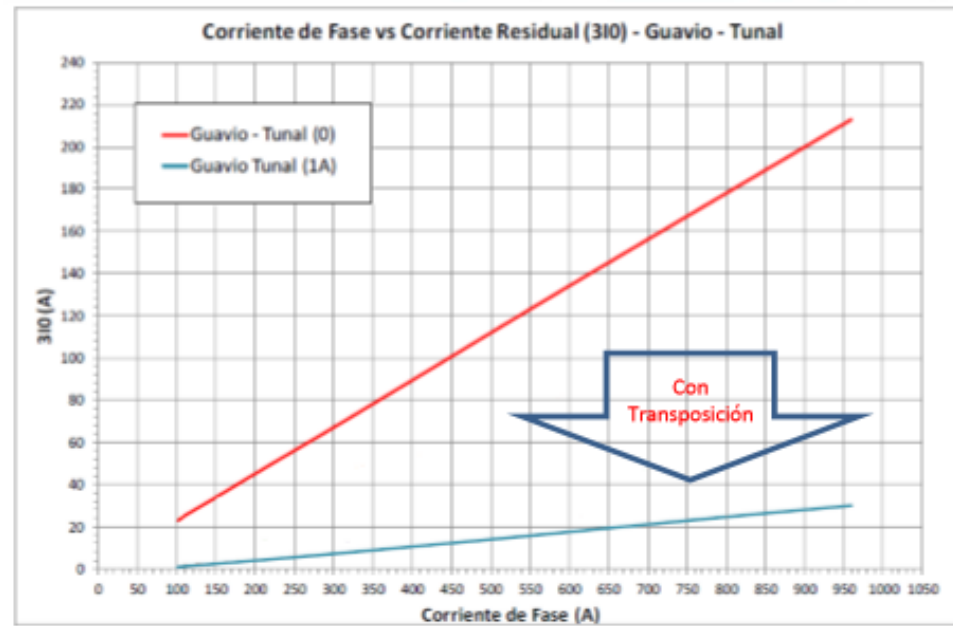
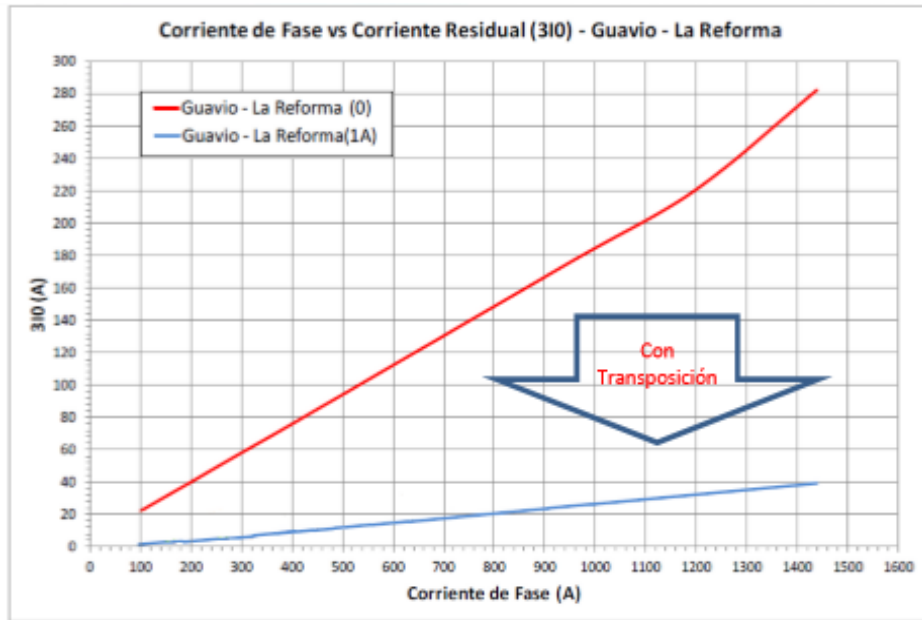


Situación corredor Sur del área Oriental por entrada de S/E Suria 230 kV

LT La Reforma – Suria – Guavio 230 kV



Antecedentes



En la operación se presentaba corrientes de desbalance 3I0, por el corredor Guavio – Reforma – Tunal 230 kV del orden de 200 A lo que generaba la necesidad de cubrir la doble contingencia en la operación. Luego de diferentes acciones y la transposición de las líneas el desbalance disminuyó a 40 A máximos.

Proyecto Suria 230 kV

Convocatoria UPME 05-2013

4.4.5 Transposiciones de Línea

El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente Proyecto.

El promotor del proyecto indica que cumple con lo establecido en la convocatoria, indicando:

Con respecto al desbalance de corriente se realizará evaluación únicamente con la norma NTC 5001 [11], que establece un requisito para este parámetro de máximo 5% de la corriente nominal de la línea de transmisión, sin embargo la metodología de cálculo será la misma utilizada por la normas internacionales IEC 61000 3-13 [2] y IEEE 1159 [9], que validan la fórmula de cálculo del desbalance de tensión para el desbalance de corriente.

Desbalances (V & I) con proyecto Suria 230 kV

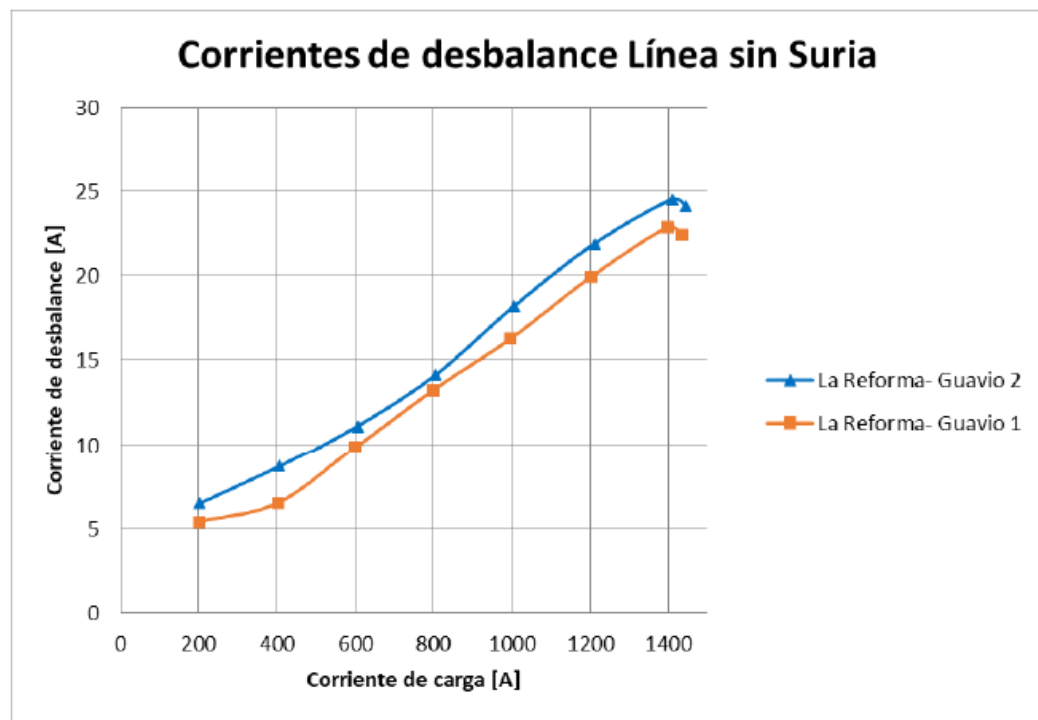


Figura 57. Corriente de desbalance 3I0 líneas LR-GV sin subestación Suria

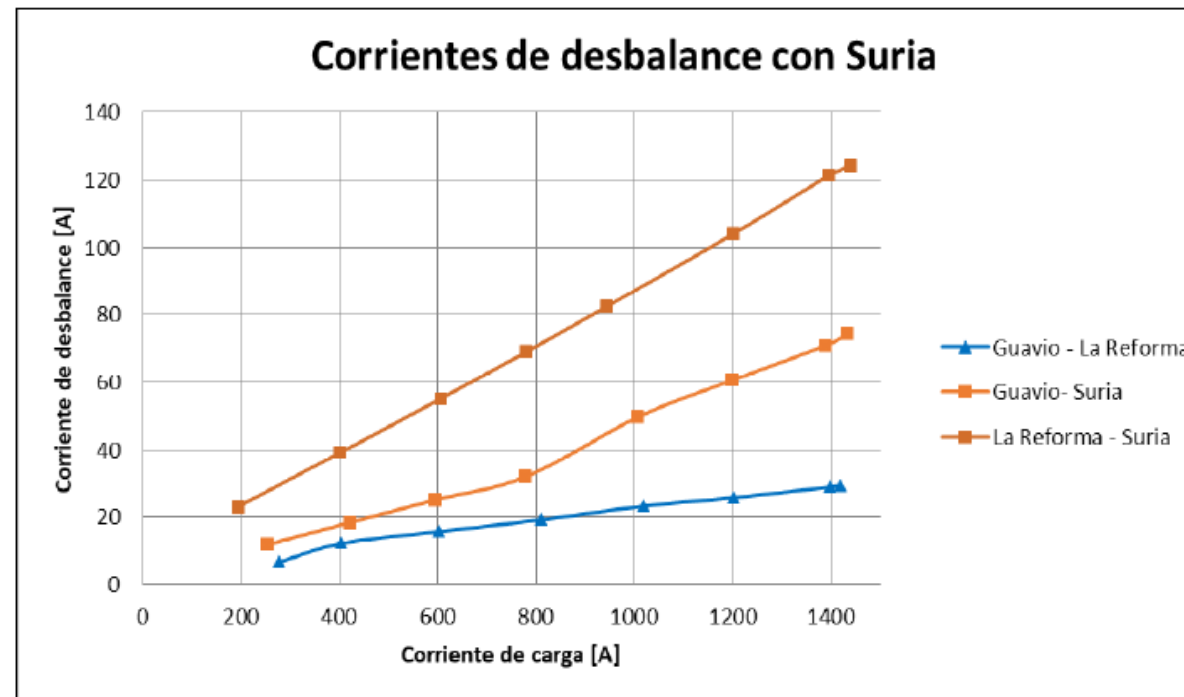


Figura 60. Corriente de desbalance 3I0 línea LR-GV2 y GV-S-LR con subestación Suria

- Incremento del 2.5 veces de la corriente 3I0 para la línea Guavio – Suria 230 kV.
- Incremento del 4 veces de la corriente 3I0 para la línea Suria - Reforma 230 kV.

CONCLUSIONES

El corredor sur del área Bogotá tiene una topología atípica que origina corrientes residuales (3I0) superiores a los esperados en una topología convencional de LT en el nivel de tensión de 230 kV. En los análisis previos de este corredor siempre los desbalances de tensión y corrientes de fase se han mantenido por debajo de valores recomendados en estándares internacionales y las acciones ejecutadas sobre la infraestructura actual han estado enfocadas a reducir los valores de 3I0.

El plan de acción ejecutado por GEB – ISA INTERCOLOMBIA – XM, en los últimos 10 años, han mejorado el desempeño de los sistemas de protección del corredor sur y ha permitido reducir los eventos dobles y mantener los desbalances 3I0 por debajo de 55 A ante máximas transferencias esperadas.

La conexión del proyecto Suria 230 kV incrementará nuevamente las corrientes 3I0 por encima de los valores típicos del SIN colombiano. Respecto al valor actual de las LT Guavio – Reforma 230 kV (menor a 30A), el estudio elaborado por el promotor presenta un incremento de la 3I0 en 250% y 400% para las LT Guavio – Suria y Suria – La Reforma 230 kV, respectivamente.

El estudio presentado por el promotor no propone acciones para disminuir la corriente 3I0 por las LT Guavio – Suria y Suria – La Reforma 230 kV con el objetivo de alinear el nuevo proyecto a las buenas prácticas ingenieriles aplicadas sobre este corredor.

Riesgos

- Se puede ver impactada la coordinación de protecciones al incrementar el umbral de arranque de las funciones ANSI 67N, debido a la homogeneidad del valor de arranque de las demás funciones ANSI 67N del área (120 A).
- Se puede limitar la detección de fallas de alta impedancia por incrementar de umbral de la función ANSI 67N.
- Se puede afectar el desempeño de la lógica de Comparación Direccional (CD) de la función ANSI 67N. Esta lógica permanece deshabilitada y se activa ante indisponibilidad de la protección principal.

Recomendaciones

- Solicitar medición de valores de desbalances de tensión y corriente (fase y residuales) y comparar con los resultados de estudio. Esta medición debe ser ejecutada para las dos etapas del proyecto: sin transformadores y con transformadores conectados en la S/E Suria 230 kV.
- Evaluar alternativas de transposición que se podrían proponer para disminuir los desbalances por las líneas del proyecto.
- Realizar seguimiento a los eventos (recierres y apertura de contingencias simples y dobles) presentados en las líneas Guavio – Reforma, Guavio – Suria y Suria – Reforma 230 kV.

Evento Valledupar

23 enero 2021 20:36 horas

Generalidades GCM

Agentes (9)

RED

CELSIA COLOMBIA
CARIBEMAR
AIR-E
GEB
TRANSELCA
INTERCOLOMBIA

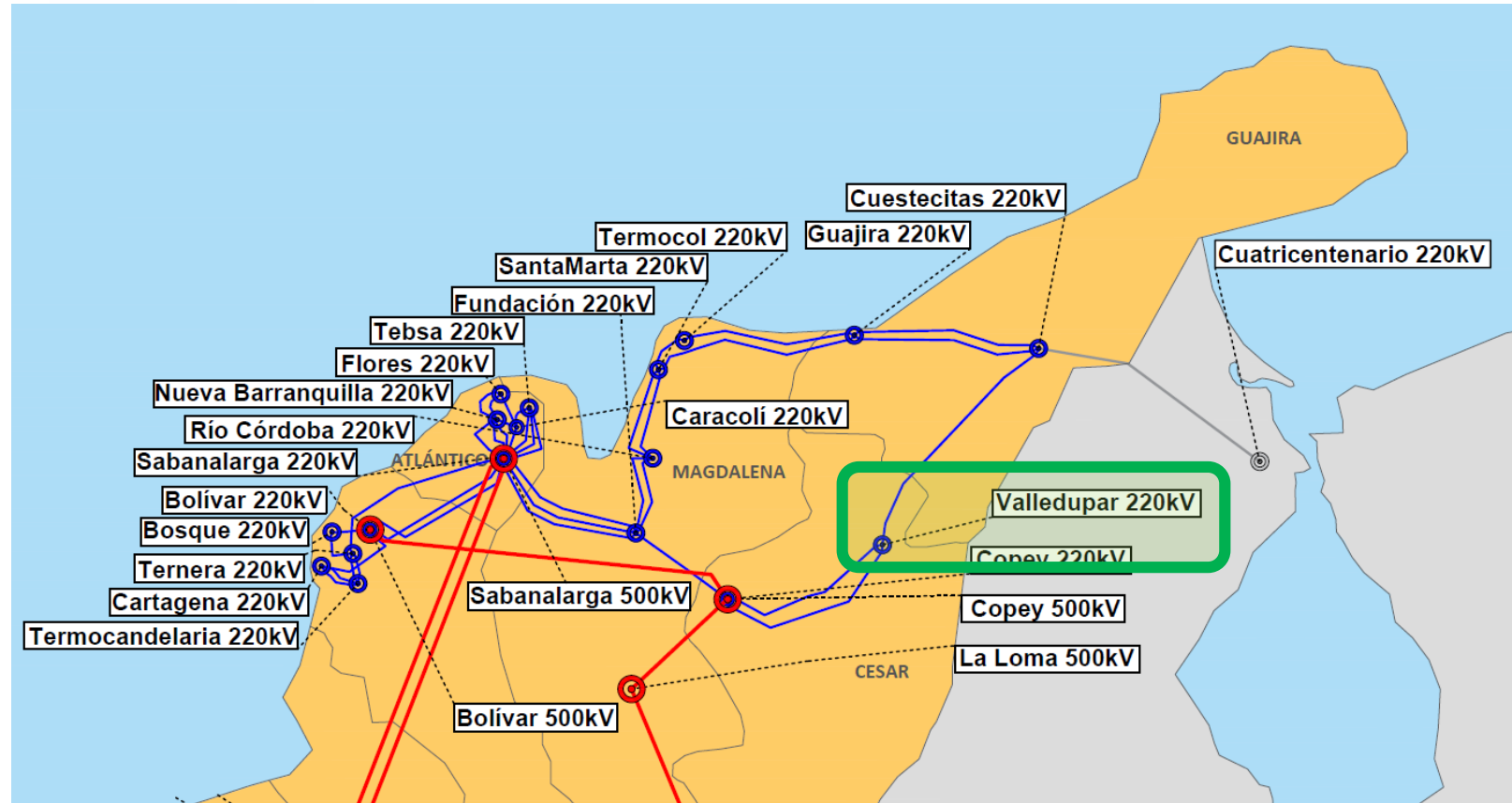
GENERACIÓN

EMGESA S.A.
GECELCA
TERMONORTE

Generación (3)

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

*Capacidad Efectiva Neta Combustible Principal ENFICC



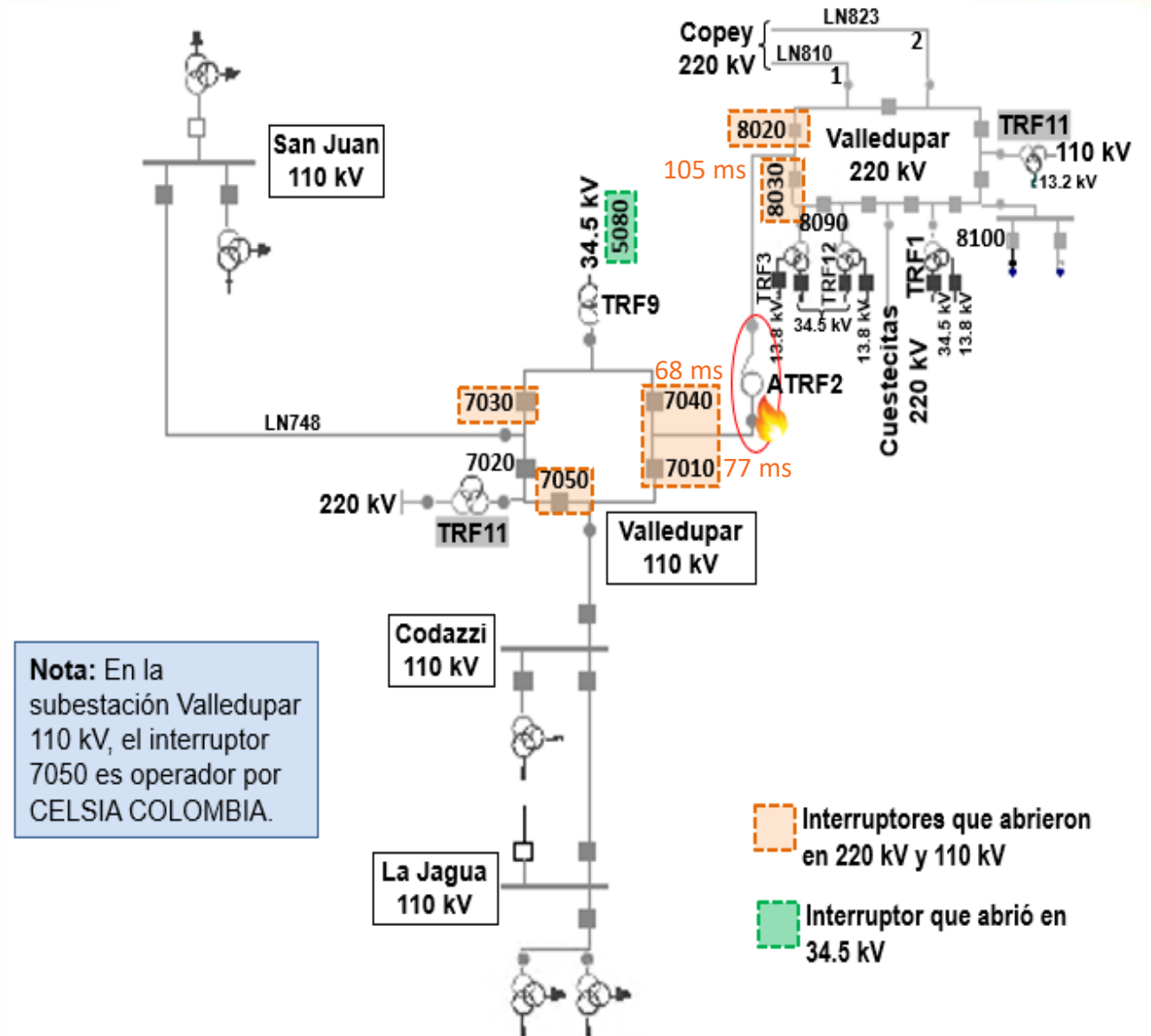
Descripción general del evento

El 23 de enero de 2021, a las 20:36 horas, se produjo:

- Desconexión de los transformadores Valledupar 2 100 MVA 220/110/10.74 kV y Valledupar 9 40 MVA 115/34.5 kV por los niveles 220/110/34.5 kV y desconexión del interruptor 7050 en la subestación Valledupar 110 kV.
- Demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones, a 110 kV, Codazzi y La Jagua, y en las subestaciones, a 34.5 kV, Salguero y Valencia.

Tiempo de despeje de la falla del SIN 105 ms

Al momento del evento se cumplía con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por la reglamentación, razón por la cual el evento no trascendió a otras zonas del área.



