

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-005

Jueves, 2 de marzo de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión



1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de Mediano plazo
- Sensibilidades al análisis energético de mediano y largo plazo.
- Seguimiento a la senda de referencia
- Verificación ENFICC

3. Situación Operativa

- Resolución CREG 101 028 del 2022
- Cumplimiento Acuerdo CNO 1612
- Indicador propuesto de oscilaciones de baja frecuencia
- Indicadores de operación

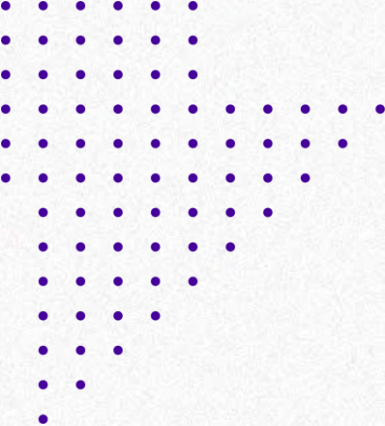
1. Variables del SIN

Demanda del SIN

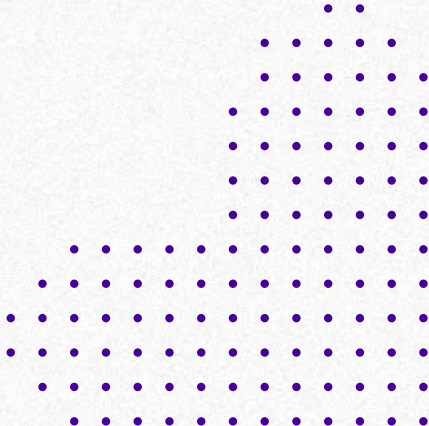
Hidrología

Generación

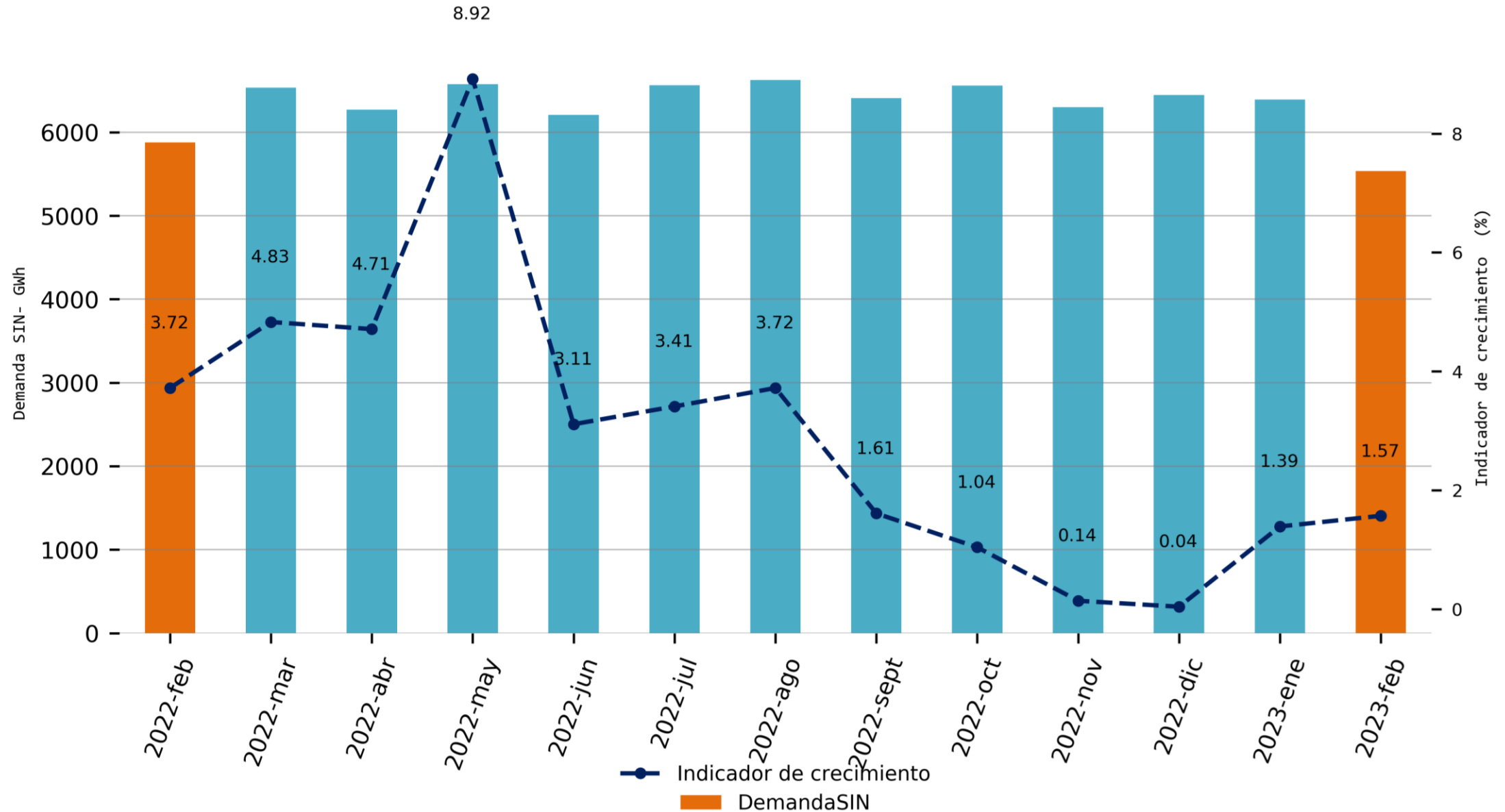
Restricciones



¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

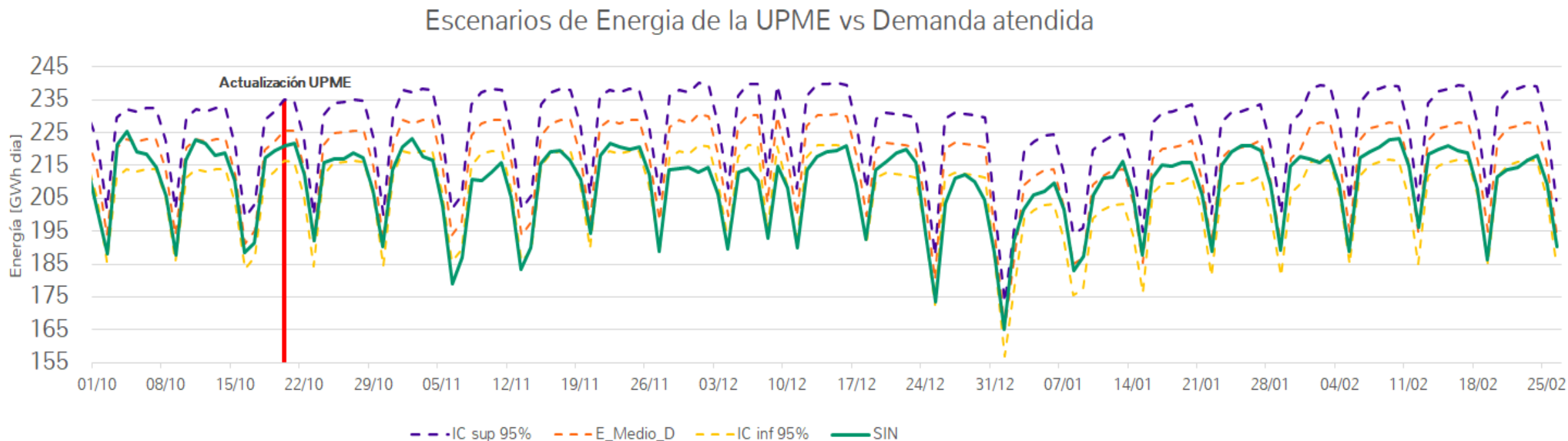


Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-02-25
Información actualizada el 2023-02-27

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



Con la actualización de los escenarios de la UPME el mes de octubre cerró con la demanda del SIN un 2.0% por debajo del escenario medio y un 5.9% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Además, el mes de noviembre finalizó con una demanda un 4.7% por debajo del escenario medio y un 8.4% por debajo del escenario IC superior 95% de la UPME. Por otro lado, la demanda en el mes de diciembre se ubicó un 4.9% y 0.8% por debajo de los escenarios medio e IC inferior 95% de la UPME, y además, la demanda en el mes de enero cerró un 1.1% por debajo del escenario medio y un 4.1% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME. Finalmente, en lo que va corrido del mes de febrero la demanda se sitúa un 3.4% por debajo del escenario medio y un 1.7% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME.

Demanda comercial de energía del SIN - febrero 2023

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
ANTIOQUIA	EPM (EPMD)	3.76%	1.27%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P. (EDPD)	0.56%	4.22%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
CALDAS	CHEC (CHCD)	-3.87%	6.68%
CARTAGO	EEP (EPPD)	-2.12%	4.96%
PEREIRA	EEP (EPPD)	4.63%	1.69%
QUINDIO	EDEQ (EDQD)	2.05%	3.06%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI (EMID)	1.01%	-0.19%
TULUA	CETSA (CETD)	-2.53%	-1.96%
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	0.57%	0.74%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
BAJO PUTUMAYO	BAJO PUTUMAYO (EBPD)	5.68%	7.14%
CAUCA	CEO S.A.S E.S.P. (CEOD)	-1.25%	2.4%
NARIÑO	CEDENAR (CDND)	0.87%	2.61%
POPAYAN - PURACE	EMEE (EMED)	16.78%	12.91%
PUTUMAYO	PUTUMAYO (EPTD)	-1.76%	7.97%
VALLE DEL SIBUNDOY	EMEVASI (EVSD)	4.01%	1.07%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
CARIBE MAR	CARIBEMAR (CMMD)	4.41%	3.27%
CARIBE SOL	AIR(CSSD)	3.13%	-6.15%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
ARAUCA	ENELAR (ENID)	47.15%	2.21%
BOYACA	EBSA (EBSA)	6.59%	33.96%
BOYACA	EMSA (EMSD)	6.59%	33.96%
BOYACA	ENERCA (CASD)	6.59%	33.96%
CASANARE	ENERCA (CASD)	2.72%	-44.06%
NORTE DE SANTANDER	CENS (CNSD)	0.66%	4.33%
RUITOQUE	RUITOQUE (RTQD)	3.57%	-21.72%
SANTANDER	ESSA (ESSD)	-1.26%	3.77%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL (ENDD)	3.46%	1.39%
META	EMSA (EMSD)	19.23%	-8.75%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
GUAVIARE	ENERGUAVIARE (EGVD)	3.37%	3.42%

MC	COD_OR	2022-02	2023-02
CAQUETA	ELECTROCAQUETA (CQTD)	3.61%	6.98%
HUILA	ELECTROHUILA (HLAD)	3.14%	2.62%
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA (EPSD)	-3.0%	5.58%

- 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.

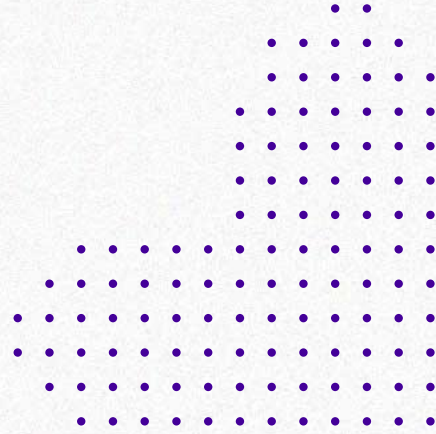
Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-02	Demanda Comercial [GWh] 2023-02	Variación 2022-02	Variación 2023-02
CARIBE	1582.36	1342.7	3.81%	-1.14%
CENTRO	1449.13	1247.15	5.38%	-0.02%
ORIENTE	779.3	729.25	5.27%	8.95%
ANTIOQUIA	821.74	716.25	3.76%	1.27%
VALLE	555.2	478.33	0.72%	0.09%
CQR	238.96	215.38	-0.96%	4.83%
THC	232.81	208.97	0.1%	4.5%
SUR	161.54	142.92	-0.08%	2.92%
CHOCO	19.78	17.69	0.56%	4.22%
GUAVIARE	5.91	5.26	3.37%	3.42%

Información hasta el 2023-02-24

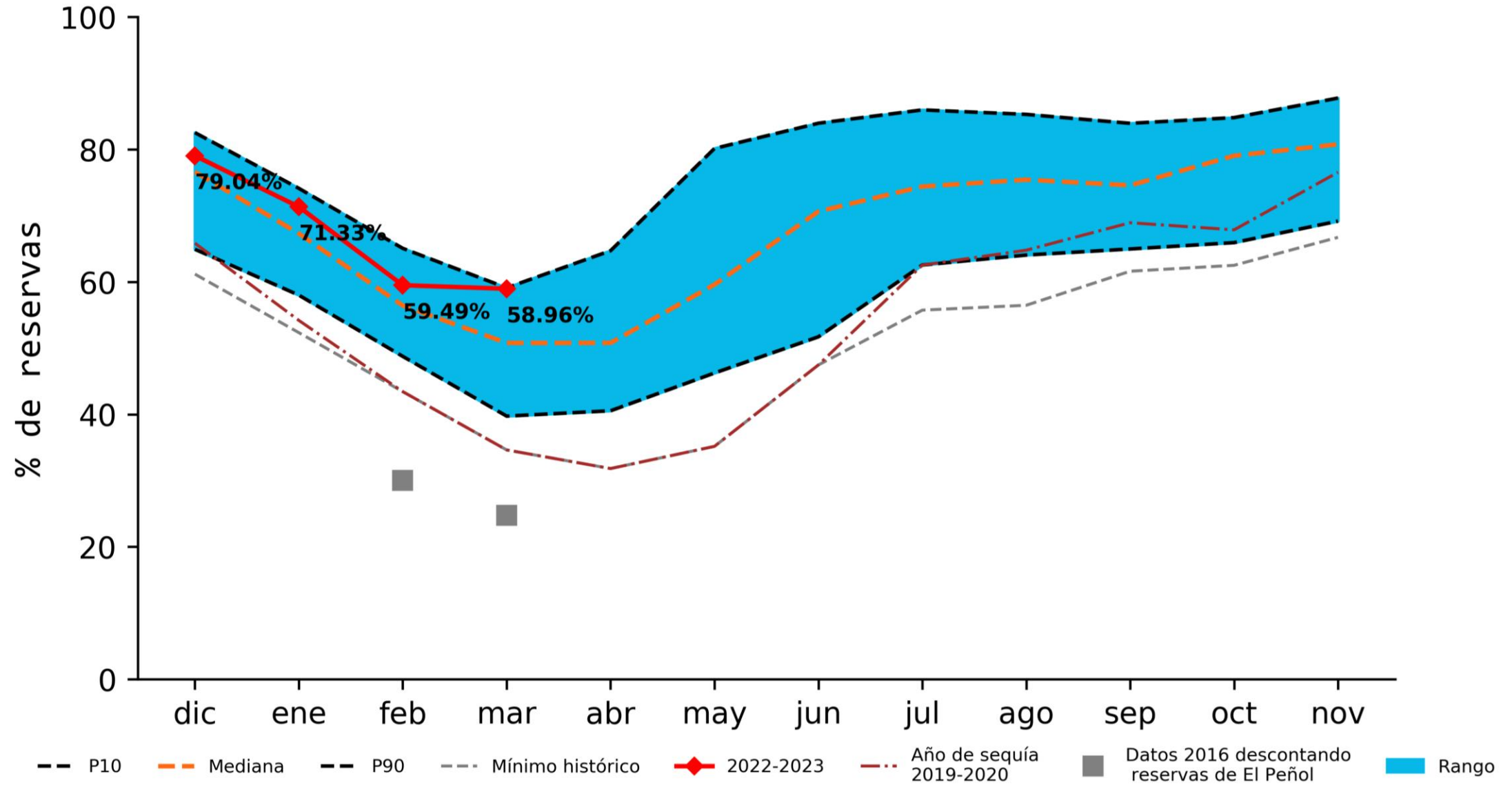
Información actualizada el 2023-02-27



¿Cómo está la situación energética?

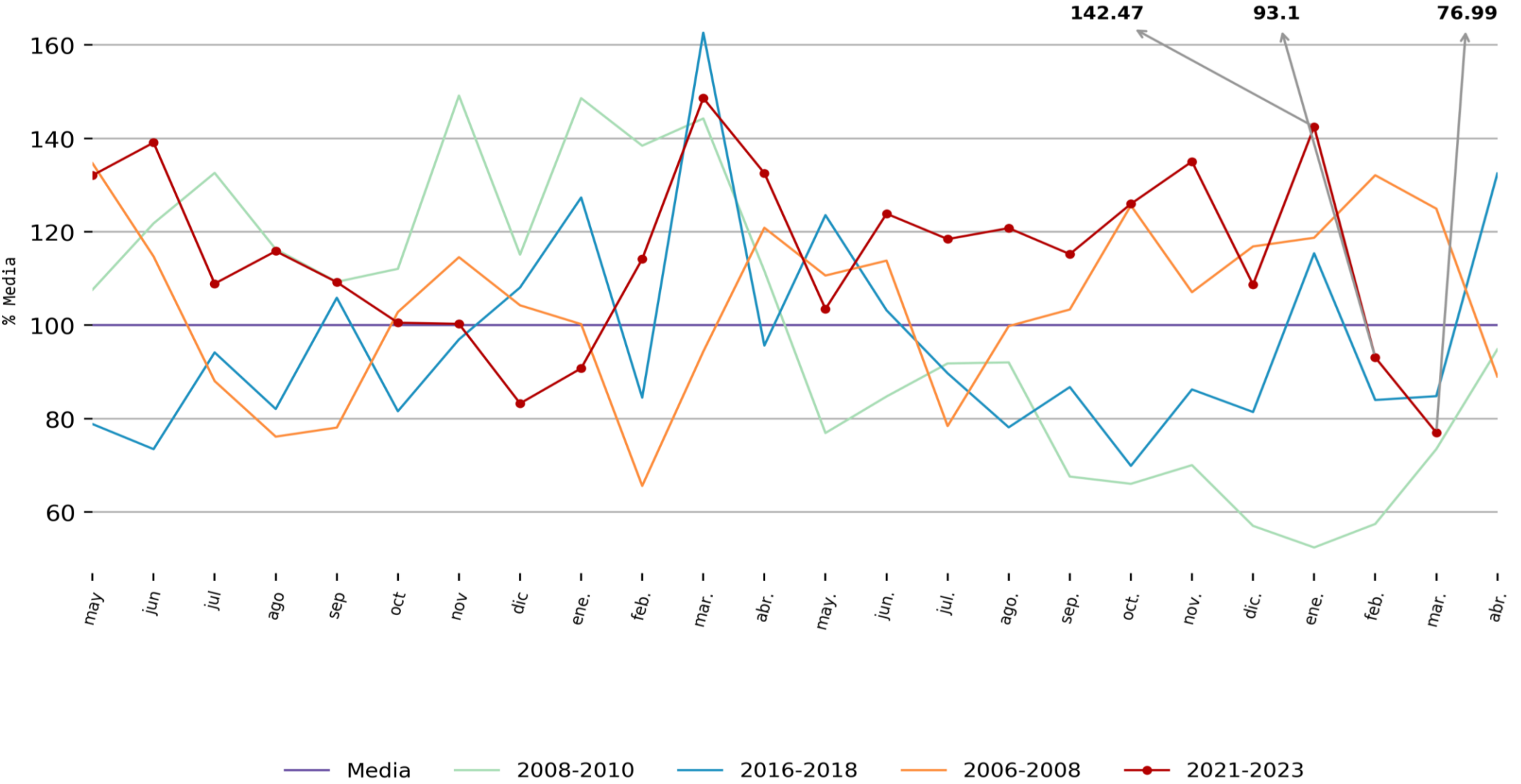


Reservas hídricas



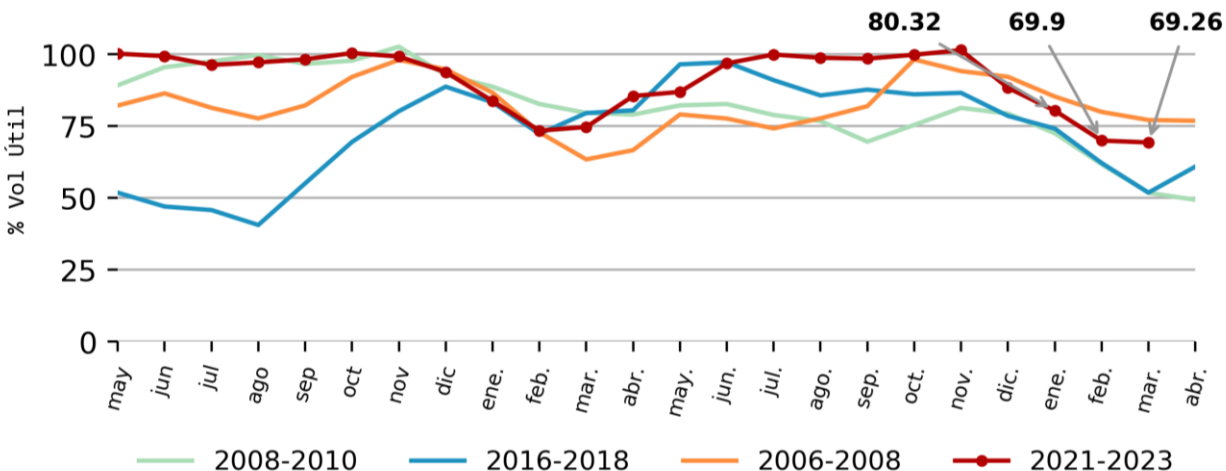
Información hasta el 2023-03-01
Información actualizada el 2023-03-02

Aportes hídricos

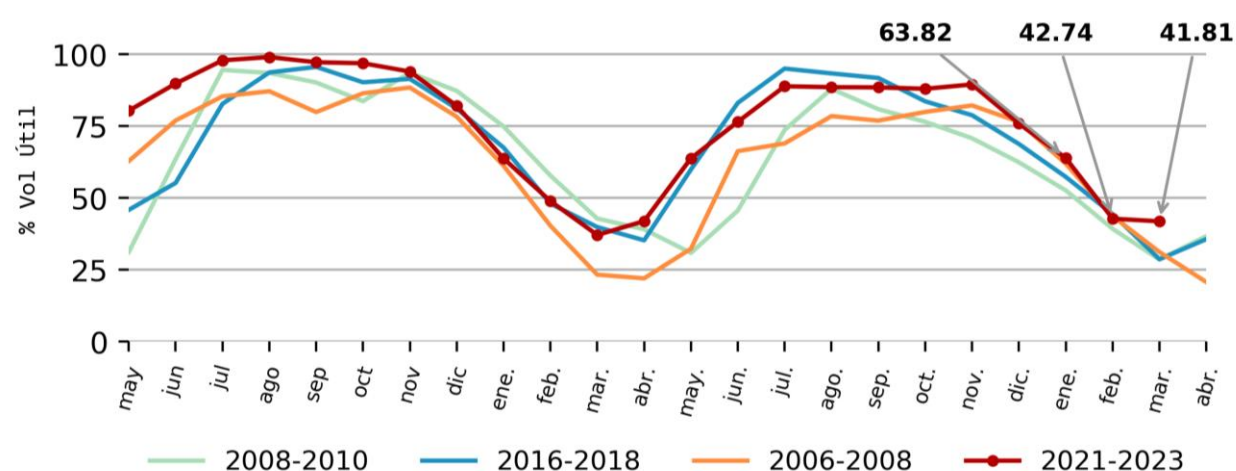


Evolución de reservas por regiones

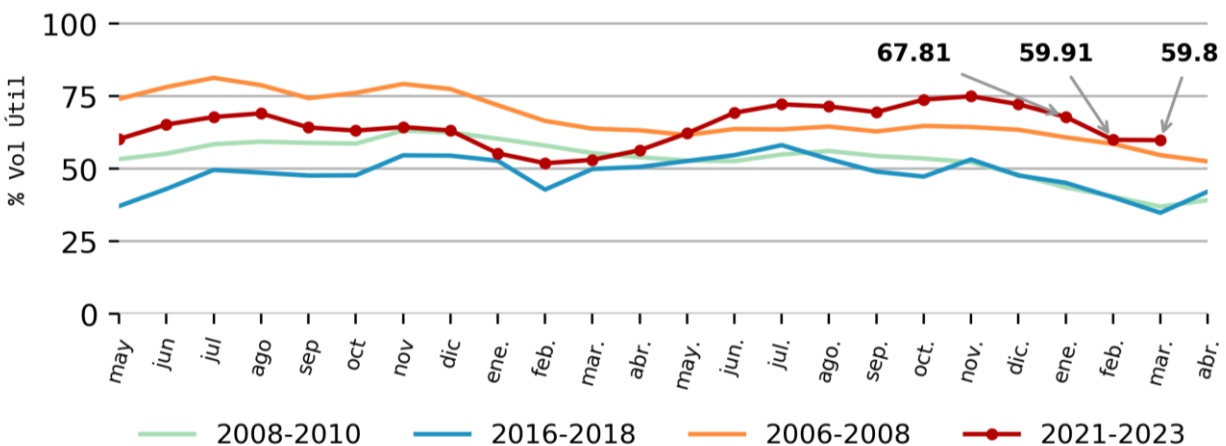
Antioquia



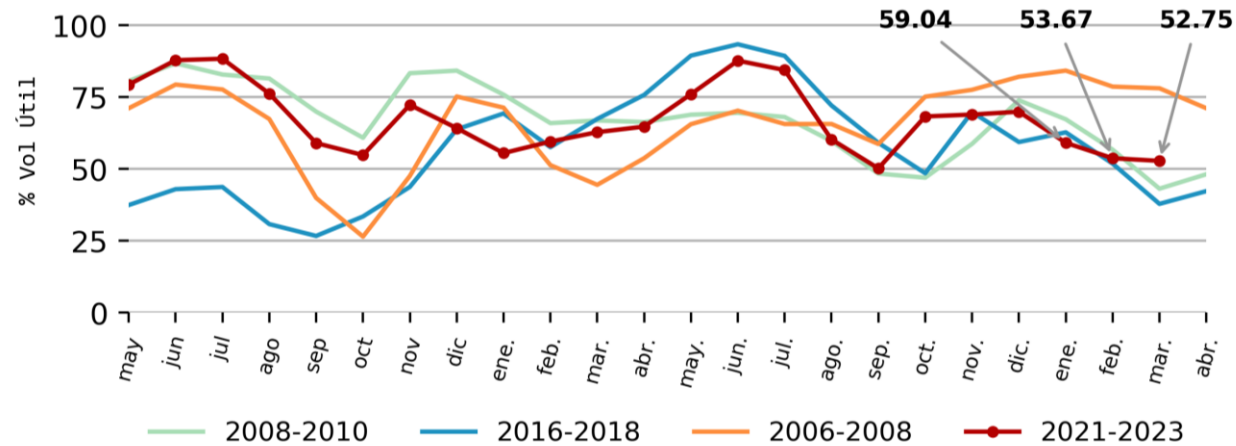
Oriente



Centro



Valle

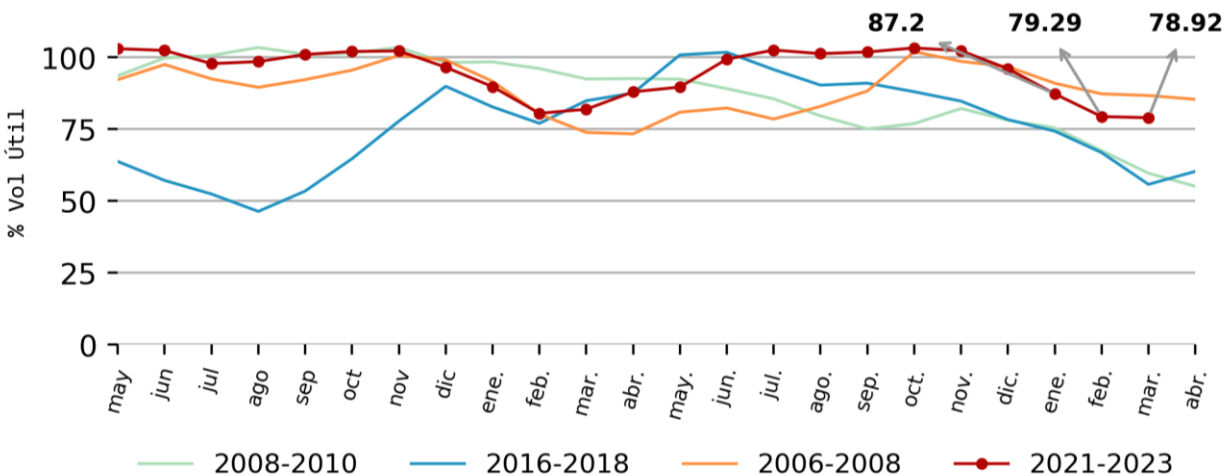


Información hasta el 2023-03-01

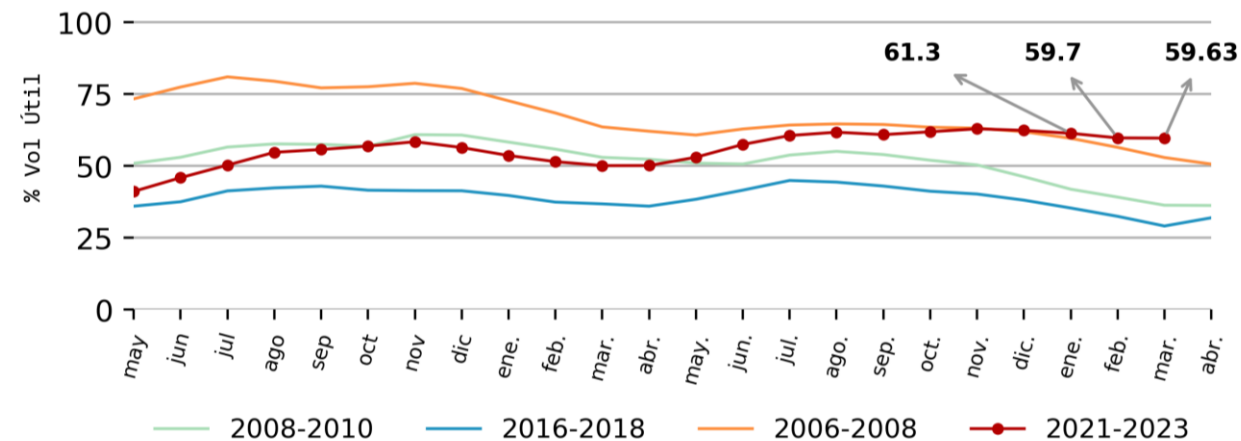
Información actualizada el 2023-03-02

Evolución de principales embalses

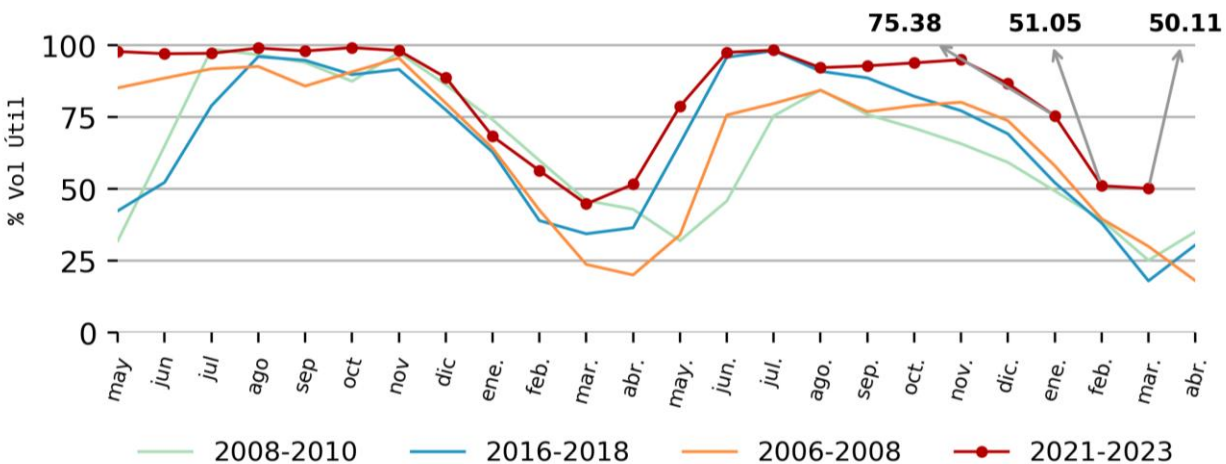
PENOL



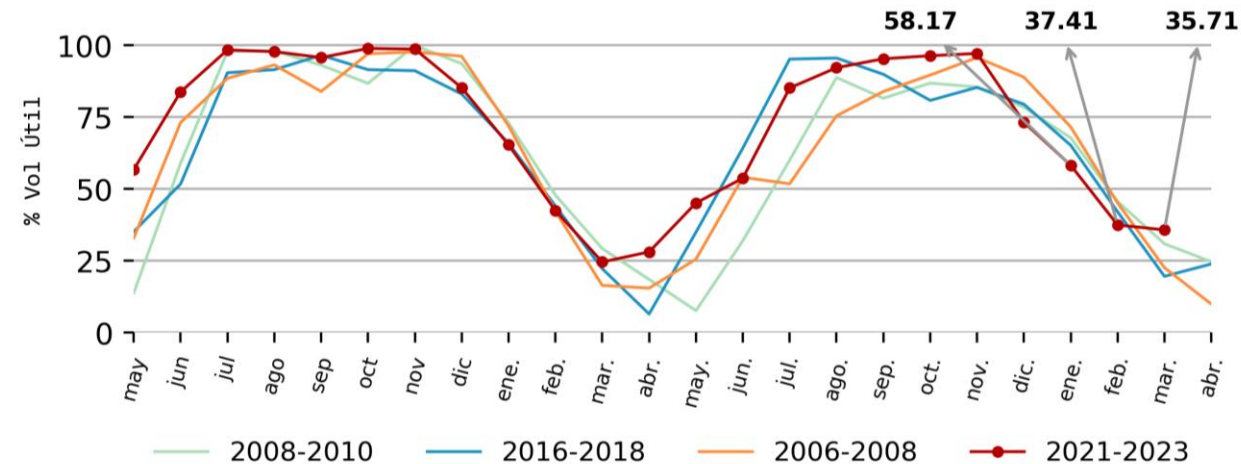
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



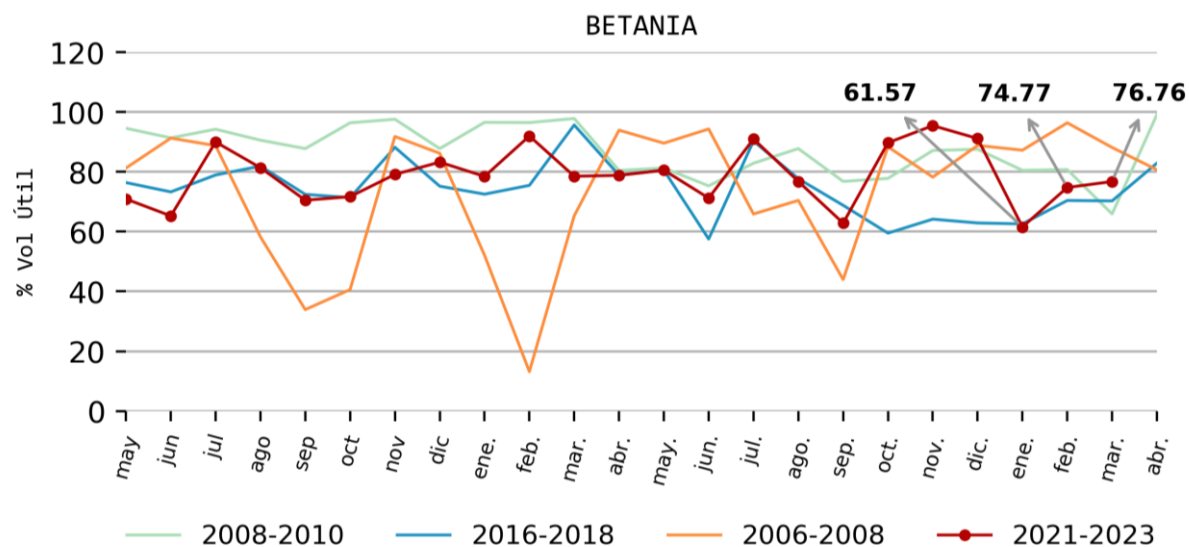
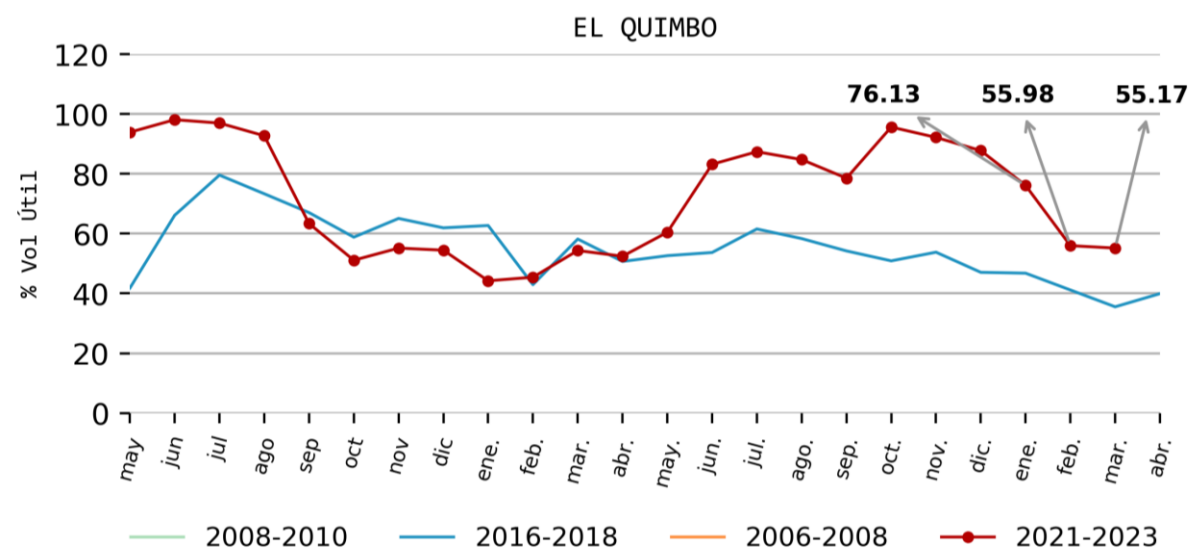
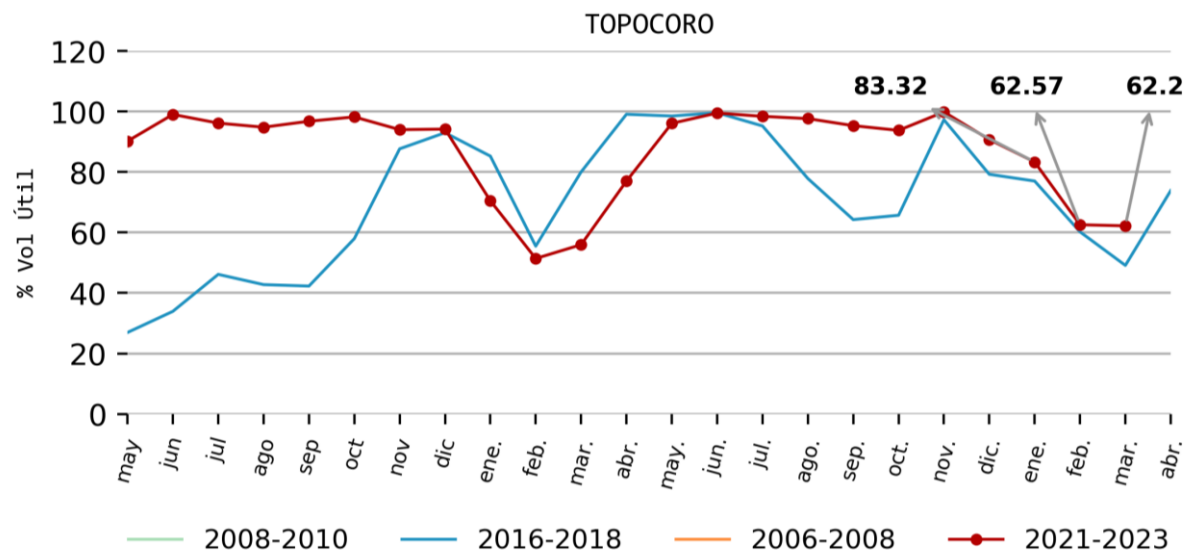
ESMERALDA



Información hasta el 2023-03-01

Información actualizada el 2023-03-02

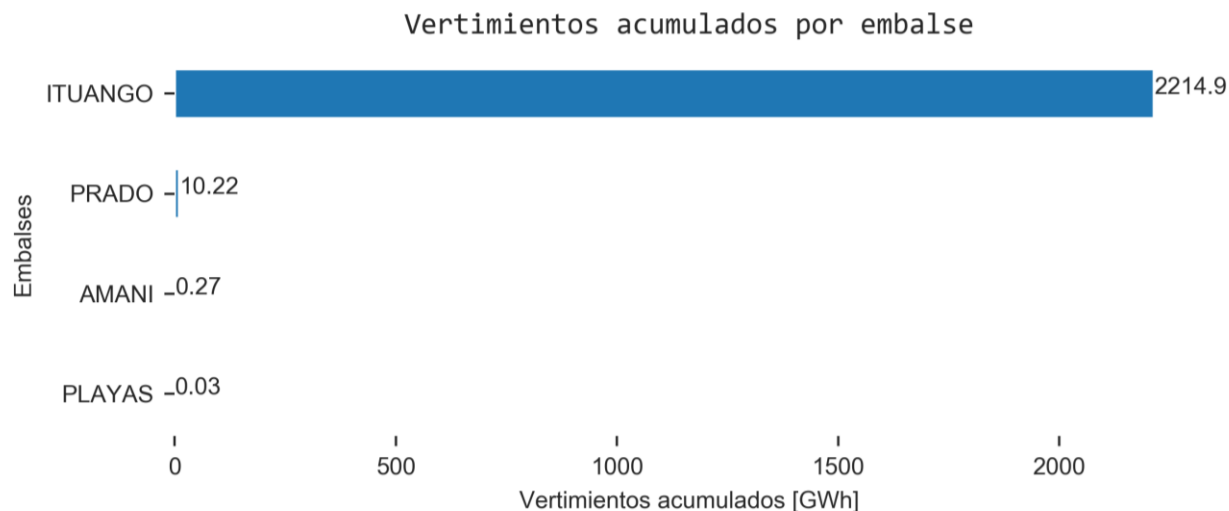
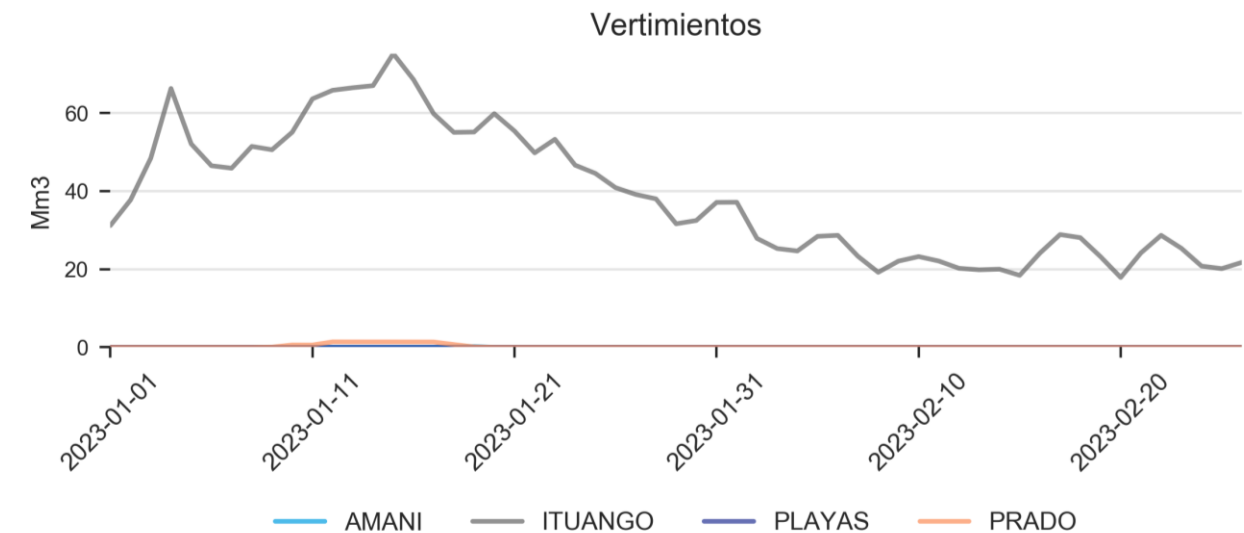
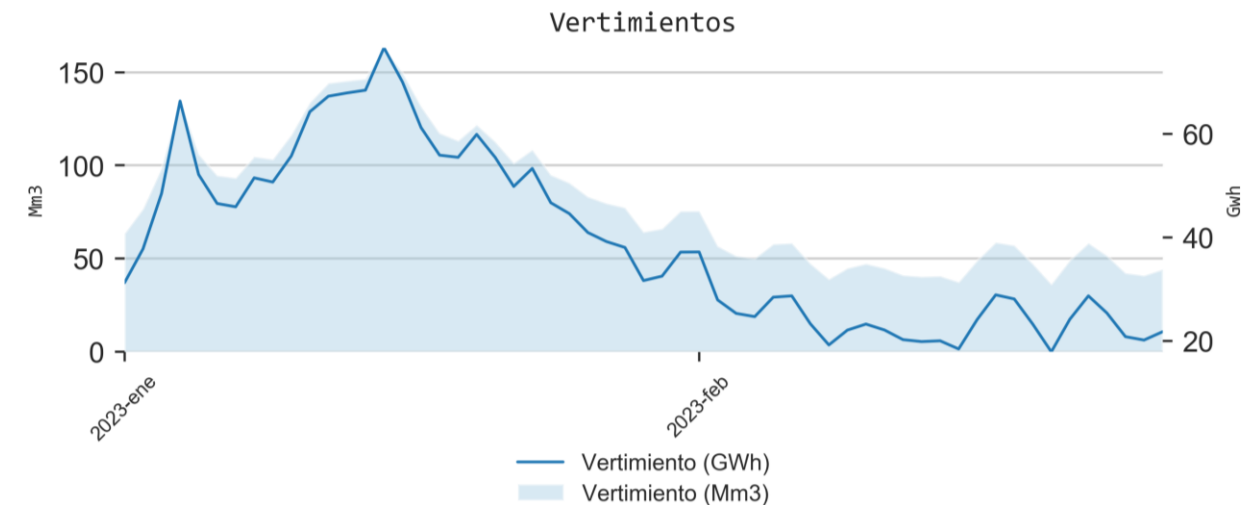
Evolución de principales embalses



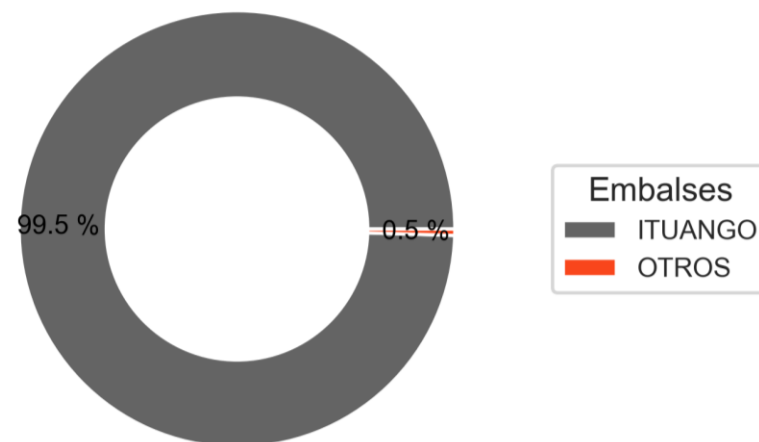
Información hasta el 2023-03-01

Información actualizada el 2023-03-02

Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse



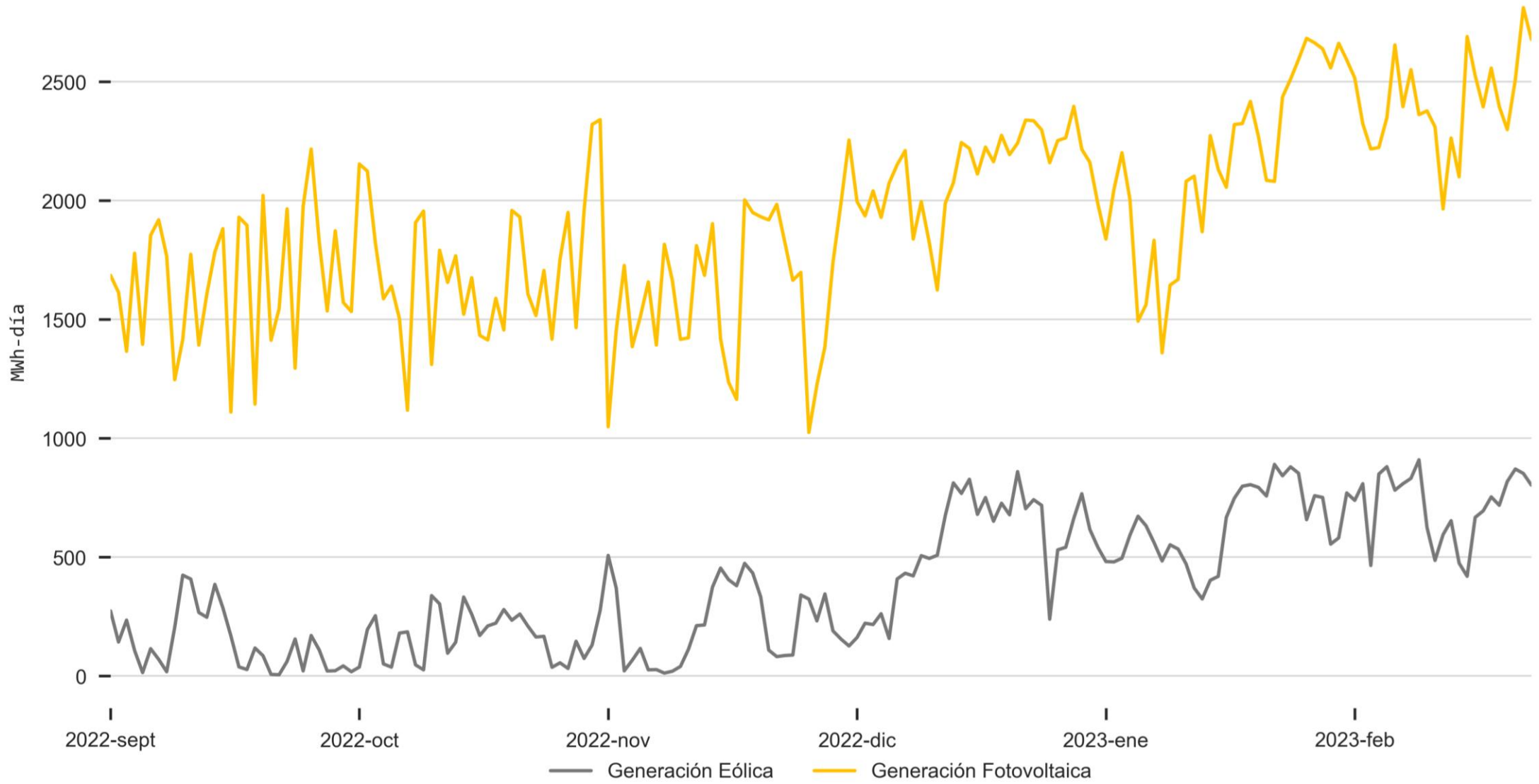
Información hasta el 2023-02-26

Información actualizada el 2023-02-27

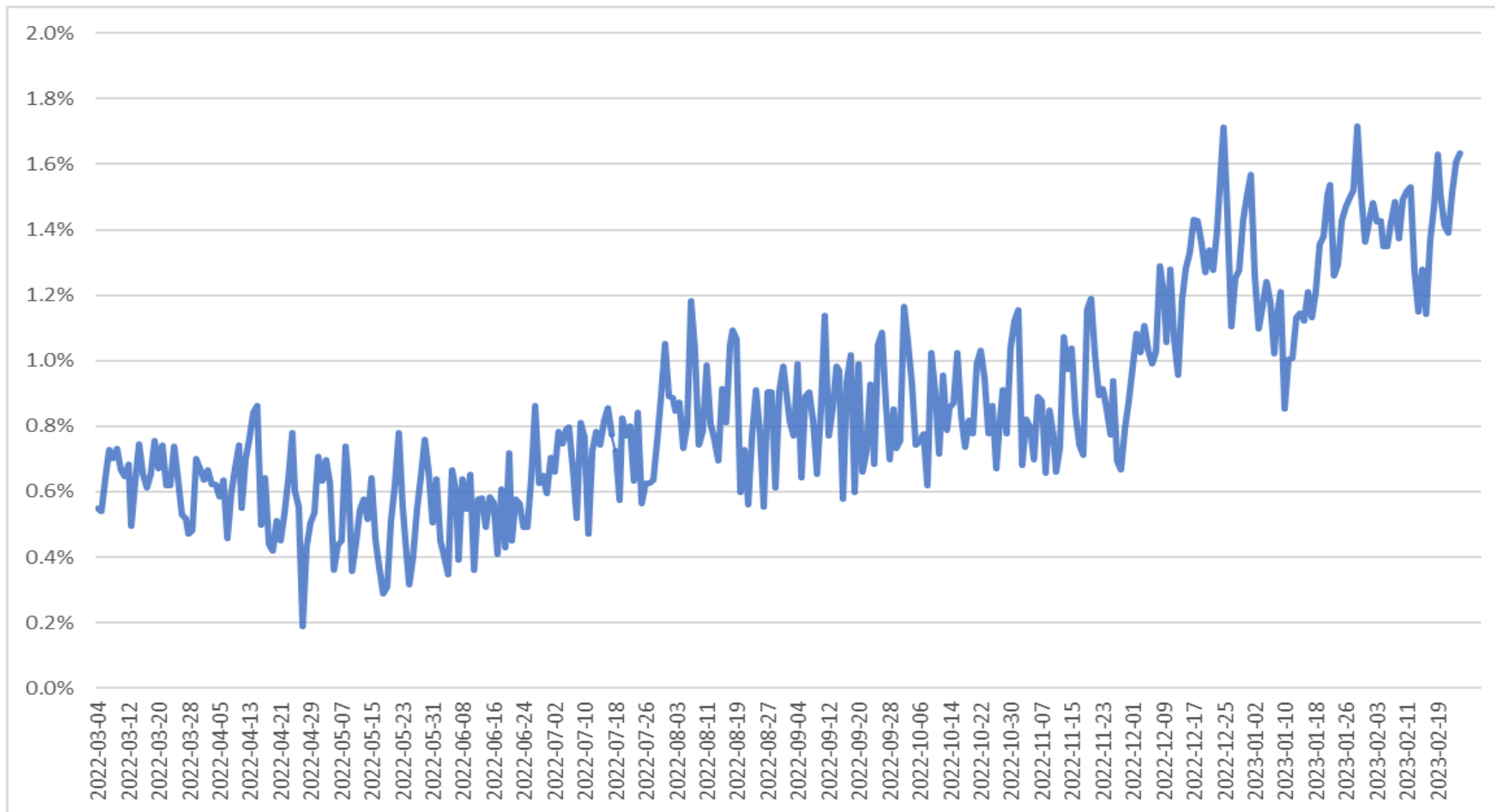
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-01-01 hasta 2023-02-26.

OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Generación FERNC



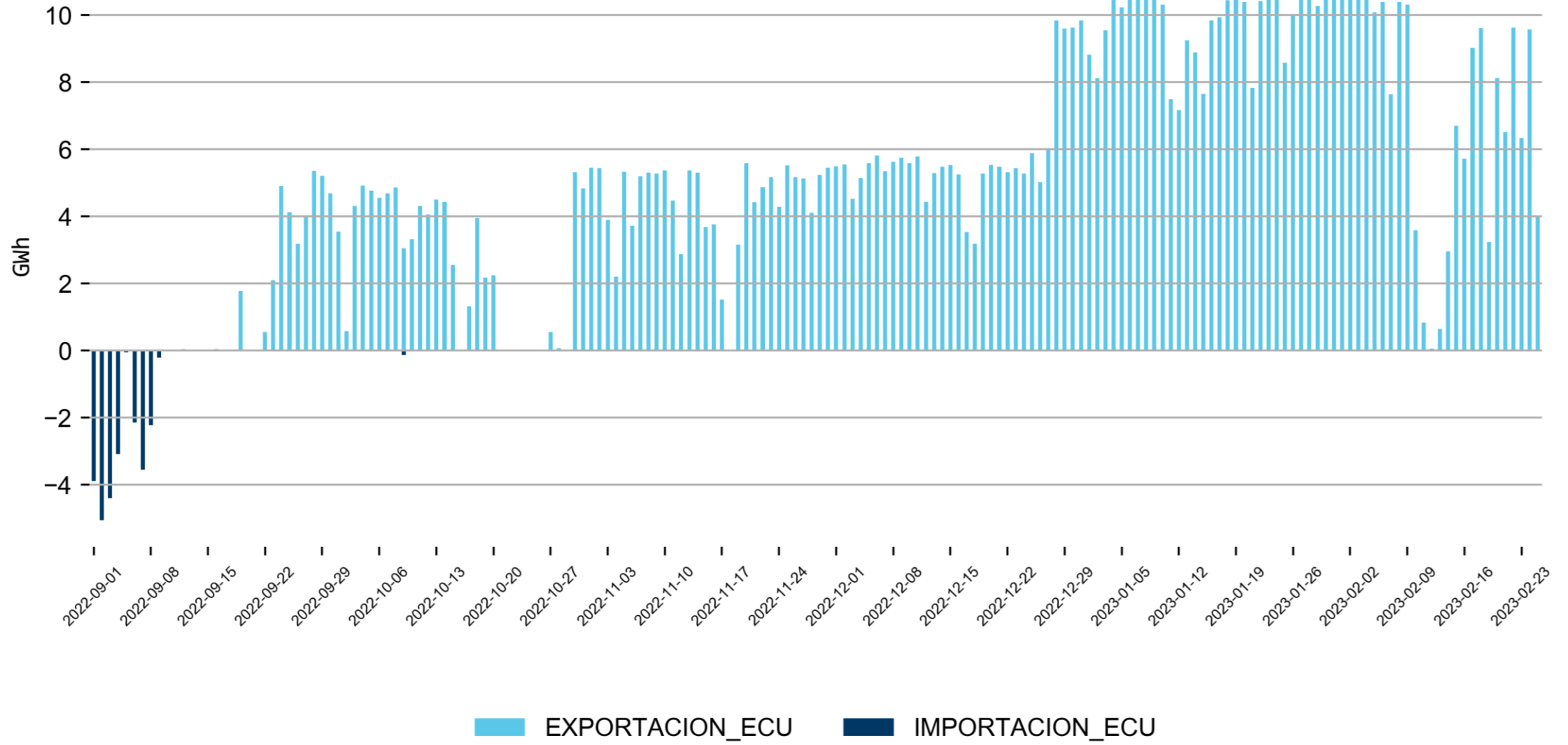
Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



Información hasta el 2023-02-25

Información actualizada el 2023-02-27

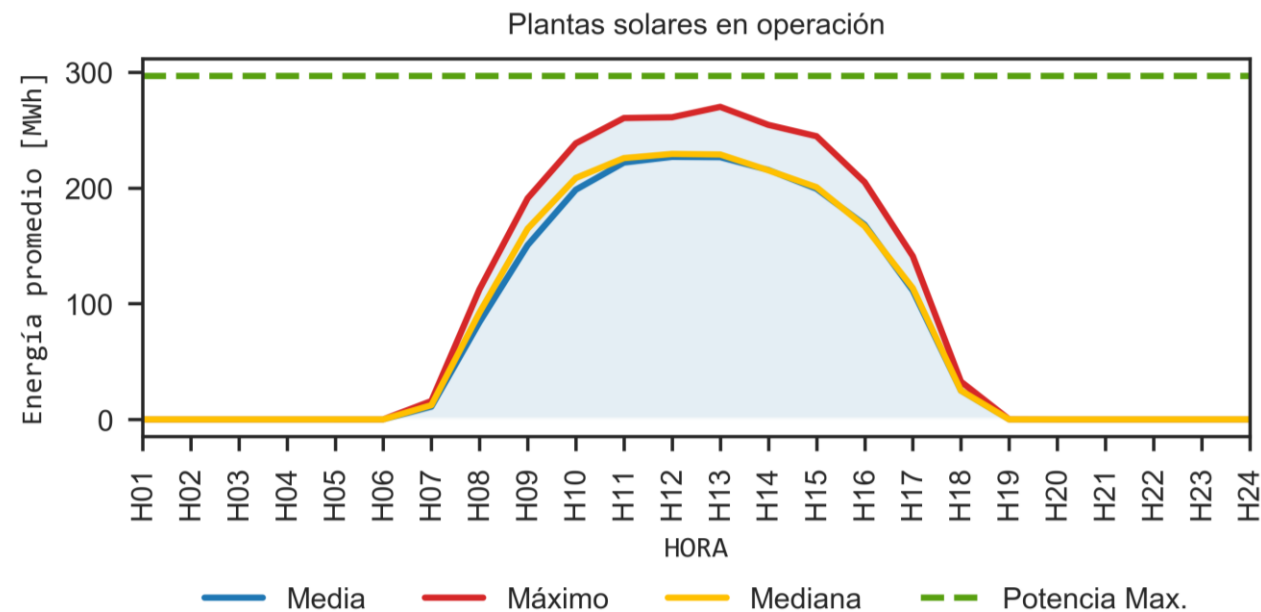
Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-02-26
Información actualizada el 2023-02-27

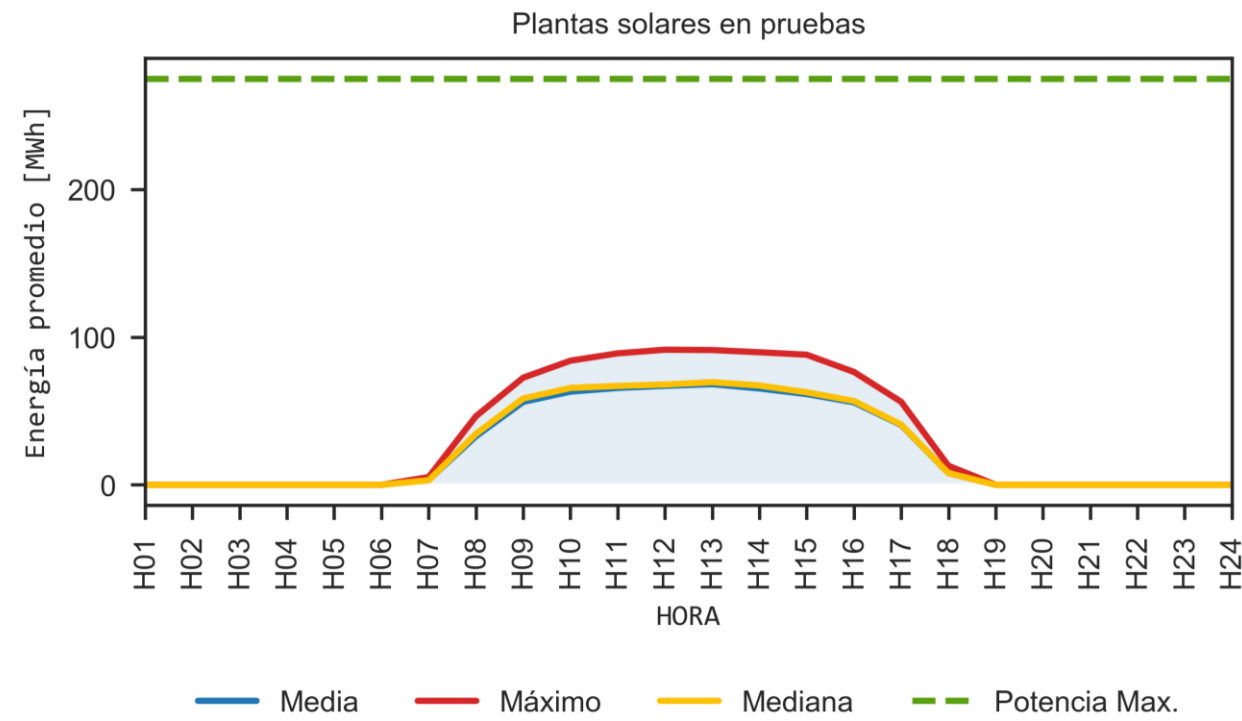
Curva Generación Solar - Plantas en Operación



Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de febrero de 2023 hasta el 25 de febrero de 2023.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	161.45	33.8%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	158.18	33.1%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	157.61	33.0%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	155.36	32.5%
SINCE	18.5	151.93	34.2%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	145.16	33.8%
LA SIERPE	19.9	131.04	27.4%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	86.38	36.4%
HELIOS I	16	64.4	16.8%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	62.49	28.6%
CERRITOS	9.9	62.03	26.1%
MONTELIBANO	9.9	59.87	25.2%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	59.06	27.0%
LA MEDINA	9.9	54.29	22.8%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	54.29	28.1%
LOS CABALLEROS	9.9	53	22.3%
GY SOLAR AURORA	9.9	51.5	21.7%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	36.19	15.2%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	23.57	19.4%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	18.82	26.1%
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	4	18.44	19.2%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	18.16	7.6%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	16.7	7.1%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	16.52	7.0%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	15.07	12.6%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2.45	7.13	12.1%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	0.06	0.8%
Total	296.86	1838.71	

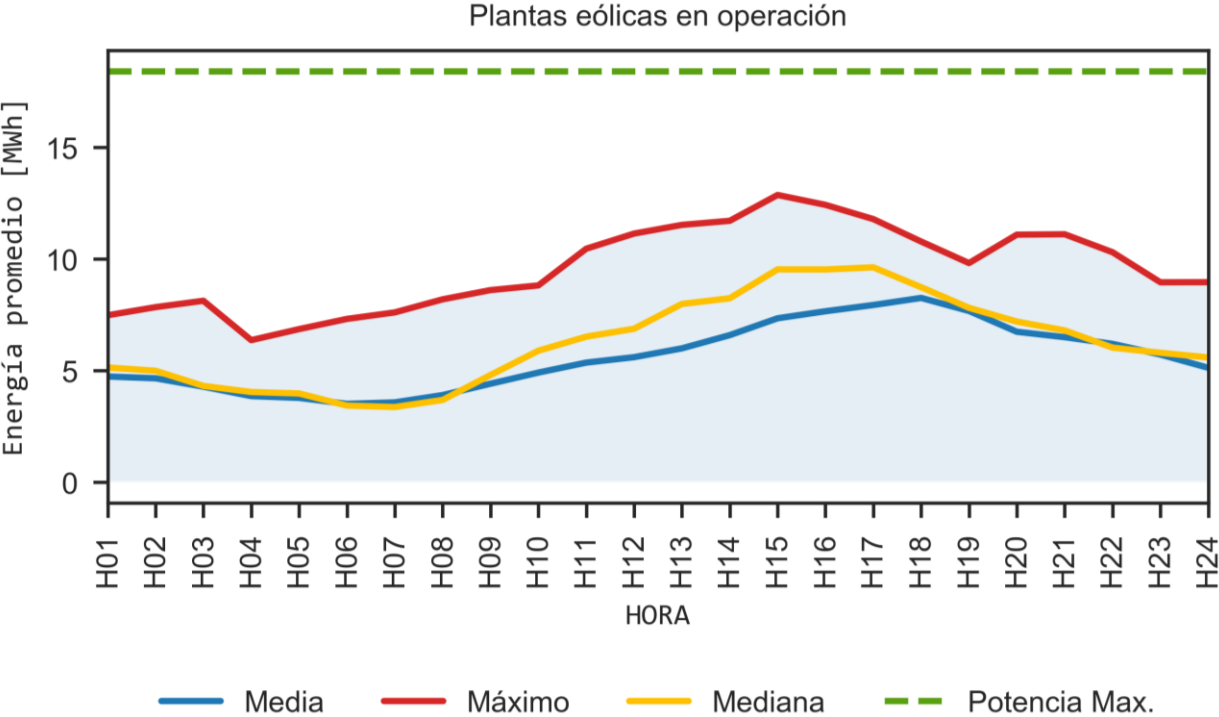
Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	469.05
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	41.21
LATAM SOLAR LA LOMA	150	36.52
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	28.54
AUTOG BUGA I GRASAS	4	8.18
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	4.99	3.38
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	0
Total	274.89	586.89

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de febrero de 2023 hasta el 25 de febrero de 2023.

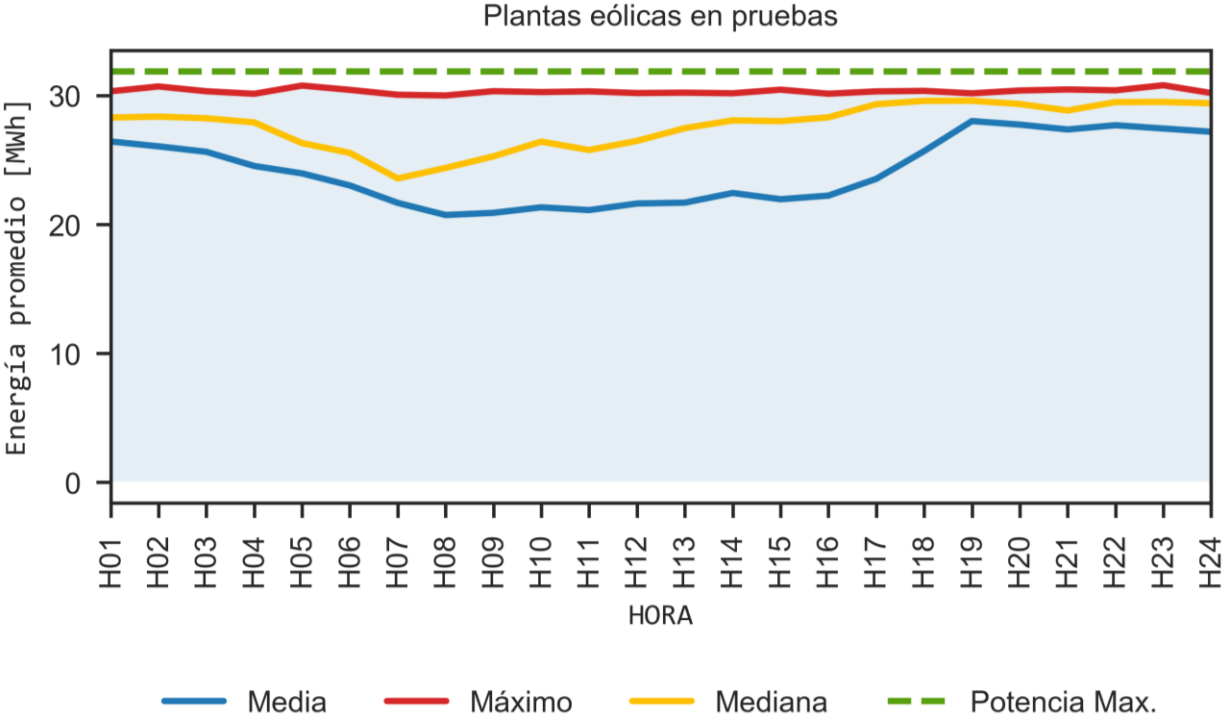
Curva Generación Eólica - Plantas en Operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	134.41	30.4%
Total	18.42	134.41	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de febrero de 2023 hasta el 25 de febrero de 2023.

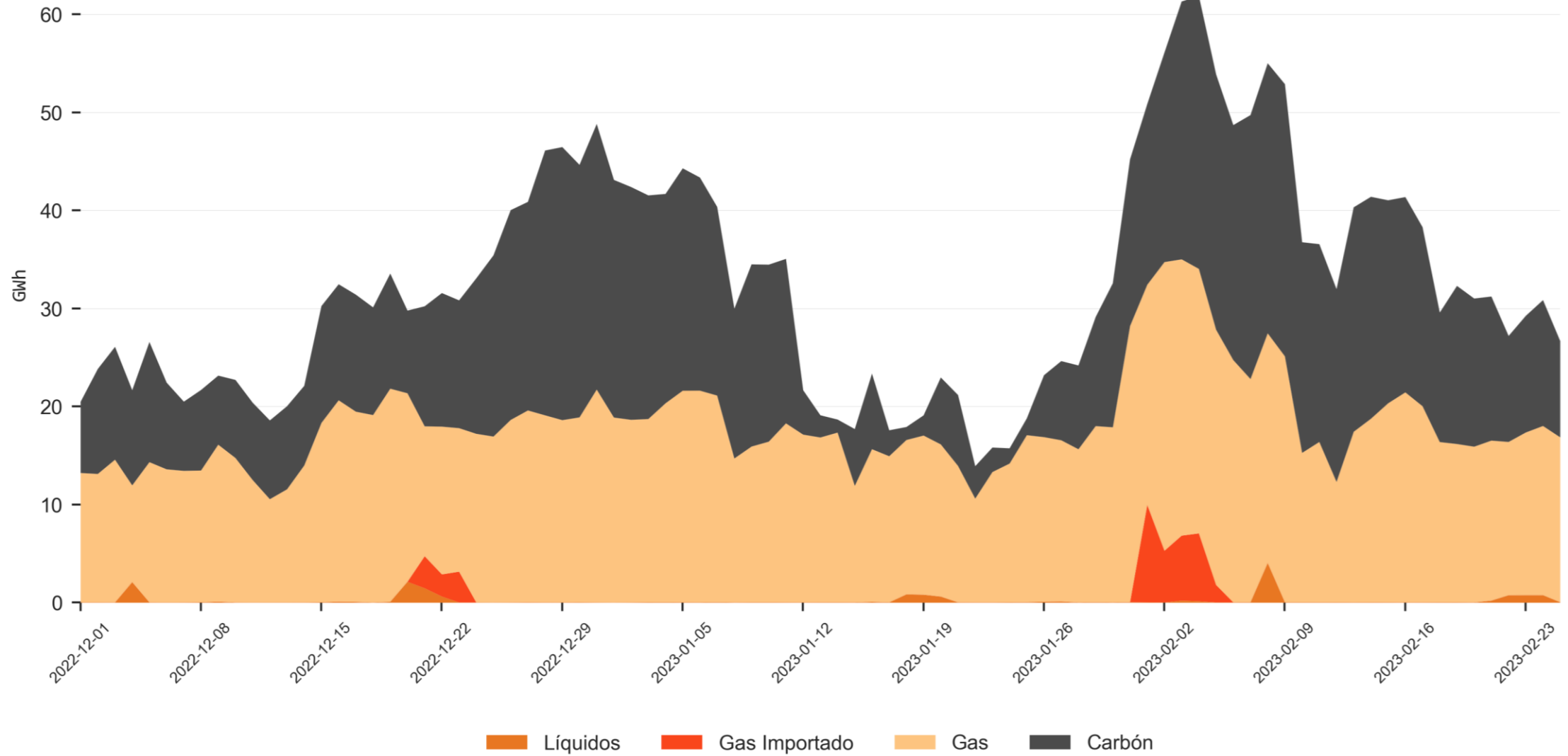
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	350.73
PARQUE EOLICO WESP01	12	229.29
Total	31.9	580.02

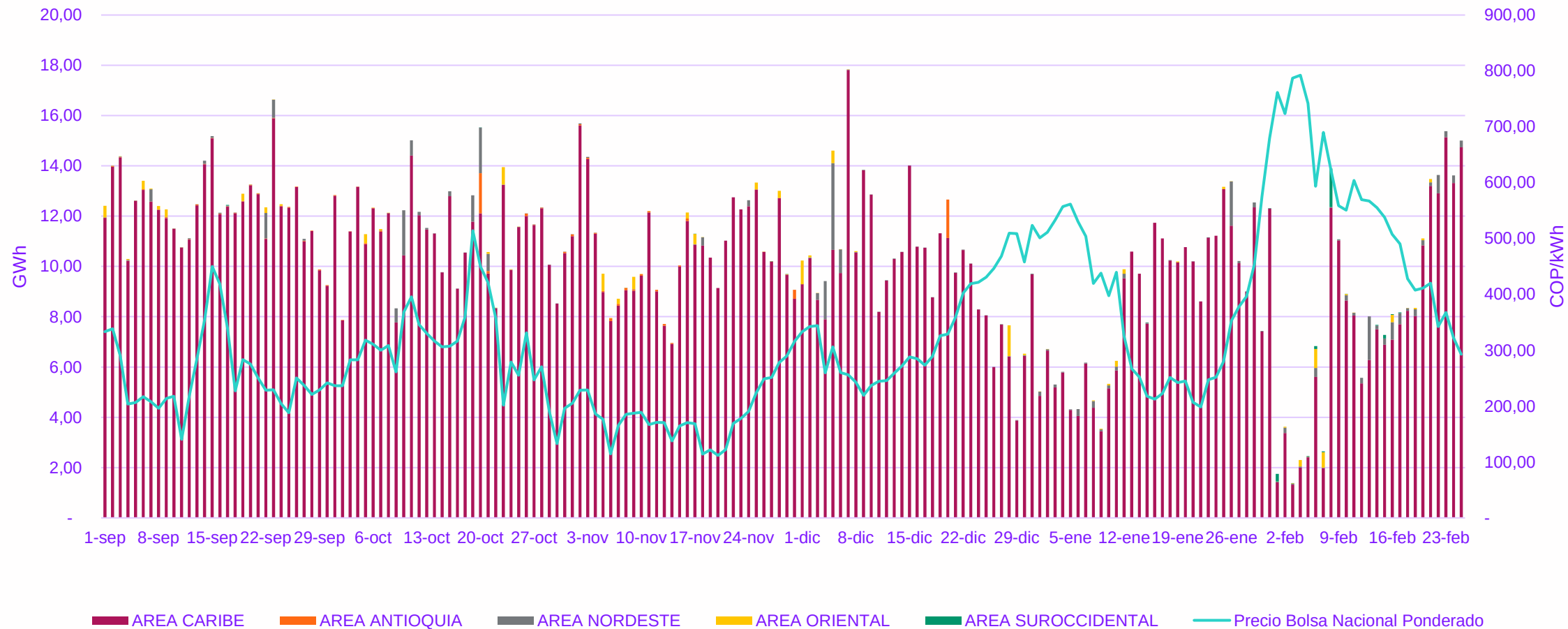
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de febrero de 2023 hasta el 25 de febrero de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2023-02-25
Información actualizada el 2023-02-27

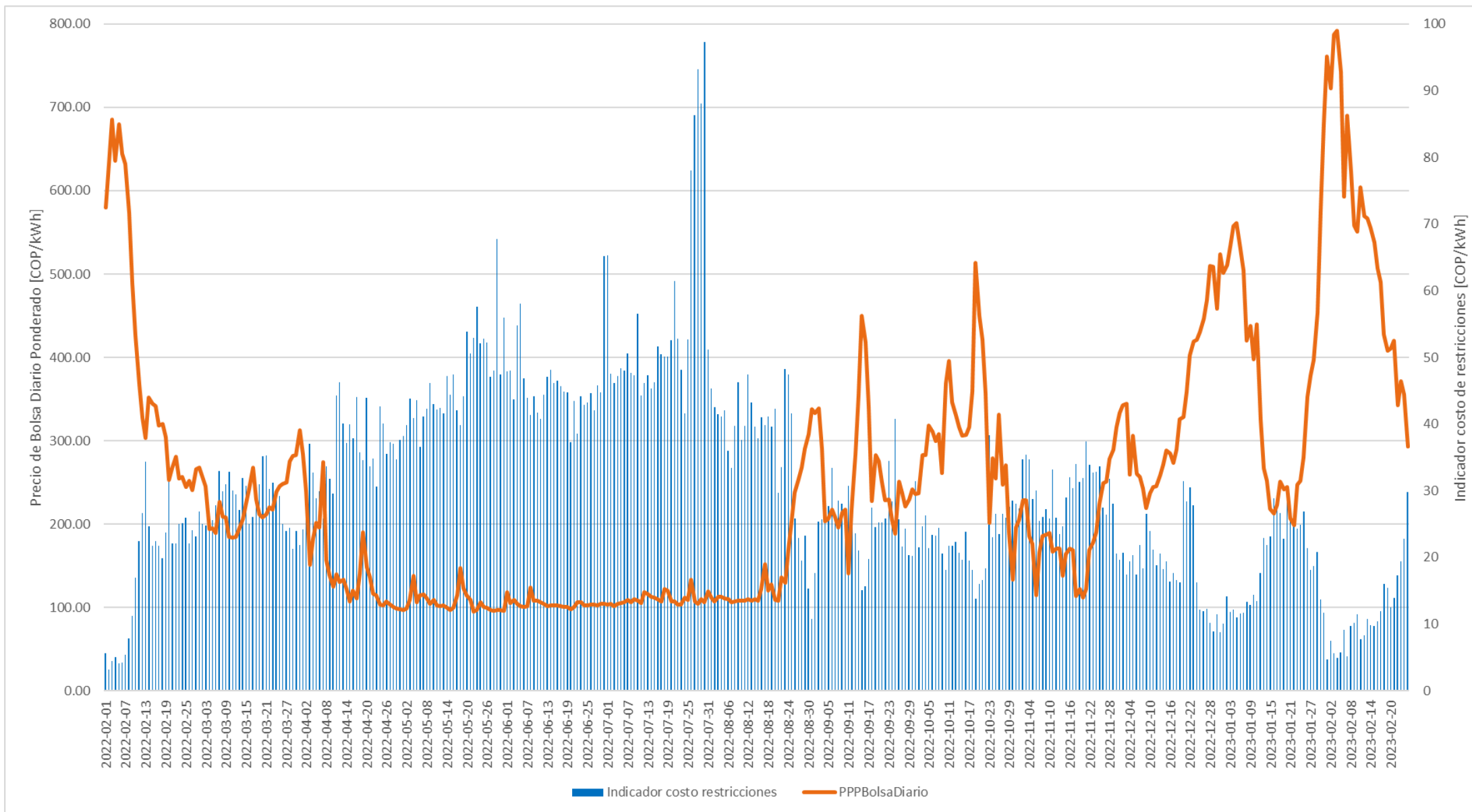
Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Información hasta el 2023-02-25

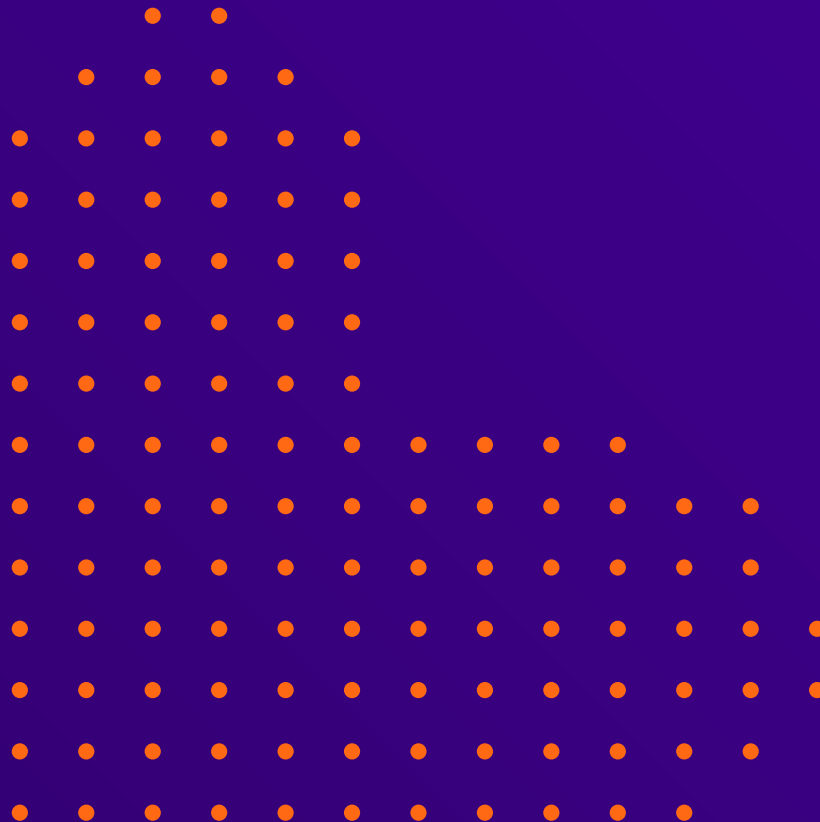
Información actualizada el 2023-02-27

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



Información hasta el 2023-02-25

Información actualizada el 2023-03-01



2. Expectativas Energéticas



Sumamos energía,
sumamos pasión

Horizonte 2 años

Análisis Energético 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



Feb 26, 60.60 %

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para Febrero 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.63 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Expansión Generación

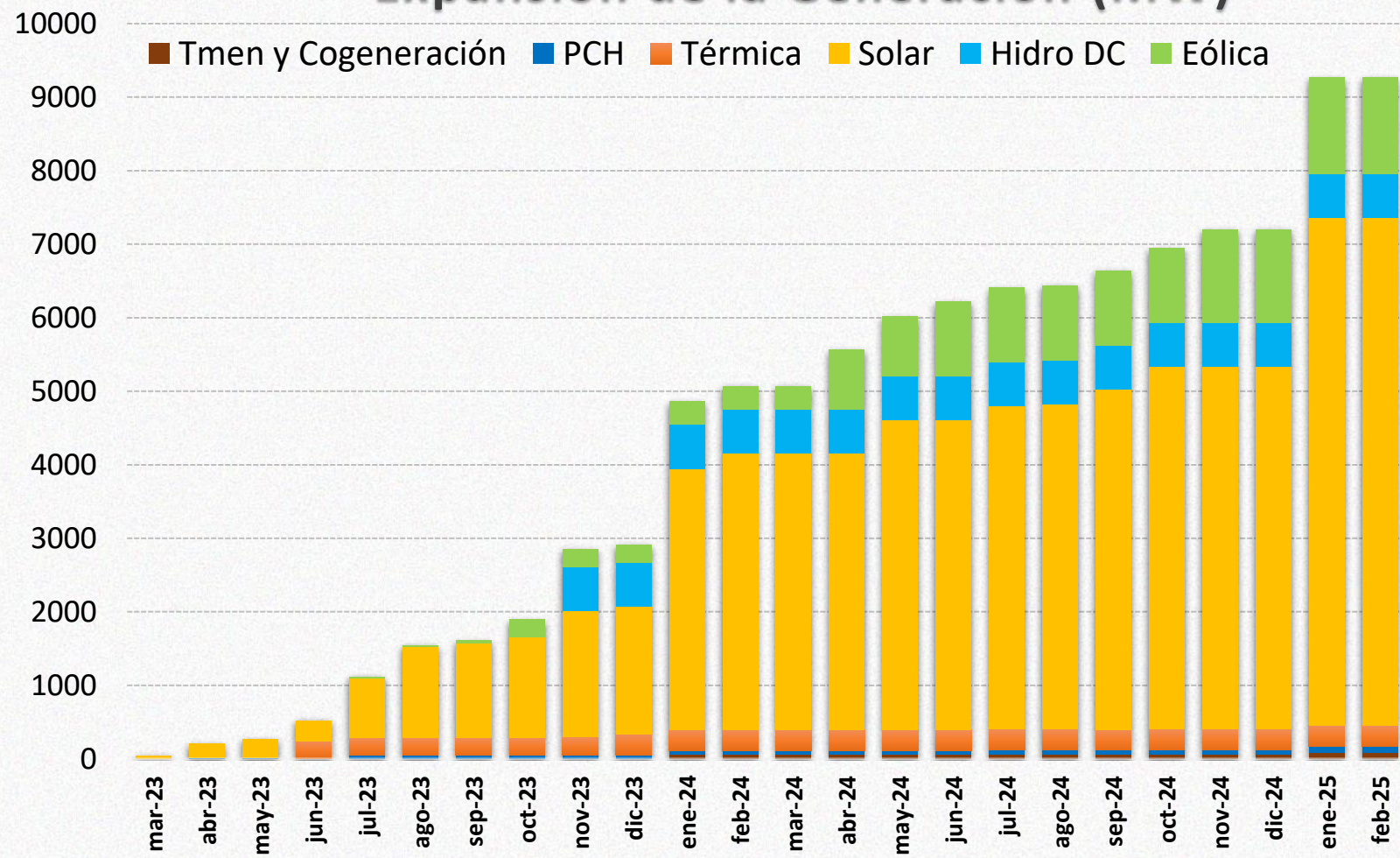


Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

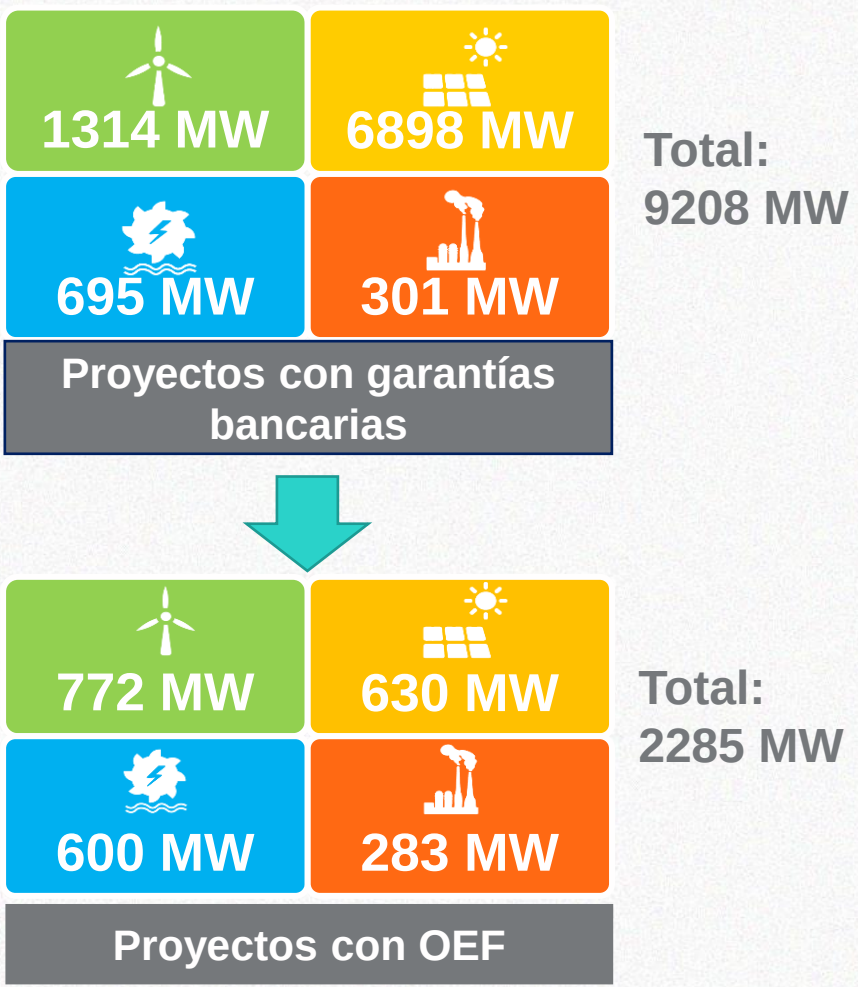
Datos de entrada y supuestos considerados



Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:



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

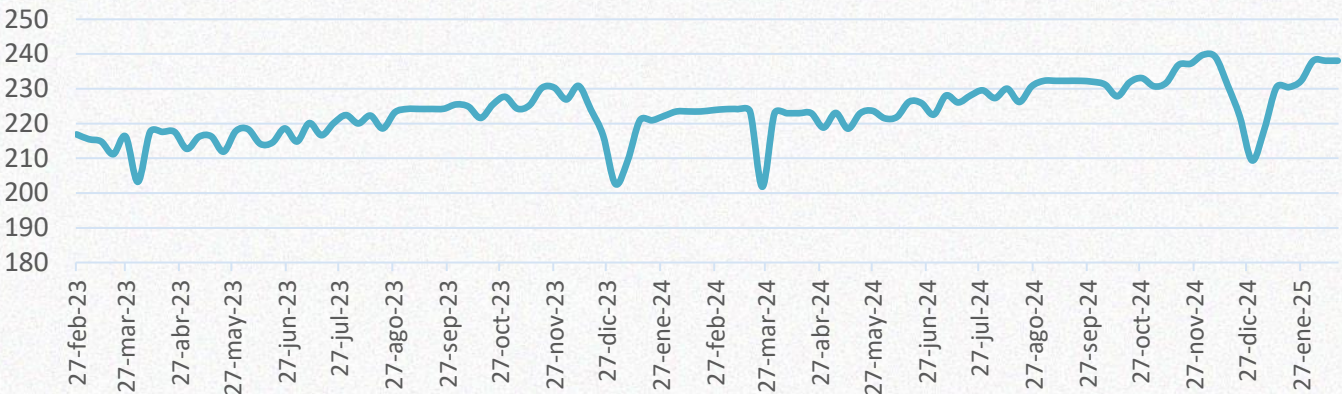
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

Escenario **medio** de la UPME (Actualización Octubre 2022)

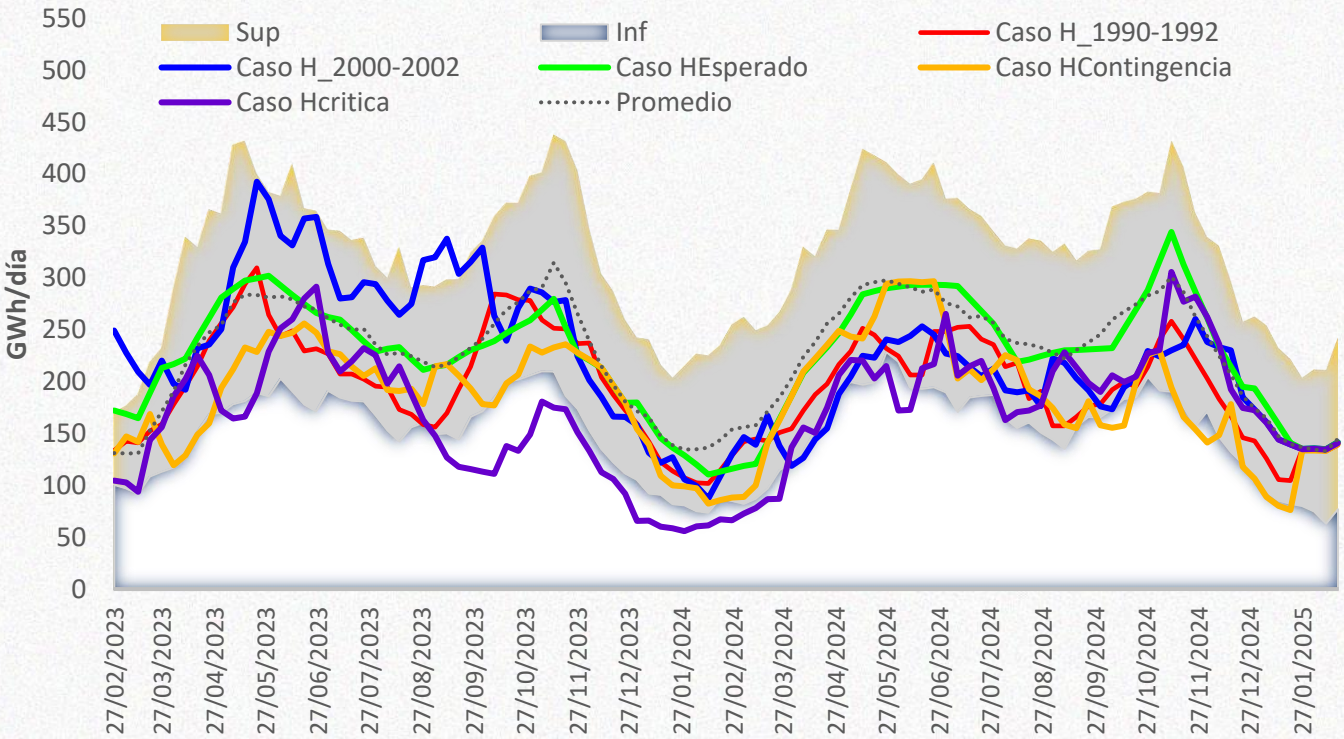
Demanda del SIN - GWh/día



Hidrología

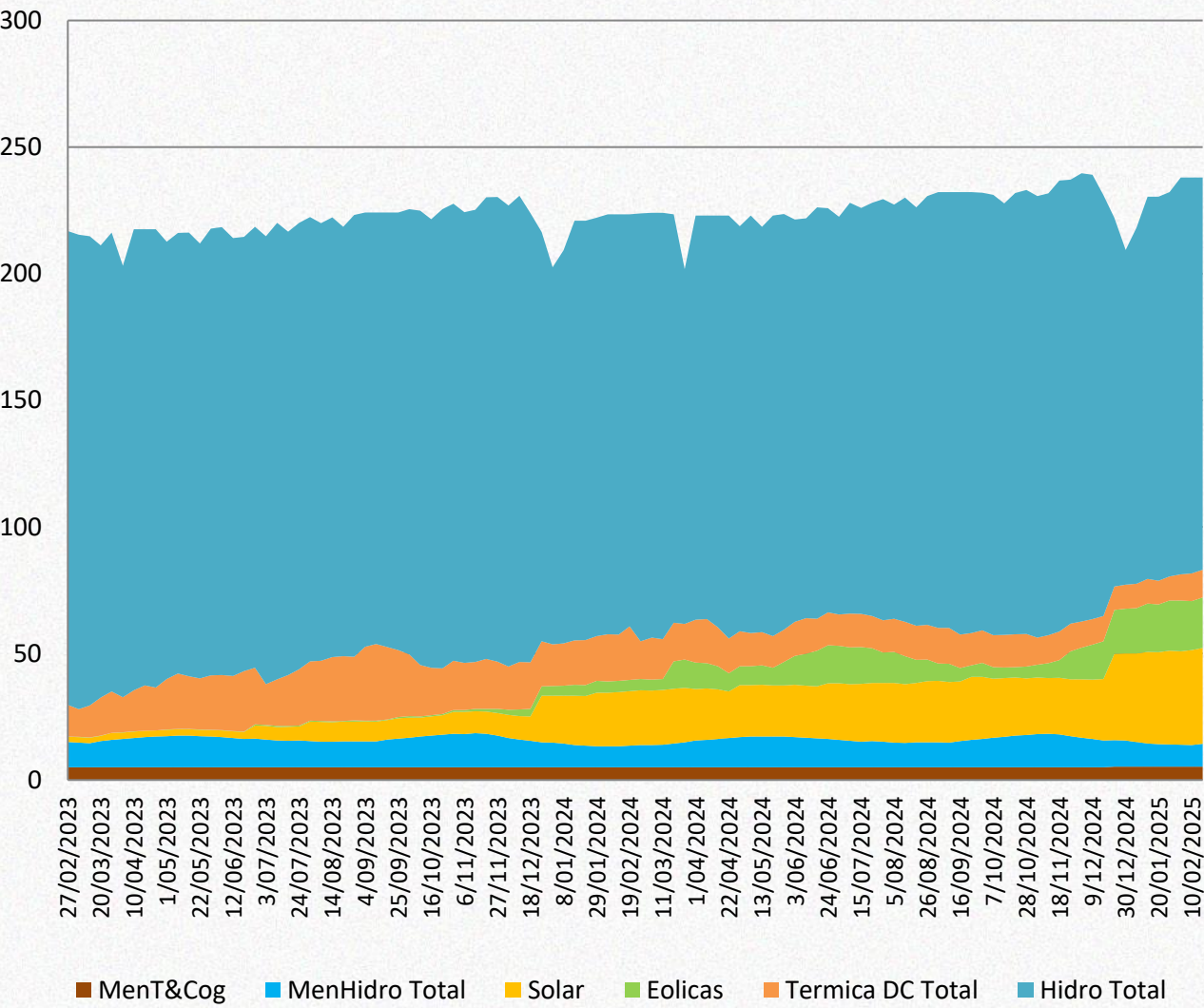
1	H 1990-1992: hidrología histórica del periodo feb de 1990 a ene de 1992	4	Caso Contingencia CNO: hidrología del escenario contingencia del CNO.
2	H 2000-2002: hidrología histórica del periodo feb de 2000 a ene de 2002	5	Caso H Crítica : Hidrología histórica del periodo febr 2015 a ene de 2017 .
3	Caso Esperado CNO: hidrología del escenario esperado del CNO.	Estocástico	100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



