



INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-007
Jueves, 7 de Abril de 2022



Contenido

1

Variables del SIN

Demanda SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

2

Expectativas Energéticas

Análisis energético de mediano plazo
Análisis energético de largo plazo
Seguimiento a la senda de referencia

3

Situación Operativa

Evento Salitre 115
Cruces de circuitos
Flexibilidad y Resiliencia
IPOEMP 01 de 2022
Balance PSM 1 de 2022
Indicadores operación

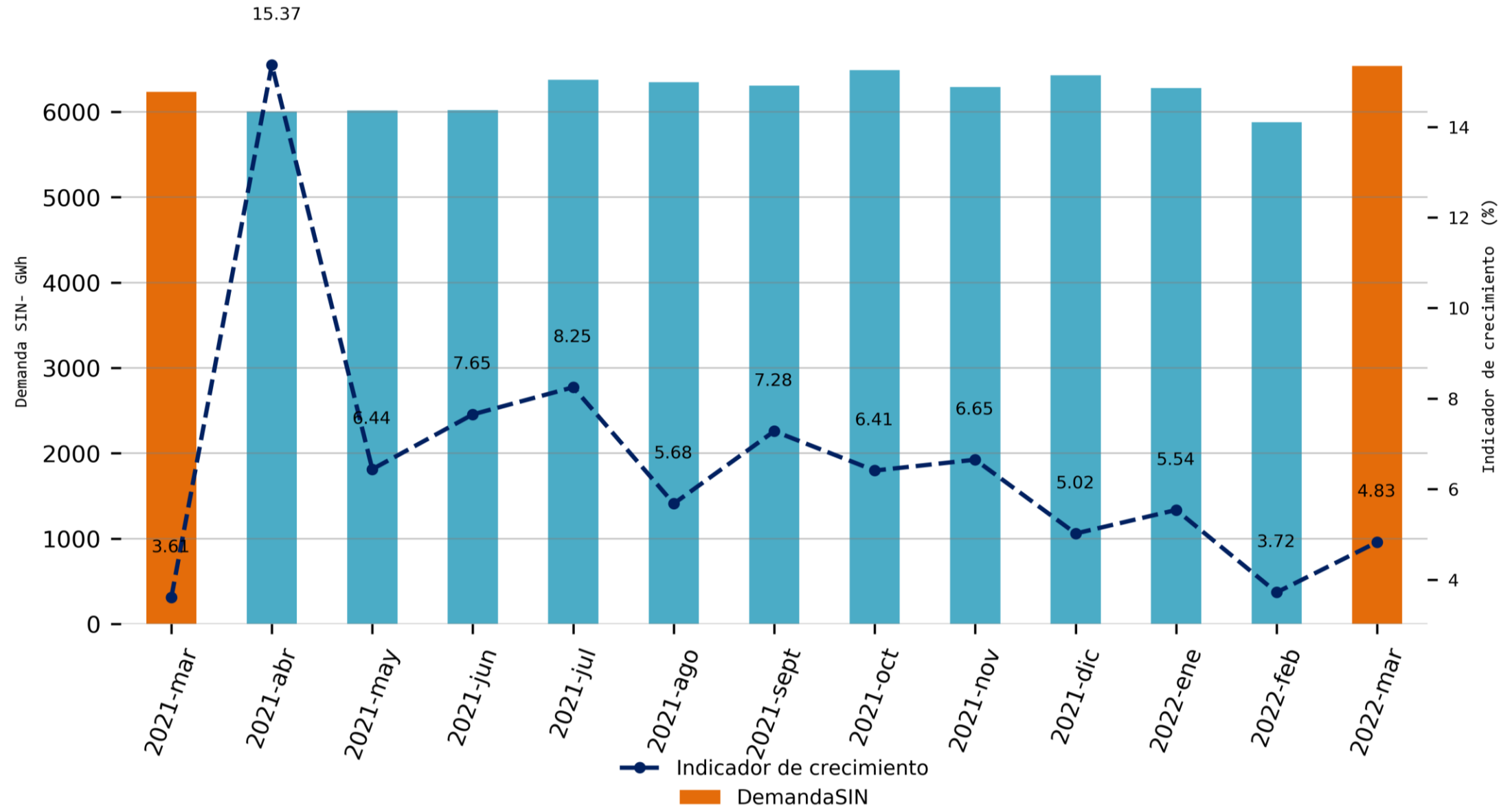
1. Variables del SIN

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



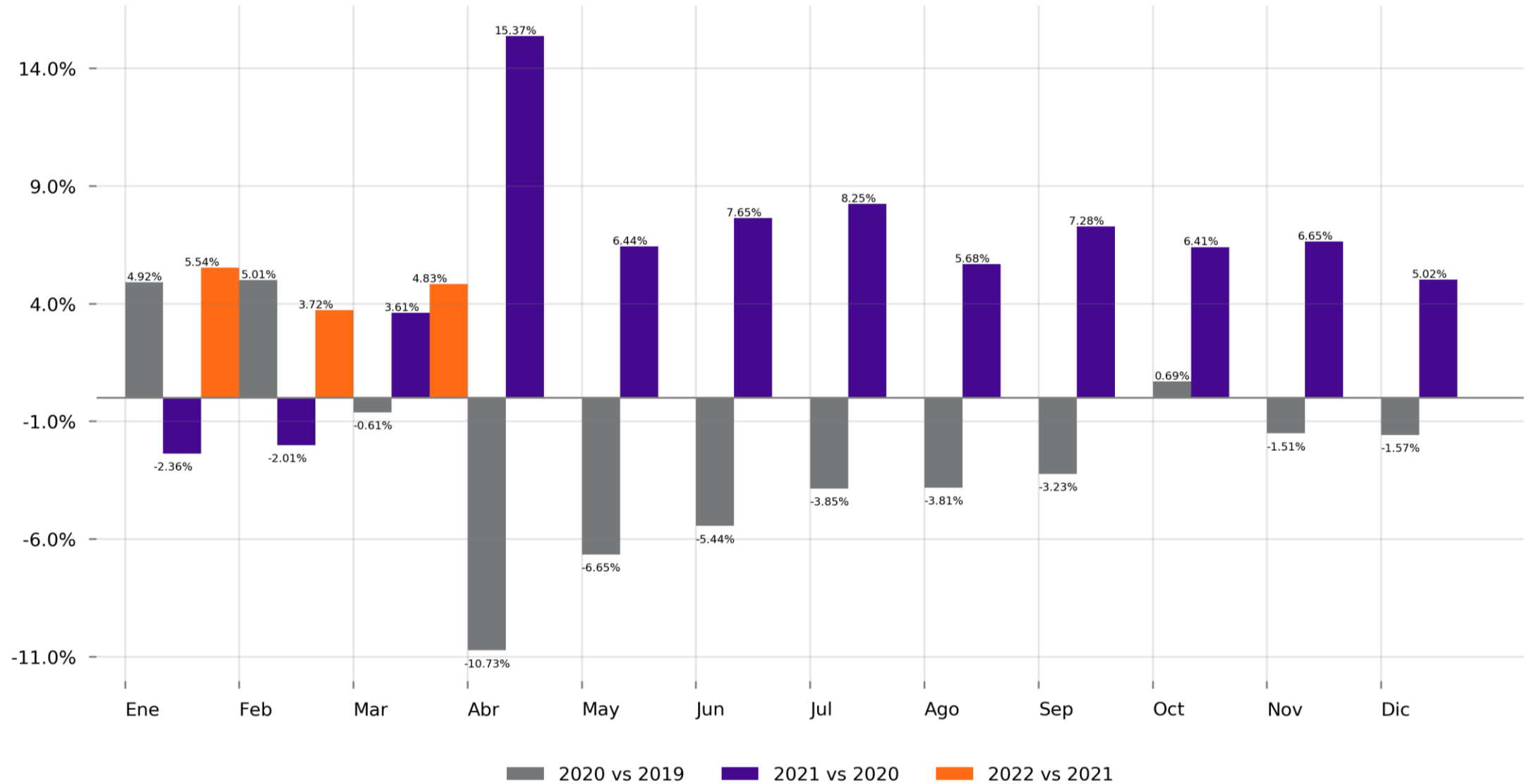
¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



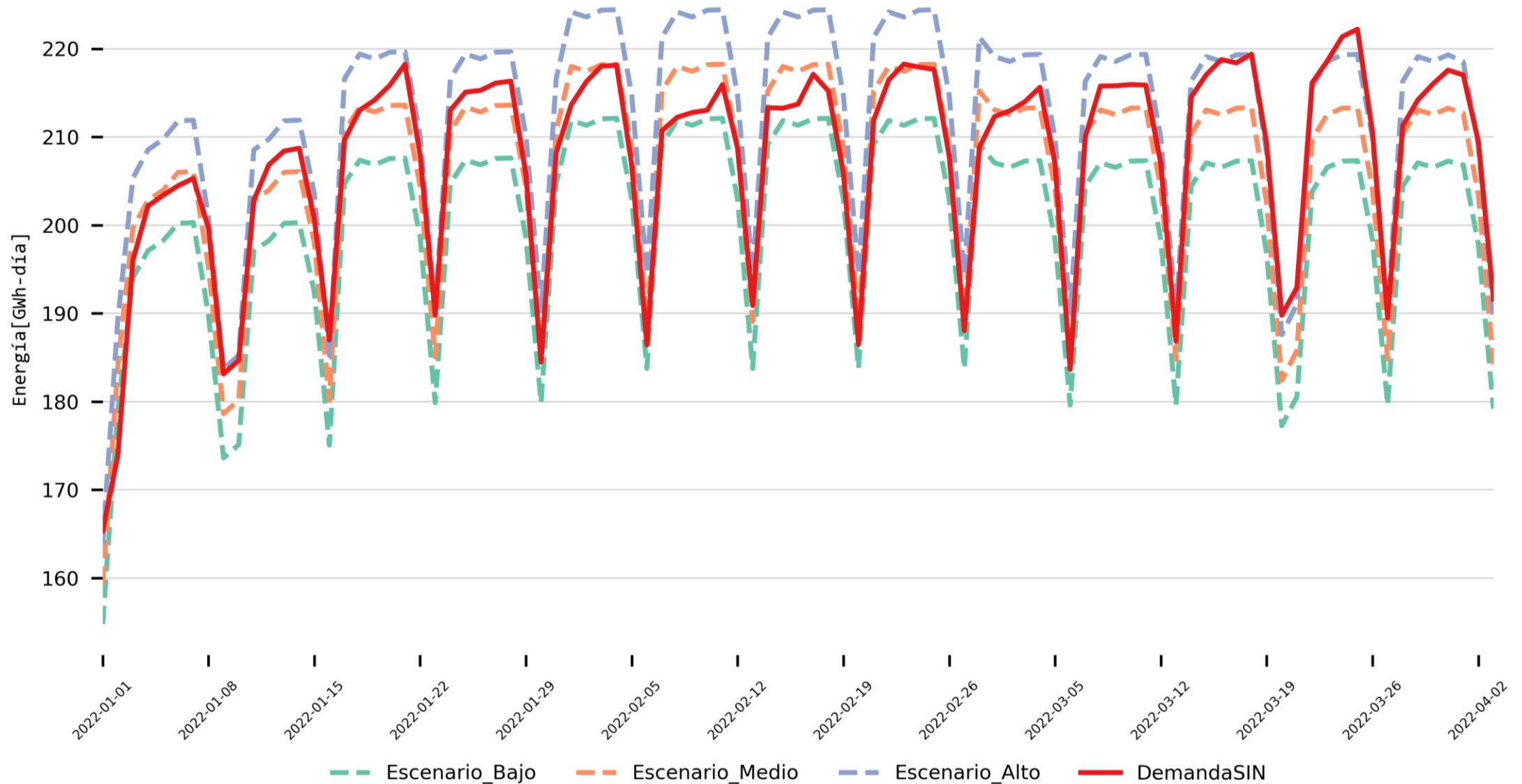
Información hasta el 2022-03-31
Información actualizada el 2022-04-05

Crecimiento Demanda del SIN



Información hasta el 2022-03-31
Información actualizada el 2022-04-05

Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME



Información hasta el 2022-04-03
Información actualizada el 2022-04-05

Demanda comercial de energía del SIN - marzo 2022

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	6.79%	5.22%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	-0.99%	2.02%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
CALDAS	CHEC (CHCD)	6.56%	3.85%
CARTAGO	EEP (EEPD)	-3.34%	3.76%
PEREIRA	EEP (EEPD)	3.82%	6.34%
QUIINDIO	EDEQ (EDQD)	3.32%	4.99%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	-0.84%	5.02%
TULUA	CETSA (CETD)	-5.67%	4.65%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-3.33%	2.61%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	5.15%	8.16%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	7.29%	-1.14%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	4.52%	2.34%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	7.45%	11.9%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	0.82%	4.51%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	1.03%	3.8%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
COSTA CARIBE	AIR-E (CSSD) + CARIBEMAR (CMMD)	4.31%	4.45%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
ARAUCA	ENELAR (ENID)	8.79%	28.86%
BOYACA	EBSA (EBSA)	15.23%	-1.04%
CASANARE	ENERCA (CASD)	-3.81%	7.16%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	1.56%	6.89%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	4.31%	-30.19%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	3.9%	0.58%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA (CDSO)	5.48%	3.8%
META	EMSA (EMSD)	-18.45%	25.74%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	0.61%	8.02%

MC	COD_OR	2021-03	2022-03
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	1.47%	6.93%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	0.9%	7.29%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	2.17%	2.75%

- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

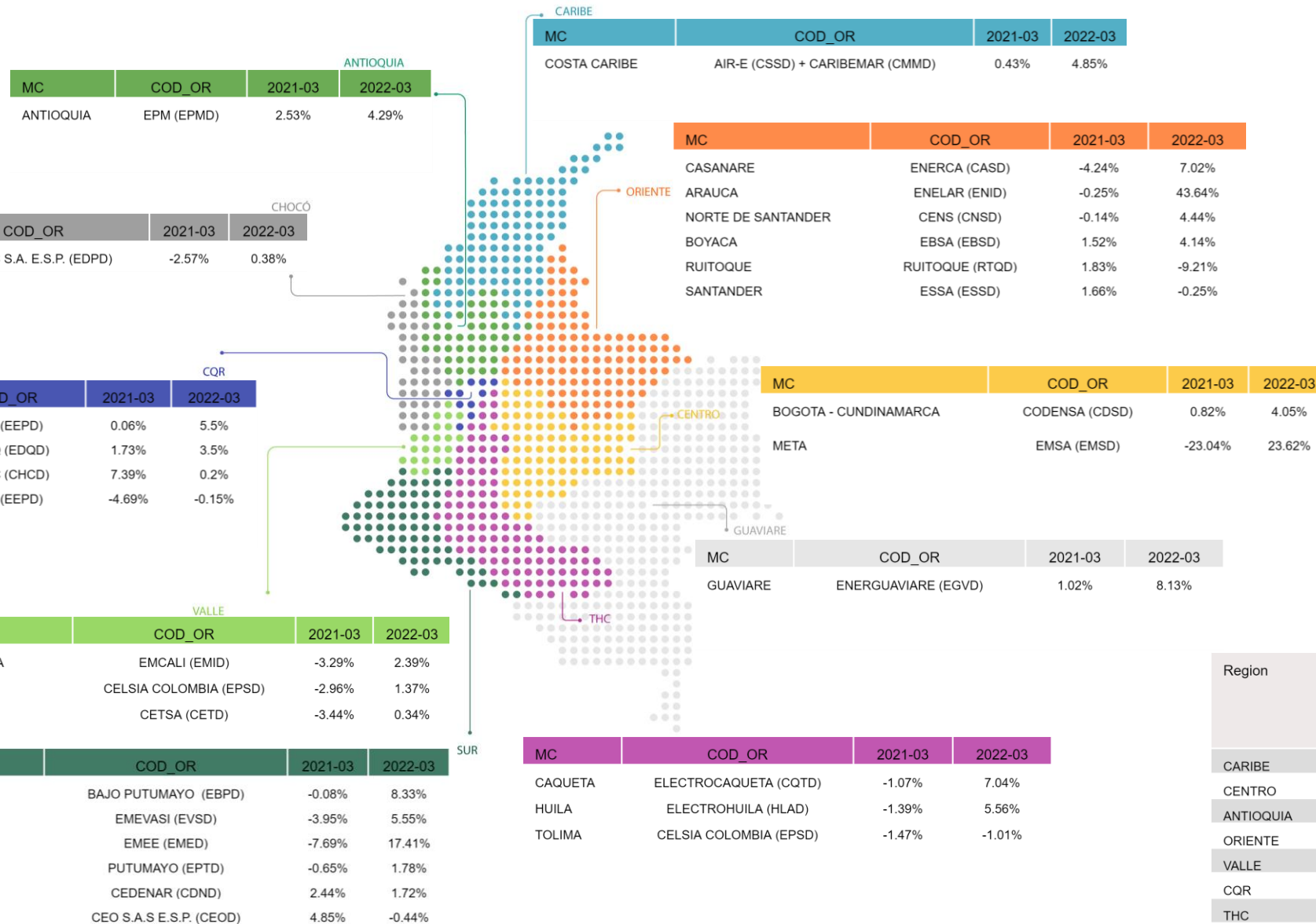
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-03	Demanda Comercial [GWh] 2022-03	Variación 2021-03	Variación 2022-03
CARIBE	1703.2	1779.19	4.31%	4.45%
CENTRO	1510.02	1606.43	1.94%	6.39%
ANTIOQUIA	863.63	908.97	6.79%	5.22%
ORIENTE	828.12	860.15	6.36%	3.87%
VALLE	579.65	603.73	-1.96%	4.11%
CQR	261.33	273.33	4.73%	4.57%
THC	248.94	261.34	1.59%	4.96%
SUR	179.33	180.87	5.71%	0.9%
CHOCO	21.89	22.33	-0.99%	2.02%
GUAVIARE	5.92	6.39	0.61%	8.02%

Información hasta el 2022-03-31

Información actualizada el 2022-04-05

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta marzo 2022



- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

**No considera consumos propios

***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

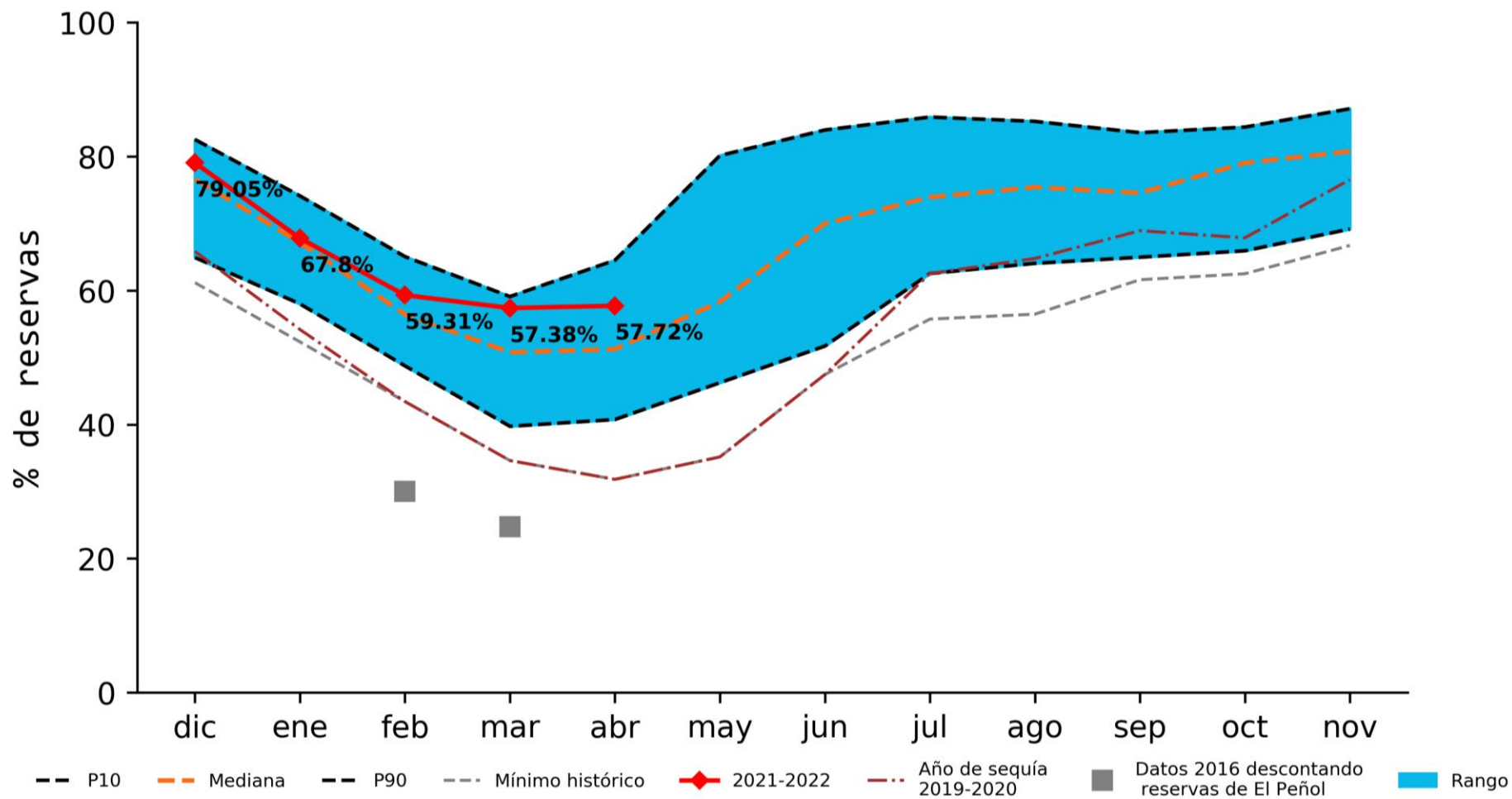
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-03	Demanda Comercial [GWh] 2022-03	Variación 2021-03	Variación 2022-03
CARIBE	4831.6	5067.53	0.43%	4.85%
CENTRO	4299.37	4578.16	-2.83%	6.42%
ANTIOQUIA	2486.96	2595.65	2.53%	4.29%
ORIENTE	2358.14	2493.62	0.7%	5.74%
VALLE	1698.42	1732.68	-3.17%	1.94%
CQR	760.46	775.06	3.94%	1.86%
THC	734.26	751.88	-1.4%	2.37%
SUR	512.72	517.59	3.32%	0.94%
CHOCO	63.27	63.53	-2.57%	0.38%
GUAVIARE	17.38	18.82	1.02%	8.13%

Información hasta el 2022-03-31

Información actualizada el 2022-04-05

¿Cómo está la situación energética?



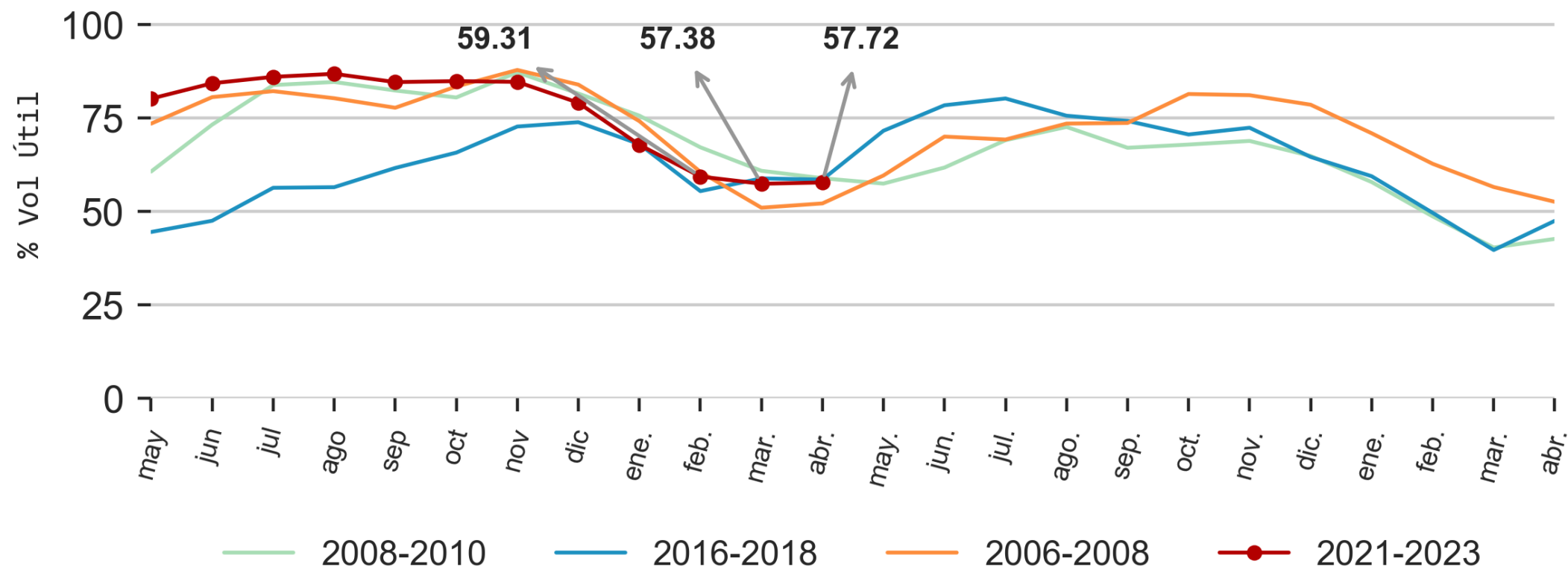


Franja entre el percentil 10 y el percentil 90 construida con el porcentaje de reservas del SIN desde el 01 de enero de 2000 hasta diciembre de 2021

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

Reservas hídricas



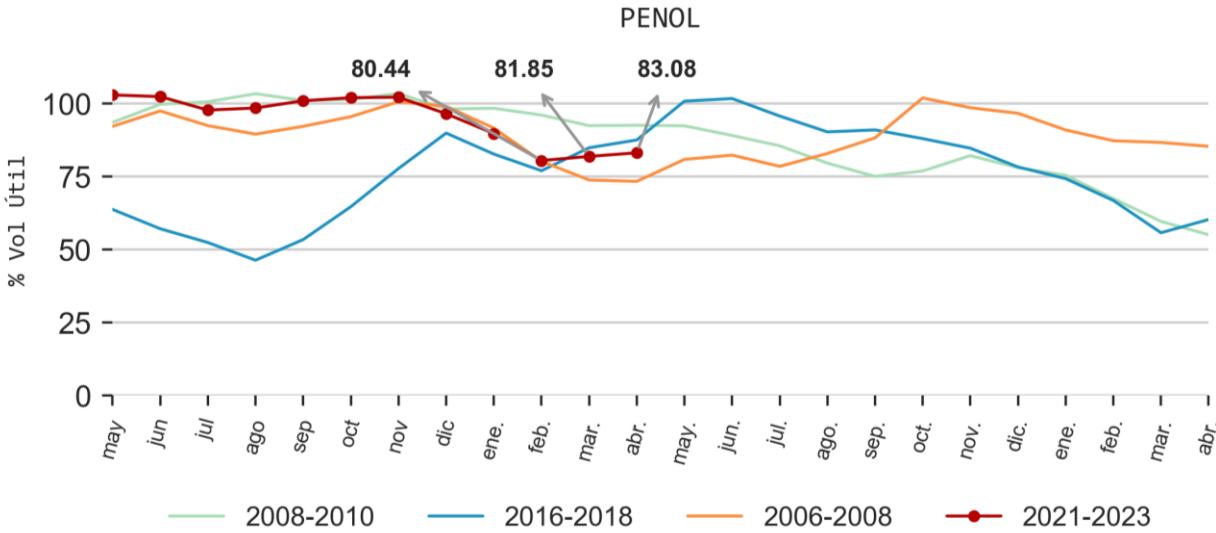
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-04-04

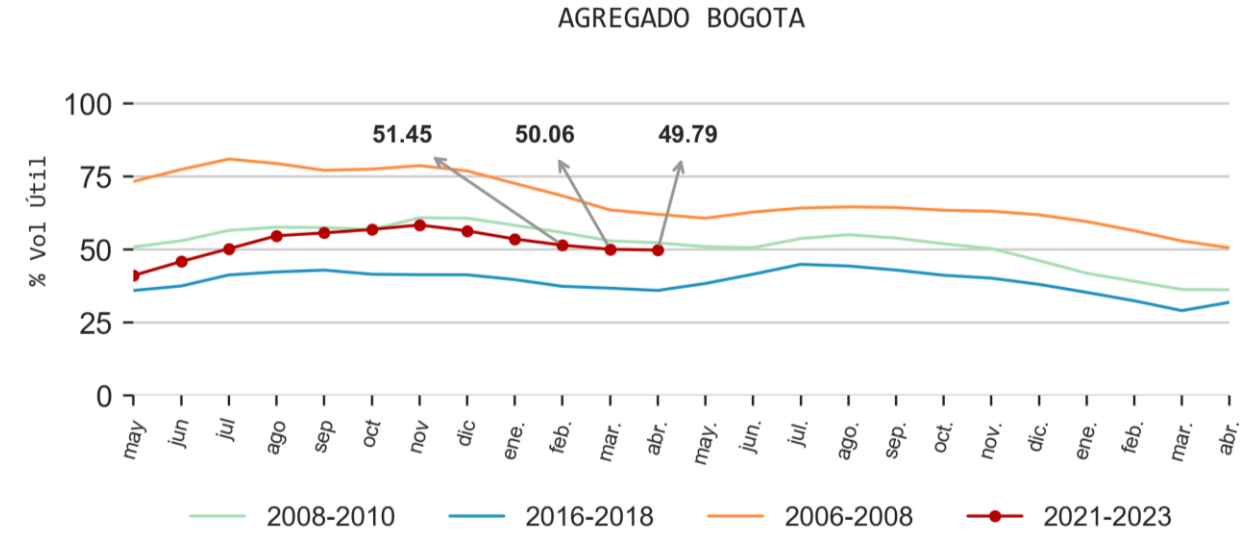
Información actualizada el 2022-04-05

Evolución de principales embalses

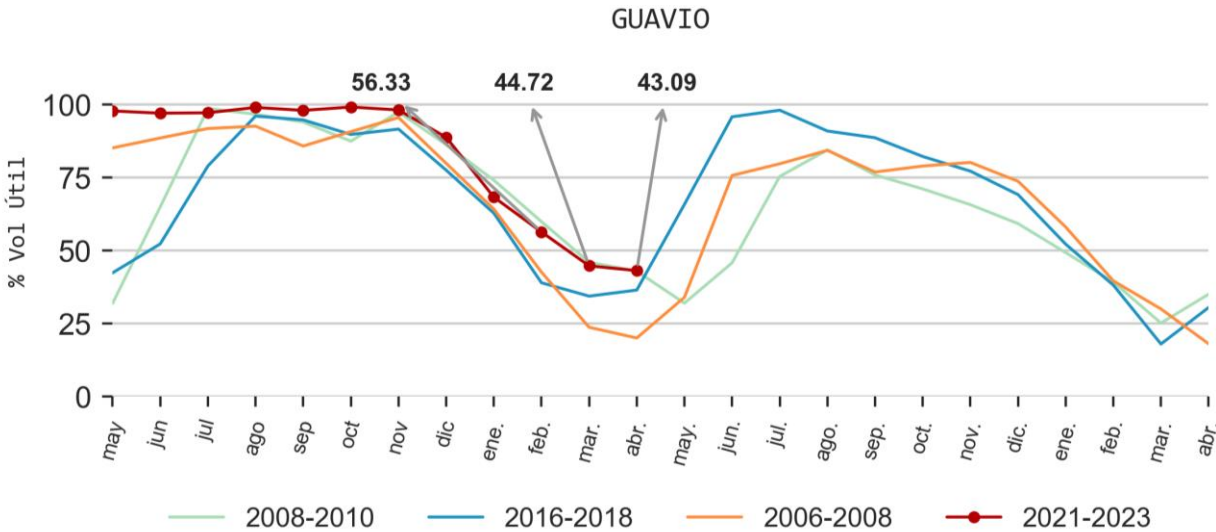
PENOL



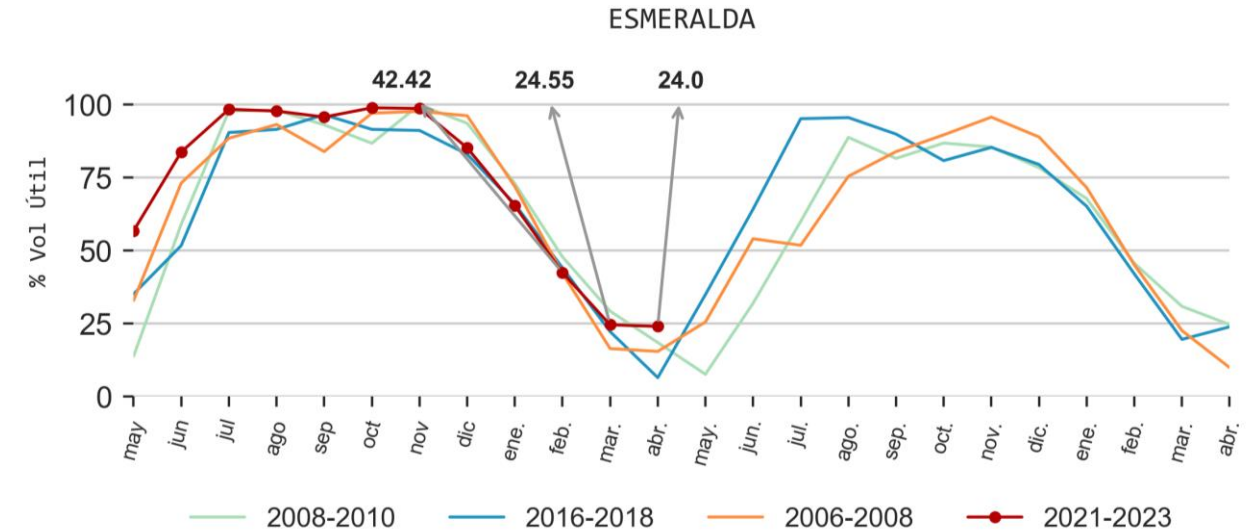
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



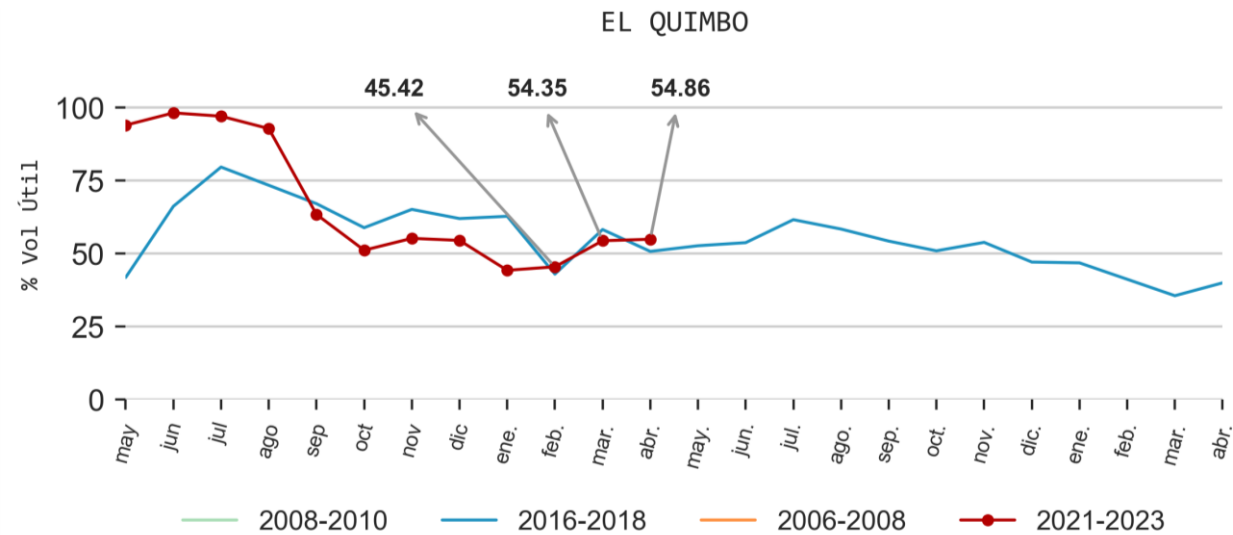
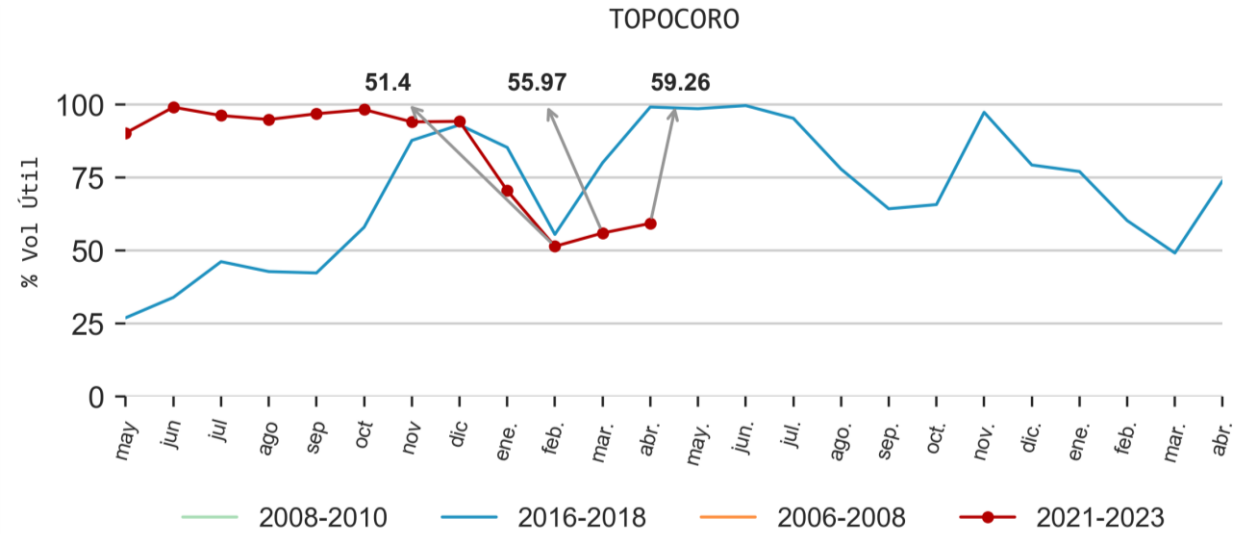
ESMERALDA