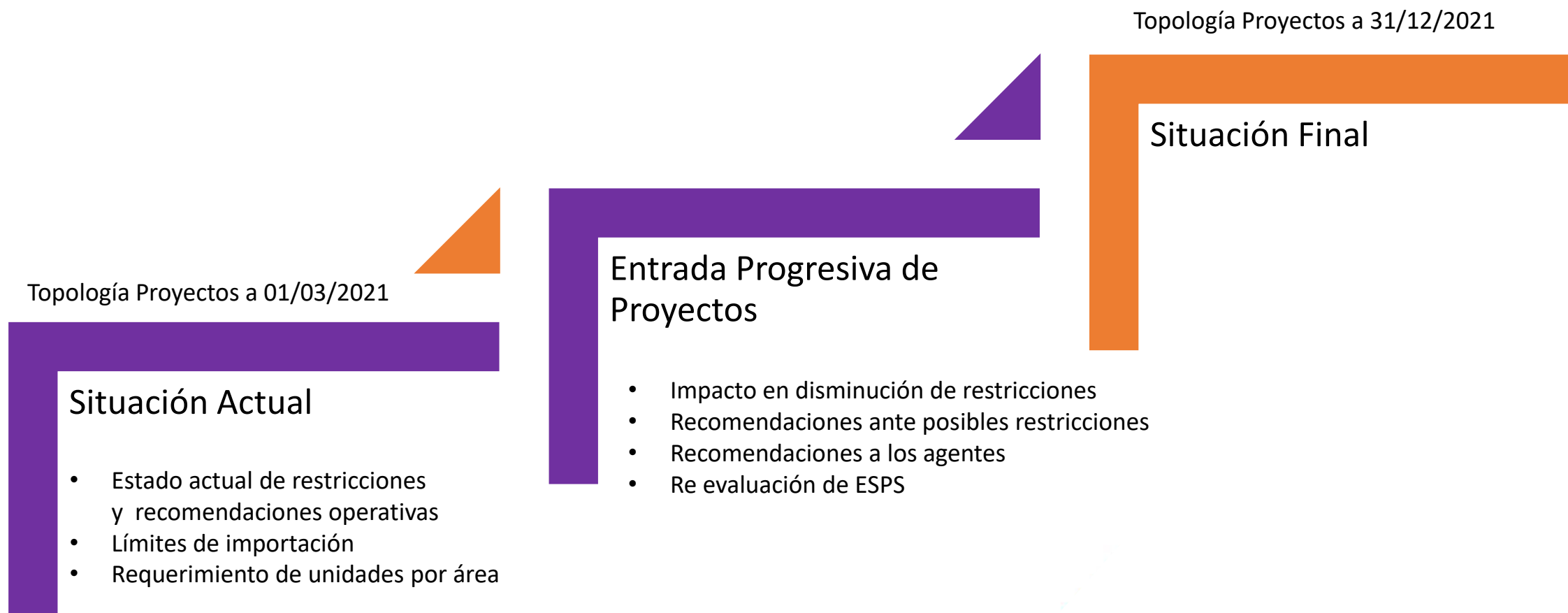
Acciones realizadas



- Entre las 20:36 horas del 23/Ene/2021 y las 01:52 horas del 24/Ene/2021, se dejaron de atender 120.36 MWh, de acuerdo a la información reportada por los agentes de área.
- De manera preventiva y ante la nueva topología, se desactivaron los esquemas suplementarios asociados a la sobrecarga de los transformadores de la subestación, previa coordinación con los agentes del área.
- Se realizó declaración de estado de emergencia para la subestación Valledupar 220 kV, según lo indicado en el numeral 1.3 de la Resolución CREG 025 de 1995 y mientras se realizaban los trabajos asociados a la puesta en operación de la unidad de reserva del transformador 2.
- El transformador 2 quedó nuevamente en servicio el día 27/Ene/2021 a las 20:23 horas.

IPOEMP IV 2020

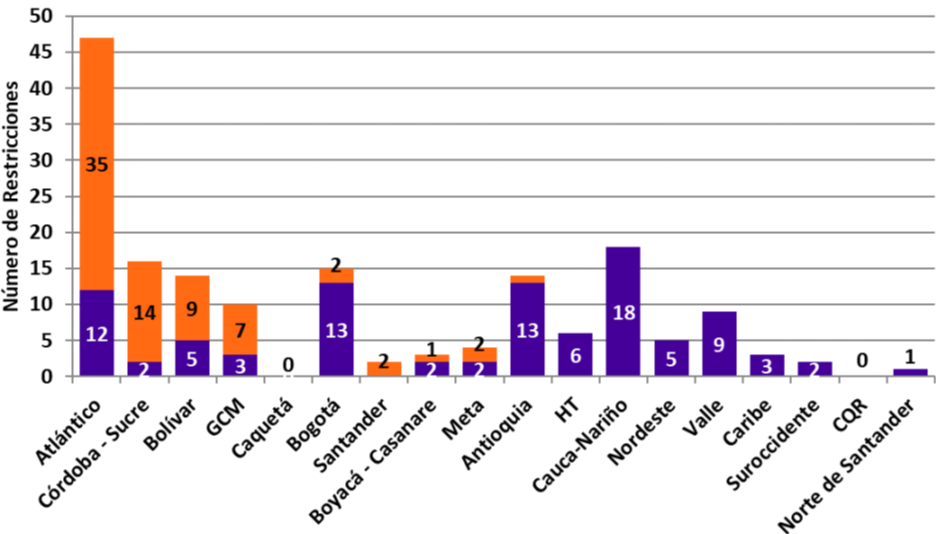
Alcance IPOEMP IV-2020



Estado restricciones

Enero 2020

Estado de cortes del SIN



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

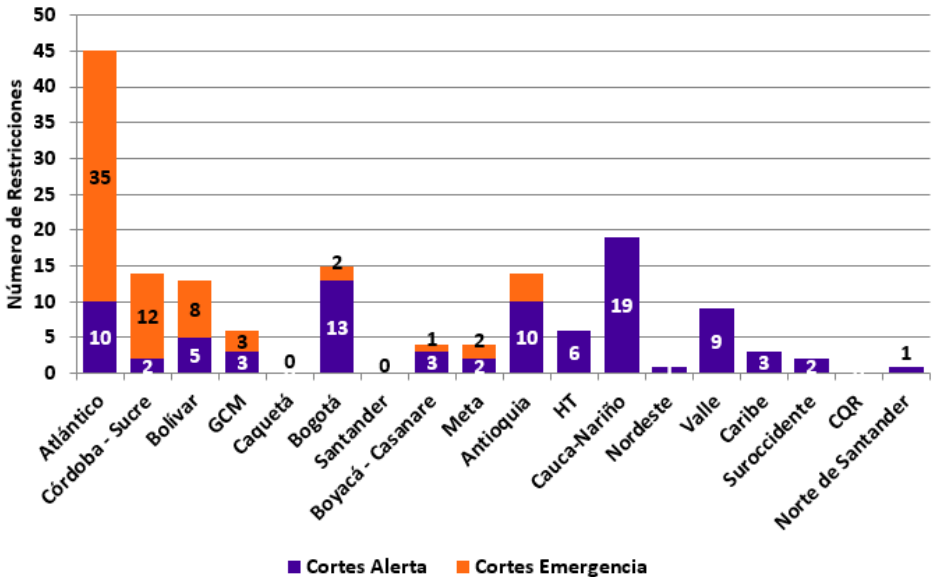
**Corte: Flujo de potencia por un conjunto de elementos para evitar sobrecargas en la red*

169

Cortes en alerta: 96
Cortes en emergencia: 73

Enero 2021

Estado de cortes del SIN



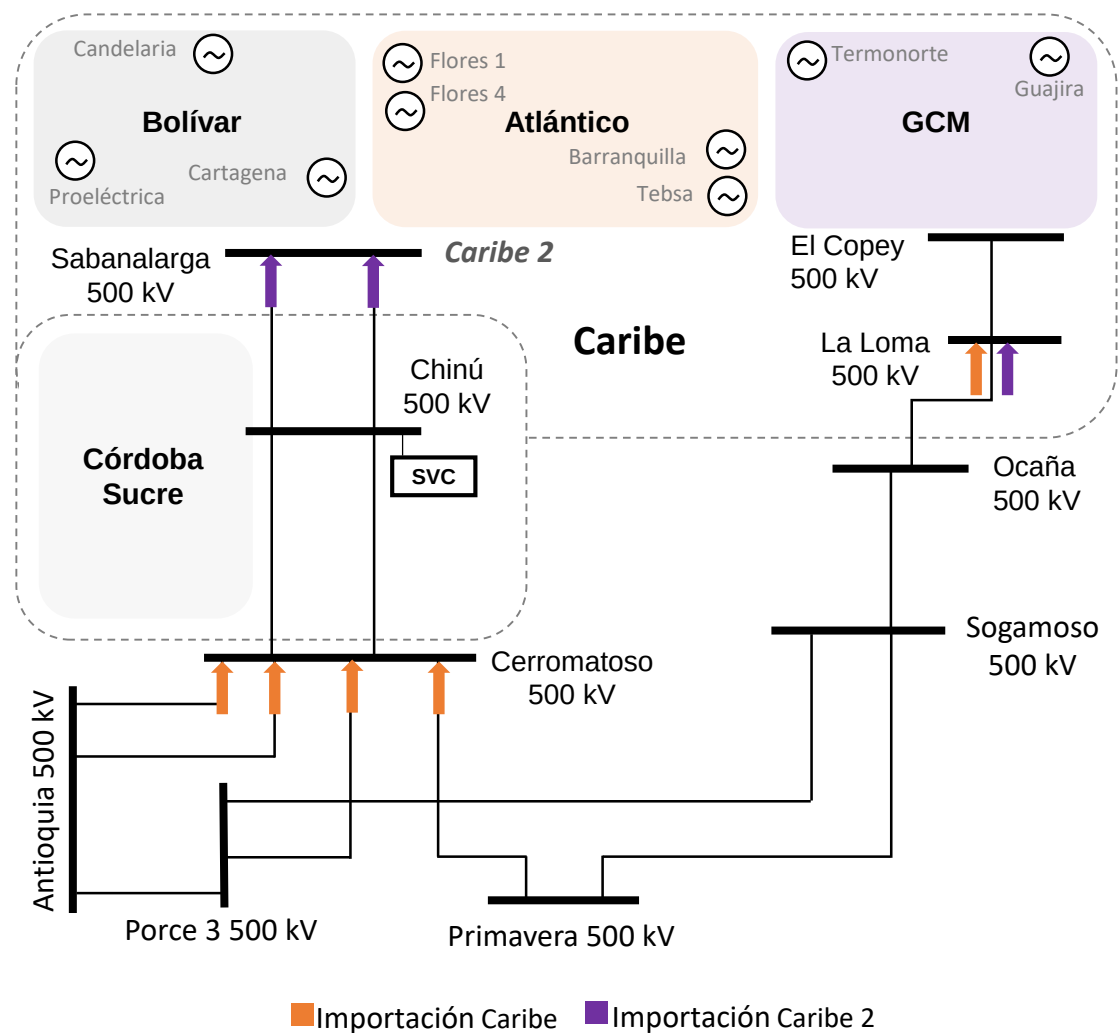
Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

156

Cortes en alerta: 89
Cortes en emergencia: 67

La disminución de las restricciones se dio en el último año por el ingreso de proyectos de transmisión y el aumento de la capacidad de equipos existentes

Cambios operativos con la entrada en operación de circuitos a 500 kV



Caribe

Cambio en el límite de potencia del área Caribe

A partir la entrada de los proyectos relacionados a la subestación Antioquia 500 kV, el límite de importación de esta área pasa de 1500 MW a 1650 MW medido a través de Antioquia – Cerromatoso 1 500 kV + Antioquia – Cerromatoso 2 500 kV + Porce 3 – Cerromatoso 500 kV + Primavera – Cerromatoso 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV

Aumento de Confiabilidad de la red

Con la entrada de circuitos a 500 kV asociados a la subestación Antioquia, se eliminan restricciones relacionada a la magnitud máxima de importación segura del área Caribe de 850 MW, ante N-1 de los circuitos Primavera – Cerromatoso 500 kV, Porce – Cerromatoso 500 kV

Antioquia

Con la entrada del circuito Antioquia – Porce 3 500 kV, disminuye para el área Antioquia el requerimiento de unidades para el control de tensión hasta en 2,2, aumenta la confiabilidad del área al conectar Porce 3 500 kV desde las subestaciones Antioquia y San Carlos

Nordeste

Con la entrada del circuito Porce 3 – Sogamoso 500 kV, se elimina la restricción de límite de importación del área Nordeste de 1065 MW, disminuye el requerimiento de unidades para el control de tensión del área



Refuerzo Costa Caribe:
Cerromatoso – Chinú 3 +
Chinú – El Copey 500 kV

Subestación Suria 230 kV y
Santa Helena 230/115 kV

Piloto FACTS
distribuidos
(SmartValVe)

Caribe

Modifica el limite de Importación Caribe a 2250 MW y el de Caribe 2 de un valor entre 1100 y 1300 MW a un valor entre 1350 y 1650 MW, permite aumentar el limite de importación de la subárea GCM de 580 a 630 MW, adicionalmente con este recurso el requerimiento de unidades del área baja en 4

Oriental

Representa otra entrada de potencia activa y reactiva para la subárea Meta, con lo que se eliminan las restricciones asociadas a importación de potencia de la subárea a través de los transformadores 1,2 y 3 Villavicencio 230/115 kV, Sobrecarga en estado normal de operación de Ocoa – Santa Helena 115 kV y Sobrecarga Villavicencio – Ocoa 1 y 2 115 kV ante N-1 Villavicencio – Barzal 115 kV

Antioquia

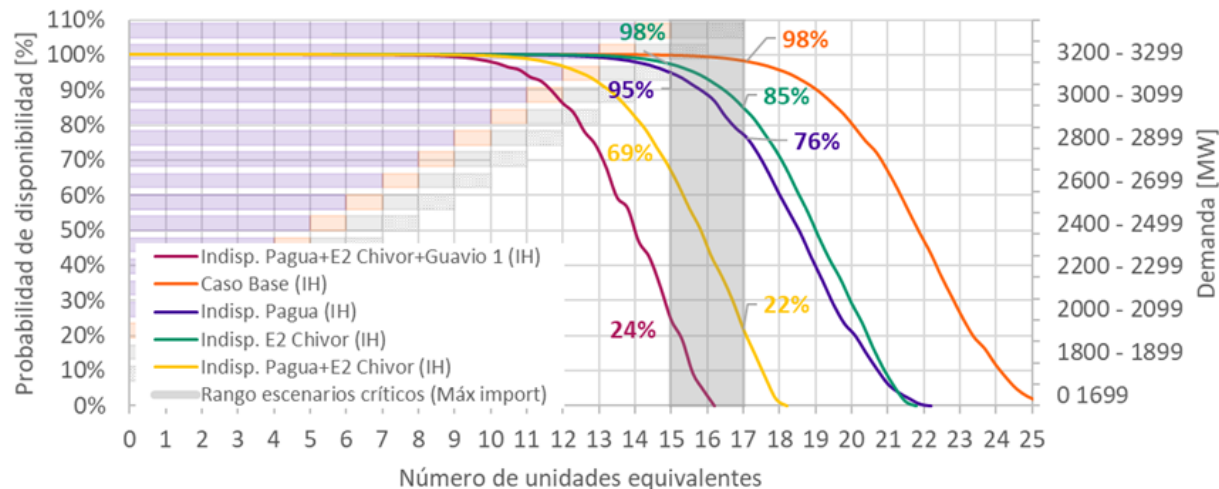
Piloto de SmartValves en Colombia, reduce las restricciones del área Antioquia asociadas a sobrecarga del circuito Ancón Sur – Envigado 110 kV

IPOELP II 2020

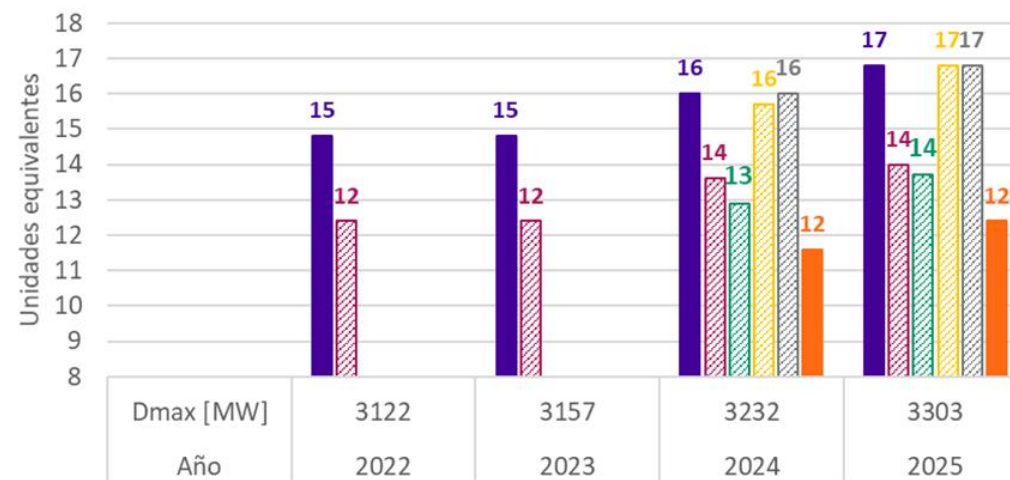
Área Oriental

Análisis de mínimo número de unidades -

Probabilidad de disponibilidad de unidades para control de tensión en al área
Oriental - Peso de Guavio 5 = 2



Unidades equivalentes requeridas para el control de tensión



■ Caso Base
■ Virginia – Nueva Esperanza 500 kV
■ Sogamoso-Norte-Nva Esperanza 500 kV
■ Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV
■ Norte 115 kV
■ Todos los proyectos en operación

HOY



Sin proyectos:
2025 – Dmax
16.8 Unds

- 98% Sin indisponibilidades
- 85% E2 Chivor
- 76% Pagua
- 22 % Pagua +Chivor

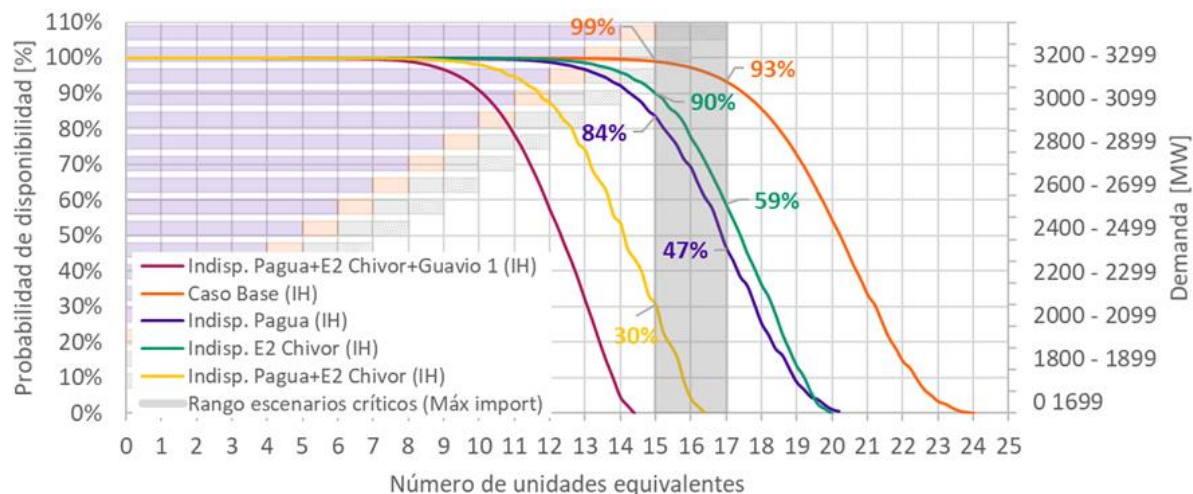


-4.4
=12.4

Todos los proyectos en
operación

- >80% En todos los casos de indisponibilidad de generación analizados

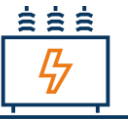
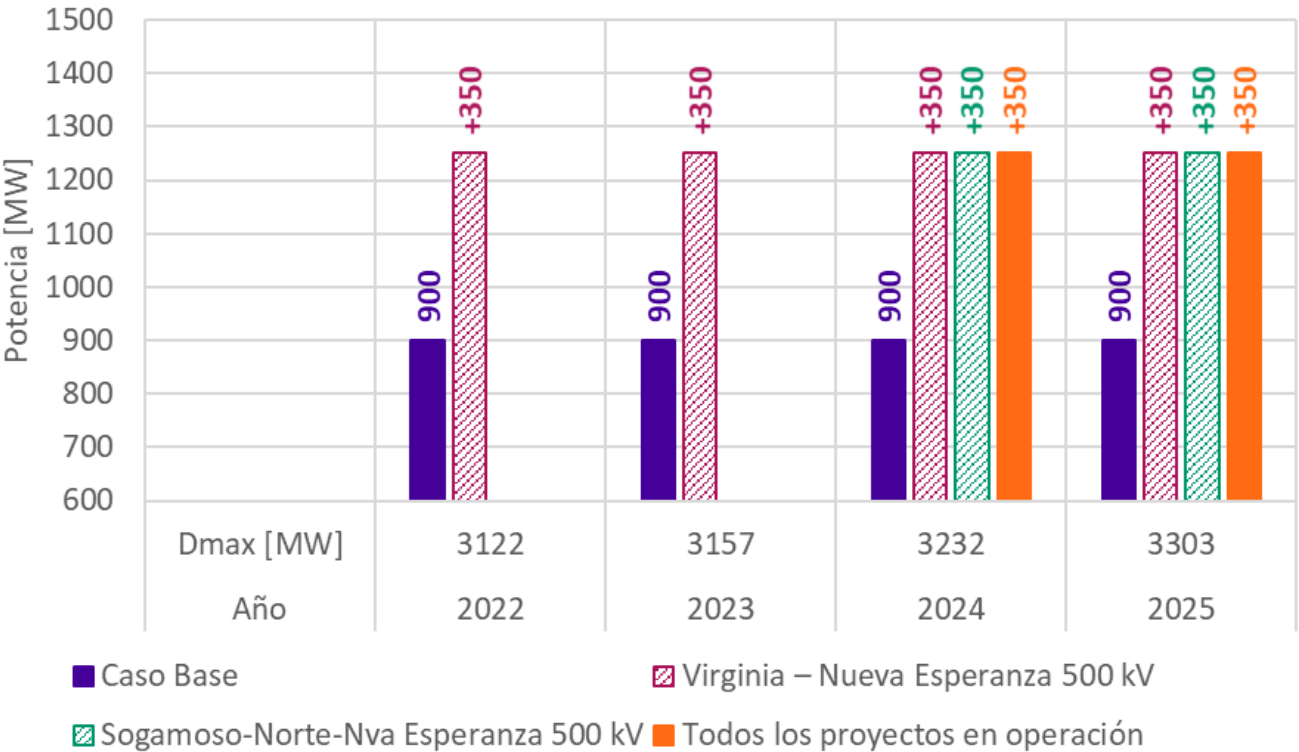
Probabilidad de disponibilidad de unidades para control de tensión en al área
Oriental - Peso de Guavio 5 = 0.2