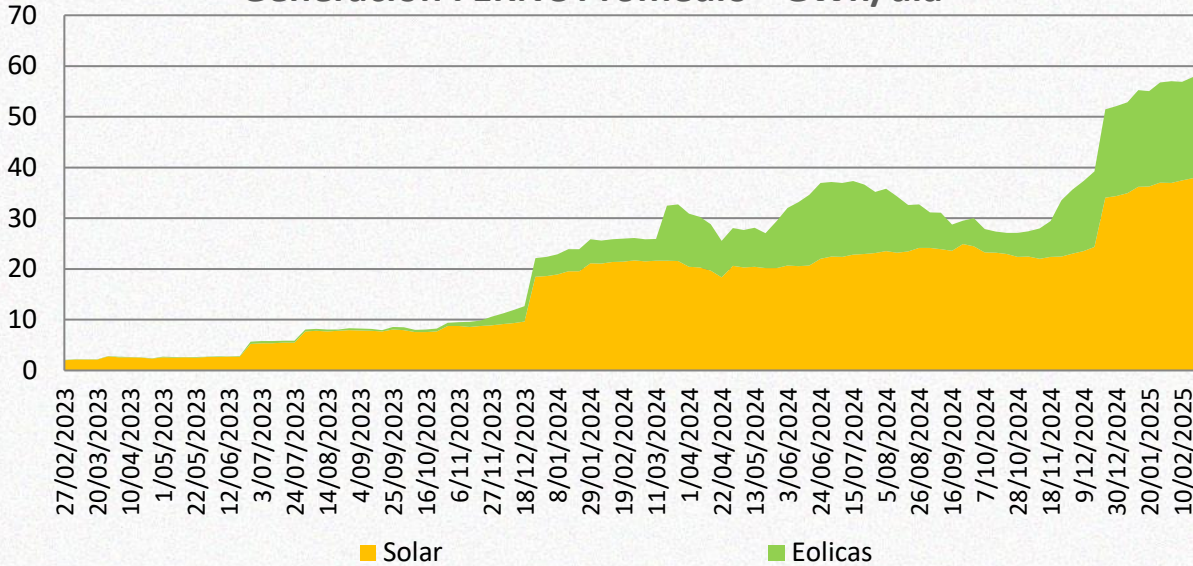
Resultados Estocásticos

Generación FERN C Promedio - GWh/día

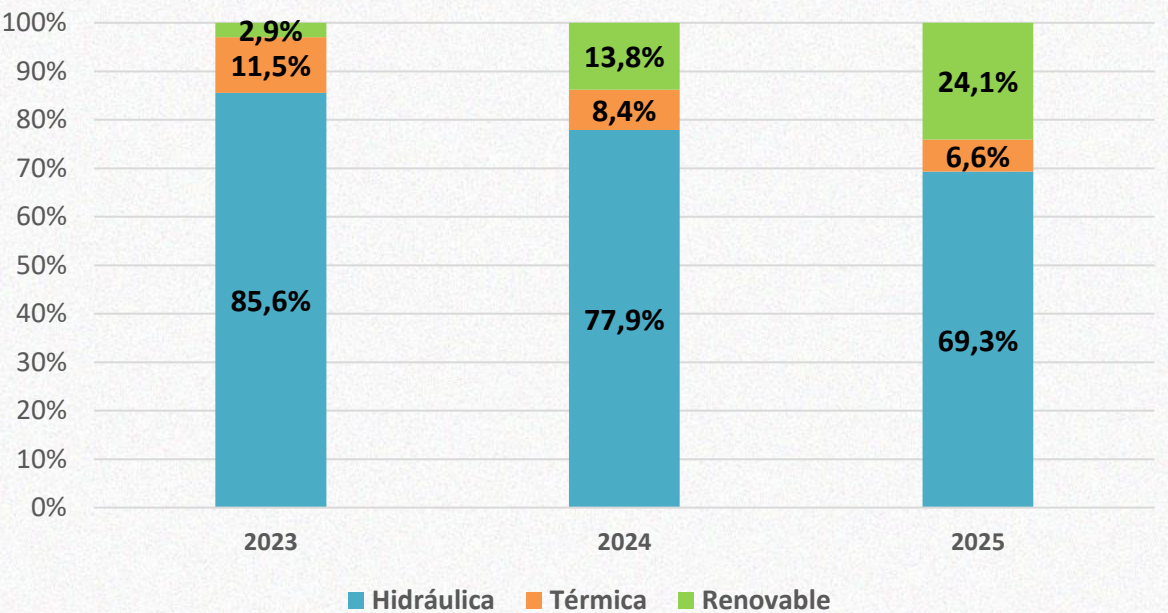


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación FERN C Promedio - GWh/día



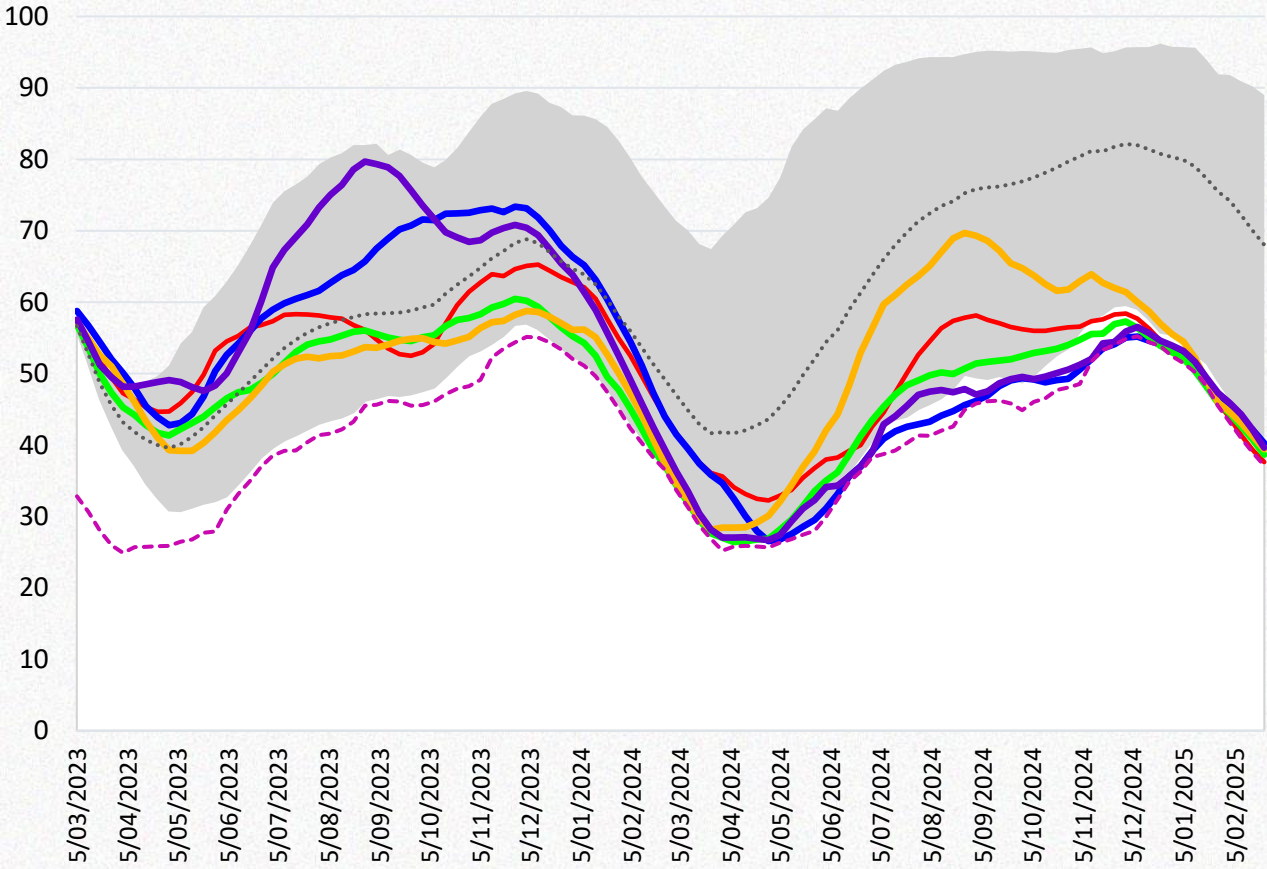
Participación de la generación en la atención de la demanda



Resultados Determinísticos

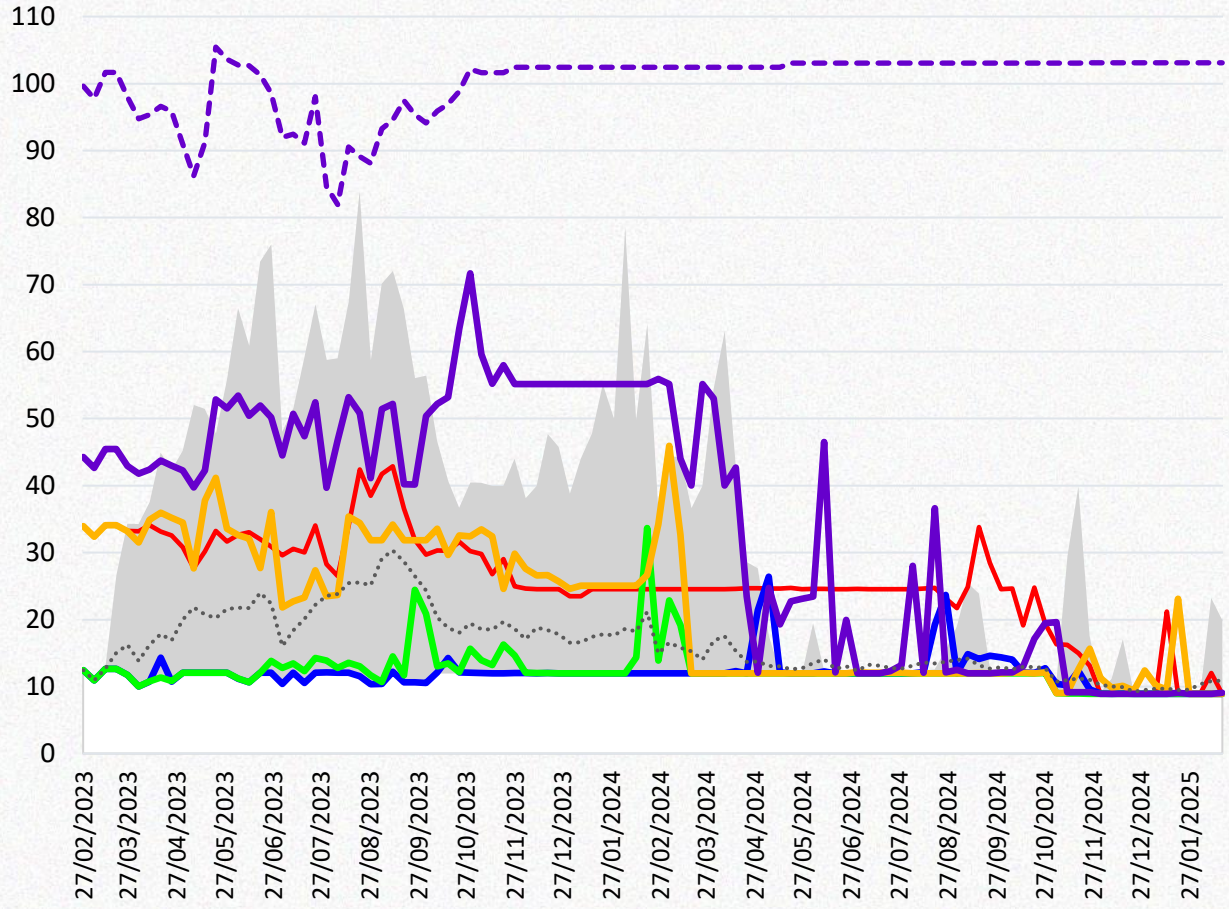


Embalse Agregado SIN %



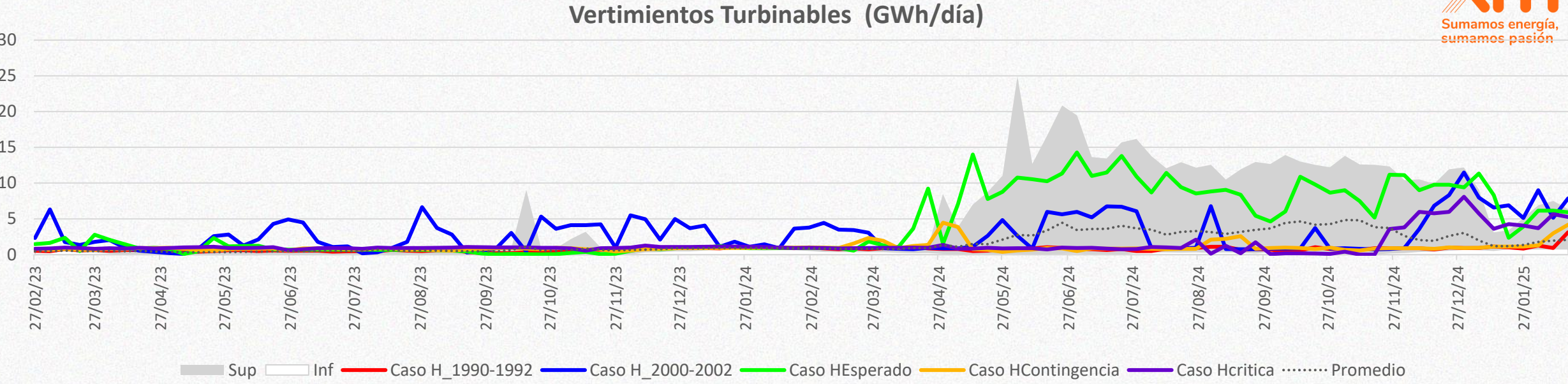
- Sup
- Inf
- Promedio
- Caso H_1990-1992
- Caso H_2000-2002
- Caso Hcritica
- Caso HEsperado
- Caso HContingencia
- CAR

Generación Térmica [GWh/día]

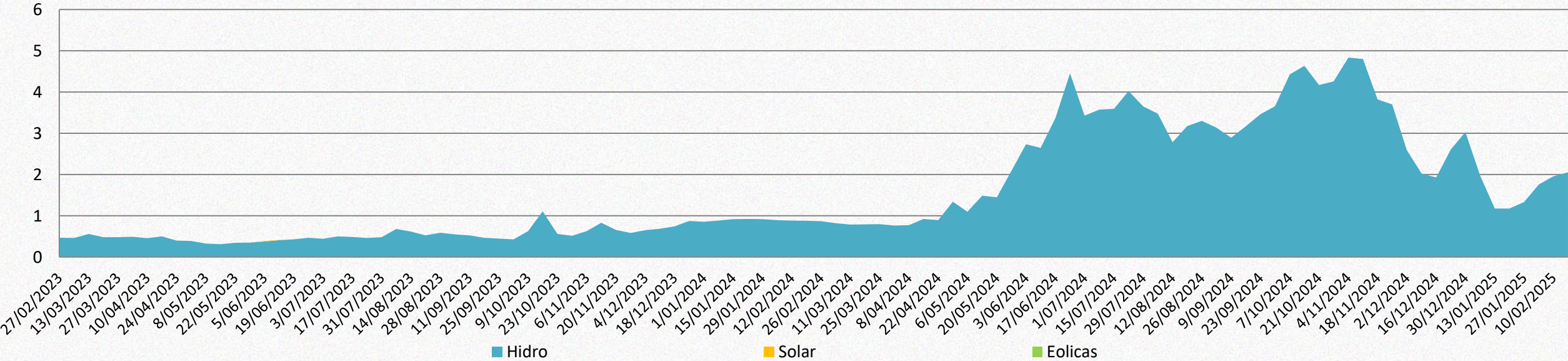


- Sup
- Inf
- Promedio
- Caso H_1990-1992
- Caso H_2000-2002
- Caso Hcritica
- Caso HEsperado
- Caso HContingencia
- Max GT Disponible

Resultados de Vertimientos Turbinables



Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/dia

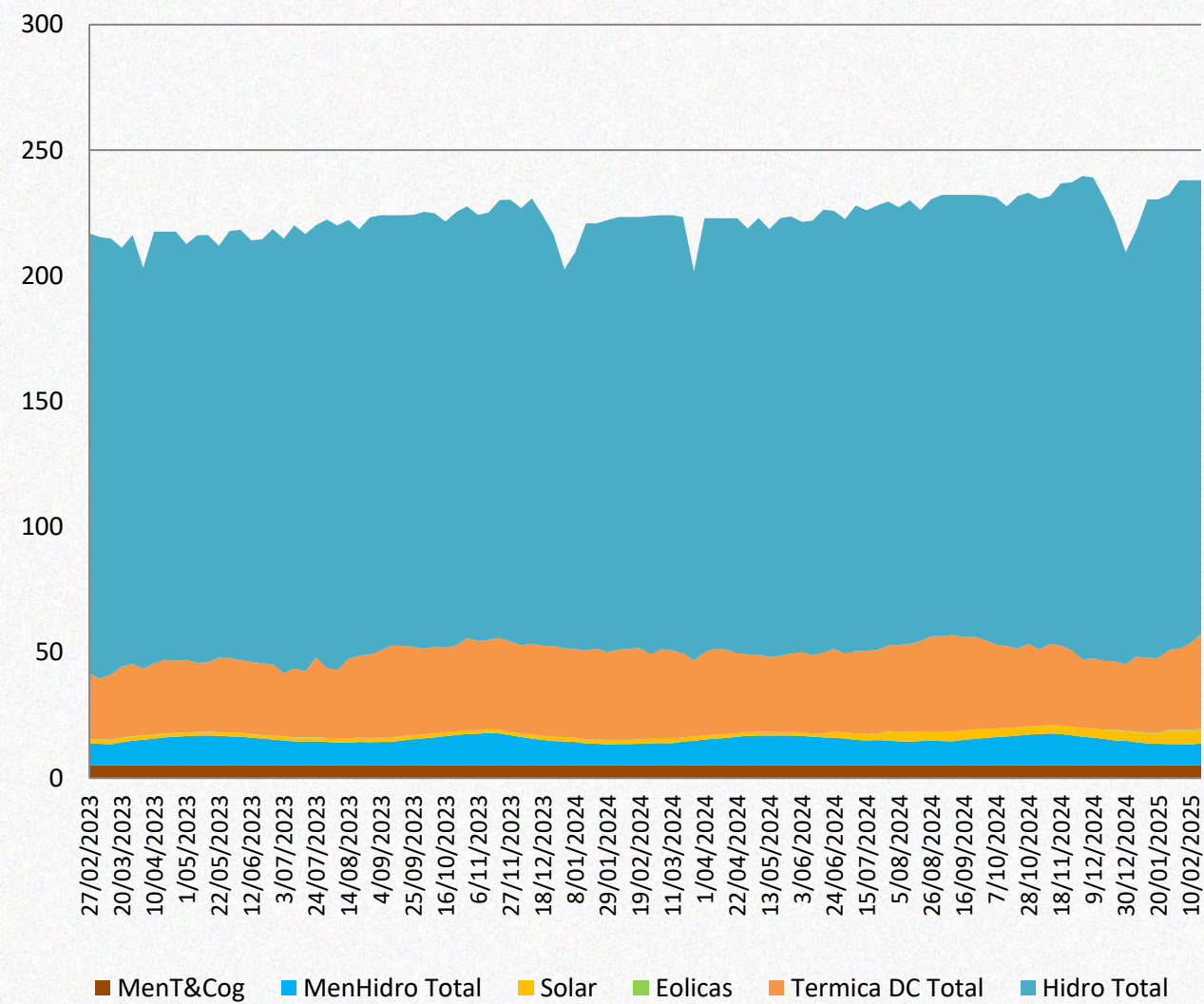


Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

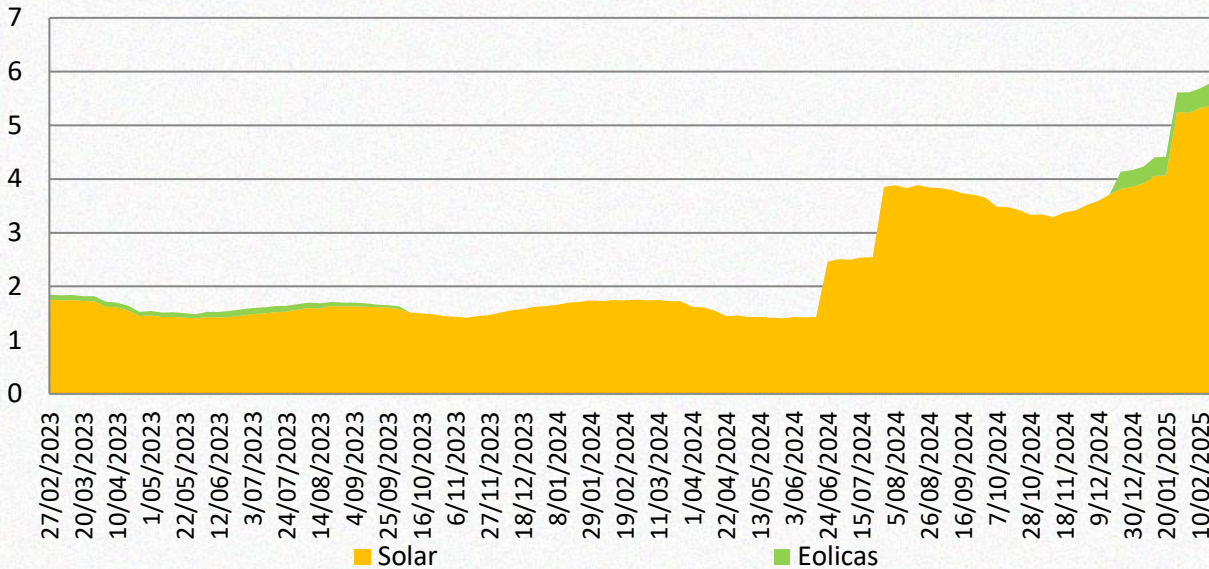
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico.

Resultados Estocásticos

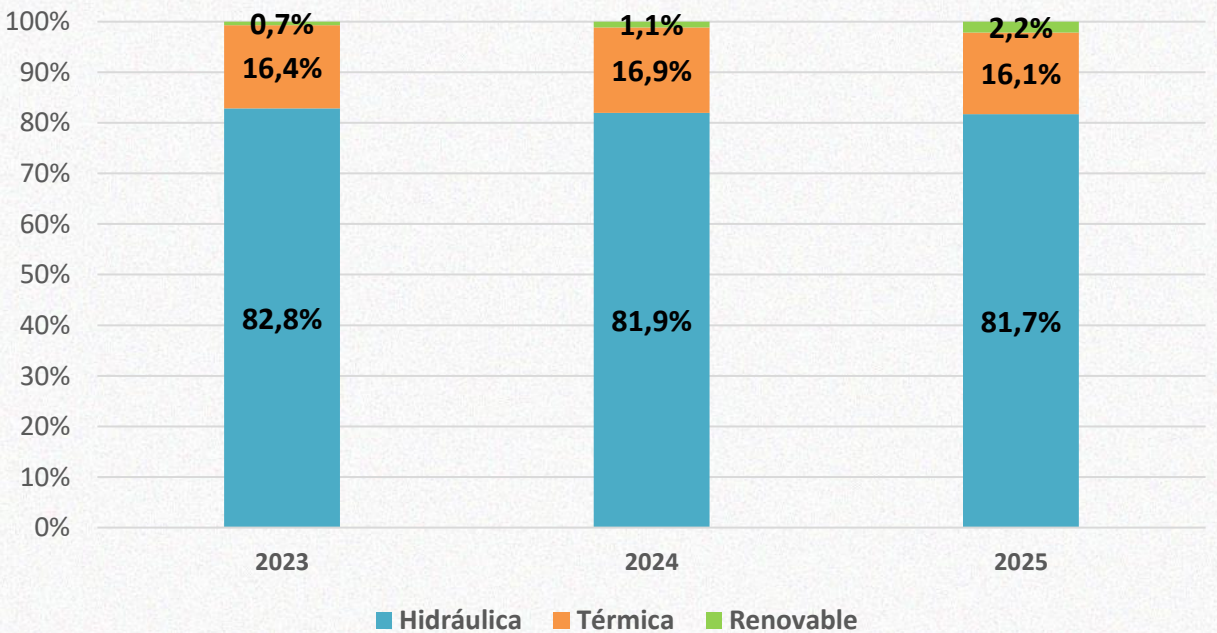
Generación FERN C Promedio - GWh/día



Generación FERN C Promedio - GWh/día



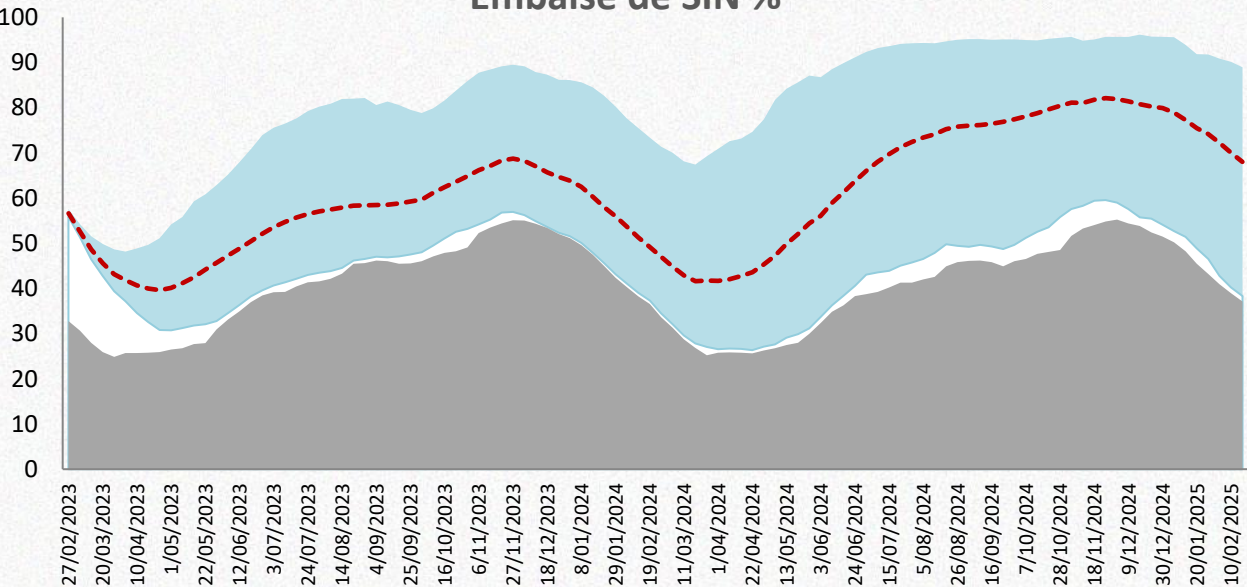
Participación de la generación en la atención de la demanda



Comparación resultados

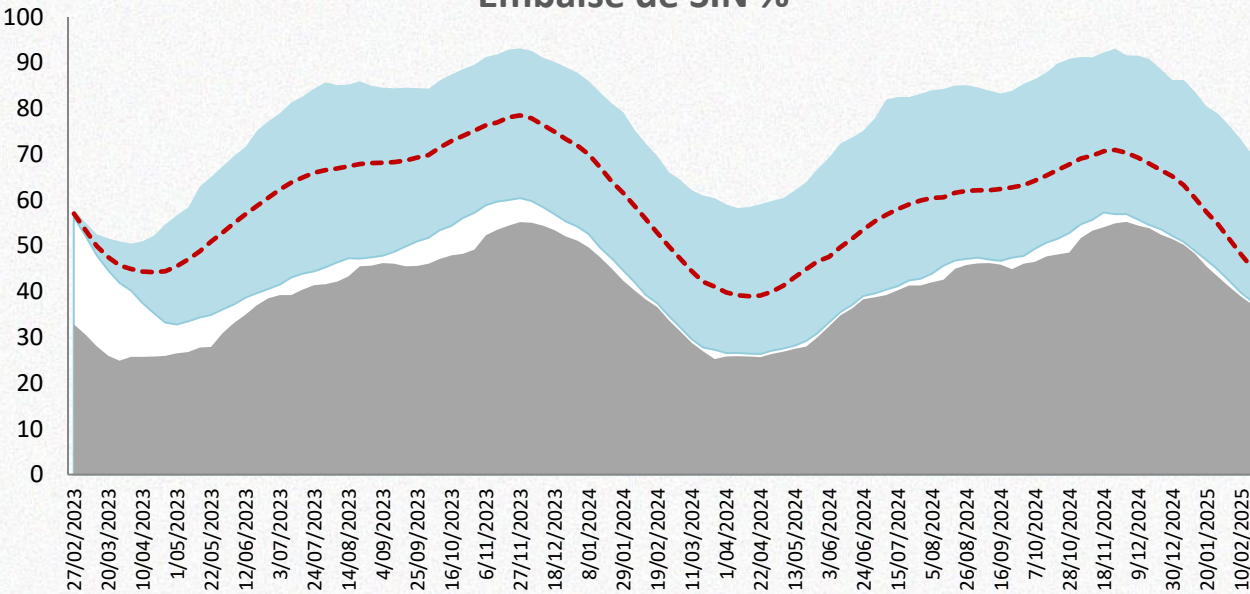
Resultados – Todos los proyectos

Embalse de SIN %

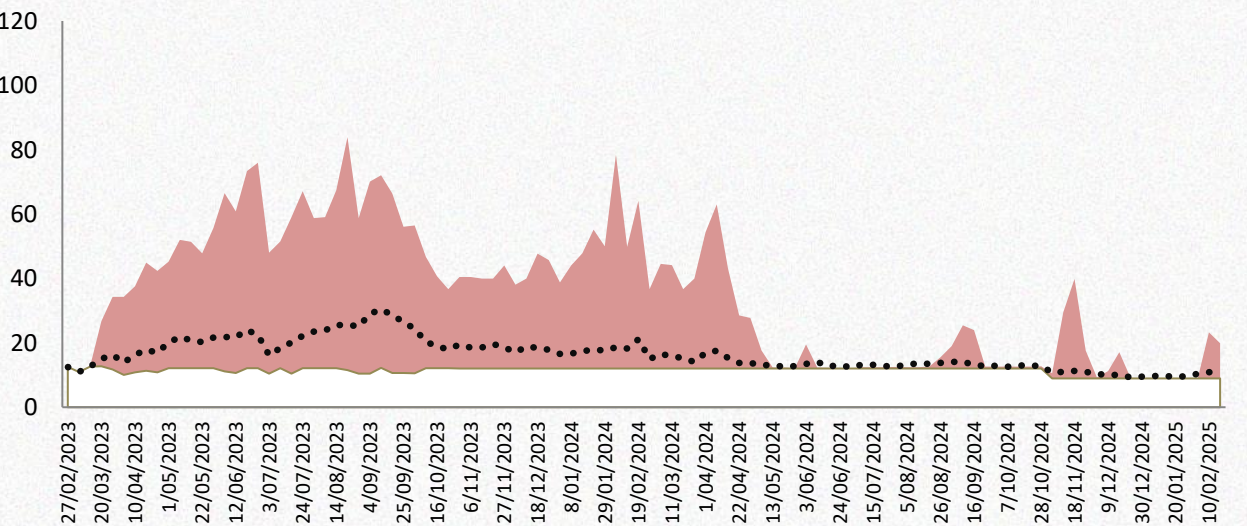


Resultados – Proyectos OEF atrasados

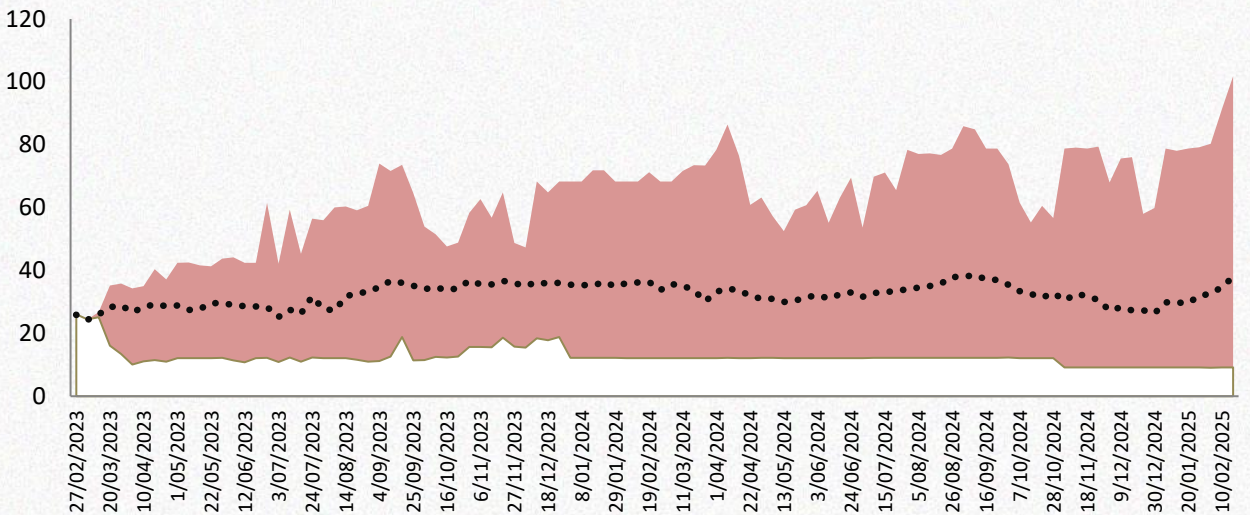
Embalse de SIN %



Generación Térmica GWh/día



Generación Térmica GWh/día



Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO - Escenario determinístico con hidrología deficitaria

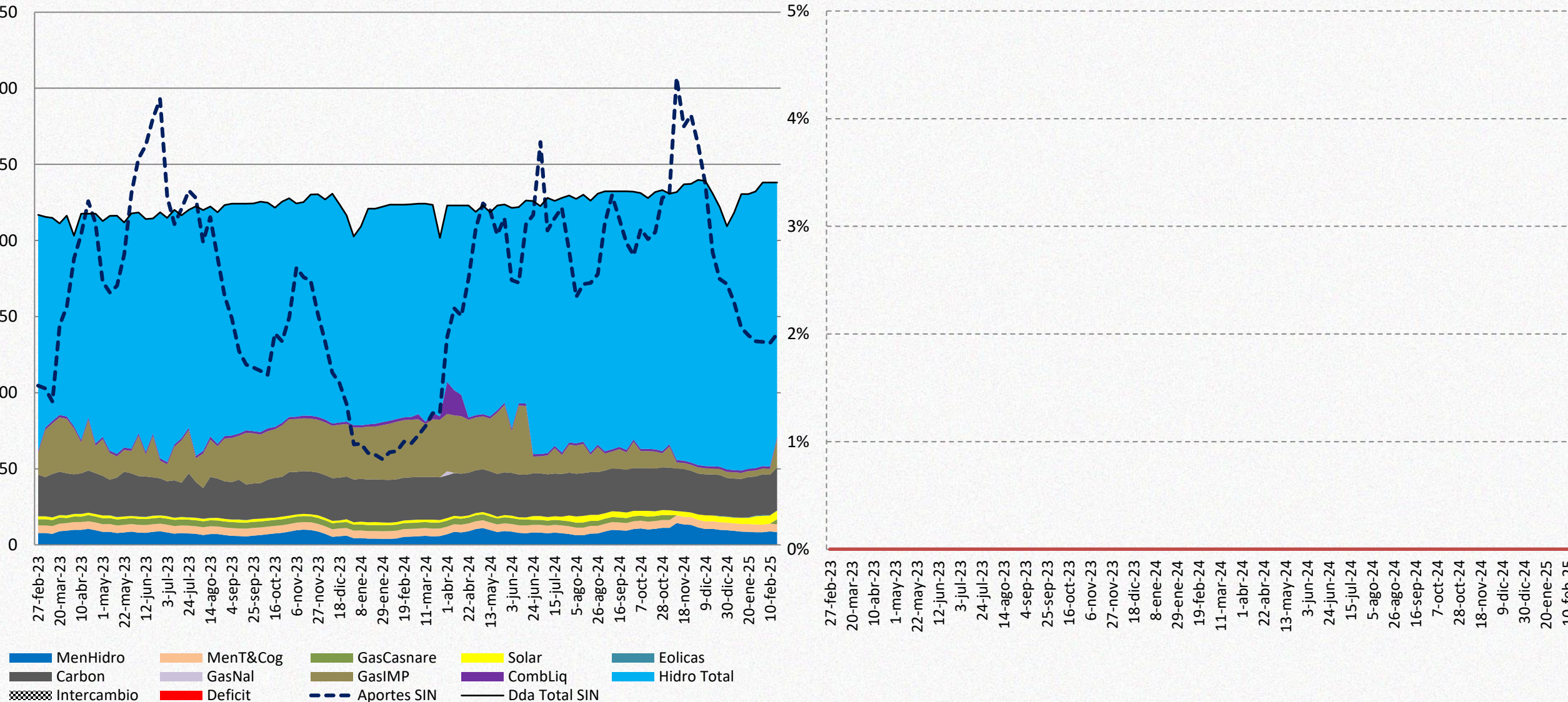
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico en términos de aportes hidrológicos: Hidrología Feb 2015 – Ene 2017

Resultados



Balance del SIN - GWh/día

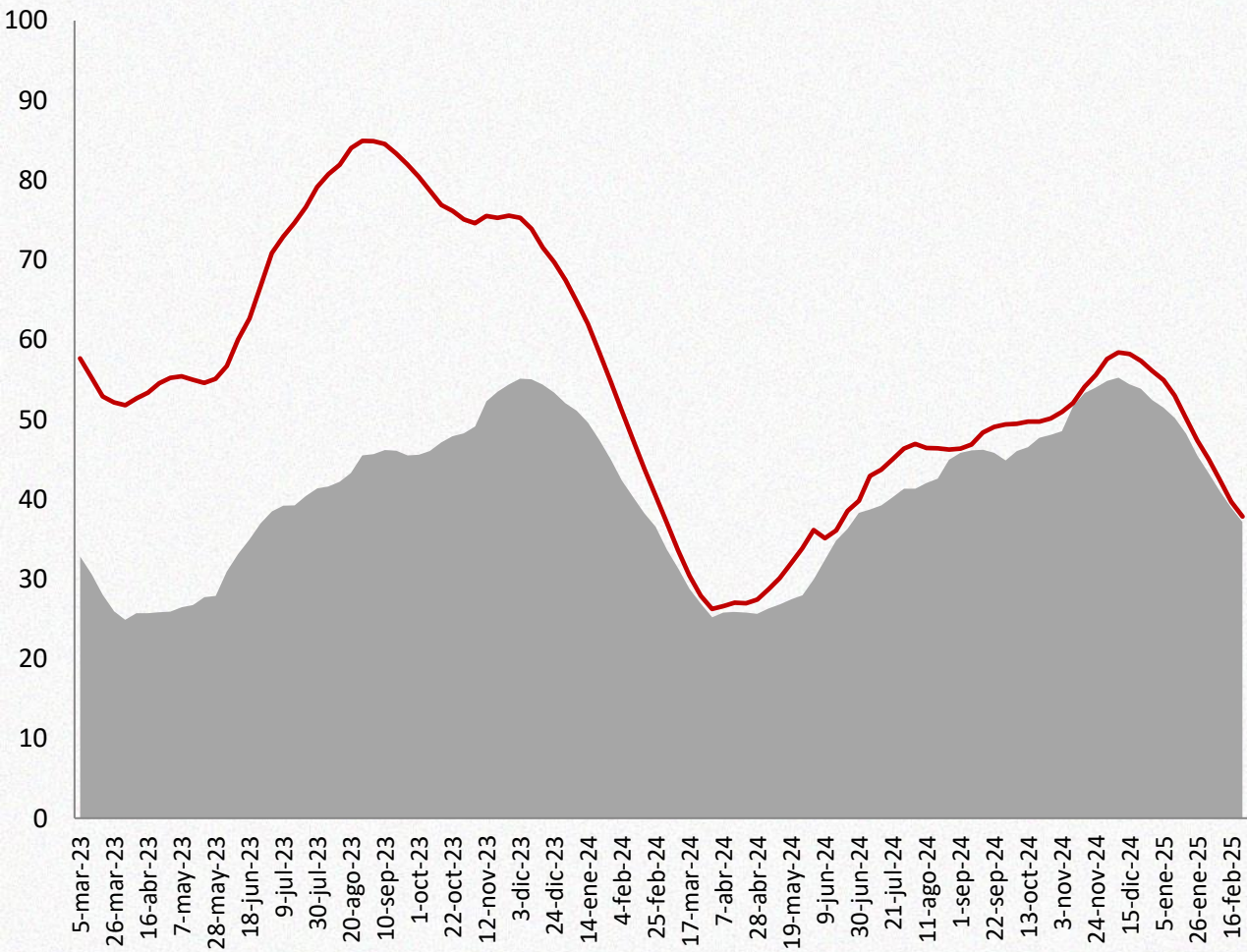
Déficit de SIN %



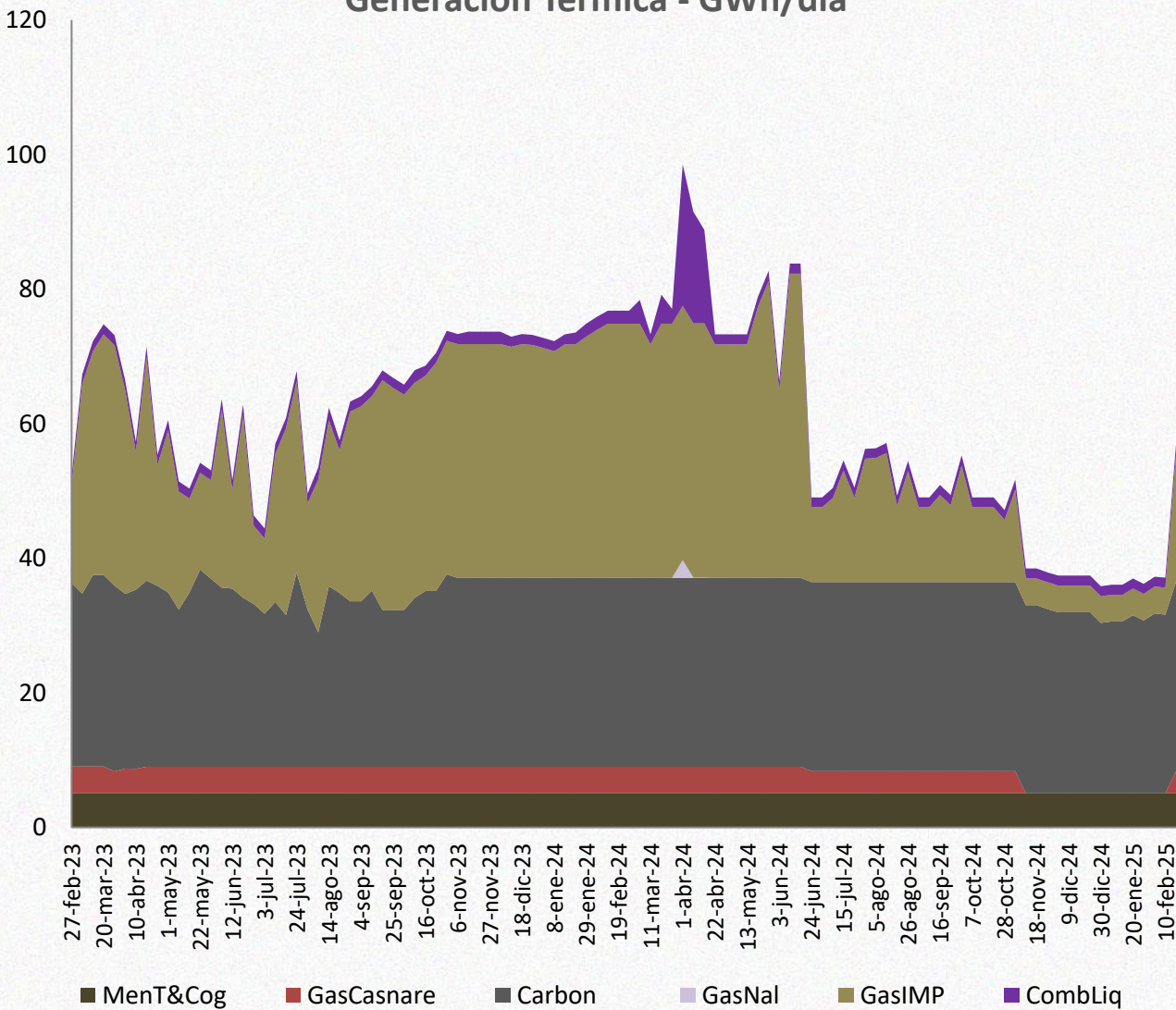
Resultados



Embalse de SIN %



Generación Térmica - GWh/día



Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados, y bajo las sensibilidades expuestas, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 2.9% al inicio del horizonte del estudio a 24.1% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF y considerando un atraso de un año en su fecha de puesta en operación, se tiene un incremento en todo el horizonte de estudio de la generación térmica respecto al caso sin atraso. Ante un eventual atraso de proyectos OEF es necesario un seguimiento continuo de las reservas del SIN en 2023 para afrontar el verano 23-24.



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda 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.

Horizonte 5 años

Análisis Energético Largo 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.

Tipo de simulación

Estocástico - 100 series

Horizonte del estudio

5 años

Condición Inicial Embalse



Febrero 27 –60%

Intercambios Internacionales



No se consideran
intercambios

Mantenimientos Generación



Aprobados,
solicitados y en
ejecución en el
horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME
para febrero 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate +
15% Plantas a Gas



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.67 GWh/día
promedio
Curva CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act.
Dic/2021).
Disponibilidad: Se considera que no
hay limitación.

Expansión Generación



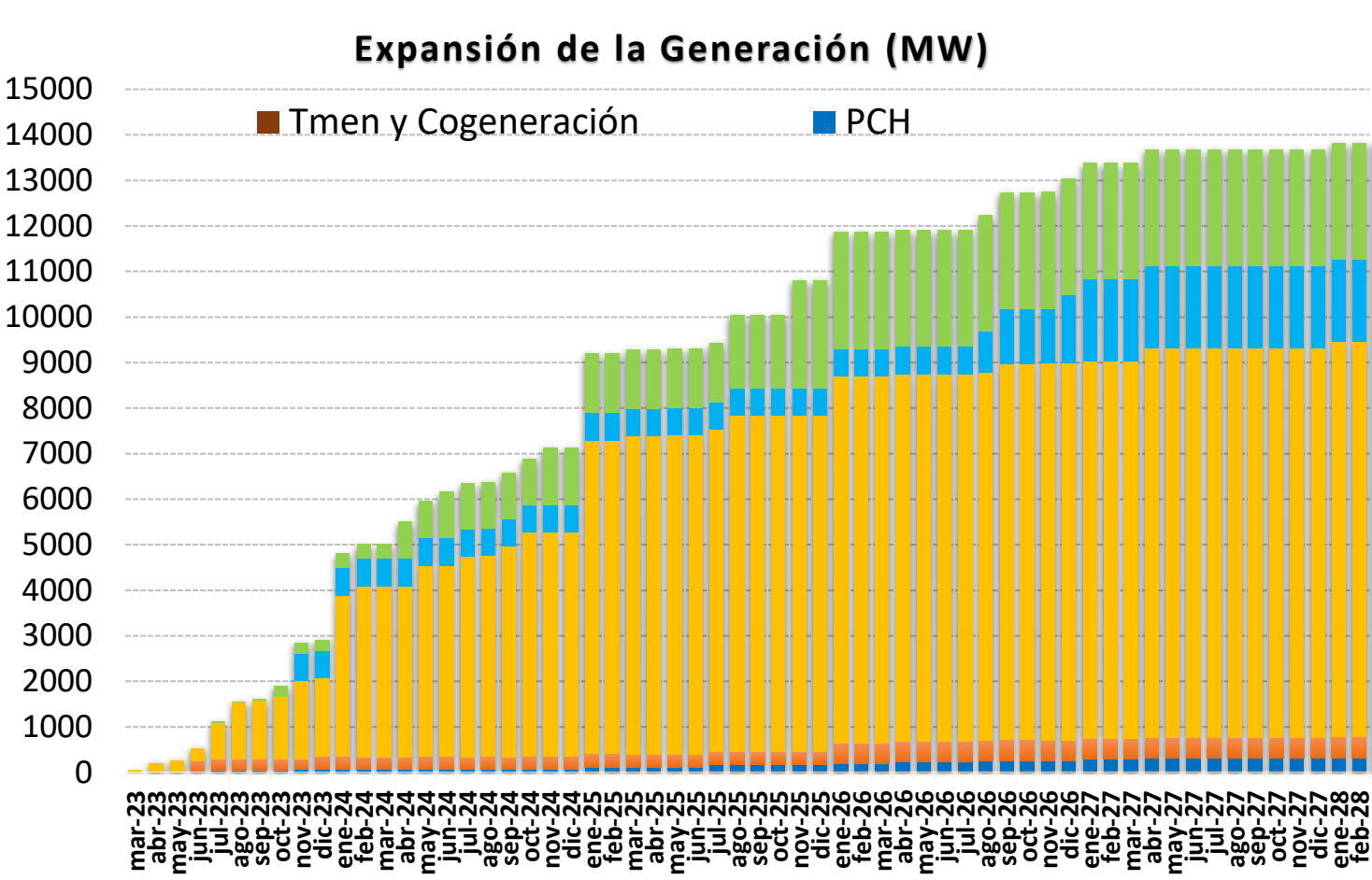
Proyectos con garantía
bancaria de Res. CREG
075 de 2021.