Información hasta el 2022-04-04

Información actualizada el 2022-04-05

Evolución de principales embalses

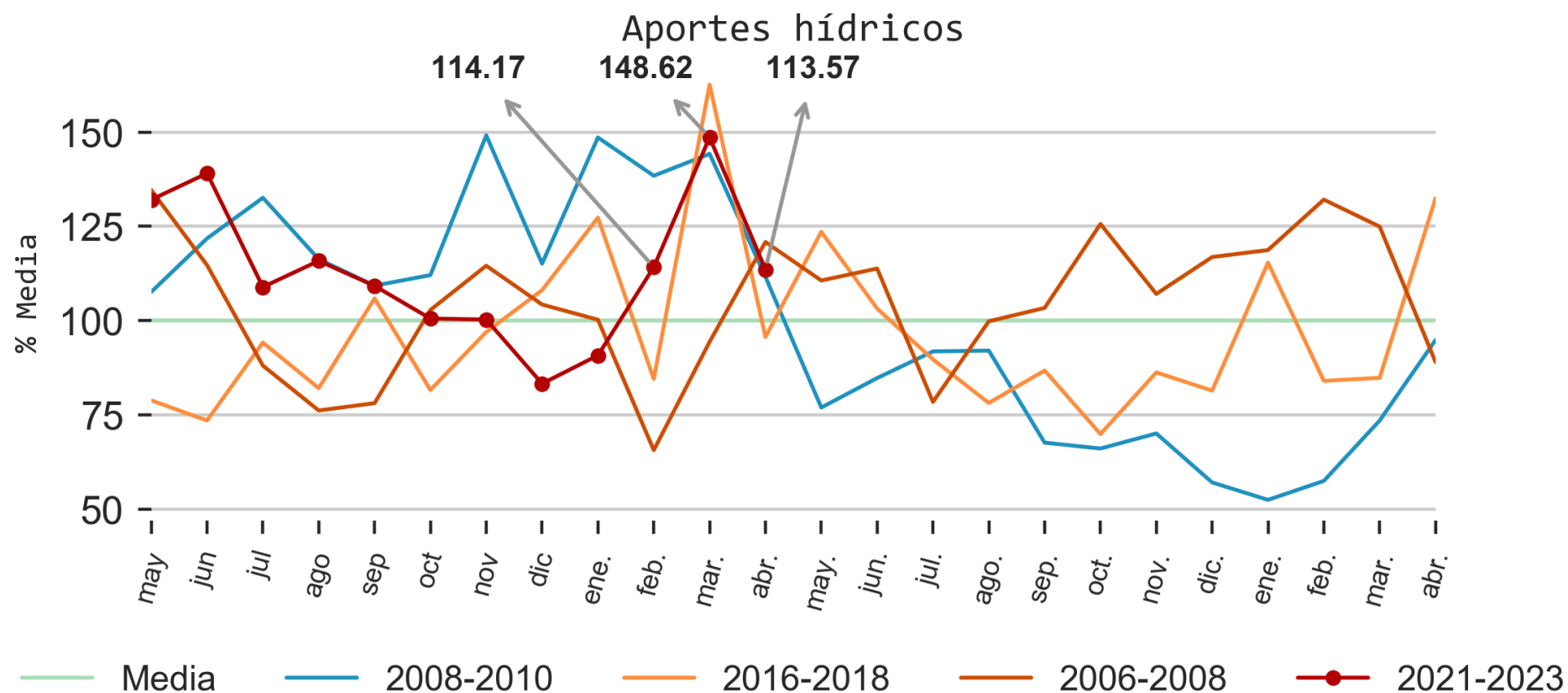


Información hasta el 2022-04-04

Información actualizada el 2022-04-05

Aportes hídricos

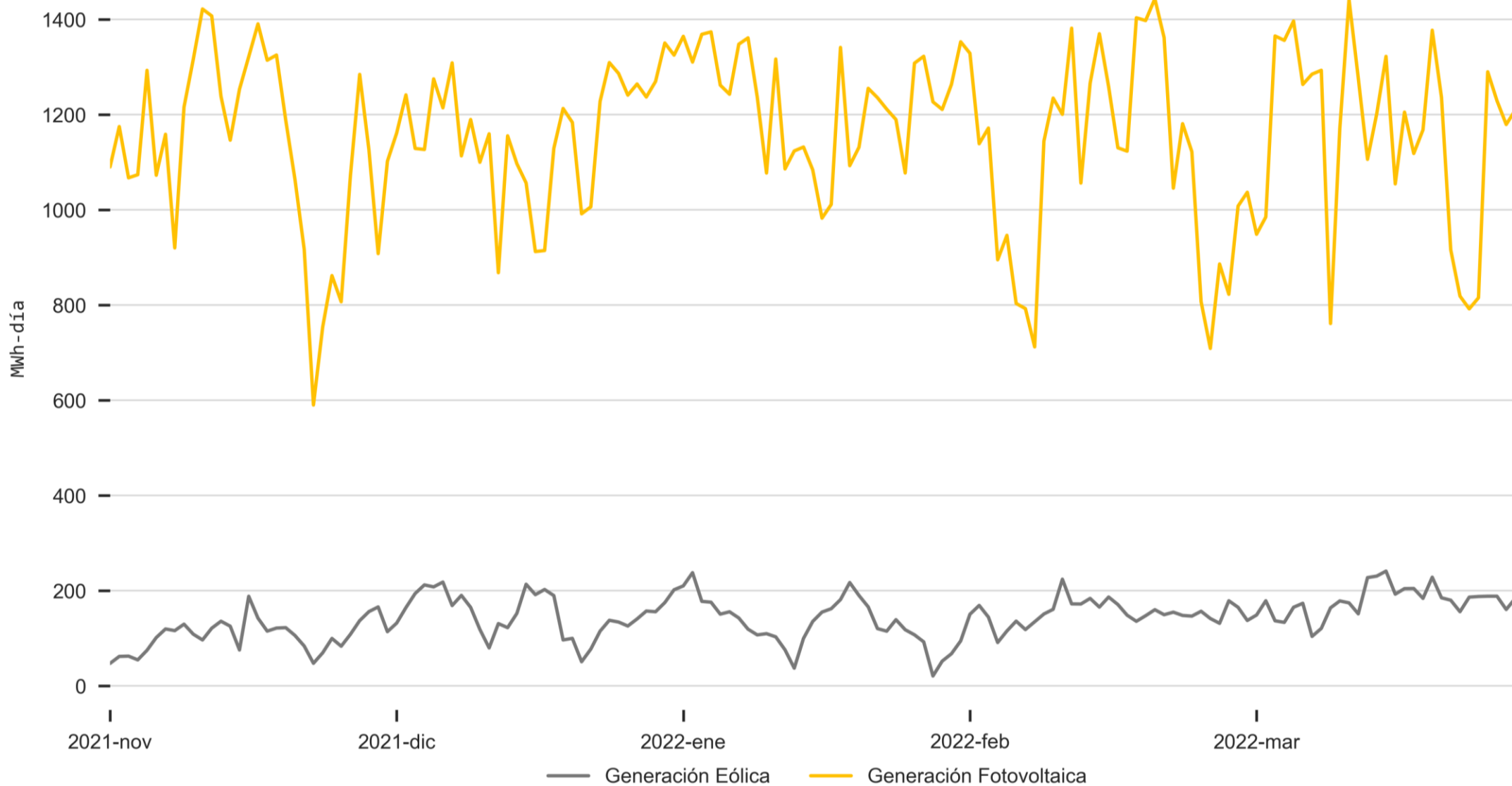
Cantidad de agua que llega a los embalses



Información hasta el 2022-03-31

Información actualizada el 2022-04-05

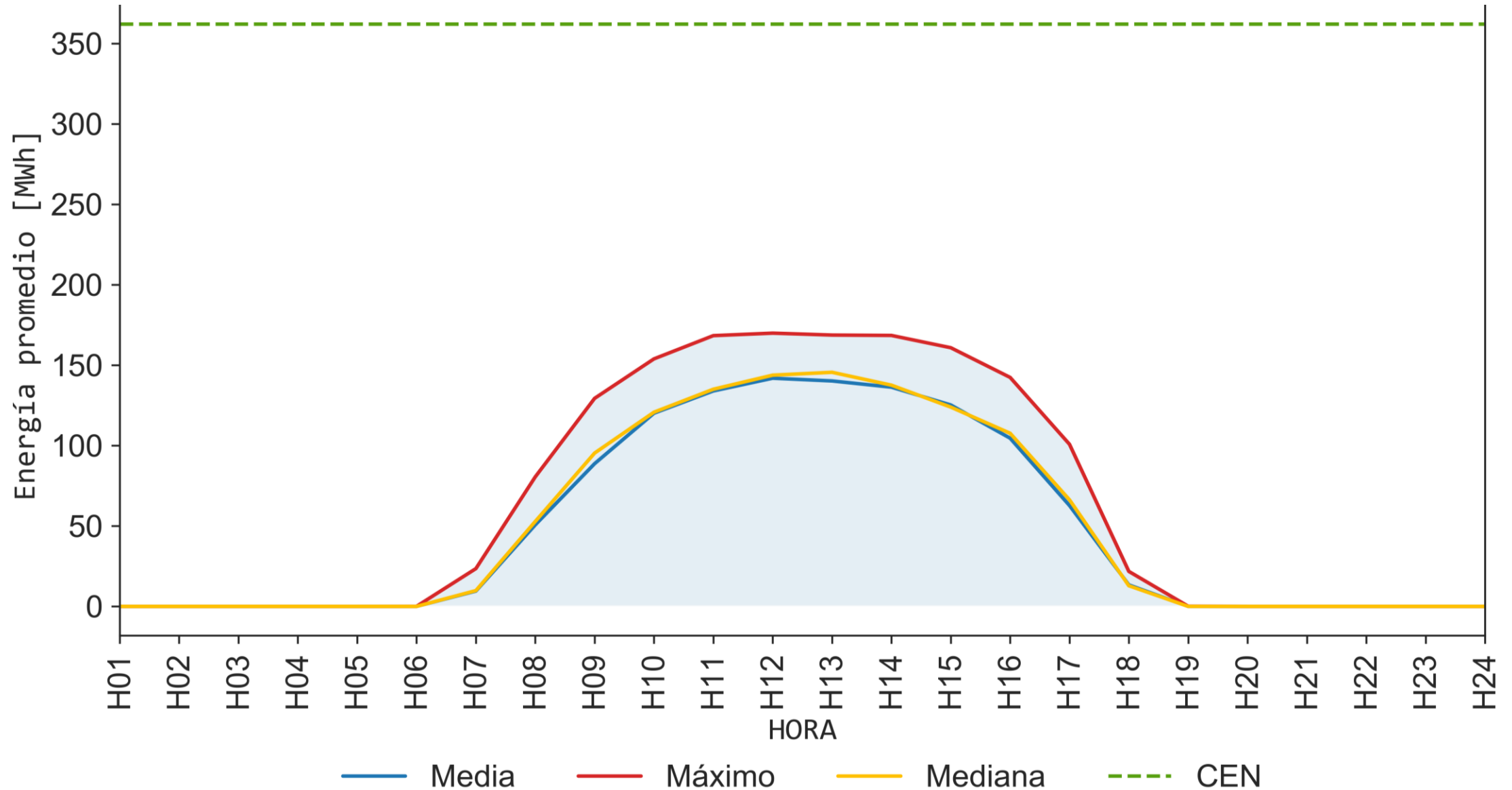
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, El Paso, Granja Solar Belmonte, Helios I, La Sierpe, Latam Solar La Loma, Planta Solar Bayunca I, Trina-Vatia BSLI, Trina-Vatia BSLII, Trina-Vatia BSLIII

Curva Generación Solar



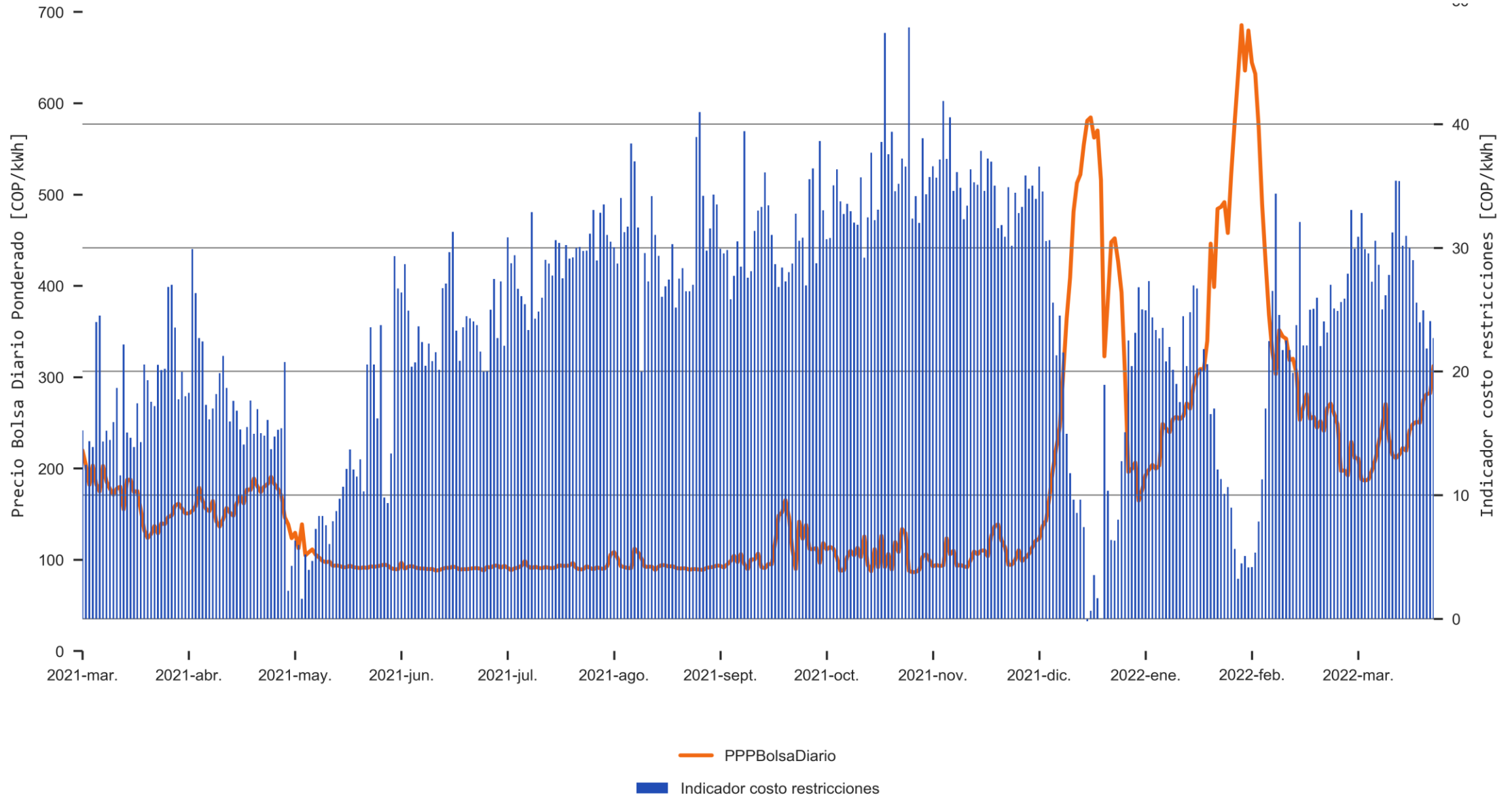
Corresponde a la generación real de todos los recursos solares que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2022 hasta el 31 de marzo de 2022

Se tienen en cuenta las plantas en pruebas.

Información hasta el 2022-03-31

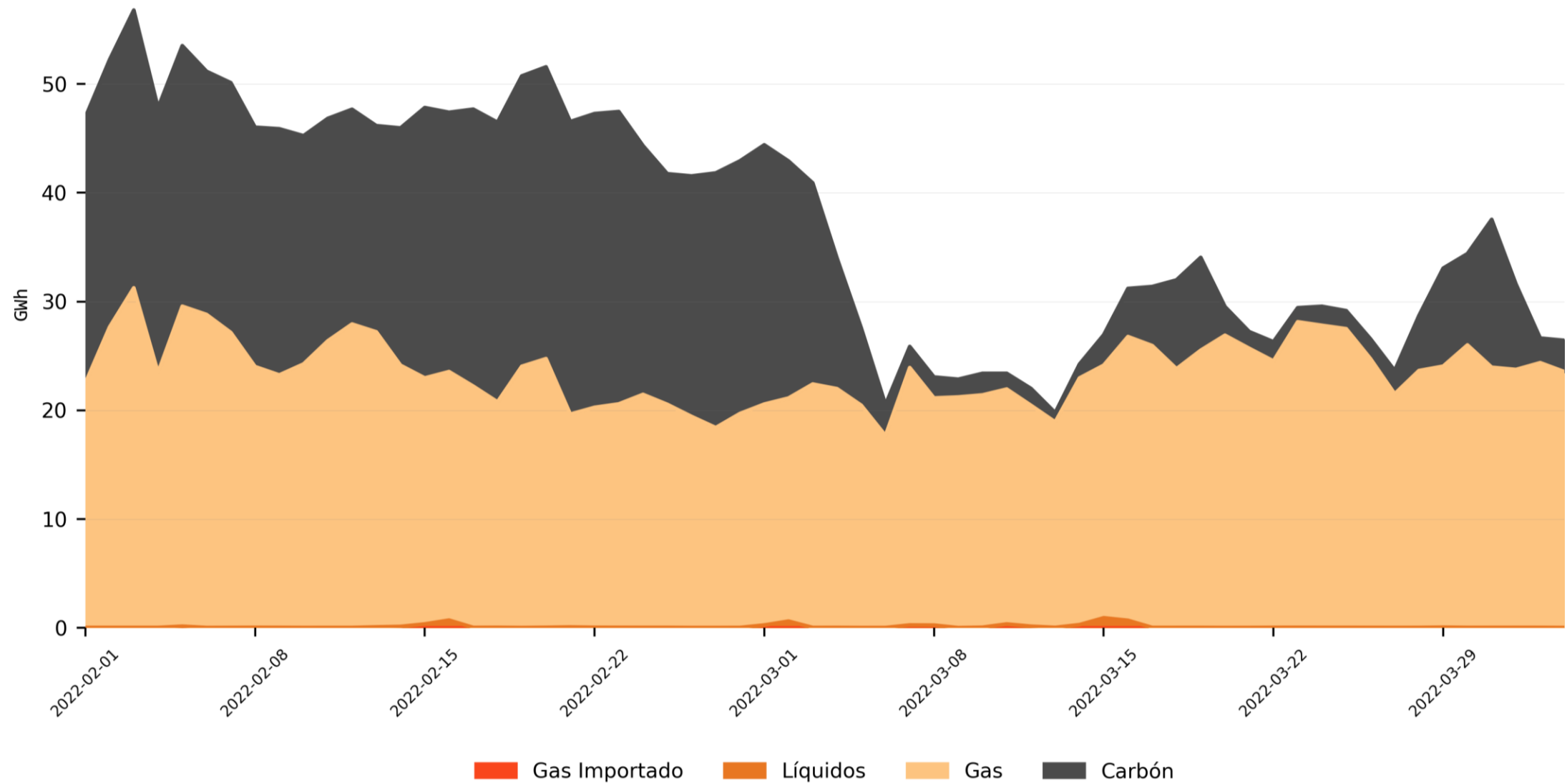
Información actualizada el 2022-04-05

Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa Nacional



Información hasta el 2022-03-31
Información actualizada el 2022-04-06

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2022-04-03
Información actualizada el 2022-04-05

2. Expectativas Energéticas

Panorama energético

- Análisis energético mediano plazo
- Horizonte: 2 años



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.

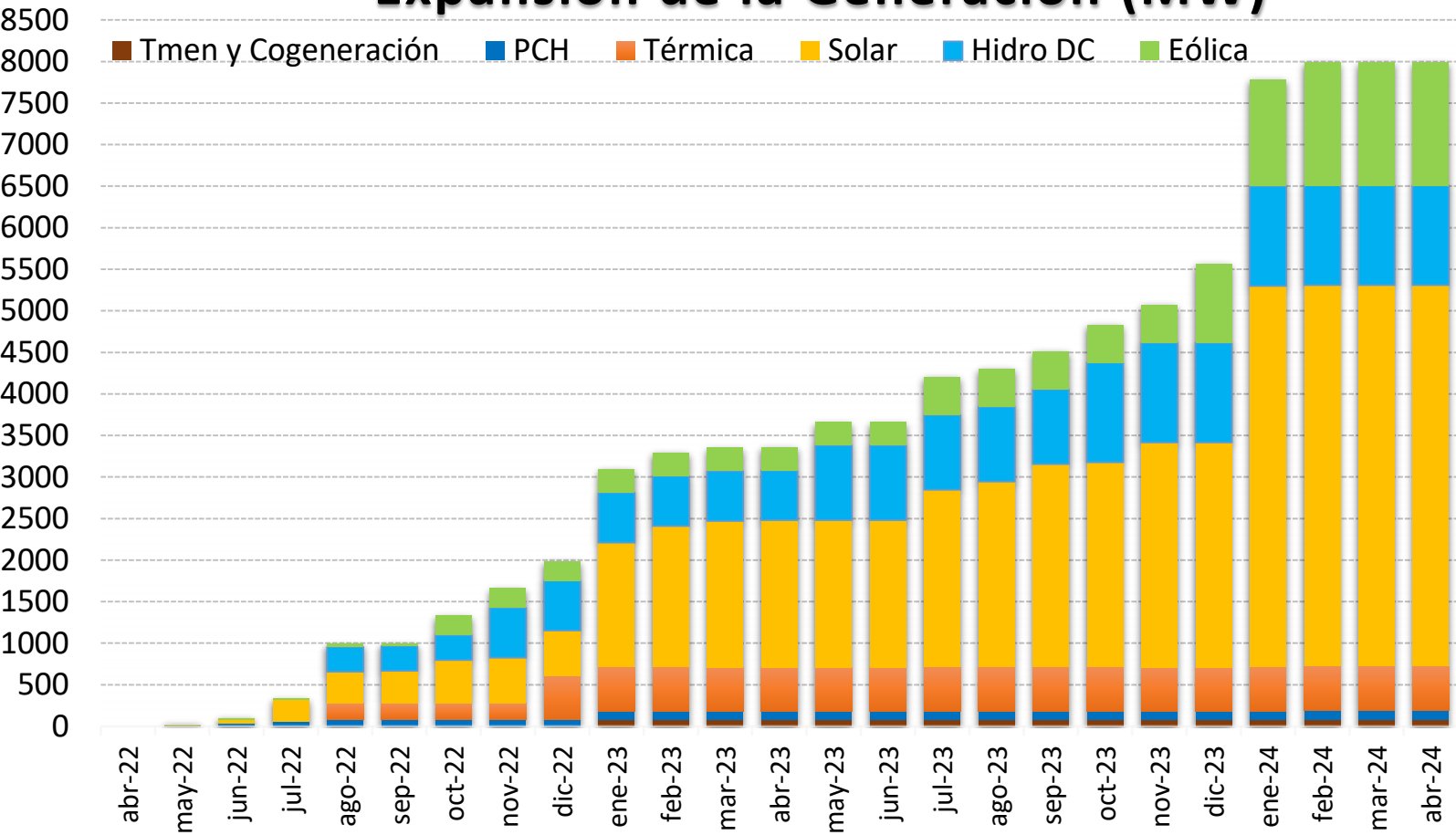


El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace:

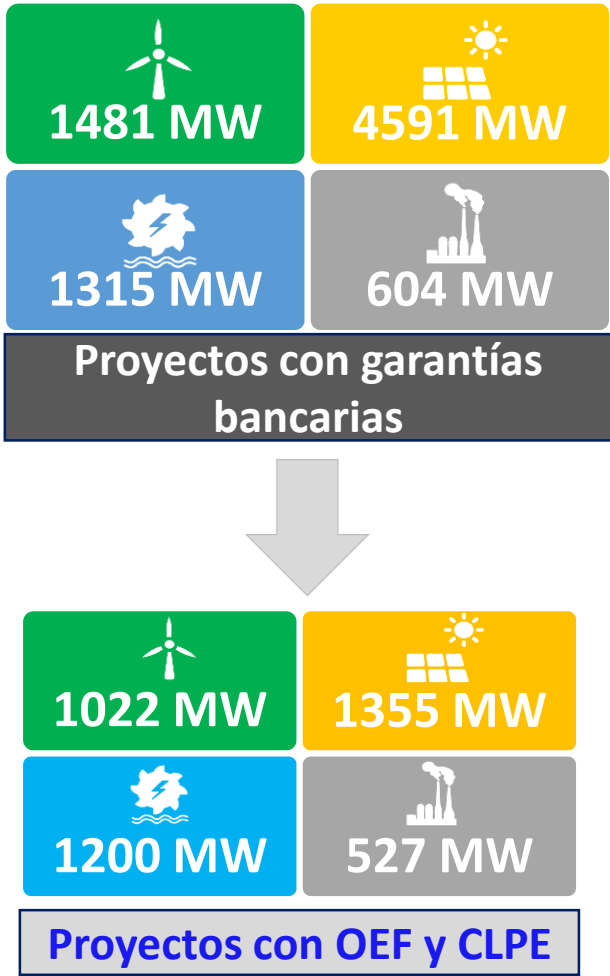
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a abril del 2024:



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

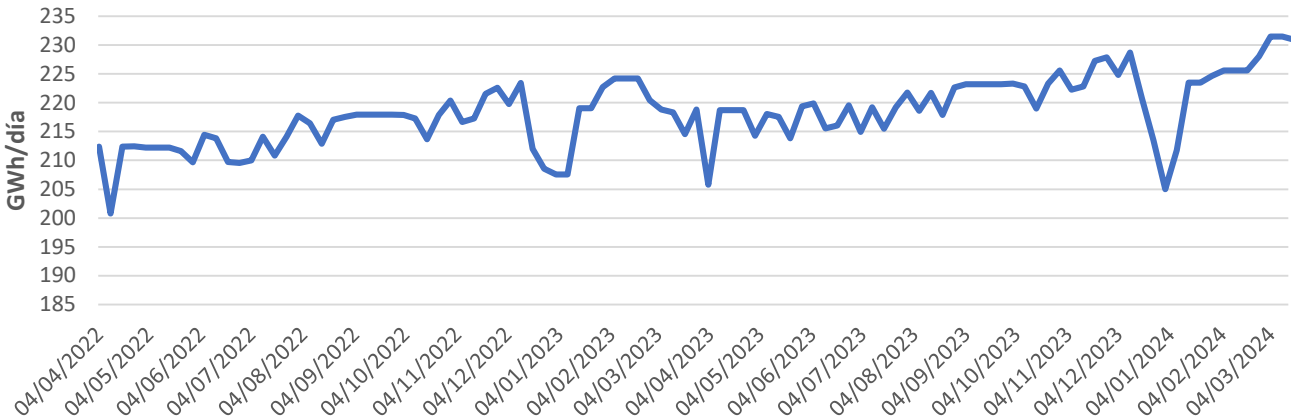
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

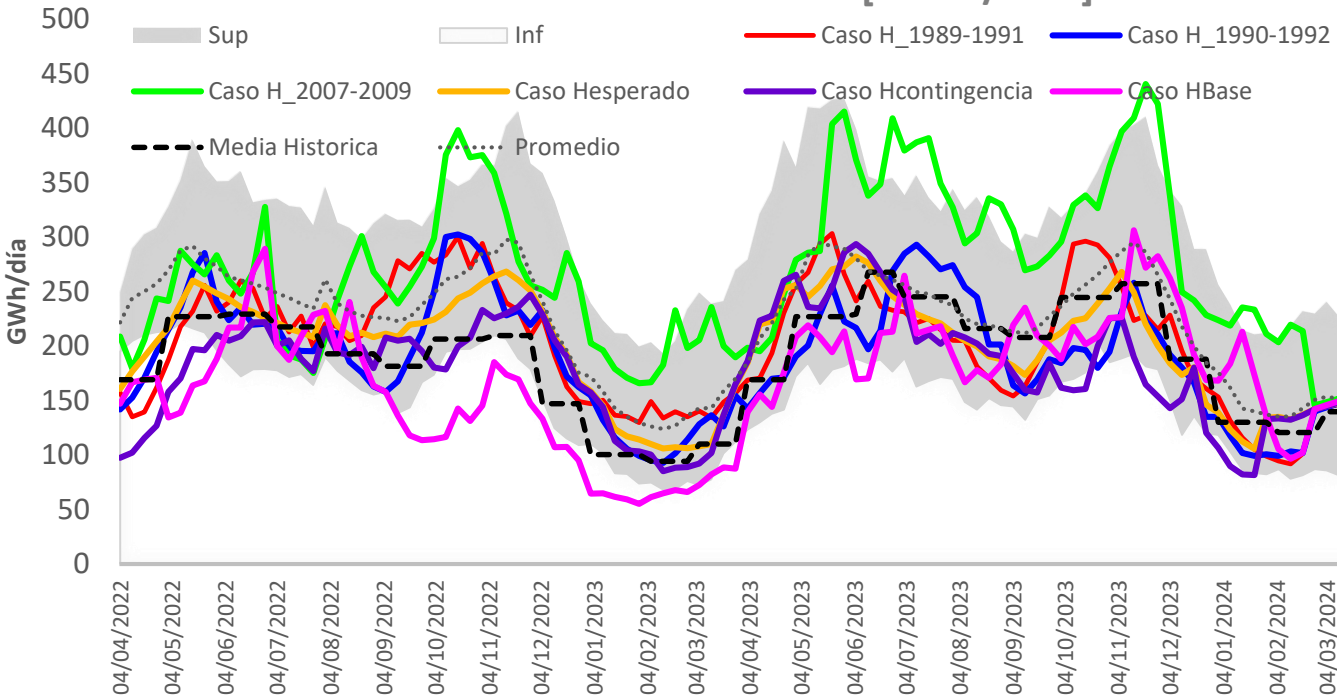
Demanda SIN



Hidrología

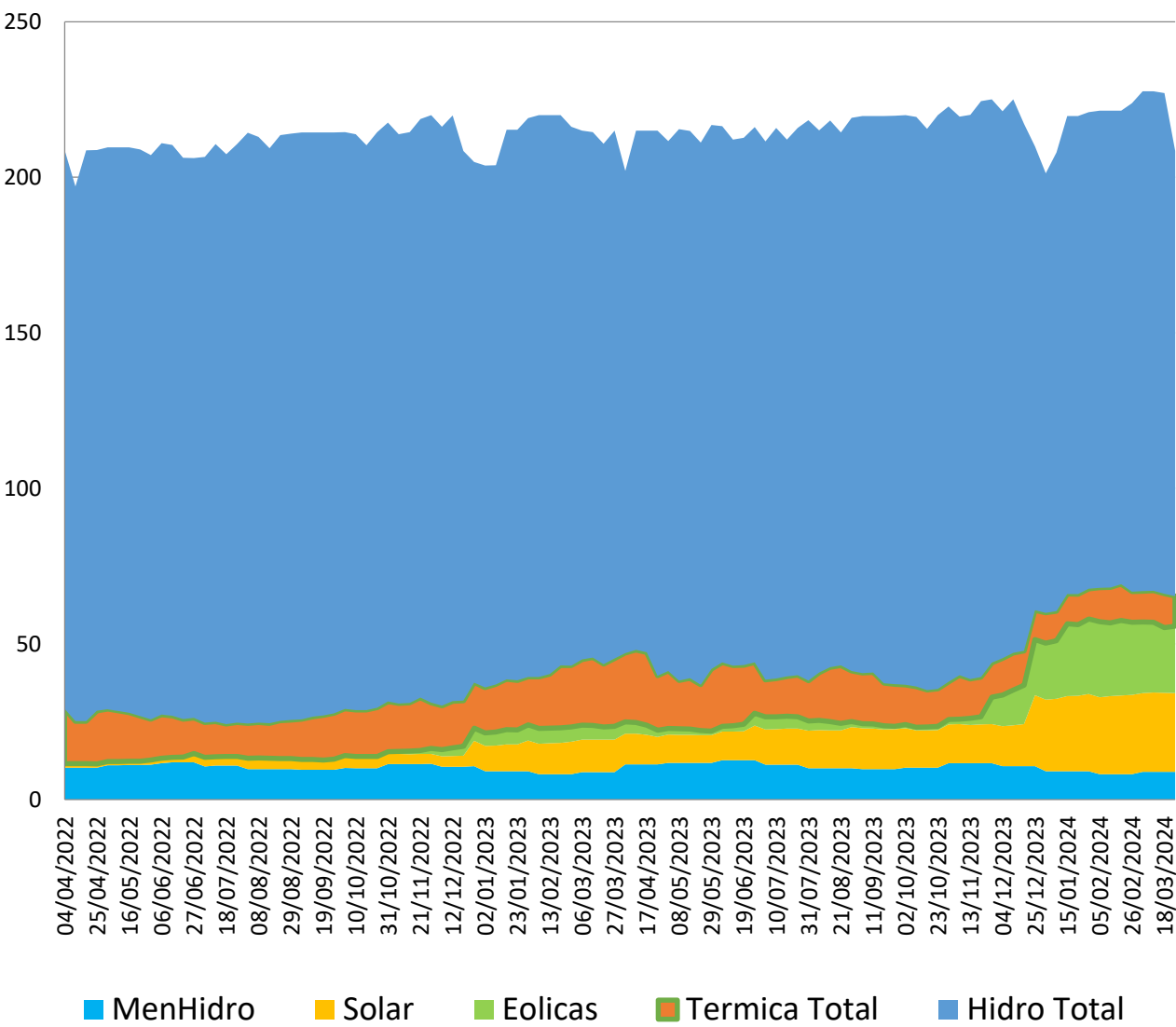
1	H 1989-1991: hidrología histórica del periodo mar de 1989 a feb de 1991	4	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.
2	H 1990-1992: hidrología histórica del periodo mar de 1990 a feb de 1992	5	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
3	H 2007-2009: hidrología histórica del periodo mar de 2007 a feb de 2009	6	Caso Base : Hidrología histórica del periodo mar 2015-feb2017 .
Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica		

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

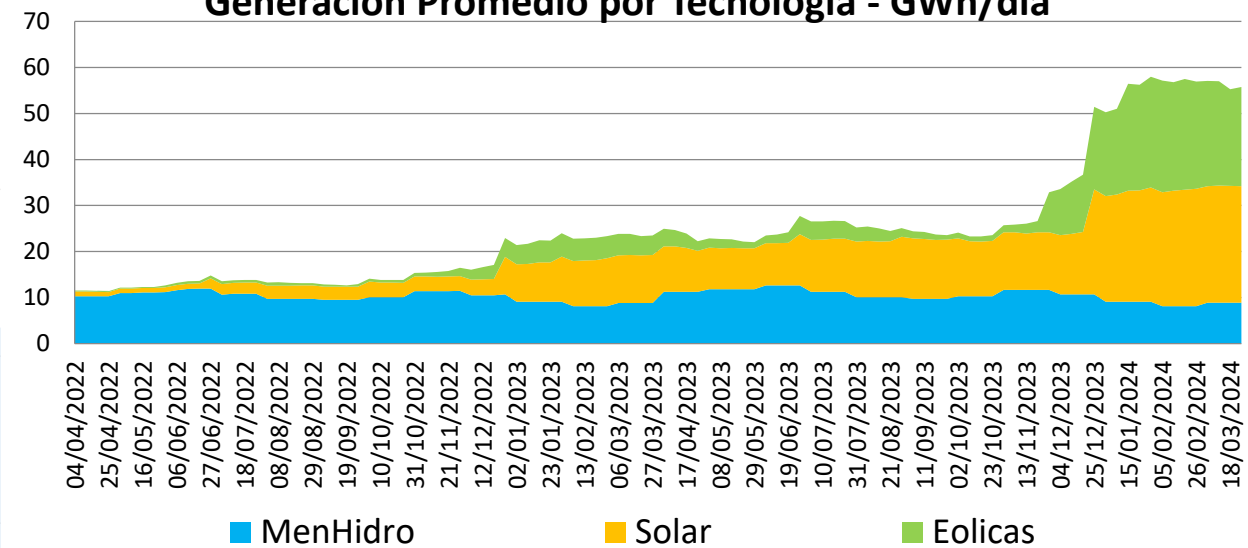


Resultados Estocásticos

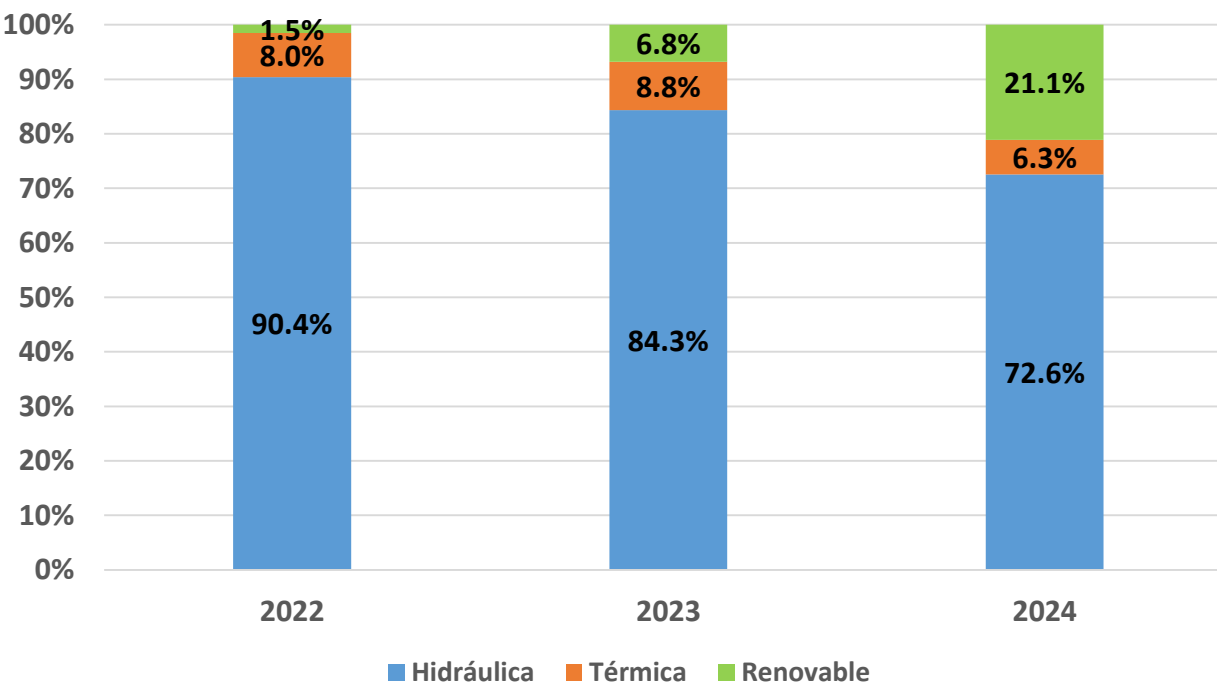
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