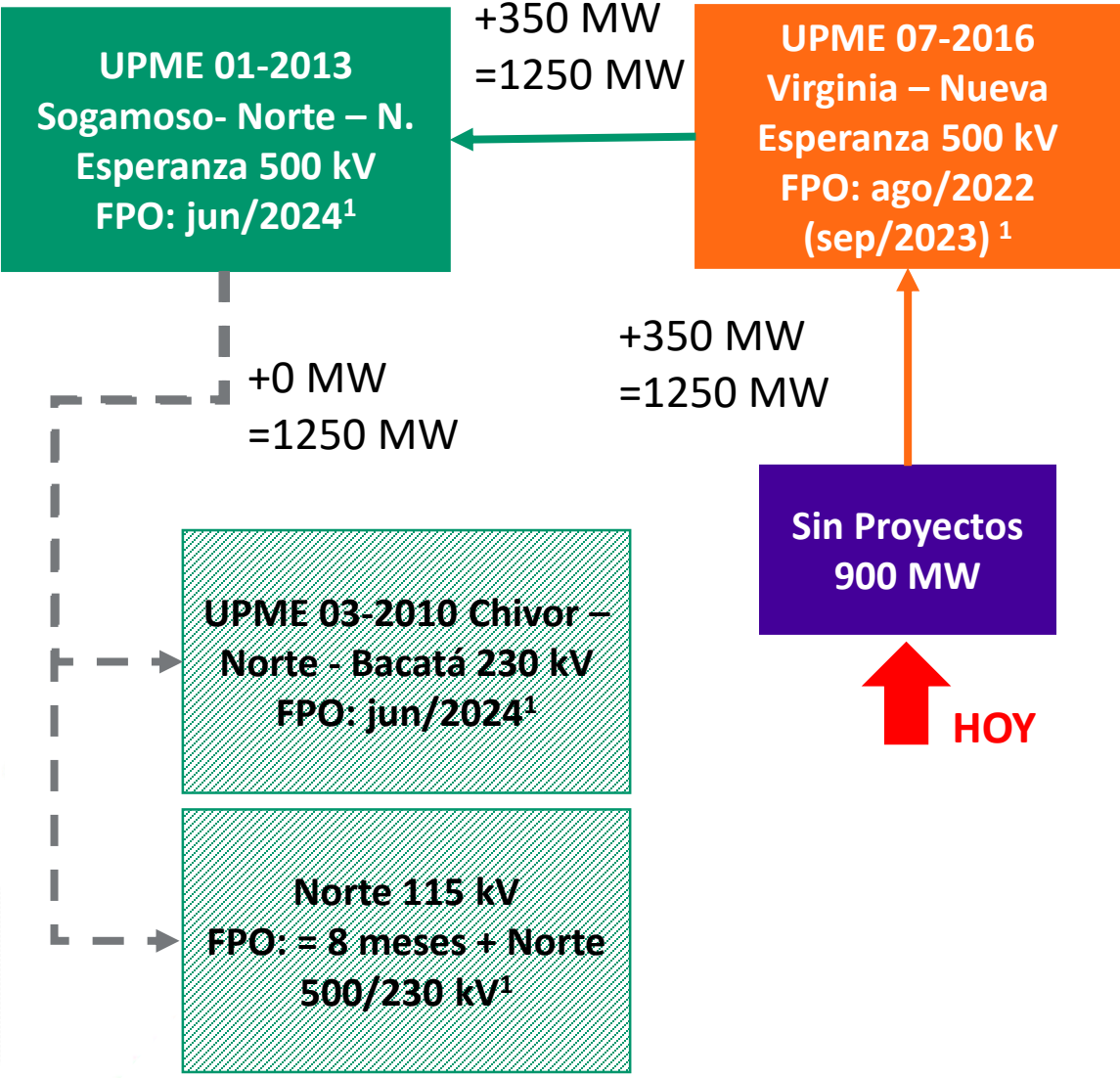
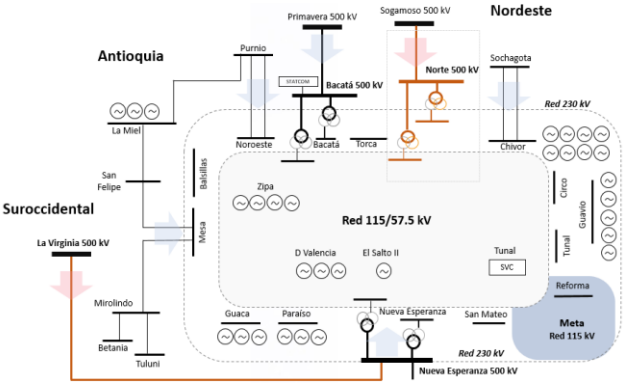
Máxima transferencia al área oriental desde la red de 500 kV



Transferencia de potencia al área Oriental desde la red de 500 kV



Nota: El elemento que impone la máxima transferencia al área Oriental desde la red de 500 kV es el transformador Nva Esperanza 1 500/120/11.4 kV



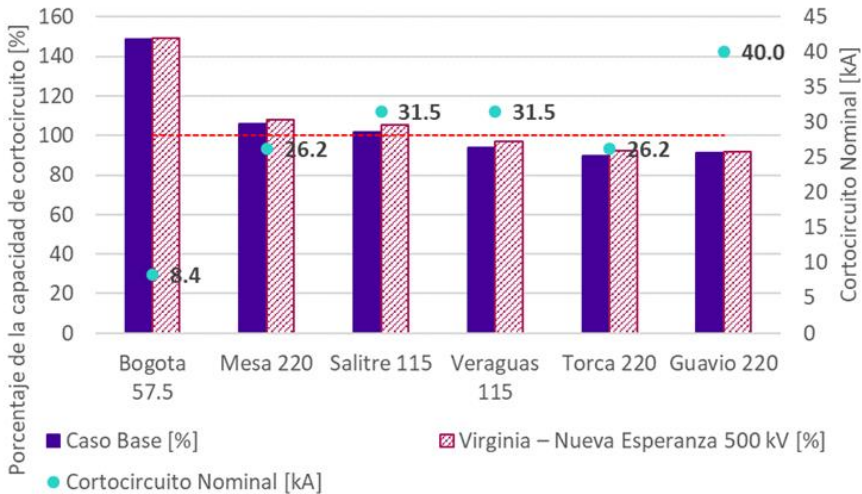
1. información de reunión con UPME, promotores y ORs de Oriental en 25/09/2020.

Análisis del nivel de cortocircuito

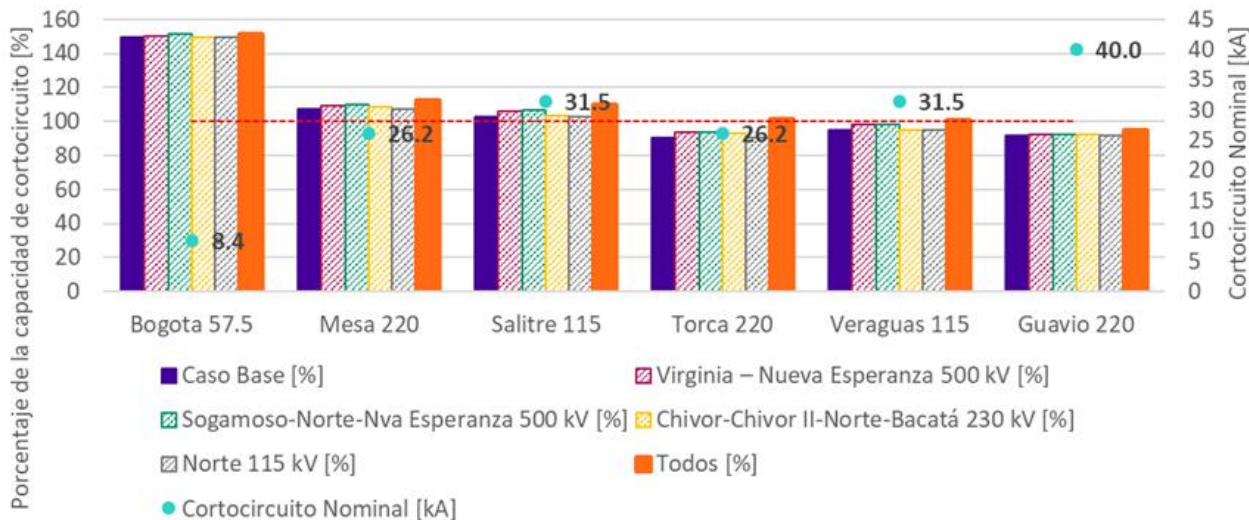


Con la entrada en operación del proyecto Virginia – Nva Esperanza 500 kV, la subestación Veraguas 115 kV alcanza niveles de cortocircuito de 97.1% y 97.8% de su capacidad nominal para los años 2022 y 2023 respectivamente.

Impacto en el cortocircuito - Subestaciones por encima del 90% de la capacidad 2022



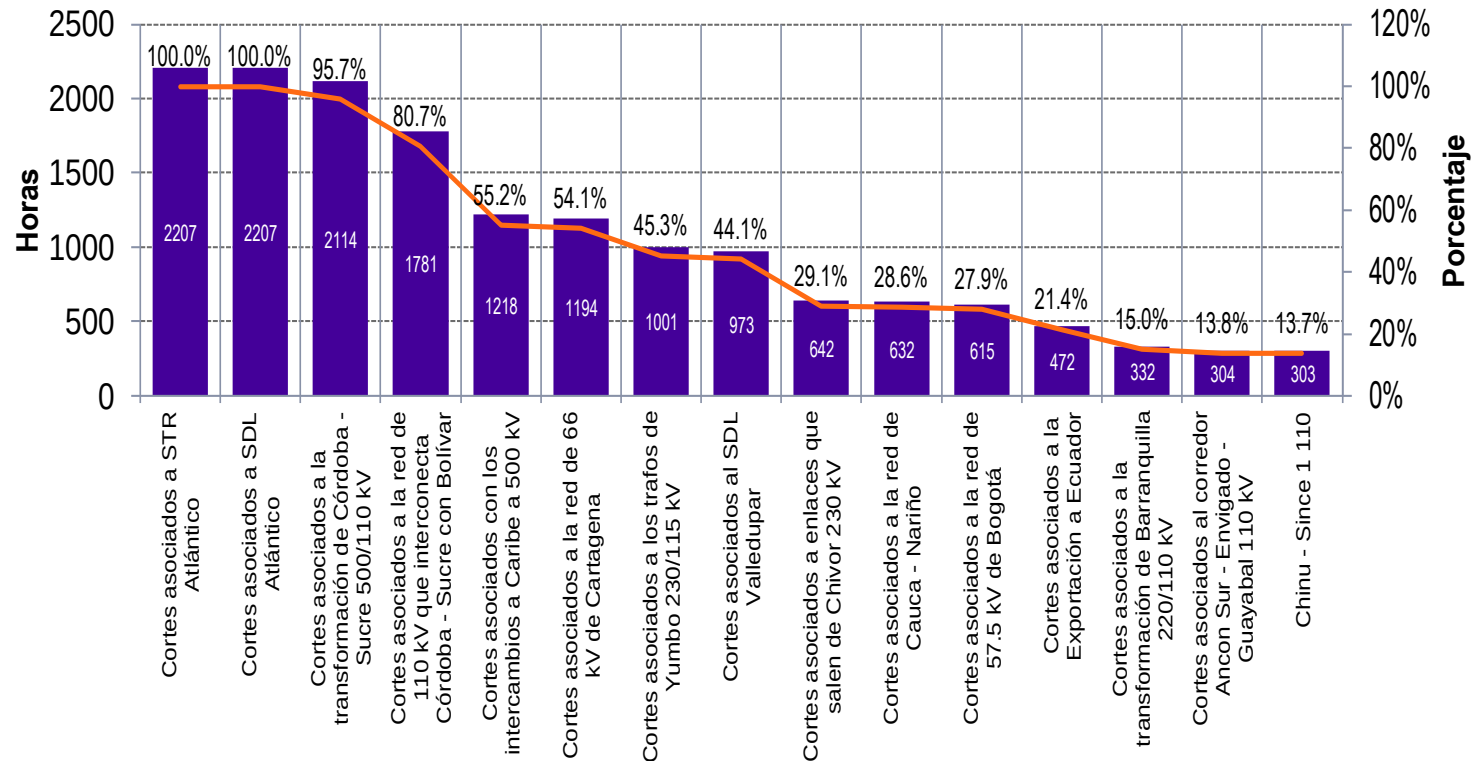
Impacto en el cortocircuito - Subestaciones por encima del 90% de la capacidad 2025



Para 2024 y 2025, las subestaciones Veraguas 115 kV y Torca 220 kV superarán el 100% de su capacidad nominal de cortocircuito, mientras que la subestación Guavio 220 kV alcanzará valores de aproximadamente el 95% de su capacidad nominal.



Análisis



- Los cortes asociados a limitaciones en la red de transporte del STR/SDL del Atlántico estuvieron activos el 100% del tiempo en el 4 trimestre de 2020.
- En este trimestre estuvieron activos el 21.4% del tiempo los cortes asociados con la exportación a Ecuador, y se pasó de 354 horas de importación a 472 horas de exportación. Este cambio se debió a las condiciones de oferta en Colombia y en Ecuador.
- Los cortes que permanecen activos la mayor cantidad de tiempo están asociados con sobrecargas en la red del área Caribe en la subárea Atlántico, Córdoba – Sucre, Bolívar y GCM.
- Se observa un incremento en el número de horas que estuvieron activos los cortes asociados a la transformación 500/110 kV de Córdoba – Sucre y los cortes asociados a los circuitos 110kV que interconecta Córdoba – Sucre con Bolívar . Esta tendencia indica un agotamiento en la capacidad transformación de Chinú 500/110 kV a medida que crece la demanda.
- Además se observa un incremento de horas cortes activos asociados al SDL de Valledupar debido al agotamiento de red que se presenta en esa zona de la red.

Varios



PSM 01 - 2021

Importancia de una adecuada coordinación desde el PSM



Permite identificar simultaneidades que puedan generar riesgos para la atención de la demanda y dar recomendaciones para minimizar riesgos.



Identificar actividades que requieran condiciones de seguridad similares y se puedan optimizar.



Disminuye probabilidad de reprogramación en la semana previa al programación de los trabajos.

Aspectos regulatorios en relación al PSM.

El acuerdo **CNO 963** define:

“Para la adecuada coordinación del Programa de Mantenimiento se realizarán reuniones de coordinación por áreas operativas, con la participación del CND y todos los agentes con influencia en la operación o mantenimiento de activos en el área”

Las reuniones se realizarán como mínimo cuatro semanas antes de la fecha donde se realiza la solicitud del programa.

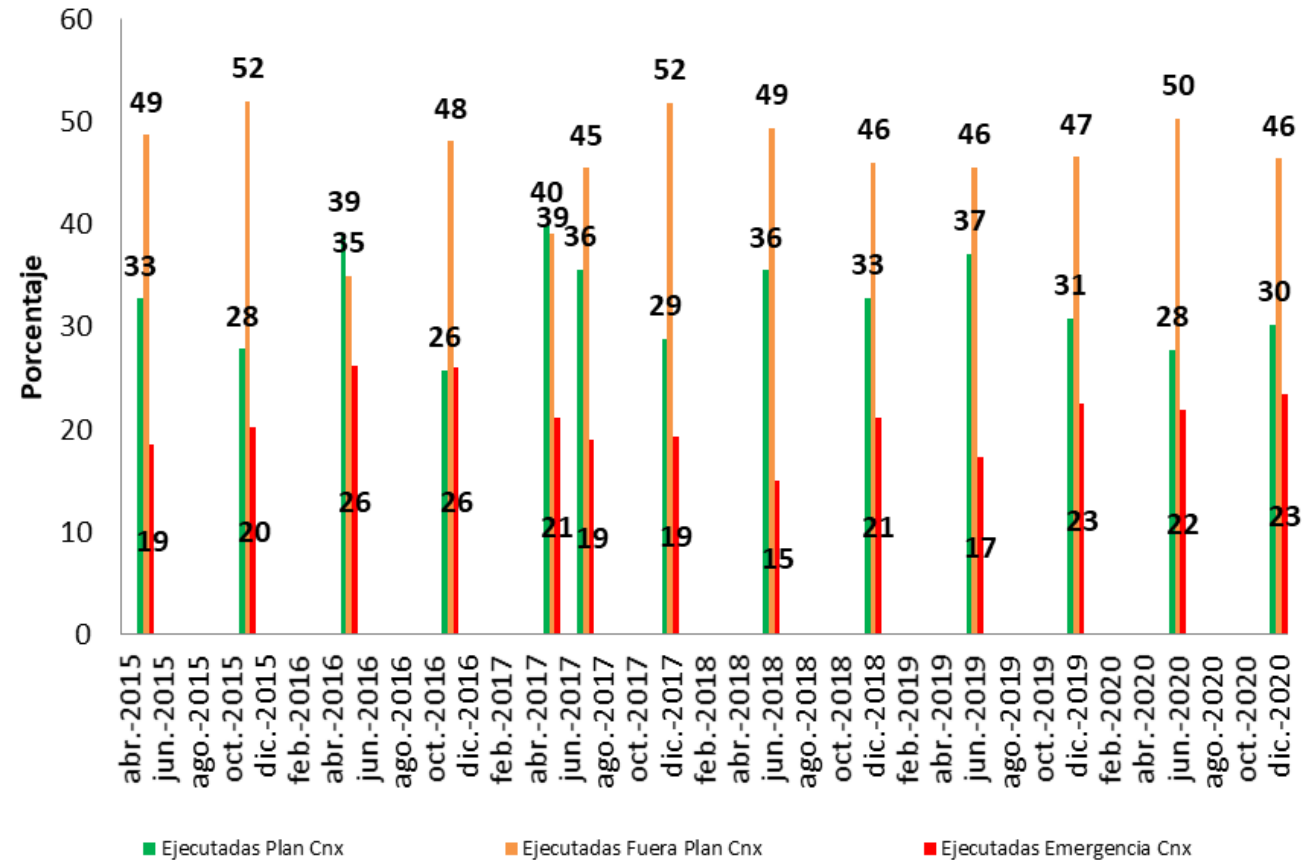
- Primer semestre: 1 de marzo
- Segundo semestre: 1 de septiembre

Los agentes deben enviar su programa preliminar de mantenimientos, en el **formato establecido por XM**, mínimo 10 días calendario antes de la realización de la reunión

El PSM será aquél que se encuentre ingresado y solicitado a más tardar las 23:59 horas del 1 de marzo y 1 de septiembre de cada año.

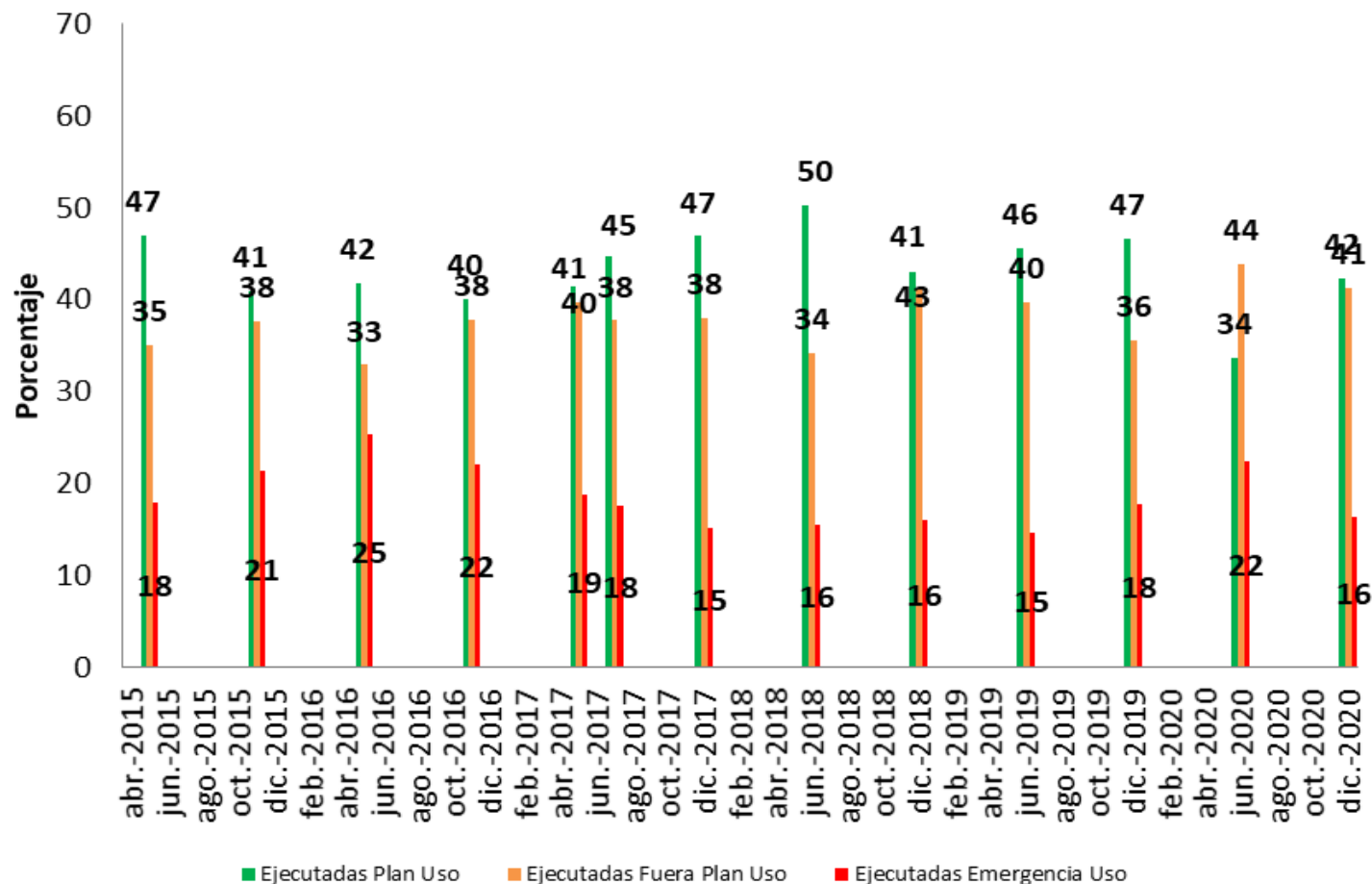
Las modificaciones realizadas después de esta hora serán consideradas como Cambios al Programa de Mantenimiento.