Demanda del SIN

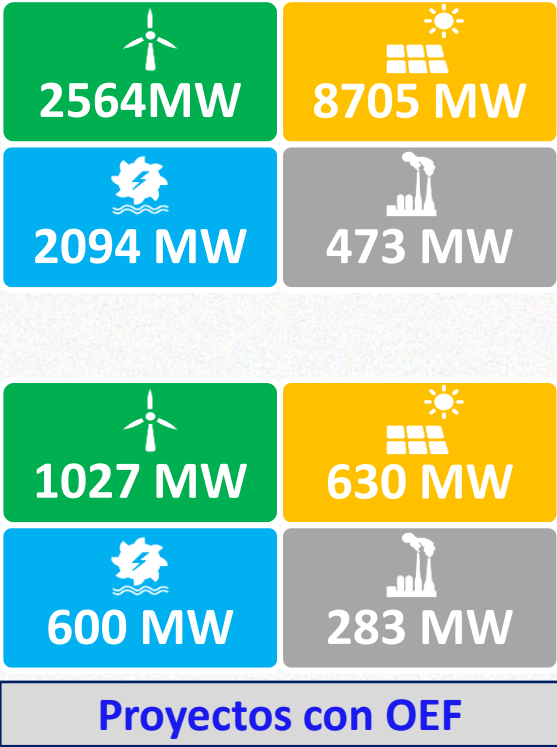


Escenario medio Proyección
UPME actualizada en Octubre
2022

Datos de entrada y supuestos considerados



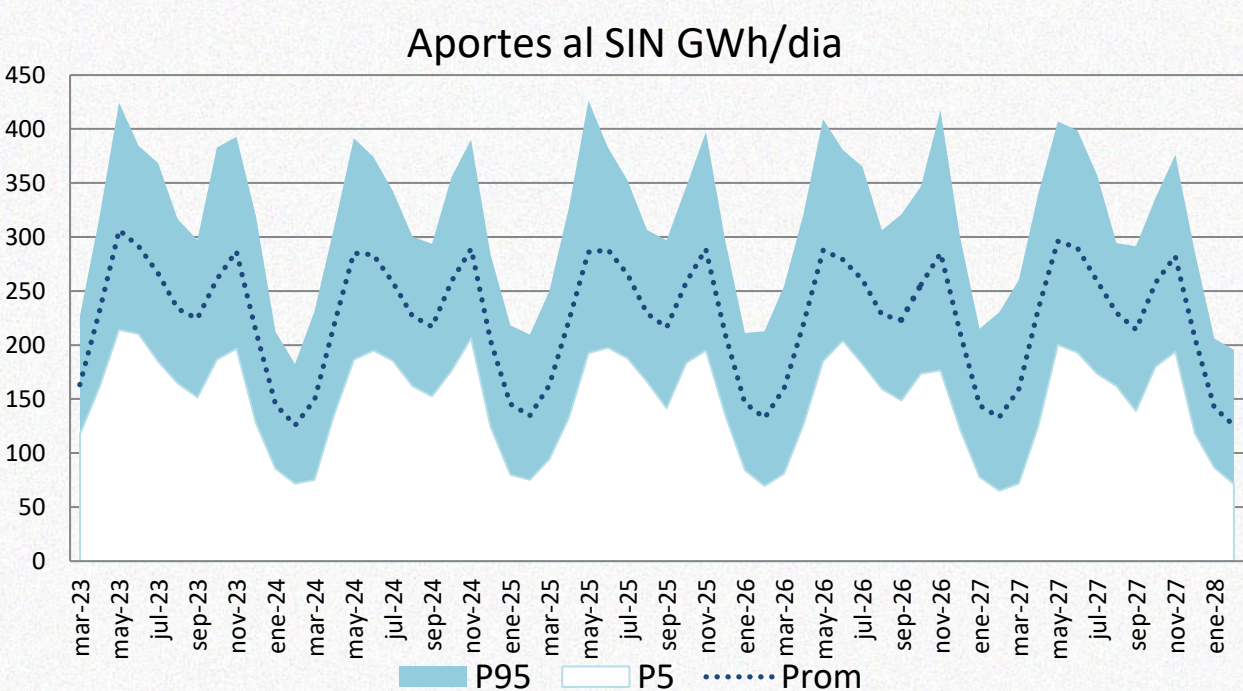
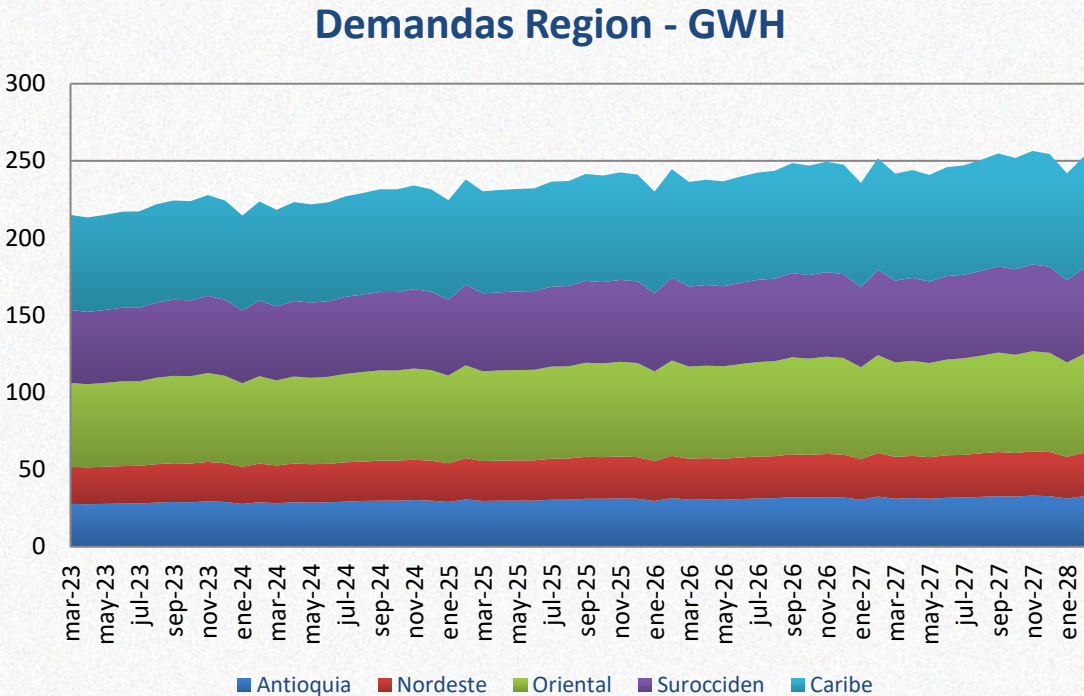
Detalle de proyectos de generación a Febrero del 2028:



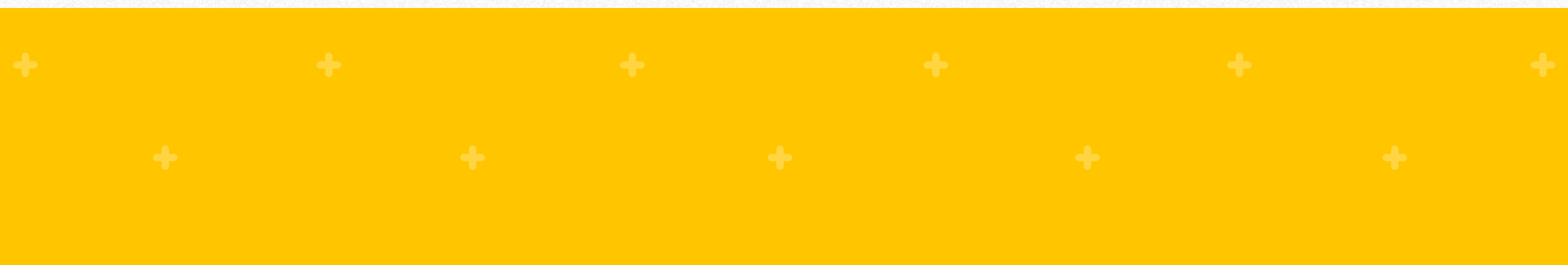
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

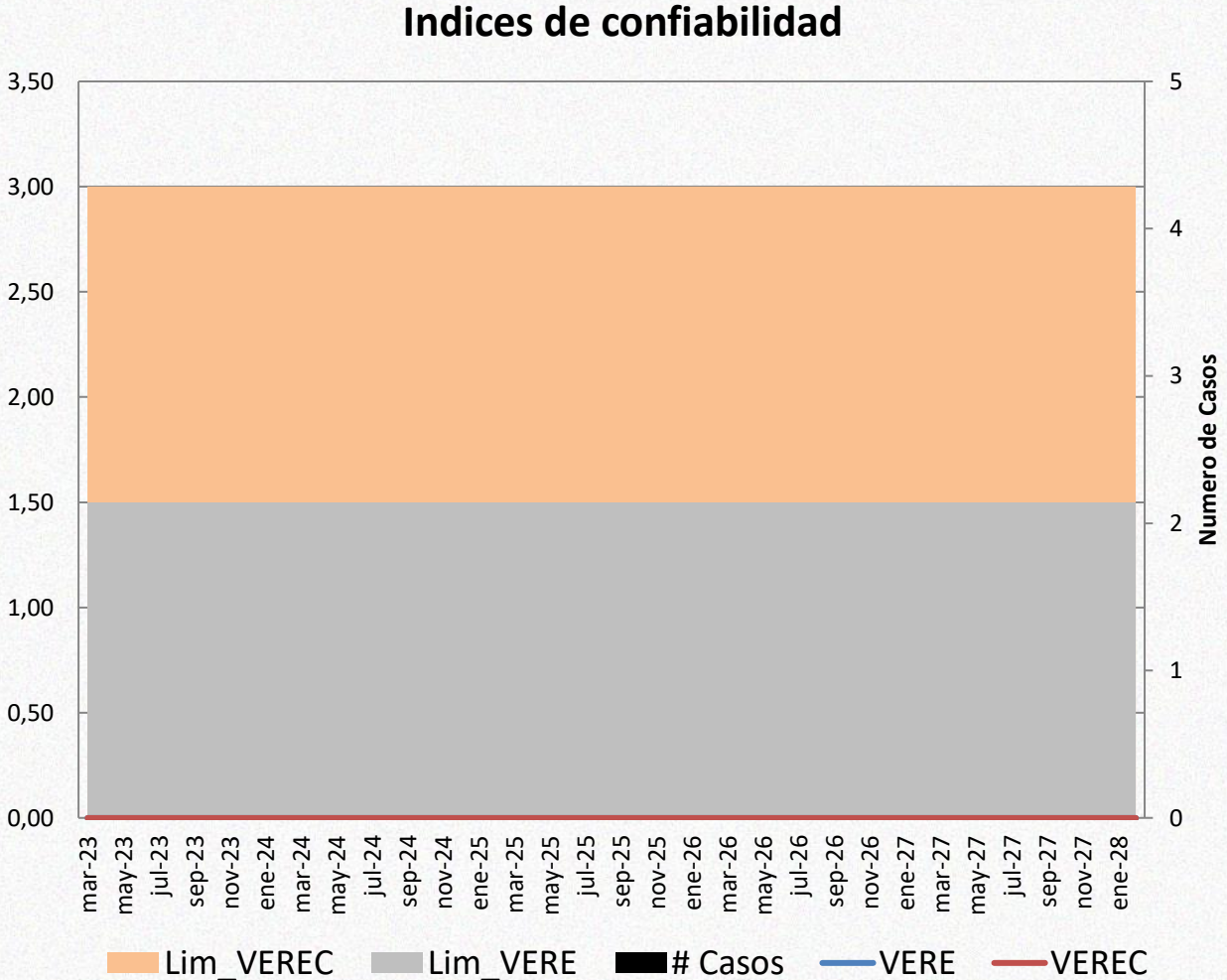
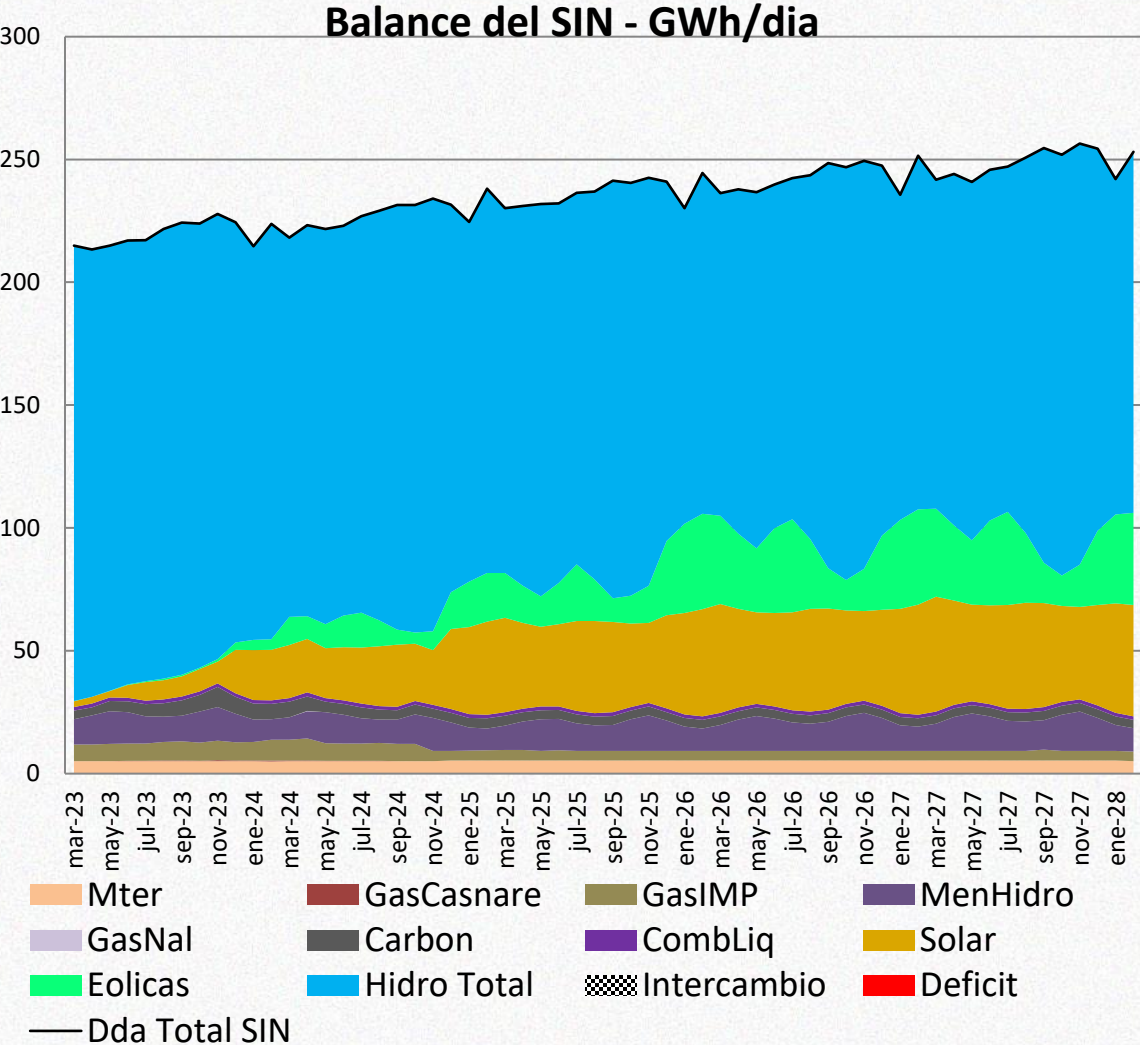
Datos de entrada y supuestos considerados



Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo

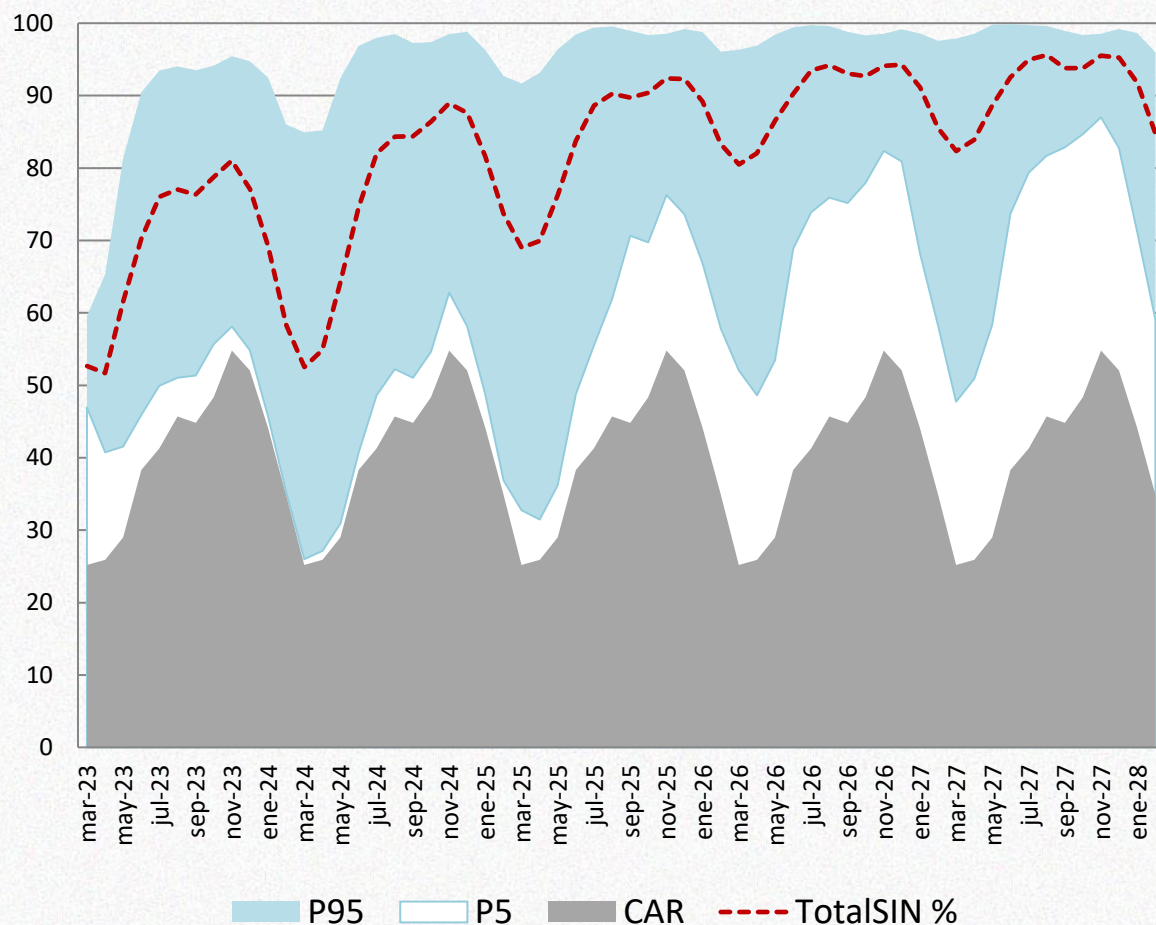


Resultados Largo Plazo – Estocástico

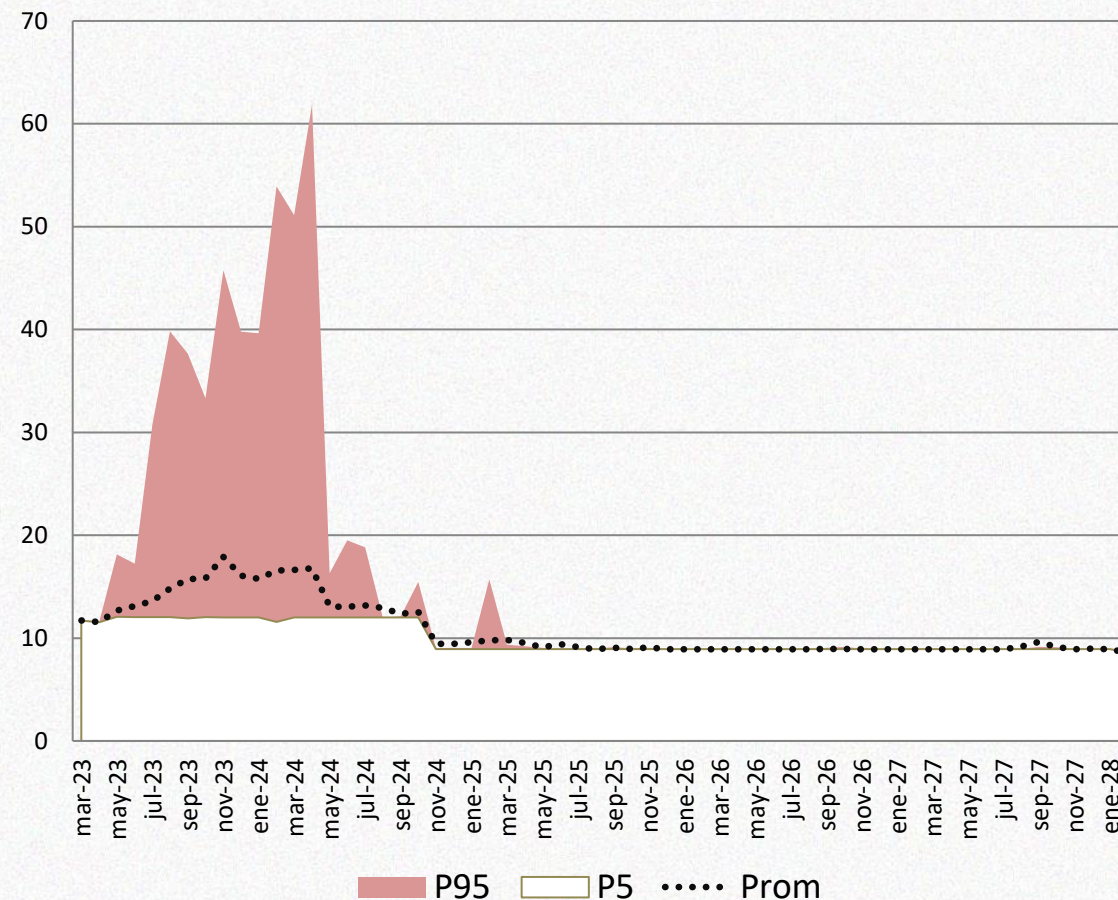


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Embalse de SIN %

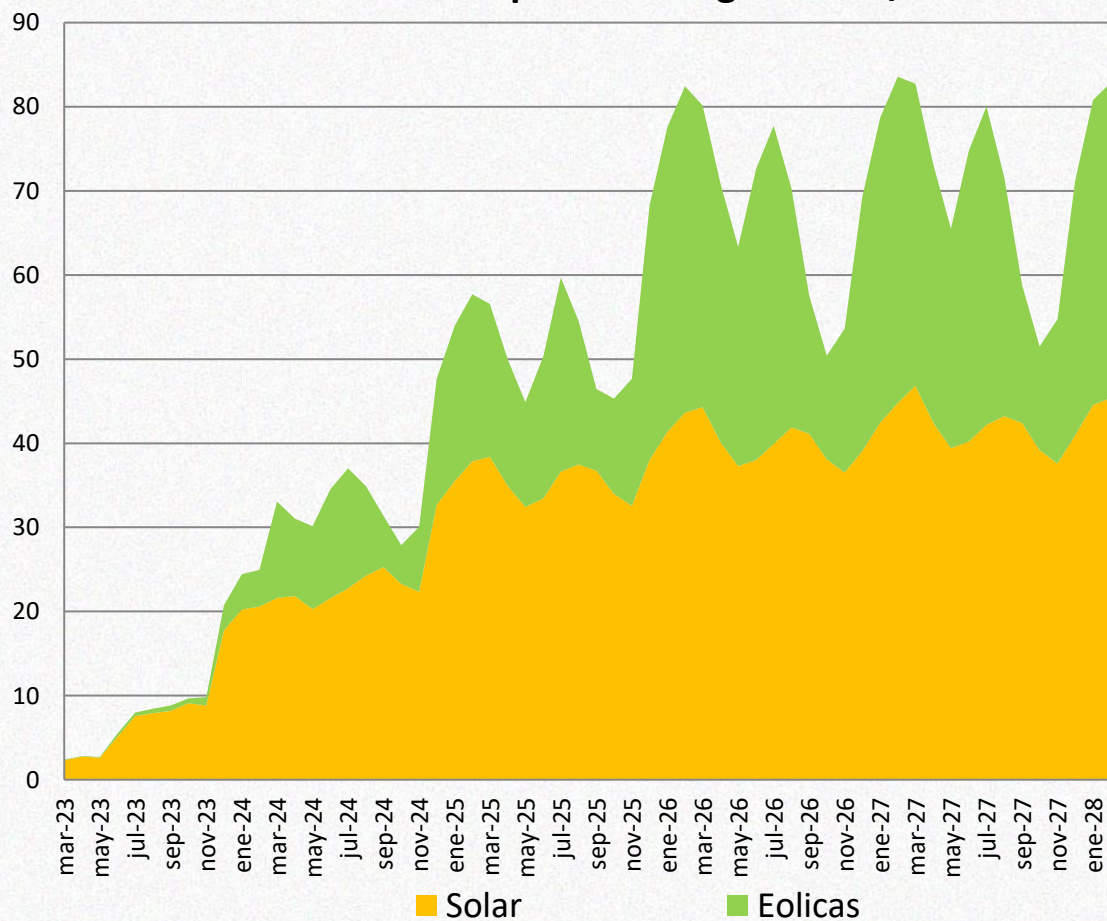


Generación Térmica GWh/día

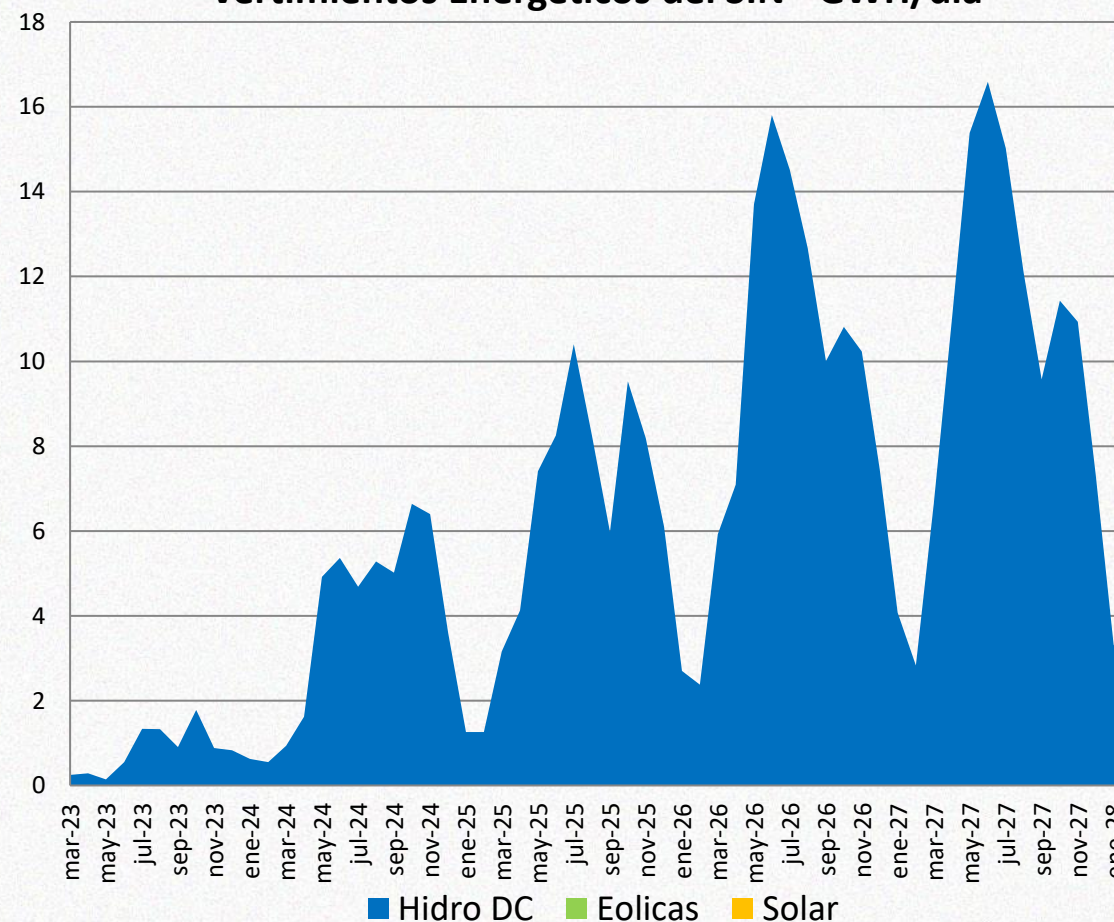


Resultados Largo Plazo – Estocástico

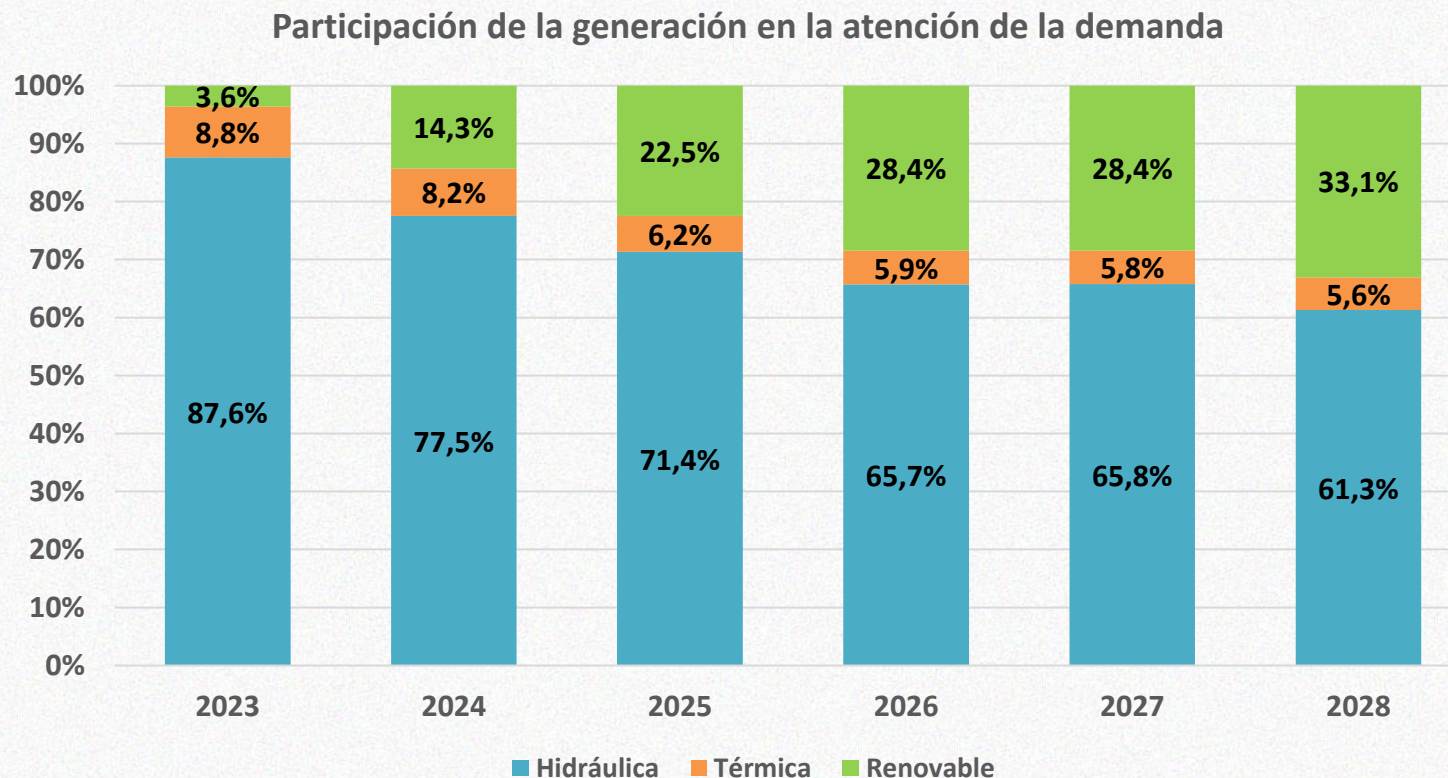
Generación FERNC por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico



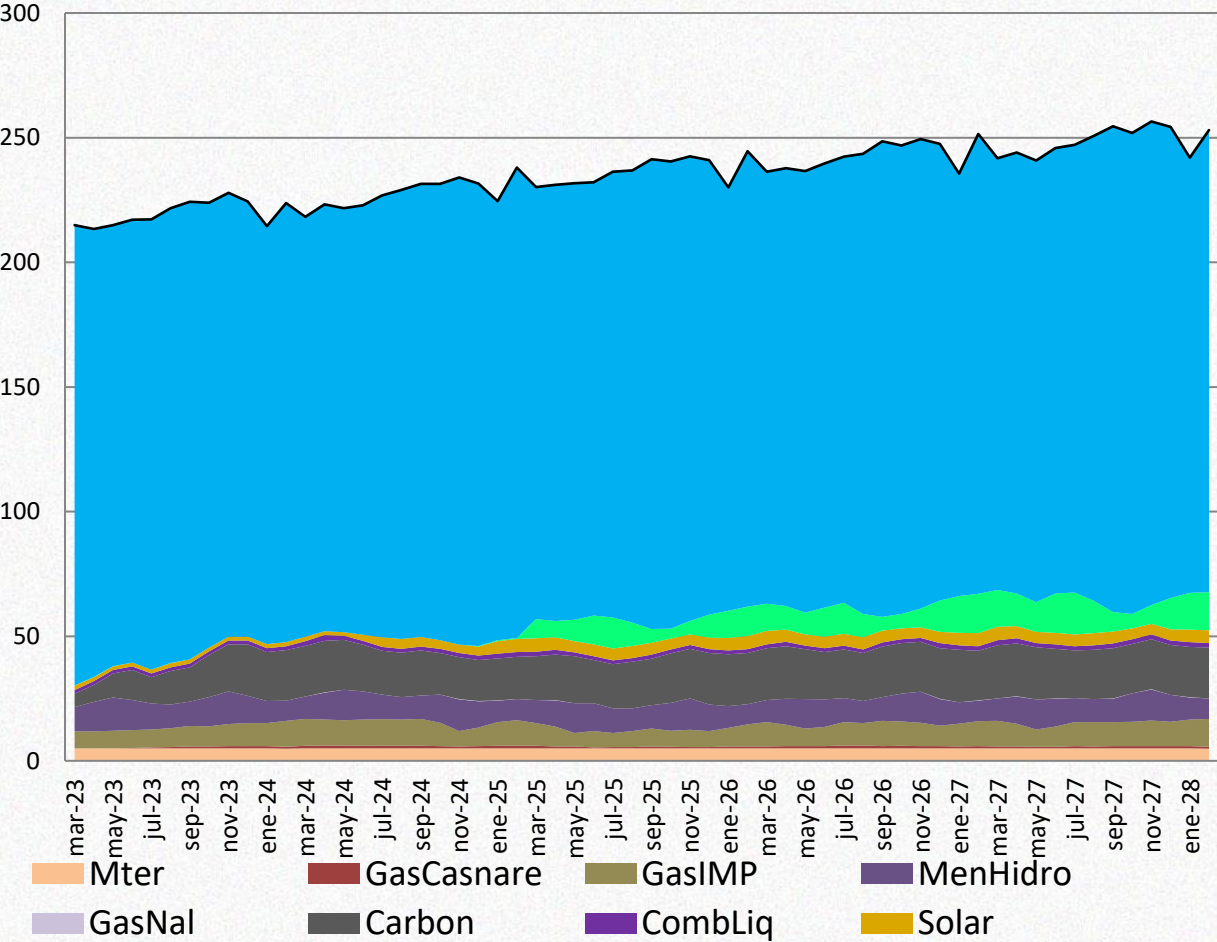
Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasado

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

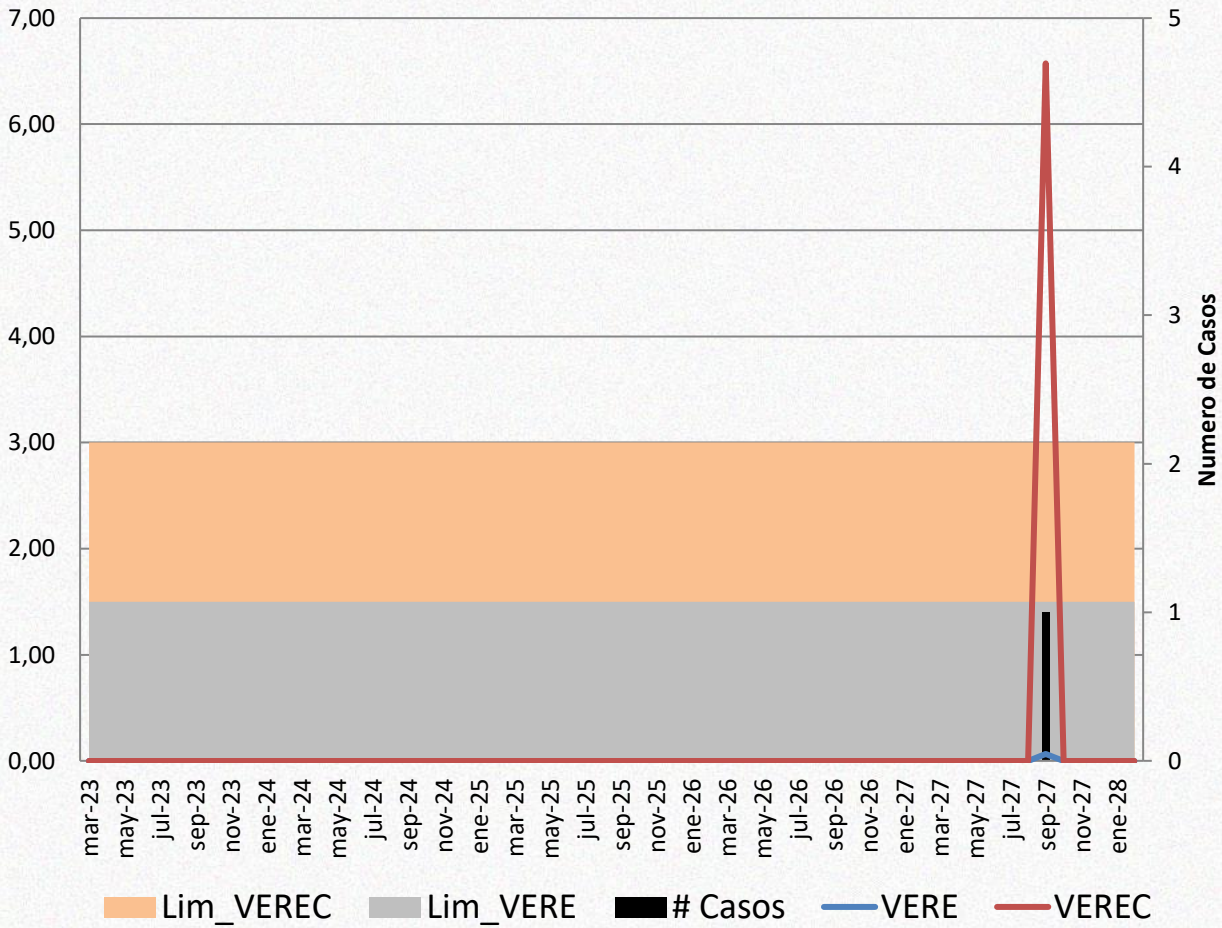
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



Balance del SIN - GWh/día

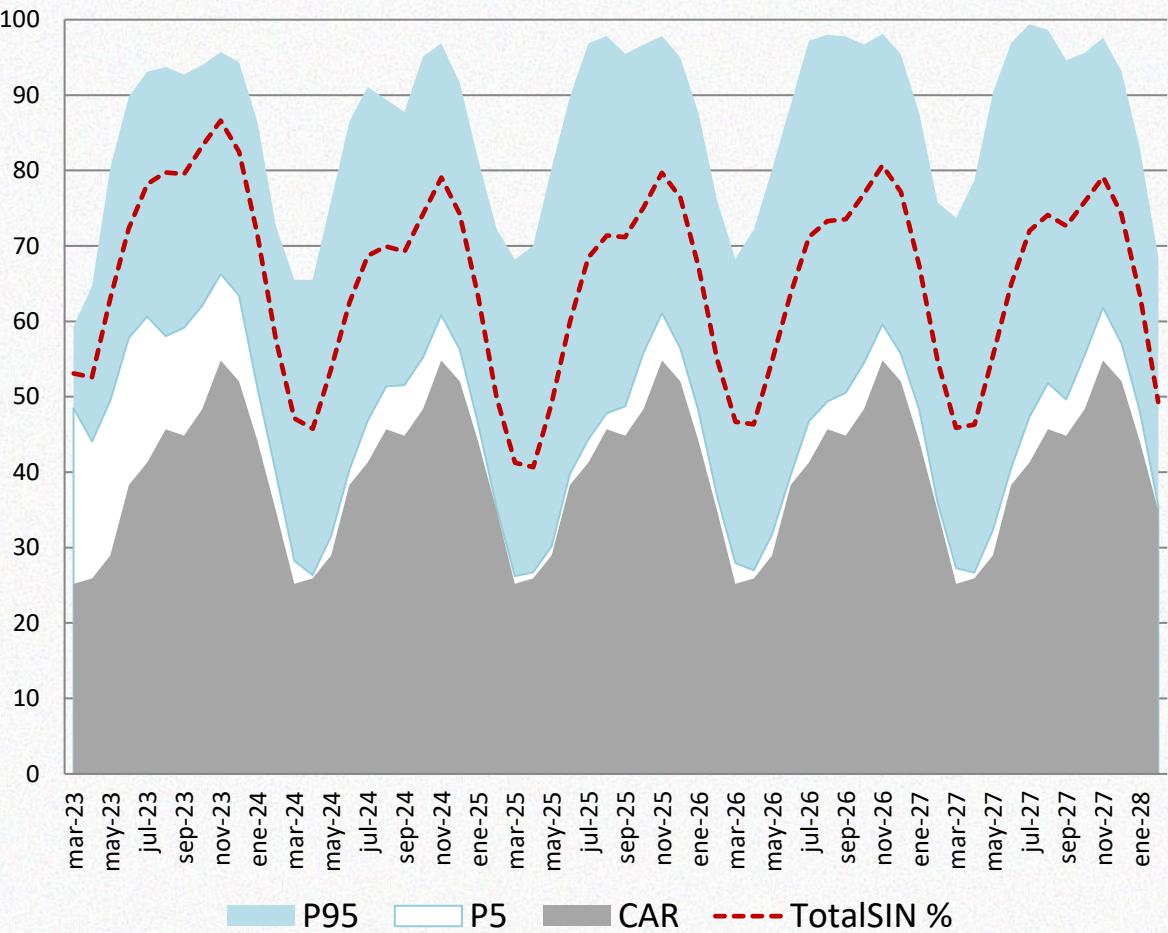


Índices de confiabilidad

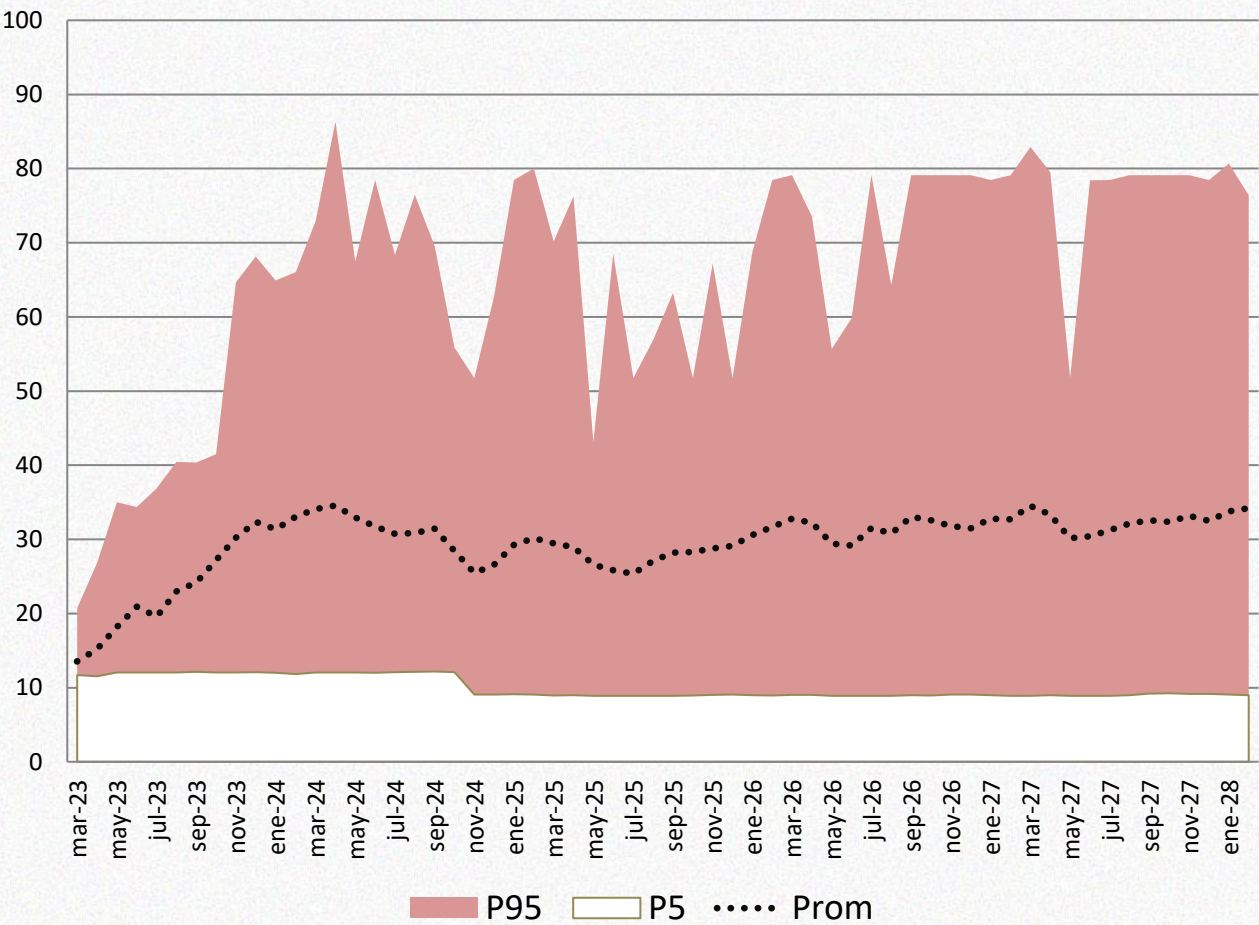


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Embalse de SIN %

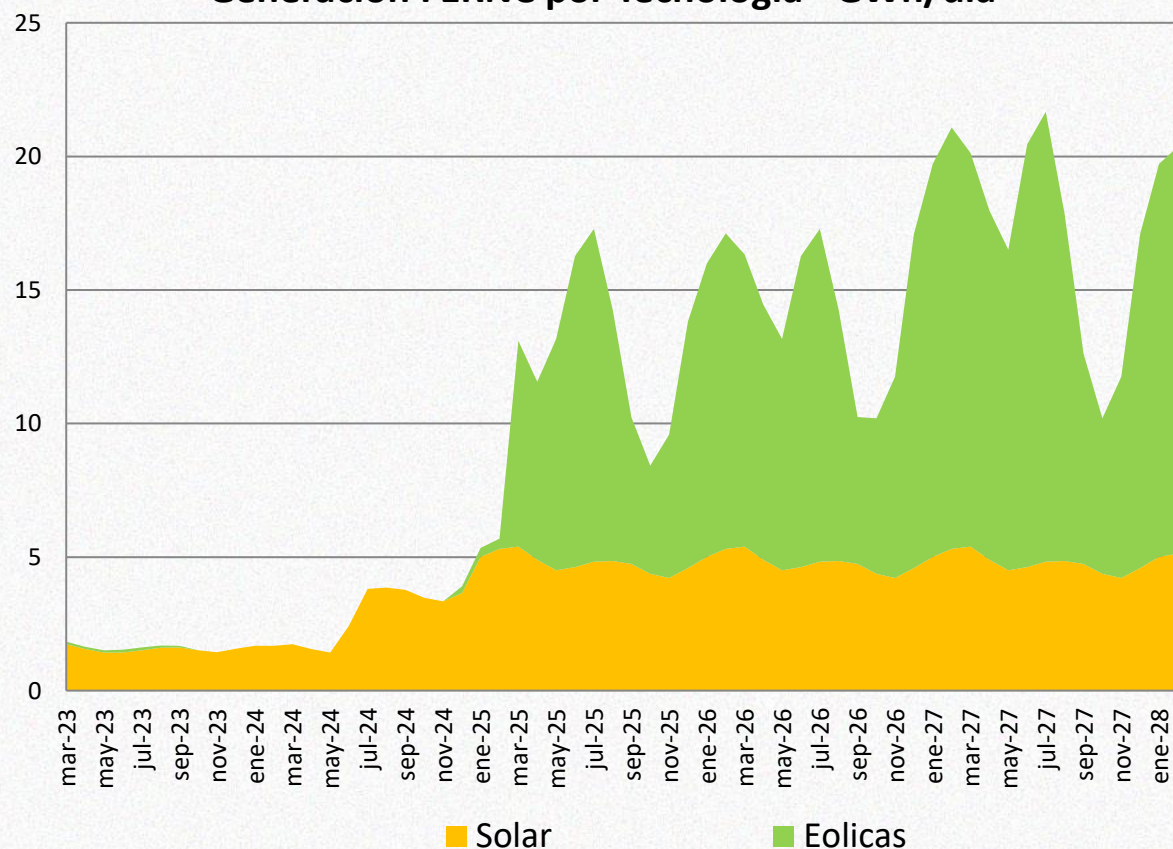


Generación Térmica GWh/día

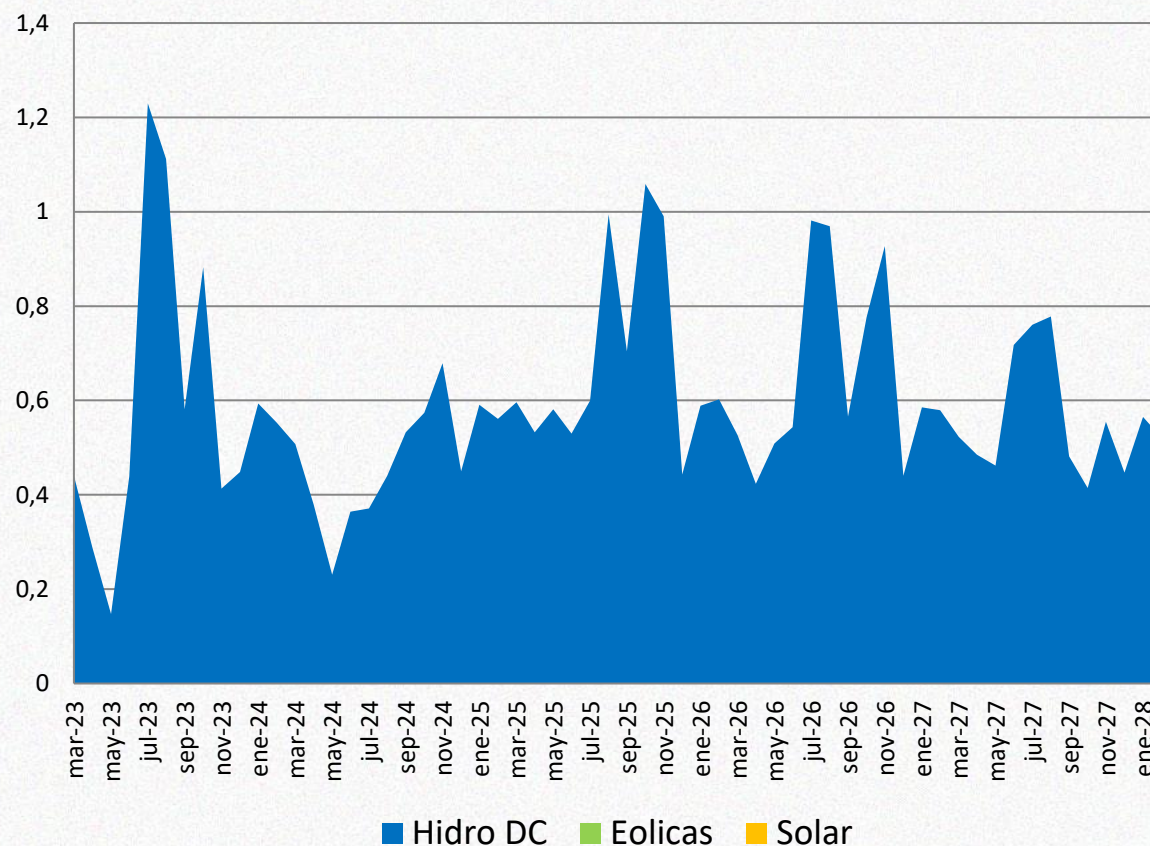


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

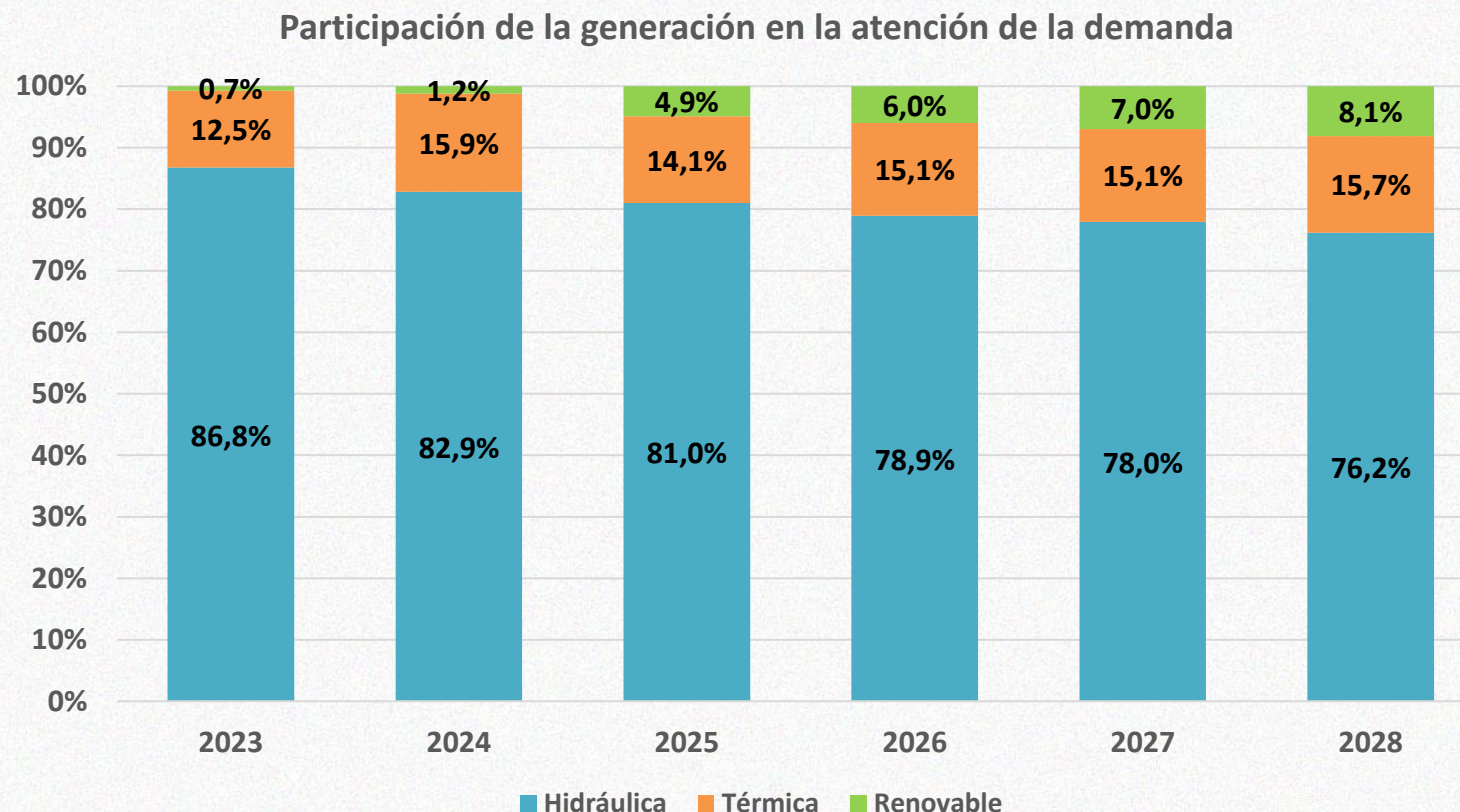
Generación FERNC por Tecnología - GWh/día



Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



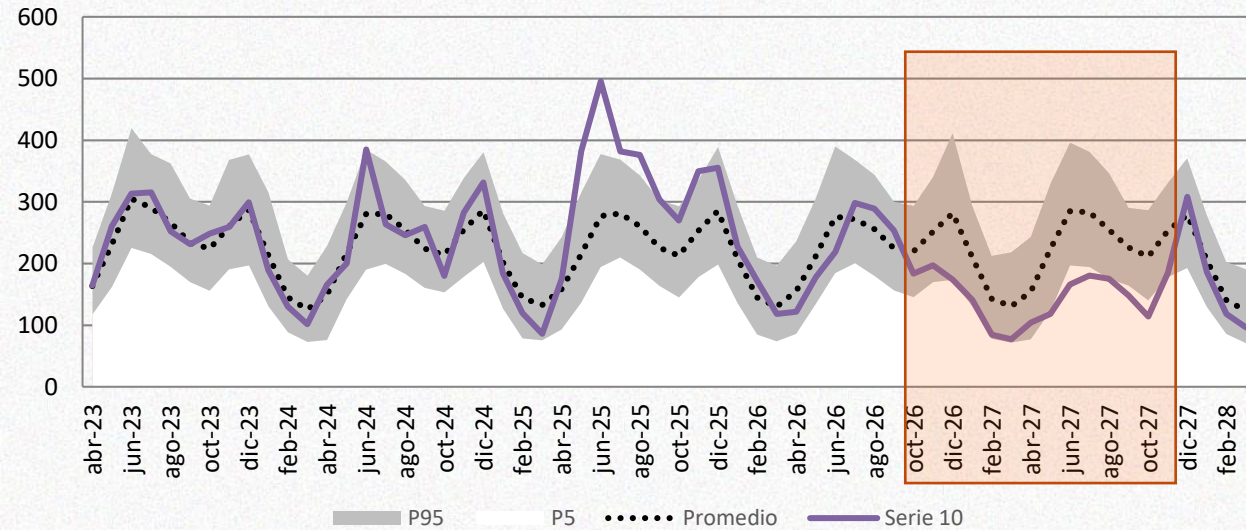
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)



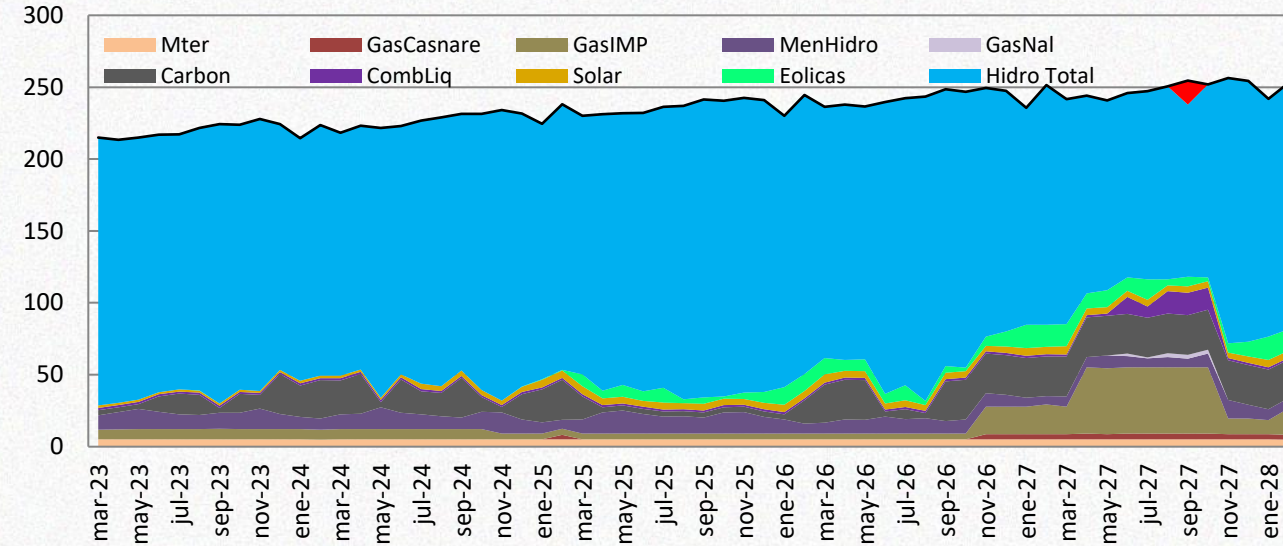
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Serie 10

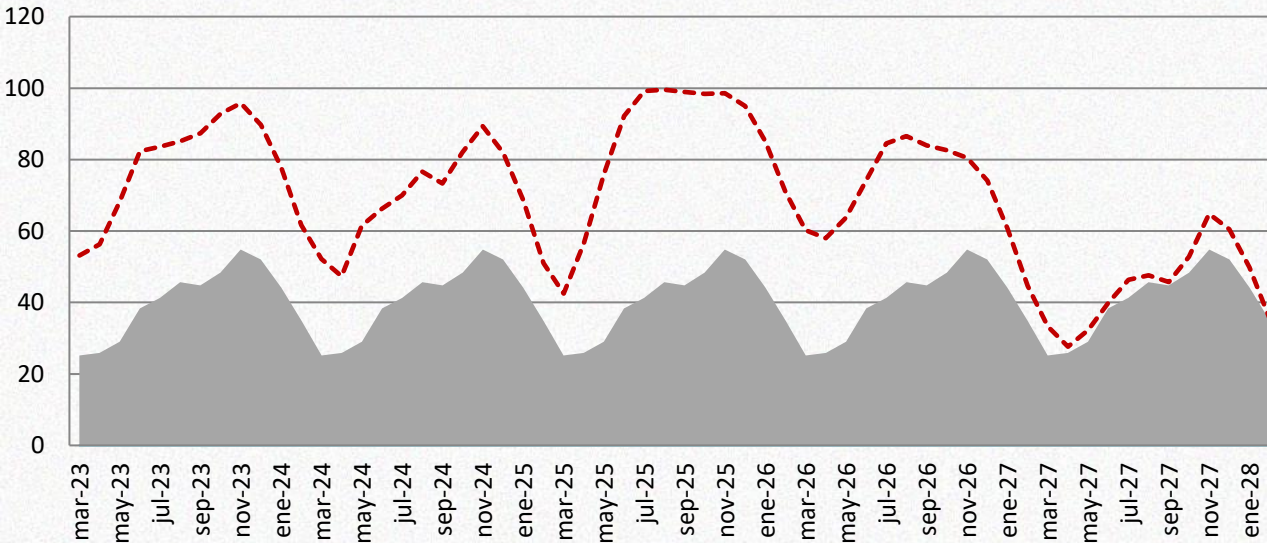
Aportes Hidricos



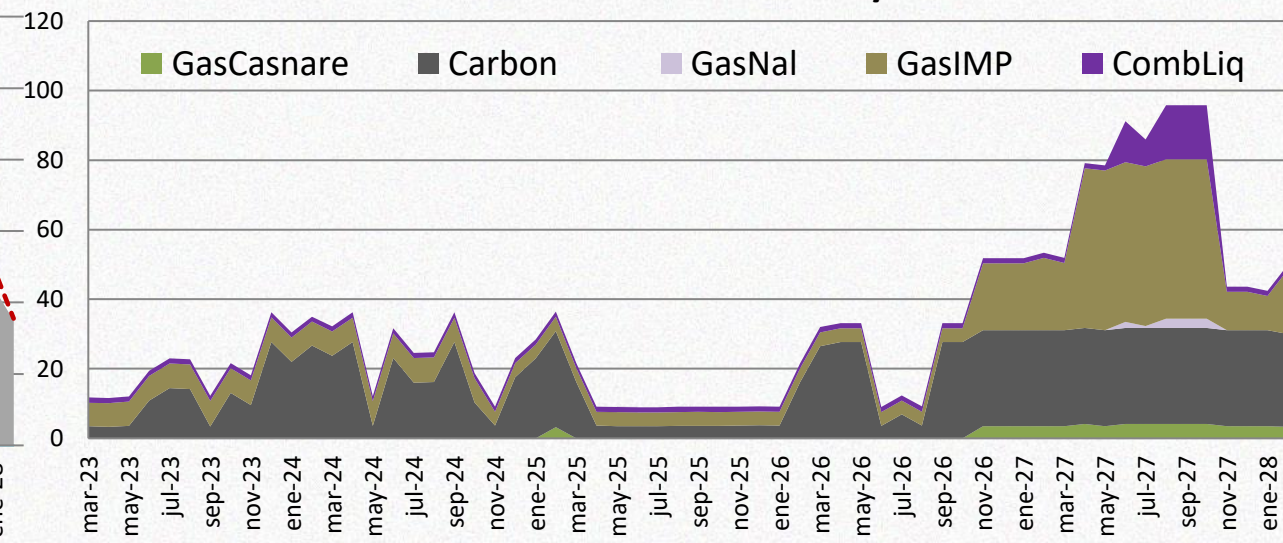
Balance del SIN - GWh/día



Embalse de SIN %



Generación Térmica - GWh/día



Conclusiones y Recomendaciones



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



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, las cuales pasan de un 1% al inicio del horizonte del estudio a 28.9 % en el año 2027.



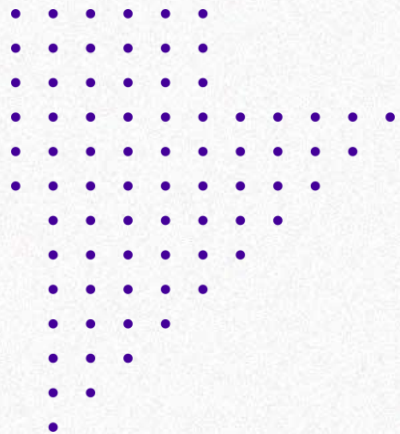
Bajo escenarios de hidrología deficitaria en el verano 2023-2024 y sin considerar expansión previa a este verano (considerando proyectos con OEF atrasados un año) se observa una alta exigencia al parque térmico desde octubre 2023.



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



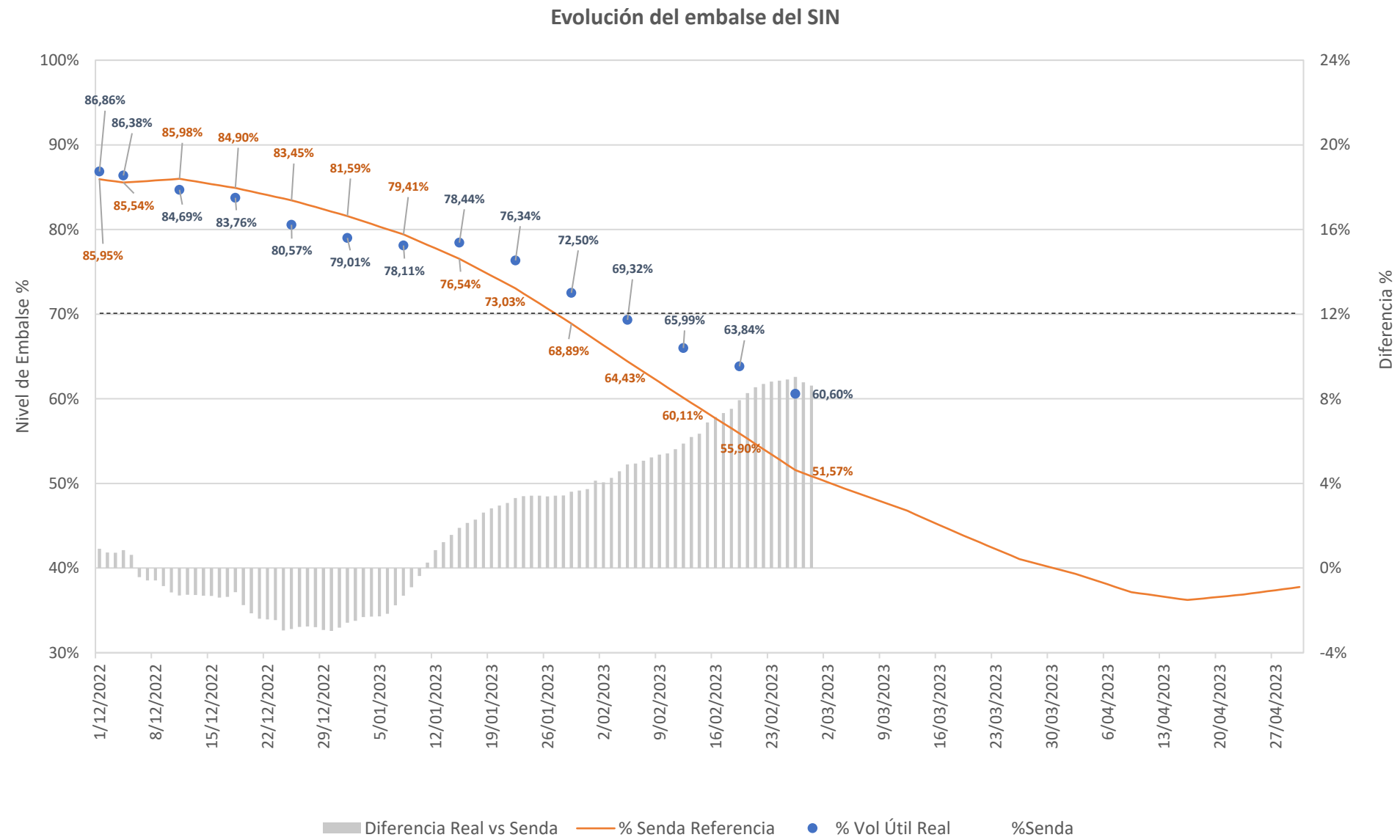
El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector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



Seguimiento a la Senda de Referencia

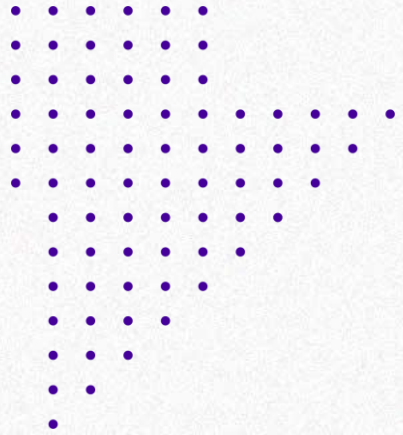
Verano 2022-2023

Seguimiento a la senda de referencia Verano 22-23



Información hasta el 2023-02-28

Información actualizada el 2023-03-01



Verificación ENFICC diciembre 2022

Introducción



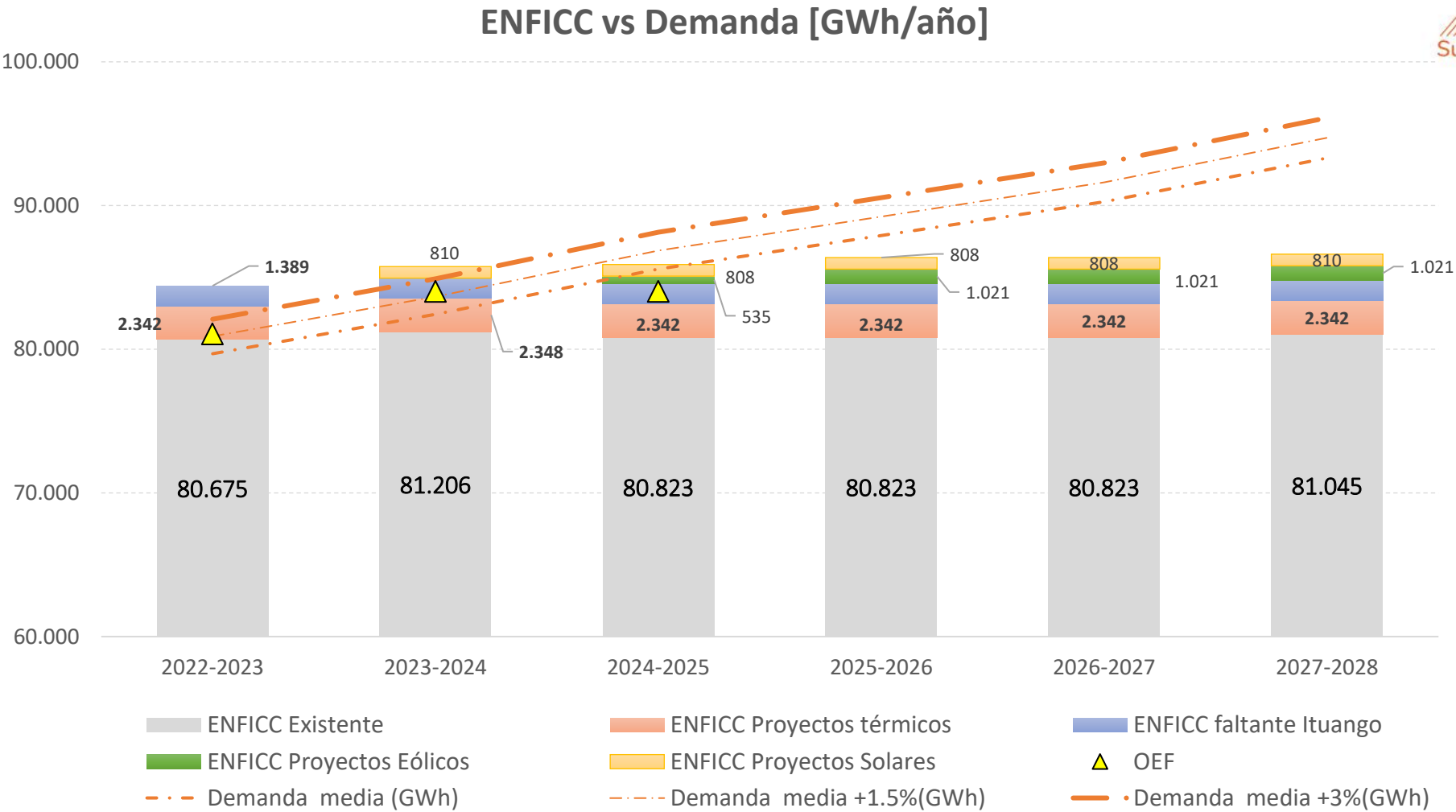
CREG 127 – 2020. Procedimiento para la verificación anual de la ENFICC de plantas de generación con Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Anualmente, el Centro Nacional de Despacho, CND, para las plantas de generación despachadas centralmente que se encuentren en operación comercial y que tenga OEF asignadas, deberá hacer una verificación de la ENFICC y de la Energía Disponible Adicional, EDA, en los términos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006.

Como producto final se tiene la ENFICC actualizada de acuerdo a los parámetros actuales de las plantas y el reporte a la SSDP para las plantas que tengan OEF mayores a esta ENFICC.



Balance ENFICC- Demanda



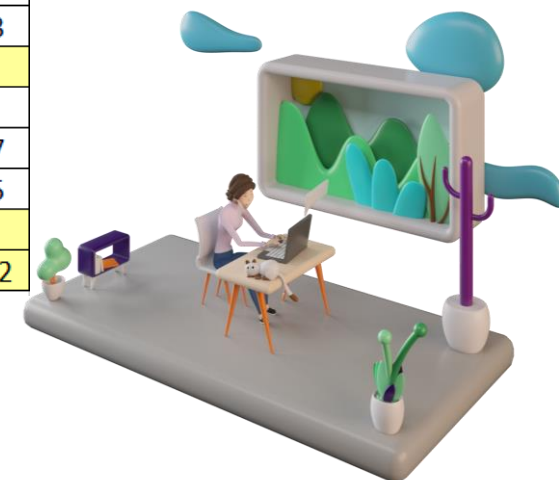
Para la ENFICC de la vigencia 2023-2024 y 2024-2025 se consideran mejoras en el IHF de Merilectrica y Termoemcali

Verificación ENFICC- Hidráulicas



El 50% de las plantas hidráulicas tienen al menos un periodo donde la ENFICC es inferior a la OEF

Agente	Nombre Planta	Tipo	ENFICC Verificada [kWh/día]	OEF kWh/día		
				2022-2023	2023-2024	2024-2025
CELSIA COLOMBIA S.A.E.S.P.	ALBAN	Hidráulica	2,058,683	2,172,419	1,873,913	2,009,461
CELSIA COLOMBIA S.A.E.S.P.	CUCUANA	Hidráulica	157,017	151,582	156,519	157,932
CELSIA COLOMBIA S.A.E.S.P.	SALVAJINA	Hidráulica	1,535,977	1,741,331	1,367,465	1,466,379
EMPRESAS PUBLICAS DEMEDELLIN E.S.P.	GUATRON	Hidráulica	5,312,498	5,765,295	4,835,075	5,184,817
EMPRESAS PUBLICAS DEMEDELLIN E.S.P.	ITUANGO	Hidráulica	11,832,000	12,664,933	12,664,933	12,664,933
EMPRESAS PUBLICAS DEMEDELLIN E.S.P.	PORCE II	Hidráulica	2,889,845	3,309,292	2,618,301	2,792,820
EMPRESAS PUBLICAS DEMEDELLIN E.S.P.	PORCE III	Hidráulica	7,937,197	9,251,494	7,171,184	7,667,840
EMPRESAS PUBLICAS DEMEDELLIN E.S.P.	SAN FRANCISCO	Hidráulica	426,844	536,541	388,560	416,667
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	BETANIA	Hidráulica	4,367,630	4,408,070	4,003,556	4,293,150
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	EL QUIMBO	Hidráulica	4,790,730	4,833,686	4,747,953	4,764,403
HIDROELECTRICA DELALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	ESCUELA DE MINAS	Hidráulica	136,576	158,099	158,099	158,099
ISAGEN S.A. E.S.P.	AMOYA LA ESPERANZA	Hidráulica	591,857	599,641	591,424	591,741
ISAGEN S.A. E.S.P.	JAGUAS	Hidráulica	1,128,195	1,178,861	1,022,076	1,096,007
ISAGEN S.A. E.S.P.	MIEL I	Hidráulica	2,289,182	2,326,232	2,046,465	2,194,495
ISAGEN S.A. E.S.P.	SAN MIGUEL	Hidráulica	226,889	336,096	336,096	336,096
ISAGEN S.A. E.S.P.	SOGAMOSO	Hidráulica	9,350,514	10,385,562	10,385,562	10,385,562



Verificación ENFICC- Térmicas



El 43% de las plantas térmicas a las cuales se les realizó la verificación tienen al menos un periodo donde la ENFICC es inferior a la OEF.

Agente	Nombre Planta	Tipo	ENFICC Verificada [kWh/día]	2022-2023	2023-2024	2024-2025
CELSIA COLOMBIA S.A.E.S.P.	MERILECTRICA 1	Térmica	747,856	3,648,456	2,663,425	3,051,704
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	TERMOTORADA 1	Térmica	560,467	706,492	741,430	795,061
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 1	Térmica	394,760	746,578		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 2	Térmica	839,900	1,153,447		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	CARTAGENA 3	Térmica	38,115	1,107,270		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMG 2	Térmica	659,835	696,165	626,626	671,953
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMG 3	Térmica	1,146,947	1,177,970	1,073,494	1,151,145
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMG 4	Térmica	1,189,985	1,323,436	1,083,242	1,161,597
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	ZIPAEMG 5	Térmica	1,065,410	1,324,966	1,046,233	1,121,912
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA	GUAJIRA 1	Térmica	2,615,397	2,958,000	2,635,105	2,825,714
GESTION ENERGETICAS.A. E.S.P.	PAIPA 1	Térmica	690,012	648,533	668,280	716,620
GESTION ENERGETICAS.A. E.S.P.	PAIPA 2	Térmica	1,505,672	1,564,427	1,345,956	1,443,315
GESTION ENERGETICAS.A. E.S.P.	PAIPA 3	Térmica	1,366,584	1,403,611	1,346,996	1,444,430
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	FLORES 4 CC	Térmica	10,307,670	10,407,000	10,358,313	10,365,425
TERMOCANDELARIAS.C.A. - E.S.P.	TERMOCANDELARIA 1	Térmica	3,458,997	3,631,666	3,631,666	3,631,666
TERMOCANDELARIAS.C.A. - E.S.P.	TERMOCANDELARIA 2	Térmica	2,992,556	3,410,942	3,410,942	3,410,942



Plan de mejora



XM recibió copia de uno de los planes de mejora enviado a la SSPD y CREG. En él se informa que, realizarán reserva de energía y operación en uno de sus embalses según el nivel requerido para soportar las OEF de otras plantas en caso de ser necesario.

Analizando la historia, para los períodos de asignación de OEF (dic-nov), la generación promedio histórico multianual de la planta es de 7.56 GWh/día el cual está 3.24 GWh/día por encima de su ENFICC con lo cual se cubriría ampliamente el déficit frente a las OEF.

Definen como plan de acción *un almacenamiento permanente adicional al NEP en el embalse útil* de la planta con la que cubrirán los faltantes de ENFICC para el cumplimiento de las OEF.

Con este plan se identifica:

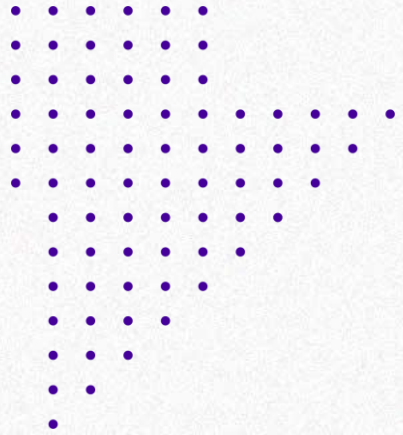
- Se indican un compromiso de acuerdo a valores históricos, desconociendo el valor de la ENFICC verificada de la planta.
- Se presenta un plan de mejora considerando el portafolio de la empresa y no por planta

Conclusiones

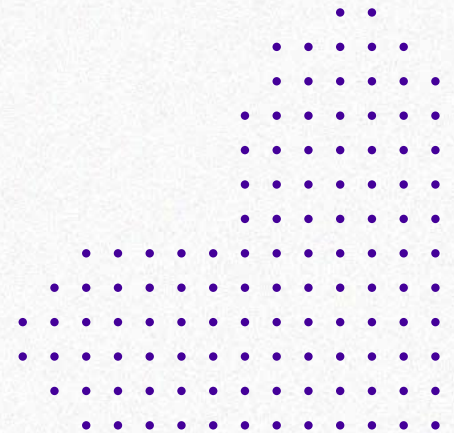


- Con el balance ENFICC – DDA, para la vigencia 2024-2025 el escenario de demanda media queda cubierto siempre y cuando entren en operación los proyectos considerados (unidades 3 y 4 de Ituango, Cierre de ciclo de Candelaria y Termocaribe 3) y para la vigencia 2025-2026 se identifica que la demanda media queda por encima de la ENFICC.
- No obstante lo anterior, la CREG en su balance identifica un escenario de riesgo para la vigencia 2026-2027 y convoca a subasta para la vigencia 2027-2028.
- Es necesario conocer los planes de mejora presentados a la SSPD y CREG para definir si se debe realizar alguna consideración en los análisis energéticos de mediano plazo.

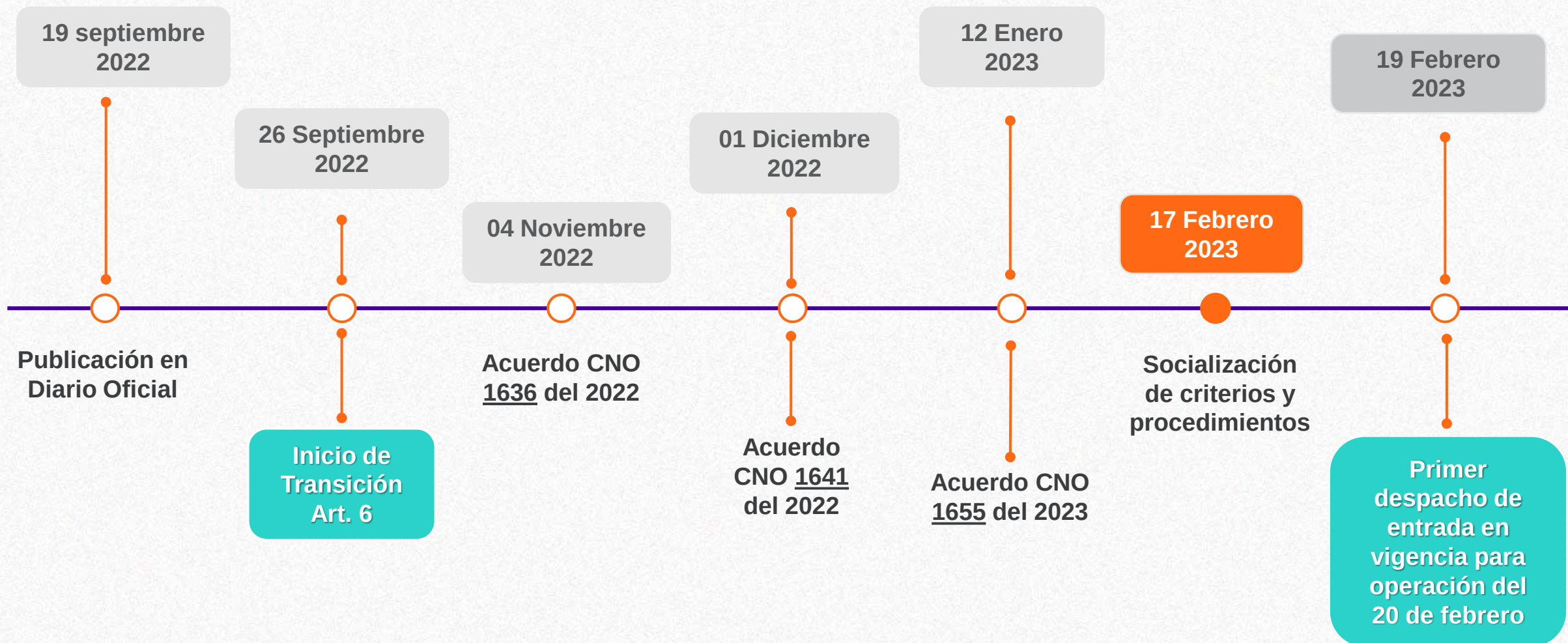
3. Situación Operativa



Resolución CREG 101 028 del 2022

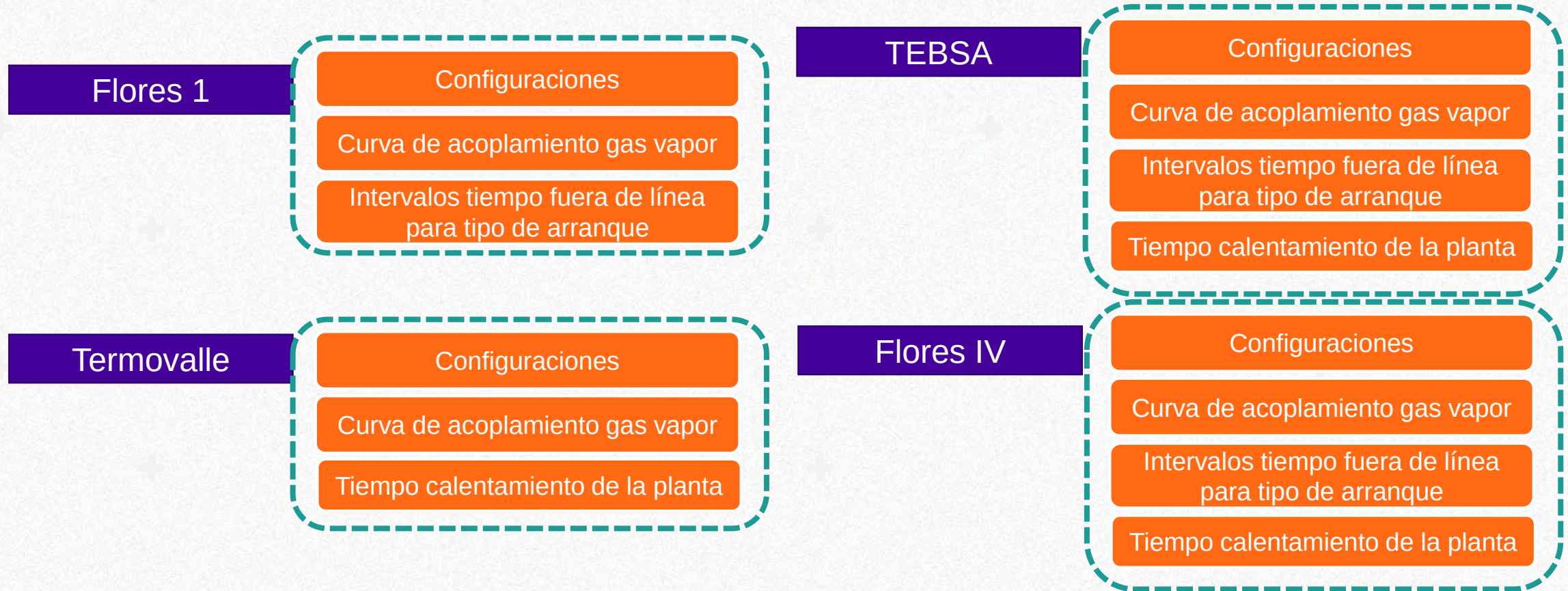


Plan de trabajo ejecutado

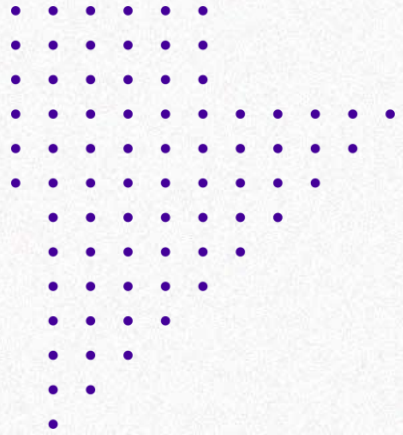


Operación Resolución

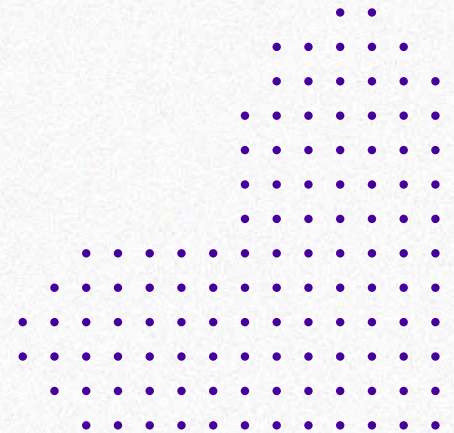
- Cambios de parámetros:



- En XM nos encontramos en fase de estabilización.



Cumplimiento Acuerdo CNO 1612



Situación presentada con dos AGGE

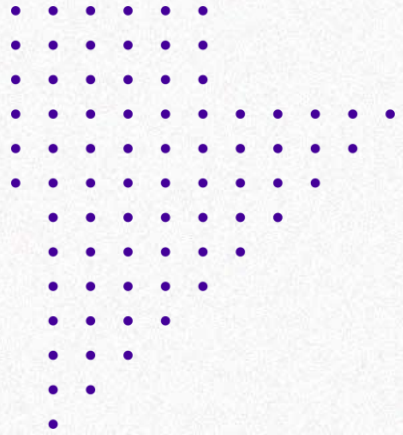
El Acuerdo CNO 1560 establece para los AGGE el cumplimiento de los siguientes requisitos:

1. Registro del proyecto ante el CND
2. Informar el agente que los representará
3. Enviar información básica del proyecto
4. Comunicación firmada por el transportador que informe al CND el cumplimiento de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación
5. Coordinar actividades para la incorporación del proyecto al SIN, en caso de que aplique
6. Registrar las fronteras comerciales
7. Certificación del transportador del área aprobando la conexión y la capacidad en MW asignada en el contrato de conexión en el que se indique que la conexión del proyecto cumplió con la reglamentación vigente y la fecha de inicio de pruebas.
8. Declaración del programa de generación. Ingresar la disponibilidad horaria de generación en el aplicativo del Despacho Económico que el CND disponga para ello. Previo a la información de inicio de pruebas iniciales,
9. Declaración de fecha de entrada en operación y su capacidad máxima declarada

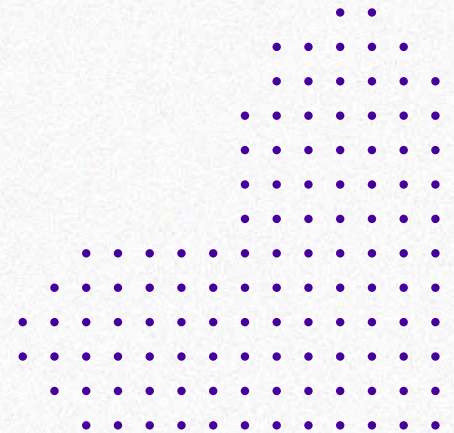
ERCO GENERACION S.A.S. E.S.P. informó al CND la entrada de los AGGE AUTOG CI JEANS 1,413 MW y AUTOG PINTUCO 1,428 MW, como cumplimiento de los requisitos, el agente cumplió algunos requisitos, entre ellos el registro de las fronteras comerciales y se encuentra inyectando energía al SIN desde el 29 de septiembre de 2022, sin embargo, no ha dado cumplimiento a los requisitos del 7 al 9, incumpliendo con ello lo definido no solo en el Acuerdo, si no lo que establece el Artículo 12* de Resolución CREG 174 de 2021.

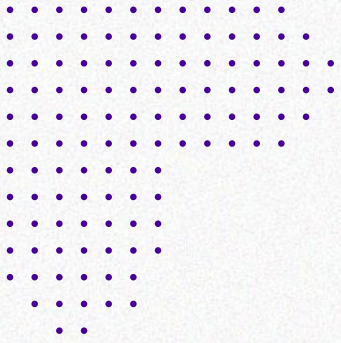
Desde XM, se han realizado llamadas al agente y enviado dos comunicaciones (24/11/2022 y 21/01/2023) con copia al OR y SSPD, con el objeto de finalizar la gestión de los requisitos, sin respuesta a la fecha.

**Los AGGE y los GD deben declarar su programa de generación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.*



Indicador propuesto oscilaciones de baja frecuencia



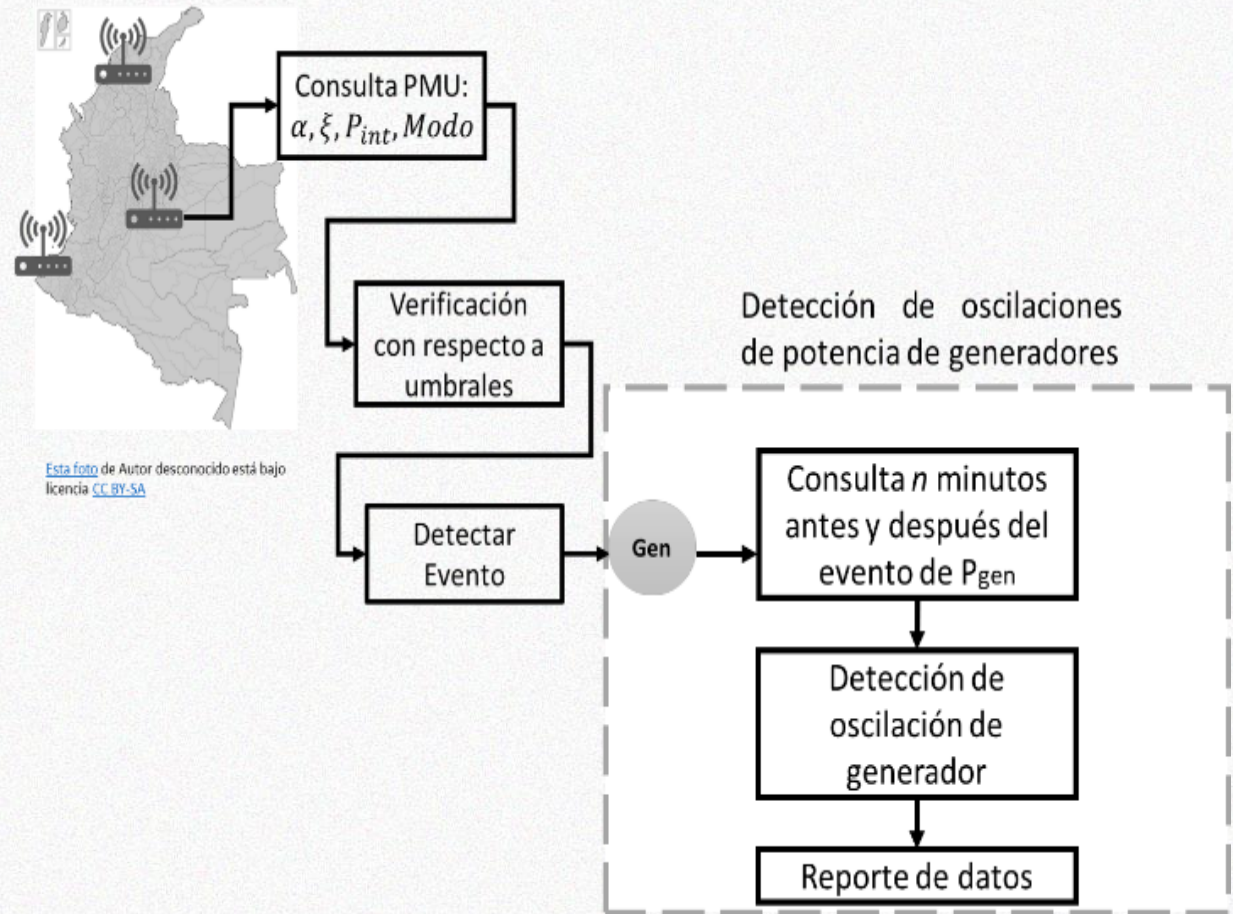


Metodología

CREG 025 de 1995
numeral 5.3

Acuerdo CNO 1457

“XM hará el seguimiento semestral al ajuste y al desempeño dinámico del SIN. Con respecto al seguimiento, se evaluará en forma conjunta con el agente el desempeño del PSS de las unidades que participen en oscilaciones que se presenten en el sistema con una amplitud mayor a 60 mHz y un amortiguamiento menor al 3% (oscilación vista en la frecuencia) y cuando en una unidad se identifique una oscilación con una amplitud pico mayor a 3 MW con respecto a la referencia de potencia del generador, en un lapso igual o superior a 120 s.”



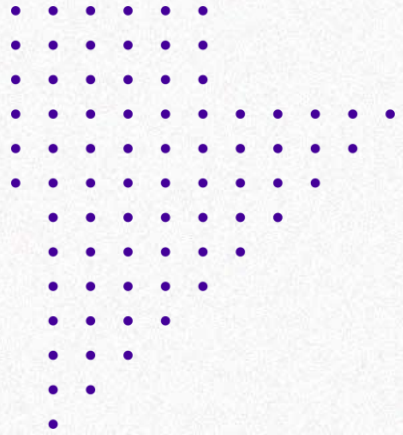


Indicador propuesto (2023): Seguimiento oscilaciones baja frecuencia

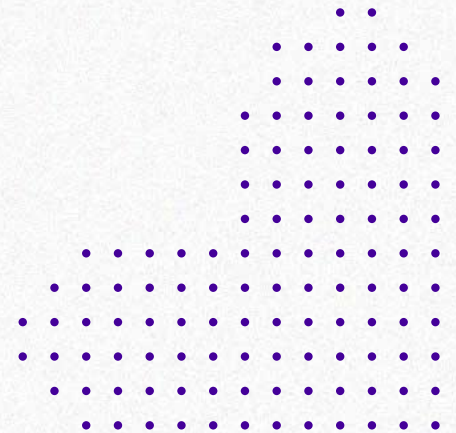
Definición: Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).



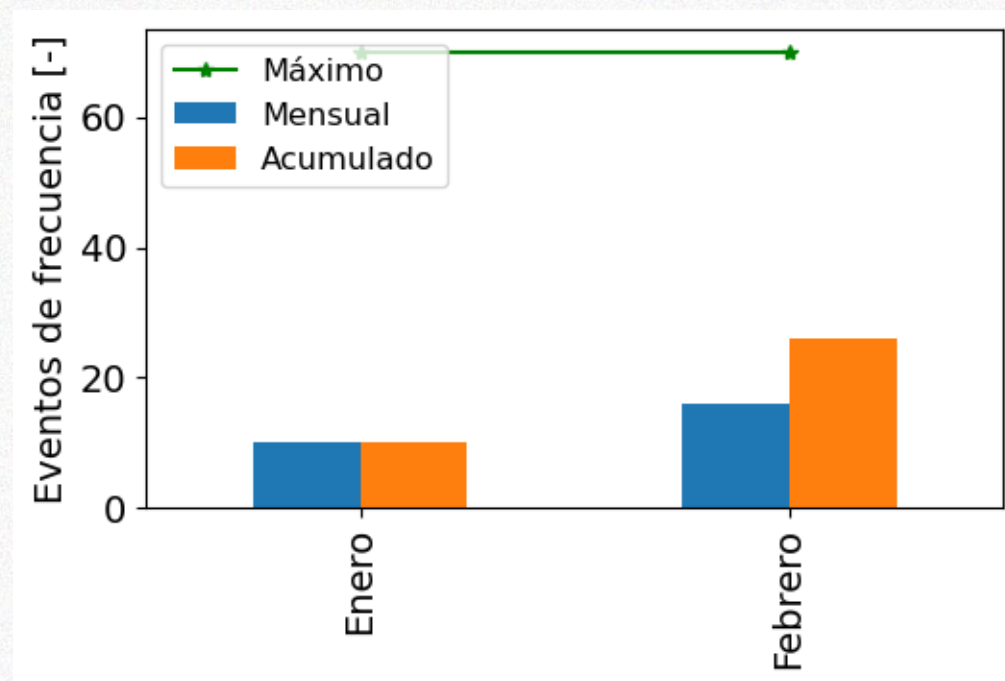
El CO recomendó incluir este indicador en pruebas para 2023 y hacer seguimiento mensual dentro de los indicadores de operación



Indicadores de operación



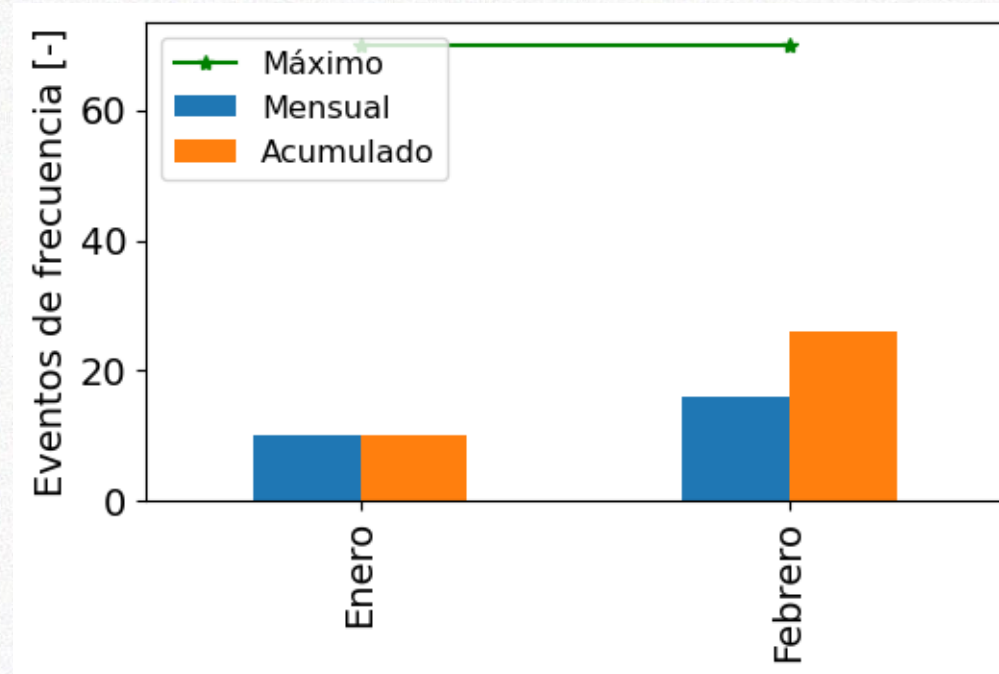
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Febrero de 2023 se presentaron 16 eventos de frecuencia transitoria en el sistema de los cuales 13 corresponden a salidas de unidades de Ituango.