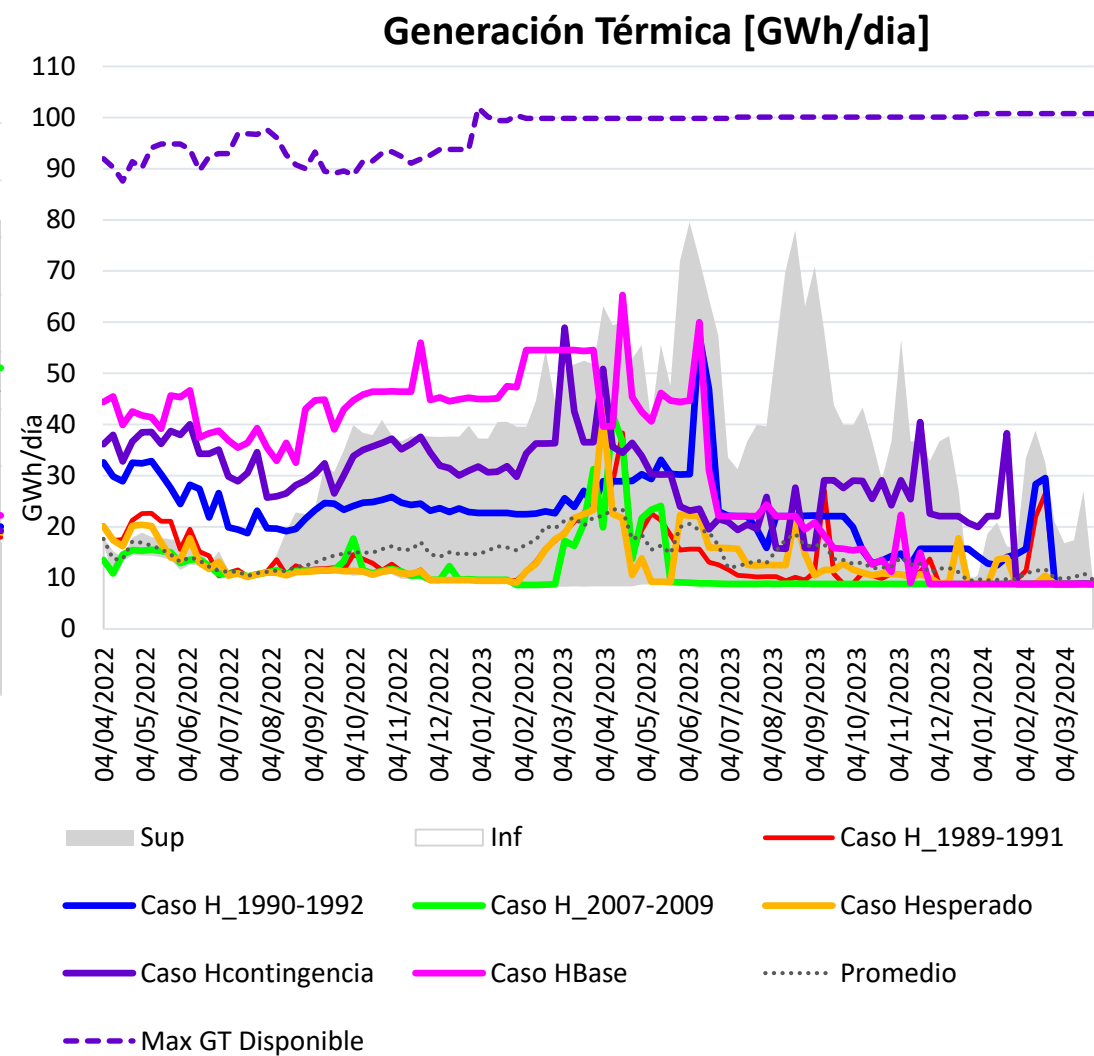
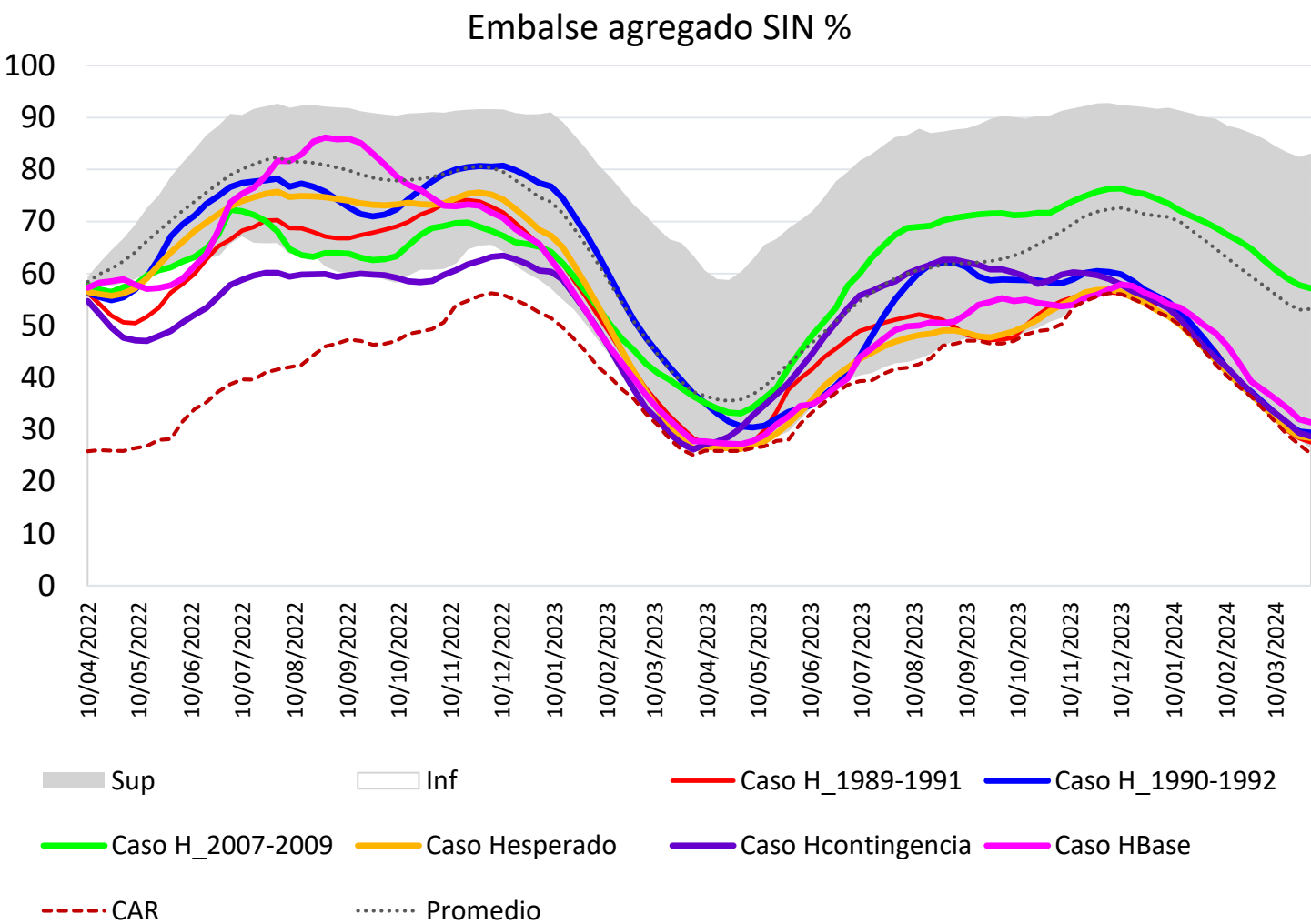
Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



Participación de la generación en la atención de la demanda



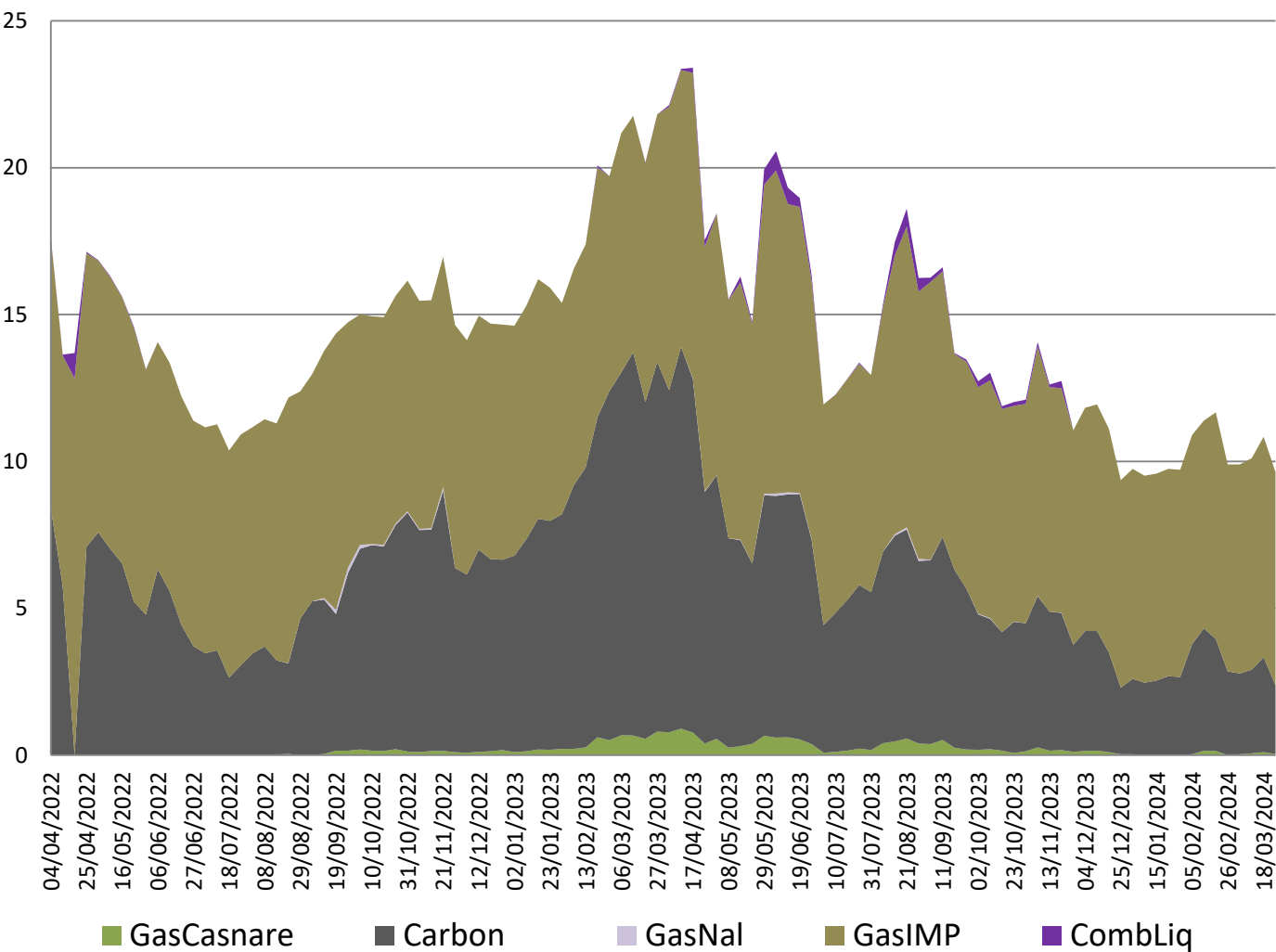
Resultados Determinísticos



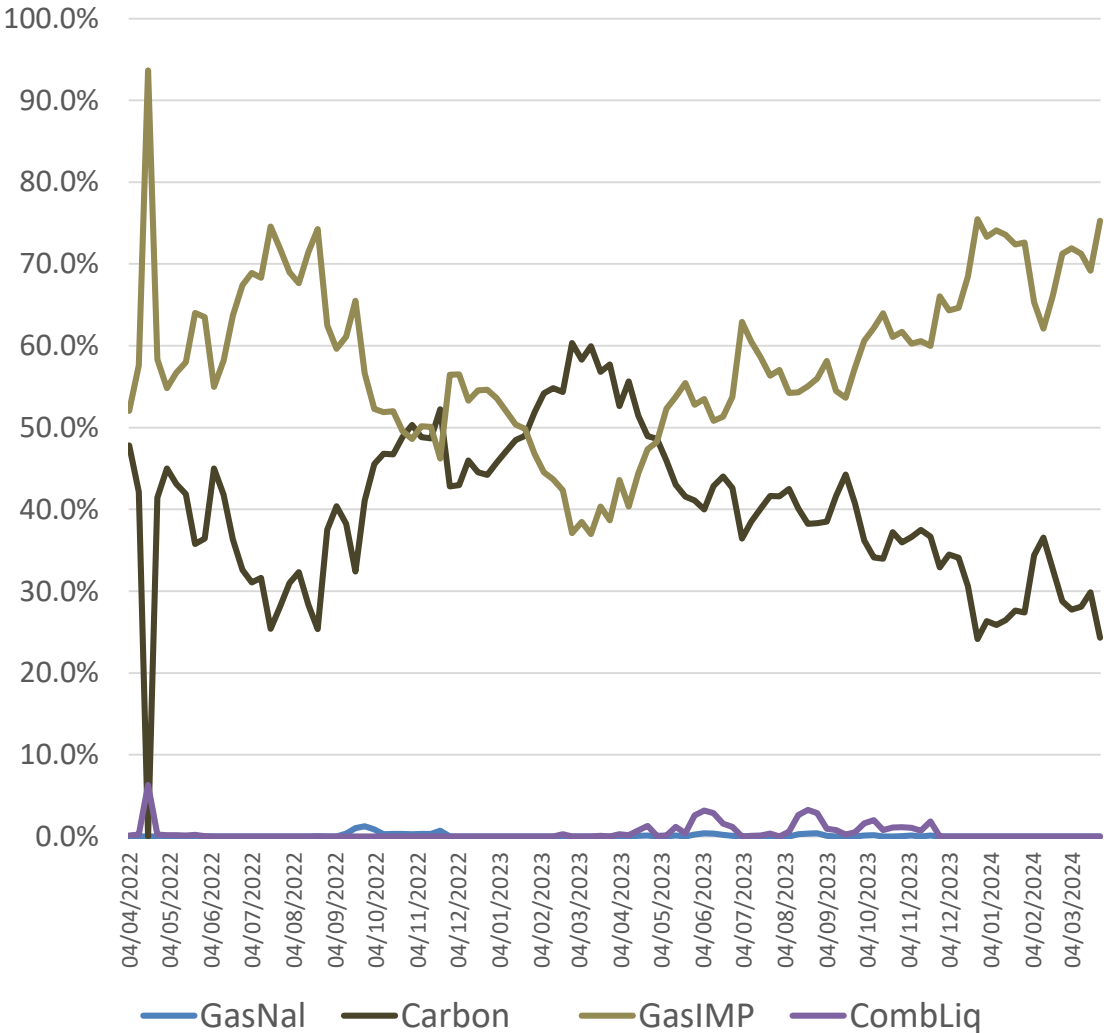
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio por tipo de combustible

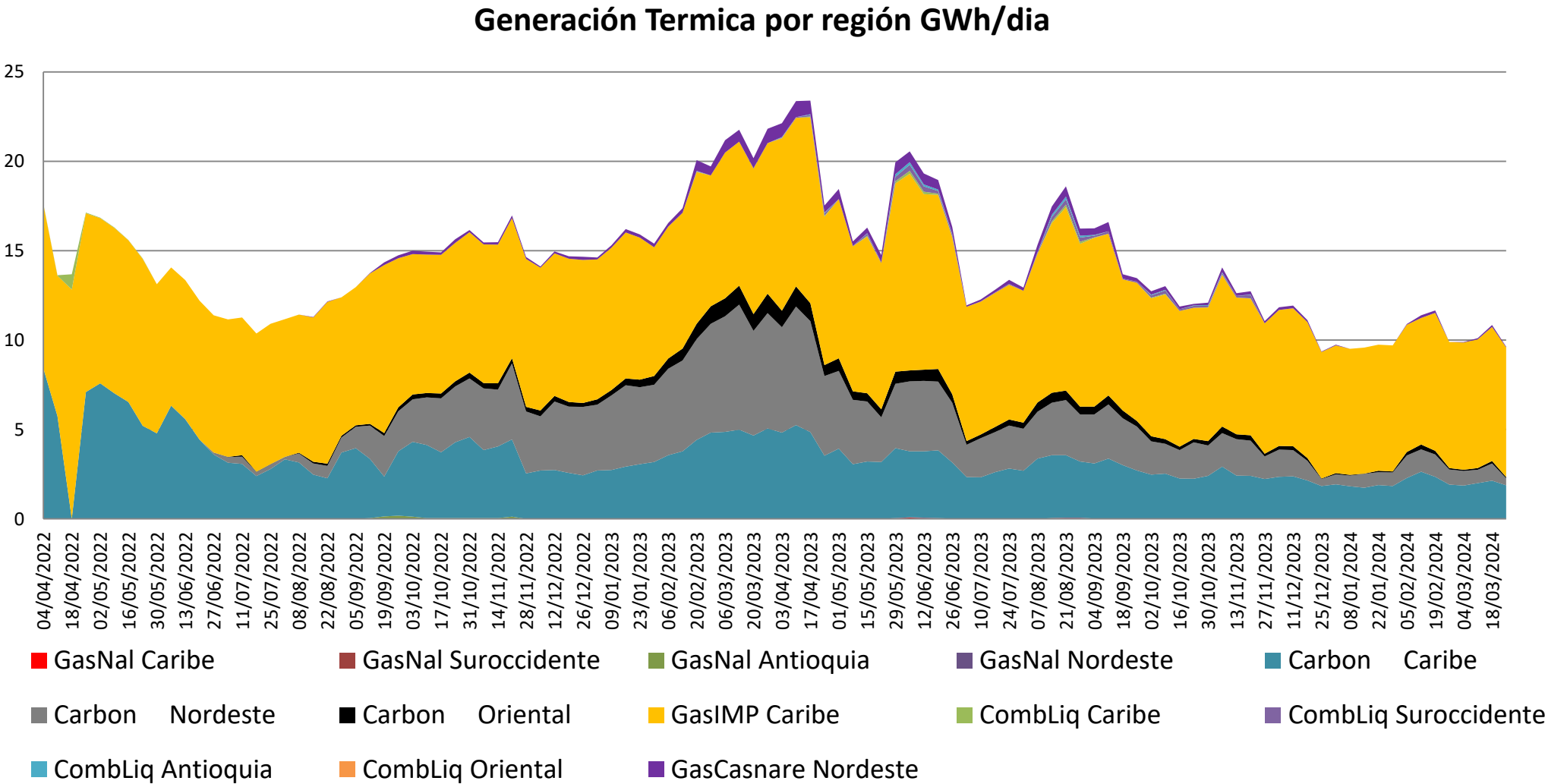
Generación Térmica - GWh/día



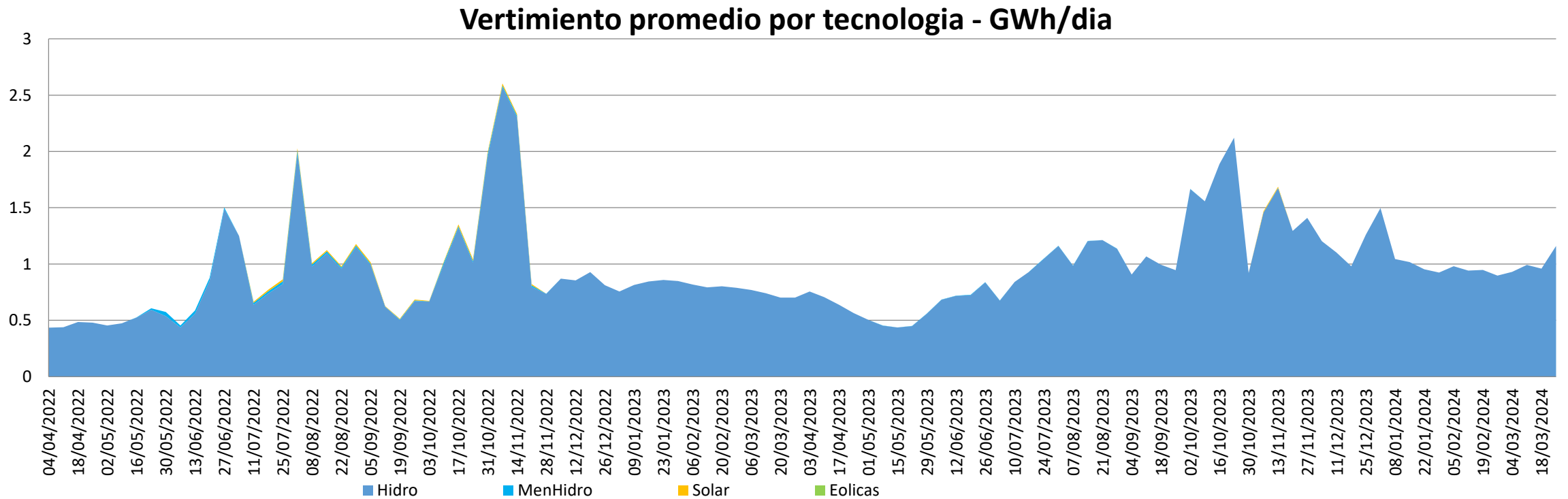
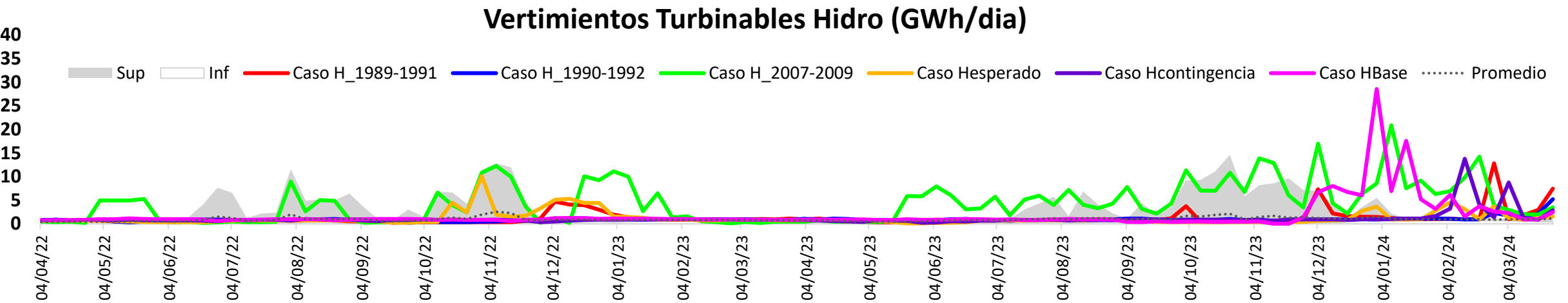
Porcentaje de participación



Generación térmica promedio por tipo de combustible y región



Resultados de Vertimientos Turbinables



A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible in the background. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is partially covered by a large blue arrow pointing to the right, which contains the text.







Análisis Energético de Largo plazo

PROYECTOS CON OEF Y CLPE



Datos de entrada y supuestos considerados

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

Tipo de simulación		Horizonte del estudio		
Estocástico - 100 series		5 años		
Condición Inicial Embalse  marzo 31, 57.38%	Intercambios Internacionales  No se consideran	Mantenimientos Generación  Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año	Costos de racionamiento  Ultimo Umbral UPME para marzo 2022	Parámetros del SIN  PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas
Embalses  MOI, MAX(MOS, NEP) Desbalances de 4.26 GWh/día promedio Restricciones de embalses de El Quimbo e Ituango consideradas		Información combustibles  Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2021). Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.		Expansión Generación  Proyectos que cuentan con asignaciones de OEF y CLPE.

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>

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

Marzo 31, 5 7 . 3 8 %



Intercambios Internacionales

Caso Autónomo y Coordinado



Mttos Generación

Aprobados, solicitados y en ejecución en el primer año.



Expansión Generación

Proyectos que cuentan con asignaciones de OEF y CLPE.



Demanda

Escenario ALTO (Rev Jun21)

Horizonte del estudio

5 años

Costos de racionamiento

Ultimo Umbral UPME para Marzo 2022.



Embalses

MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 4.26 GWh/día promedio
Restricciones de embalses de El Quimbo e Ituango consideradas



Información combustibles

Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2021).

Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.



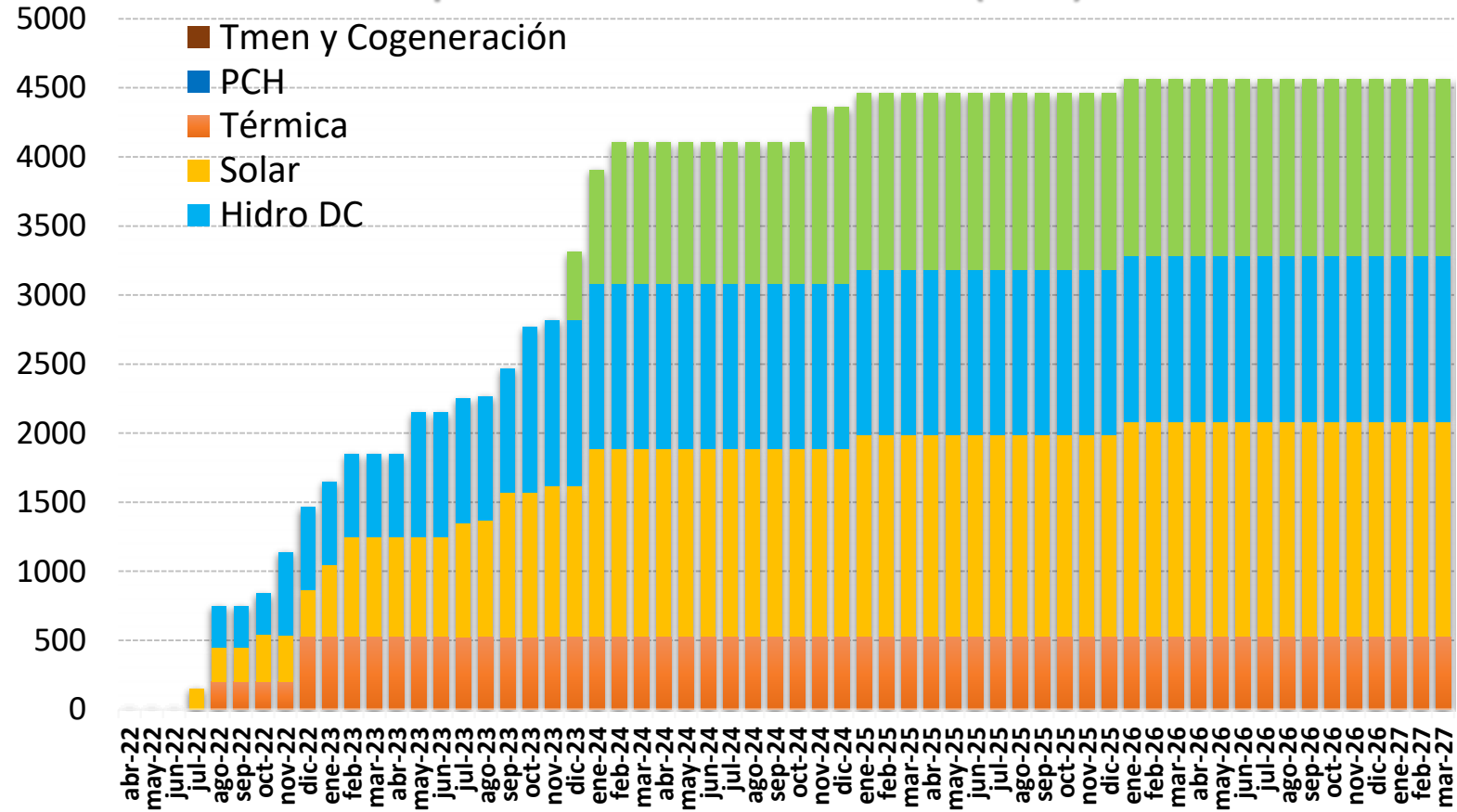
Parámetros del SIN

PARATEC Heat Rate + 15% Plantas a Gas

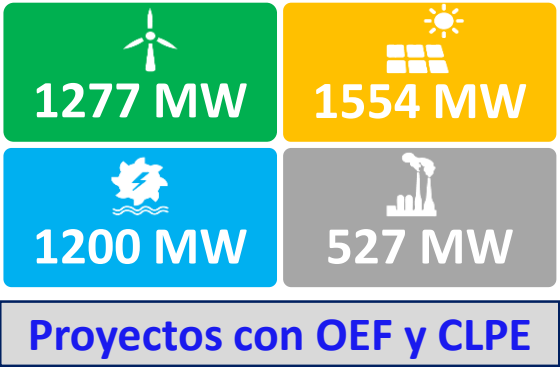


Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a enero del 2026:



Total:
4558 MW

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

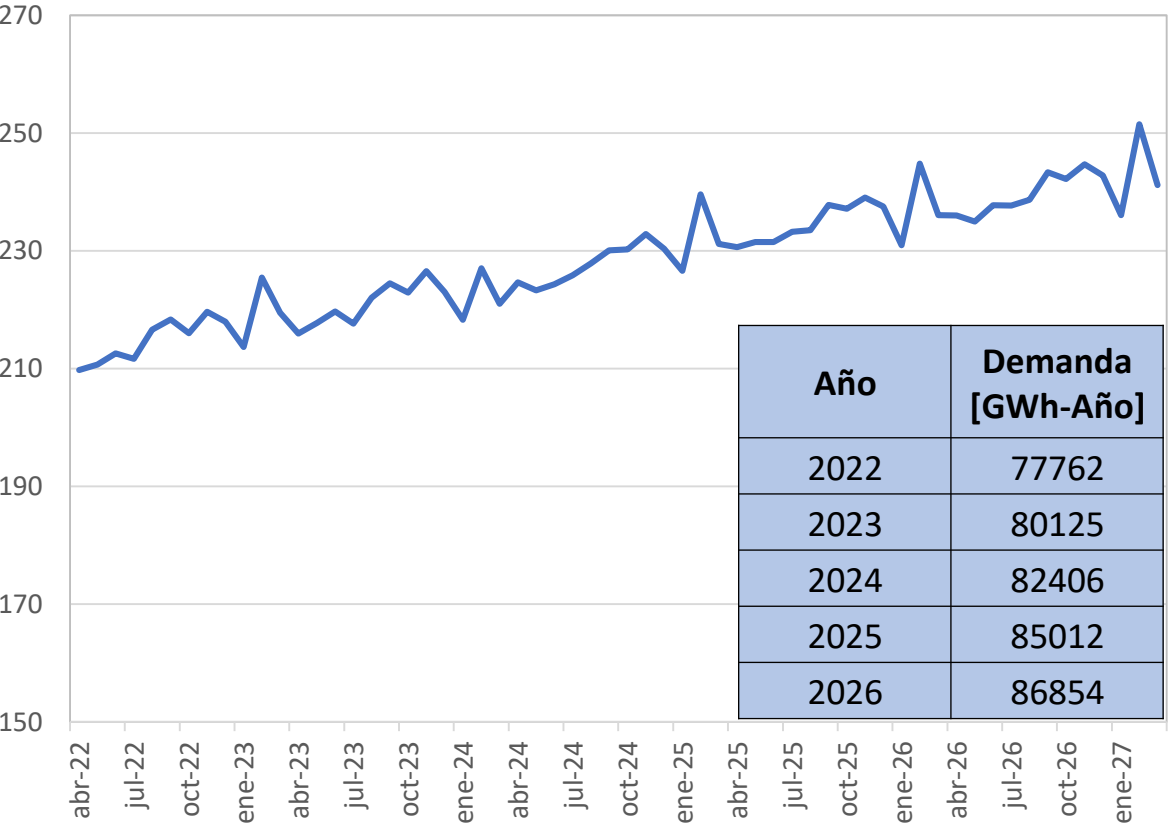
- Proyectos con obligaciones OEF y asignaciones en CLPE
- Excluye Tumawind (200 MW-Nov24) y Chemesky (100 MW-Nov24)