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



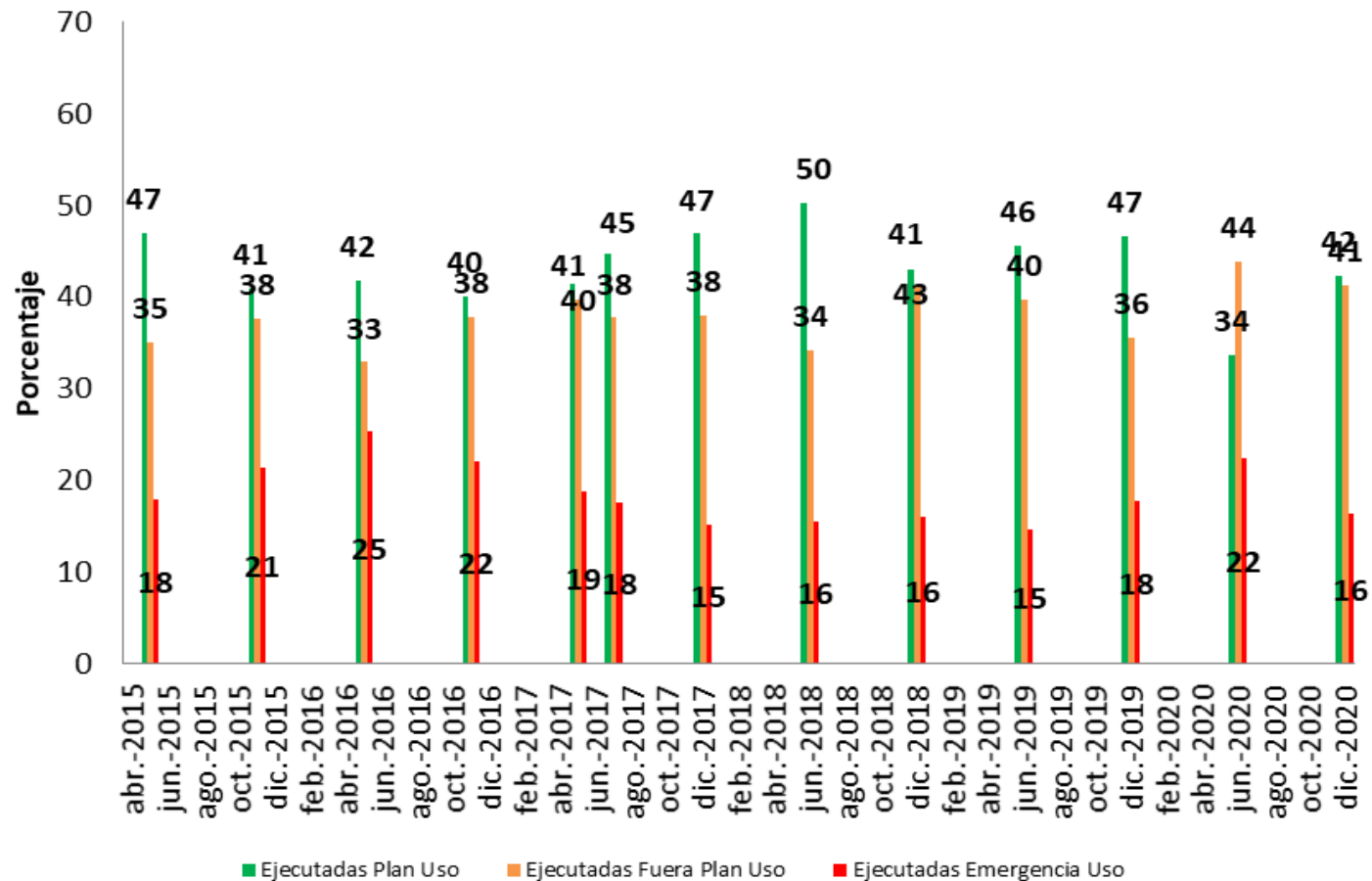
Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



Reuniones primer plan 2021.



Caribe

*AFINIA, AIR – E, TERMOCANDELARIA,
CELSIA, EMGESA, GEB, GECELCA, ITCO,
PRIME, TERMOBARRANQUILLA,
TERMOCOL, TRANSELCA y URRÁ.*

Se recibieron 1083 consignaciones

Nordeste

ESSA, CES, INTERCOLOMBIA,
DISTASA, CENS, **EBSA**, GENSA,
ENELAR

Se recibieron 227 consignaciones

El 3 y 4 de abril se tiene programada salida simultanea de Guavio (revisión del túnel de conducción) y una etapa de Chivor (4 unidades)

Oriental

ENEL CODENSA, EMSA, GEB,
ITCO, AES

Se recibieron 417 consignaciones

Antioquia

EPM, ISAGEN, ITCO, DISPAC

Se recibieron 452 consignaciones

En qué estamos trabajando para mejorar la coordinación del PSM?



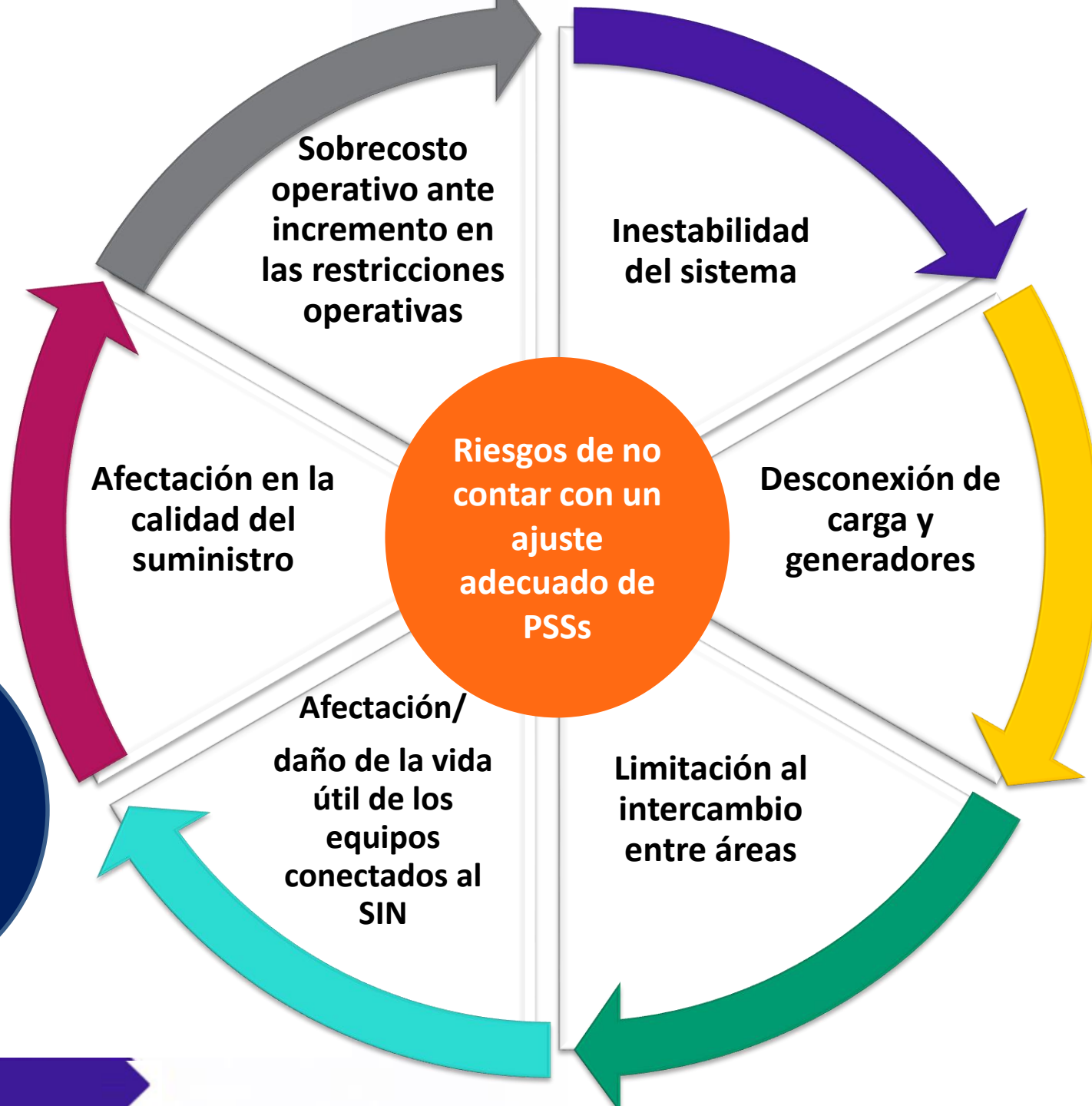
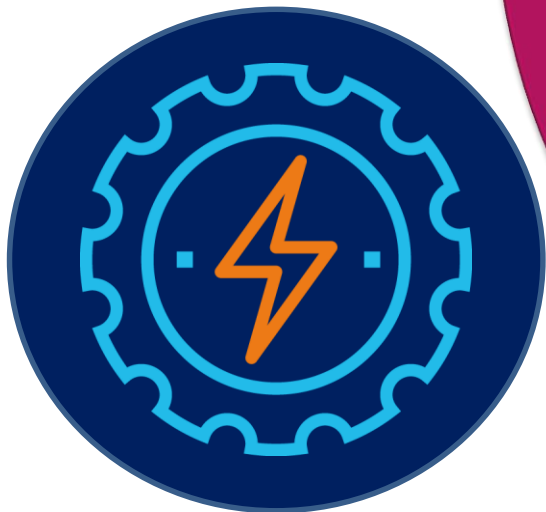
Creación de Base de
Datos
Agentes – PSM

Portal para el envío
preliminar por parte
de los agentes

Revisar formato para
el envío de la
información
preliminar

Ajuste de PSSs en del SIN

RIESGO OPERATIVO



RIESGO DE SOBRECOSTO

Procedimiento de ajuste



AJUSTE DE PSSs DEL SIN

Entrada en operación, modernizaciones, cambios de parámetros, cambios en las condiciones del sistema



XM provee información sobre los modos de oscilación del SIN y características de la red

Criterios de ajuste

Agente generador realiza el estudio de ajuste



Revisión conjunta entre XM y agente del estudio ajuste

Agente generador realiza el ajuste en campo, previo concepto favorable de XM



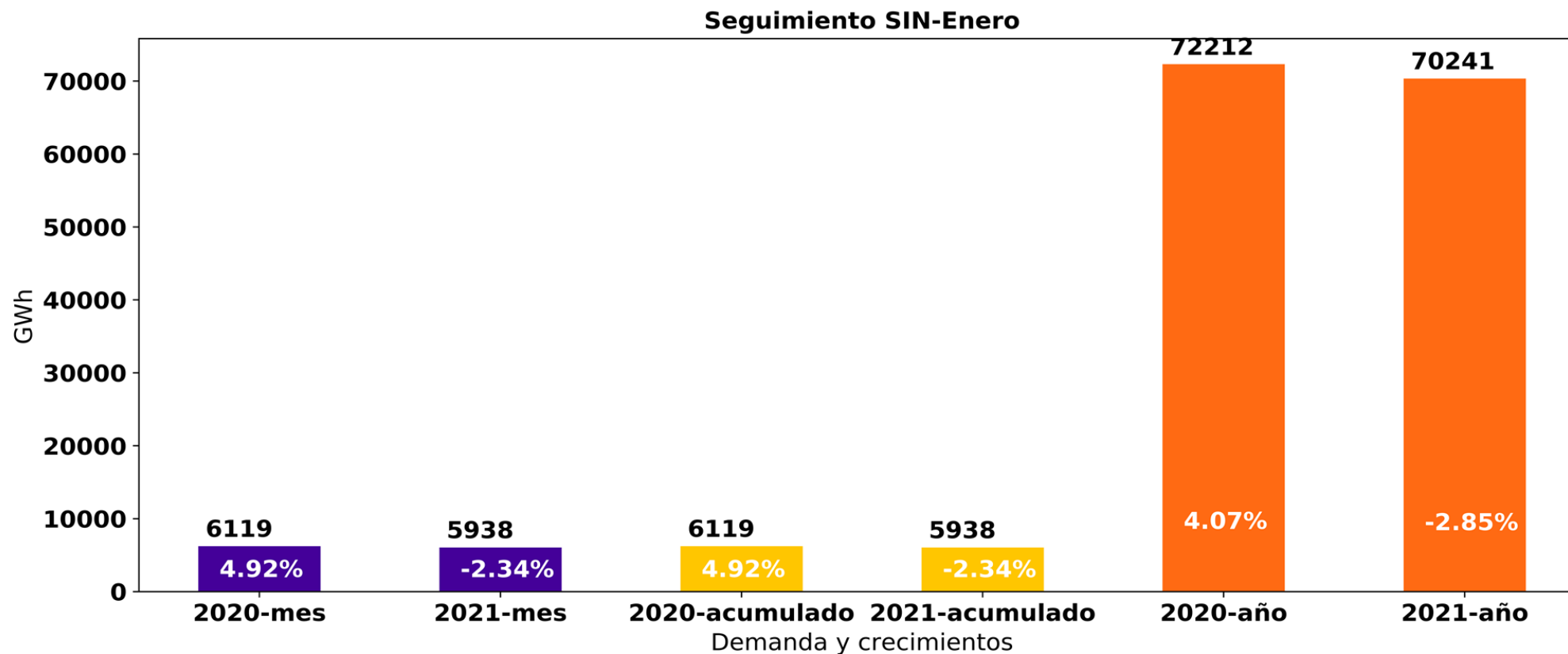
Seguimiento al desempeño del PSS

Responsabilidad compartida:
Agentes + XM



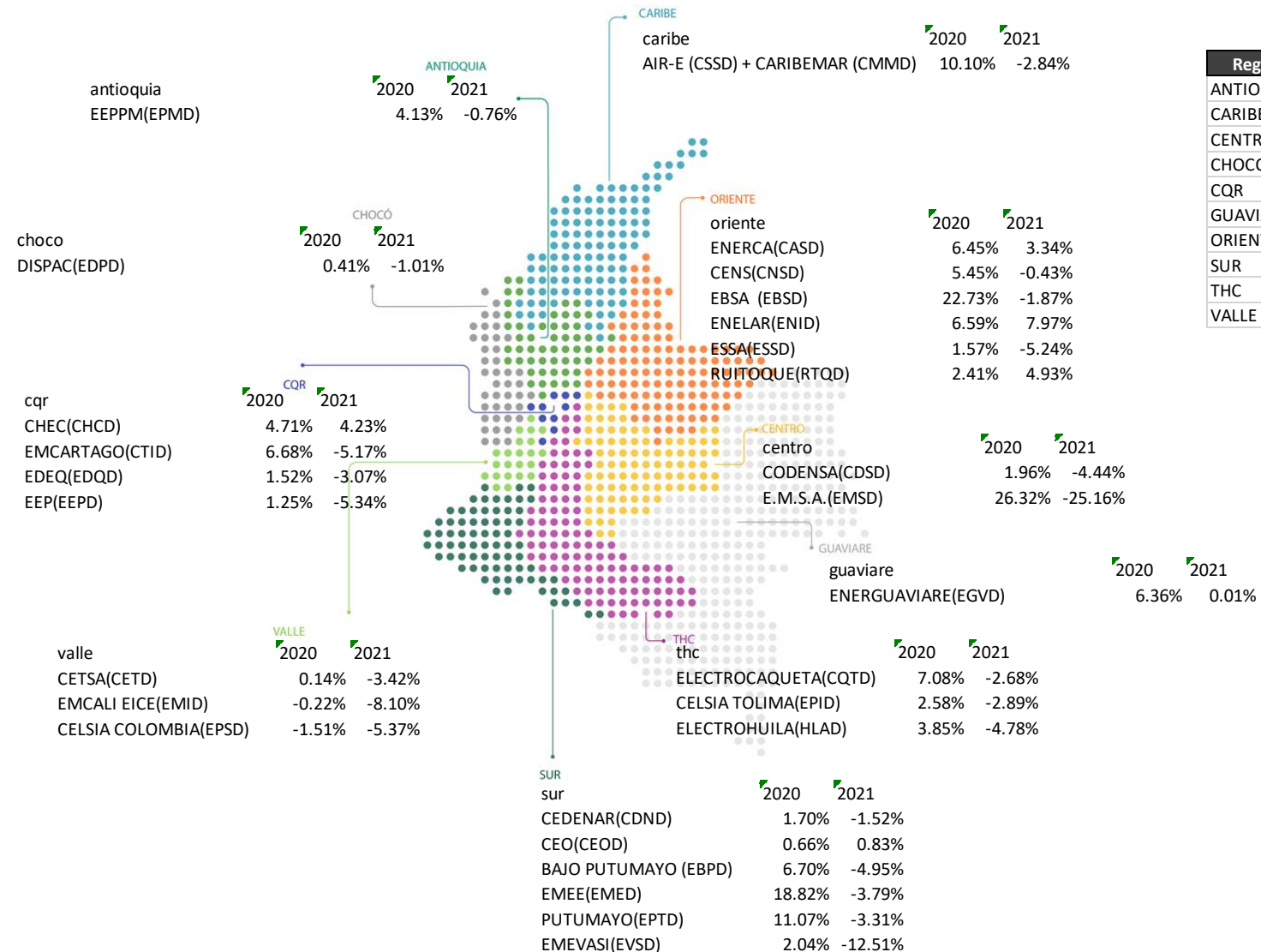
Anexos

Demanda de energía del SIN Enero 2021



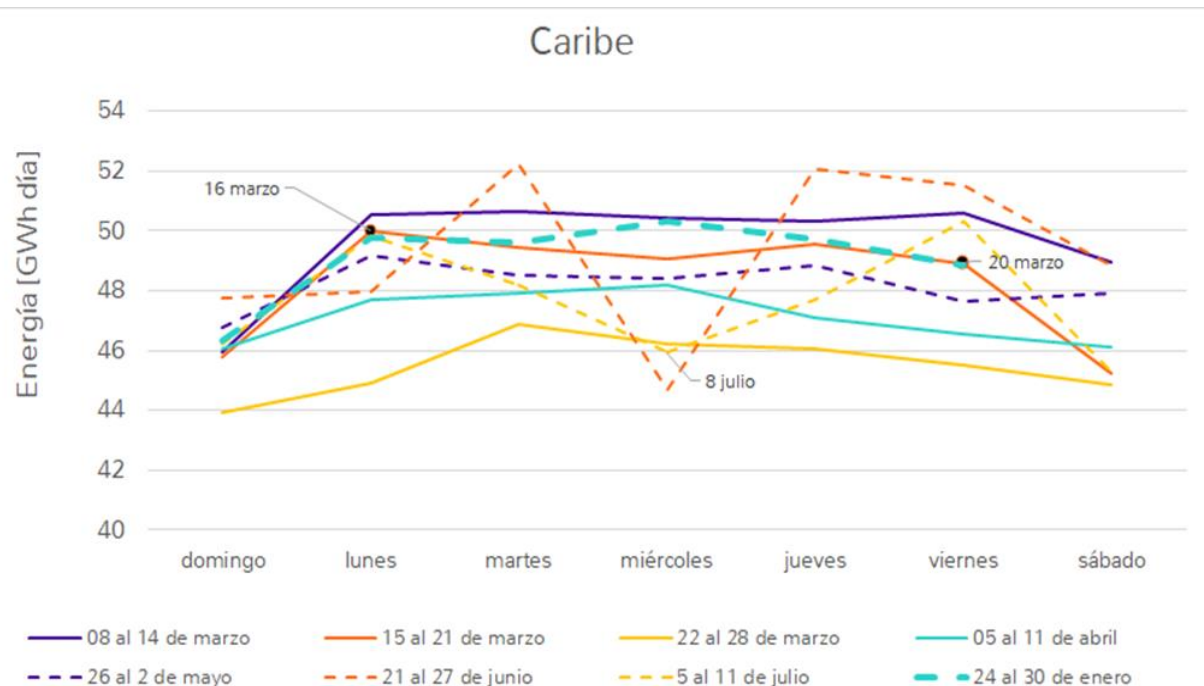
mes	2020-mes				2021-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4290.17	21	204.29	5.06%	3802.05	19	200.11	-2.05%
SAB	782.17	4	195.54	4.14%	933.57	5	186.71	-4.52%
FEST	1046.95	6	174.49	4.92%	1202.08	7	171.73	-1.59%
TOTAL	6119.29	31	197.40	4.92%	5937.70	31	191.54	-2.34%

Demanda de energía por operadores de red y región Enero 2021



Región	2020-01-01--2020-01-31	2020-01-01--2020-01-31%	2021-01-01--2021-01-31	2021-01-01--2021-01-31%
ANTIOQUIA	814.31	4.13%	805.15	-0.76%
CARIBE	1498.06	10.10%	1454.68	-2.84%
CENTRO	1441.28	4.60%	1335.46	-7.15%
CHOCO	21.64	0.41%	20.71	-4.21%
CQR	249.43	3.50%	248.94	-0.02%
GUAVIARE	5.66	6.36%	5.47	-3.22%
ORIENTE	631.08	7.93%	612.24	-2.85%
SUR	167.68	1.84%	166.05	-0.84%
THC	252.91	3.48%	242.68	-3.88%
VALLE	586.60	-0.71%	545.43	-6.88%