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-02-25 15:42	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 272 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,66 Hz.	No
2023-02-19 15:58	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,68 Hz.	No
2023-02-25 14:27	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 271 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,68 Hz.	No
2023-02-17 20:33	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la planta de generación ITUANGO 1 con 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,69 Hz.	No
2023-02-04 14:15	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 1 de Ituango con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,705 Hz.	No

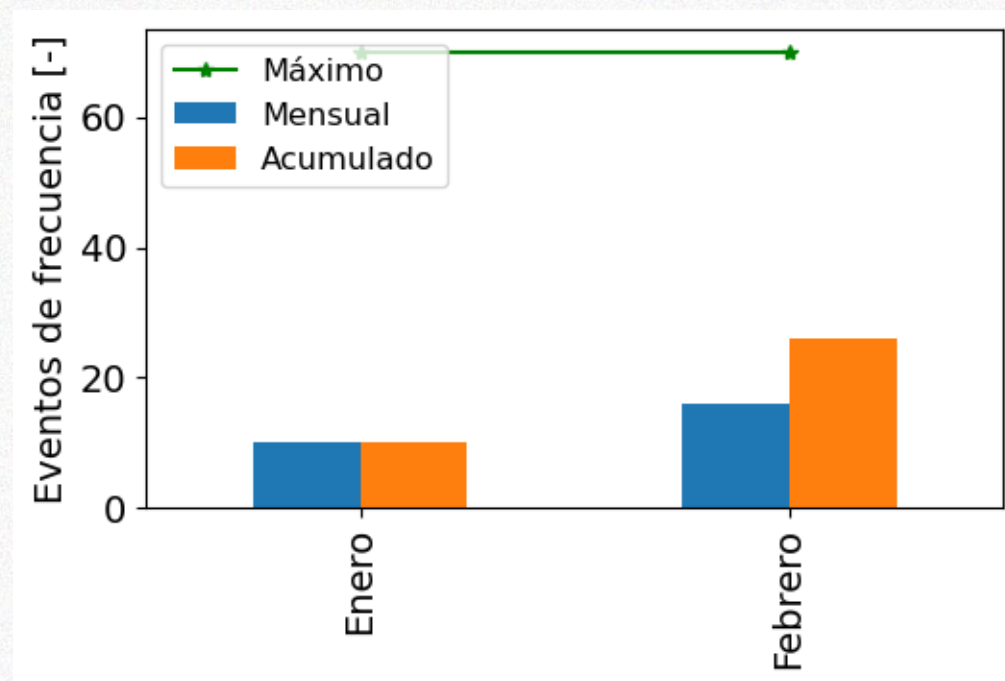
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Febrero de 2023 se presentaron 16 eventos de frecuencia transitoria en el sistema de los cuales 13 corresponden a salidas de unidades de Ituango.

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-02-20 12:10	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No
2023-02-22 05:49	4.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 267 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7177 Hz.	No
2023-02-22 16:34	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,716 Hz.	No
2023-02-28 11:26	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de SOGAMOSO con aproximadamente 272 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,717 Hz.	No
2023-02-07 02:10	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de ITUANGO con 270 MW. La frecuencia alcanza un mínimo de 59,73 Hz.	No
2023-02-21 17:50	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,725 Hz.	No

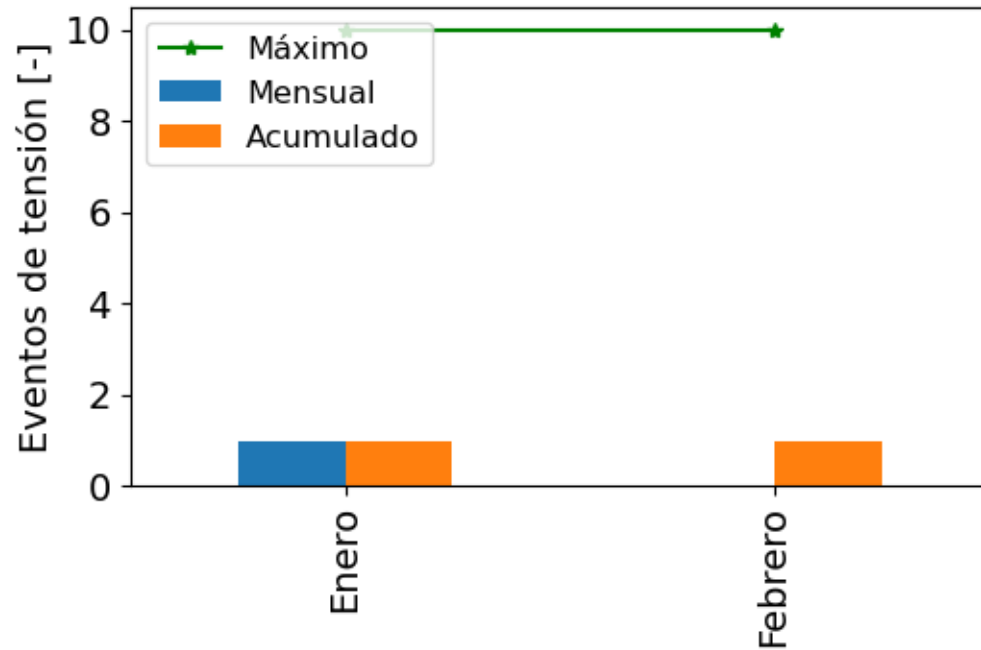
Eventos Transitorios de Frecuencia



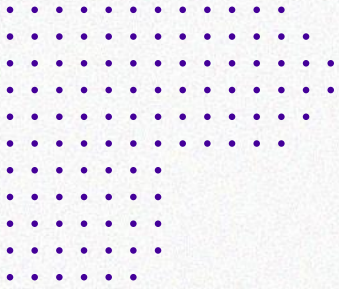
Durante el mes de Febrero de 2023 se presentaron 16 eventos de frecuencia transitoria en el sistema de los cuales 13 corresponden a salidas de unidades de Ituango.

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-02-22 21:56	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,729 Hz.	No
2023-02-21 12:59	1.0	59.7	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,743 Hz.	No
2023-02-09 22:28	3.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la planta de generación GECELCA 32 con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7553 Hz.	No
2023-02-02 09:20	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de Ituango con aproximadamente 220 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,79 Hz.	No
2023-02-25 23:04	1.0	60.4	Se presentaron oscilaciones de frecuencia entre las 23:04 y 23:10 horas. La frecuencia alcanza un valor máximo de 60.43 Hz y un valor mínimo de 59.77 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango

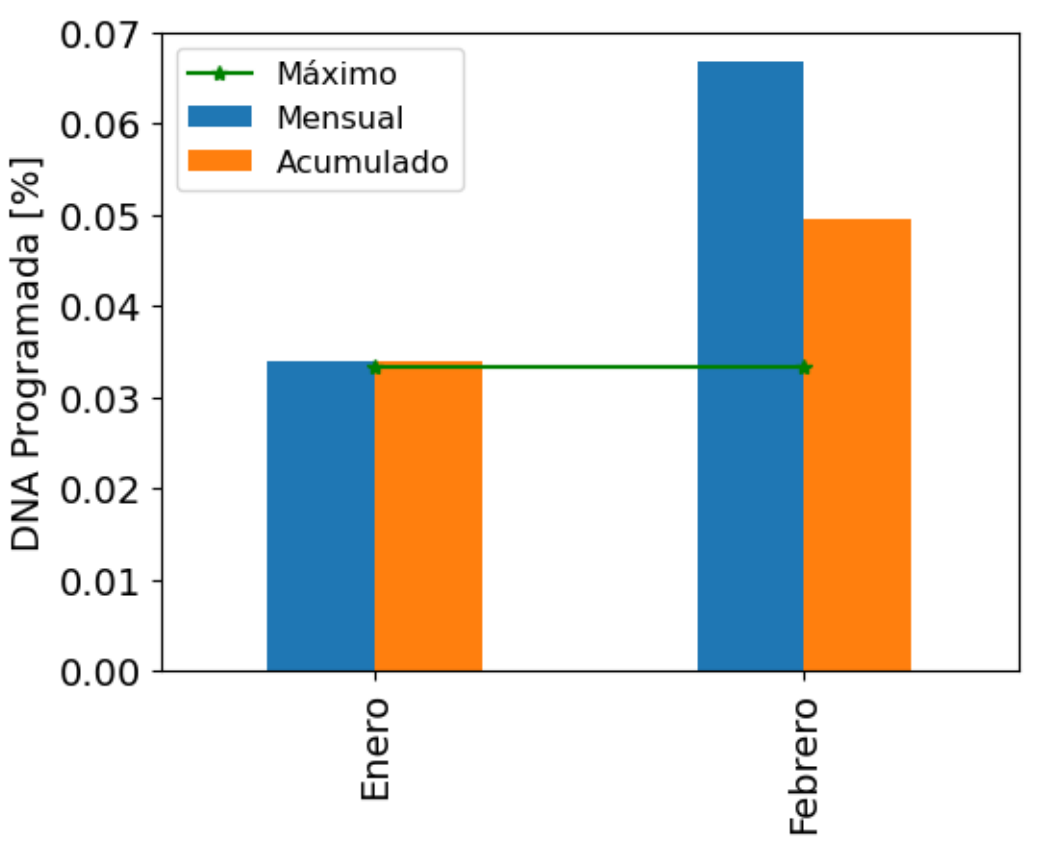


Durante el mes de Febrero de 2023 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

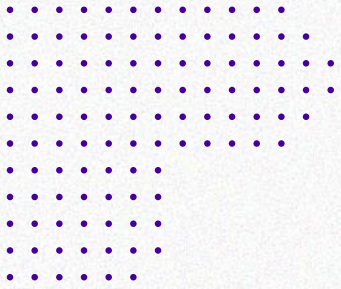


DNA Programada

Por causas programadas se dejaron de atender 3.783 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

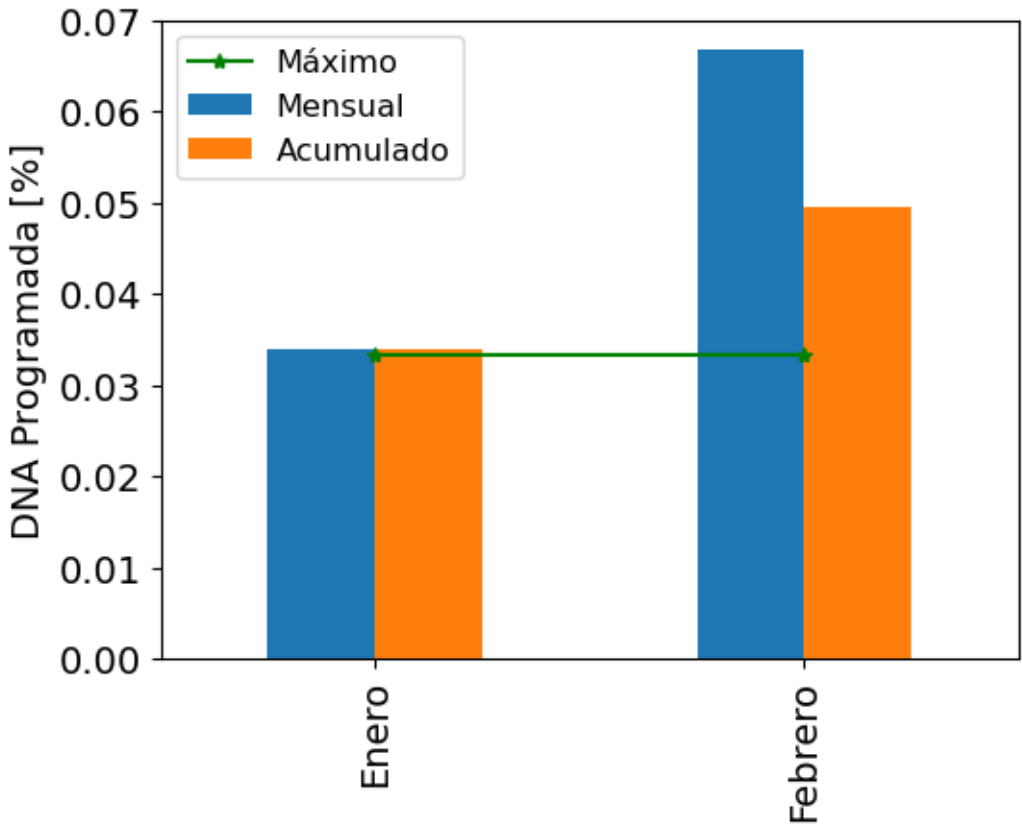


FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-19 06:25	886.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0221241, C0221243, C0221246, C0221249, C0221252, C0221253, C0221257, C0221327, C0221328, C0222659 y C0222660 de los activos BT EL COPEY 1 100 MVA 34.5 kV, BT EL COPEY 5 100 MVA 34.5 KV, EL COPEY 1 100 MVA 220/110/34.5 kV, BT EL COPEY 15 100 MVA 220 kV, BAHIA TRANSFERENCIA 1 EL COPEY 230 KV, BL1 EL COPEY A VALLEDUPAR 220 kV, BL1 EL COPEY A FUNDACION 220 kV, BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, BARRA EL COPEY 220 KV, EL PASO - EL COPEY 1 110 kV y EL PASO - EL BANCO 1 110 kV, respectivamente.
2023-02-19 07:00	543.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216106, C0216853, C0222897, C0223233 y C0223408 de los activos MOCOYA (JUNIN) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV, ALTAMIRA BAHIA REACTOR DE BARRA 1 25 MVAR 230 kV, ALTAMIRA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV, CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV y BT MOCOYA (JUNIN) 1 50 MVA 115 kV, respectivamente.
2023-02-26 05:00	327.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222658 del activo TERNERA - VILLA ESTRELLA 1 66 kV.

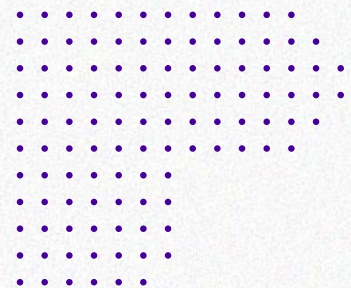


DNA Programada

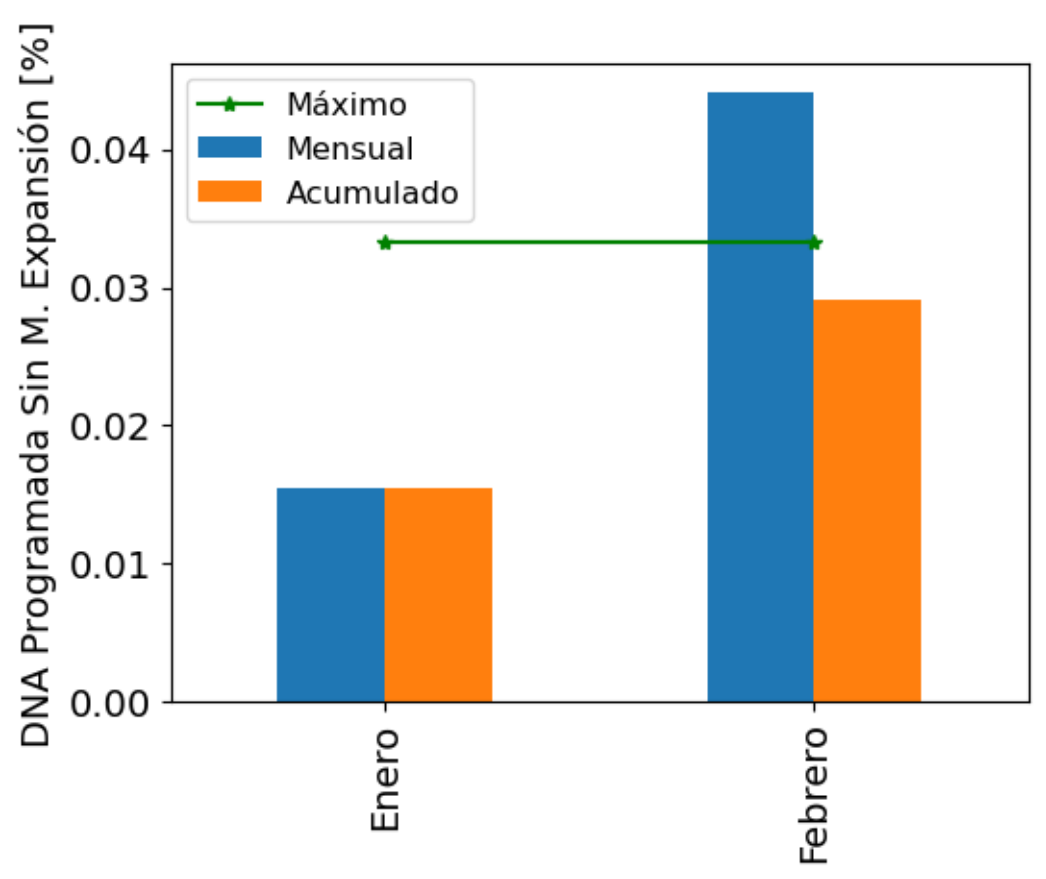
Por causas programadas se dejaron de atender 3.783 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-21 06:55	311.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213421, C0223128, C0213731, C0213732, C0213422, C0213733, C0213730 y C0213423 de los activos BL1 URABA A URRRA 230 kV, BARRA URABA 110 kV, MODULO URABA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV, BT URABA 1 150 MVA 230 kV, BL1 URABA A MONTERIA (ISA) 230 KV, BAHIA DE TRANSFERENCIA 1 URABA 230 KV, BARRA URABA 230 KV y BT URABA 2 150 MVA 220 KV respectivamente
2023-02-05 07:10	233.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206532 y C0204824 de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BL1 TEBSA A UNION (ATLANTICO) 110 kV, respectivamente.
2023-02-14 07:01	220.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222387 del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.
2023-02-05 07:03	190.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0220912, C0220921, C0220923 y C0220928 de los activos BL1 SIERRA FLOR A BOSTON 110 kV, BL1 SIERRA FLOR A TOLUVIEJO 110 kV, BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV, respectivamente.

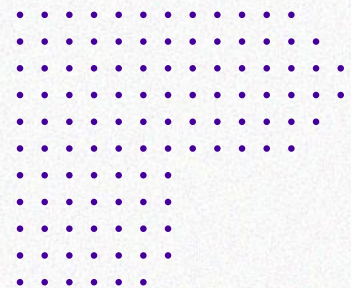


DNA Programada sin M. Expansión

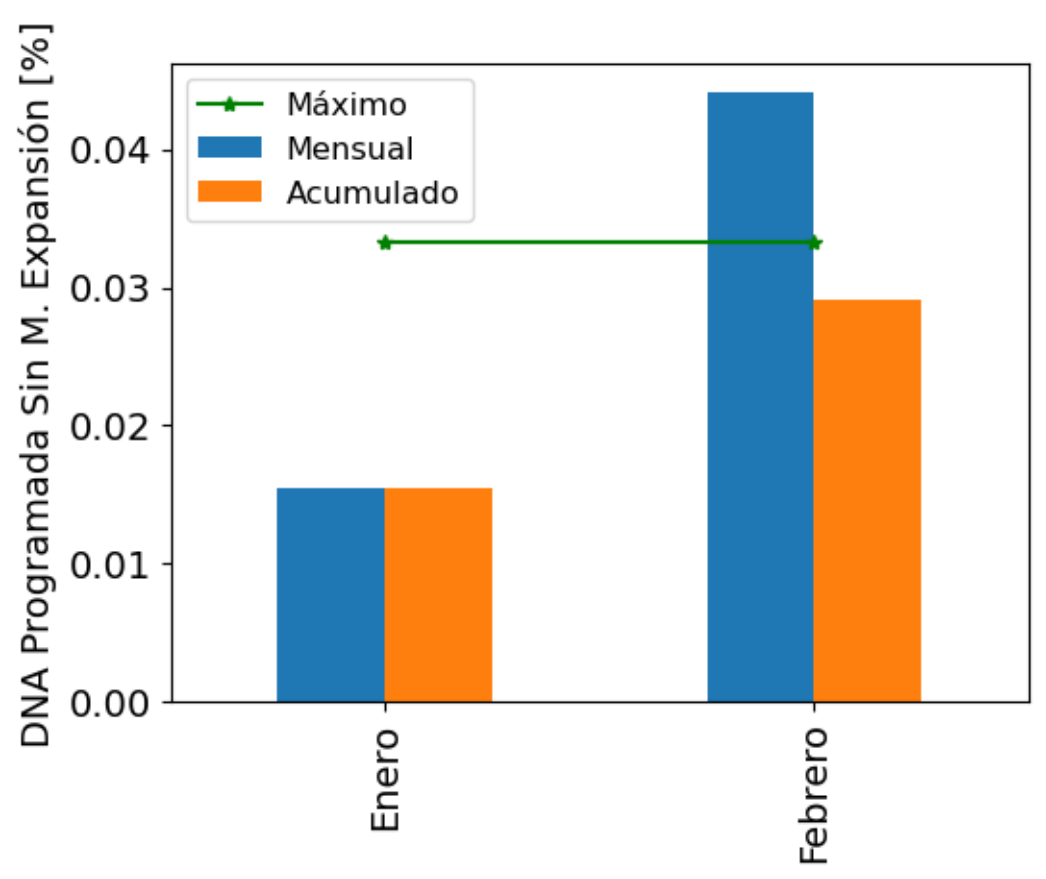


Por causas programadas se dejaron de atender 2.498 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-19 07:00	543.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216106, C0216853, C0222897, C0223233 y C0223408 de los activos MOCO A (JUNIN) - PUERTO CAICEDO 1 115 kV, ALTAMIRA BAHIA REACTOR DE BARRA 1 25 MVAR 230 kV, ALTAMIRA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV, CENTRO (FLORENCIA) - DONCELLO 1 115 kV y BT MOCO A (JUNIN) 1 50 MVA 115 kV, respectivamente.
2023-02-21 06:55	311.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0213421, C0223128, C0213731, C0213732, C0213422, C0213733, C0213730 y C0213423 de los activos BL1 URABA A URRA 230 kV, BARRA URABA 110 kV, MODULO URABA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV, BT URABA 1 150 MVA 230 kV, BL1 URABA A MONTERIA (ISA) 230 kV, BAHIA DE TRANSFERENCIA 1 URABA 230 kV, BARRA URABA 230 kV y BT URABA 2 150 MVA 220 kV respectivamente
2023-02-05 07:10	233.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206532 y C0204824 de los activos TEBSA - UNION (ATLANTICO) 1 110 kV y BL1 TEBSA A UNION (ATLANTICO) 110 kV, respectivamente.
2023-02-14 07:01	220.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222387 del activo MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV.

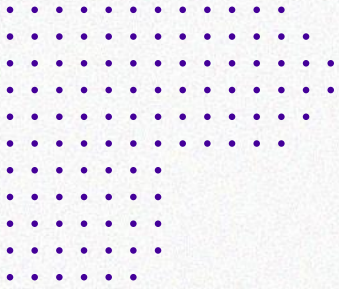


DNA Programada sin M. Expansión



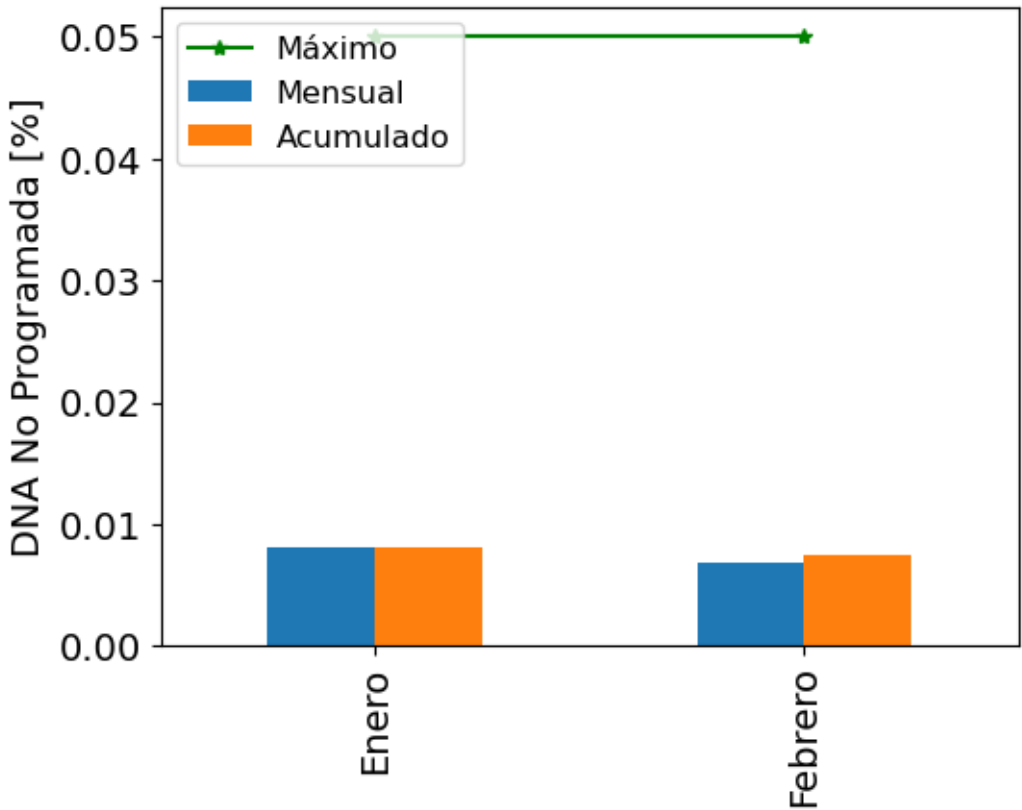
Por causas programadas se dejaron de atender 2.498 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-05 07:03	190.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0220912, C0220921, C0220923 y C0220928 de los activos BL1 SIERRA FLOR A BOSTON 110 kV, BL1 SIERRA FLOR A TOLUVIEJO 110 kV, BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-02-23 08:09	122.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223079 y C0223088 de los activos CERROMATOSO - PLANETA RICA 1 110 kV y PLANETA RICA 1 50 MVA 110/34.5/(13.8) kV, respectivamente.
2023-02-04 08:16	105.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0221348 del activo GRANADA - OCOA 1 115 kV.
2023-02-04 00:00	95.9	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial GUAPI 115 kV.
2023-02-02 00:00	95.9	Continua demanda no atendida por disparo del activo BL1 SAN BERNARDINO A GUAPI 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial GUAPI 115 kV.

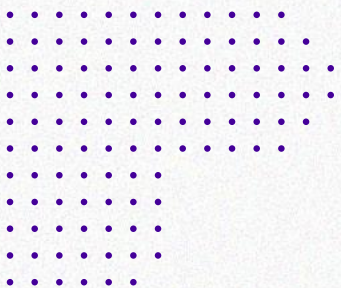


DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 0.385 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

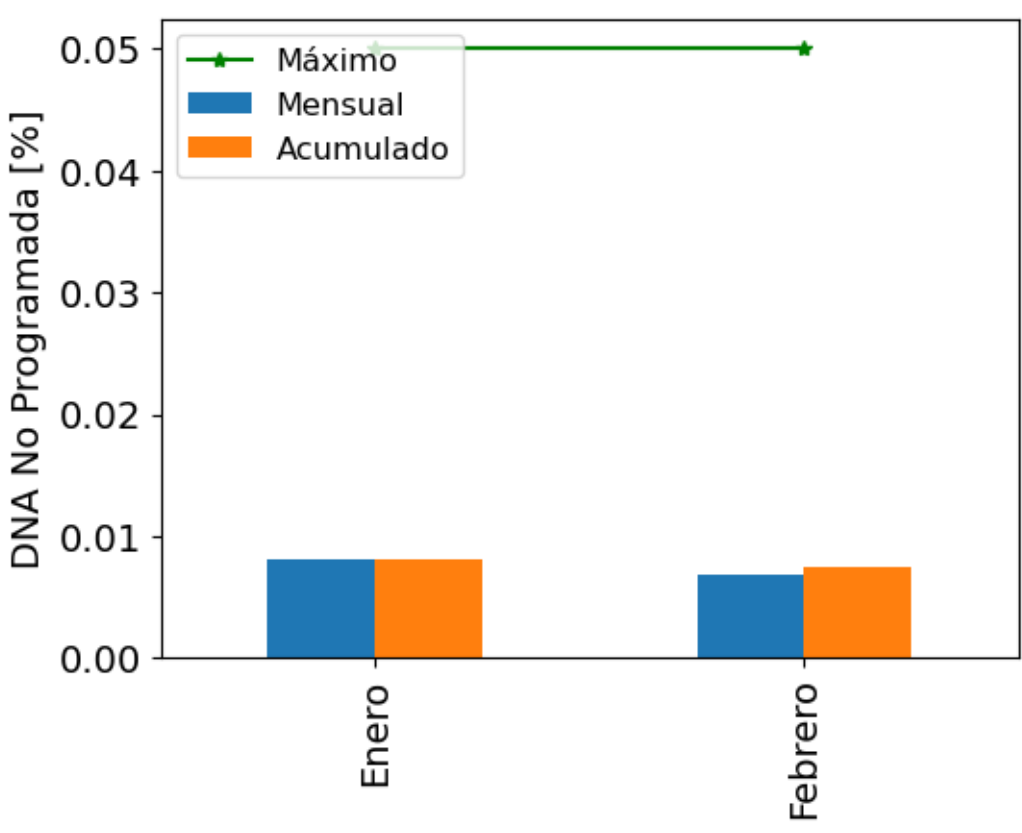


FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-16 02:12	162.6	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2023-02-08 14:35	27.6	Demanda no atendida por disparo del activo VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV.
2023-02-21 14:21	20.2	Demanda no atendida preventiva de acuerdo con la resolución CREG 224 de 2016 por seguridad de los cortes Chinú - Montería 1 220 / Chinú - Cerete 1 110 en ejecución de las consignaciones C0213421, C0213422, C0213423, C0213730, C0213731, C0213732, C0213733 y C0223128 en la Subestación Urabá 220 kV
2023-02-27 11:31	18.8	Demanda no atendida por disparo del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2023-02-23 21:18	17.5	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 EL COPEY A EL PASO 110 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales EL PASO 110 kV y EL BANCO 110 kV.
2023-02-01 18:35	15.8	Demanda no atendida por disparo de los activos, GUACHAL - TERMOYUMBO 2 115 kV, GUACHAL - TERMOYUMBO 1 115 kV. dejando sin tensión BARRA 2 y transformadores 1, 2 y 3 de subestación TERMOYUMBO 115KV.

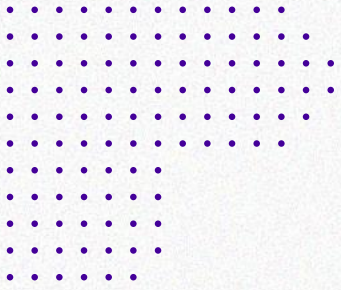


DNA No Programada

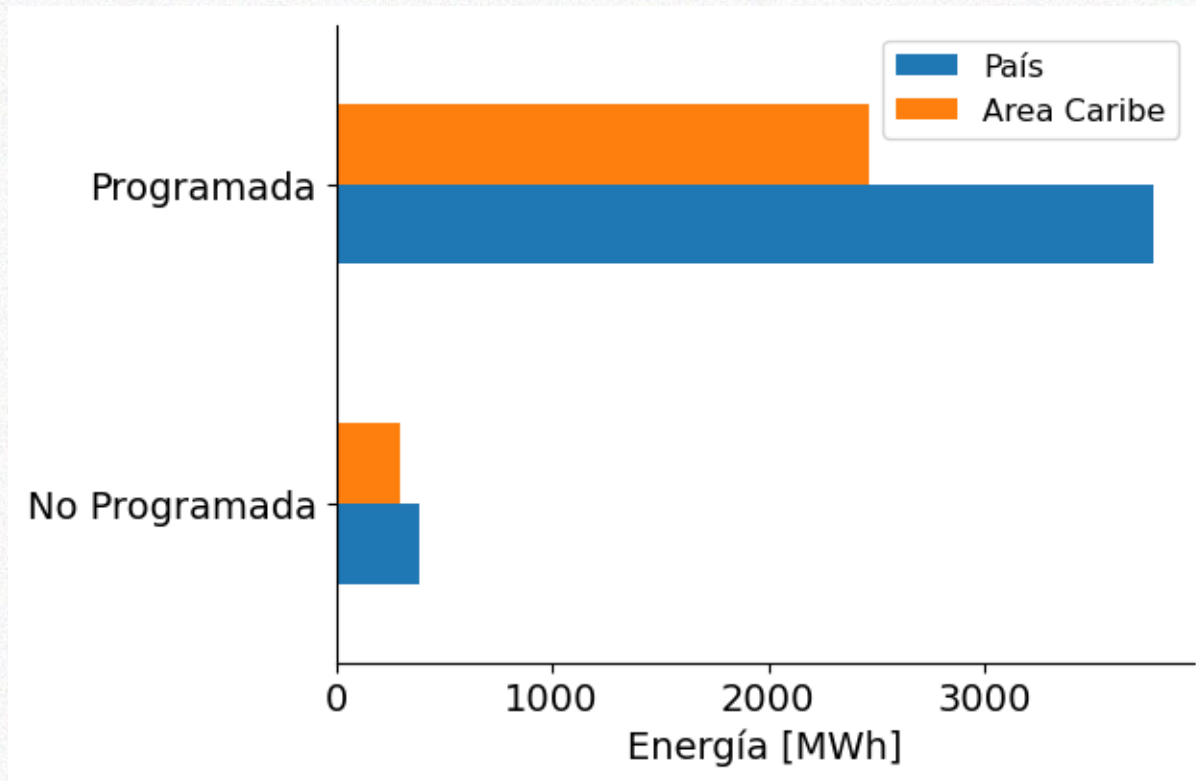
Por causas no programadas se dejaron de atender 0.385 GWh en el mes de Febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



FechaIni	Energia	Descripcion
2023-02-23 10:48	15.6	Demanda no atendida por disparo del activo LA YOPALOSA - YOPAL 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales LA YOPALOSA 115 kV, PAZ DE ARIPORO 115 kV, SAN LUIS DE PALENQUE 115 kV y SANTA ROSALIA 115 kV.
2023-02-07 06:57	15.4	Demanda no atendida por disparo de los activos BT TERNERA 2 150 MVA 220 kV, INTERRUPTOR 6100 TERNERA 66 kV, INTERRUPTOR 6200 TERNERA 66 kV y BT TERNERA 2 150 MVA 13.8 KV.
2023-02-05 20:00	13.9	Demanda no atendida por disparo del activo EL YARUMO - PUERTO CAICEDO 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial EL YARUMO 115 kV.
2023-02-07 10:40	11.8	Demanda no atendida por resolución CREG 224/2016 ante la indisponibilidad del activo BT TERNERA 2 150 MVA 220 kV (INTERRUPTOR 6100 TERNERA 66 kV y INTERRUPTOR 6200 TERNERA 66 kV) por recomendación eléctrica para aliviar el corte TERNERA 1 150 MVA 220/66/13.8 kV / MEMBRILLAL - PROELECTRICA 1 66 kV.
2023-02-19 12:25	11.1	Demanda no atendida preventiva de acuerdo con la resolución CREG 224 de 2016 asociada a la consignación C0199618 sobre el activo BOLIVAR - CARTAGENA 2 220 KV

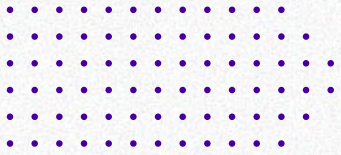


DNA Caribe vs. País



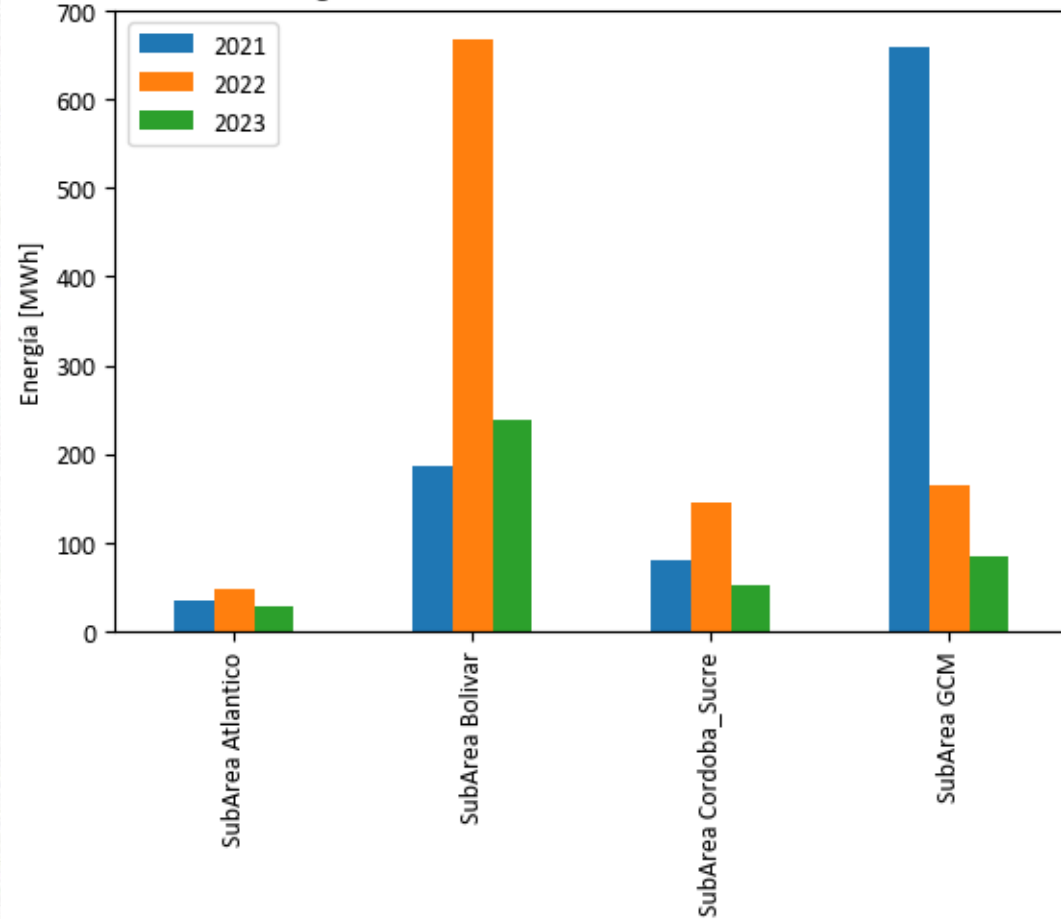
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.470 GWh, siendo un 65.29% de la demanda no atendida programada nacional (3.783 GWh) para el mes de Febrero.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.297 GWh, siendo un 77.18% de la demanda no atendida no programada nacional (0.385 GWh) para el mes de Febrero.

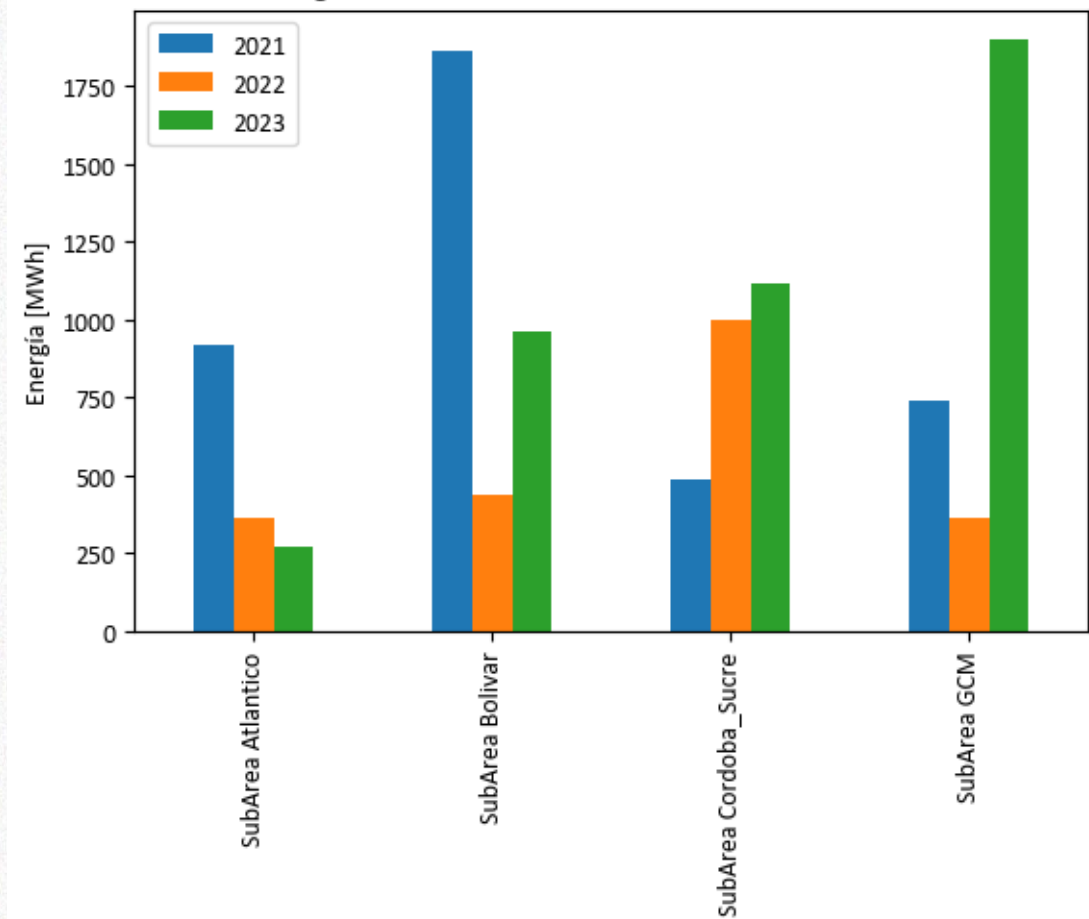


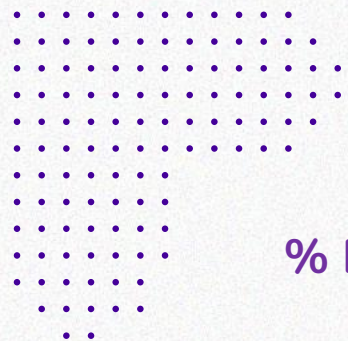
DNA Caribe

DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 28 de Febrero



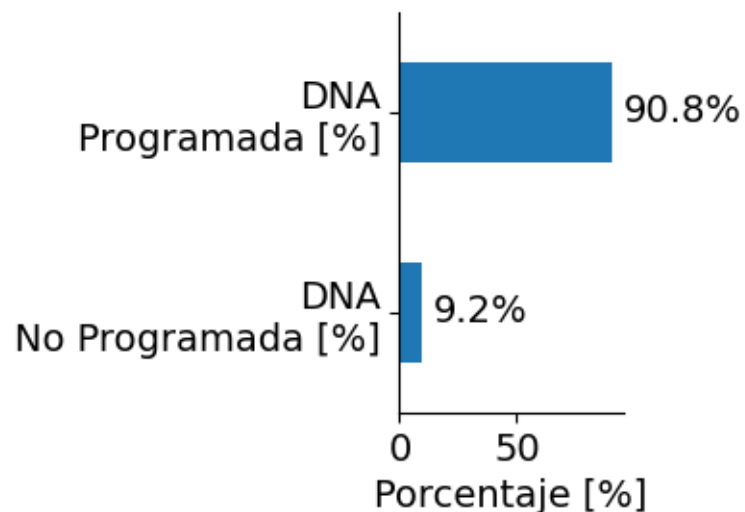
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 28 de Febrero





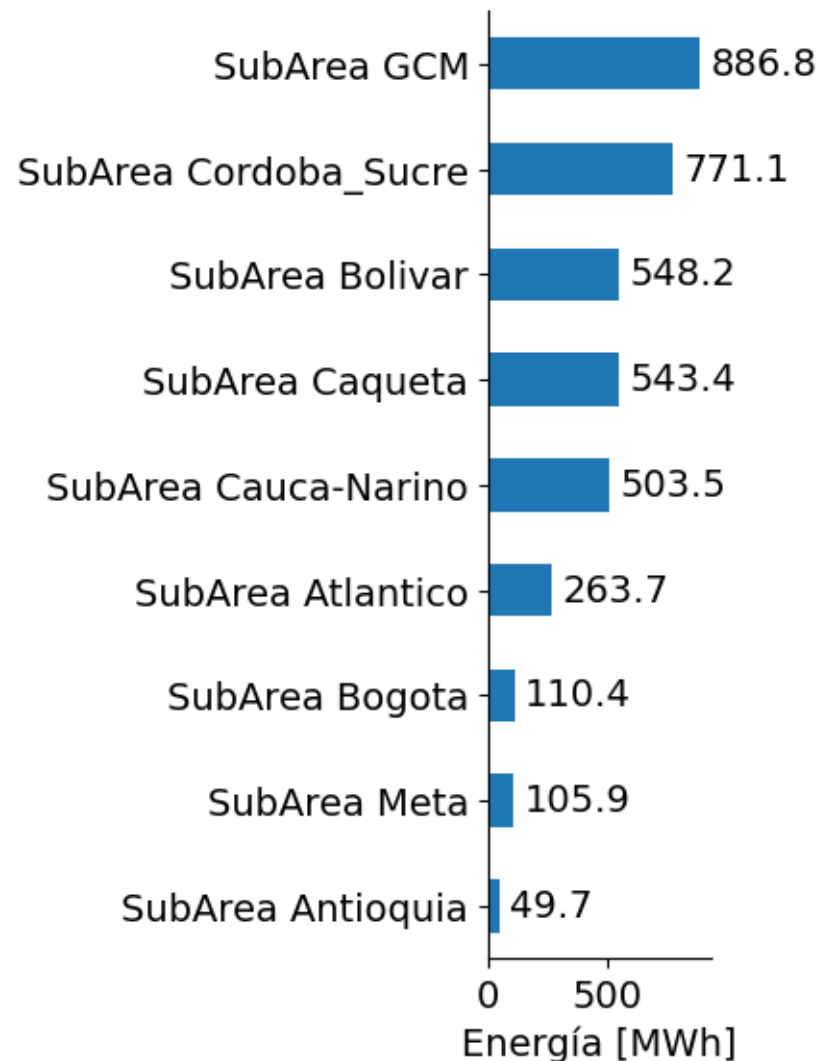
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

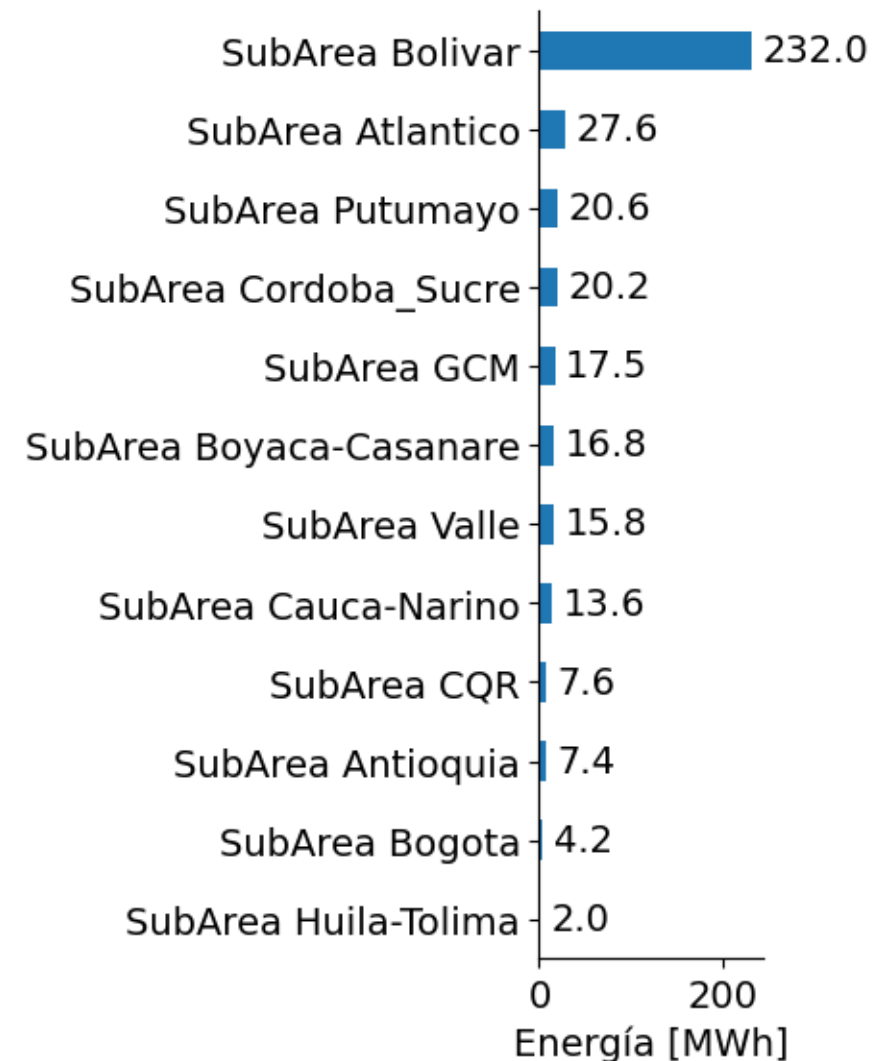


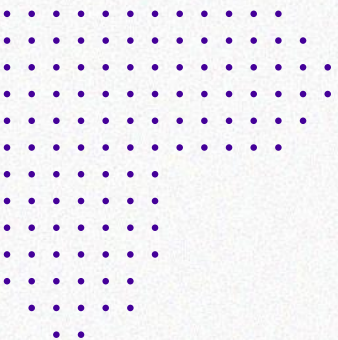
El total de demanda no atendida en Febrero fue 4.17 GWh