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **Alto** de la UPME

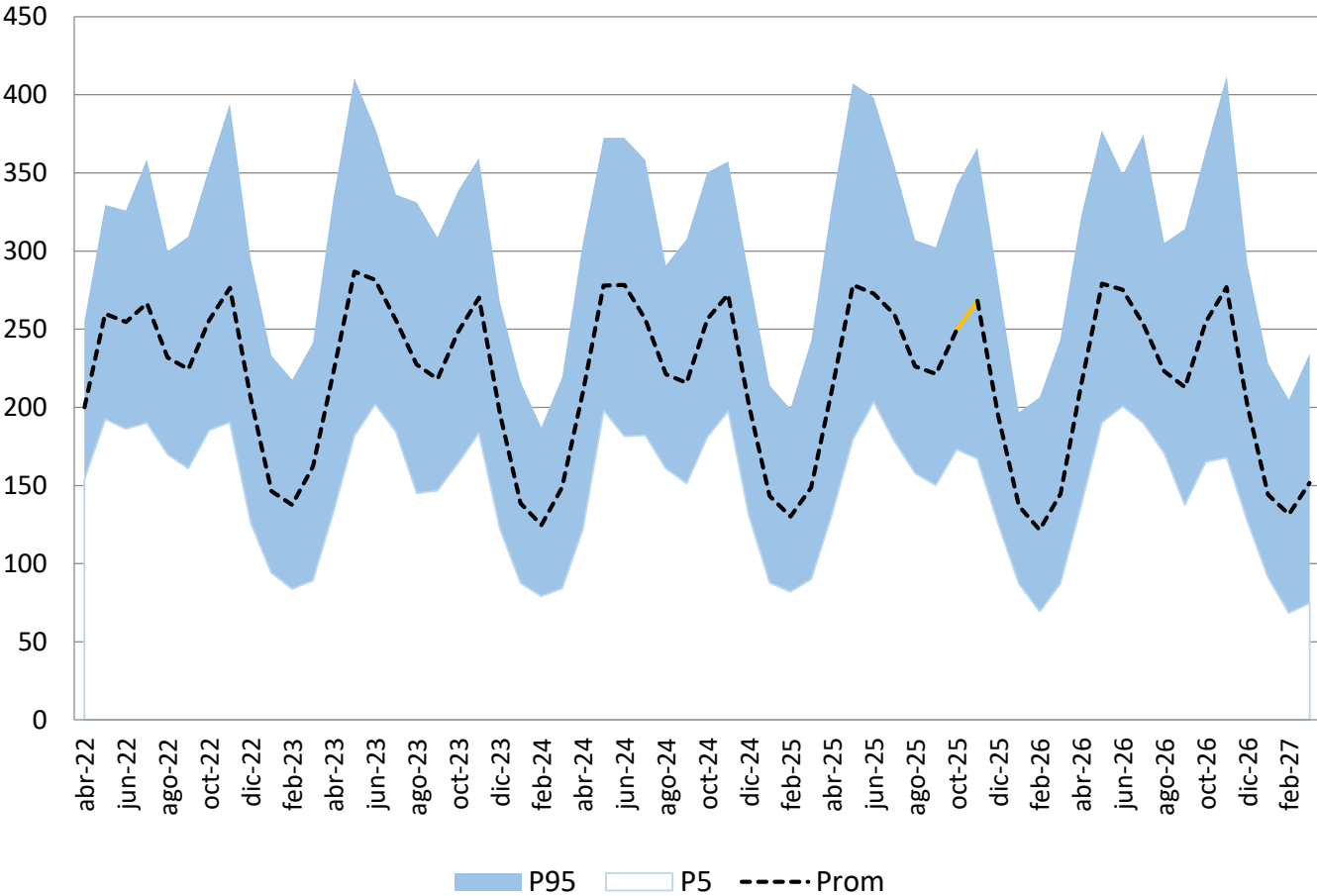
Escenario de Demanda Alta GWh/día



Hidrología

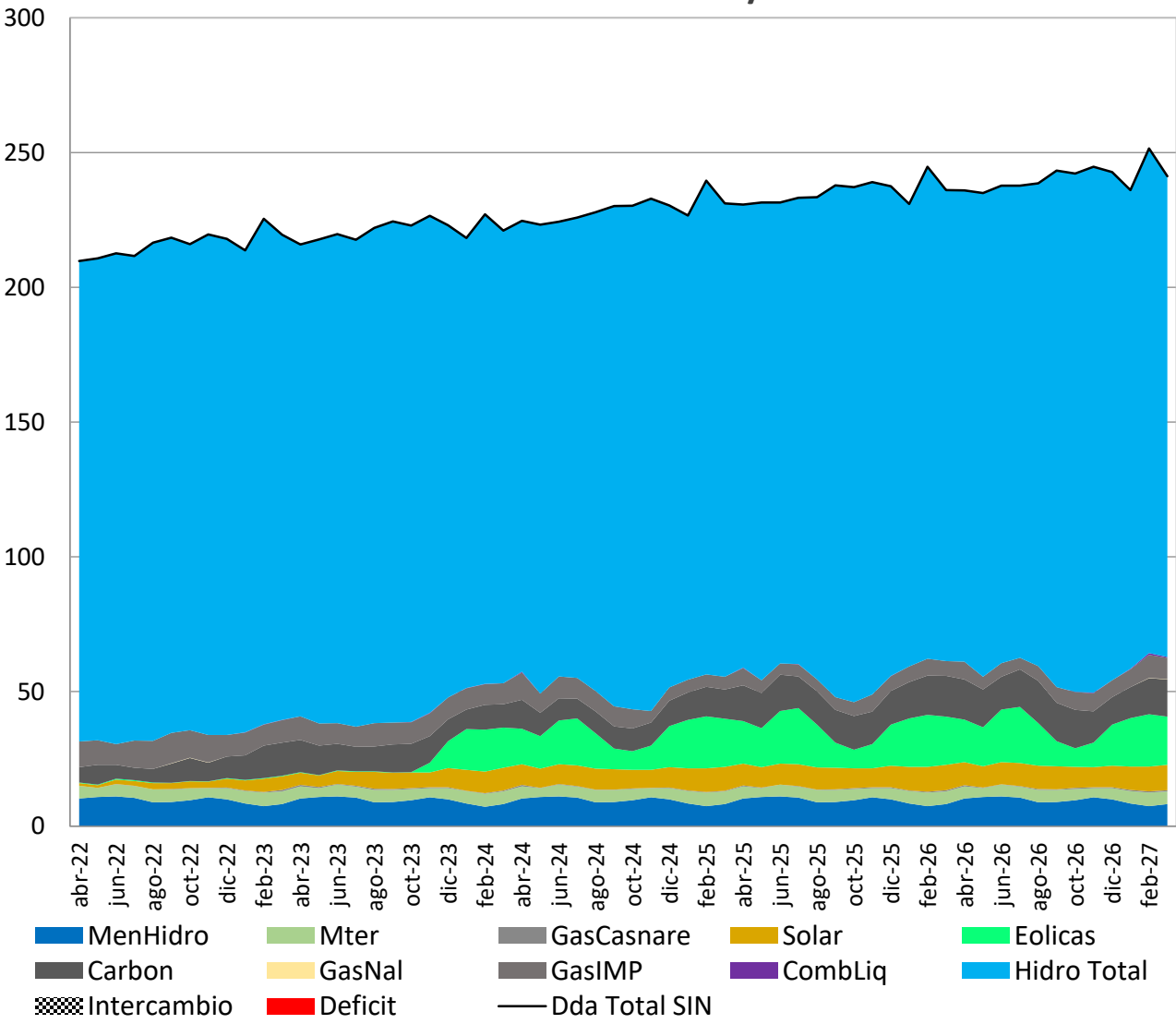
Estocástico

Aportes al SIN GWh/día

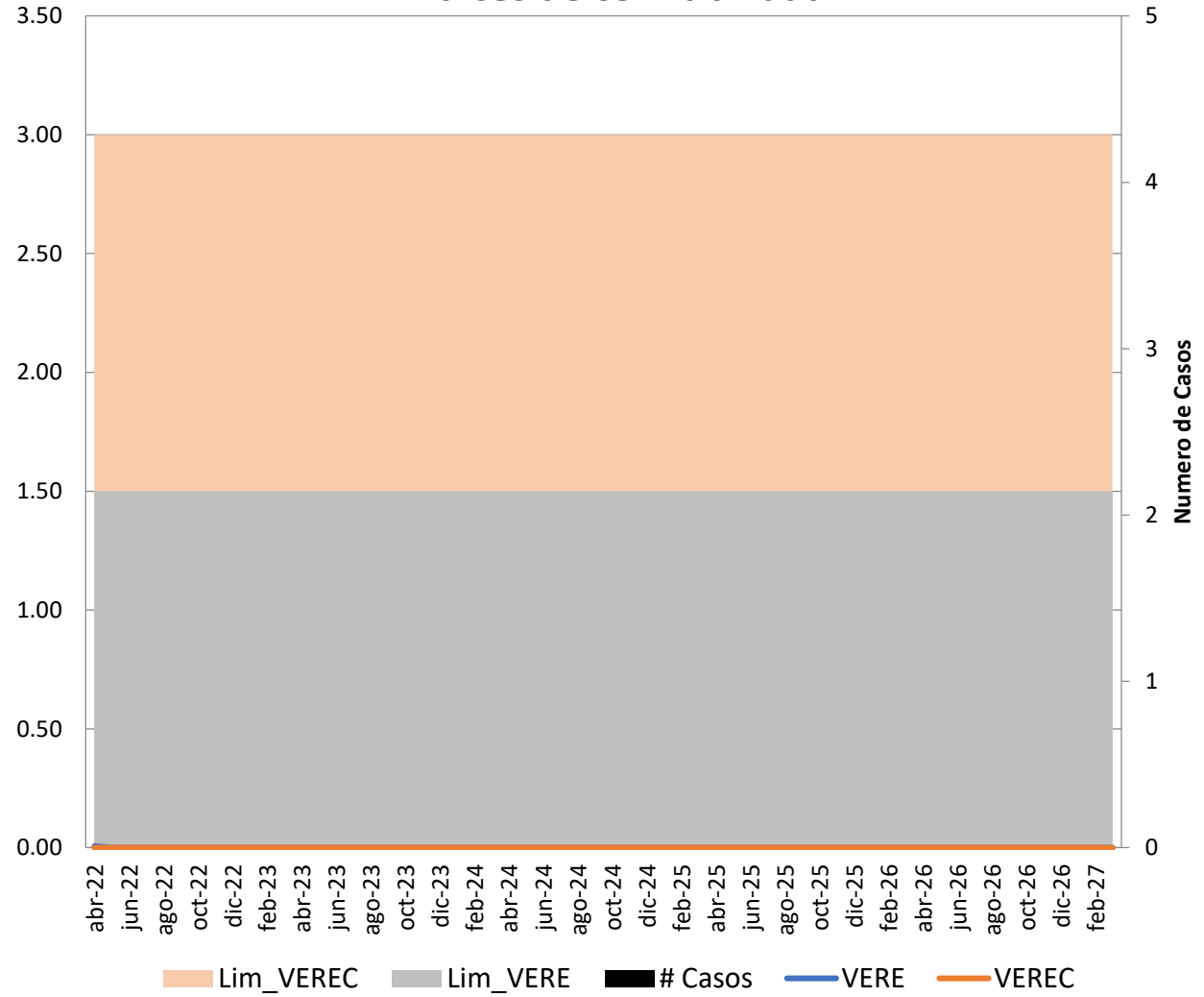


Escenario Estocástico en el LP

Balance del SIN - GWh/dia

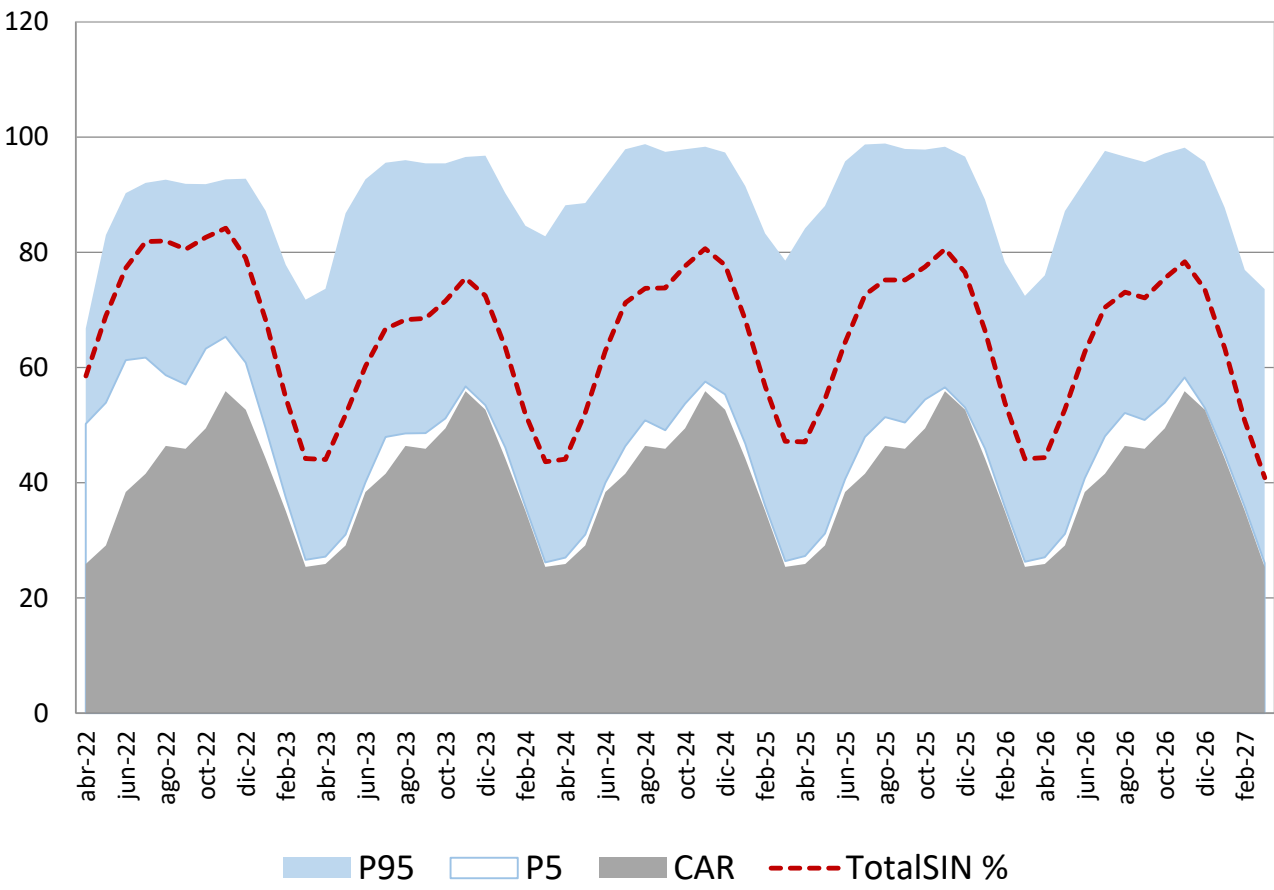


Indices de confiabilidad

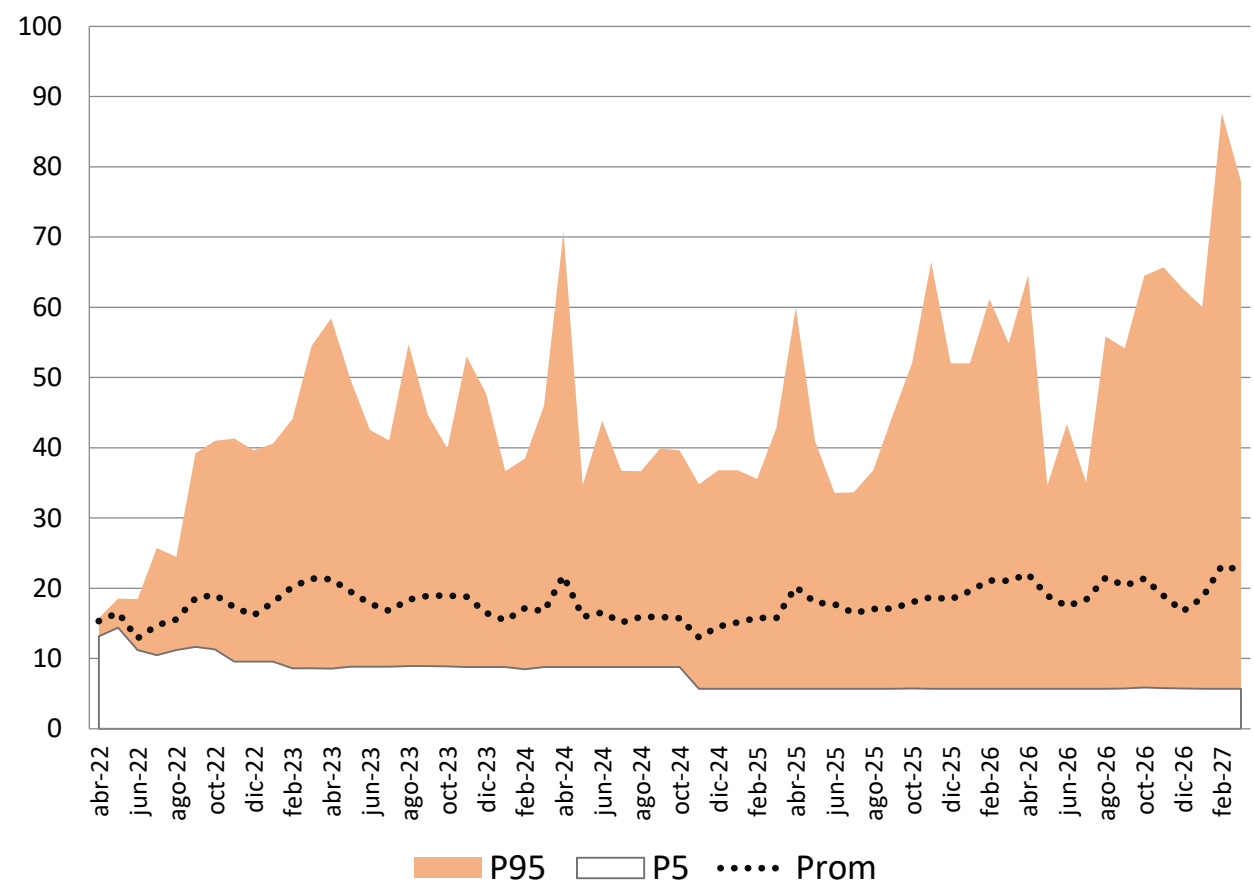


Escenario Estocástico en el LP

Embalse de SIN %



Generación Termica GWh/dia



Conclusiones y recomendaciones



En los horizontes de simulación y 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.



La entrada progresiva de los proyectos de generación renovable supone una reducción en la generación térmica promedio en los próximos años y una reducción en los costos marginales de demanda.



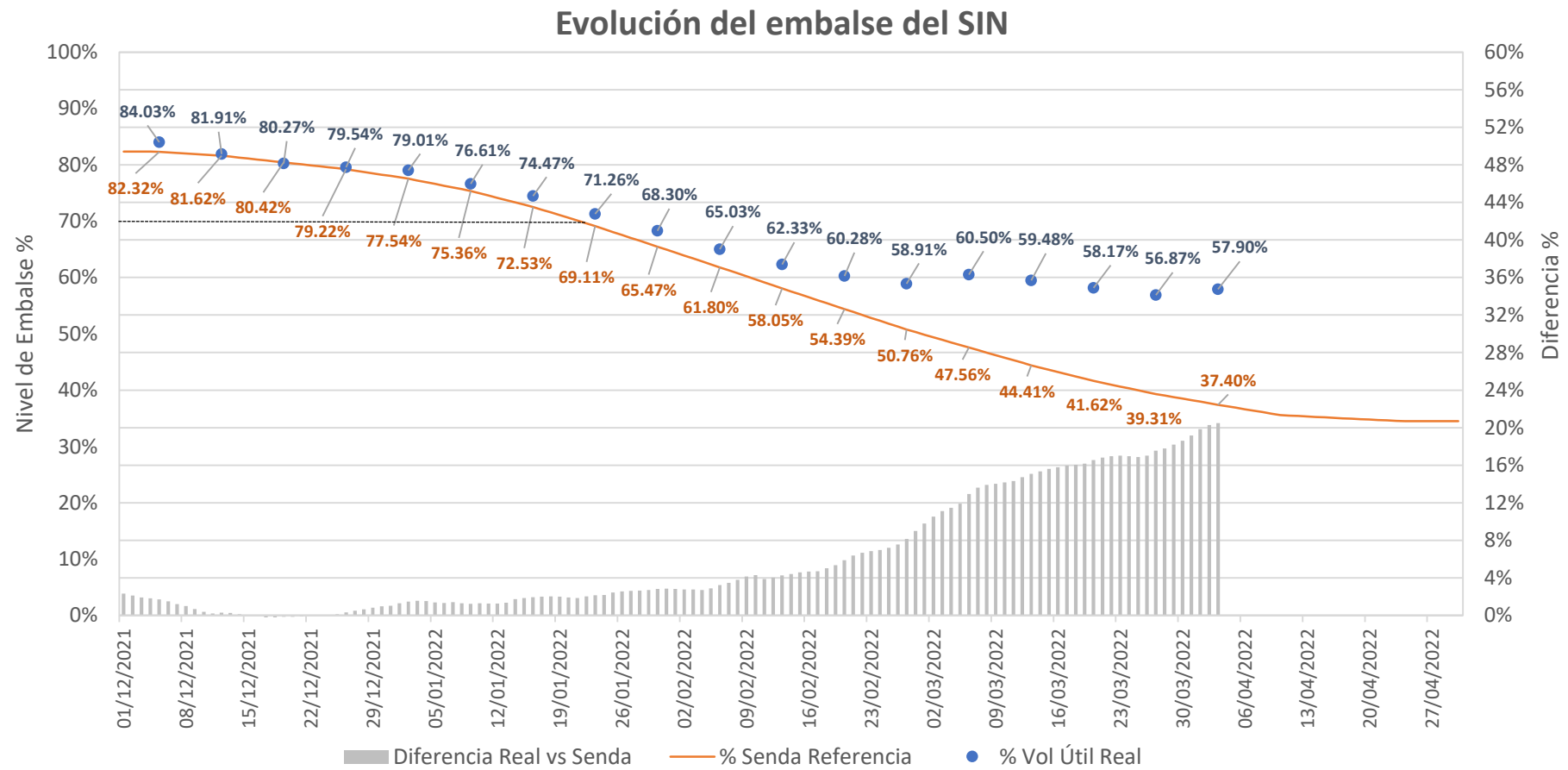
El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector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

Seguimiento a la senda de referencia del embalse del SIN

Verano 2021-2022



Senda de Referencia del embalse del SIN Estación de verano 2021 -2022



Año	Semana	Fecha Cálculo	Condición	Embalse Real SIN	Embalse Senda	NE	PBP	HSIN
2022	14	lunes, 04 de abril de 2022	Normal	57,90 %	37,40 %	Superior	Bajo	146,49 %
2022	9	lunes, 28 de febrero de 2022	Normal	58,91 %	50,76 %	Superior	Bajo	113,05 %
2022	5	lunes, 31 de enero de 2022	Normal	68,30 %	65,47 %	Superior	Bajo	94,12 %
2022	1	lunes, 03 de enero de 2022	Normal	79,01 %	77,54 %	Superior	Bajo	83,37 %
2021	48	lunes, 29 de noviembre de 2021	Normal	84,79 %	71,75 %	Superior	Bajo	104,76 %
2021	44	lunes, 01 de noviembre de 2021	Normal	84,84 %	67,06 %	Superior	Bajo	104,81 %

3. Situación Operativa

A photograph of a wind farm at sunset. Several wind turbines are visible in the background against a hazy, orange-tinted sky. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a large, stylized arrow pointing to the right, which is filled with a solid blue color. The text is overlaid on the left side of the image.

Eventos subestacion Salitre 115 kV



Eventos subestación Salitre 115 kV



Histórico eventos que afectaron la subestación salitre 115 kV (2020-2022)

Código evento	Fecha Ocurrencia	Fecha Finalización	Descripción
2020-1490 2020-1505	27/08/2020 16:56	27/08/2020 17:38	Disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras por falla en el activo SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 kV.
2020-1638 2020-1655	16/09/2020 10:48	16/09/2020 11:04	Disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras.
2021-1977 2021-2000	16/09/2021 13:31	16/09/2021 15:17	Disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV, afectando las S/E SALITRE 115 KV, CHICALÁ 115 KV y MORATO 115 KV.
2022-0539	4/04/2022 6:19	4/04/2022 6:50	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.
2022-0540	4/04/2022 7:24	4/04/2022 7:27	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.
2022-0541	4/04/2022 7:33	4/04/2022 7:37	Disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.

Eventos subestación Salitre 115 kV



Riesgos operativos

- En cada uno de los eventos se ha presentado DNA y riesgos para la operación segura y confiable del resto de la demanda de la ciudad de Bogotá.
- Se recomienda a CODENSA en compañía del CND y el subcomité de protecciones realizar un análisis detallado de este tipo de fallas en sus redes, de forma que permitan identificar e implementar soluciones de fondo.
- Se recomienda a CODENSA ponerse al día en las acciones resultantes de eventos identificadas por el CND.

Fecha Ocurriencia	Fecha Finalización	Descripción	DNA (MWh)
27/08/2020 16:56	27/08/2020 17:38	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras por falla en el activo SALITRE CONDENSADOR PARALELO 1 45 MVAR 115 kV.	25.3
16/09/2020 10:48	16/09/2020 11:04	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la S/E SALITRE 115 kV. El agente reporta actuación de la protección diferencial de barras.	15
16/09/2021 13:31	16/09/2021 15:17	Demanda no atendida por disparo de todos los extremos remotos de la subestación SALITRE 115 KV, afectando las S/E SALITRE 115 KV, CHICALÁ 115 KV y MORATO 115 KV.	59
4/04/2022 6:19	4/04/2022 6:50	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	39.6
4/04/2022 7:24	4/04/2022 7:27	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	4.95
4/04/2022 7:33	4/04/2022 7:37	Demanda no atendida por el disparo de todos los activos asociados a la barra SALITRE 1 115 KV.	3.96

Cruces de circuitos



Objetivos



- Presentar inventario de cruces informados por los promotores de nuevos proyectos del STN ante solicitud del CND.
- Identificar los riesgos que se tendrían para la operación del sistema y recomendar a los agentes promotores la revisión de los trazados.
- Construir recomendación al regulador y UPME con propuesta de reglamentación de máximos activos involucrados en un cruce o acciones que se deben implementar para mitigar los riesgos de materialización.

Cruces de circuitos aéreos

El CND solicitó a los promotores de nuevos proyectos en construcción en el STN, si con la entrada de nuevos circuitos se presentarán cruces con otras líneas de transmisión existentes. Se recibió información de CELSIA, GEB, INTERCOLOMBIA y TEC, de la información recibida se identifica:

- 16 proyectos del STN.
- 3 proyectos no se identifican cruces
- 28 nuevos circuitos.
- Aproximadamente 20 circuitos tienen cruces con circuitos existentes o futuros.
- Algunos circuitos se cruzan hasta con 20 circuitos existentes, no obstante, se esta solicitando aclaración sobre los vanos comunes que cruzan para evaluar adecuadamente su impacto.



Proyecto UPME 04 - 2014 (Refuerzo 500 kV Suroccidente)



En la última reunión del CT y CO, GEB presentó el trazado definido para la línea San Marcos - Alférez 500 kV y los cruces que se presentarán a la entrada de la subestación San Marcos 500 kV, donde se evidencia un cruce con 4 activos existentes a nivel de 220 kV en un mismo vano.

Dado el impacto sistémico que puede tener lo anterior, el CND recomendó evaluar algunas alternativas técnicas que permitan mitigar o minimizar los riesgos operativos, no obstante, GEB indicó que dado el estado actual del proyecto no es posible realizar cambios en el trazado ni en las obras definidas.

Conclusiones



- Con la entrada de nuevos proyectos se identifica la probabilidad de tener nuevos cruces en el sistema que podrían originar eventos N-k, eventos de alto impacto y que no son de fácil cubrimiento en la operación en tiempo real.
- En la actualidad no se tiene en la regulación definido un criterio de máximo número de activos que se pueden ver involucrados en un mismo cruce, no obstante en las convocatorias se recomienda minimizarlos.
- Para el CND y CNO es importante conocer los riesgos en el sistema de forma que se puedan analizar alternativas para minimizar probabilidad de ocurrencia y mitigar impacto en caso de materializarse.

Recomendaciones



- Realizar cronograma de levantamiento de cruces en el sistema y análisis por subárea. - **CT**
- Analizar la inclusión de un requisito adicional en el acuerdo de proyectos que permita identificar tempranamente la existencia de nuevos cruces – **CNO**
- Identificar alternativas técnicas o propuestas regulatorias que permitan eliminar cruces actuales, mitigar probabilidad de falla o impacto de la misma en caso de materializarse y la viabilidad técnica y económica de su implementación. - **CT**
- Establecer en la regulación el número máximo de activos que se permitirán estén involucrados en los cruces, este número podrá ser general para el sistema, depender del nivel de tensión o podrá ser resultado de un análisis detallado que realice la UPME y que dependa de la topología y características de cada proyecto, en todo caso este número máximo al igual que las características técnicas que deben tener los equipos del vano donde se presentan los cruces deben ser considerados desde los DSI para que estos se incluyan en las propuestas económicas de los agentes, junto con los costos de las adecuaciones que se deban realizar en la infraestructura existente en cumplimiento de estos lineamientos. **CREG - UPME**

Resiliencia y flexibilidad

Resiliencia y flexibilidad



El jueves 24 de marzo y viernes 25 de marzo de 2022, el CND presentó en espacio convocado por el CNO, los resultados de los análisis de Resiliencia y flexibilidad, respectivamente.

Las presentaciones y grabación de las reuniones pueden ser consultadas en la página web del CNO.



Las conclusiones y recomendaciones del estudio de flexibilidad fueron las siguientes:

Las simulaciones muestran que **el Sistema cuenta con la flexibilidad necesaria para integrar 8.1 GW** de FERNC debido a que:

1. **Se atiende completamente la demanda** considerada.
2. Se encuentra un **comportamiento confiable en las reservas hídricas** del sistema.
3. Se cuenta con los **recursos suficientes para atender las rampas** de la demanda neta.
4. Se observan **suficientes reservas frías y en caliente** según los despachos simulados.
5. **No se observan atrapamientos a nivel del STN** por la integración de FERNC.

Resiliencia y flexibilidad



Sin embargo, es necesario:

» UPME:

- **Incorporar en el plan de expansión nuevos equipos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito**, que permitan una operación segura en el área GCM frente al fenómeno FIDVR y Red débil (nivel de corto circuito e inercia del sistema) para la operación estable de las FERNC.
- **Monitorear la integración de nuevos proyectos de generación** (independientemente de la tecnología) **en la red del STR** para evitar posibles atrapamientos: Antioquia, Magdalena medio, CQR, Nordeste y tener en cuenta esta situación en la aprobación de puntos de conexión.
- **Incorporar criterios de red débil en el planeamiento de la expansión del sistema** (STN, STR y SDL) para la asignación de puntos de conexión y el fortalecimiento la red transmisión y distribución.

Resiliencia y flexibilidad



CREG:

Incorporar requisitos de conexión necesarios para garantizar la incorporación segura de FERNc en condiciones de red débil:

- **Activación de la regulación primaria de frecuencia en las FERNc ante eventos de sub-frecuencia.**
- **Regular el aporte rápido de corriente de secuencia negativa durante fallas.**
- **Regular la maximización del aporte de corriente durante fallas, la no cesación de la entrega de potencia activa y la limitación al aporte de corriente activa.**
- **Incluir soportabilidad ante rata de cambio de la frecuencia (ROCOF).**
- **Regular el reporte de modelos y análisis EMT.**
- **Regular procedimiento para disponer de un modelo de carga dinámico validado del SIN.**
- **Regular la contribución al corto circuito e inercia de la tecnología basada en inversores.**

Resiliencia y flexibilidad



Promotores de FERNC:

- **Tener en cuenta en los diseños y en el ajuste de las funciones de control y protección, la posibilidad de que el SCR sea inferior a 3**, de tal forma que los equipos a instalar garanticen la operación estable y segura del parque y el cumplimiento de los requisitos de la resolución CREG 060 de 2019.
- Realizar el ajuste de los **controles y protecciones de las plantas considerando el modelo de red completo del área** y la interacción con otras plantas de la zona, con ayuda de **simulaciones de detalle RMS y EMT**.
- **Ajustar las protecciones por sobre voltaje y bajo voltaje en los buses AC y DC**, así como en los inversores, para que las mismas **no presenten disparo frente a tensiones en el punto de conexión que se encuentren dentro de la curva de FVRT** definida en la resolución CREG 060 de 2019.

Resiliencia y flexibilidad



- » Dado que se acordó mantener el grupo de trabajo de la Resolución CREG 060 de 2019, se pone a consideración del CNO, dar prioridad en los temas a revisar por el grupo a los nuevos requisitos recomendados para las FERNC.

IPOEMP 1 de 2022

Alcance IPOEMP I-2022



Situación Actual

- Topología a 31/03/2022
- Estado actual de restricciones y recomendaciones operativas
- Límites de importación
- Requerimiento de unidades por área para el soporte de tensión

Entrada Progresiva de Proyectos

- Impacto en disminución de restricciones
- Recomendaciones ante posibles restricciones
- Análisis de fortaleza de red con métricas SCR
- Re evaluación de ESPS

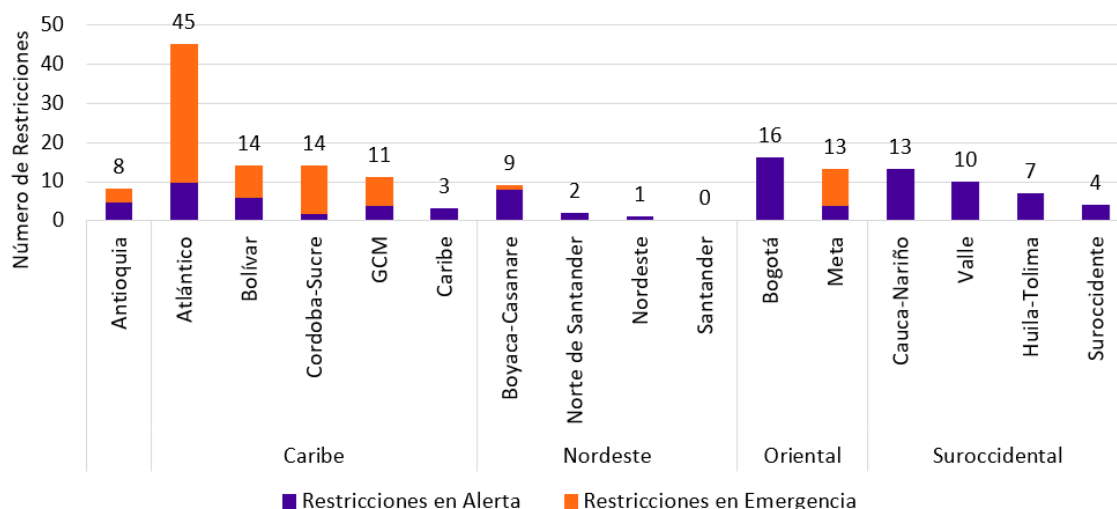
Situación Final

Topología de red a 31/12/2022

Estado de las restricciones

IPPOEMP IV 2021

Estado de cortes del SIN



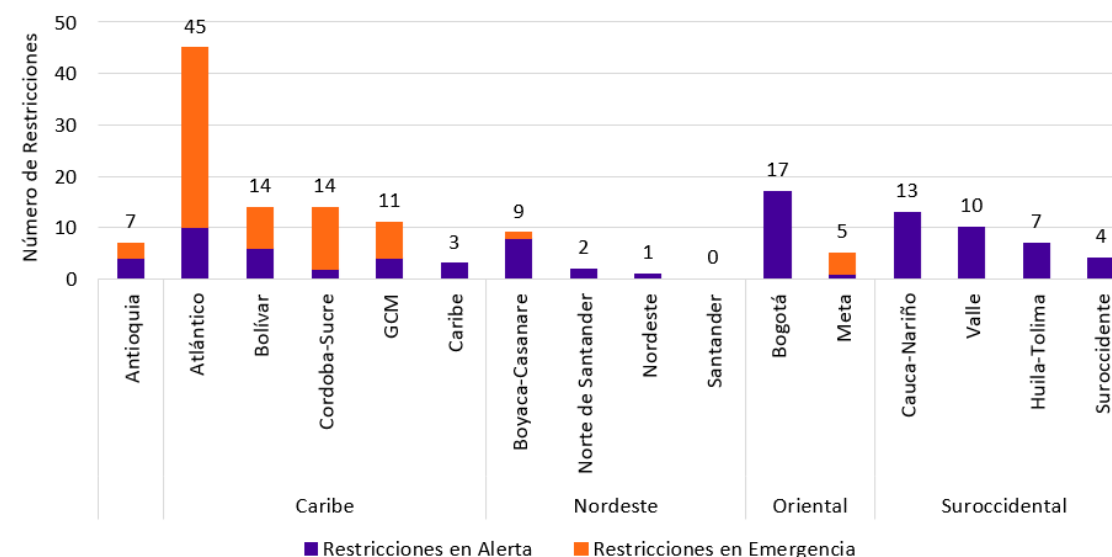
Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

170

Cortes en alerta: 95
Cortes en emergencia: 75

IPPOEMP I 2022

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).

162

Cortes en alerta: 92
Cortes en emergencia: 70

Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



“Desde los análisis de eventos que realiza el CND con el acompañamiento de los diferentes agentes que participan en la operación del área, se ha identificado que la subárea GCM es susceptible al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR por sus siglas en inglés). Lo anterior, ocasiona que ante algunas perturbaciones, se presenten riesgos para la operación segura de la red de transmisión, así como afectación en la calidad de la atención de la demanda. Dadas las particularidades de este fenómeno y su relación directa con los aportes de corriente de cortocircuito de las plantas de generación sincrónica, así como su recurrencia en los análisis post - operativos recientes, se definen las siguientes acciones para la operación:

Recomendaciones para la operación

- **Declarar en estado de emergencia la subárea GCM**, dada la posible ocurrencia del fenómeno de FIDVR.
- Con el propósito de mitigar el impacto y ocurrencia del fenómeno de FIDVR, en escenarios de demanda de la subárea GCM mayor a 590 MW, para contar con mayor nivel de corriente de cortocircuito, desde el despacho diario que realiza el CND se programaran al interior de la subárea GCM las unidades de generación disponibles o las que el CND considere necesarias.

Eventos de recuperación lenta inducida de tensión – Subárea GCM



Adicionalmente se recomienda a la UPME:

- Evaluar proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos FIDVR en la subárea GCM, como pueden ser la instalación de equipos de compensación síncrona, baterías con tecnología que aporten corriente de corto circuito u otros elementos, que brinden fortaleza a la red del STN y STR, desde el punto de vista de corriente de corto circuito.

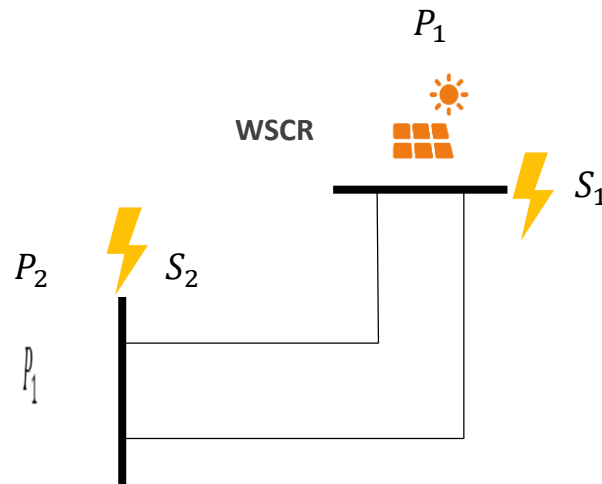
Se recomienda a los agentes operadores de la subárea (AIR-E y AFINIA):

- Avanzar en la sintonización y reporte al CND de un modelo de carga que permita representar adecuadamente la dinámica evidenciada en los estudios post operativos, y proponer acciones de mitigación del mismo.
- Analizar en conjunto con el CND la instalación de PMUs en algunas barras que permitan caracterizar el fenómeno y aporten información adicional para el modelamiento de la carga.
- Considerar obras de expansión que mitiguen el impacto del fenómeno FIDVR en la definición de sus planes de expansión.

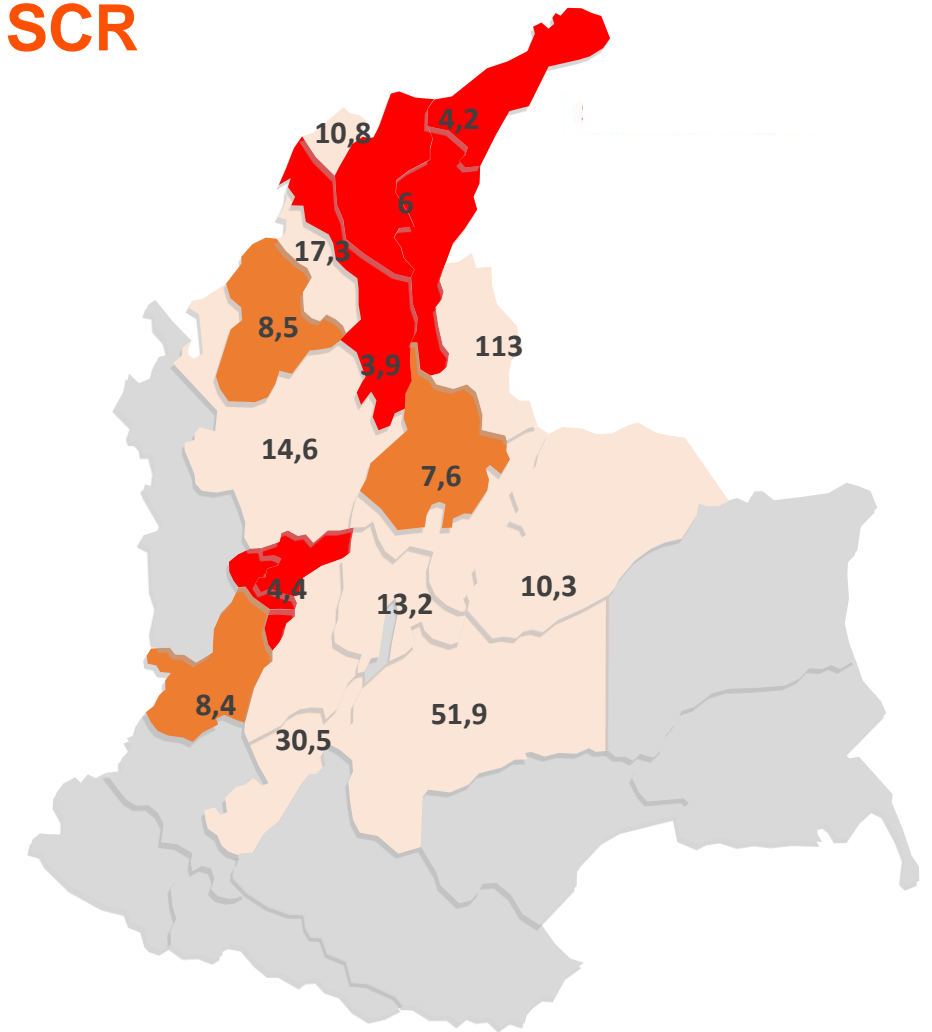
Análisis de fortaleza de la red con métricas SCR

Este indicador se usa para determinar la fortaleza de la red a la que se conectarán plantas en diferentes puntos de conexión, pero cercanas eléctricamente.

$$WSCR = \frac{\sum_j (S_j * P_j)}{(\sum_j P_j)^2}$$



donde, S_j MVA de CC en el punto de conexión de la planta j .
 P_j capacidad nominal en MW de la planta de generación j .



Valores de WSCR muy bajos indican interacciones entre recursos de generación FERNC y de recursos FERNC con demás elementos del sistema, lo que podría derivar en problemas de estabilidad

Análisis de fortaleza de la red con métricas SCR



Recomendación a los promotores

Realizar evaluación de detalle de las métricas WSCR presentadas en el informe y realizar las acciones necesarias para garantizar una operación segura y confiable de los proyectos, sin condiciones desfavorables de estabilidad.