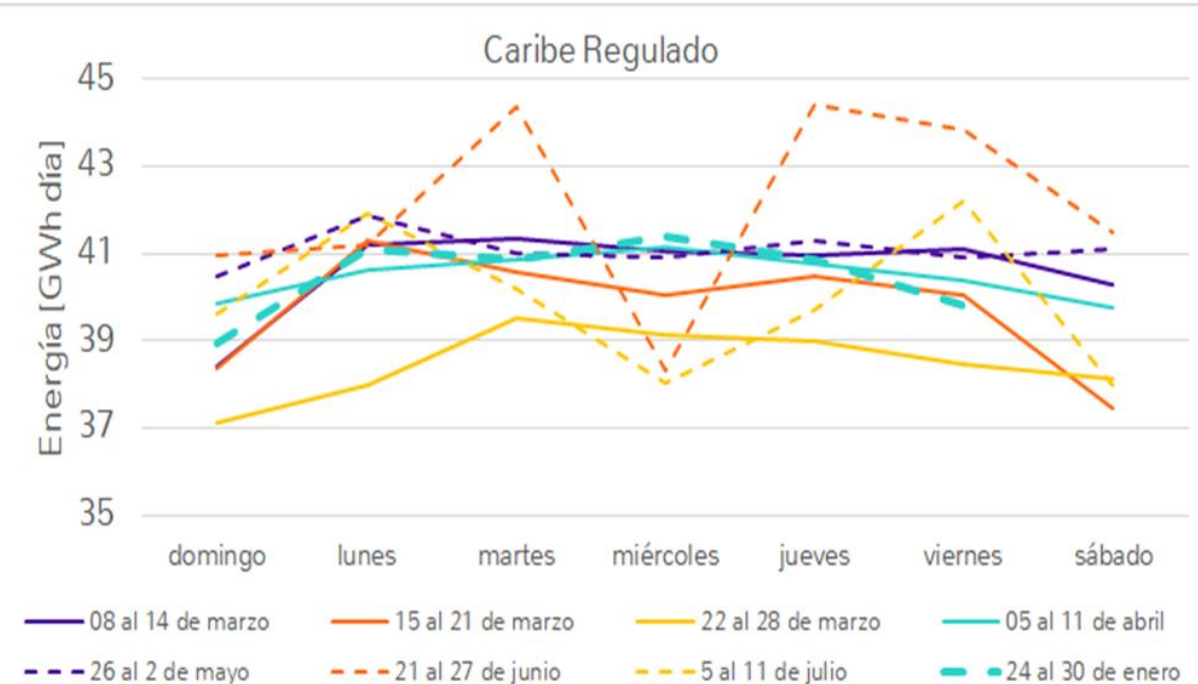
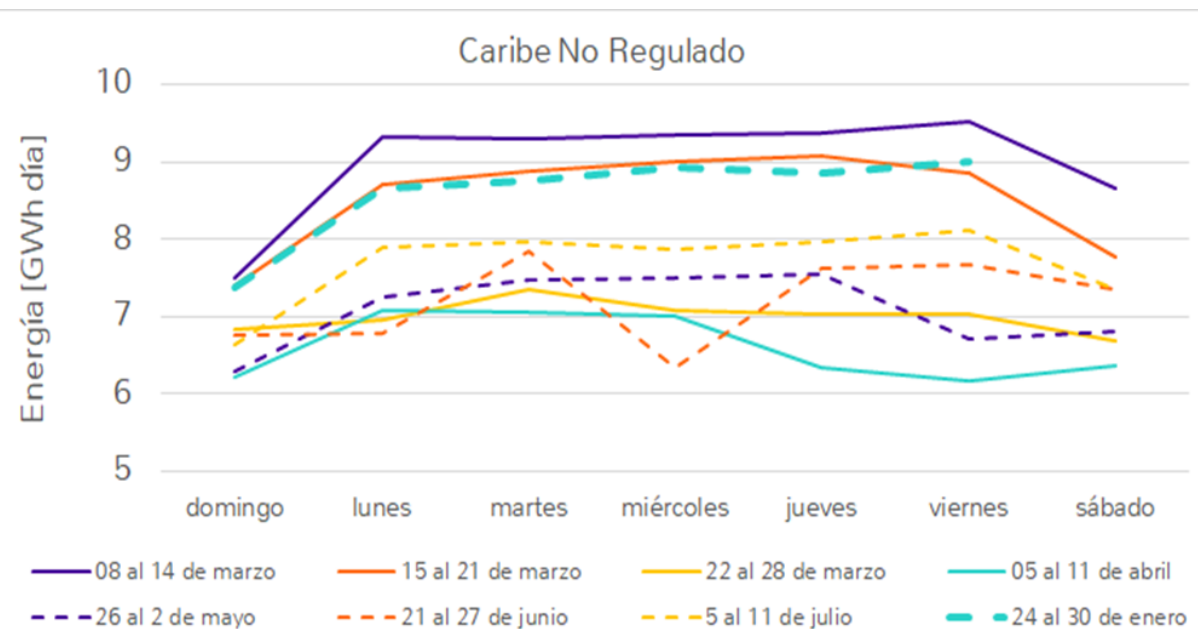
Caribe



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

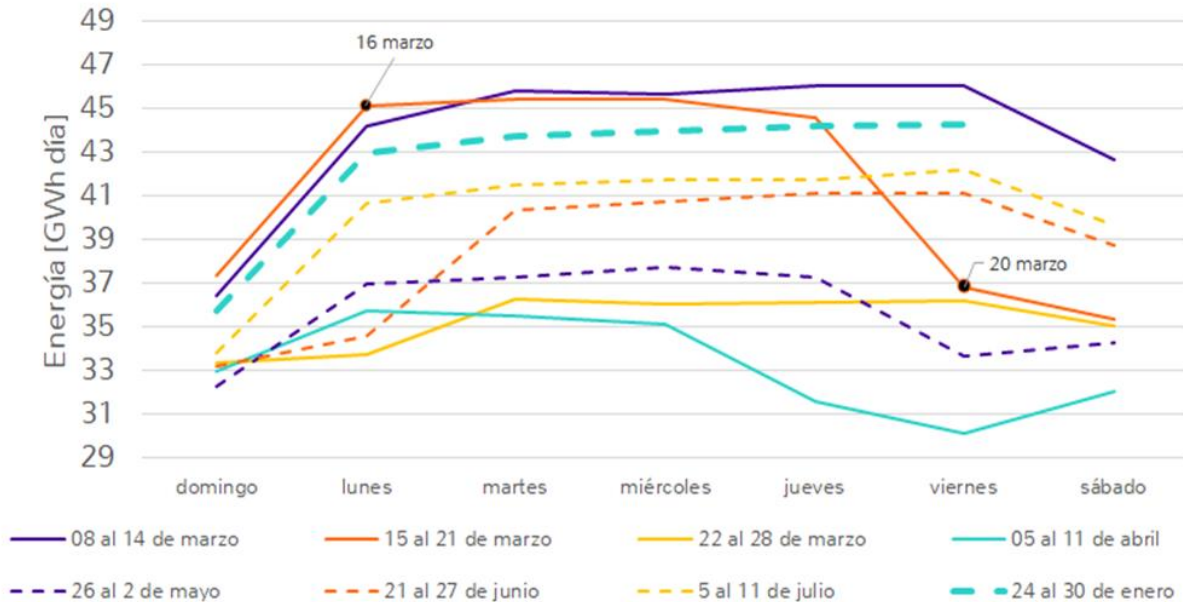
Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, disminuciones cercanas al -1.6% en promedio, donde la regulada ha aumentado un 0.6% y la no regulada ha disminuido cerca de un -11.5% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, Caribe representa el 25.8% de la demanda nacional



Cundinamarca y meta

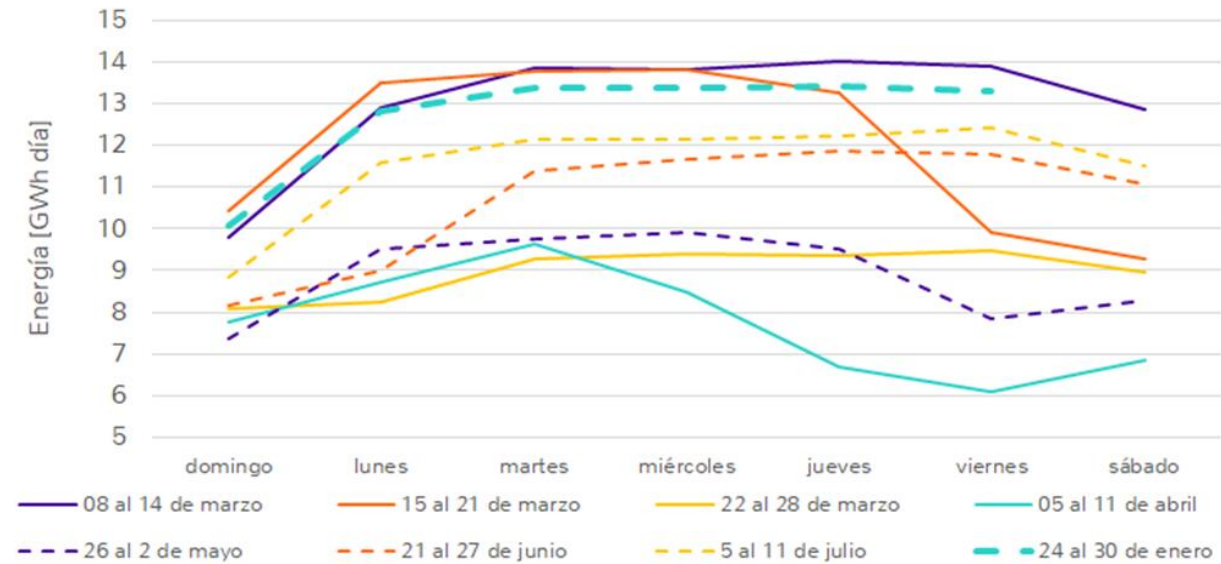
Cundinamarca y meta



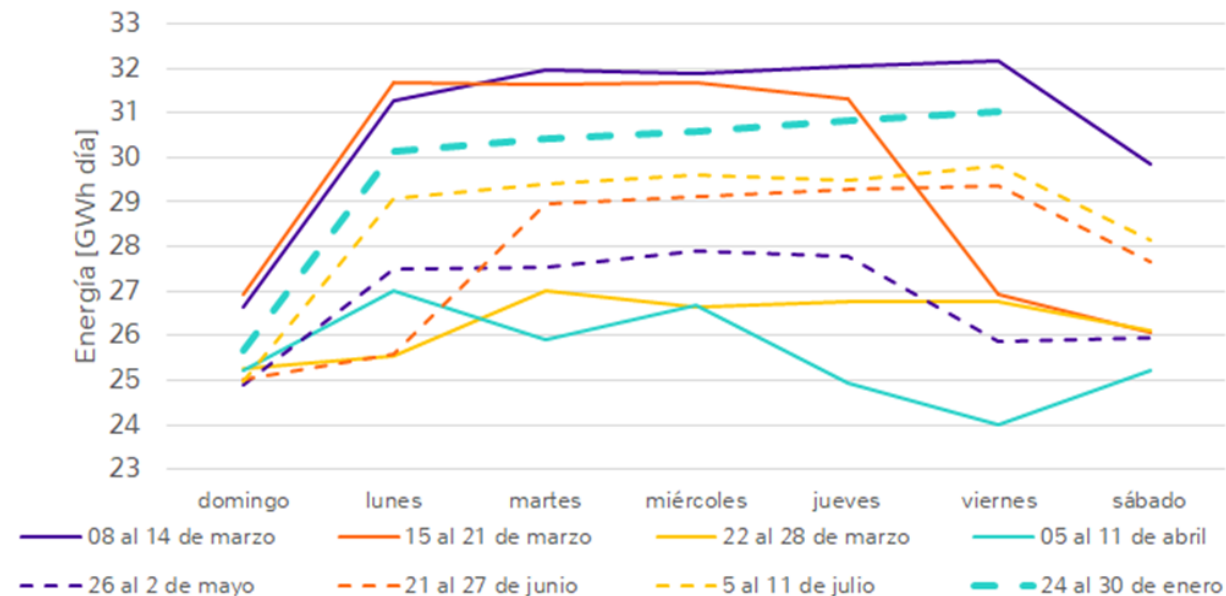
Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, disminuciones cercanas al -9.8% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -7.9% y la no regulada cerca de un -14.3% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, Cundinamarca representa el 21.0% de la demanda nacional

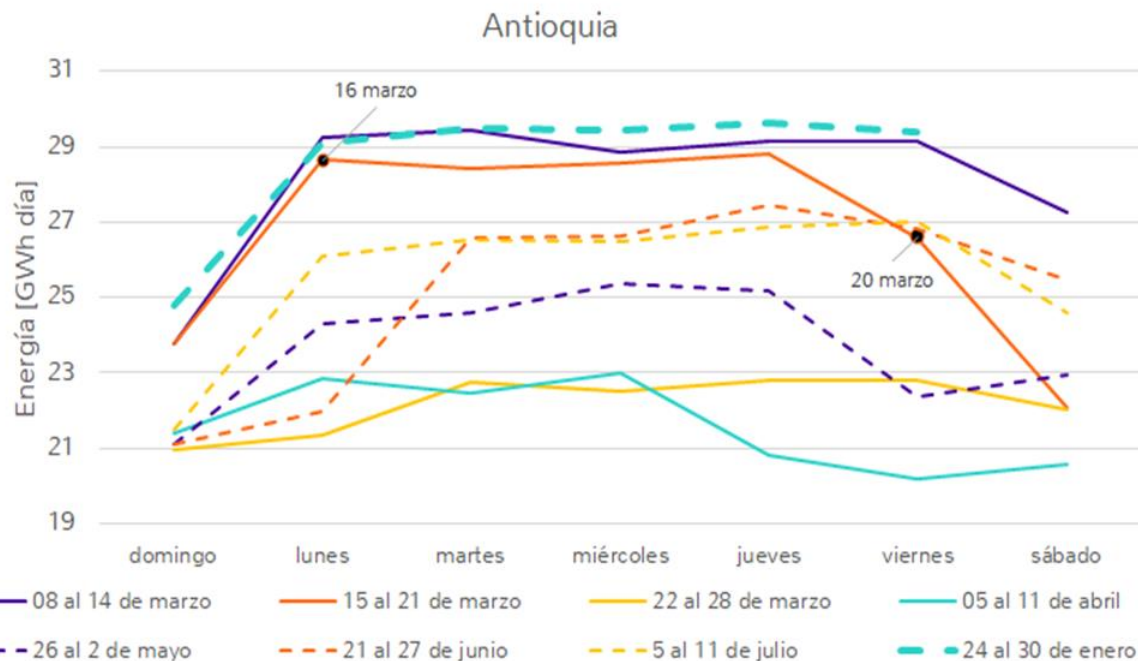
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

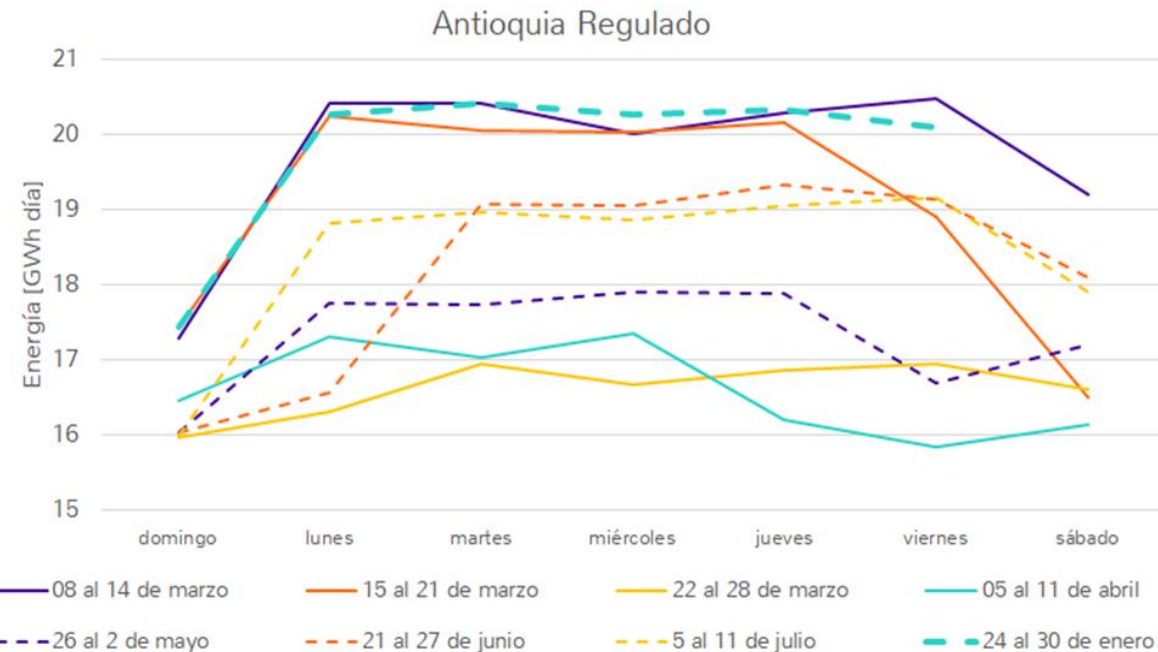
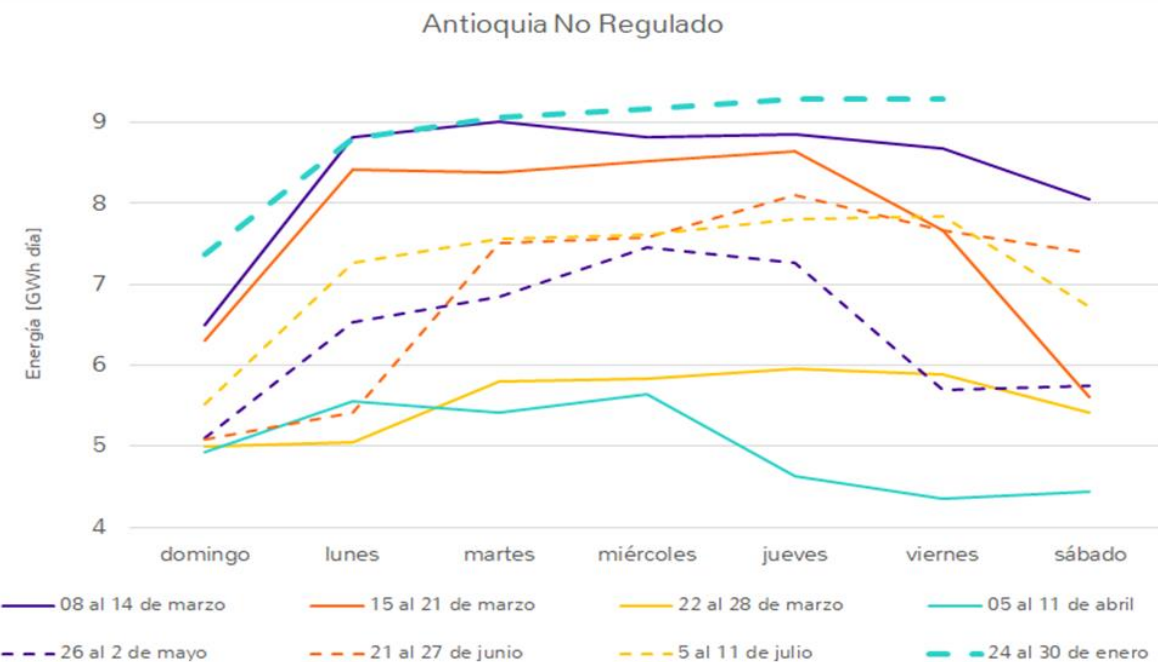


Antioquia

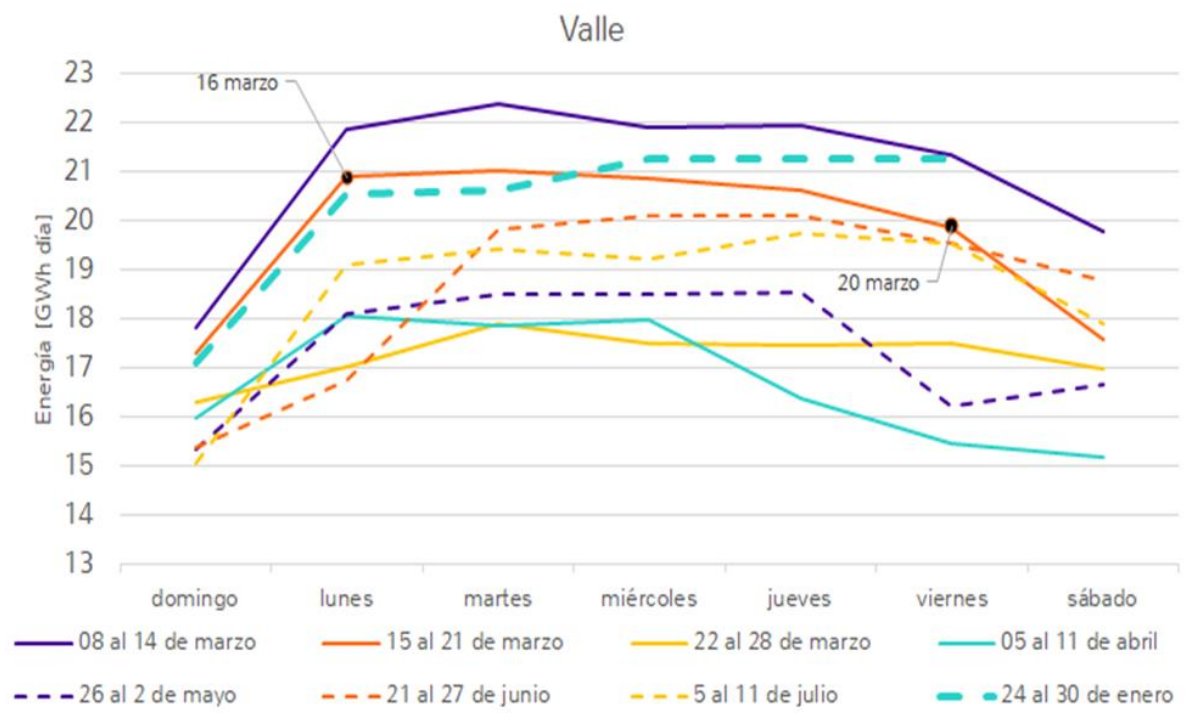


Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, disminuciones cercanas al -8.1% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -6.3% y la no regulada cerca de un -12.2% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, Antioquia representa el 13.6% de la demanda nacional

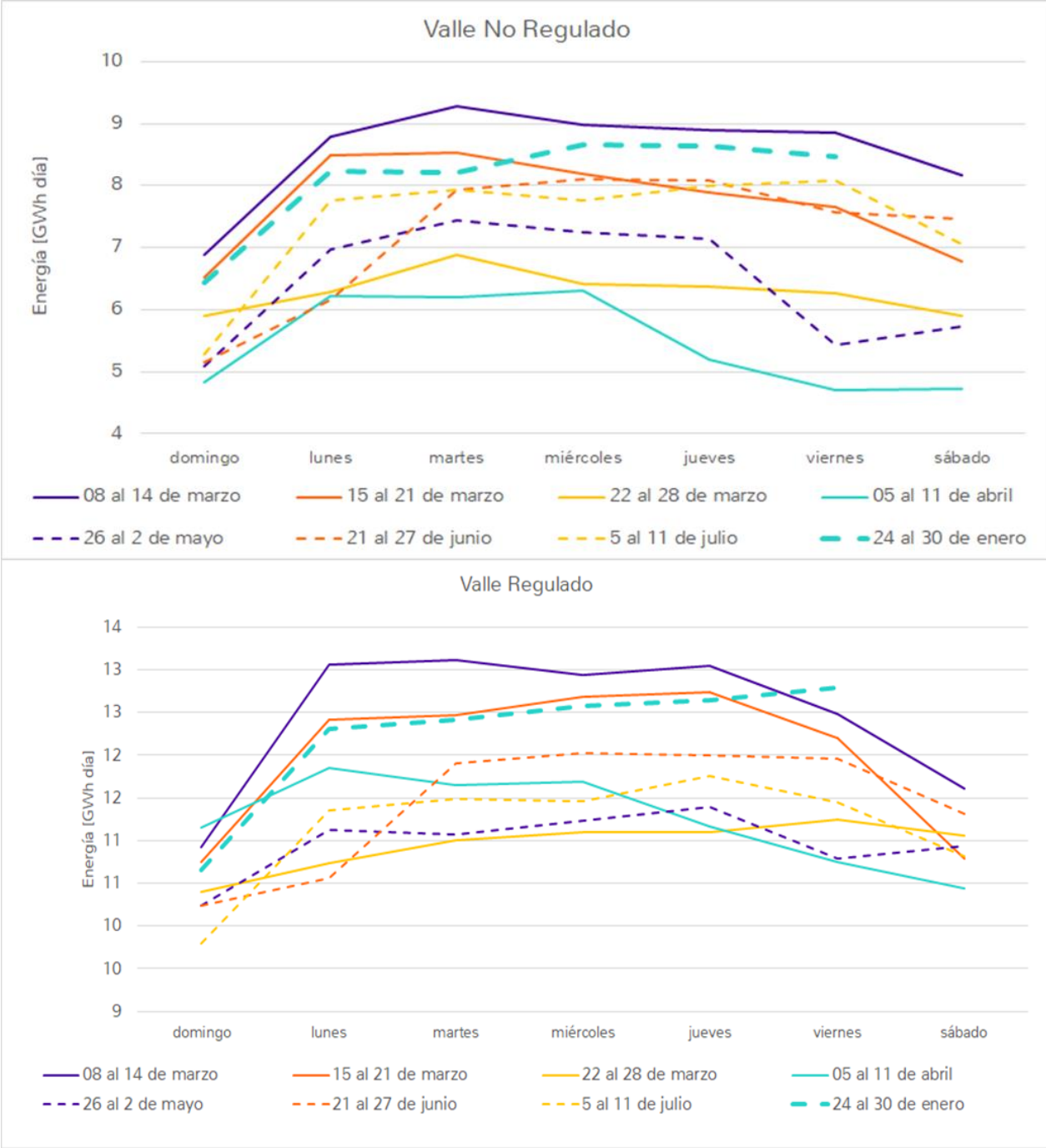


Valle

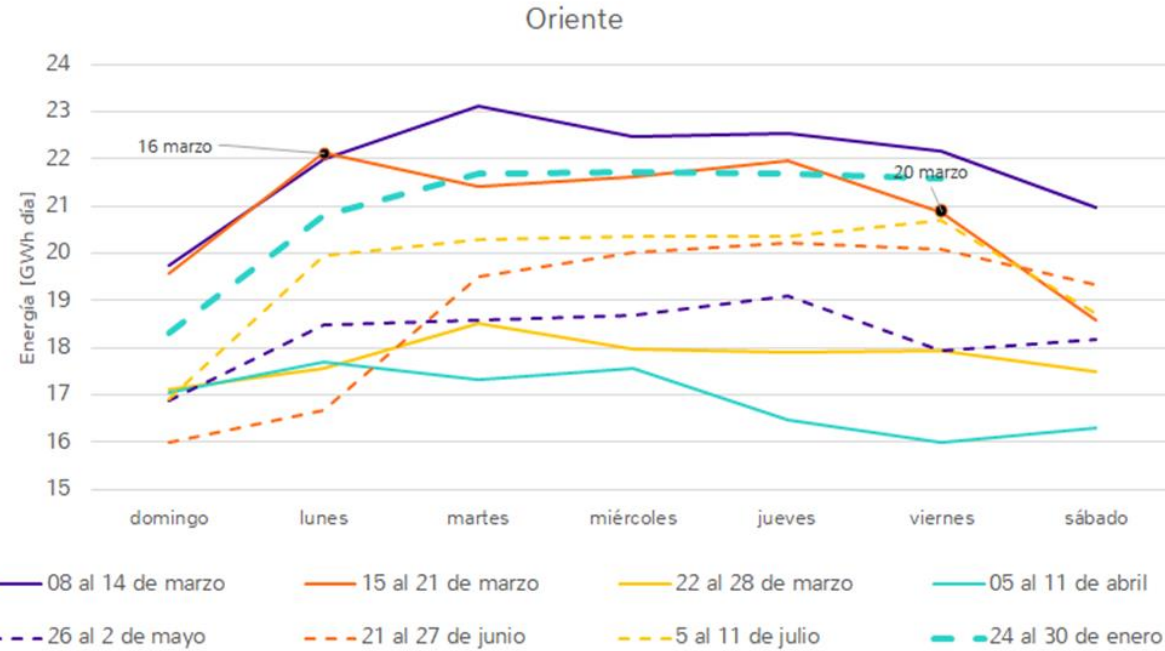


Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, disminuciones cercanas al -9.8% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -7.0% y la no regulada cerca de un -14.0% en promedio. Desde el jueves Santo la demanda se redujo más que las semanas anteriores de aislamiento preventivo.

Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, Valle representa el 10.0% de la demanda nacional



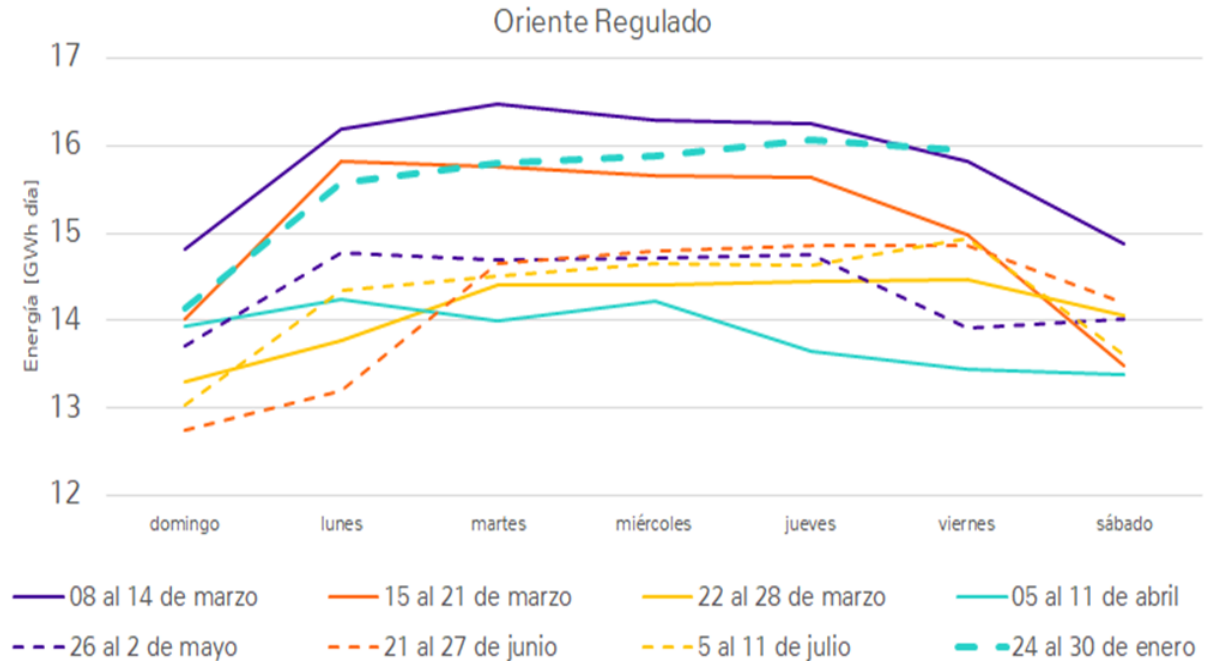
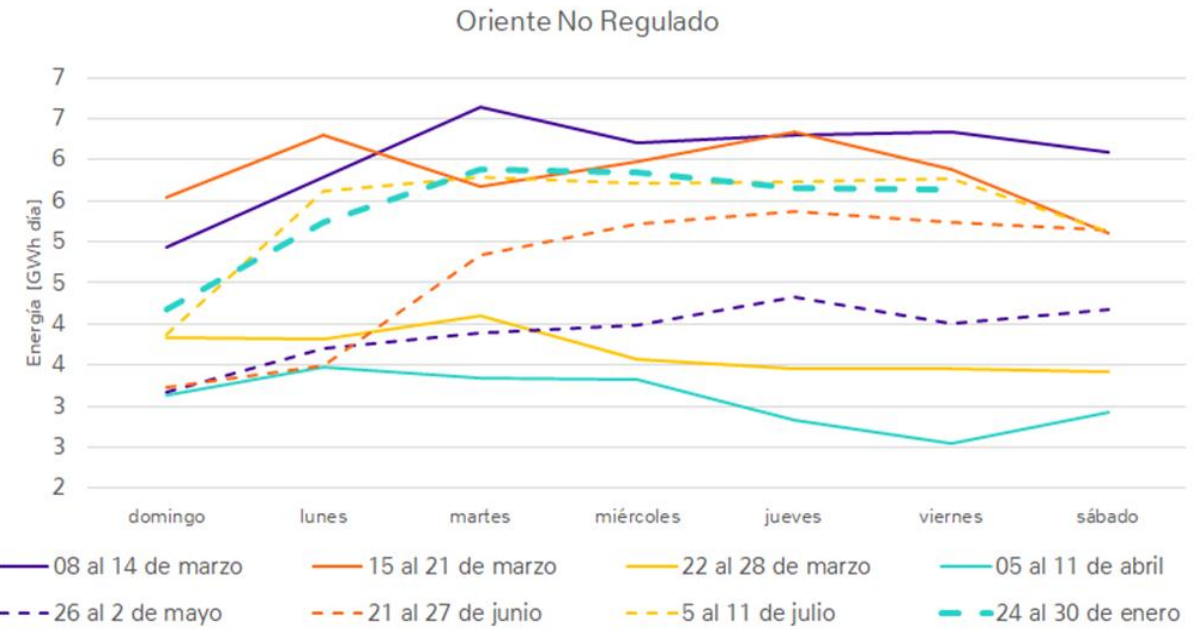
Oriente



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

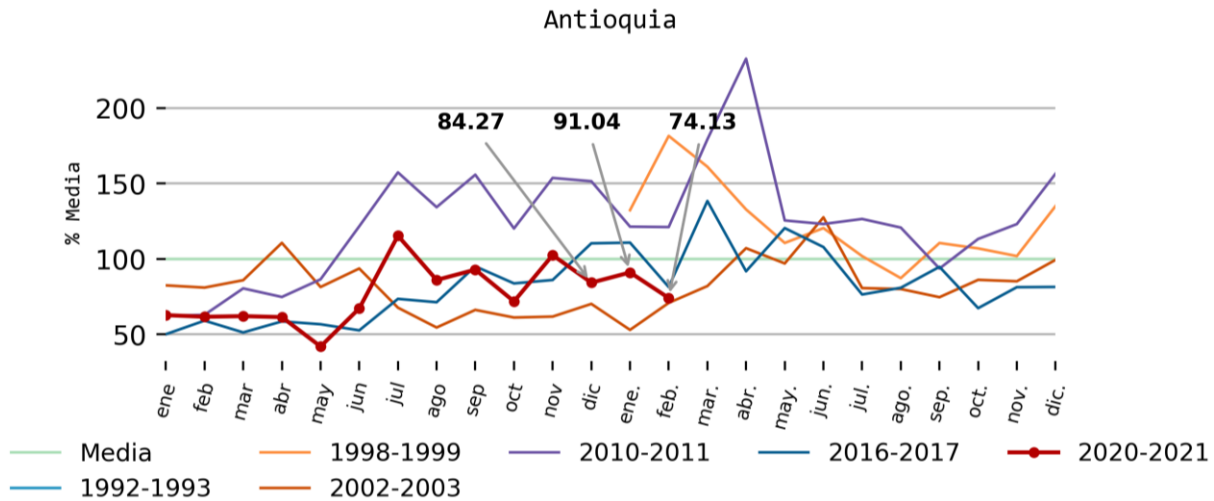
Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, disminuciones cercanas al -9.6% en promedio, donde la regulada se ha reducido un -6.7% y la no regulada cerca de un -17.3% en promedio.

Desde el 20 de marzo al 29 de enero de 2021, oriente representa el 10.4% de la demanda nacional.

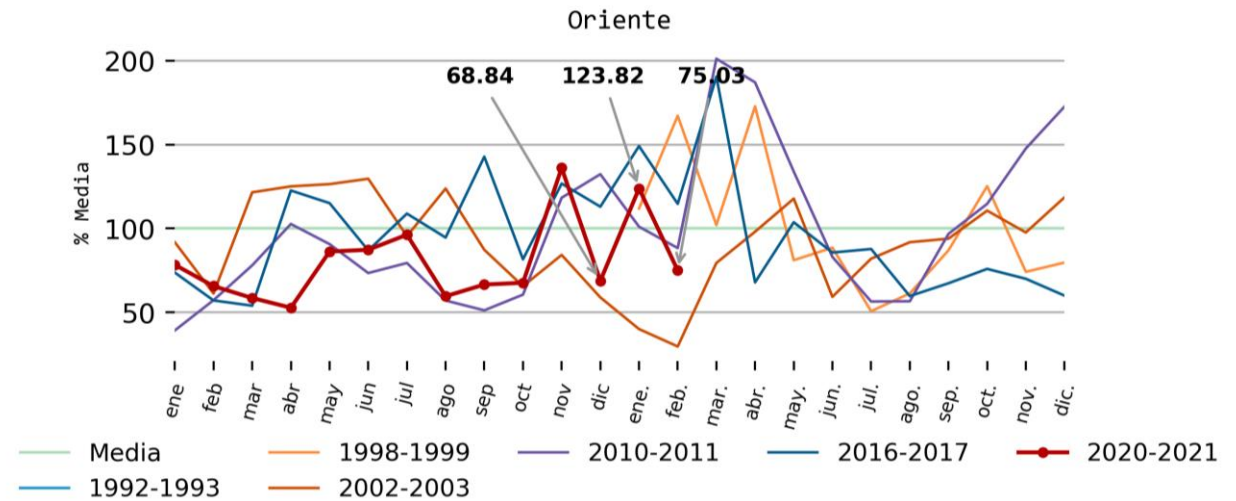


Aportes por regiones

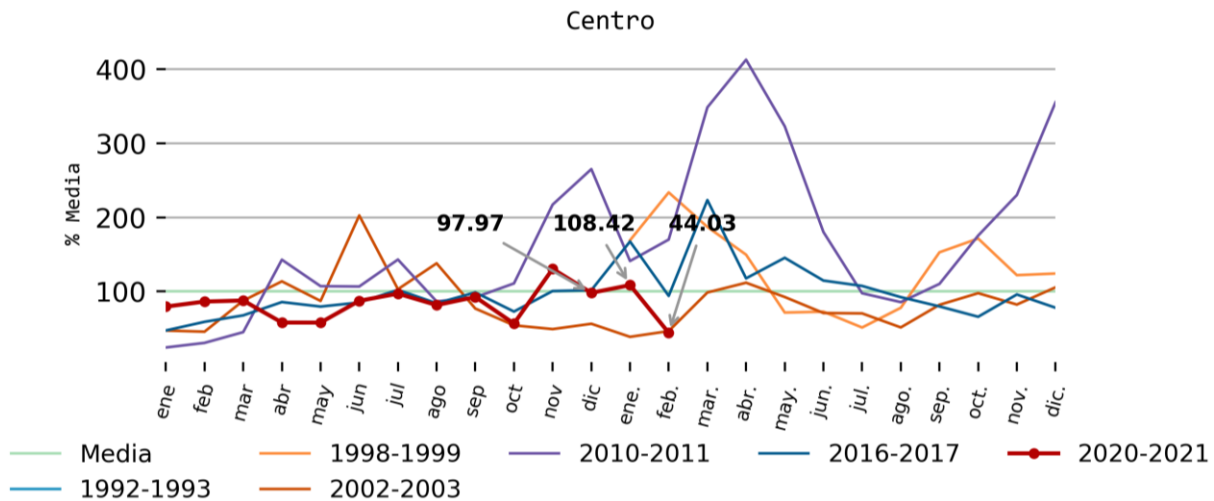
Antioquia



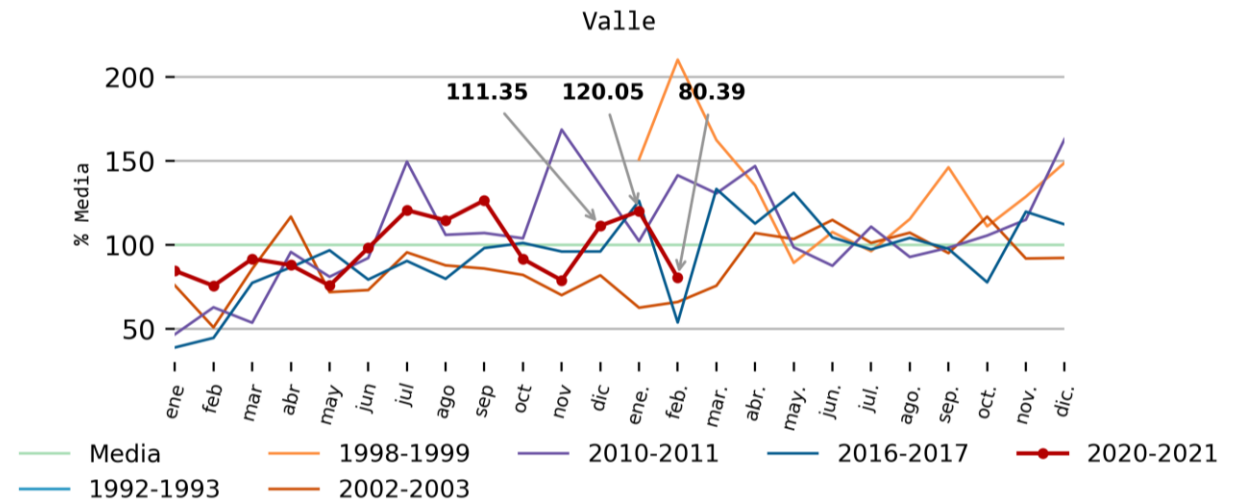
Oriente



Centro



Valle



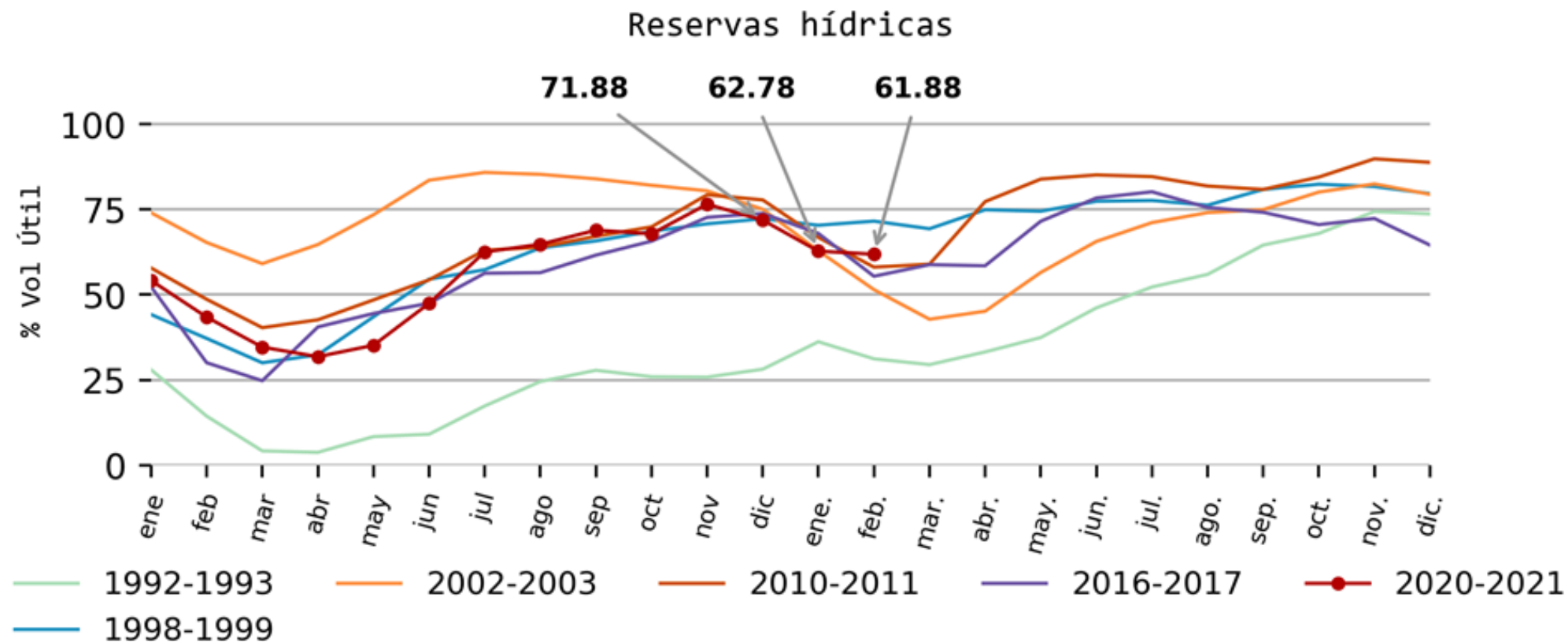
Información hasta el 2021-02-02

Similitud ENSO e hidrología

Información actualizada el 2021-02-03

Reservas del SIN

Cantidad de agua almacenada en los embalses

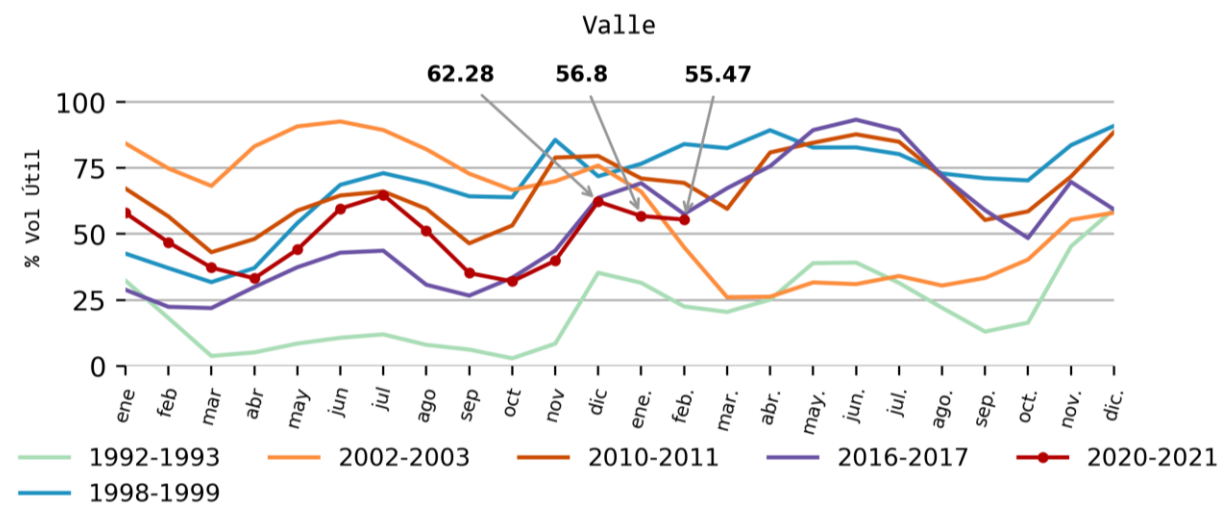
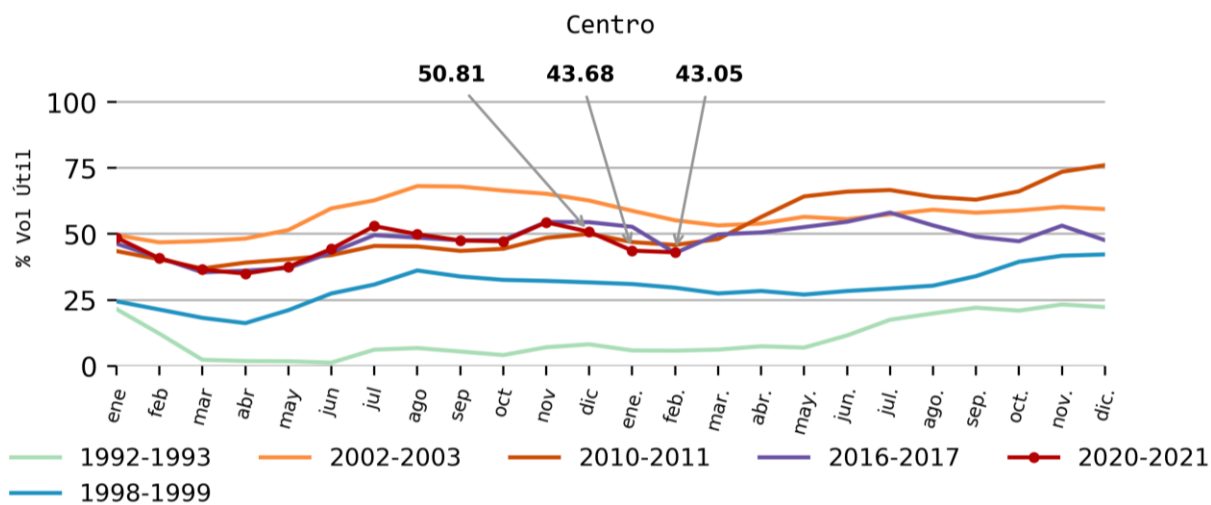
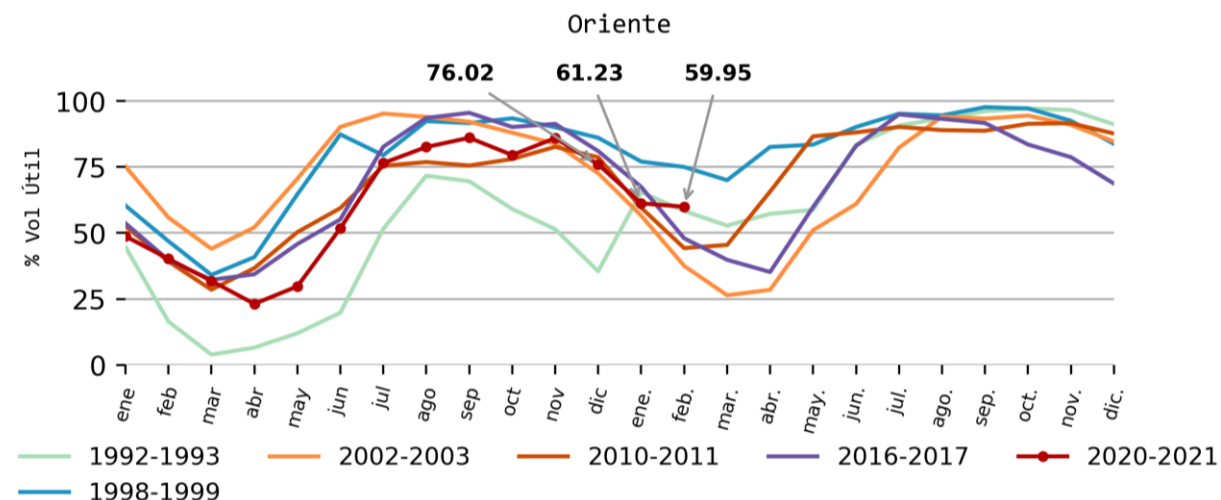
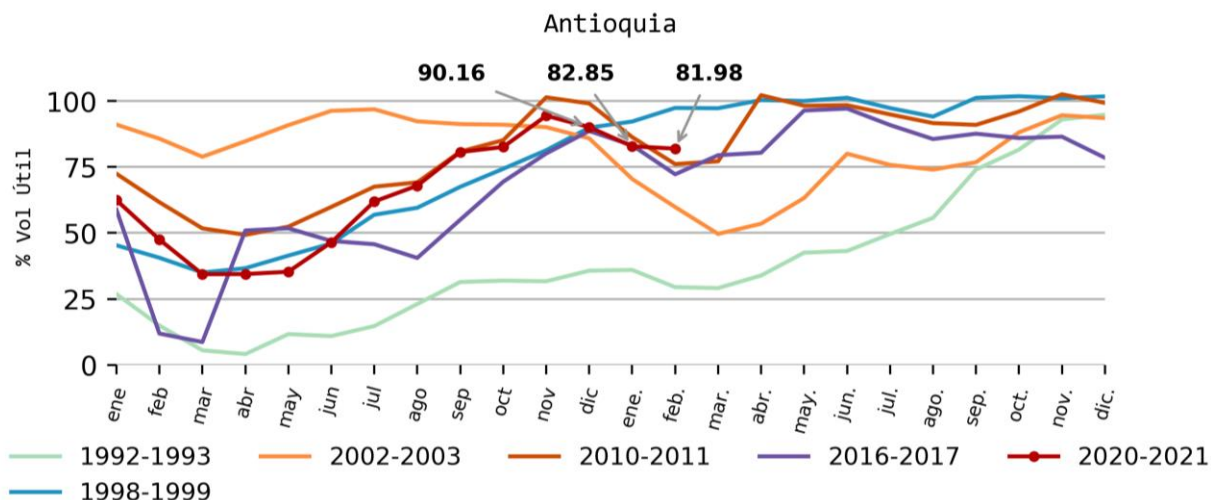


Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2021-02-02

Información actualizada el 2021-02-03

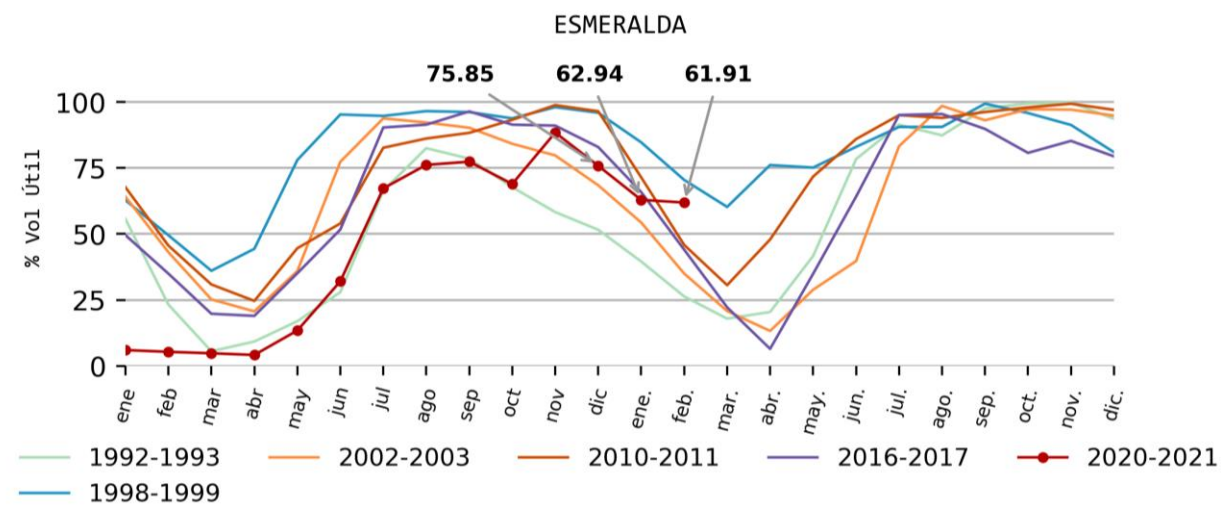
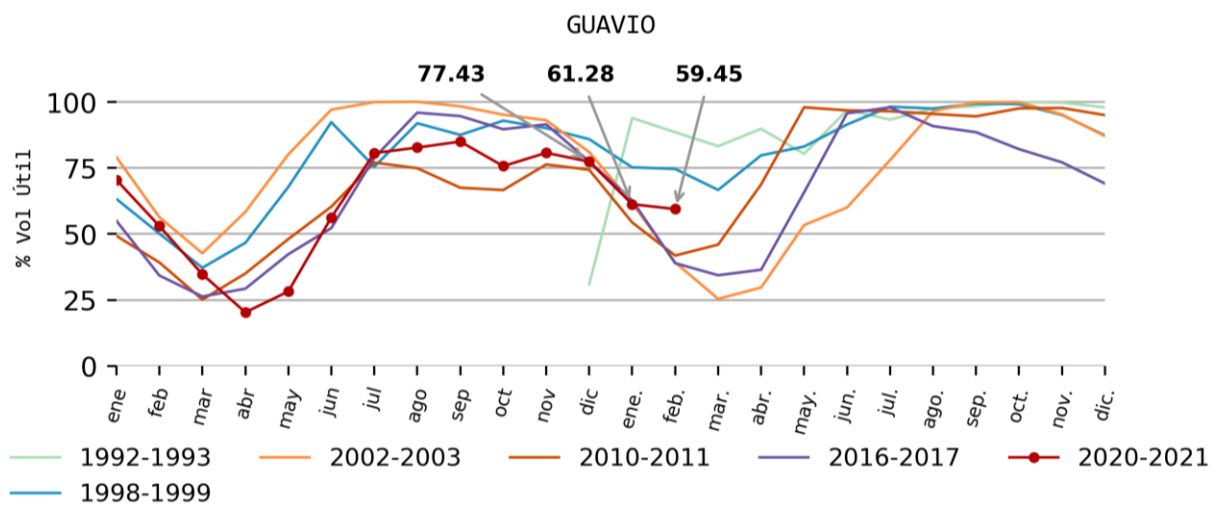
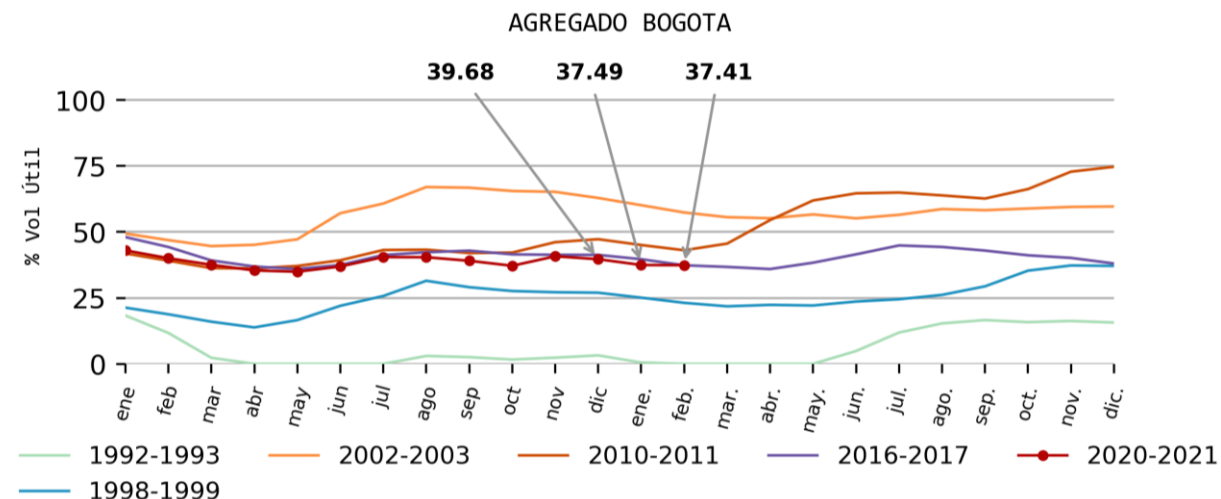
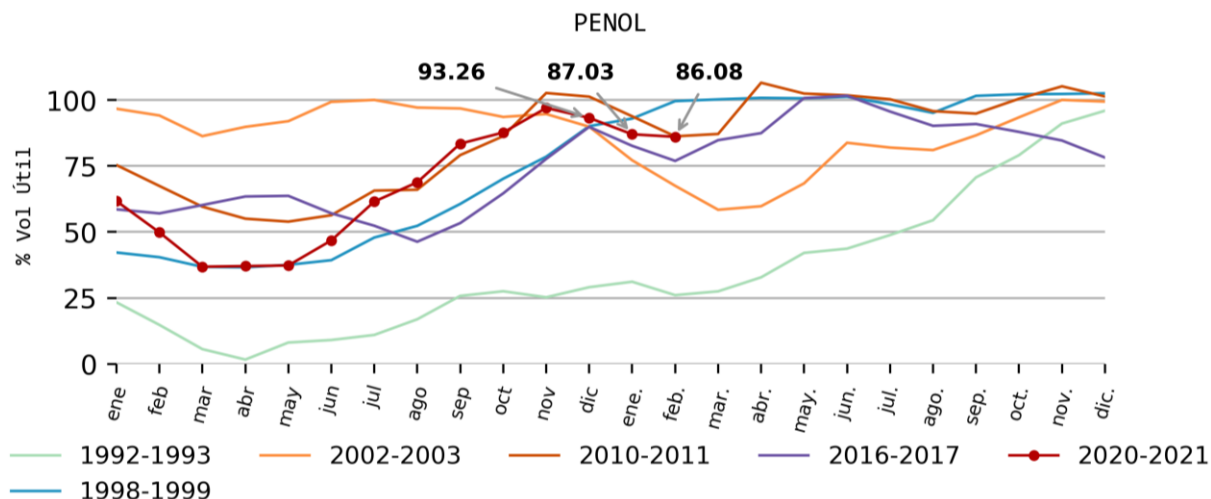
Evolución de reservas por regiones



Información hasta el 2021-02-02

Información actualizada el 2021-02-03

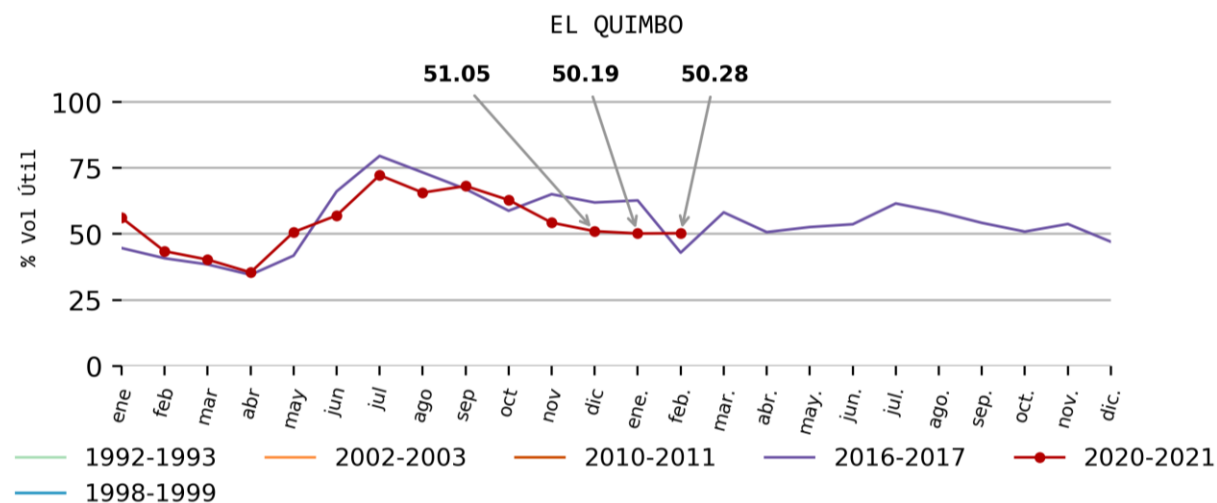
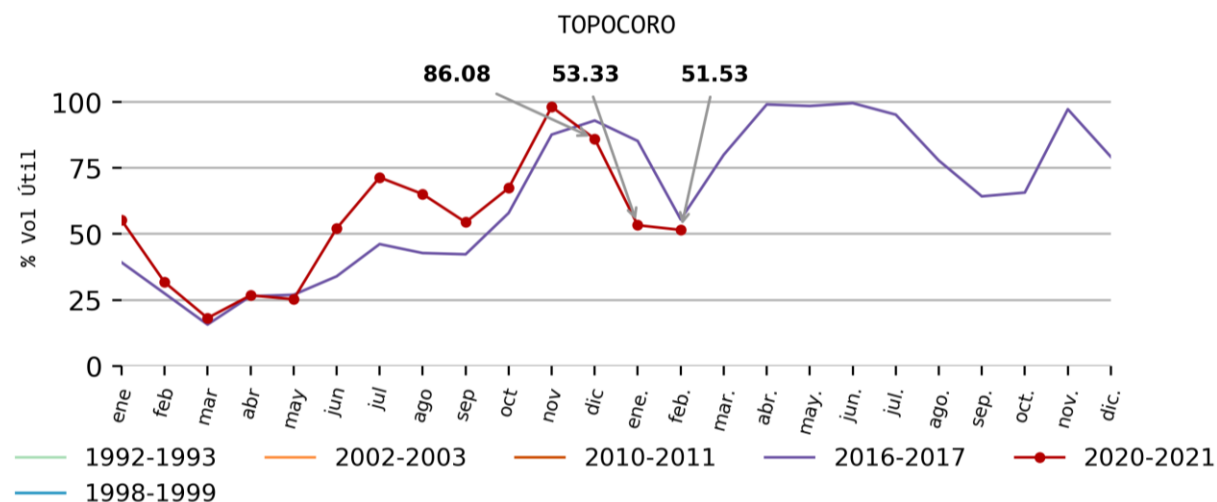
Evolución de principales embalses



Información hasta el 2021-02-02

Información actualizada el 2021-02-03

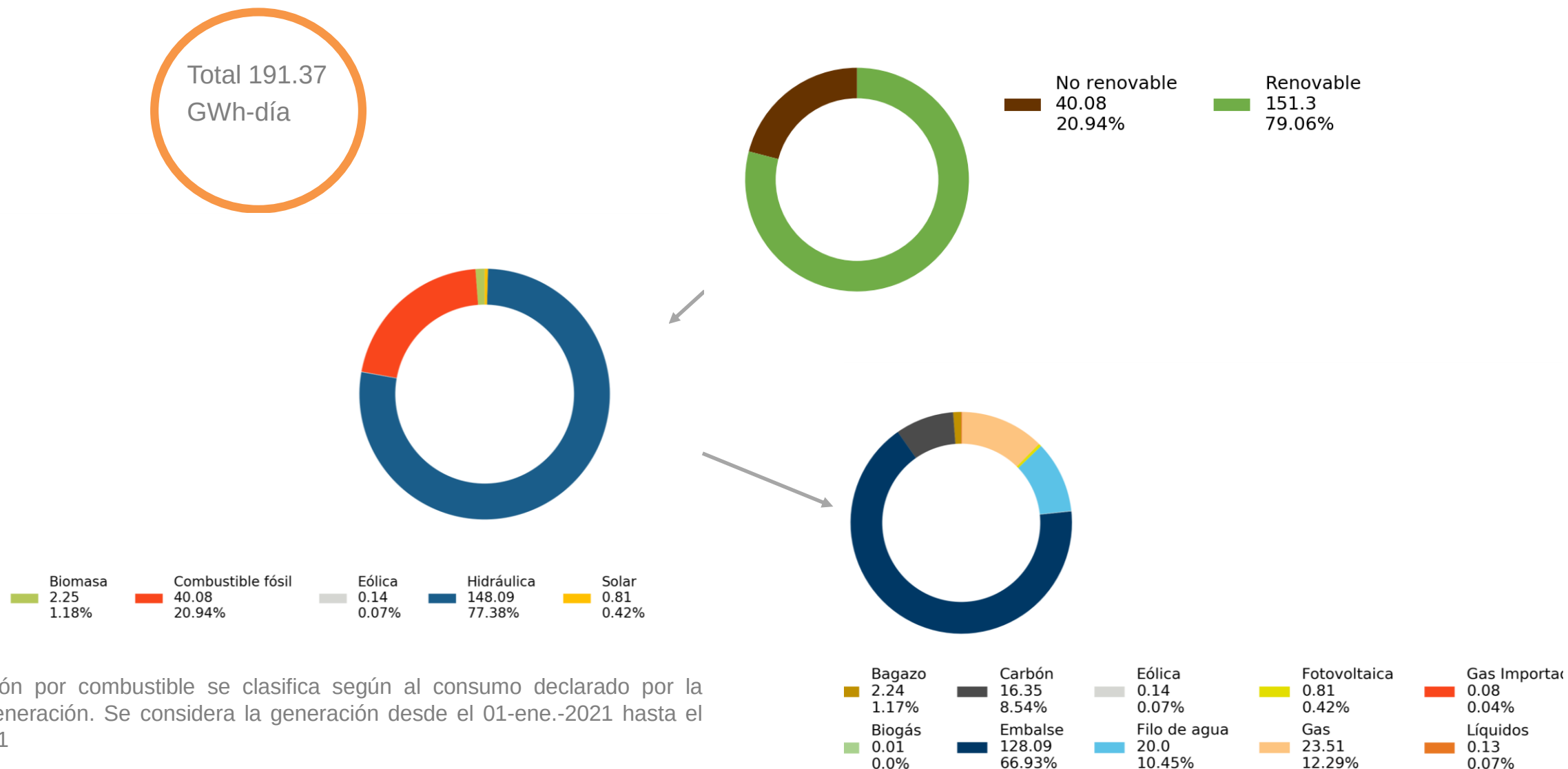
Evolución de principales embalses



Información hasta el 2021-02-02

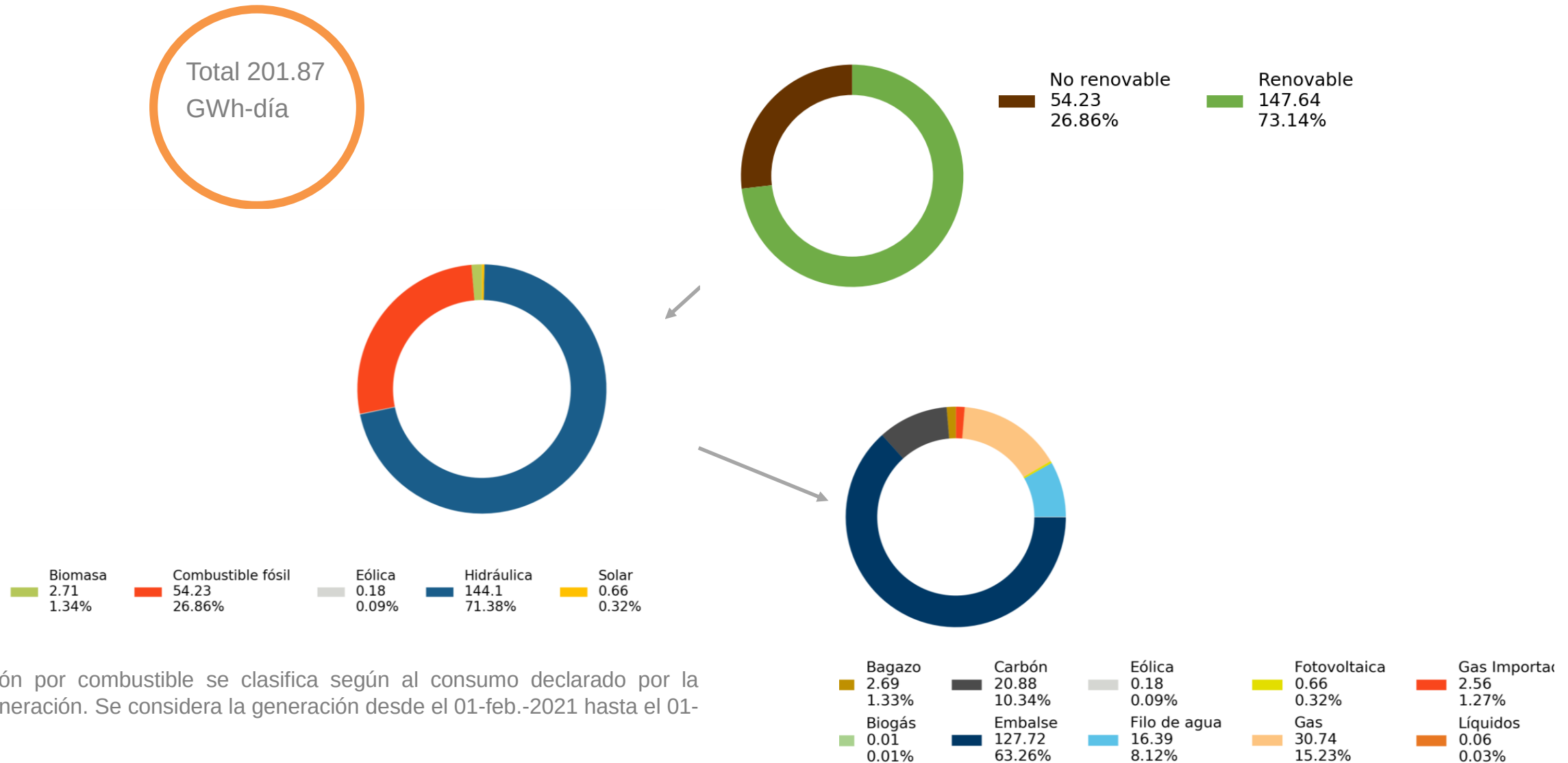
Información actualizada el 2021-02-03

Generación promedio diaria en GWh-día



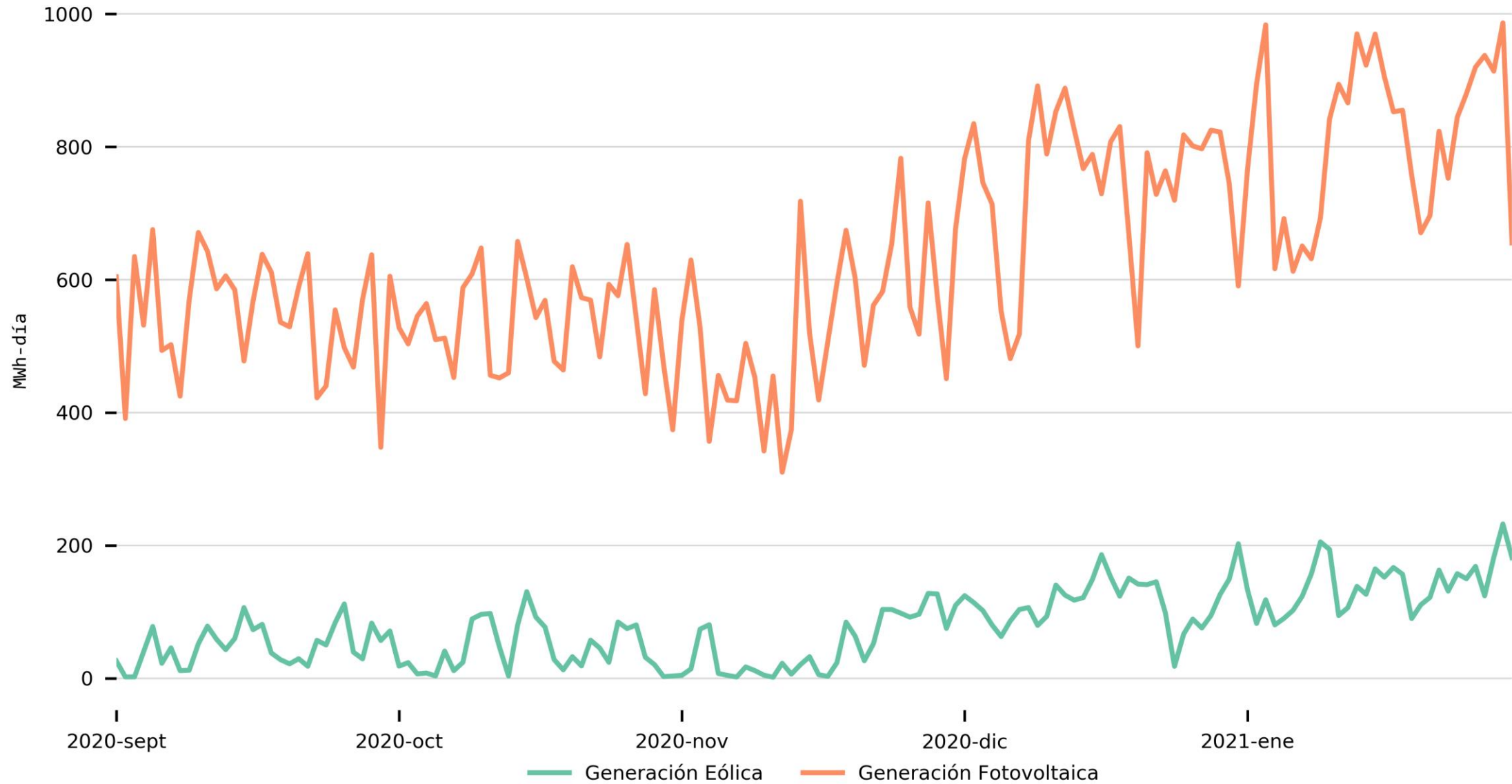
La generación por combustible se clasifica según el consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 01-ene.-2021 hasta el 31-ene.-2021

Generación promedio diaria en GWh-día



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

Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

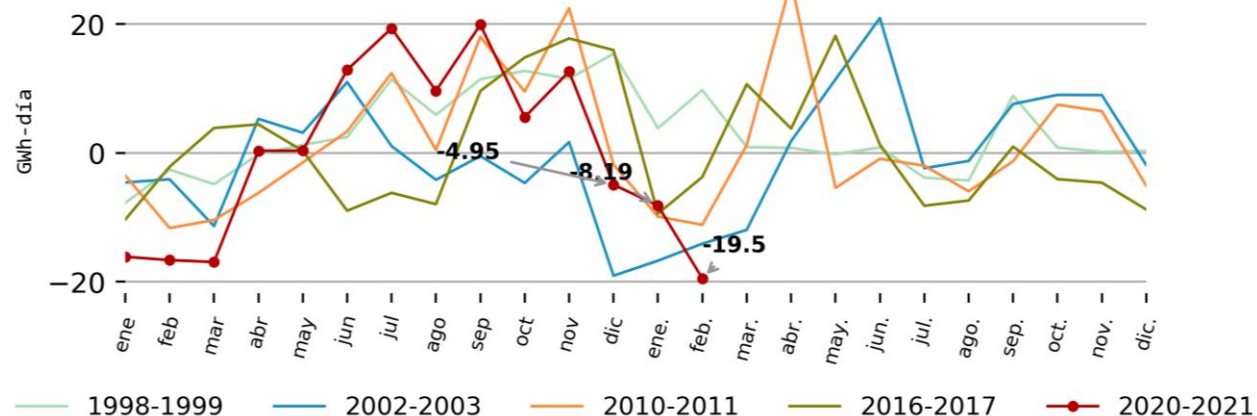
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, Celsia Solar Espinal, El Paso, Trina-Vatia BSLI, Planta Solar Bayunca I

Información hasta el 2021-02-01

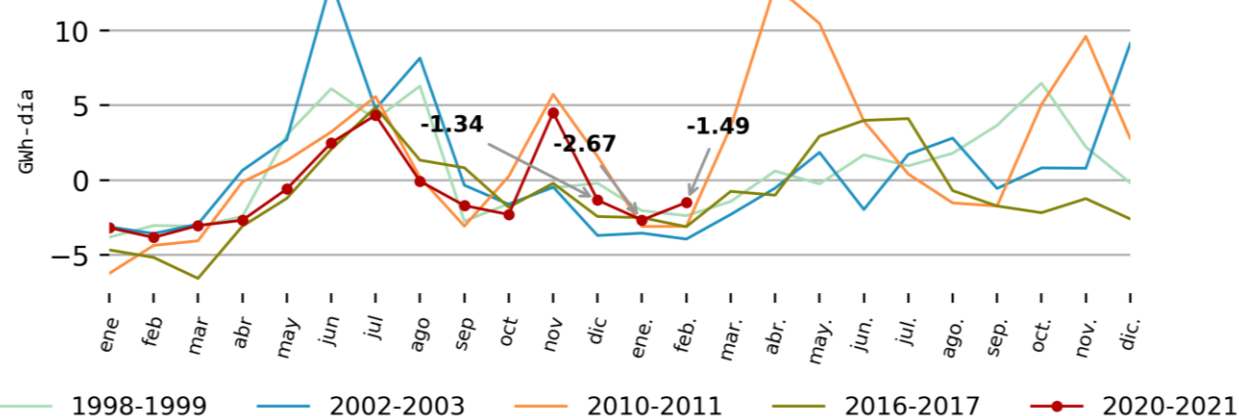
Información actualizada el 2021-02-03

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

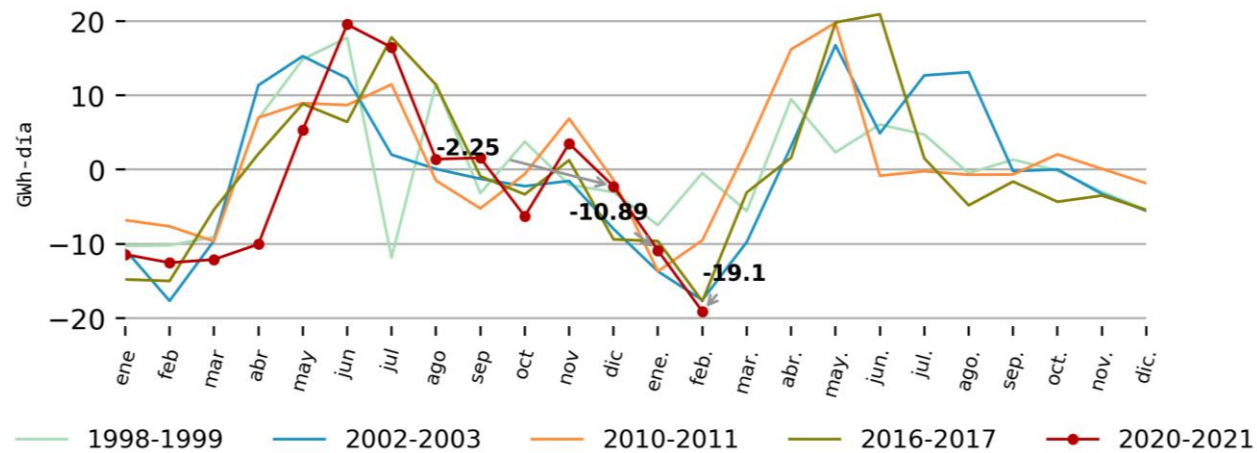
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



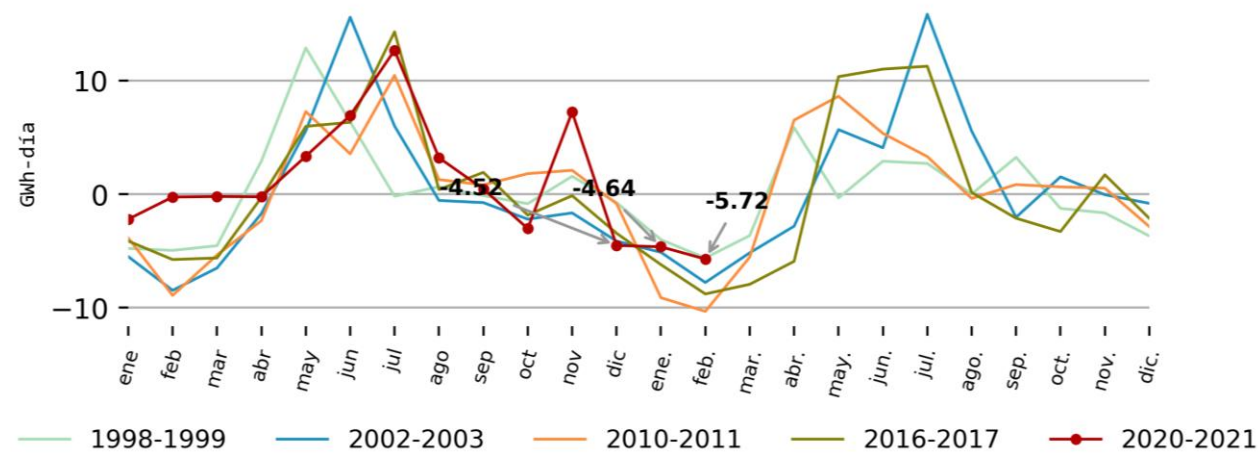
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2021-02-02

Información actualizada el 2021-02-03

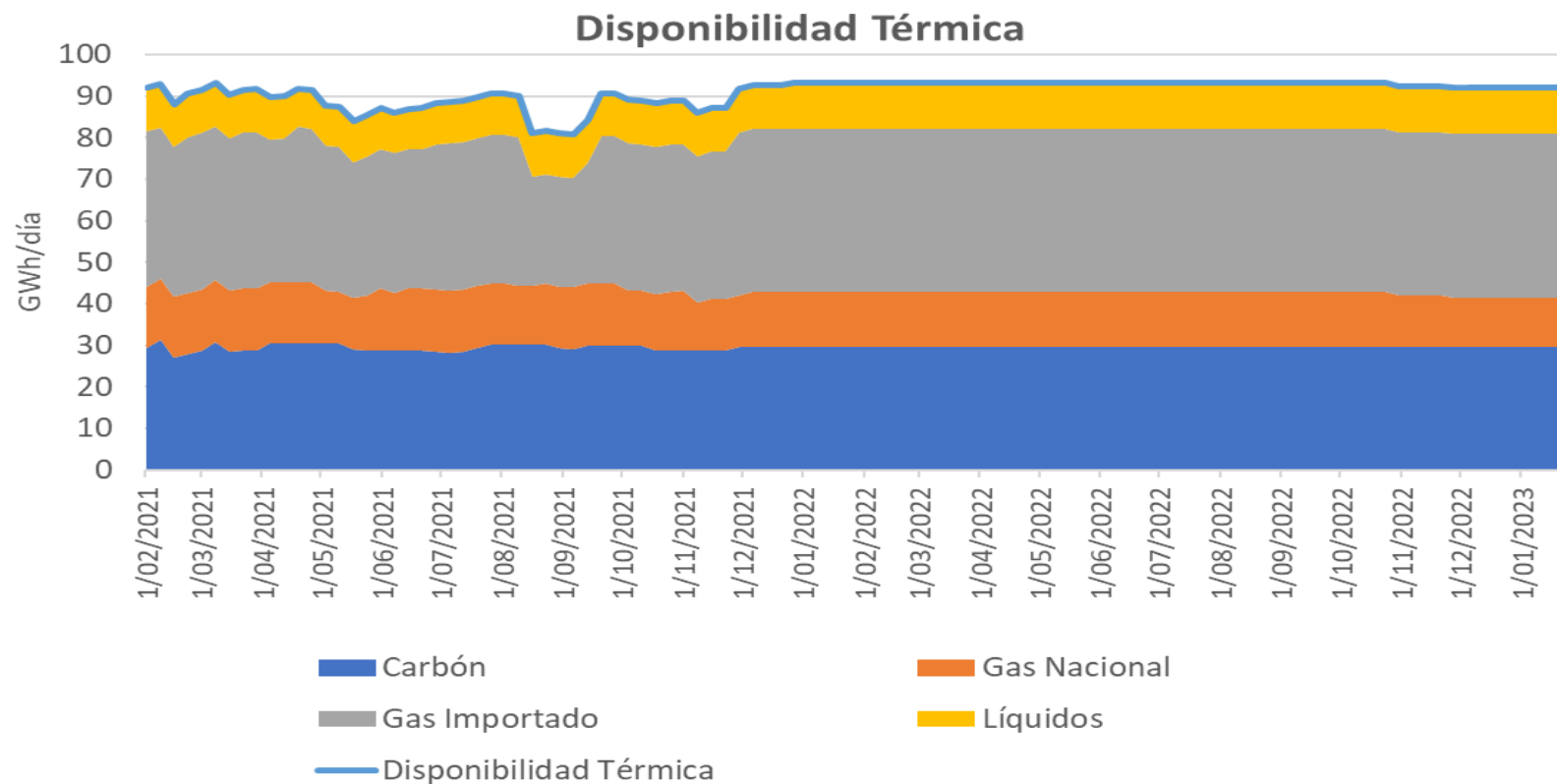
Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN



Fecha	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2020-12-31	AGPE ENTREPALMAS	Biomasa	Bioqas	ND		0.5		
2020-12-31	POCUNE	Hidraulica	Filo de agua	ND		1		
2021-01-06	AUTOG FAMILIA	Combustible fosil	Gas	ND	1			Retiro del Mercado de Energía Mayorista/Cancelación de frontera
2021-01-19	CARTAGENA 1	Combustible fosil	Líquidos	DC	56	52	-4	
2021-01-19	ZIPAEMG 2	Combustible fosil	Carbón	DC	35	36	1	
2021-01-22	TRINA-VATIA BSLII	Solar	Fotovoltaica	ND		19.9		
2021-01-27	TERMOYOPAL 1	Combustible fosil	Gas	DC	20	8	-12	
2021-01-27	TERMOYOPAL 2	Combustible fosil	Gas	DC	30	28	-2	

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 31-dic.-2020 hasta el 31-ene.-2021

Disponibilidad máxima de generación térmica



	Promedio [GWh/día]				
Periodo	Carbón	Gas Nacional	Gas Importado	Líquidos	Disponibilidad Térmica
Feb-abr 2021	29.38	14.85	36.69	10.23	91.15