DNA
Programada



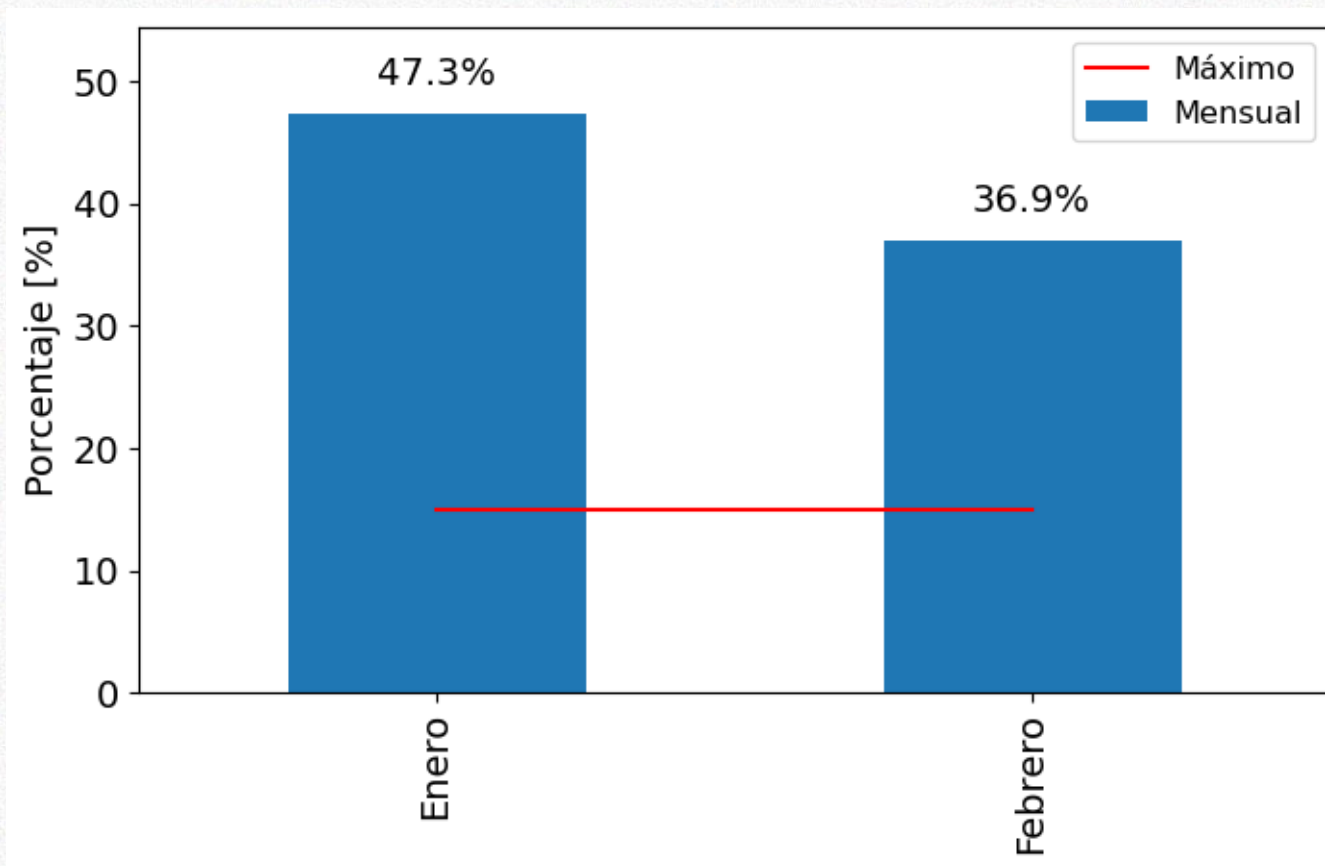
DNA No
Programada

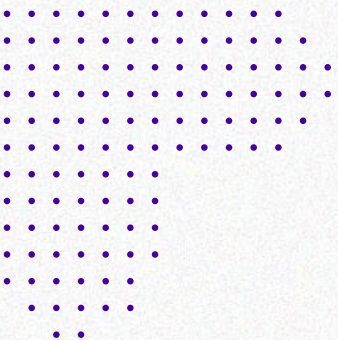




Desviación Plantas Menores

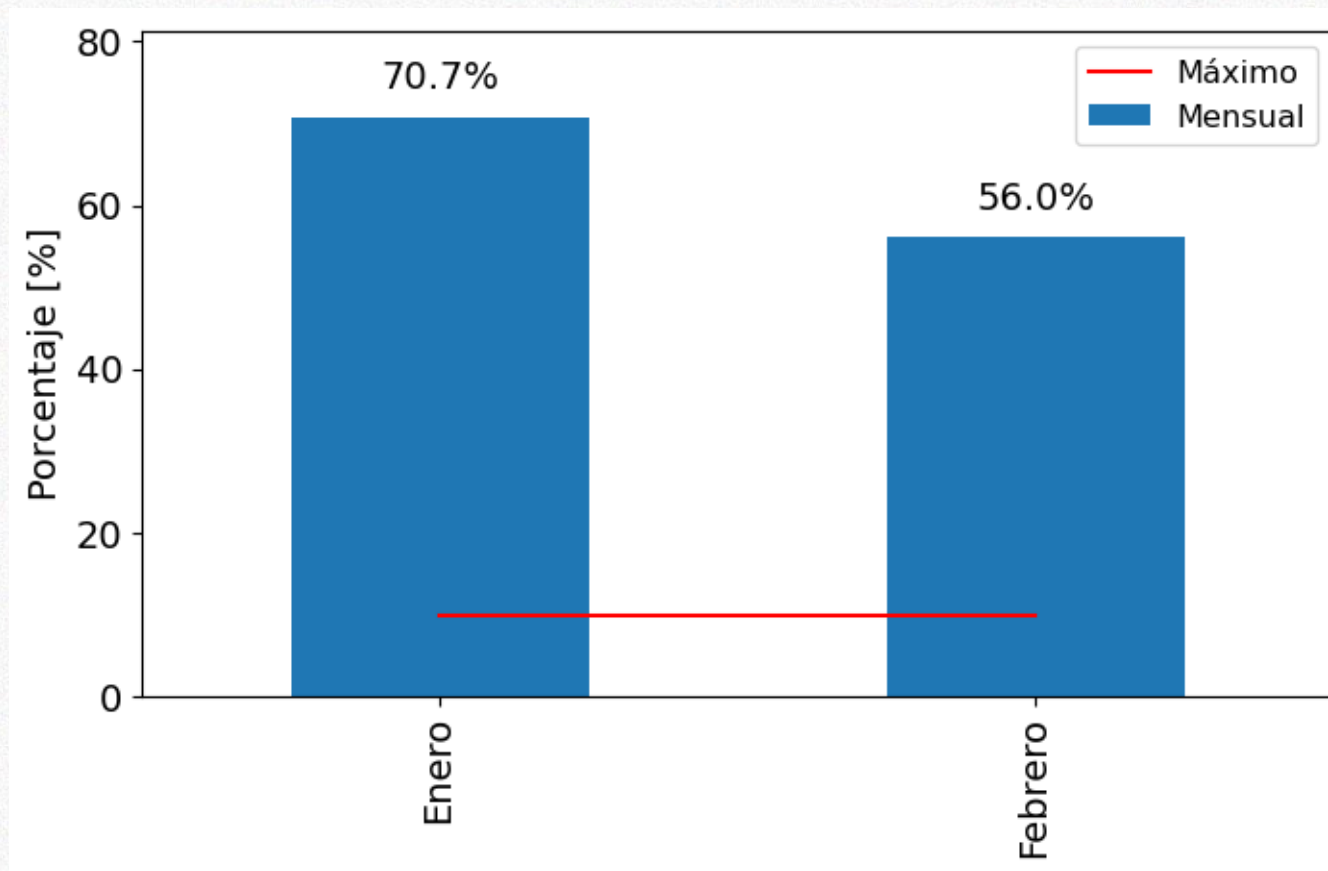
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
horas del mes con desviación mayor al 15%





Desviación Plantas Menores

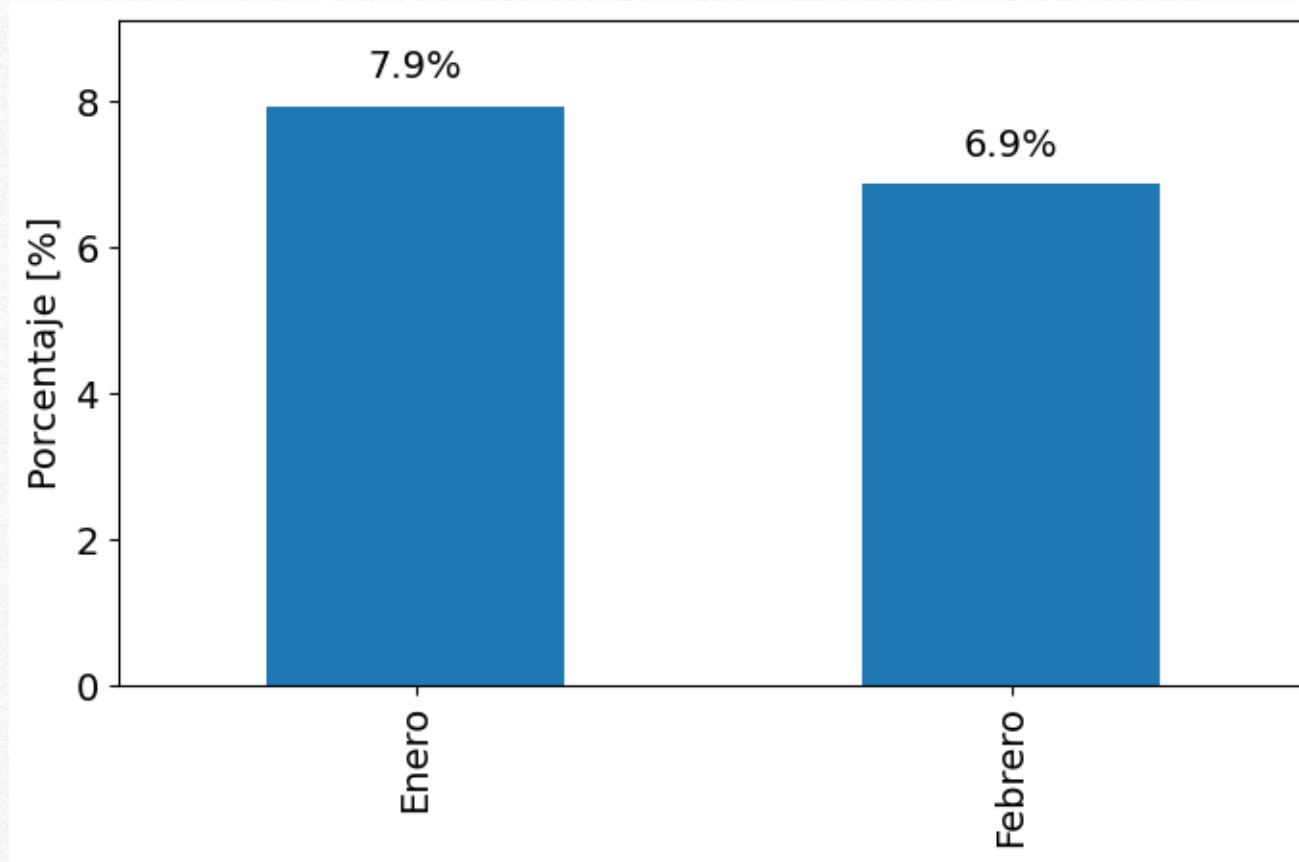
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
horas del mes con desviación mayor al 10%



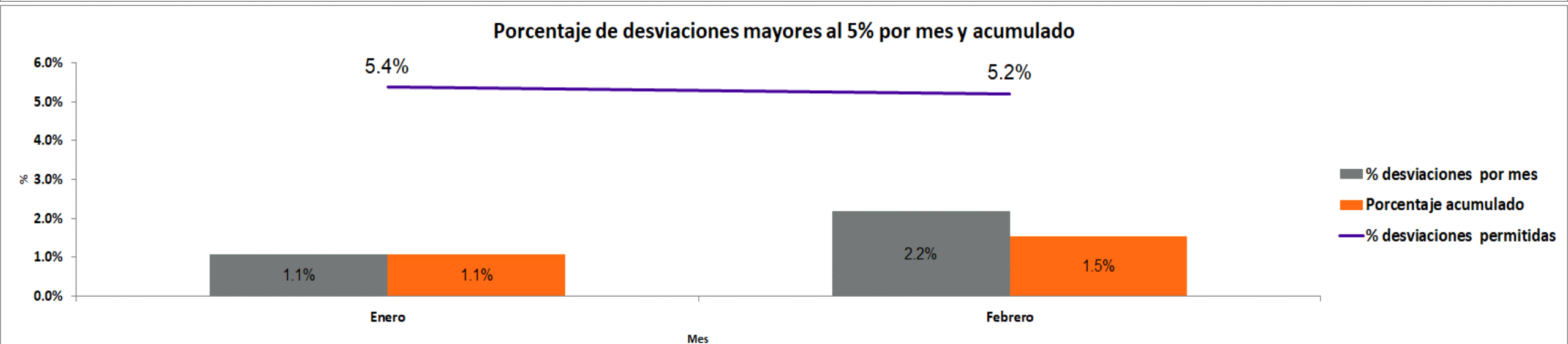
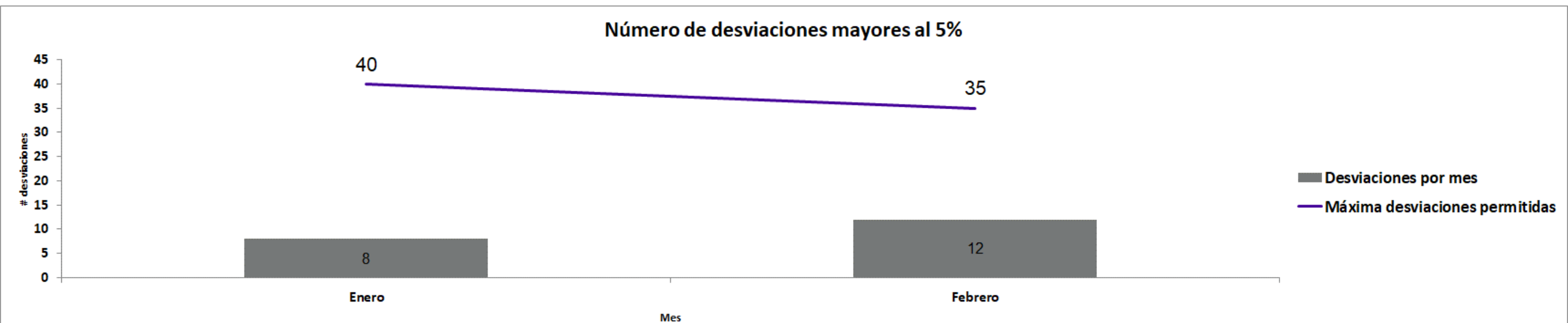


Participación PNDC en la generación total del SIN

Participación PNDC en la generación total del SIN



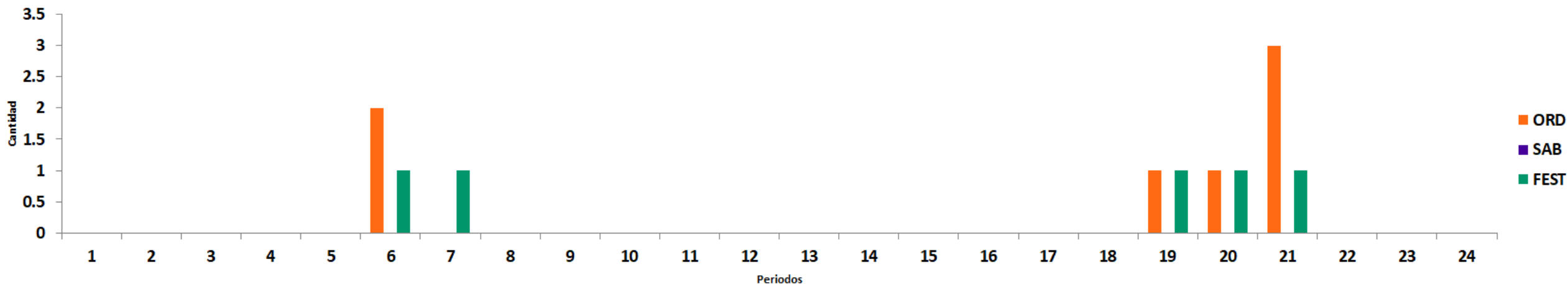
Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2023



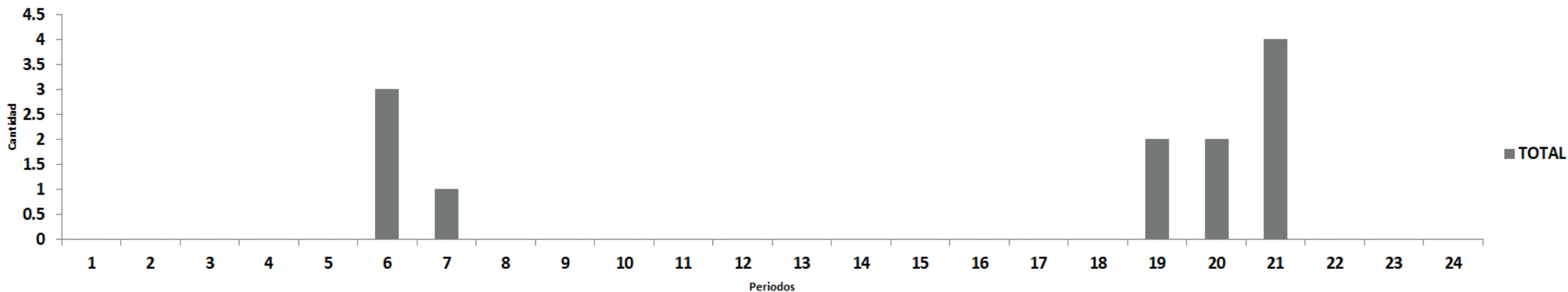
*Información actualizada el 27 de febrero de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial febrero 2023

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

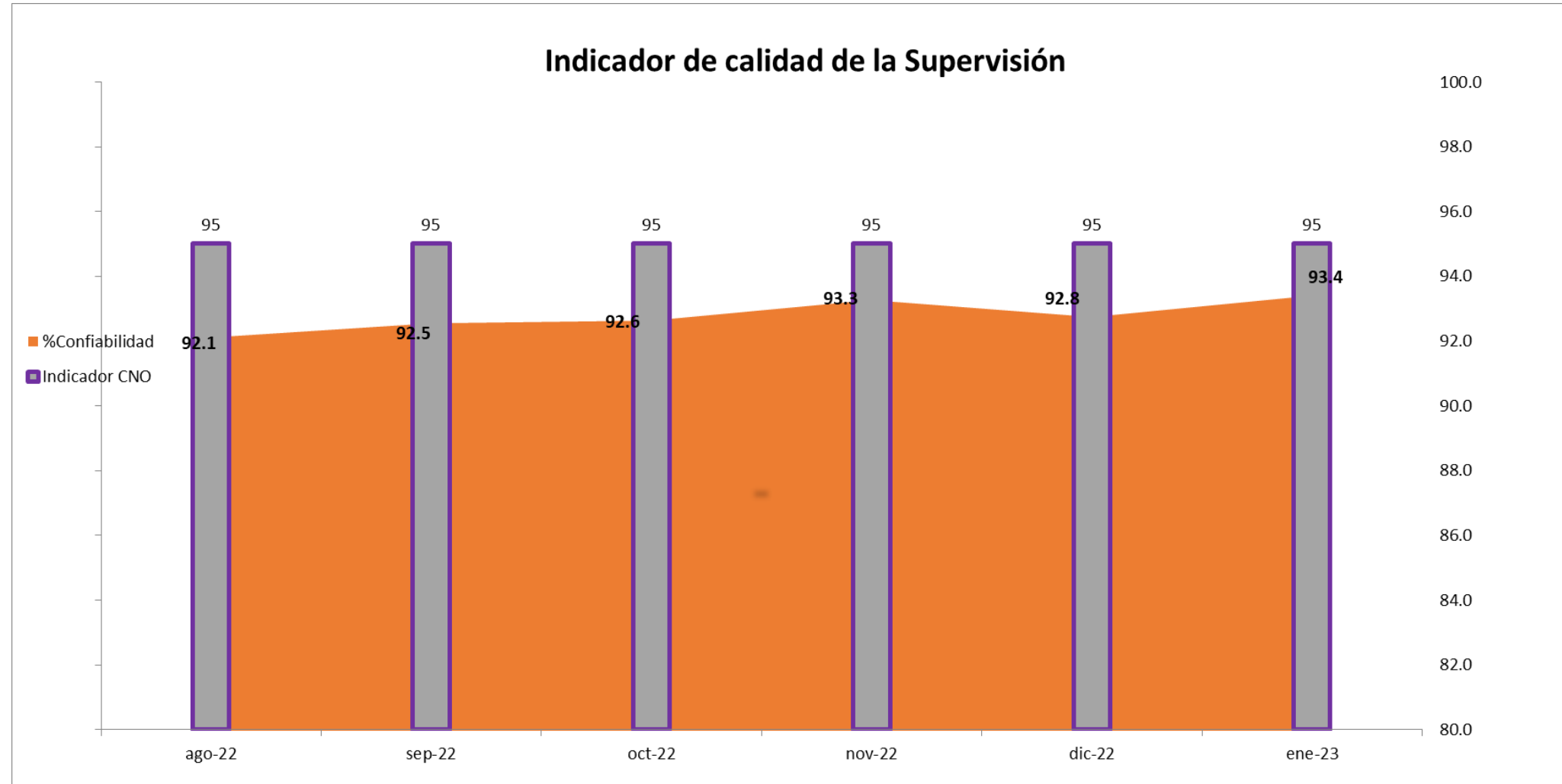


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN

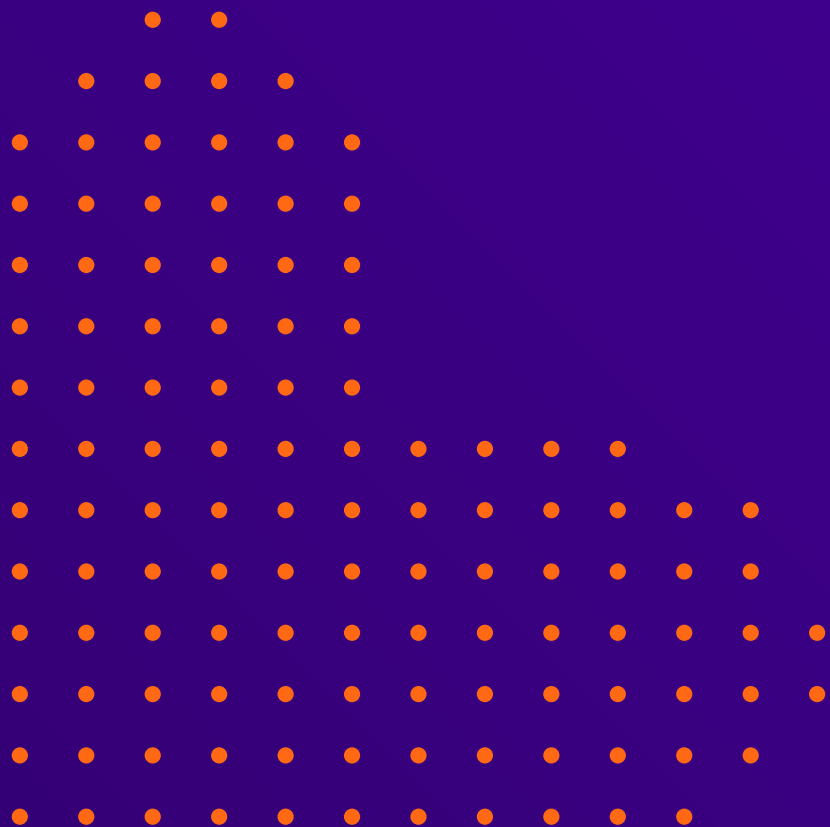


*Información actualizada el 27 de febrero de 2023

Indicador de calidad de la supervisión



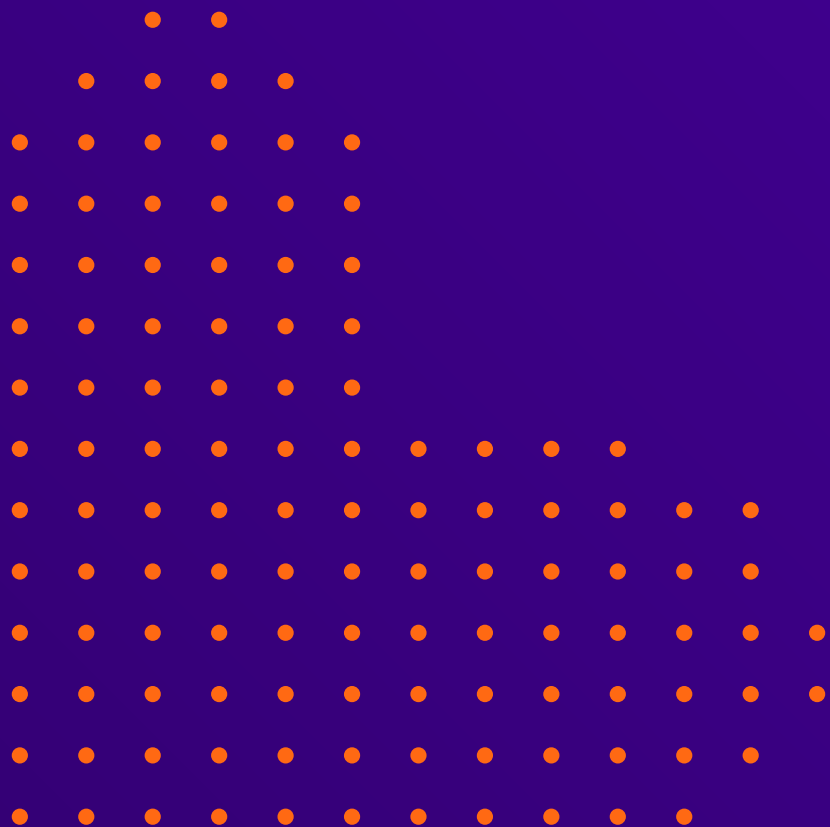
*Información correspondiente al indicador del mes de enero de 2023



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión



Anexos



Sumamos energía,
sumamos pasión

Demanda de energía Regulada y No Regulada

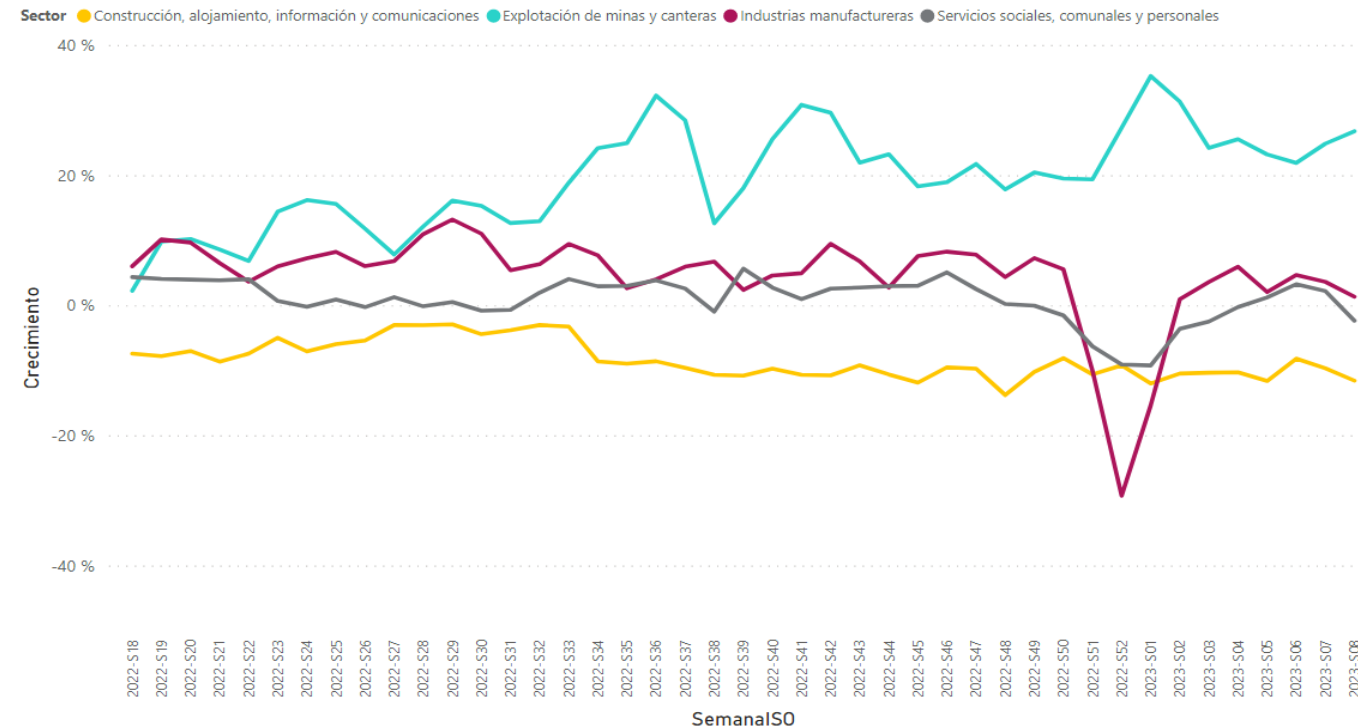


Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2022-02	Demanda [GWh] 2023-02	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	1910.25	1691.54	2.94%	33.14%
Regulado	3936.48	3412.37	0.86%	66.86%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2022-02	Demanda [GWh] 2023-02	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	479.75	483.46	17.6%	28.58%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	69.15	64.5	8.18%	3.81%
Transporte y almacenamiento	39.56	35.76	5.15%	2.11%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	102.9	91.35	2.99%	5.4%
Servicios sociales, comunales y personales	131.09	113.73	0.71%	6.72%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	32.07	27.38	-0.4%	1.62%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	101.71	85.37	-2.36%	5.05%
Industrias manufactureras	828.72	689.15	-3.63%	40.74%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	125.3	100.84	-6.17%	5.96%

Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas*

Evolución actividades económicas - Semanal



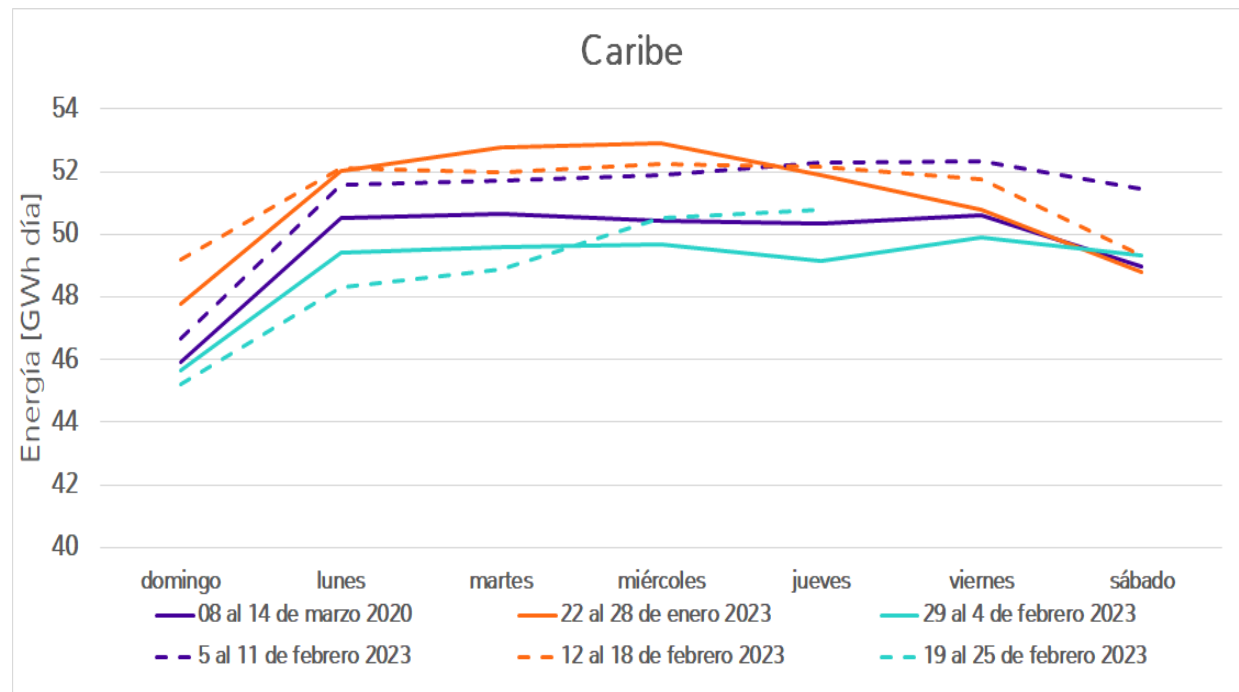
La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 23 de febrero de 2023 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

Para la **semana del 13 al 19 de febrero de 2023 (2023-S07)** 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 3.61% y 24.84% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han recuperado con un crecimiento de 2.19% para esta semana y las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -9.67% respectivamente para esta misma semana.

*Información hasta el 27 de febrero de 2023

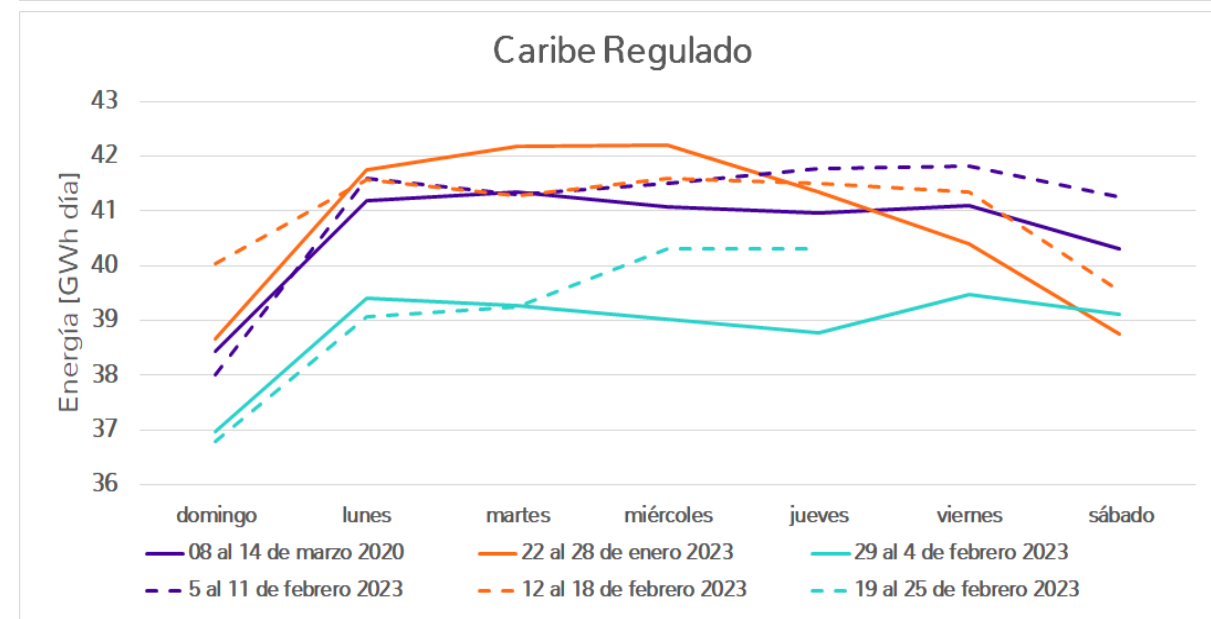
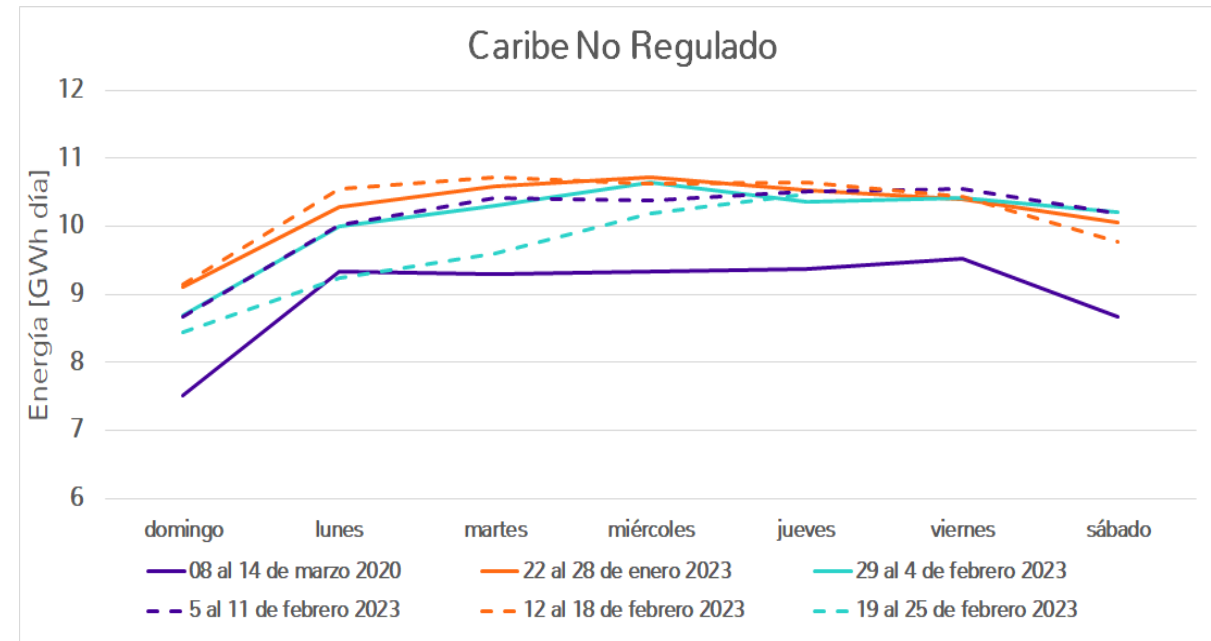
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo de día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Caribe*



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

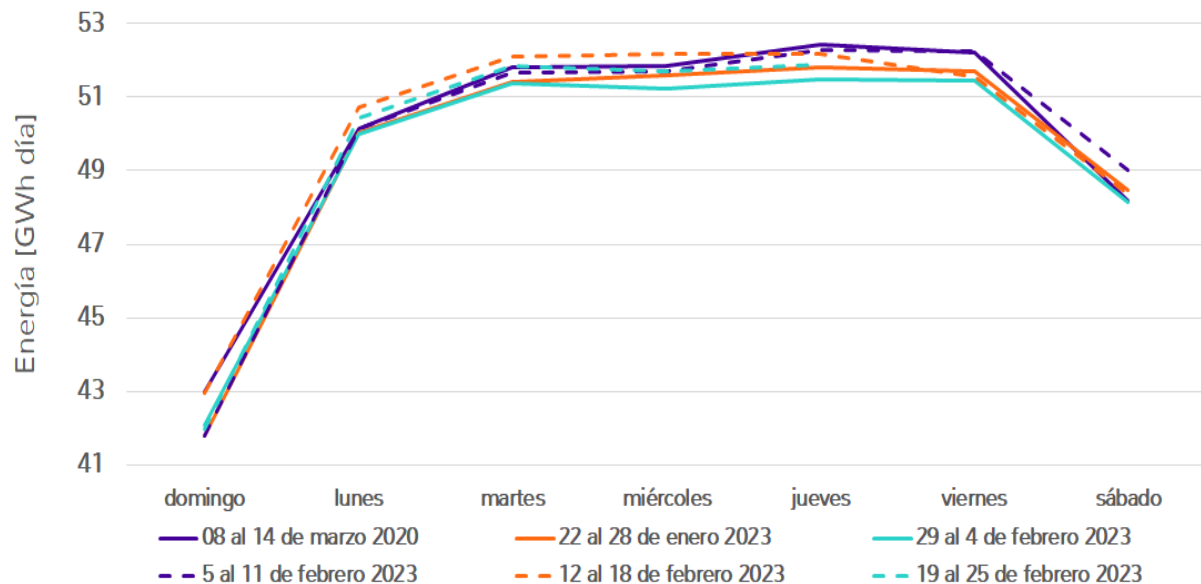
Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 3.3% para la semana del 12 al 18 de febrero de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



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

Cundinamarca y Meta*

Cundinamarca y meta

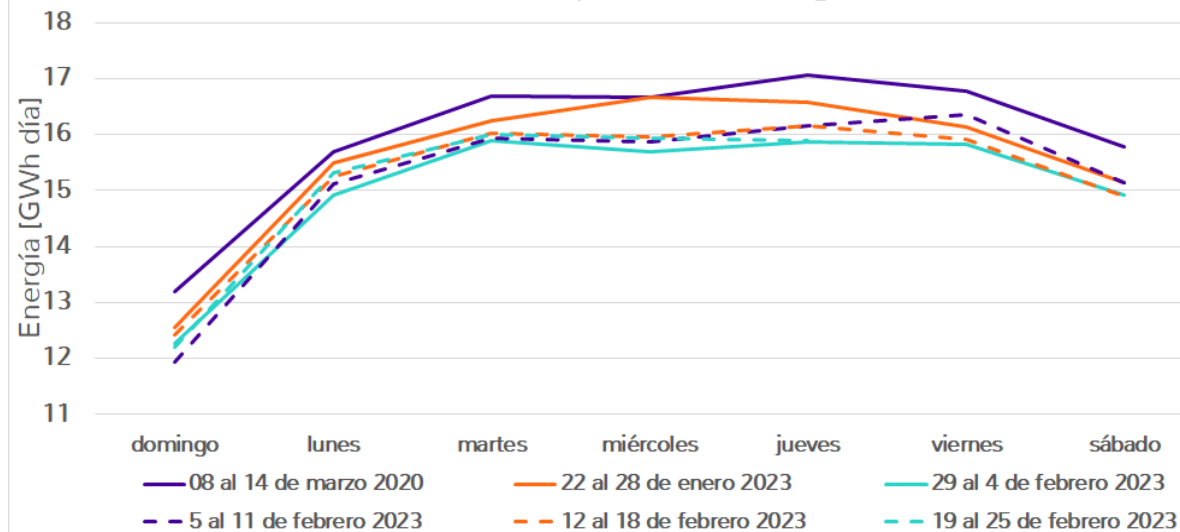


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

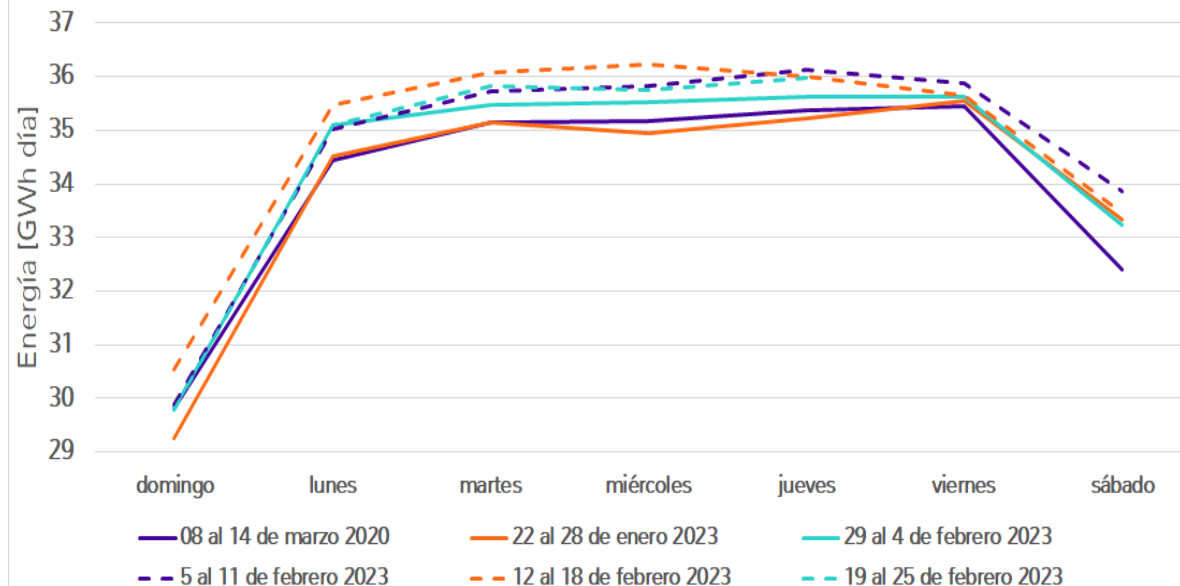
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.1% para la semana del 12 al 18 de febrero de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

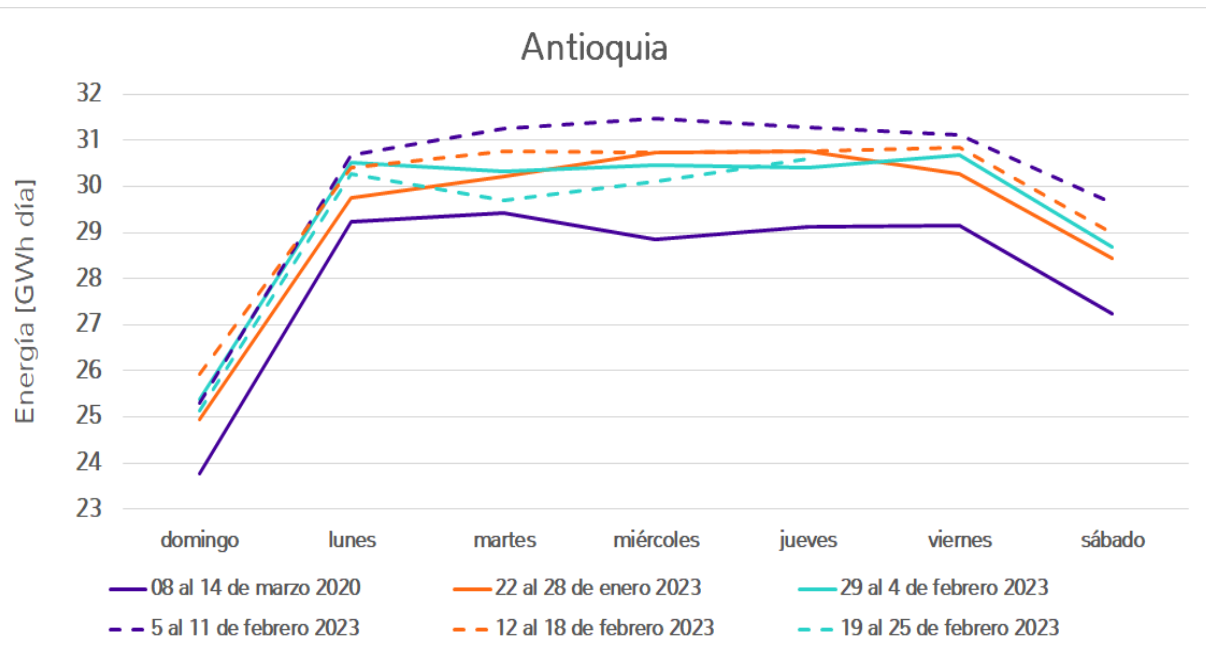
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

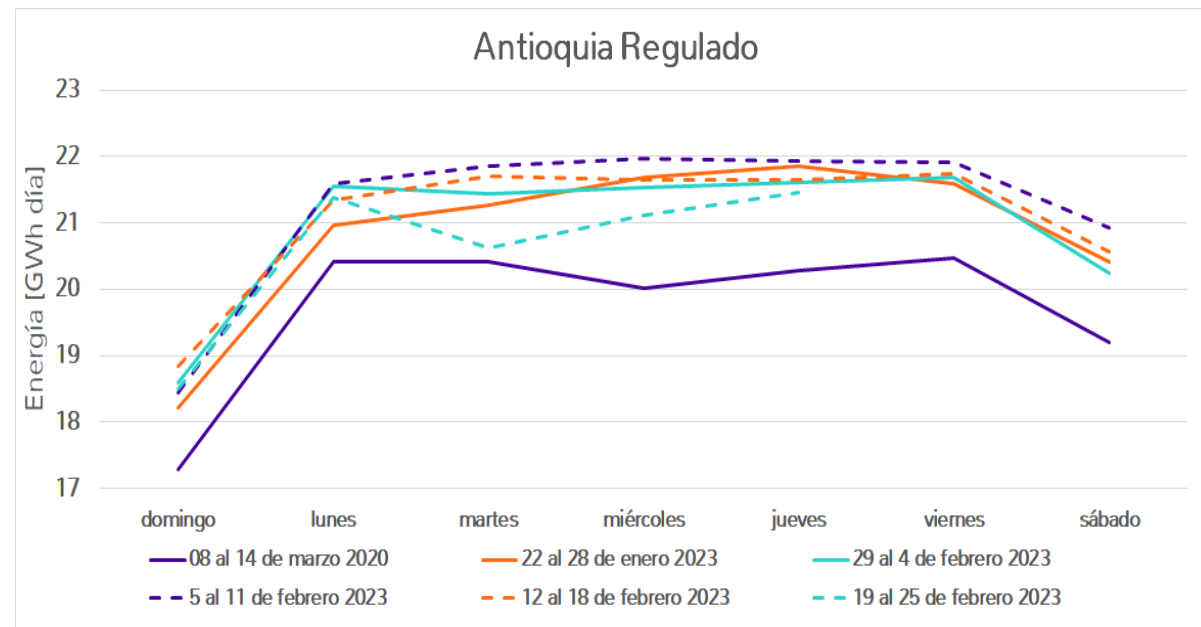
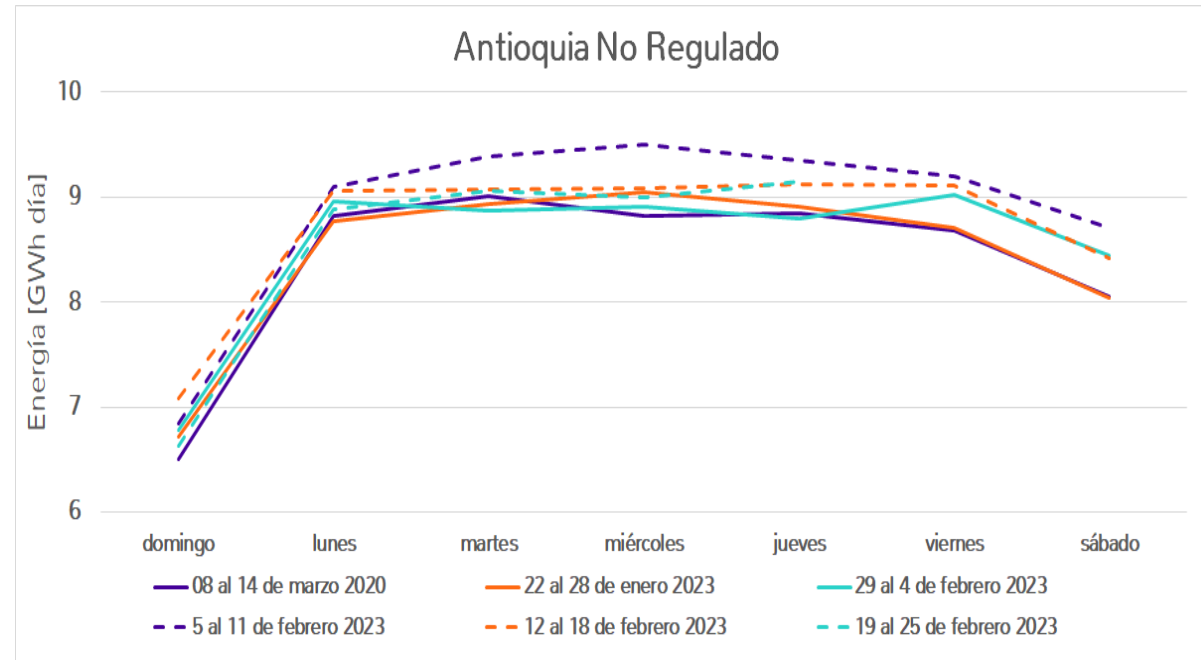