Recomendaciones a la UPME

- Incluir métricas WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión.
- A partir de las métricas WSCR identificar la capacidad máxima admisible de recursos FERNC por nodo y zona de influencia eléctrica o subárea.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR.

Proyectos Generación 2022 con CEN > 20 MW



Colombia

	Hidráulico	600 MW
	Eólico	270MW
	Térmico	587 MW
	Solar	944 MW
Total		2400 MW

Antioquia

Hidráulico	600MW
Solar	200 MW
Total	800

Suroccidental

Térmico	60 MW
Solar	374 MW
Total	434 MW

Caribe

Eólico	270 MW
Térmico	483 MW
Solar	317 MW
Total	1070

Nordeste

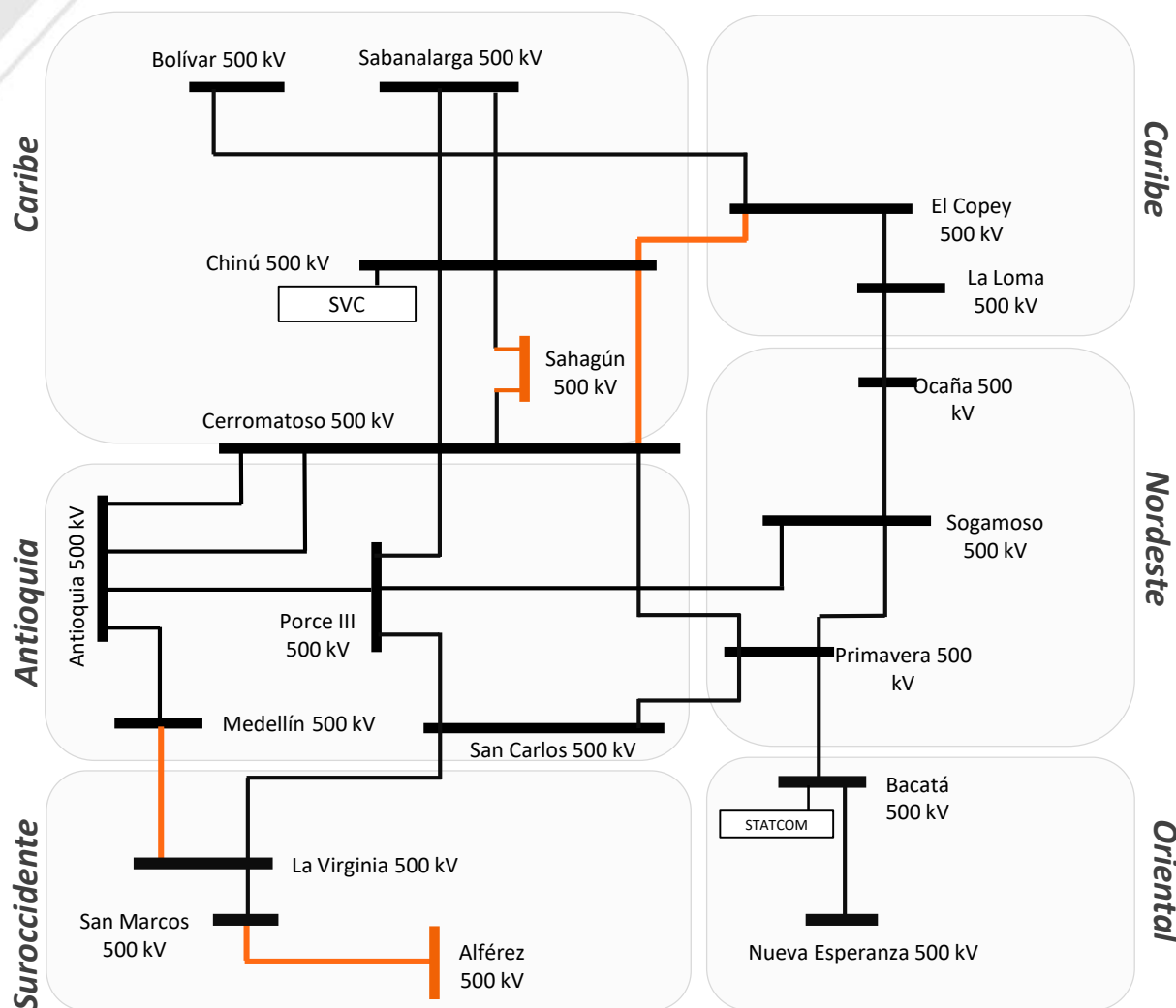
Solar	25 MW
Total	25 MW

Oriental

Térmico	44 MW
Solar	28 MW
Total	72 MW



Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Proyecto	L km	FPO
Subestación Sahagún 500 kV		Mayo. 2022
Medellín – La Virginia 500 kV	158	30/05/2022
San Marcos – Alférez 500 kV	35	30/06/2022
Cerromatoso – Chinú 3 500 kV	136	13/07/2022
Chinú – El Copey 500 kV	232	13/07/2022

Impacto área Caribe

- **Cerromatoso – Chinú 3 500 kV y Chinú – El Copey 500 kV**, aumenta el límite de importación del área Caribe de 1650 MW a 2200 MW y Caribe 2 de 1100 – 1300 MW a un valor de hasta 1500 MW y disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.

Impacto área Suroccidente

- **Medellín – La Virginia 500 kV**, aumenta el límite de importación del área por la red de 500 kV de 500 MW a 560 MW y disminuye (1) unidad el requerimiento de unidades para el soporte de tensión.
- **San Marcos – Alférez 500 kV**, Incrementa el límite de importación por la red 500 kV de 560 MW a 600 MW, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Caribe

FACTS Guajira - Santa Marta 220 kV y
Termocol (Bonda) - Santa Marta 220 kV
FPO: 31/07/2022

Ante el crecimiento de generación en GCM y para evitar sobrecarga de un circuito Santamarta – Termoguajira 220 kV o Santamarta – Termocol 220 kV ante contingencia del otro (corte aprox 320 MW).

Ante el cambio de FPO de Windpeshi de 2022 al año 2024 y los proyectos esperados a la fecha, se prevé que los dispositivos en esta ubicación operen en modo monitoreo (Baipás).

Elimina radialidad de La Jagua y el Paso 110 kV. Mejora perfiles de tensión, permite desmonte de ESPS de sub tensión, disminuye hasta 1 unidad el requerimiento de unidades para soporte de tensión, mitiga restricciones ante contingencia sencilla y permite aumentar el límite de importación del área Caribe hasta 2250 MW y para Caribe 2 hasta 1550 MW.

Proyecto La Loma 110 kV
Circuitos La Loma – El Paso y La Loma –
La Jagua 110 kV
FPO: 30/11/2022

Sin embargo, puede activarse la restricción de sobrecarga de La Jagua – Codazzi 110 kV ante la contingencia del circuito EL Copey – La Loma 500 kV; se recomienda el aumento de capacidad de corriente del circuito La Jagua – Codazzi 110 kV de 200 a 300 A (propuesta UPME dentro del concepto de conexión del recurso solar LATAM)

Segundo circuito Chinú – Boston
110 kV
FPO: Primer semestre de 2022

Mejora la confiabilidad de la subárea en la atención de la demanda al eliminar las restricciones asociadas a sobrecarga del Chinú – Boston 110 kV ante contingencia sencilla, además incrementa los perfiles de tensión en los nodos de Boston y Sierra Flor a 110 kV



Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Antioquia

Generación Ituango
Unidad 1 300 MW **FPO** 30/07/2022
Unidad 2 300 MW **FPO** 2/10/2022

Ante algunos escenarios de demanda y generación se presentan en estado estacionario, altos valores de carga en el circuito Barbosa - Guatapé 220 kV.

DFACTS subestaciones Envigado
y Guayabal 110 kV – Etapa 1.
FPO: 31/07/2022

Mitigan las restricciones: Ancón Sur - Miraflores 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV y Occidente - Medellín 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV.

Área Oriental

Transformadores Santa Helena 1 y 2
230/115 kV **FPO**: 30/06/2022

- Elimina restricciones de trafos de conexión y red de 115 kv, mejora el control de tensión en la subárea Meta y reduce el uso de bancos capacitivos en la red de 115 kV.
- Hasta la entrada de la subestación Catama 115 kV puede activarse restricción por sobrecarga del circuito Santa Helena - Ocoa 1 115 kV ante N-1 de un ATR de Villavicencio 230/115 kV y del circuito Reforma - Suria 230 kV

Subestación Catama 115 kV
FPO: 30/12/2022

Bosques Solares de los Llanos
Unidad 4 19,9 MW **FPO** 01/06/2022
Unidad 5 17,9 MW **FPO** 19/07/2022

- Disminuye importación de la subarea Meta, disminuyendo el impacto de restricciones existentes y mejora el control de tensión. Sin embargo pueden activarse nuevas restricciones en la red de 115 kV

Impacto proyectos en el SIN para el 2022



Área Suroccidental

Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV
FPO: 26/05/2022

Aumenta el flujo de potencia entre la red de Cauca – Nariño y de Huila – Tolima a través de la red 230 kV disminuyendo el flujo por la red a 115 kV y por tanto mitiga restricciones de esta red.

Subestación Renacer 230 kV Etapa final
FPO: 31/12/2022

Mejora la confiabilidad de la carga del Putumayo al eliminar la radialidad de su alimentación. Representa un camino adicional en la red de 230 kV mitigando la activación de restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en la red de 115 kV de Cauca-Nariño

Área Nordeste

Subestaciones Oiba 115 kV, Suaita
115 kV **FPO:** 22/04/2022

Mejora el perfil de tensión de las subestaciones Cimitarra y Barbosa 115 kV, por lo que en red completa, es posible inhabilitar los esquemas suplementarios por baja tensión instalados en ambas subestaciones.

A photograph of a wind farm at sunset. Several wind turbines are visible in the background against a warm, orange and yellow sky. In the foreground, two workers in safety gear are standing in a field of tall grass, one with their arm raised. The image is partially covered by a large blue arrow pointing right, which contains the text.

Balance PSM I 2022

Acuerdo CNO 963



PLAN SEMESTRAL DE MANTENIMIENTOS – PSM

ASPECTOS REGULATORIOS



Res. CREG 065 2000

Acuerdo CNO 963

Res. CREG 065 2000

“El CND verificará si con los programas de mantenimiento consignados en el sistema de información se preserva o no la seguridad y confiabilidad del SIN, para lo cual utilizará los modelos de Planeamiento Operativo Energético y Eléctrico”



Acuerdo CNO 963



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.



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

ACTIVIDADES PSM



Información preliminar

Los agentes envían su PSM en el formato estipulado por XM.



Análisis preliminar

XM realiza un análisis por área operativa de las consignaciones reportadas por los agentes.



Reuniones de coordinación

Se realizan reuniones de coordinación del PSM, en las cuales se socializan las recomendaciones identificadas por XM en el análisis preliminar



Carga de información al SNC

Los agentes suben las consignaciones definitivas al SNC. Fecha límite: 1° de marzo y el 1° de septiembre de cada año



Análisis definitivo

XM analiza las consignaciones solicitadas en el SNC.



PSM Vigente

El PSM entra en vigencia el 1° de abril y el 1° de octubre de cada año

4 semanas

10 días

Balance general



Para el PSM I de 2022, el 41% de las empresas no enviaron información o lo hicieron fuera de los plazos, lo que dificulta la coordinación de mantenimientos en los diferentes horizontes de análisis, generando afectación a otros agentes por reprogramaciones o cancelaciones de trabajos y reprocesos al CND.



El 41% de las empresas no cumplió con los plazos y procedimientos del Acuerdo CNO 963.

Recomendaciones



A los agentes:

- Cumplir los plazos del Acuerdo CNO para el envío de información preliminar 10 días antes de las reuniones de coordinación convocadas por el CND.
- Solicitar desde el envío inicial las consignaciones con la mejor información disponible.

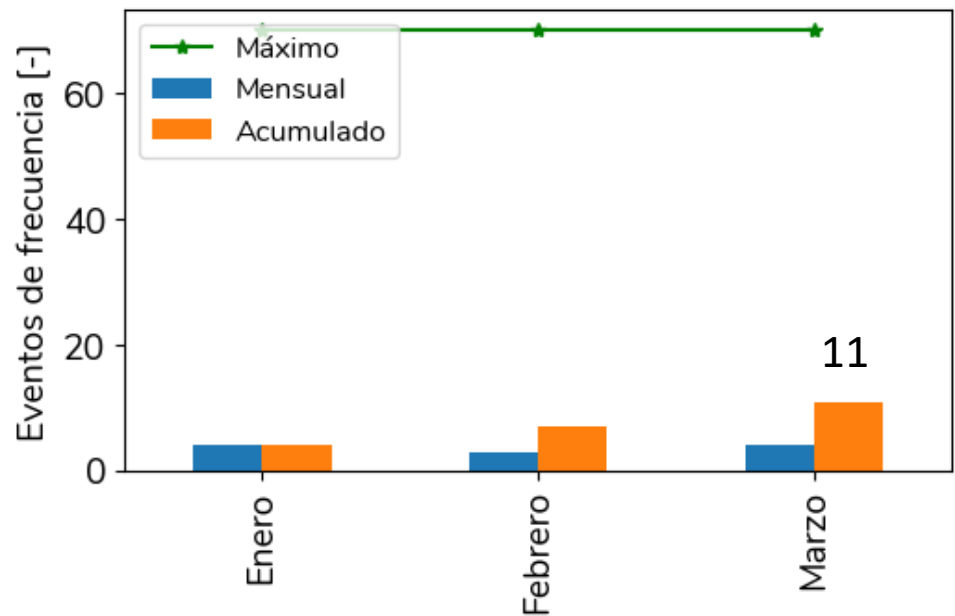
Al CNO:

- Retomar la propuesta a CREG de modificar la duración del plan y generar señales para mejorar la firmeza y planeación de los trabajos.

Indicadores de Operación



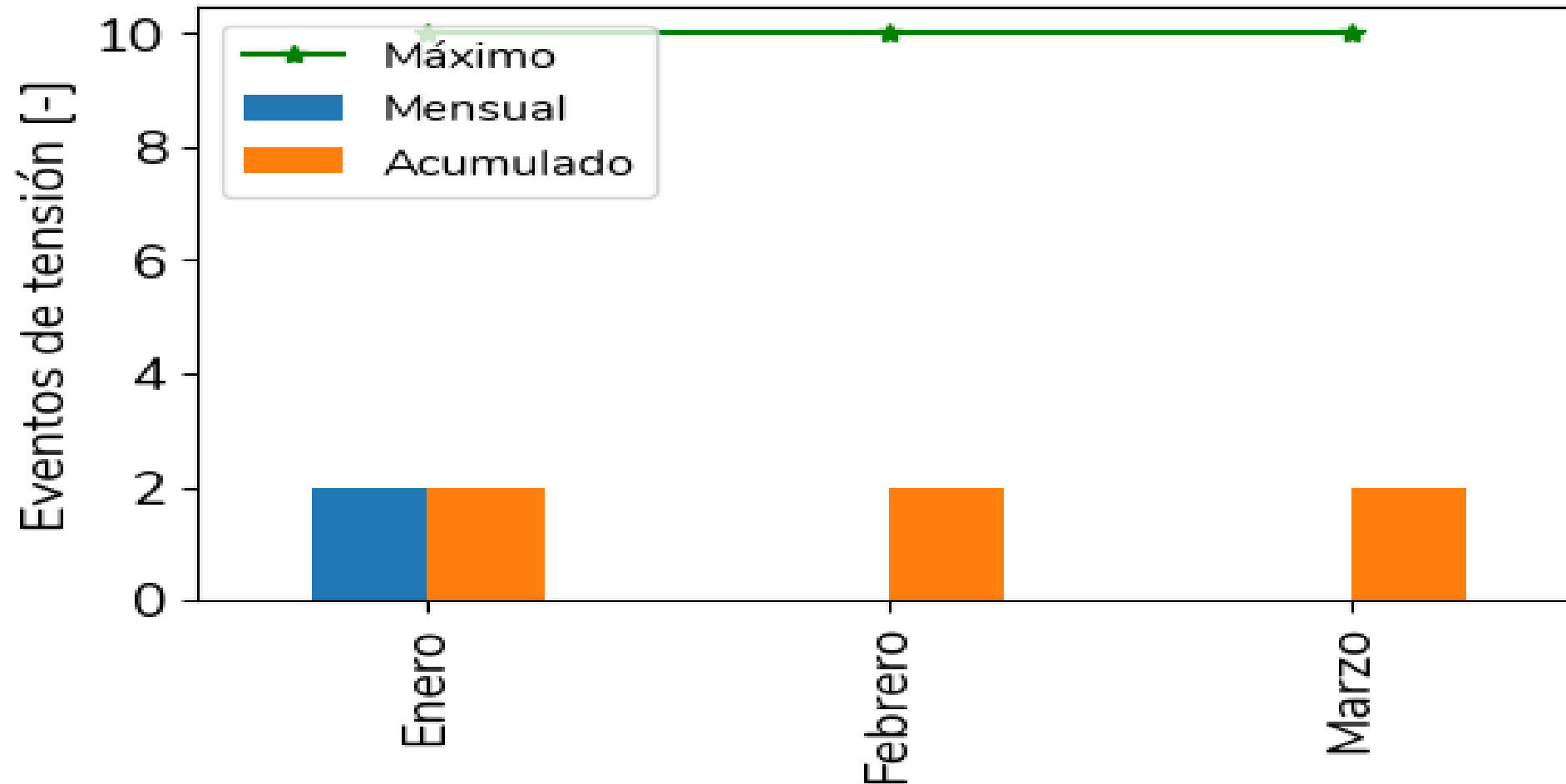
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Marzo de 2022 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

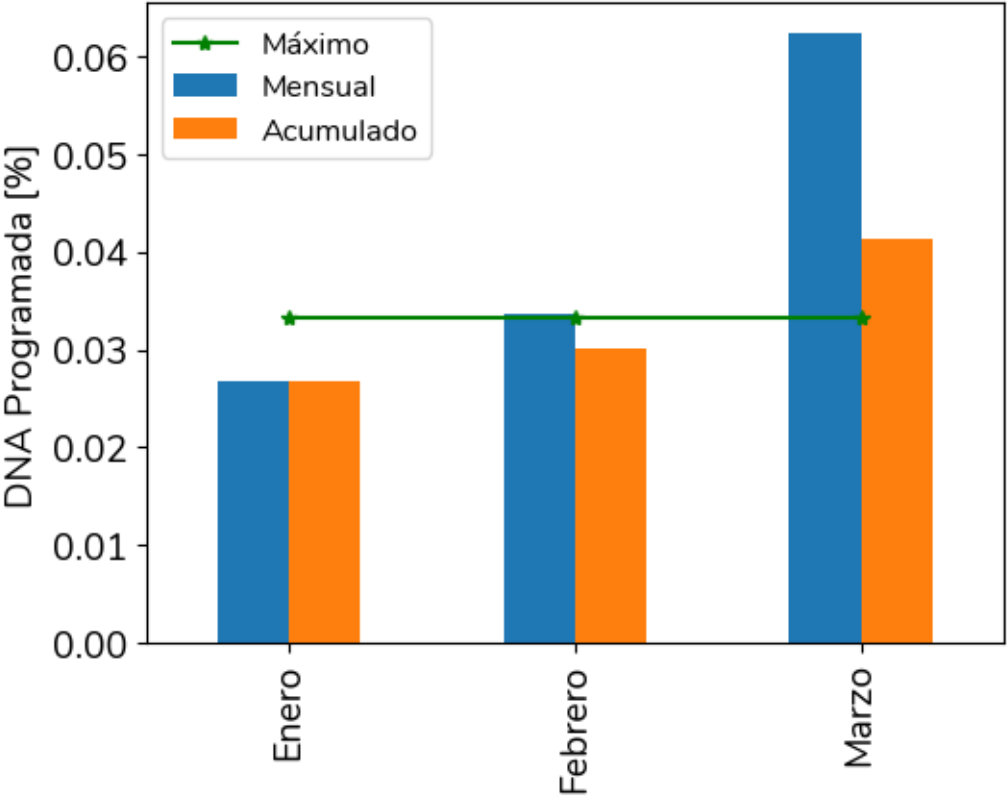
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-03-04 18:17	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades de generación LA GUACA 1, 2 y 3 cada una con 108 MW, para un total de 324 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.67 Hz.	No
2022-03-04 18:17	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de las unidades de generación LA GUACA 1, 2 y 3 cada una con 108 MW, para un total de 324 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.67 Hz.	No
2022-03-26 21:15	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad de generación GUAPIO 4 con 239 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.77 Hz.	No
2022-03-17 16:00	1.0	60.2	Evento de frecuencia por disparo de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, UNION - EL RIO 34.5 kV y EL RIO - MAGDALENA 34.5 kV, dejando sin tensión las subestaciones UNION 34.5 kV y MAGDALENA 34.5 kV, la frecuencia alcanza un valor de 60.23 Hz. El agente reporta caída de líneas por oscilación causada durante trabajos de la consignación C0206379.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Marzo de 2022 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

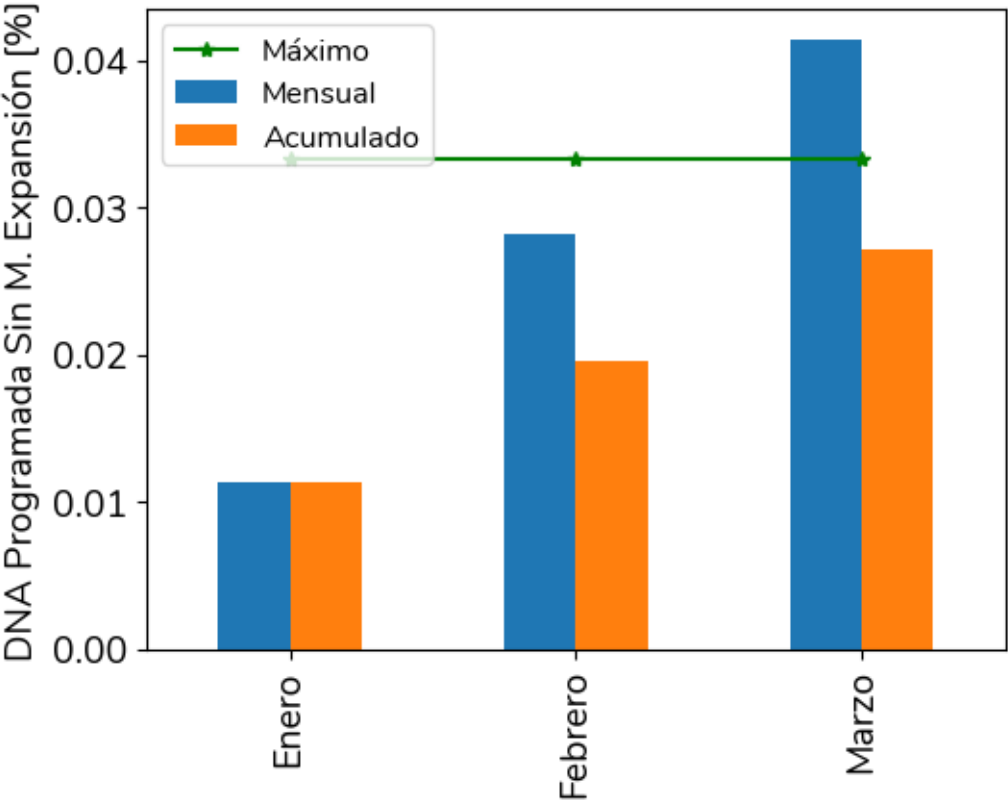
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 4.011 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-03-24 07:10	481.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones: C0192160 BT TOLEDO 1 50 MVA 230 kV, C0192199 SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, C0192239 LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV, C0199913 BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C0199933 TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, C0200020 BARRA CANO LIMON 1 34.5 kV, C0207017 BL2 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, C0207018 BL1 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, C0207026 BL4 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, C0209119 BL3 CAÑO LIMON A OXY 34.5 kV, C0209120 BL1 CAÑO LIMON A CARICARE 34.5 kV, C0209121 BL1 CAÑO LIMON A ARAUQUITA 34.5 kV, C0209122 BL1 CAÑO LIMON A ARAUCA 34.5 kV, C0209123 del activo BT CAÑO LIMON 3 50 MVA 34.5 kV, C0209124 CAÑO LIMON BAHIA COMPENSADOR ESTATICO SVC 34.5 kV.
2022-03-23 07:11	372.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones: C0199913 BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C0192239 LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV, C0199913, C0192160 BT TOLEDO 1 50 MVA 230 kV, C0192199 SAMORE - TOLEDO 1 230 kV, C0199933 TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV, C0200020 BARRA CANO LIMON 1 34.5 kV, C0209121 BL1 CAÑO LIMON A ARAUQUITA 34.5 kV, C0209122 BL1 CAÑO LIMON A ARAUCA 34.5 kV y C0209123 BT CAÑO LIMON 3 50 MVA 34.5 kV.
2022-03-06 06:57	305.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0205952 del activo BT CHINU 1 150 MVA 110 kV.

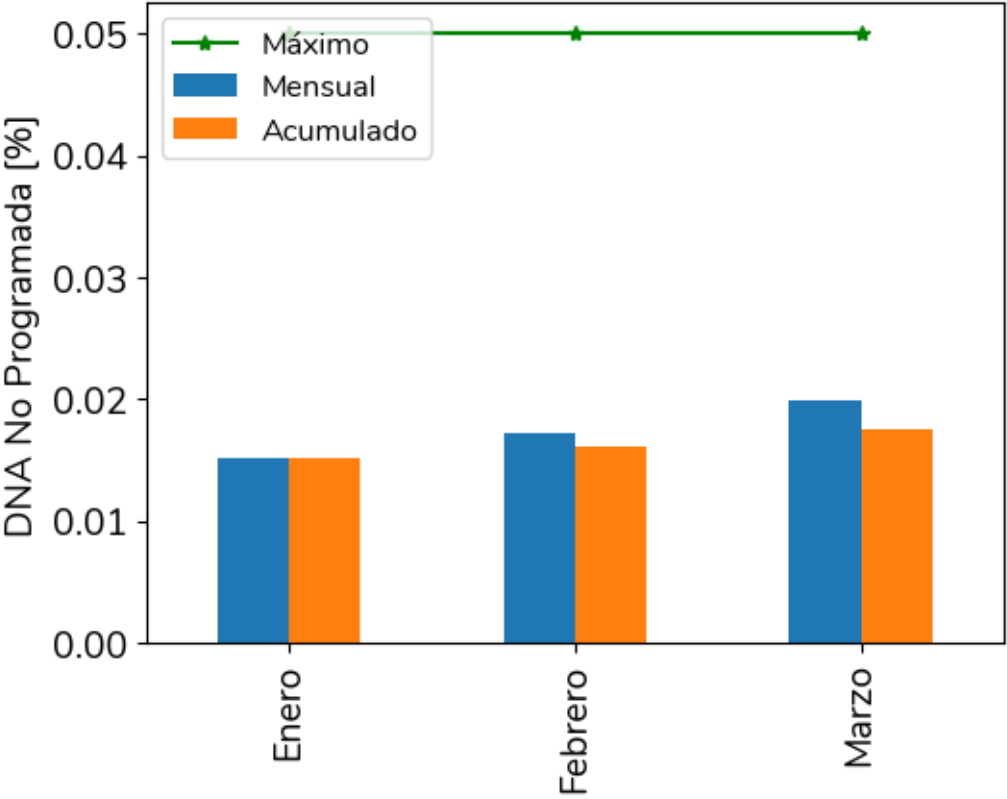
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.661 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-03-06 06:57	305.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0205952 del activo BT CHINU 1 150 MVA 110 kV.
2022-03-06 05:00	292.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0200164, C0200162 y C0200163 de los activos SABANALARGA 2 60 MVA 220/34.5/12 kV, BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV y SABANALARGA CAMPO 8530 220 kV, respectivamente.
2022-03-07 06:19	245.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206825 y C0206829 de los activos BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV y FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2022-03-06 06:06	229.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0206165 del activo SANTA MARTA 1 - SEC 2 34.5 kV.
2022-03-22 07:05	190.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0199427 del activo CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kV.
2022-03-28 07:03	171.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0192896 del activo BL1 CARTAGENA A ZARAGOCILLA 66 kV.
2022-03-19 08:52	166.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0209157 del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV.

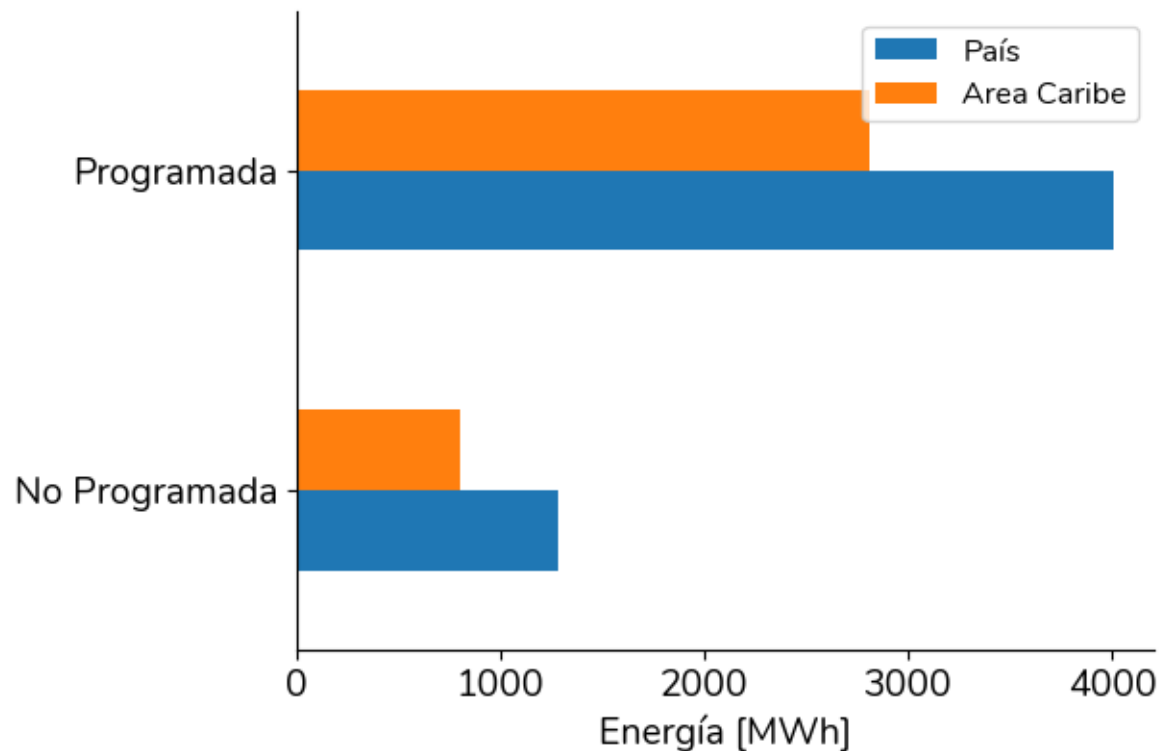
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.281 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2022-03-08 05:29	254.0	Demanda no atendida por disparo de los activos BT CENTRO (BARRANQUILLA) 1 50 MVA 110 kV y BT CENTRO (BARRANQUILLA) 2 50 MVA 110 kV. El agente reporta falla en el SDL.
2022-03-09 17:42	174.3	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 ALTAMIRA A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2022-03-20 03:00	128.3	Demanda no atendida por trabajos de la consignación de emergencia C0209519 sobre el activo TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV.
2022-03-17 16:00	97.3	Demanda no atendida por disparo de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV, UNION - EL RIO 34.5 kV y EL RIO - MAGDALENA 34.5 kV, dejando sin tensión las subestaciones UNION 34.5 kV y MAGDALENA 34.5 kV. El agente reporta caída de líneas por oscilación causada durante trabajos de la consignación C0206379.
2022-03-06 04:00	86.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0209052 del activo EL RIO - UNION (ATLANTICO) 1 34.5 kV.
2022-03-03 14:00	70.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones de emergencia C0209044 y C0209045 de los activos BT PUERTO CAICEDO 1 15 MVA 115 kV y BL1 PUERTO CAICEDO A JUNIN (MOCOYA) 115 kV, respectivamente.

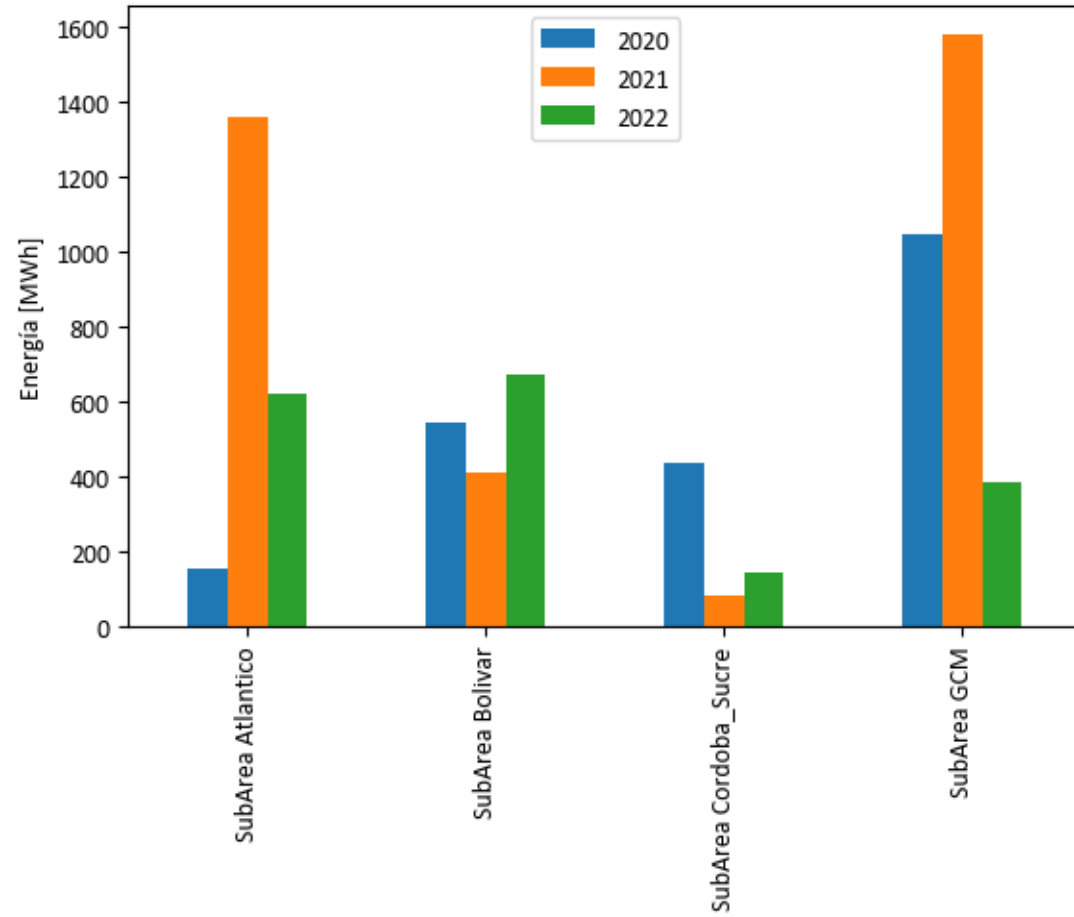
DNA Caribe vs. País



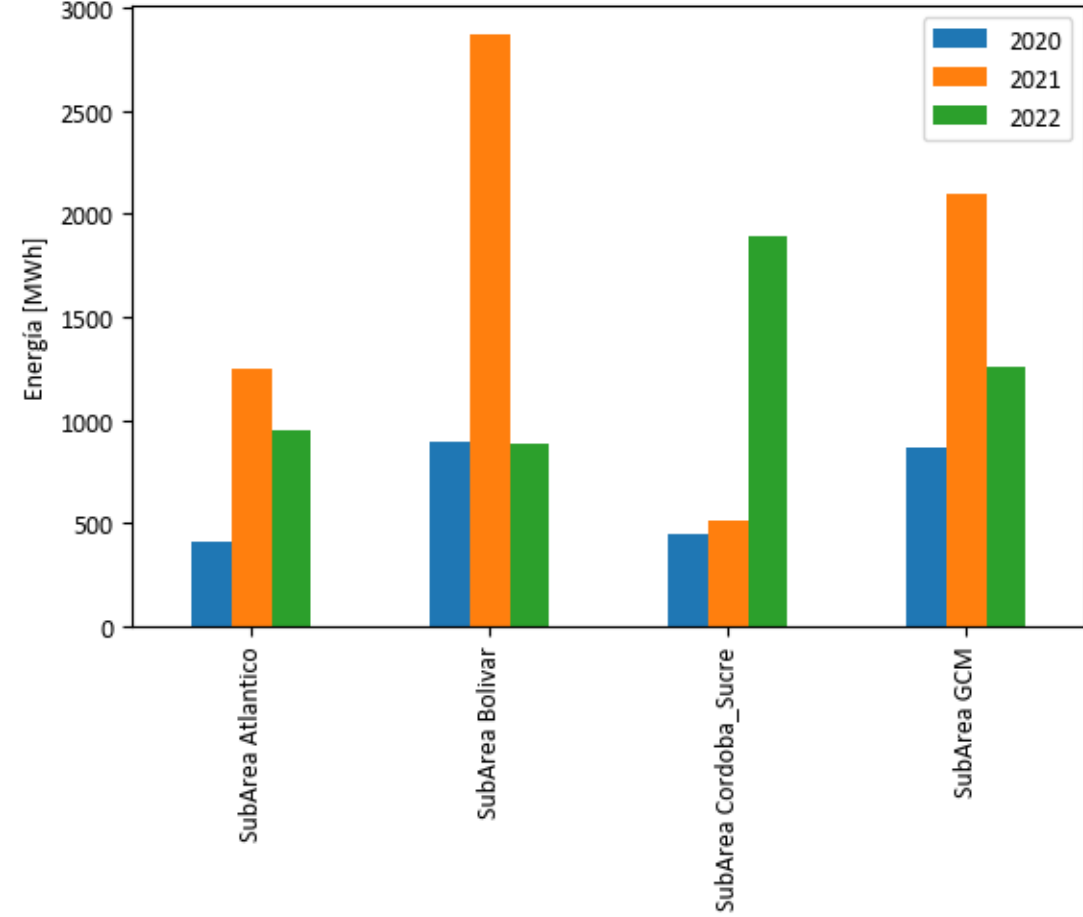
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.814 GWh, siendo un 70.17% de la demanda no atendida programada nacional (4.011 GWh) para el mes de Marzo.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.802 GWh, siendo un 62.58% de la demanda no atendida no programada nacional (1.281 GWh) para el mes de Marzo.

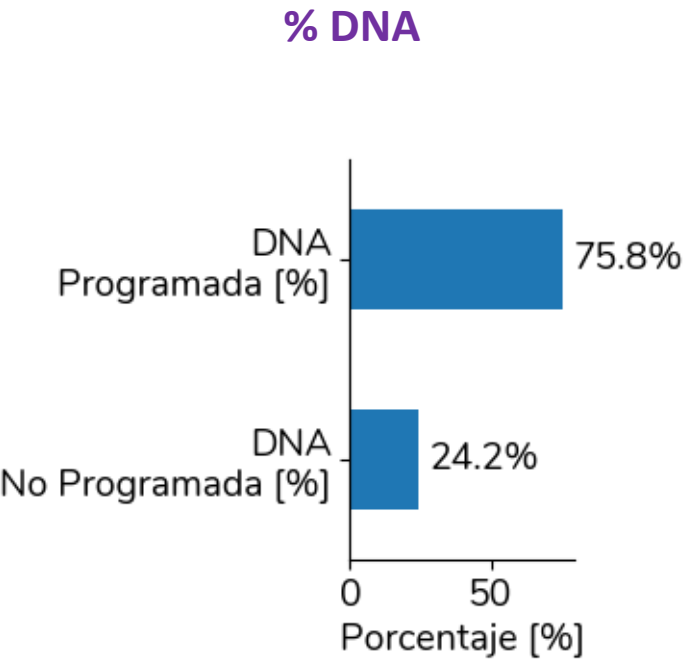
DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Marzo



DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Marzo

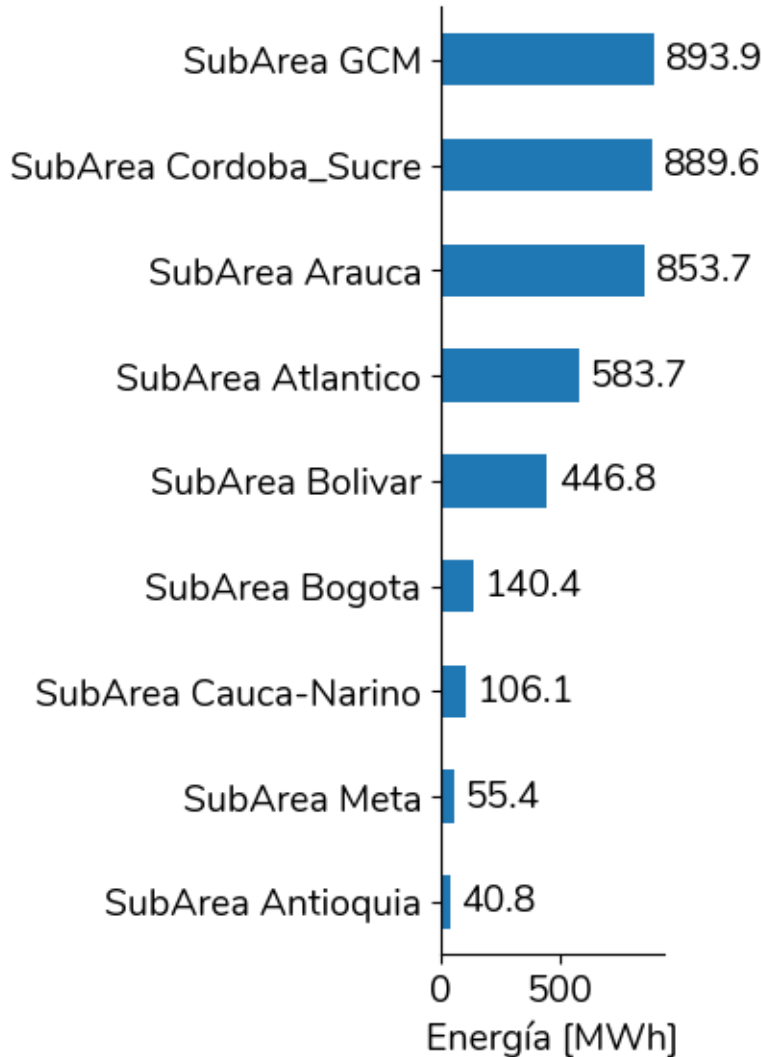


Resumen – Demanda no atendida

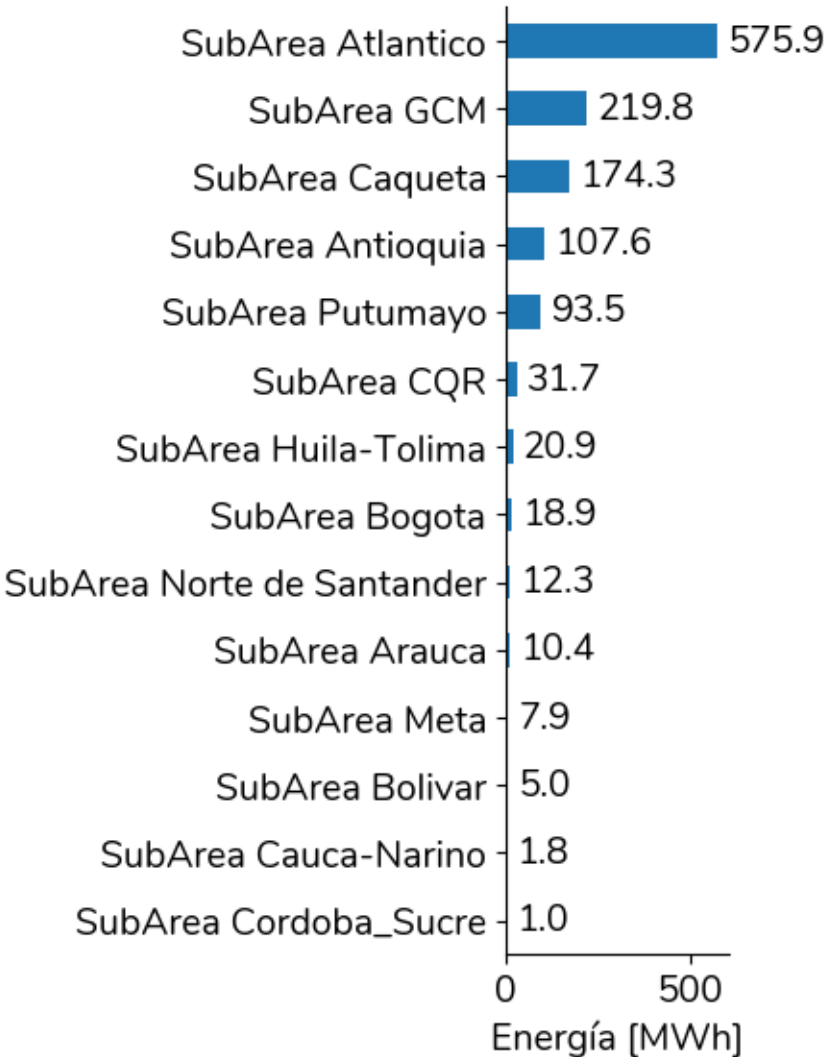


El total de demanda no atendida en Marzo fue 5.29 GWh

DNA Programada



DNA No Programada

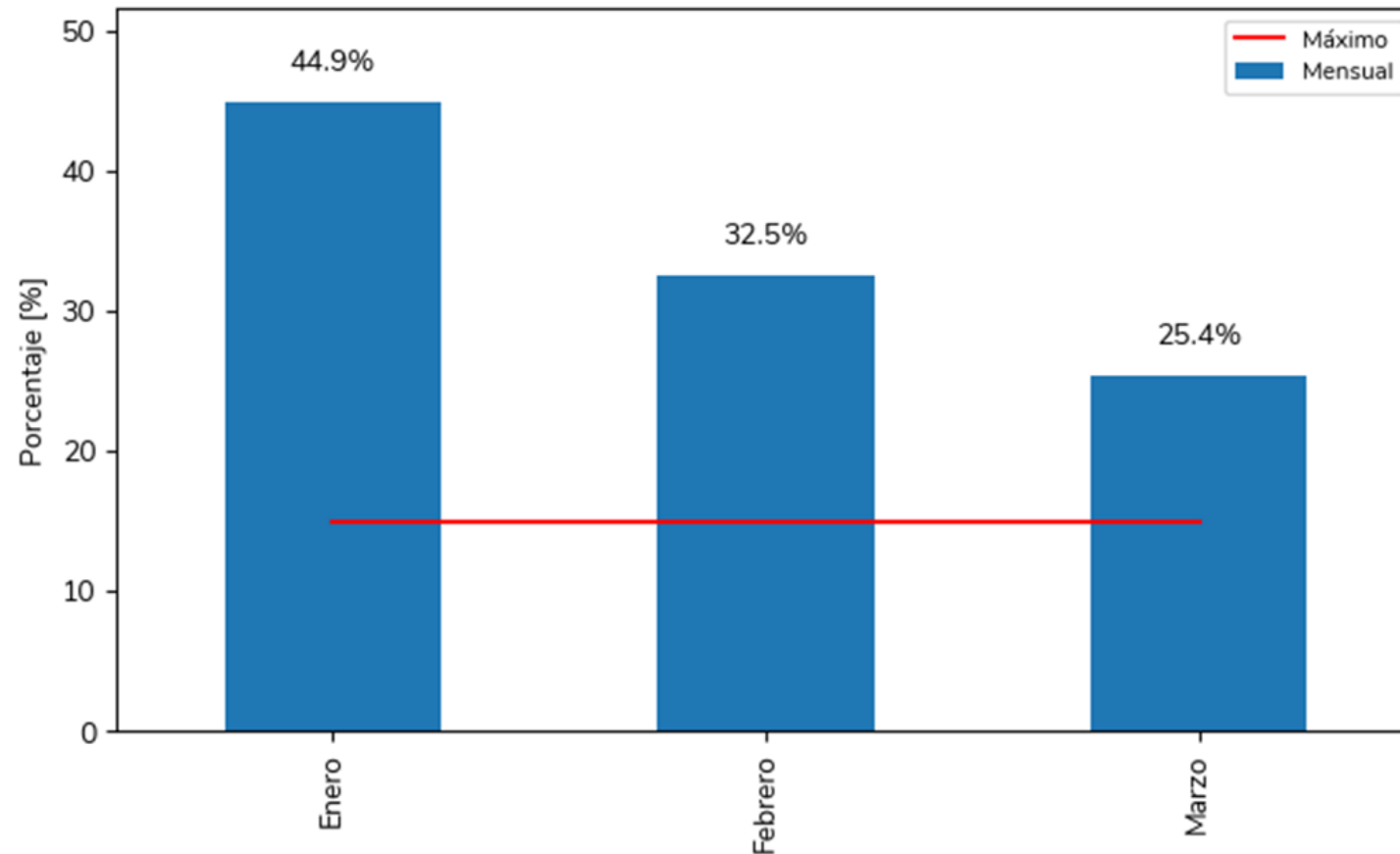


Reserva GCM menor al 10%



Día	Periodos menor al 10%	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
01-mar	20-21-22																								
02-mar	20-21																								
03-mar	20-21																								
04-mar	20-21-22																								
05-mar	-																								
06-mar	21																								
07-mar	21																								
08-mar	20-21																								
09-mar	20-21																								
10-mar	20-21																								
11-mar	20-21-22																								
12-mar	21																								
13-mar	-																								
14-mar	-																								
15-mar	20-21																								
16-mar	20-21-22																								
17-mar	20-21-22																								
18-mar	20-21-22-23																								
19-mar	21																								
20-mar	-																								
21-mar	-																								
22-mar	-																								
23-mar	20-21-22-23																								
24-mar	21																								
25-mar	20-21-22-23																								
26-mar	20-21																								
27-mar	20-21																								
28-mar	15, 19-20-21-22-23-24																								
29-mar	15-16, 19-20-21-22-23-24																								
30-mar	15, 19-20-21-22-23																								
31-mar	19-20-21-22-23																								

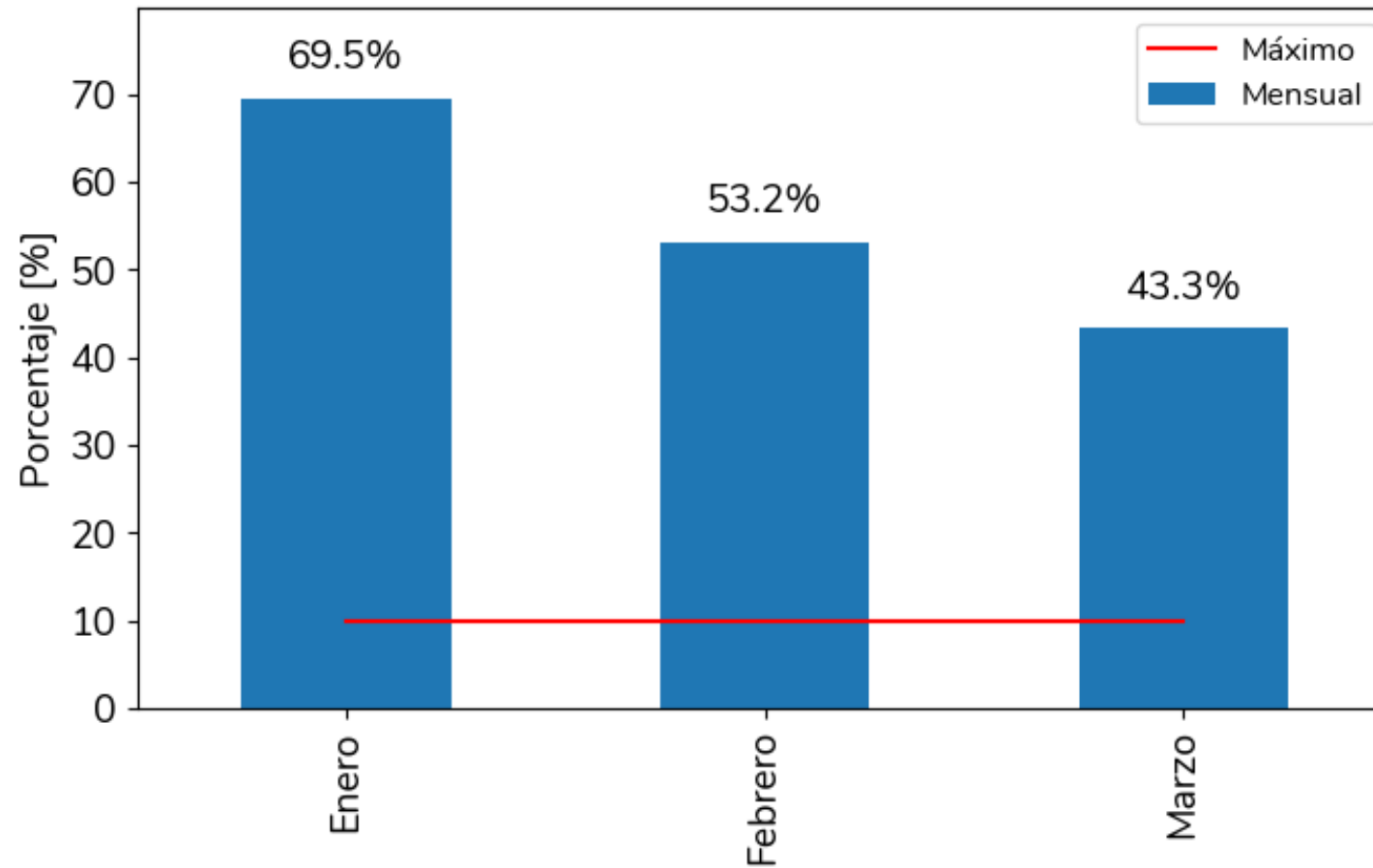
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



Desviación Plantas Menores



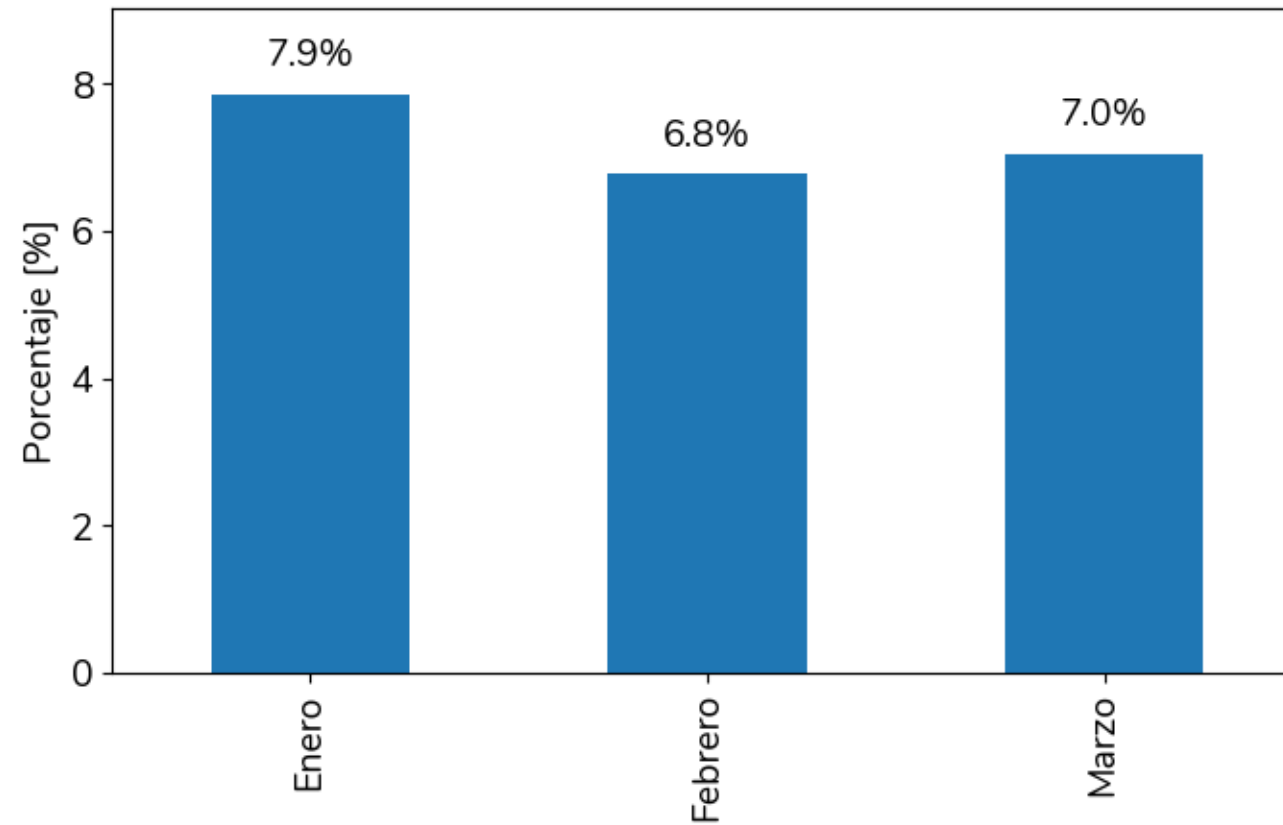
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



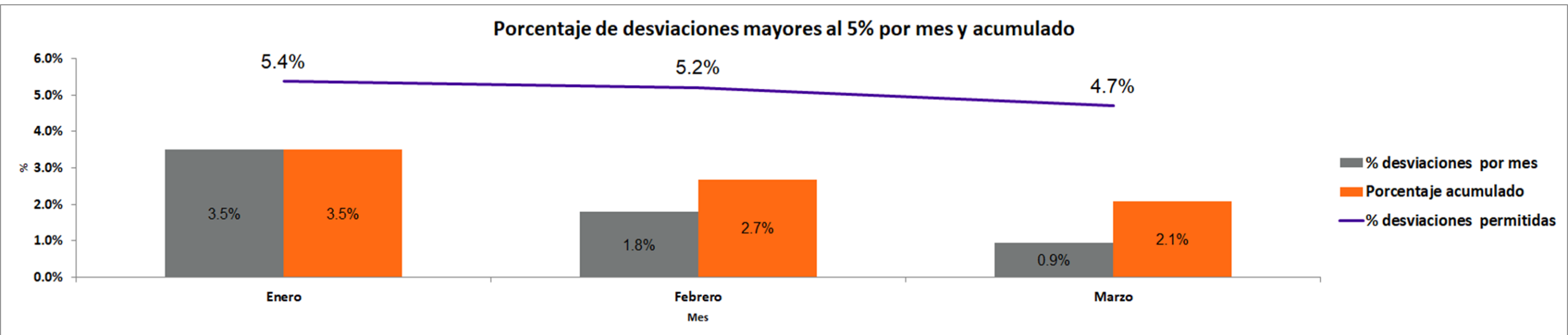
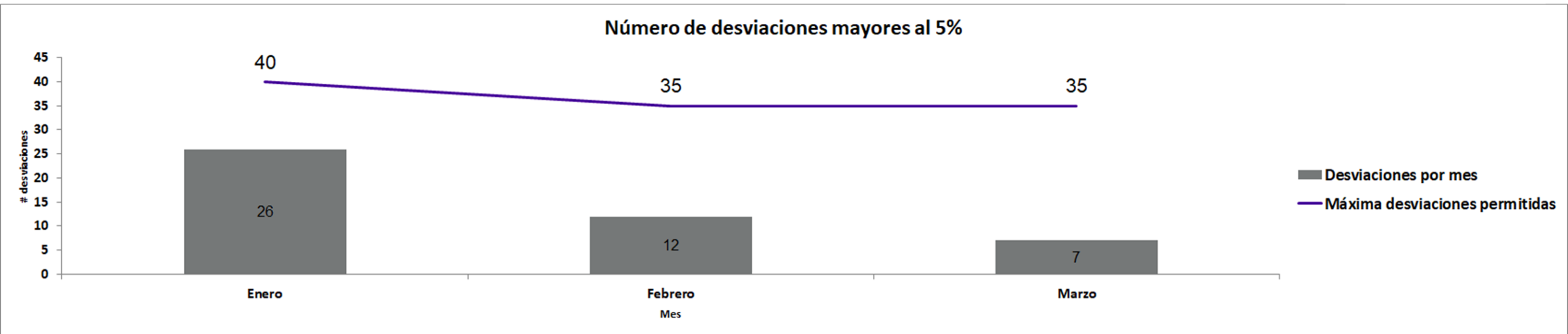
Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN



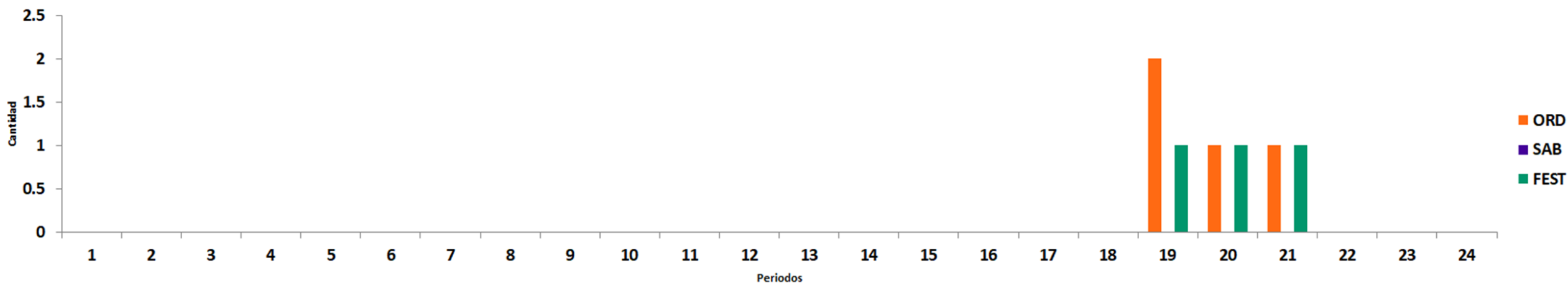
Indicador de calidad del pronóstico oficial marzo 2022



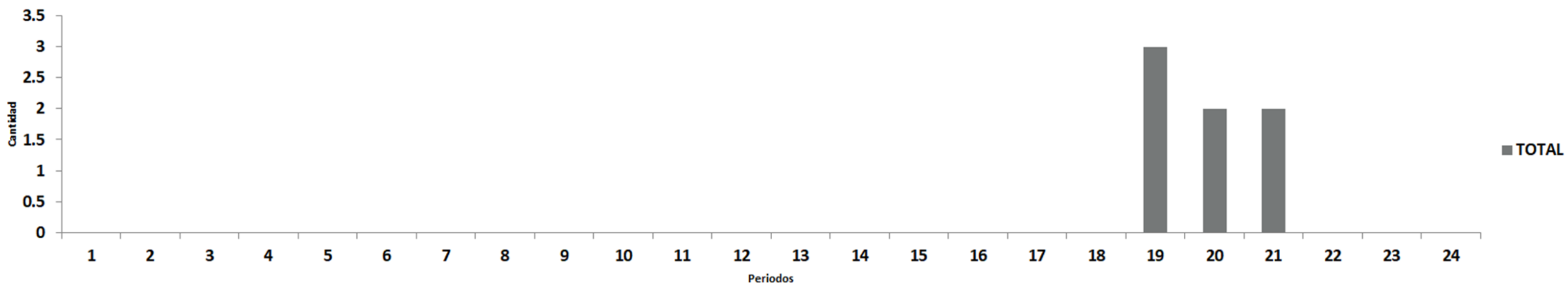
*Información hasta el 31 de marzo de 2022

Indicador de calidad del pronóstico oficial marzo 2022

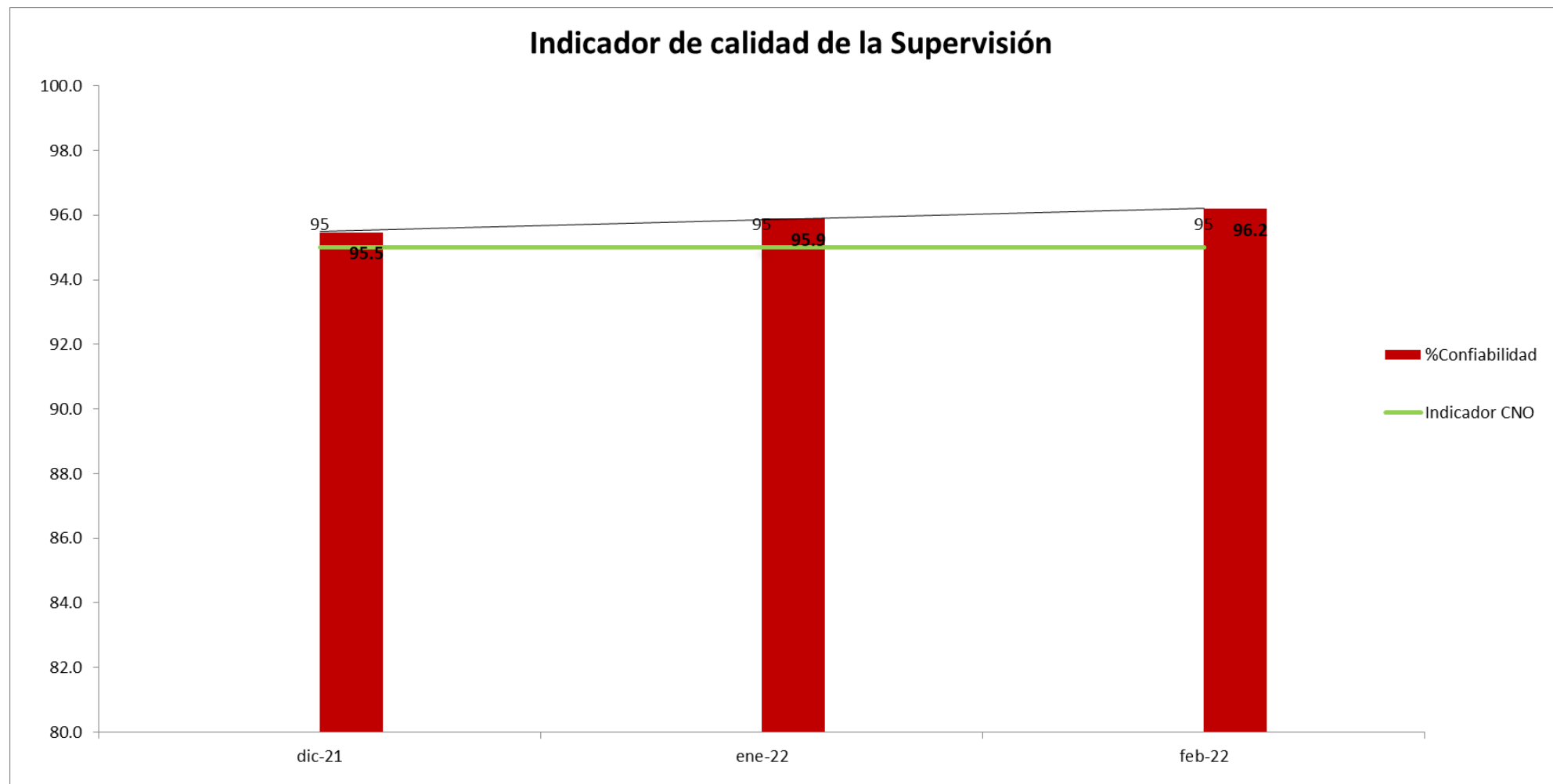
Desviaciones superiores al 5% por tipo de día para el SIN



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de febrero de 2022

Anexos



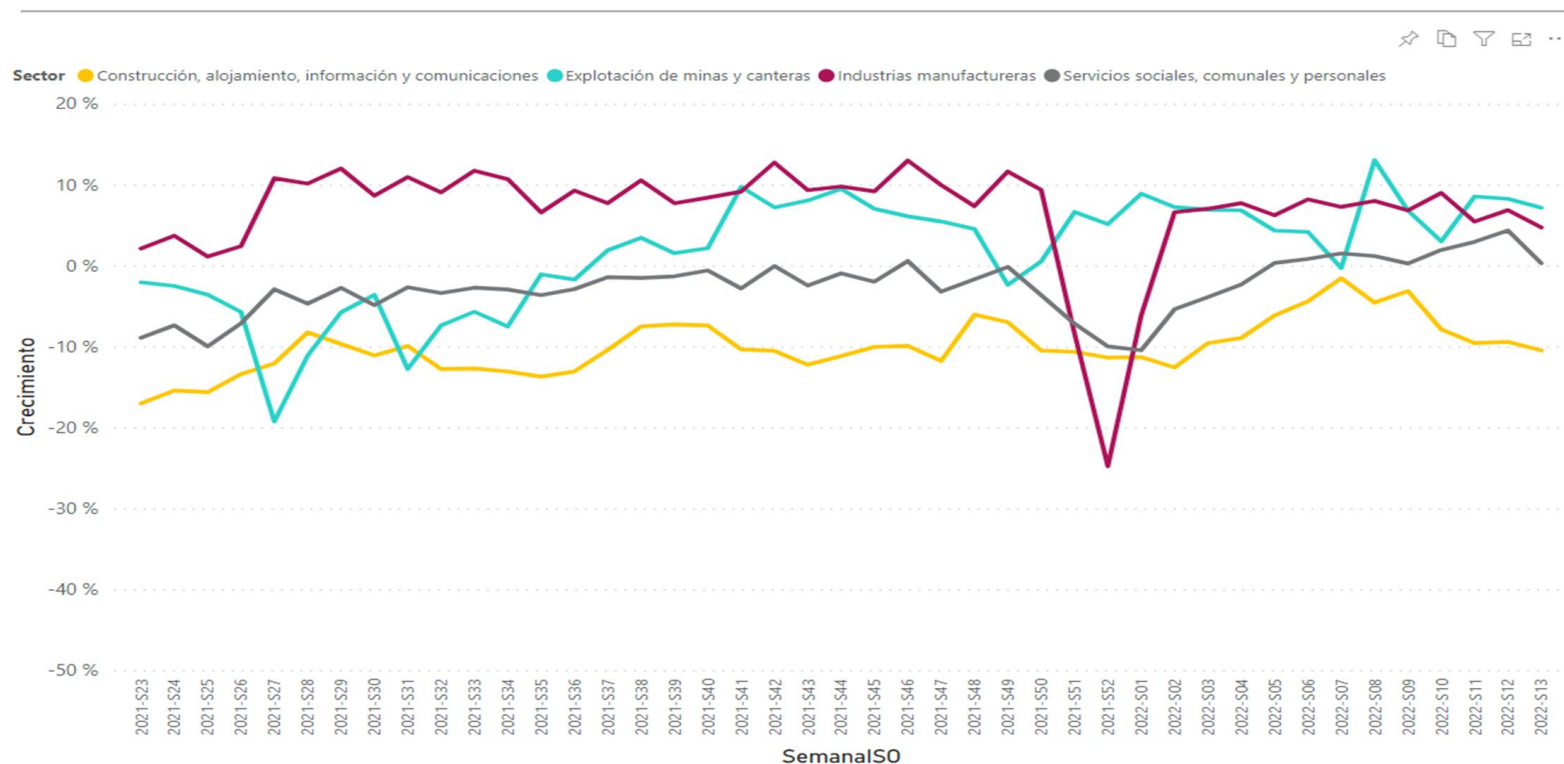
Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-03	Demanda [GWh] 2022-03	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1940.42	2105.48	8.45%	32.38%
Regulado	4261.62	4397.26	3.18%	67.62%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-03	Demanda [GWh] 2022-03	Variación [%]	Participación [%]
Transporte y almacenamiento	37.6	43.88	16.69%	2.08%
Servicios sociales, comunales y personales	126.9	146.68	15.45%	6.97%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	101.75	114.46	12.47%	5.44%
Explotación de minas y canteras	481.94	536.14	11.25%	25.46%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	120.3	133.08	10.63%	6.32%
Industrias manufactureras	859.92	909.81	5.71%	43.21%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	107.58	113.21	5.23%	5.38%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	71.08	74.08	4.23%	3.52%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	33.34	34.14	2.39%	1.62%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*

Evolución actividades económicas - Semanal



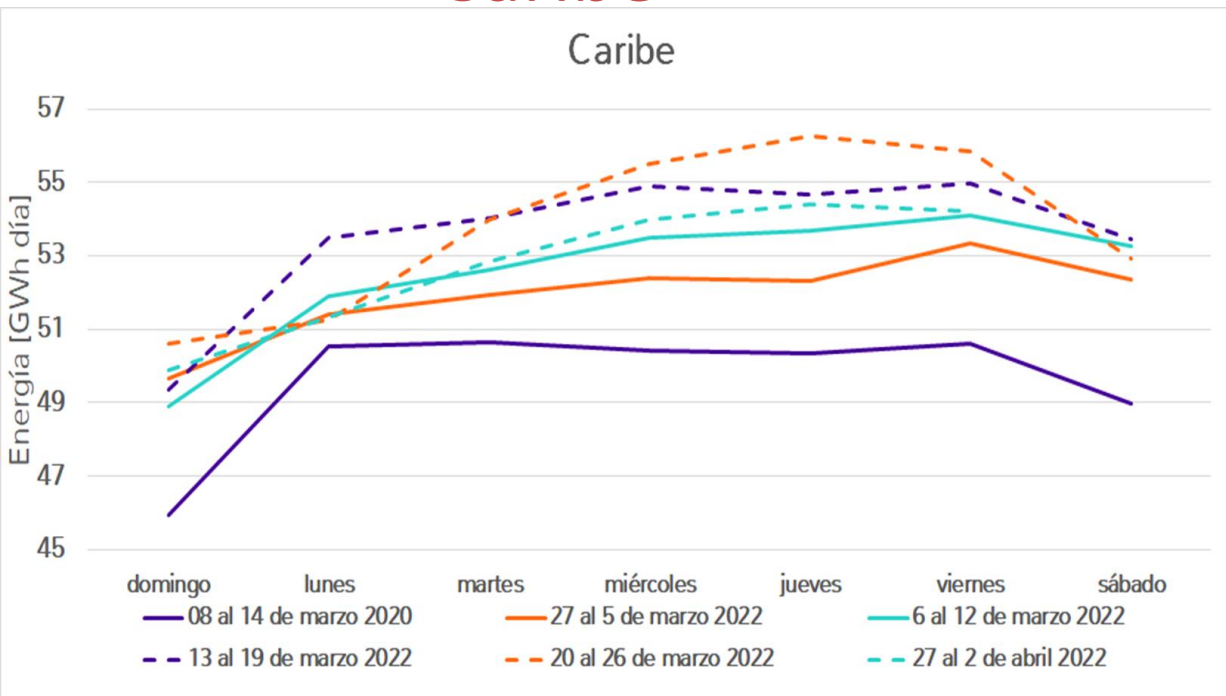
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 de marzo de 2020 al 31 de marzo de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 21 al 27 de marzo de 2022 (2022-S12)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 6.85% y 8.25% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han logrado recuperar para dicha semana con crecimiento de 4.34%; Sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -9.42% para esta misma semana.

*Información hasta el 1 de abril de 2022

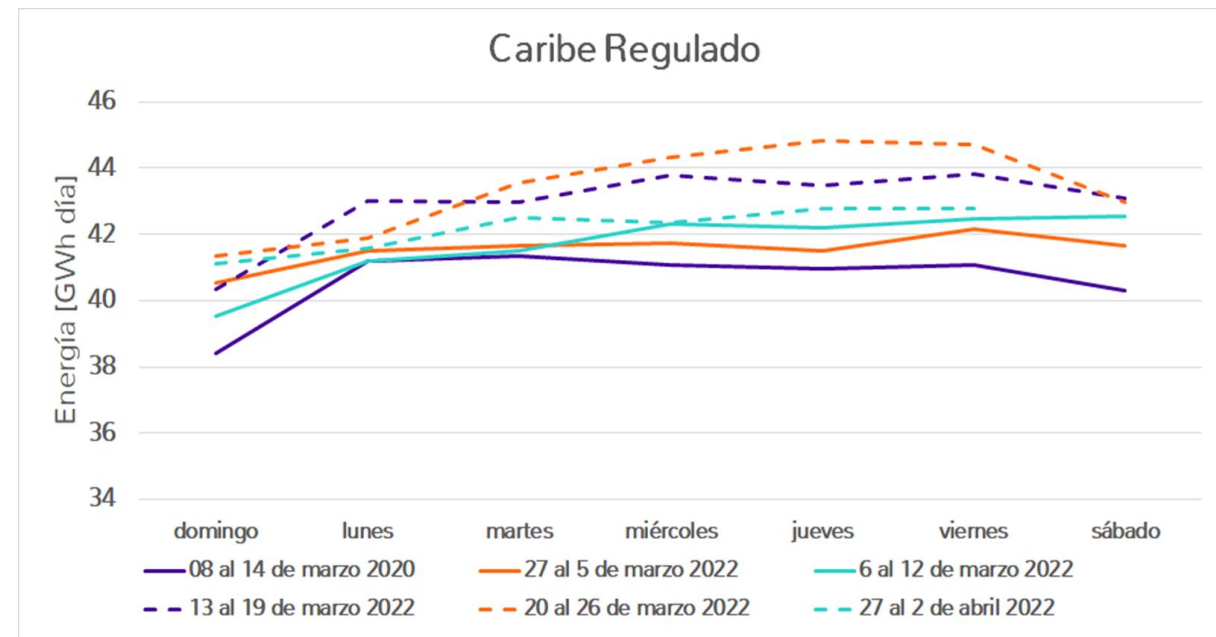
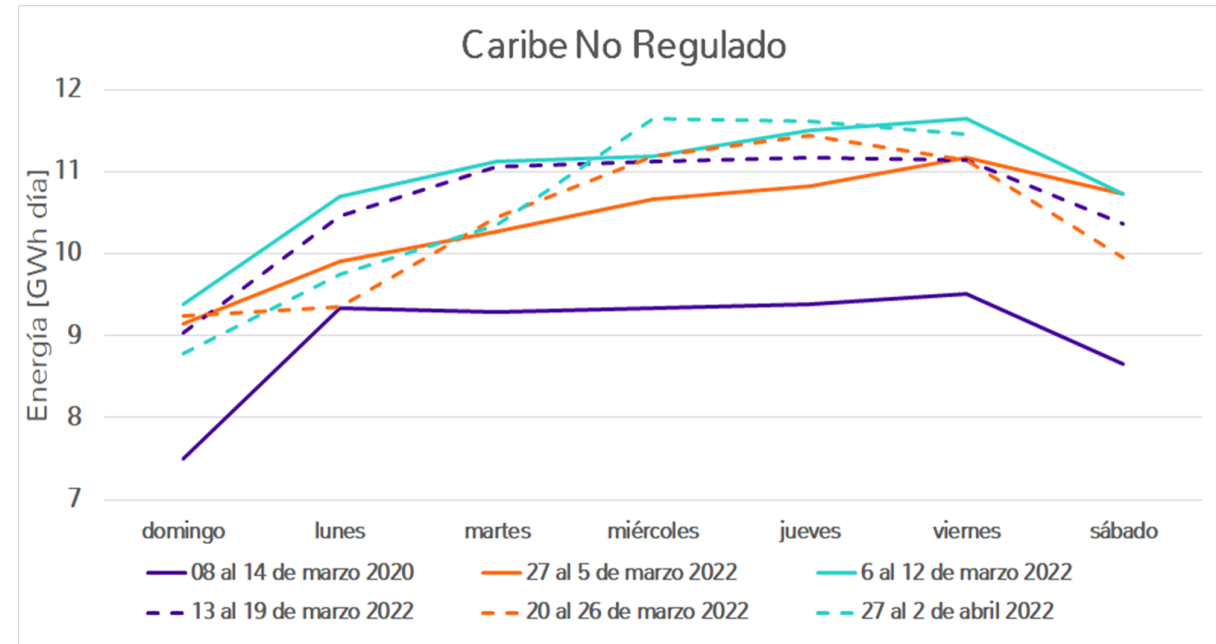
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo de día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Caribe*



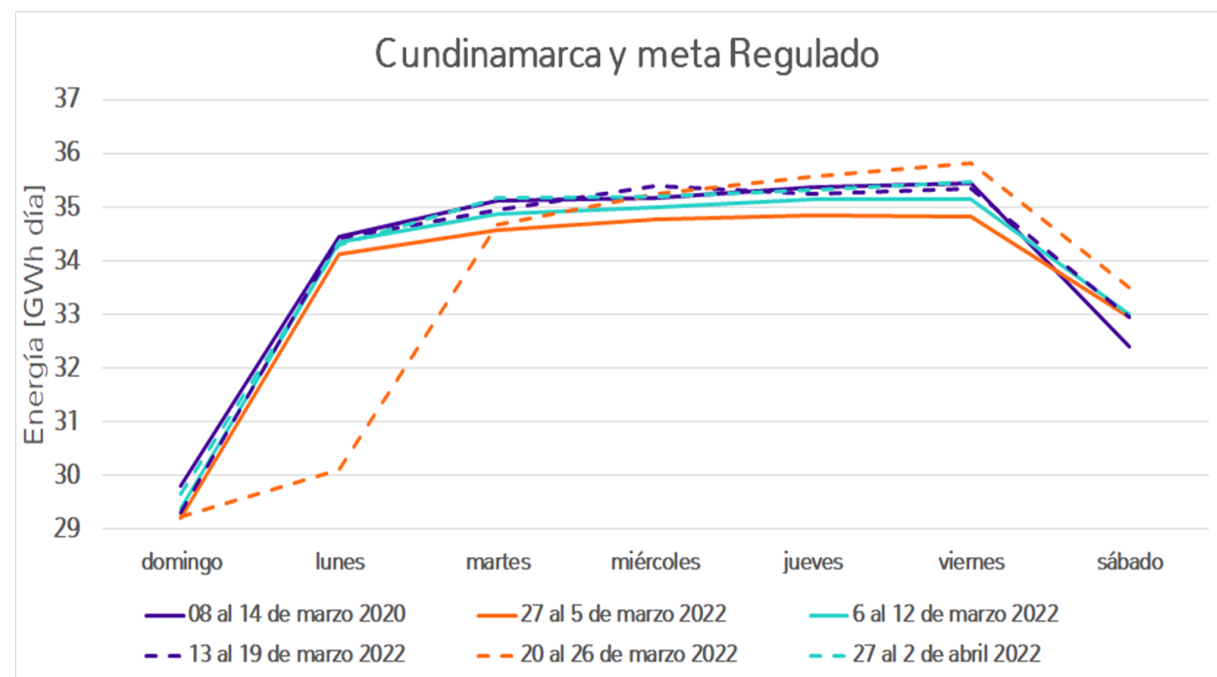
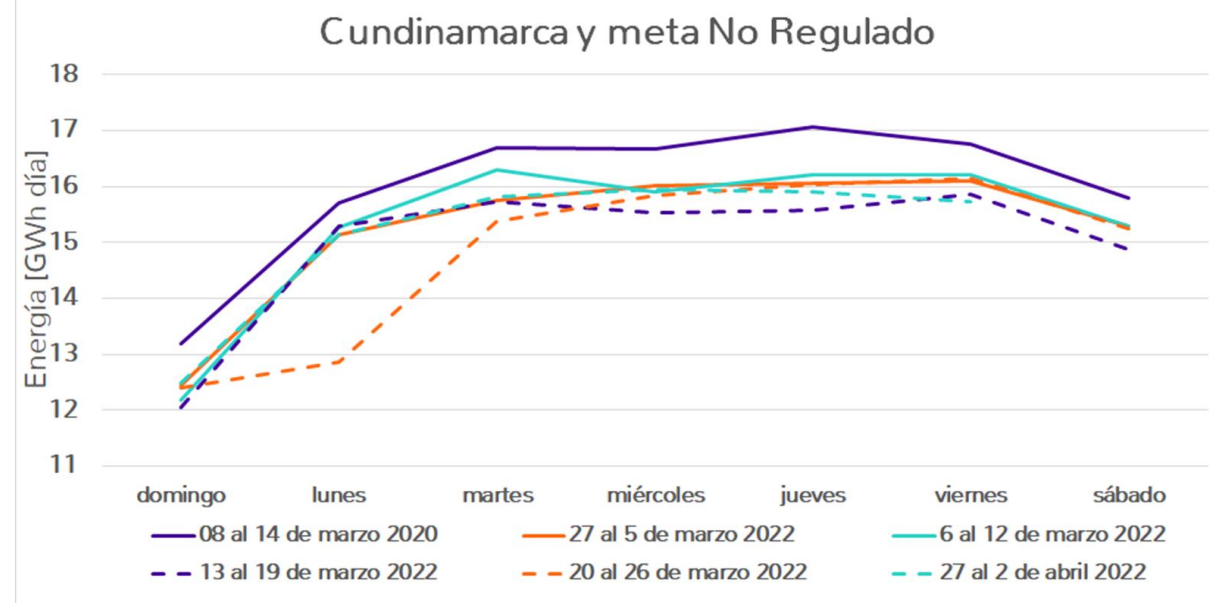
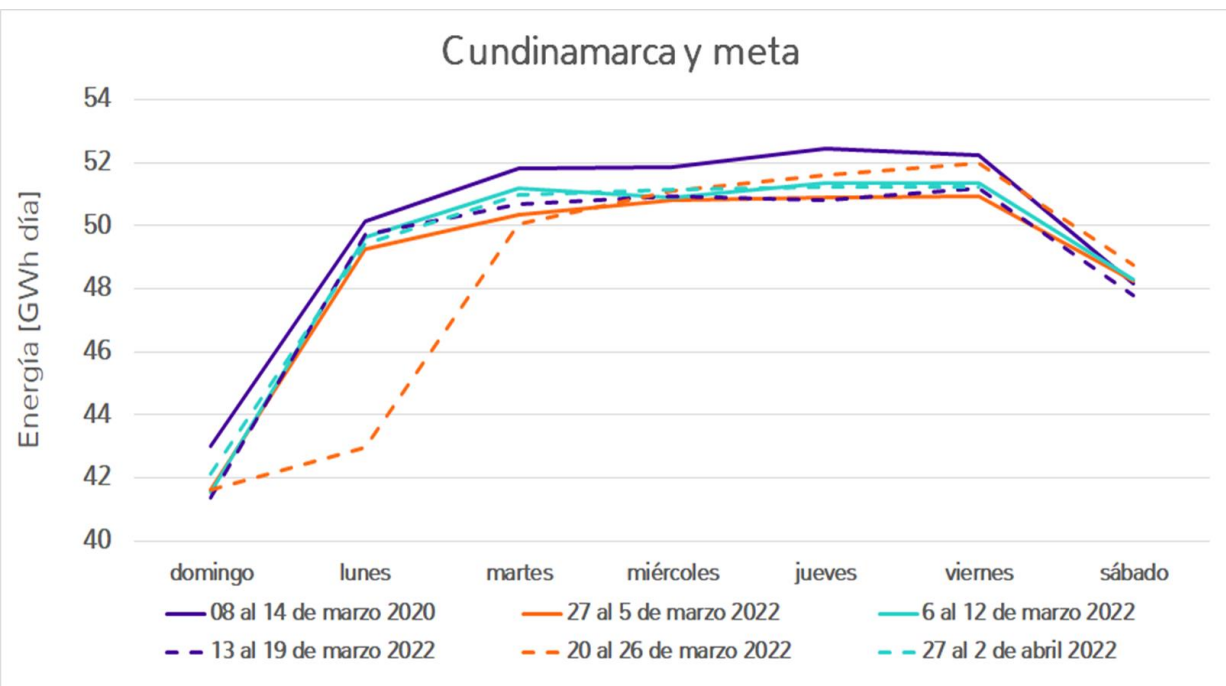
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 9.6% para la semana del 20 al 26 de marzo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Cundinamarca y Meta*

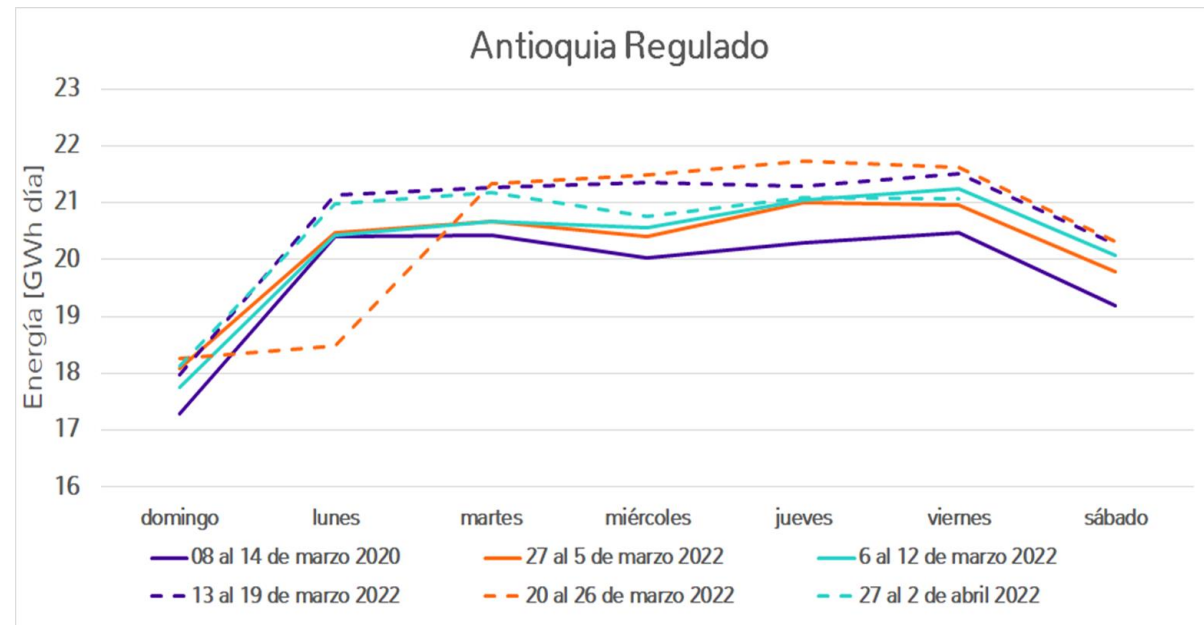
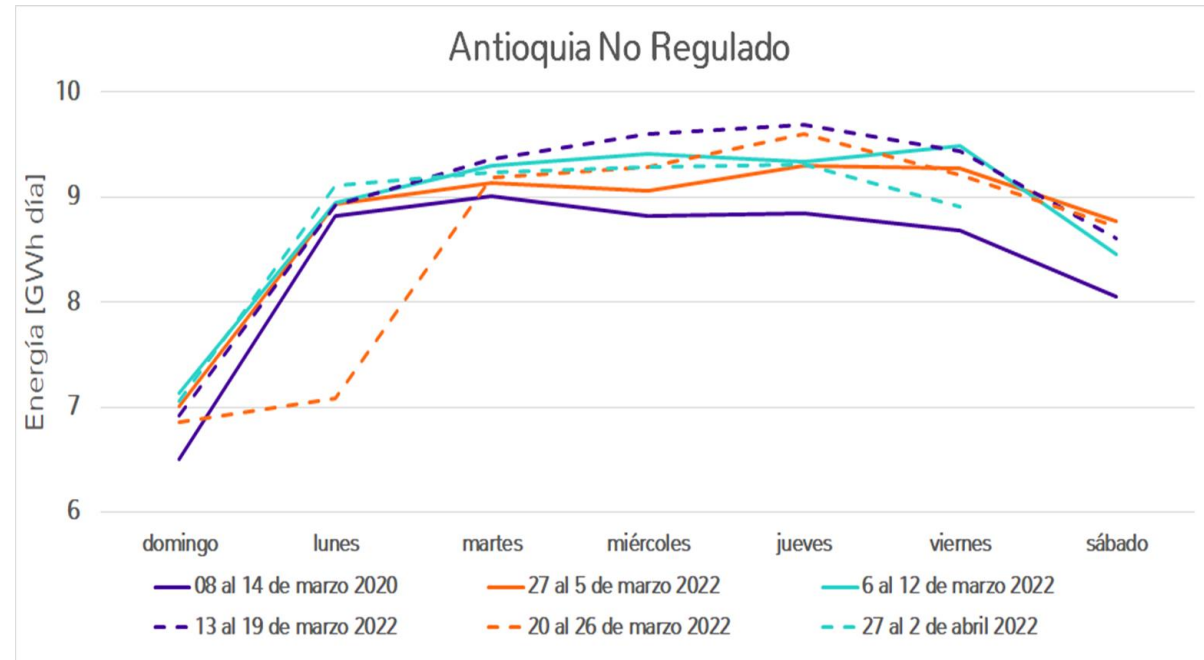
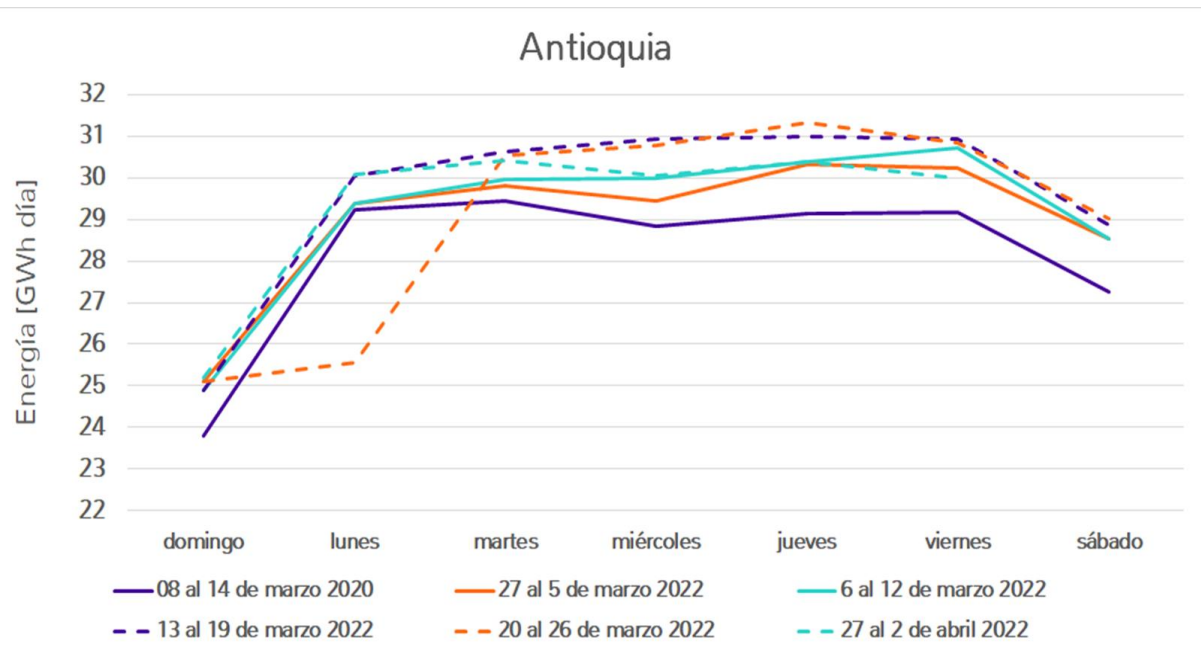


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.8 % para la semana del 20 al 26 de marzo de 2022 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Antioquia*

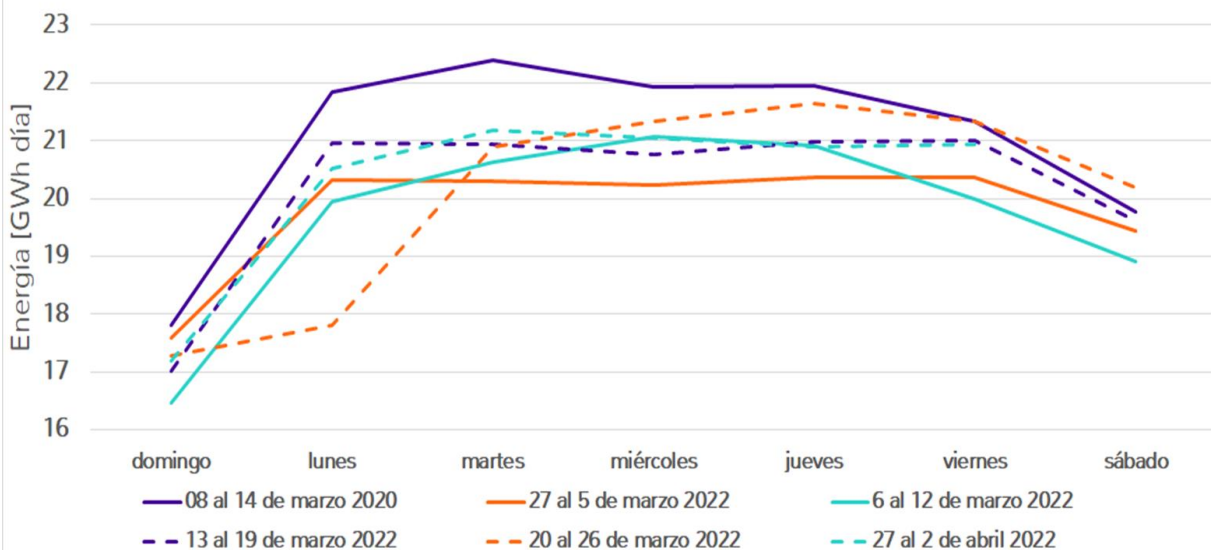


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 6.1% para la semana del 20 al 26 de marzo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

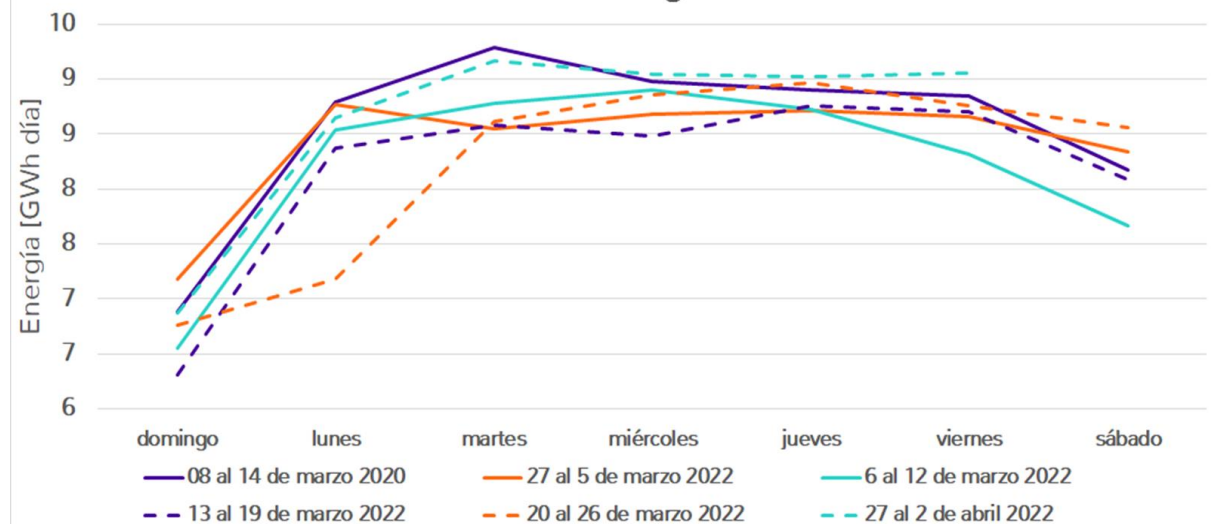
Valle*

Valle

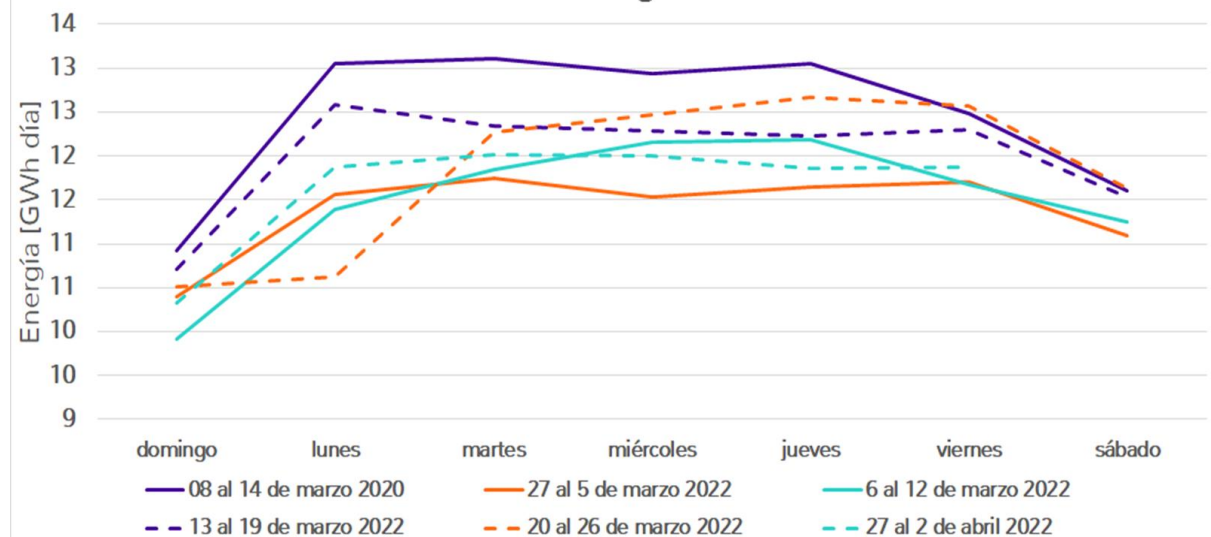


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 1.9% para la semana del 20 al 26 de marzo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Valle No Regulado



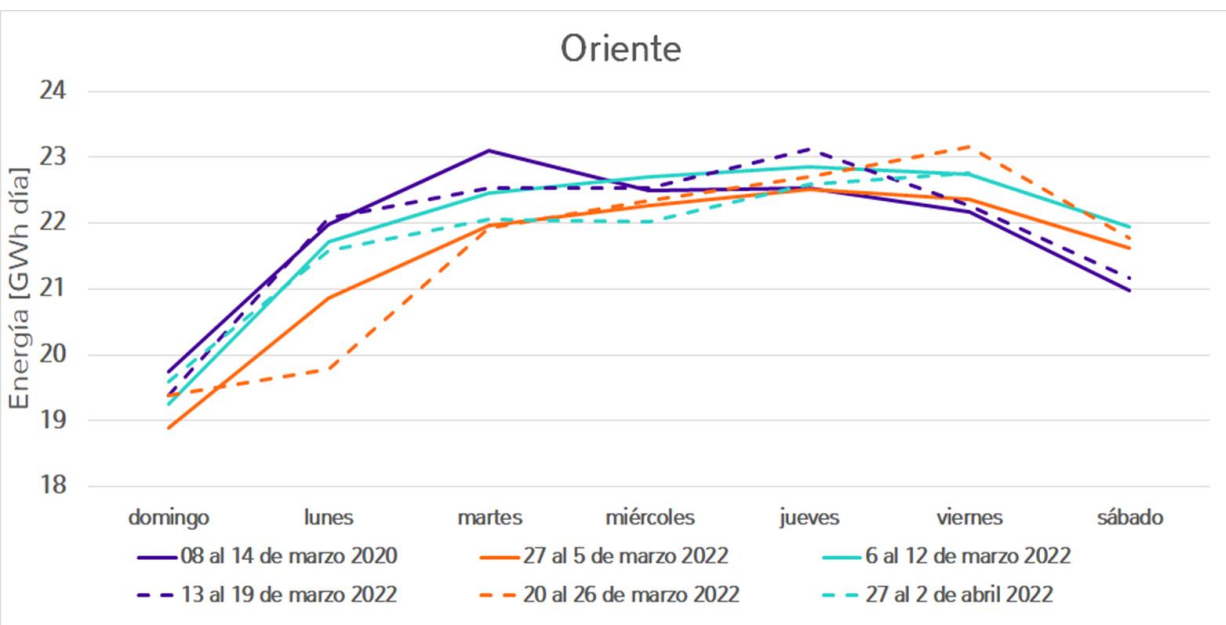
Valle Regulado



*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Oriente*

Oriente

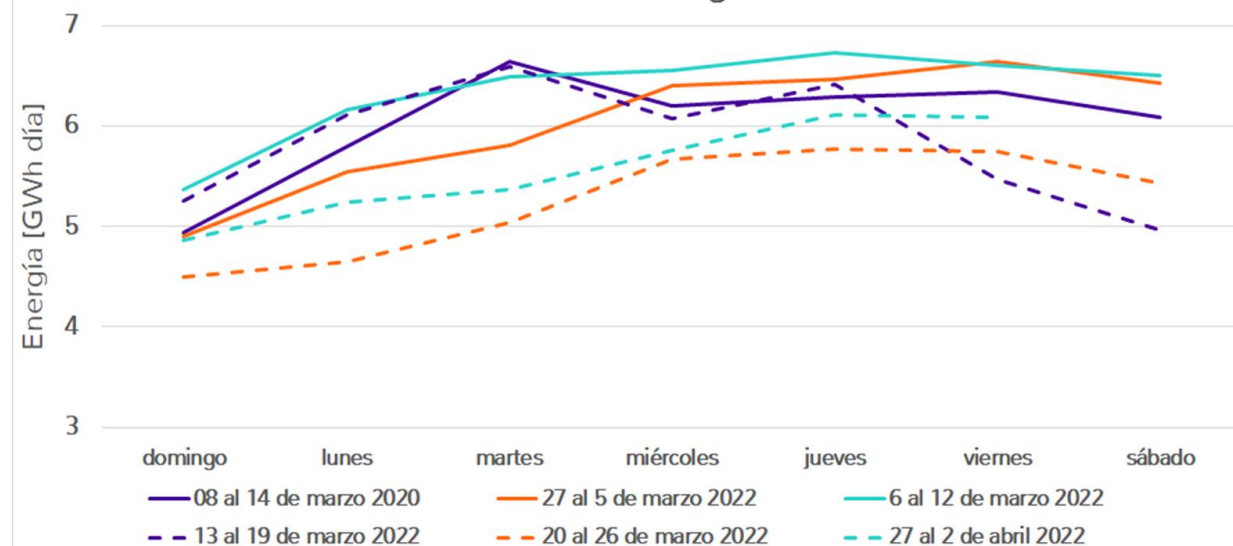


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

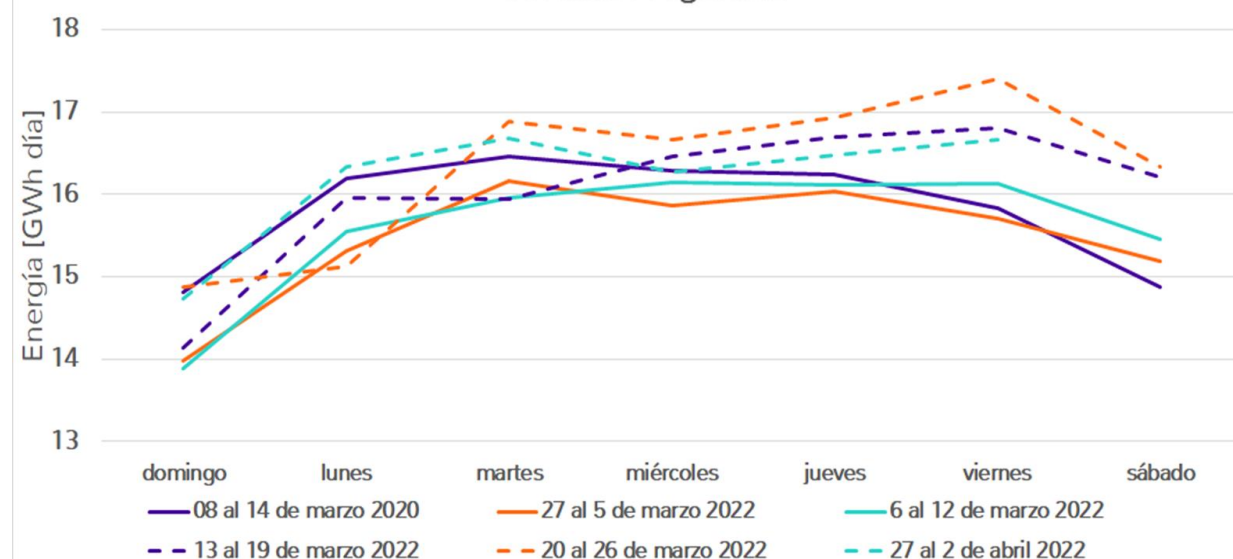
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.6% para la semana del 20 al 26 de marzo de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

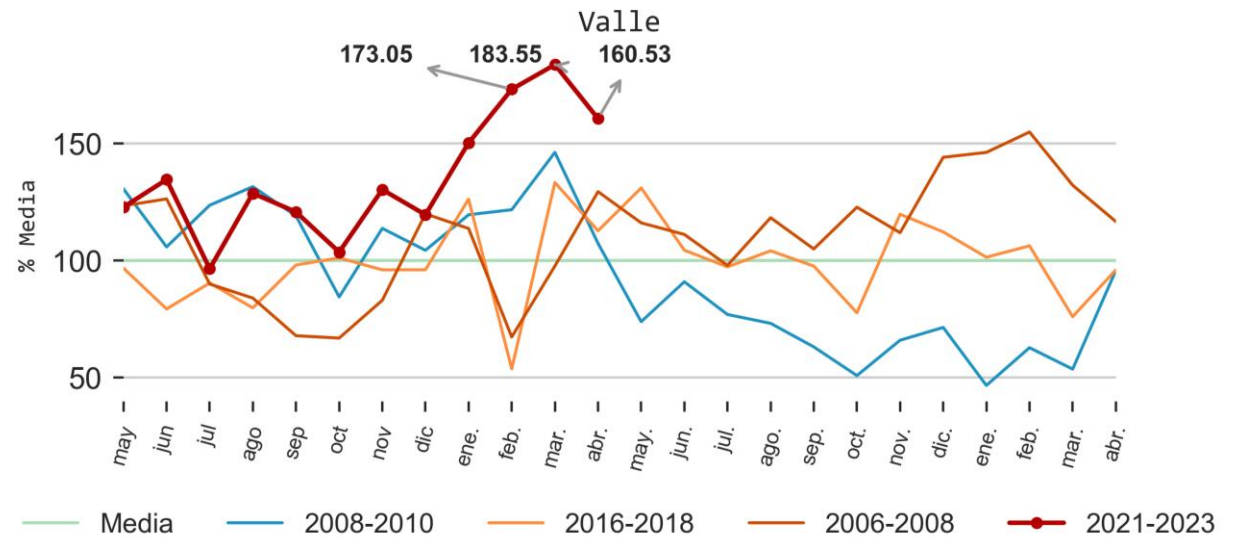
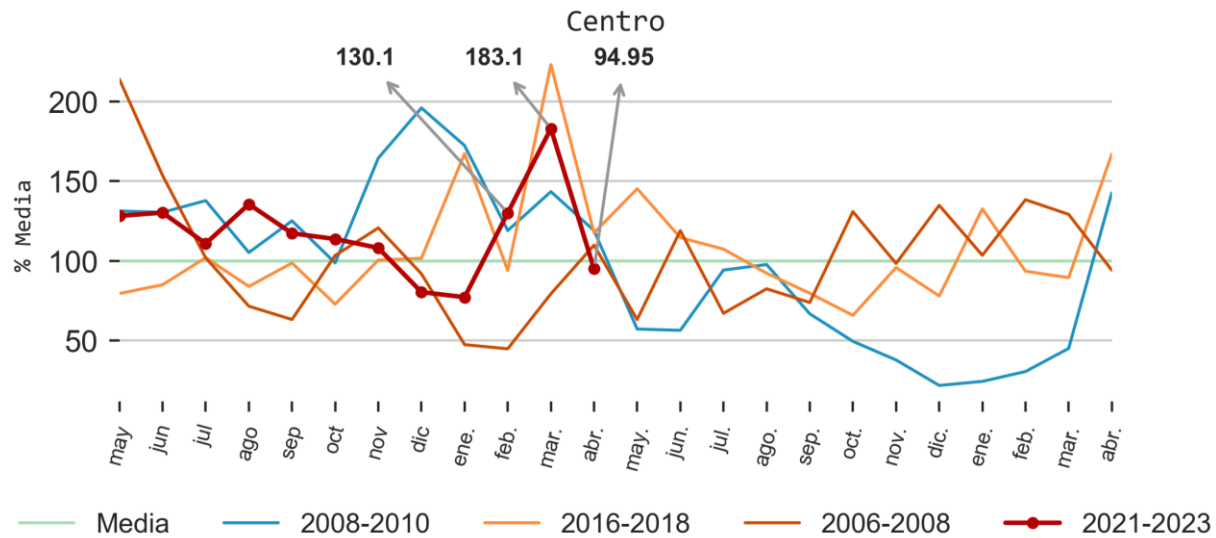
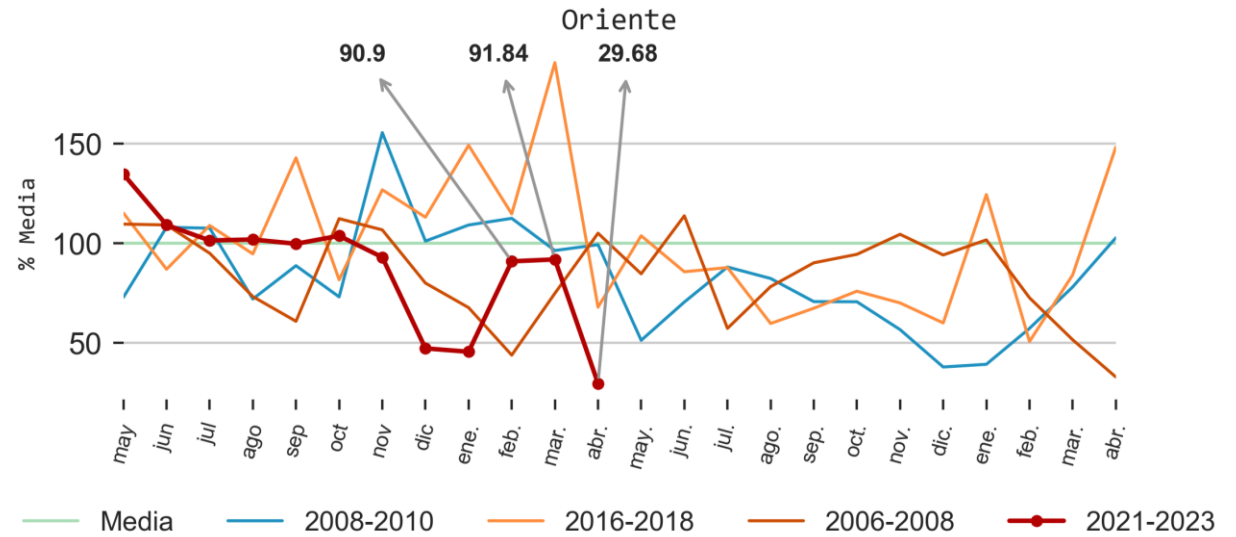
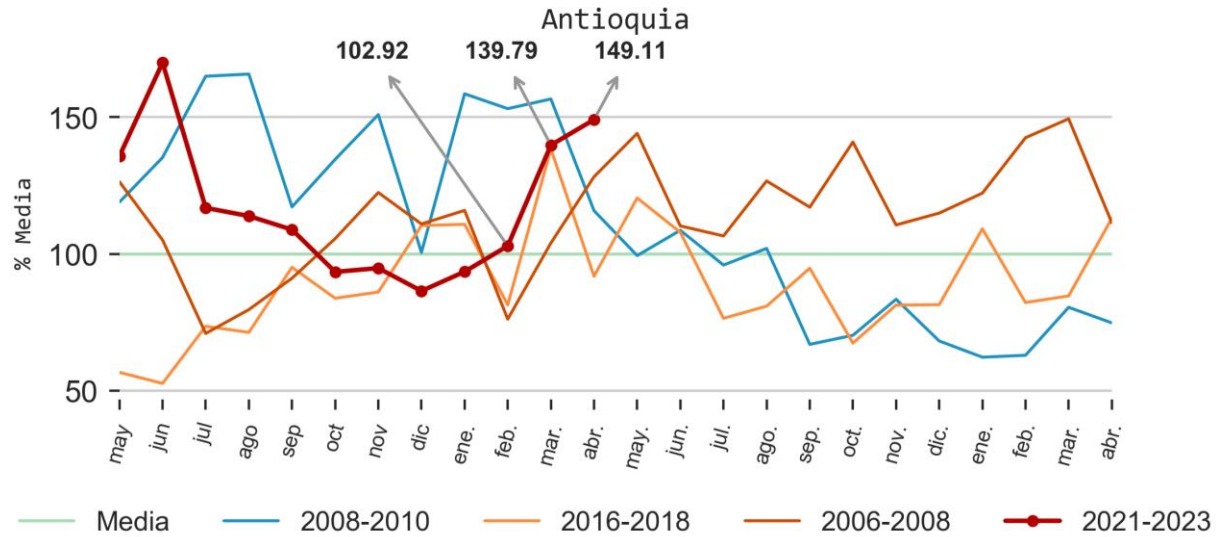
Oriente No Regulado



Oriente Regulado



Aportes por regiones



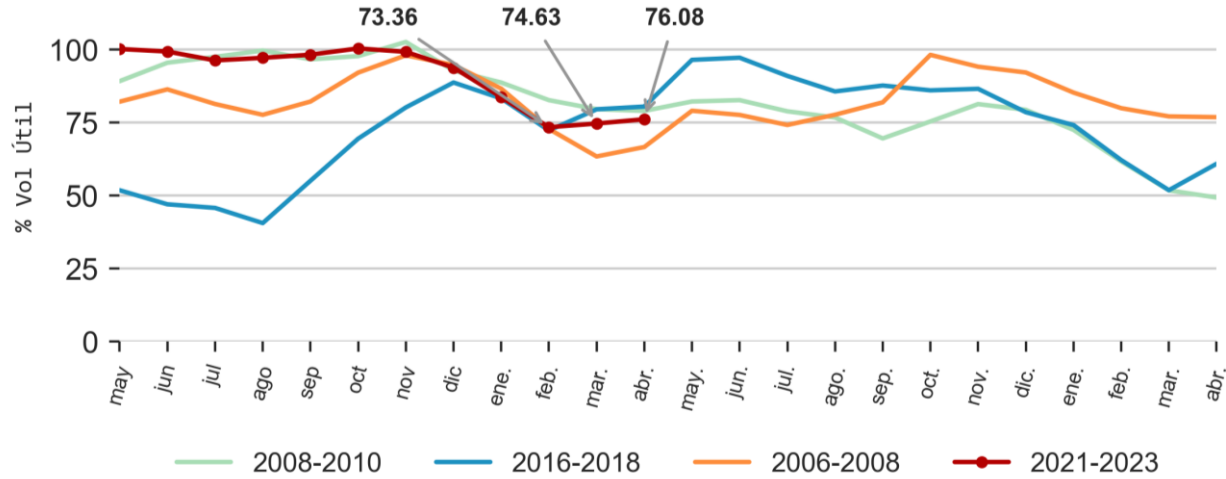
Información hasta el 2022-04-04

Similitud ENSO e hidrología

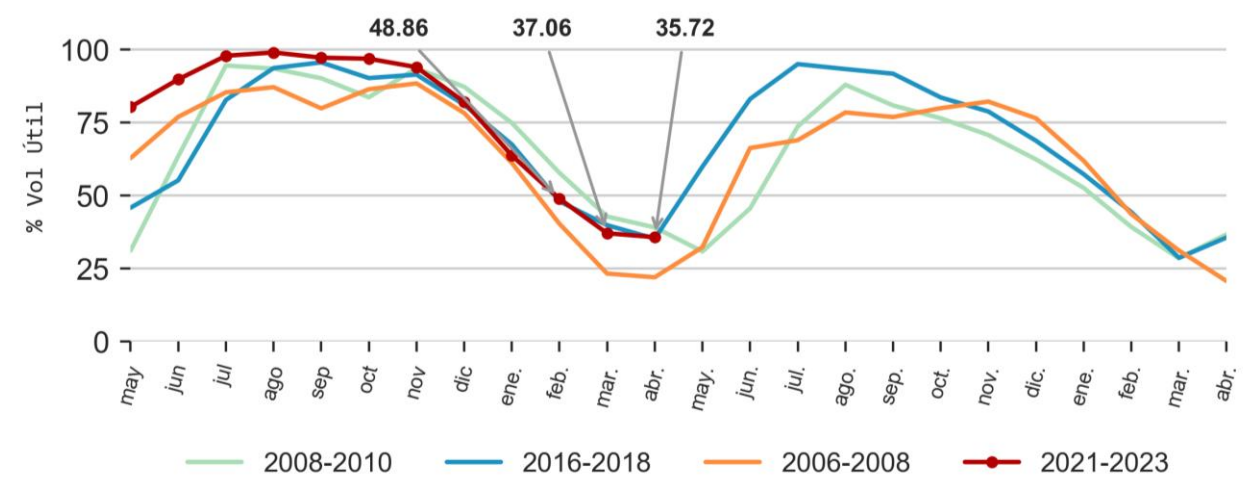
Información actualizada el 2022-04-05

Evolución de reservas por regiones

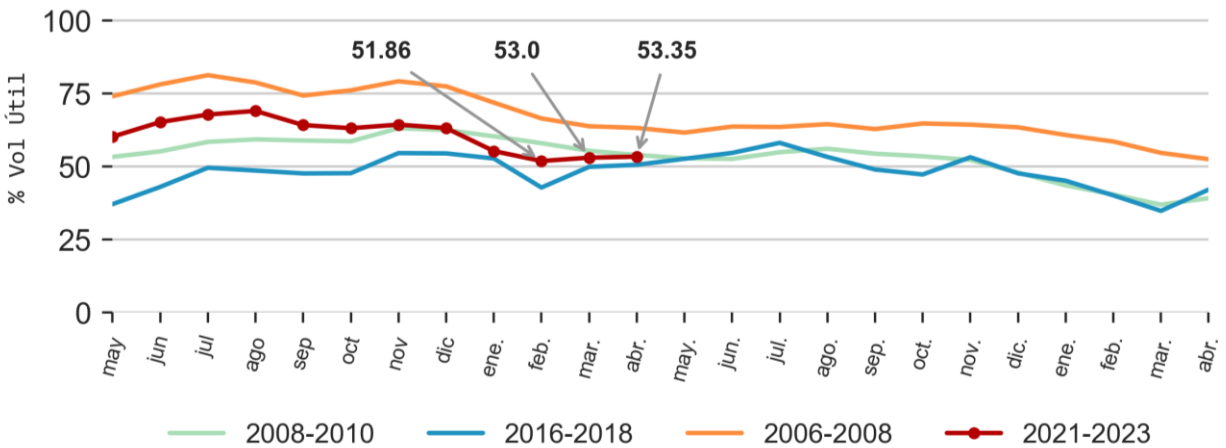
Antioquia



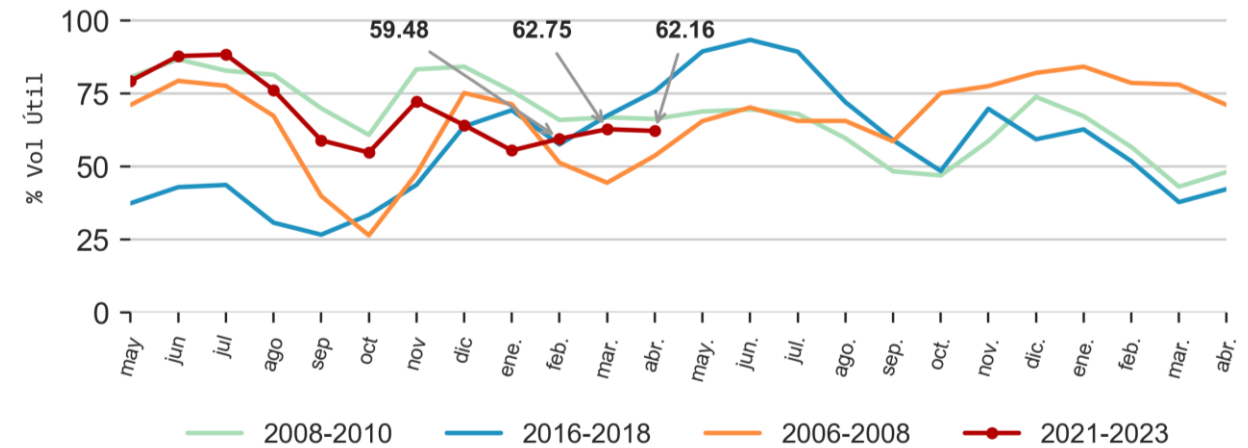
Oriente



Centro



Valle

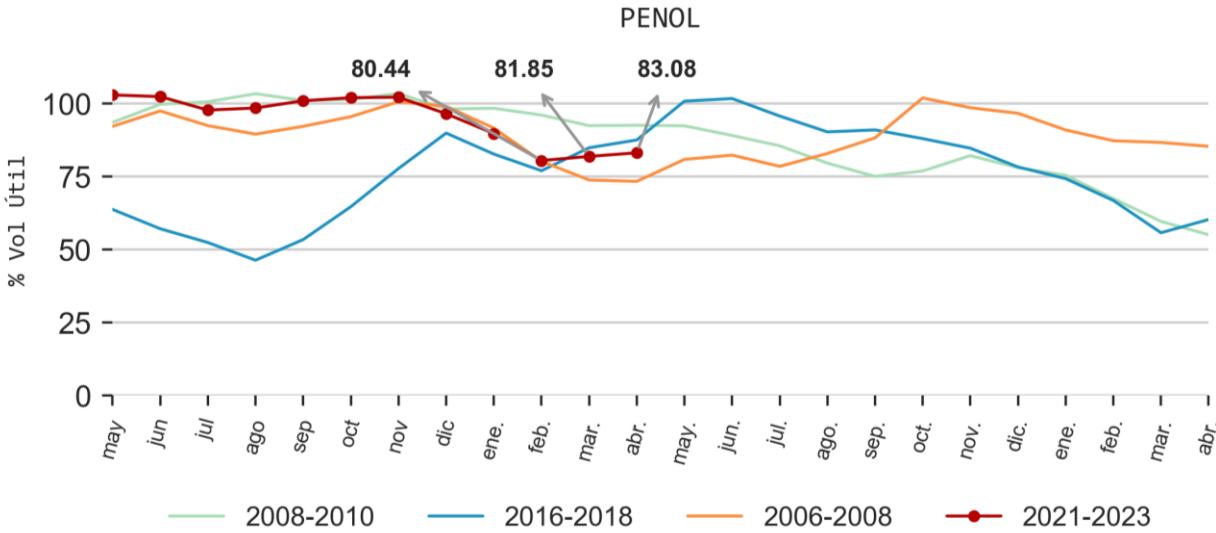


Información hasta el 2022-04-04

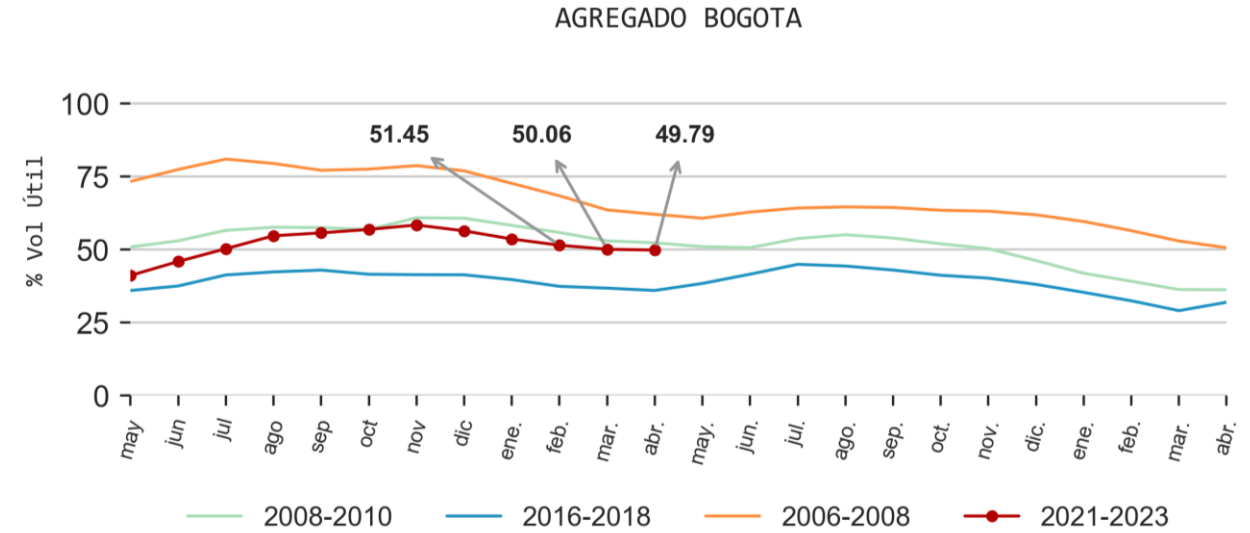
Información actualizada el 2022-04-05

Evolución de principales embalses

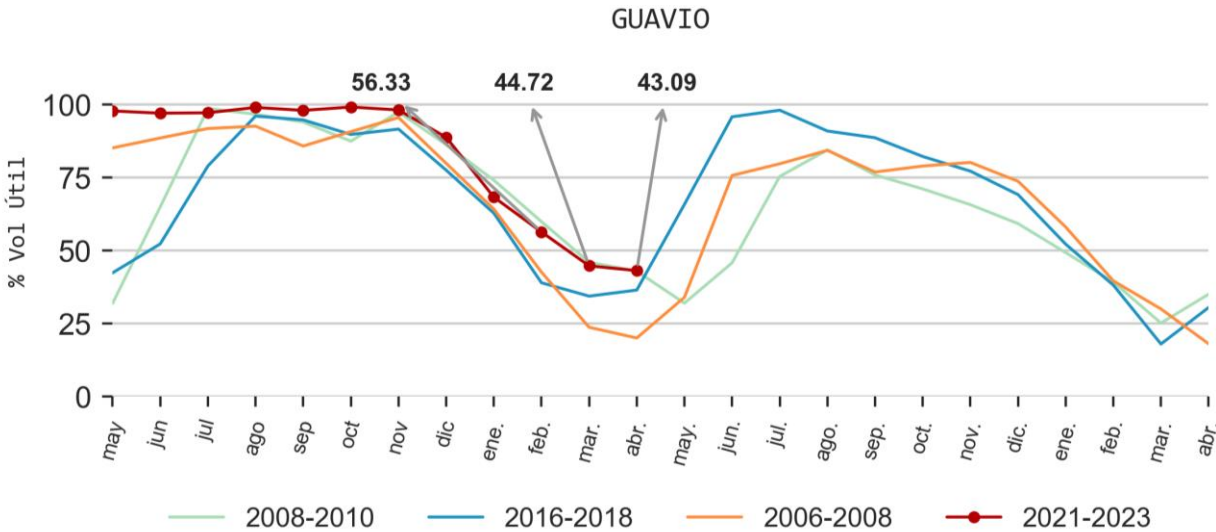
PENOL



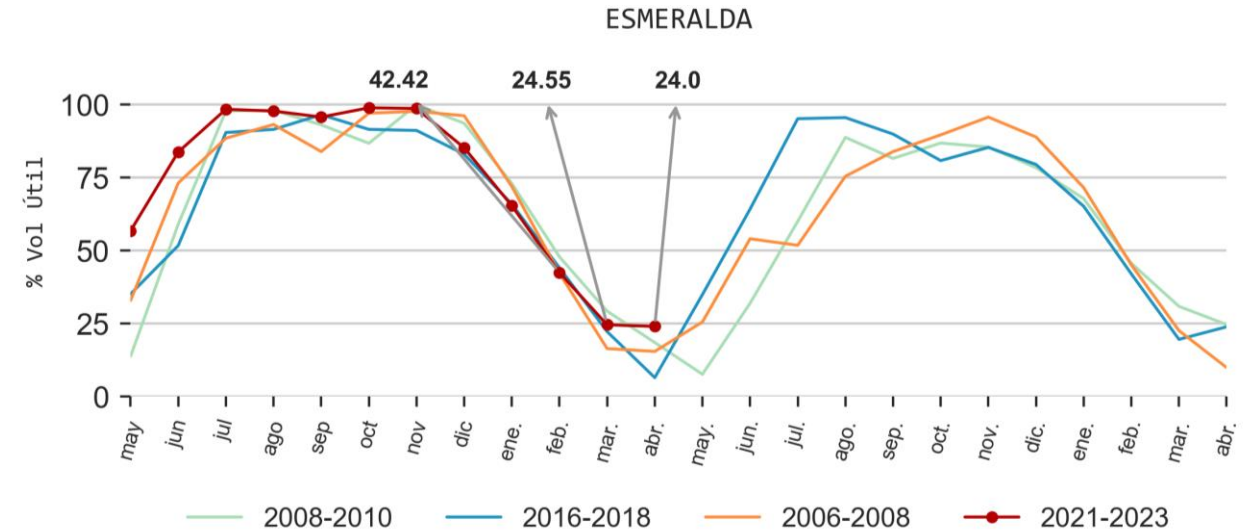
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



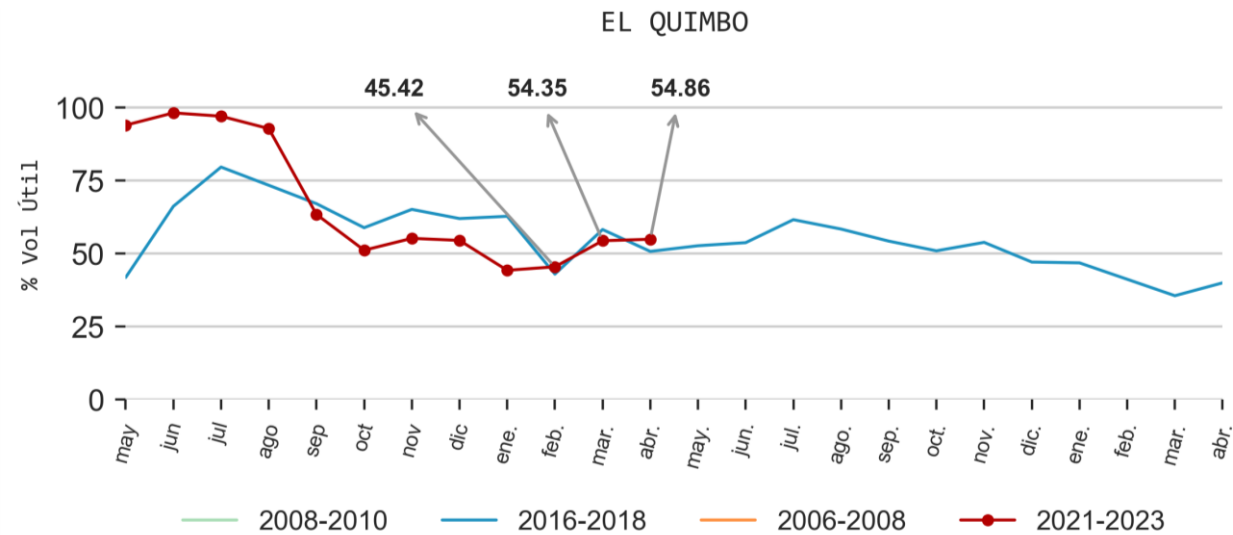
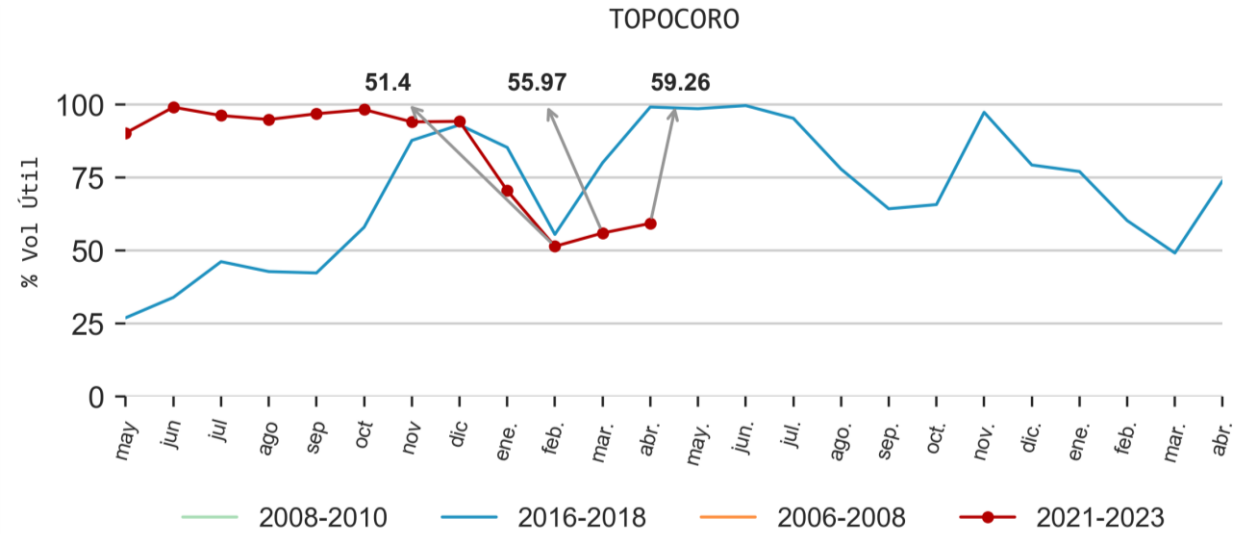
ESMERALDA



Información hasta el 2022-04-04

Información actualizada el 2022-04-05

Evolución de principales embalses



Información hasta el 2022-04-04

Información actualizada el 2022-04-05

Proyectos Analizados – Cruces de Circuitos



Código	Nombre
PTRA00072	UPME 05 - 2014 LT Cerromatoso – Chinú 500 kV y LT Chinú – Copey 500 kV (Refuerzo Costa Caribe)
PTRA00243	UPME 09 - 2016 S/E Cuestecitas 500 kV y LT Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV
PTRA00320	UPME 06 - 2018 Nueva S/E El Río 220 kV y LT asociadas.
PTRA00321	UPME 07 - 2017 LT Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV
PTRA00924	UPME 04-2019 LT La Loma - Sogamoso 500 kV
PTRA00075	UPME 07 – 2016 LT Virginia – Nueva Esperanza 500 kV TCE
PTRA00478	UPME 02 – 2021 Línea Pacífico – San Marcos 230 kV

Proyectos por analizar – Cruces de Circuitos



Código	Nombre
PTRA00322	UPME 05- 2018 Línea Chinú - Toluviejo 220 kV CELSIA
PTRA00038	UPME 05 - 2009 LT Doble circuito Alférez - Tesalia 230 kV GEB
PTRA00057	UPME 03 - 2010 S/E Chivor II y S/E Norte 230 kV GEB
PTRA00070	UPME 01 - 2013 S/E Norte 500 kV y línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV GEB
PTRA00073	UPME 04 - 2014 S/E Alférez 500 kV, LT Medellín - La Virginia 500 kV, La Virginia – Alférez 500 kV, transformadores Alférez 500/230 kV 2x450 MVA (Refuerzo 500 kV Suroccidente) GEB
PTRA00203	UPME STR 13-2015 Proyecto La Loma 110 kV GEB
PTRA00325	UPME 06 - 2017 S/E Colectora 1 500 kV, LT doble circuito Colectora - Cuestecitas 500 kV y LT Cuestecitas - La Loma 500 kV GEB

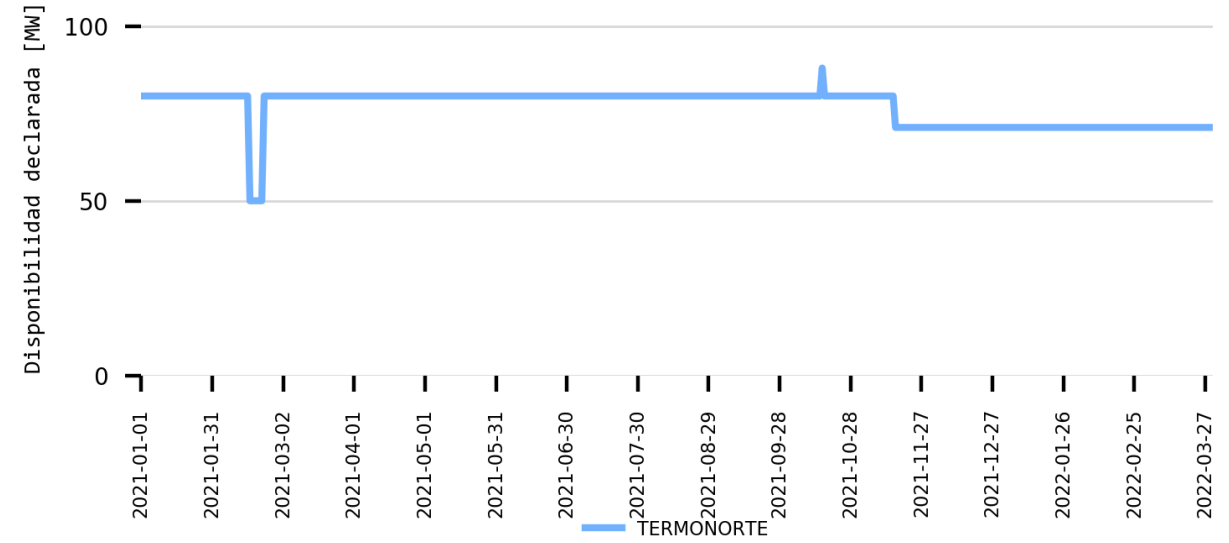
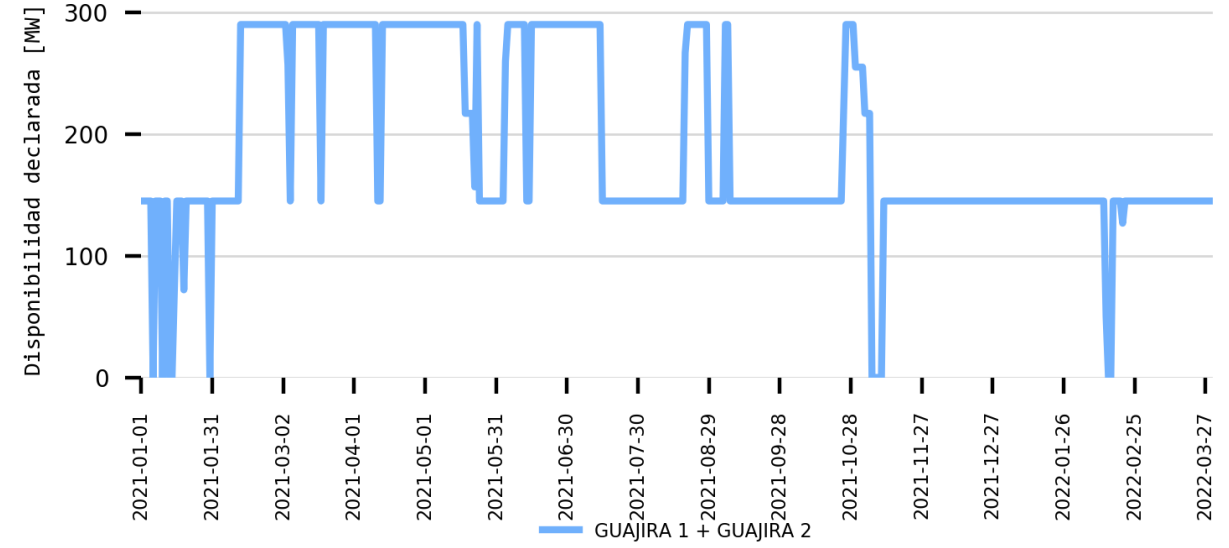
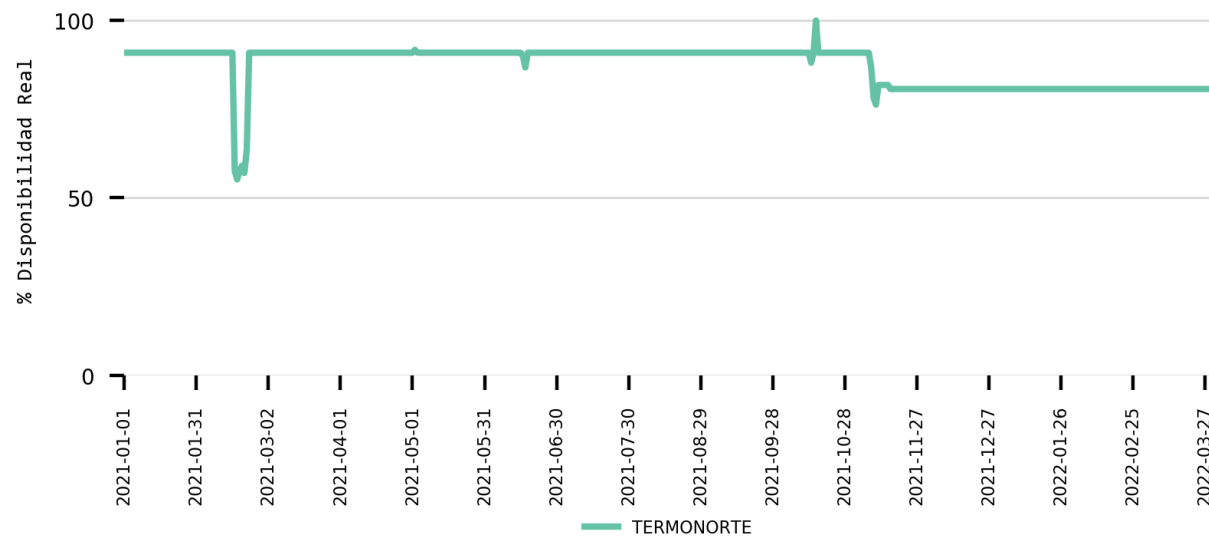
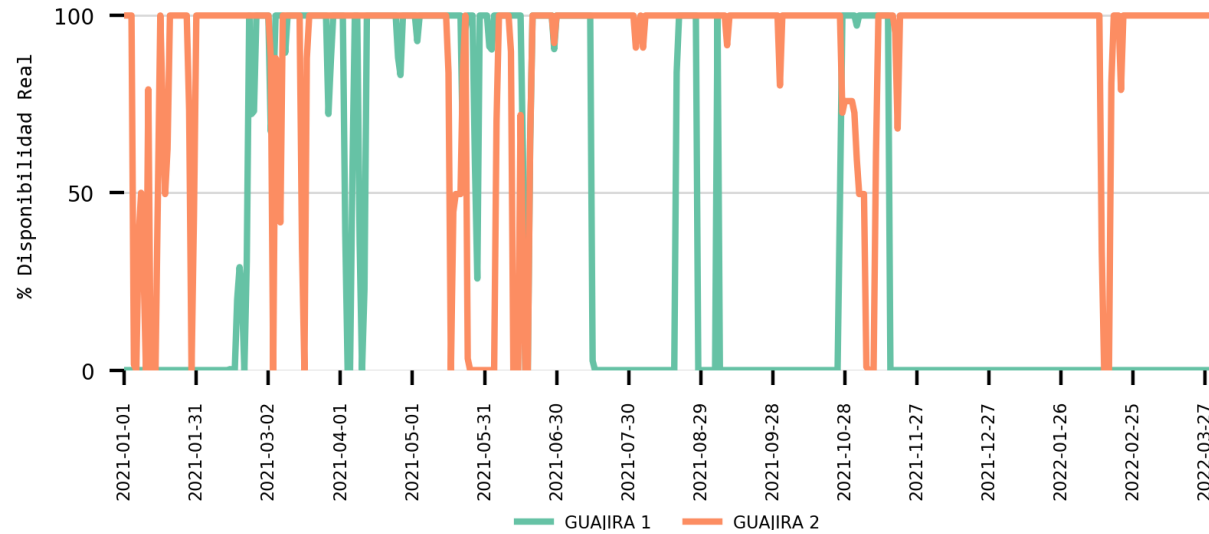
Indisponibilidades y mantenimientos

G.C.M. Marzo



Fecha Inicial	Fecha Final	Unidad de	Color-Estado	Detalle	Empresa
17/01/2022 00:00	31/03/2022 23:59	GUAJIRA 1	Amarilla-Ejecutada	Mantenimiento correctivo -	GENERADORA Y
01/03/2022 00:00	15/03/2022 23:59	TERMONORTE 1	Amarilla-Ejecutada	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.
01/03/2022 00:00	15/03/2022 23:59	TERMONORTE 10	Amarilla-Ejecutada	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.
16/03/2022 00:00	20/03/2022 23:59	TERMONORTE 1	Amarilla-Ejecutada	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.
16/03/2022 00:00	20/03/2022 23:59	TERMONORTE 10	Amarilla-Ejecutada	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.
21/03/2022 00:00	03/04/2022 23:59	TERMONORTE 1	Amarilla-EnEjecucion	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.
21/03/2022 00:00	03/04/2022 23:59	TERMONORTE 10	Amarilla-EnEjecucion	Mantenimiento correctivo -	TERMONORTE S.A.S.

Disponibilidad Guajiras y Termonorte

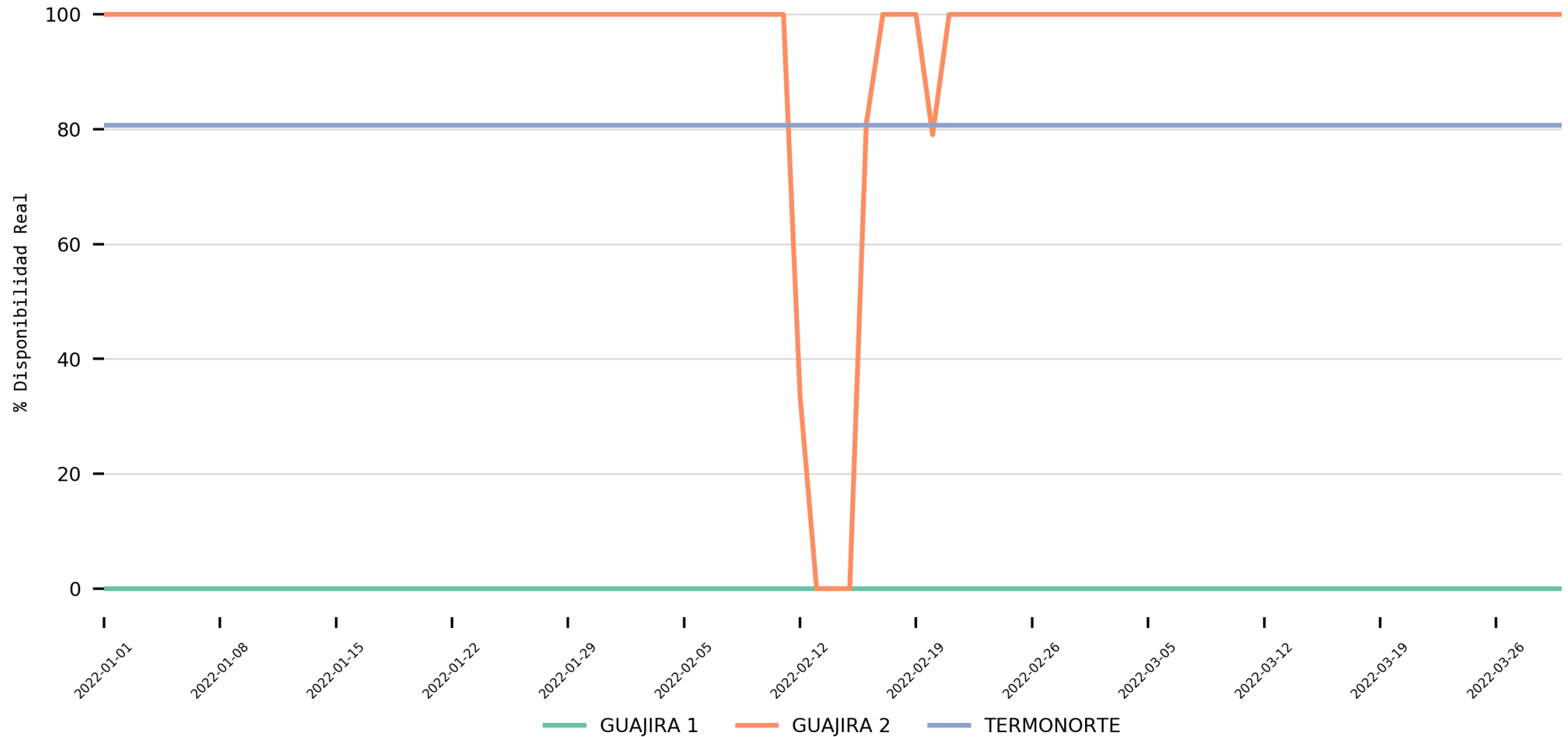


Información hasta el 2022-03-31

Similitud ENSO e hidrología

Información actualizada el 2022-04-05

Disponibilidad Generadores GCM



*El porcentaje de disponibilidad se calcula como la disponibilidad real sobre la CEN

Se considera recurso Termonorte sin equivalencia de peso en el soporte de tensión de Caribe 2 y GCM

Información hasta el 2022-03-31

Información actualizada el 2022-04-05




Sumando energías