Antioquia*

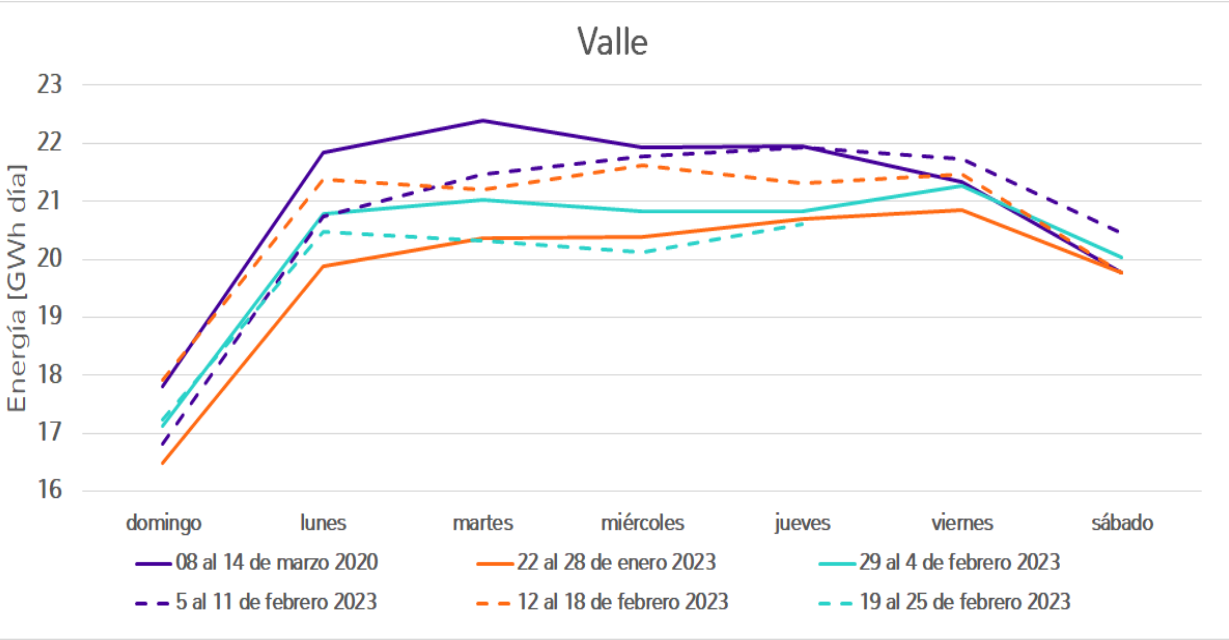


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 6.0% para la semana del 12 al 18 de febrero de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

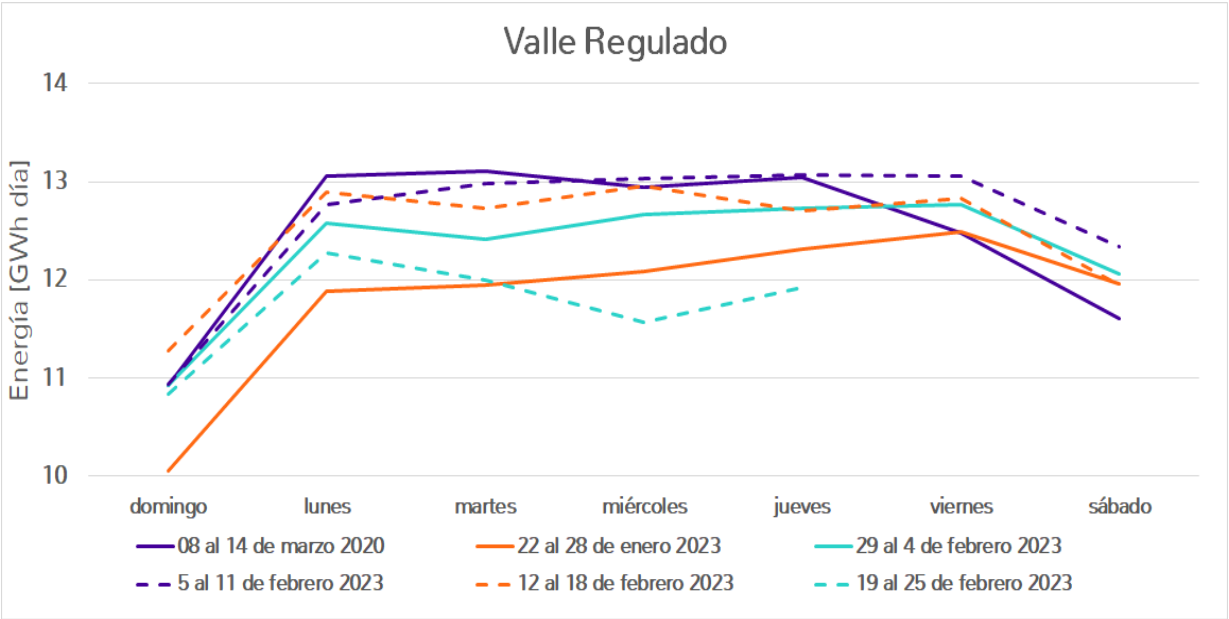
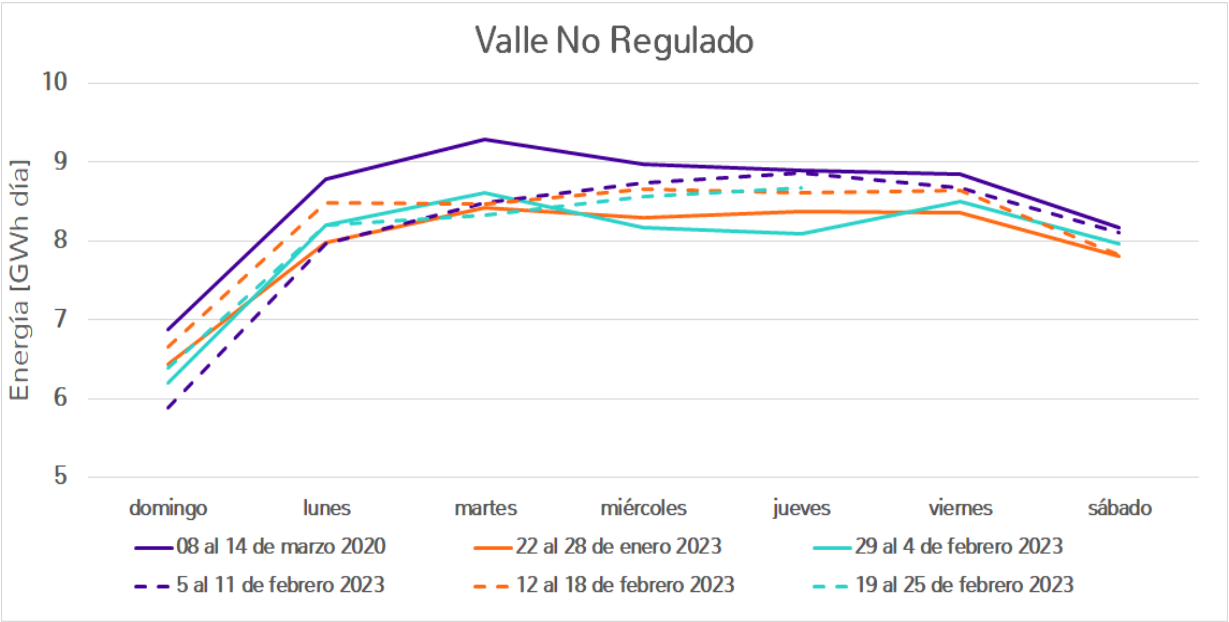
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)



Valle*



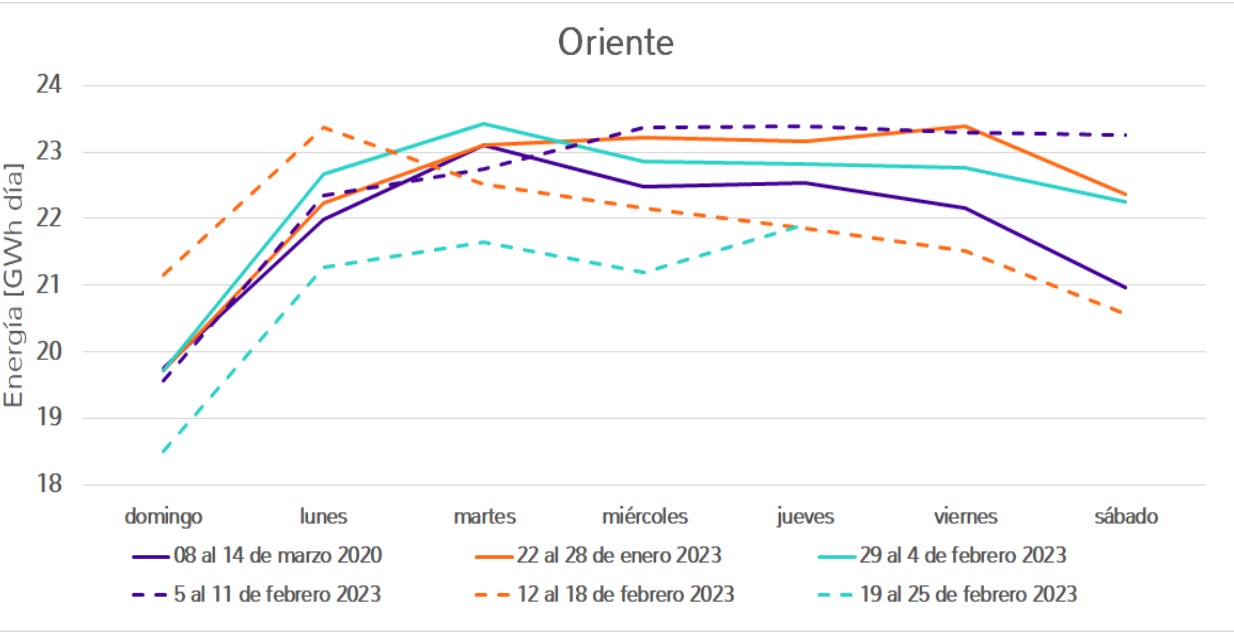
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 1.5% para la semana del 12 al 18 de febrero de 2023 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



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



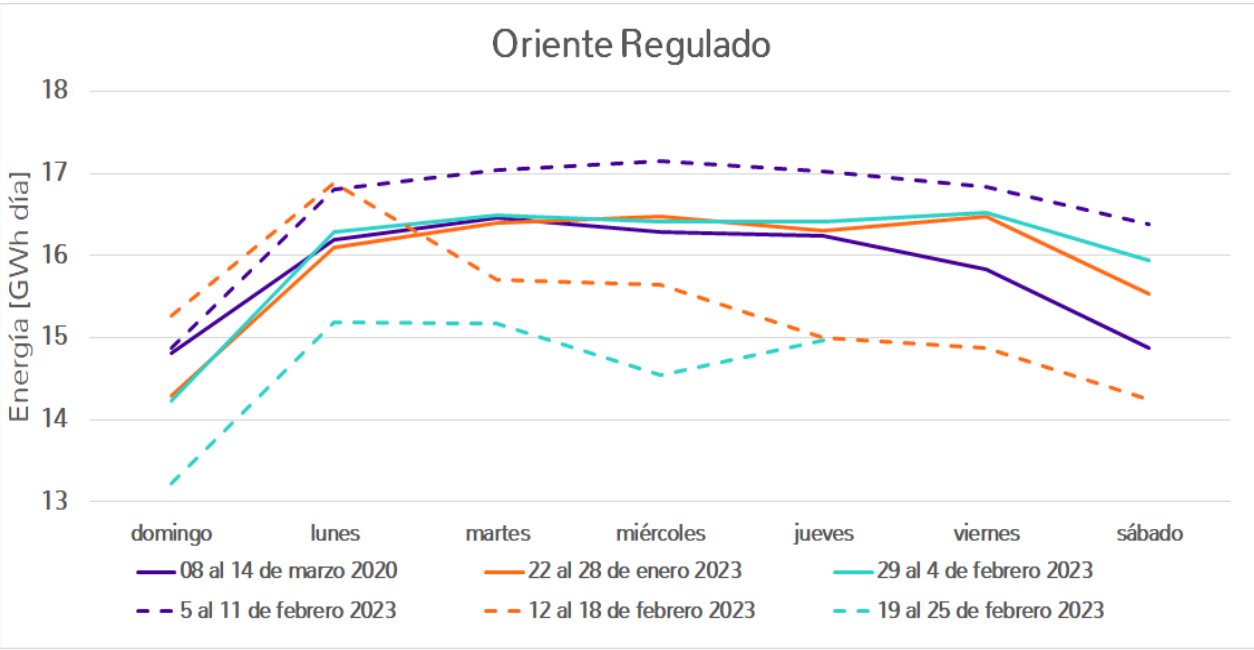
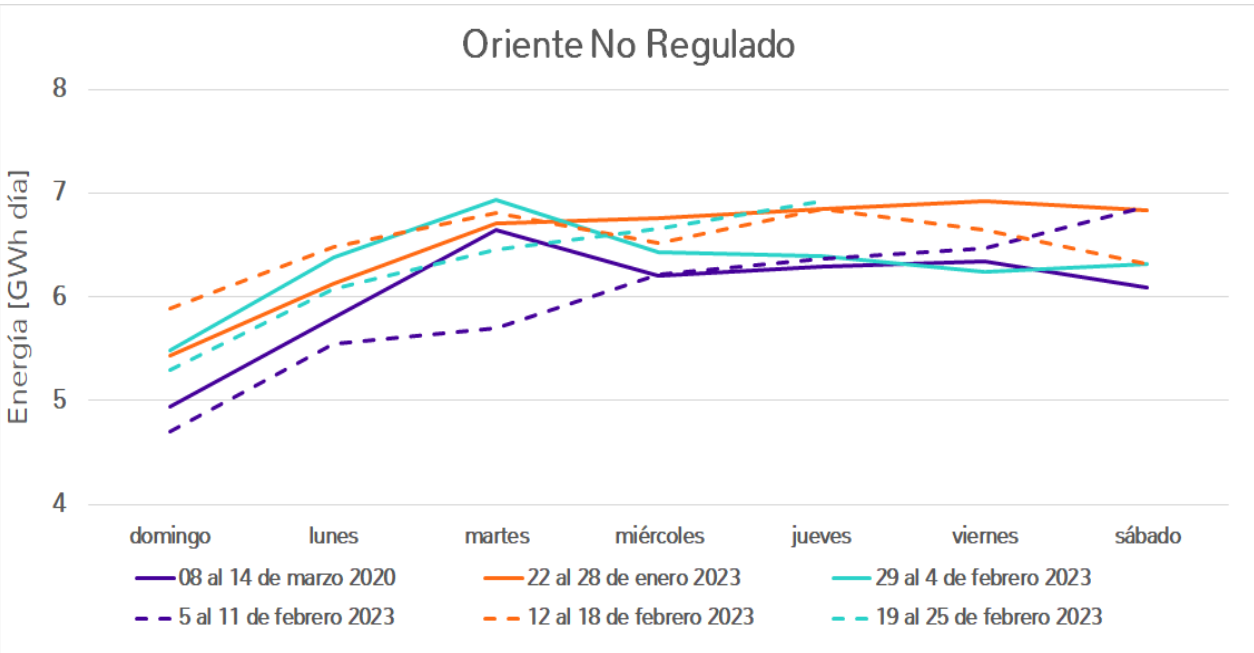
Oriente*



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

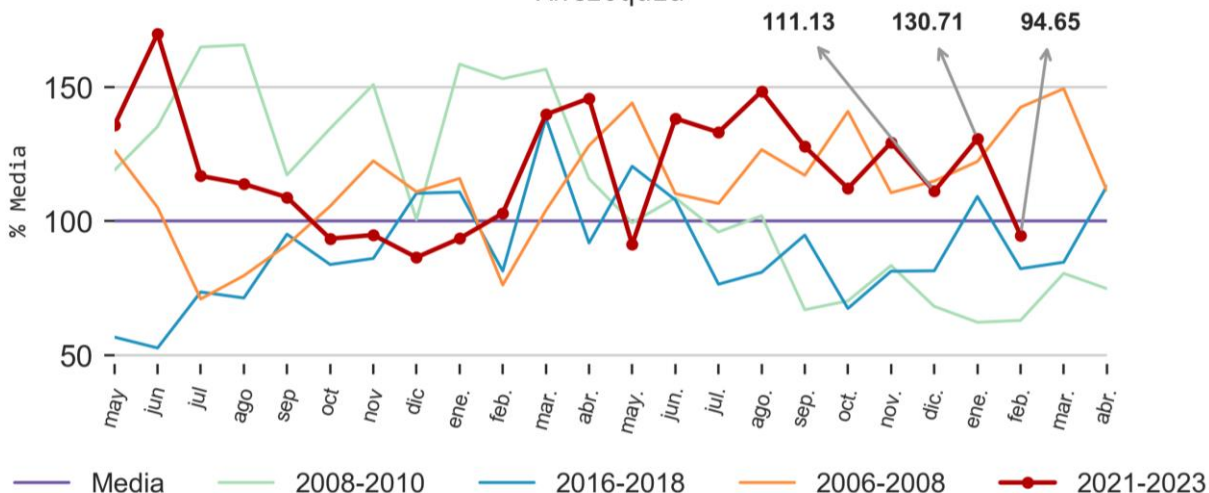
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 0.2% para la semana del 12 al 18 de febrero de 2023 sobre la demanda de la semana pre – covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

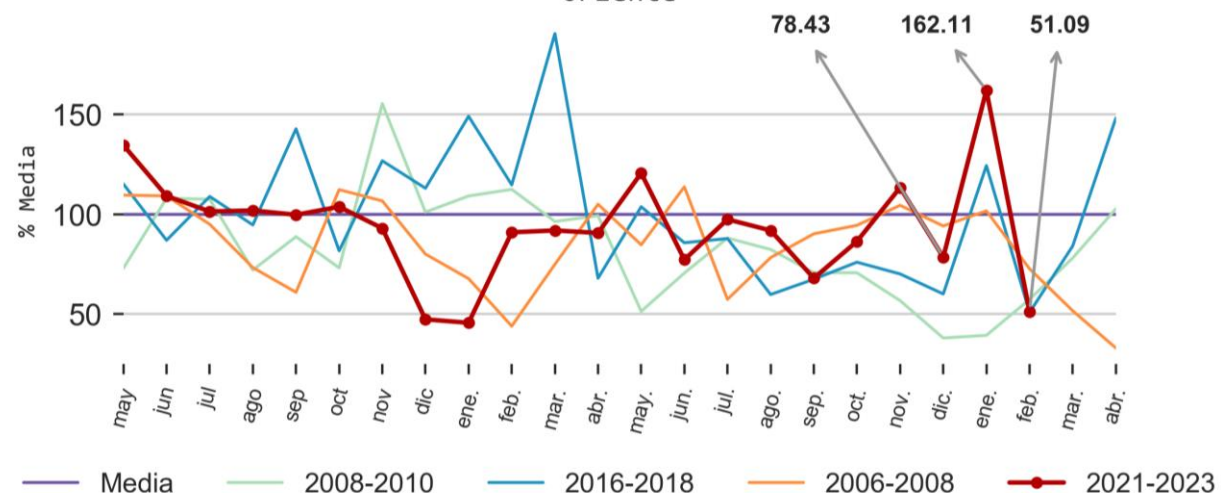


Aportes por regiones

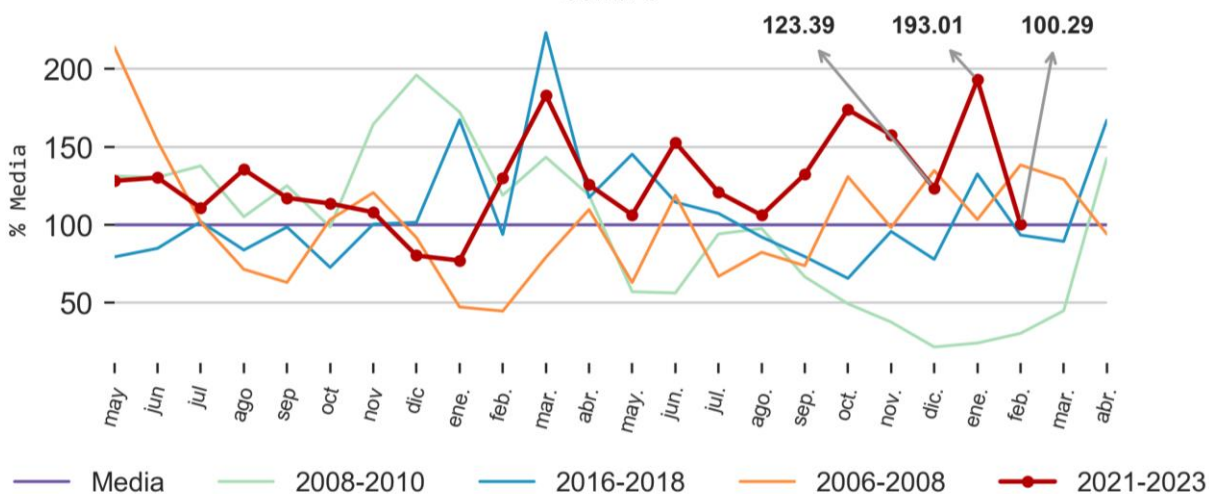
Antioquia



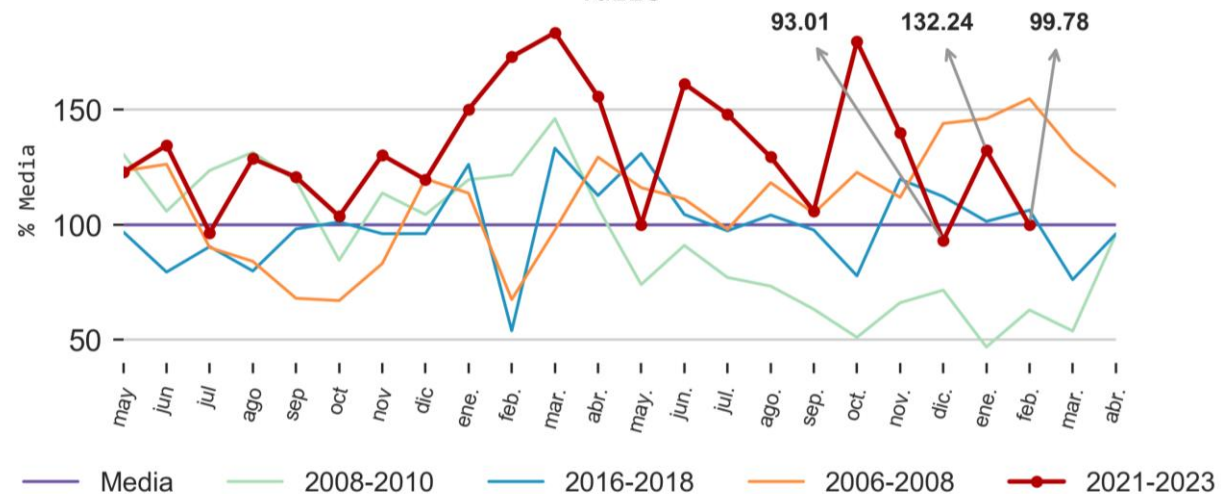
Oriente



Centro



Valle



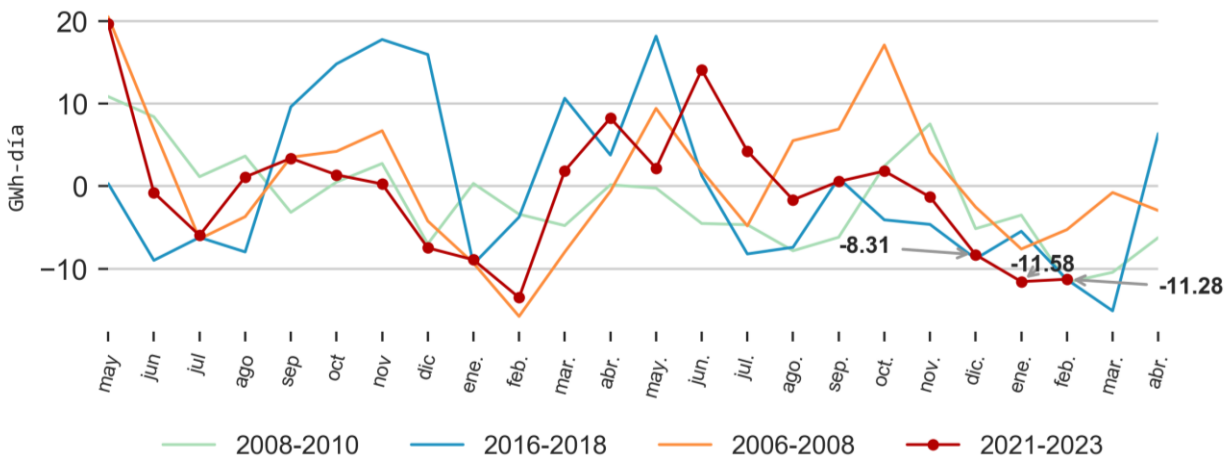
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2023-02-26

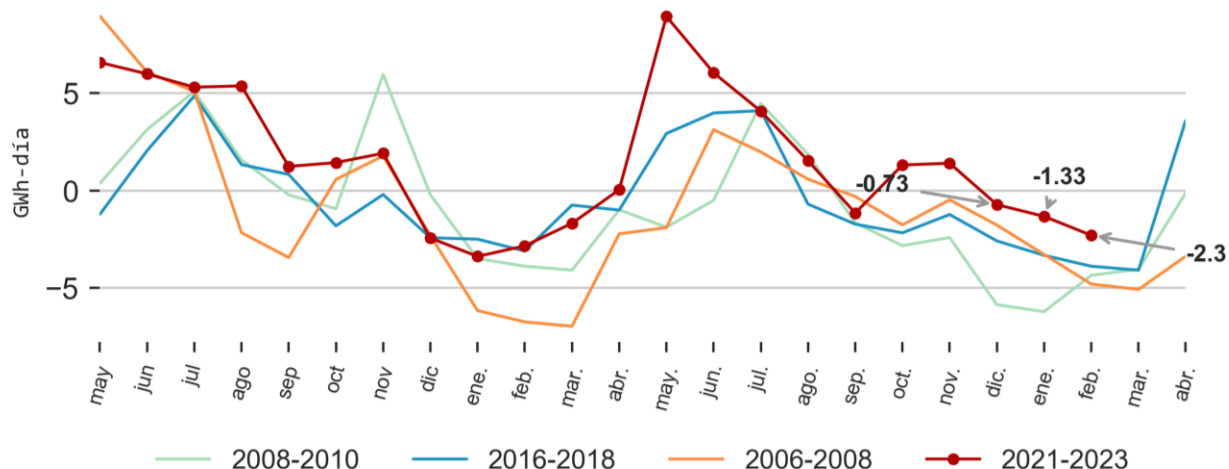
Información actualizada el 2023-02-27

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

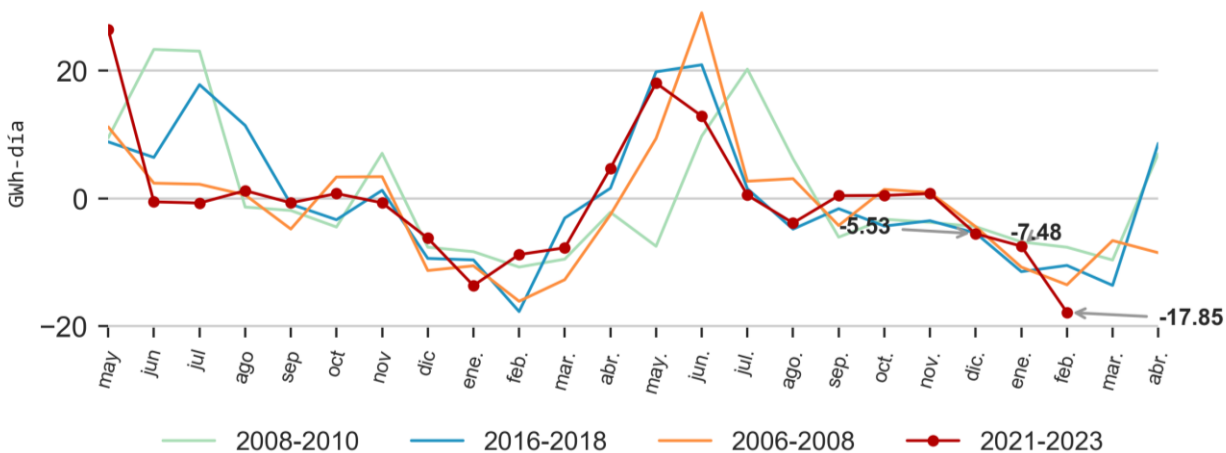
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



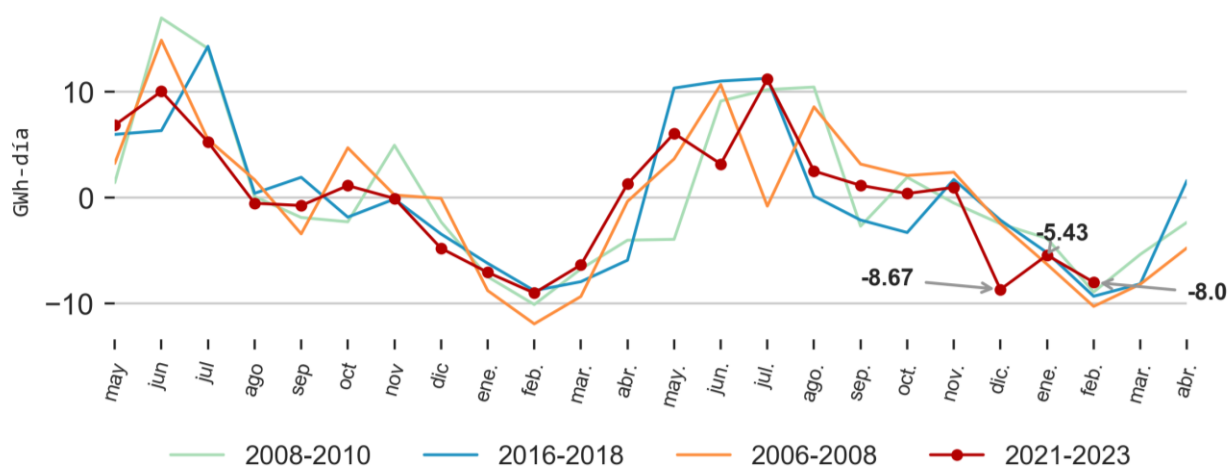
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio

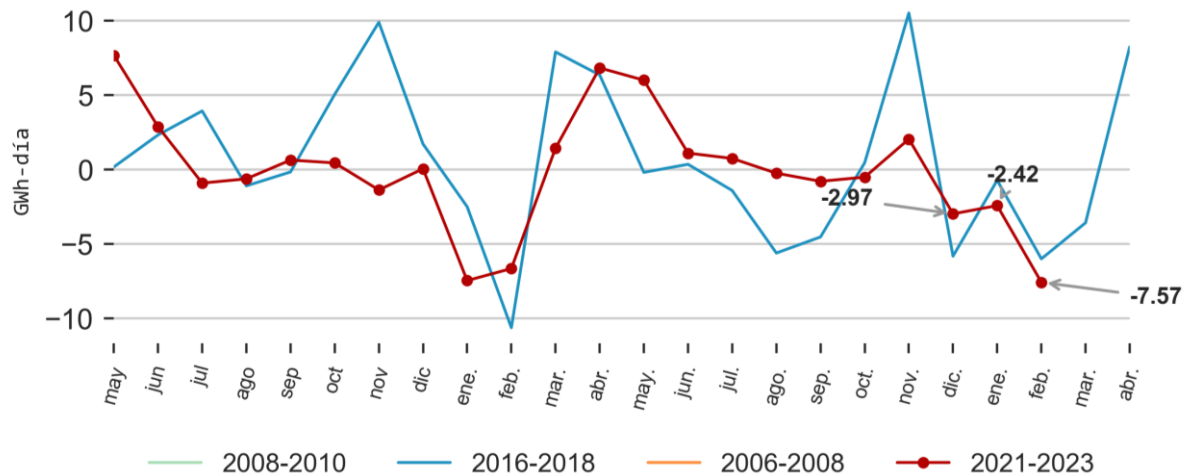


Información hasta el 2023-02-26

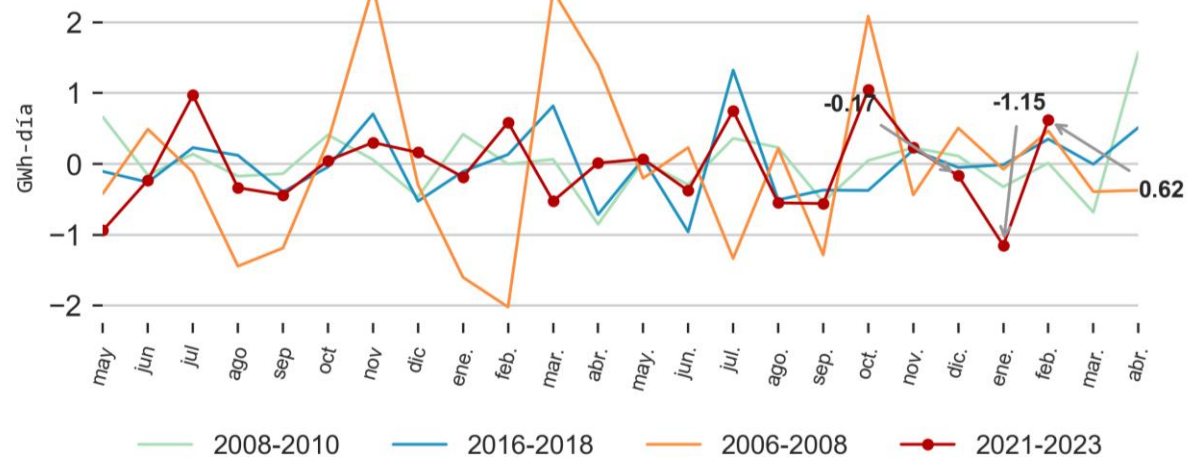
Información actualizada el 2023-02-27

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

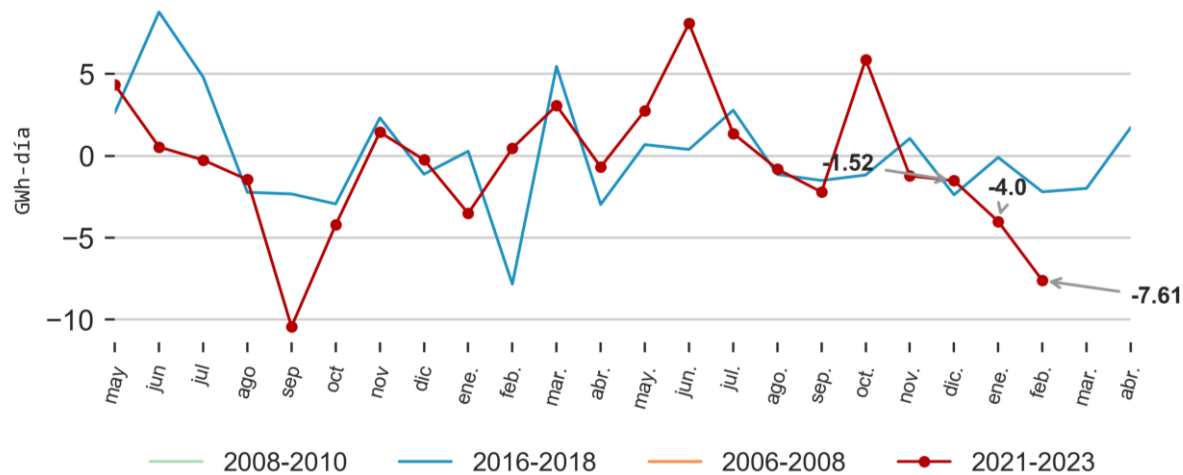
TOPOCORO - Tasa de embalsamiento promedio



BETANIA - Tasa de embalsamiento promedio



EL QUIMBO - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2023-02-26

Información actualizada el 2023-02-27

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO	300.00	12/06/2023
ITUANGO	600.00	10/09/2023
ITUANGO	900.00	28/07/2026
ITUANGO	1200.00	27/08/2026
ITUANGO	1500.00	5/11/2026
ITUANGO	1800.00	5/12/2026
Total	1800.00	

*Correspondientes a las unidades 3 a 8 del proyecto, las unidades 1 y 2 ya se encuentran operativas en el estudio

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
C_CANDELARIA	241	27/05/2023
TERMOCARIBE3	130	31/12/2025
Total	413	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_CogIncauca	0.00	31/12/2023
T_MilpaSamac	18.00	31/12/2024
Total	18.00	

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_Caracoli	3.75	31/03/2023
H_CascadaGra	2.09	30/06/2023
H_SBartolome	19.90	30/06/2023
H_Oibita	19.90	30/06/2023
H_CHLaNoque	9.90	31/10/2023
H_LaFlorida	3.20	30/06/2024
H_Sirgua	10.00	30/12/2024
H_Conde	3.52	31/12/2024
H_RioMultat1	9.23	31/12/2024
H_AurraSucia	14.00	31/12/2024
H_Hidronare	19.80	30/06/2025
H_Hidronare	19.80	30/06/2025
H_RioVerde	9.90	30/06/2025
H_Panderiscl	20.00	31/12/2025
H_SantaRosa	20.00	31/03/2026
H_Altamira	20.00	31/03/2026
H_Chorrerita	19.90	31/07/2026
H_Santalnes	9.00	31/07/2026
H_RioHondo	19.90	31/12/2026
H_Vequedo	2.60	31/12/2026
H_Guaico	1.20	31/12/2026
H_Remanso	17.00	31/12/2026
H_AuresAlto	19.90	31/03/2027
Total	294.49	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Wayuu	12.00	30/06/2023
E_Carreto	10.00	30/06/2023
E_Guajiral	19.90	31/08/2023
E_Magdalena	99.90	30/09/2023
E_Culantral	99.90	30/09/2023
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
E_Windpeshi	200.00	31/05/2024
E_ParqueAlph	212.00	19/03/2024
E_ParqueBeta	280.00	19/03/2024
E_Camelia	250.00	31/10/2024
E_Ahumado	50.00	31/12/2024
E_TumaWind	200.00	31/07/2025
E_Chemesky	100.00	31/07/2025
E_JK3	99.00	22/10/2025
E_JK2	75.00	22/10/2025
E_JK1	180.00	22/10/2025
E_JK4	195.00	22/10/2025
E_IpapureE02	201.00	24/10/2025
E_VtsAlisios	200.00	31/12/2025
Total	2563.70	

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Flandes	19.90	28/02/2023
S_Prosperida	19.50	28/02/2023
S_Ceiba	8.00	28/02/2023
S_Yuma	9.90	5/03/2023
S_Dulima	19.90	7/03/2023
S_Lalguana	19.50	31/03/2023
S_Guayacan	8.00	31/03/2023
S_Girasoles	9.50	31/03/2023
S_SanFelipe	90.00	1/04/2023
S_Sunnorte	35.00	30/04/2023
S_Alma1	9.80	30/04/2023
S_PetaloMagd	9.90	30/04/2023
S_PoloNuevo2	9.90	30/05/2023
S_Filigrana	9.90	31/05/2023
S_Guayepo	200.00	30/06/2023
S_Paipa_I	88.00	30/06/2023
S_Paipa_II	72.00	30/06/2023
S_Union	100.00	31/07/2023
S_LaMata	80.00	30/06/2023
S_ElCampano	99.00	30/06/2023
S_Tamarindi	9.90	30/06/2023
S_TamarindiII	9.90	30/06/2023
S_Cordoball	9.90	30/06/2023
S_Tolua	19.90	30/06/2023
S_TierraLind	9.99	30/06/2023
S_Suarez	8.00	30/06/2023
S_AutBavaria	6.00	30/06/2023
S_ParqueUrra	19.90	30/07/2023
S_LatamSolar	150.00	31/07/2023
S_Victoria1	19.90	31/07/2023
S_Victoria2	19.90	31/07/2023
S_PlanetaRic	19.90	31/07/2023
S_SanIsidro	19.09	31/07/2023
S_Morrosqll2	19.50	31/08/2023
S_Morrosqll1	19.50	31/08/2023
S_ElColibri	19.90	30/09/2023
S_Sandaloll	9.90	30/09/2023
S_BSBolvr500	19.90	30/09/2023
S_BSBolvr501	19.90	30/09/2023
S_BSBolvr502	19.90	30/09/2023
S_Caracoli	50.00	23/10/2023
S_Tepuy	83.00	31/10/2023
S_Zambranoll	15.50	31/10/2023
S_Jumi	9.90	31/10/2023
S_CRLI	9.90	31/10/2023
S_PN1	9.90	31/10/2023
S_SGD	9.90	31/10/2023
S_JuanaMaria	9.40	31/10/2023
S_ParqueOLDT	9.90	31/10/2023
S_BSBolvr503	19.90	31/10/2023
S_BSBolvr504	19.90	31/10/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Colorados	9.90	30/11/2023
S_Colorados2	9.90	30/11/2023
S_Nabusimake	99.90	30/11/2023
S_Baranoa	19.30	30/12/2023
S_Pradera	40.00	30/12/2023
S_PetaloCesa	9.90	31/12/2023
S_PortonSol	102.00	31/12/2023
S_PSFBaranoa	19.90	31/12/2023
S_SabanaLarg	200.00	31/12/2023
S_AtlanPhoto	199.50	31/12/2023
S_Ubate	28.00	31/12/2023
S_Pubenza	50.00	31/12/2023
S_Cordobita	9.90	31/12/2023
S_Oicata	9.90	31/12/2023
S_Chicamoch1	19.90	31/12/2023
S_Chicamoch2	19.90	31/12/2023
S_Chicamocha	19.90	31/12/2023
S_Alejandria	9.90	31/12/2023
S_BSLlanos	79.60	31/12/2023
S_PetaloSucr	9.90	31/12/2023
S_PetaCesall	19.90	31/12/2023
S_Bugalagr	9.90	31/12/2023
S_Badell	8.60	31/12/2023
S_Shangrila	160.00	31/12/2023
S_PtrWilches	15.00	31/12/2023
S_Escobal1	19.90	31/12/2023
S_Escobal2	19.90	31/12/2023
S_Escobal3	19.90	31/12/2023
S_Escobal4	19.90	31/12/2023
S_Escobal5	19.90	31/12/2023
S_ElTropezon	9.90	31/12/2023
S_Dinamarca	9.90	31/12/2023
S_Versalles	9.90	31/12/2023
S_Gualanday	19.90	31/12/2023
S_Sincerin	9.90	31/12/2023
S_SFrancisco	9.90	31/12/2023
S_Arenal	2.00	31/12/2023
S_Alma2	9.80	31/12/2023
S_LasMarias	99.50	31/12/2023
S_Sachica	9.90	31/12/2023
S_Zapatoca	15.50	31/12/2023
S_Barranquit	9.90	31/12/2023
S_MataRedond	25.00	31/12/2023
S_LaMena	9.90	31/12/2023
S_BSLlanos7	99.90	31/12/2023
S_Piojol	9.90	31/12/2023
S_Piojoll	9.90	31/12/2023
S_PiojoIII	9.90	31/12/2023
S_Numbana	9.90	31/12/2023
S_ElGuamo	9.00	31/12/2023
S_HondaSol1	9.90	31/12/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_ApuloSol1	9.90	31/12/2023
S_Buenavista	9.90	31/12/2023
S_SoldeMarII	9.90	31/12/2023
S_CentroSola	9.90	31/12/2023
S_Morrosqll3	19.90	31/12/2023
S_HondaSol2	9.90	31/12/2023
S_PSColima	9.90	31/12/2023
S_PSCondor	9.90	31/12/2023
S_Morichal	9.90	31/12/2023
S_Ardobelal	9.90	31/12/2023
S_Pacande	50.00	31/12/2023
S_PSRovira	3.20	31/12/2023
S_PSJeques	9.90	31/12/2023
S_Ardobelall	9.90	31/12/2023
S_ElArbolito	9.90	31/12/2023
S_PtoTejada	19.90	31/12/2023
S_SolyCielo1	9.90	31/12/2023
S_BrisaSol3	9.90	31/12/2023
S_Natagaima	5.00	31/12/2023
S_Purificac	2.00	31/12/2023
S_Guayepo2	200.00	31/01/2024
S_SanOro	2.50	31/01/2024
S_ElBongo	2.50	31/01/2024
S_SanPelayo	2.50	31/01/2024
S_SanSerapio	2.50	31/01/2024
S_Andromeda	100.00	30/04/2024
S_Chinu	350.00	30/04/2024
S_Ligustrol	99.90	30/06/2024
S_JuanMina	19.90	30/06/2024
S_AutMalambo	9.90	30/06/2024
S_Malambol	50.00	30/06/2024
S_LaMartina	9.90	30/06/2024
S_Uraba1	9.90	31/07/2024
S_Uraba2	19.90	31/07/2024
S_Summall	200.00	31/08/2024
S_Ligustroll	99.90	30/09/2024
S_Santander	40.00	30/09/2024
S_FVLizama	40.00	30/09/2024
S_SFPWilches	19.90	30/09/2024
S_LaFortuna	9.90	30/09/2024
S_Charcos	99.90	30/09/2024
S_LaCayena	19.90	31/12/2024
S_Wimke	76.00	31/12/2024
S_Atlantico1	30.00	31/12/2024
S_yariguies	200.00	31/12/2024
S_Andes	85.00	31/12/2024
S_AtlanticIV	19.90	31/12/2024
S_PSBochica	19.90	31/12/2024
S_Sahagun	400.00	31/12/2024
S_ElRoble	19.50	31/12/2024
S_Toluviejo	150.00	31/12/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_JacobTolu	9.90	31/12/2024
S_EMCALI1	19.90	31/12/2024
S_Manglares	99.90	31/12/2024
S_Sahagun200	200.00	31/12/2024
S_Tangara	99.90	31/12/2024
S_Domenica	19.90	31/12/2024
S_TolimaNort	50.00	31/12/2024
S_Carare	200.00	31/12/2024
S_Corocora	9.90	31/12/2024
S_Hatogrande	9.90	31/12/2024
S_Sue1	9.90	31/12/2024
S_PSMinero	9.90	31/12/2024
S_PSRockra	9.90	31/12/2024
S_Chinchina	19.90	31/12/2024
S_Zuba2	60.00	31/12/2024
S_Zuba1	19.90	31/12/2024
S_Laguna	9.90	31/12/2024
S_Novillero	9.90	31/12/2024
S_Primavera	57.00	31/12/2024
S_LaMina	9.90	31/12/2024
S_LaTabla	9.90	31/12/2024
S_ElLago1	9.90	28/02/2025
S_Guachal1	19.90	28/02/2025
S_Levapan	4.90	28/02/2025
S_Paloblancl	9.90	28/02/2025
S_Guachal3	9.90	28/02/2025
S_ElLago2	9.90	28/02/2025
S_Paloblancl2	9.90	28/02/2025
S_Paloblancl3	9.90	28/02/2025
S_Macaregua	19.90	30/04/2025
S_Aguaclara	80.00	30/06/2025
S_ElCopey	200.00	31/07/2025
S_ElJardin	9.90	31/07/2025
S_Valledupar	100.00	31/07/2025
S_Barzalosa	100.00	30/12/2025
S_Escobal6	99.00	31/12/2025
S_SabanaTorr	15.00	31/12/2025
S_EMCALI2	50.00	31/12/2025
S_ApuloSolII	9.90	31/12/2025
S_LaOrquidea	200.00	31/12/2025
S_LaPaloma	40.00	31/12/2025
S_Sahagun201	200.00	31/12/2025
S_Villavieja	200.00	31/08/2026
S_Playitas	19.90	31/10/2026
S_Carreto	250.00	31/03/2027
S_Chicamoch4	19.90	31/03/2027
S_Romosinuan	150.00	31/12/2027
Total		8705.00

Anexo – Proyectos considerados con OEF

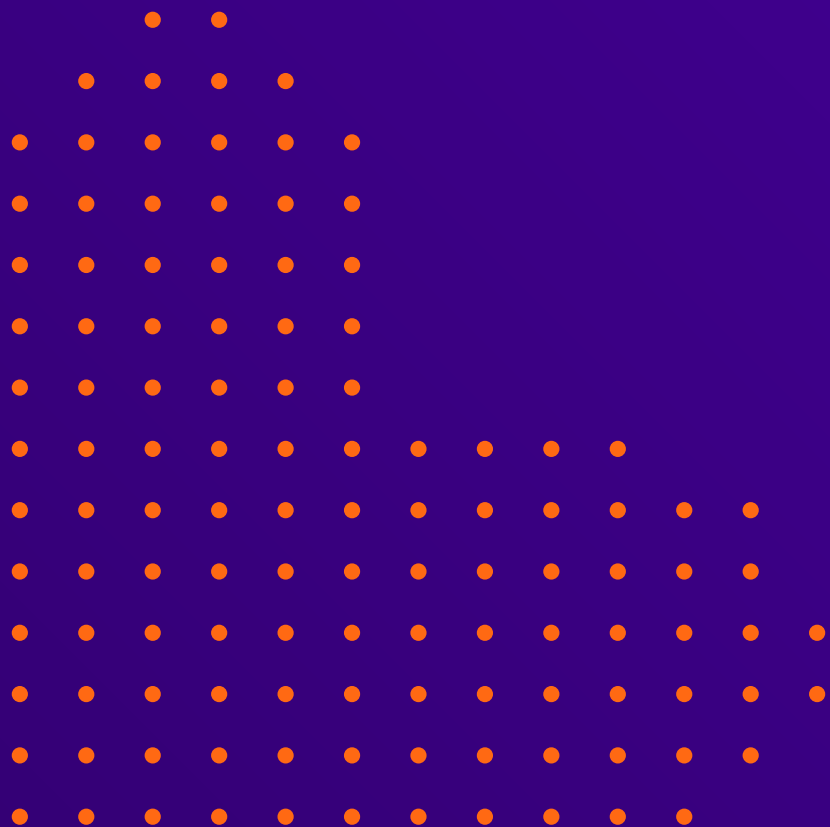
Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
E_Windpeshi	200.00	31/05/2024
E_ParqueAlpha	212.00	19/03/2024
E_ParqueBeta	280.00	19/03/2024
E_JK2	75.00	22/10/2025
E_JK1	180.00	22/10/2025
Total	1027.00	

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO	300.00	12/06/2023
ITUANGO	600.00	10/09/2023
Total	600.00	

*Correspondientes a las unidades 3 y 4 del proyecto, las unidades 1 y 2 ya se encuentran operativas en el estudio

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_LatamSolar	150.00	31/07/2023
S_Guayepo	200.00	30/06/2023
S_Guayepo2	200.00	31/01/2024
S_LaMata	80.00	31/07/2023
Total	630.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
C_CANDELARIA	241.00	27/05/2023
Total	283.00	



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión