

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-006

Jueves, 13 de abril de 2023



Sumamos energía,
sumamos pasión



1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

2. Expectativas Energéticas

- Información de supuestos y consideraciones periodo bajos aportes
- Análisis energético de mediano, largo plazo y sensibilidades
- Seguimiento a la senda de referencia

3. Situación Operativa

- Conexión proyecto solar La Loma
- Seguimiento entrada de proyectos
- Mantenimientos GCM
- Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo
- Indicadores de operación

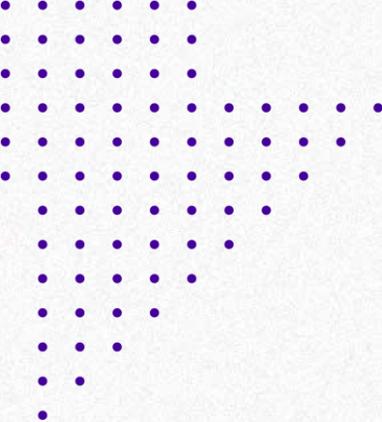
1. Variables del SIN

Demanda del SIN

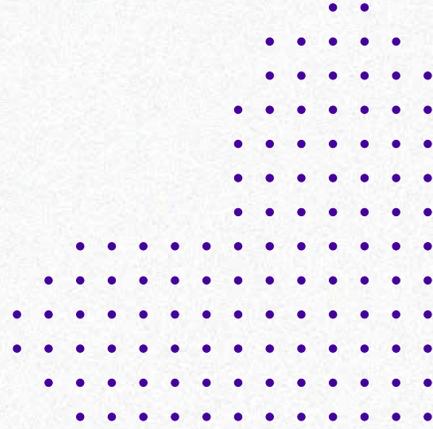
Hidrología

Generación

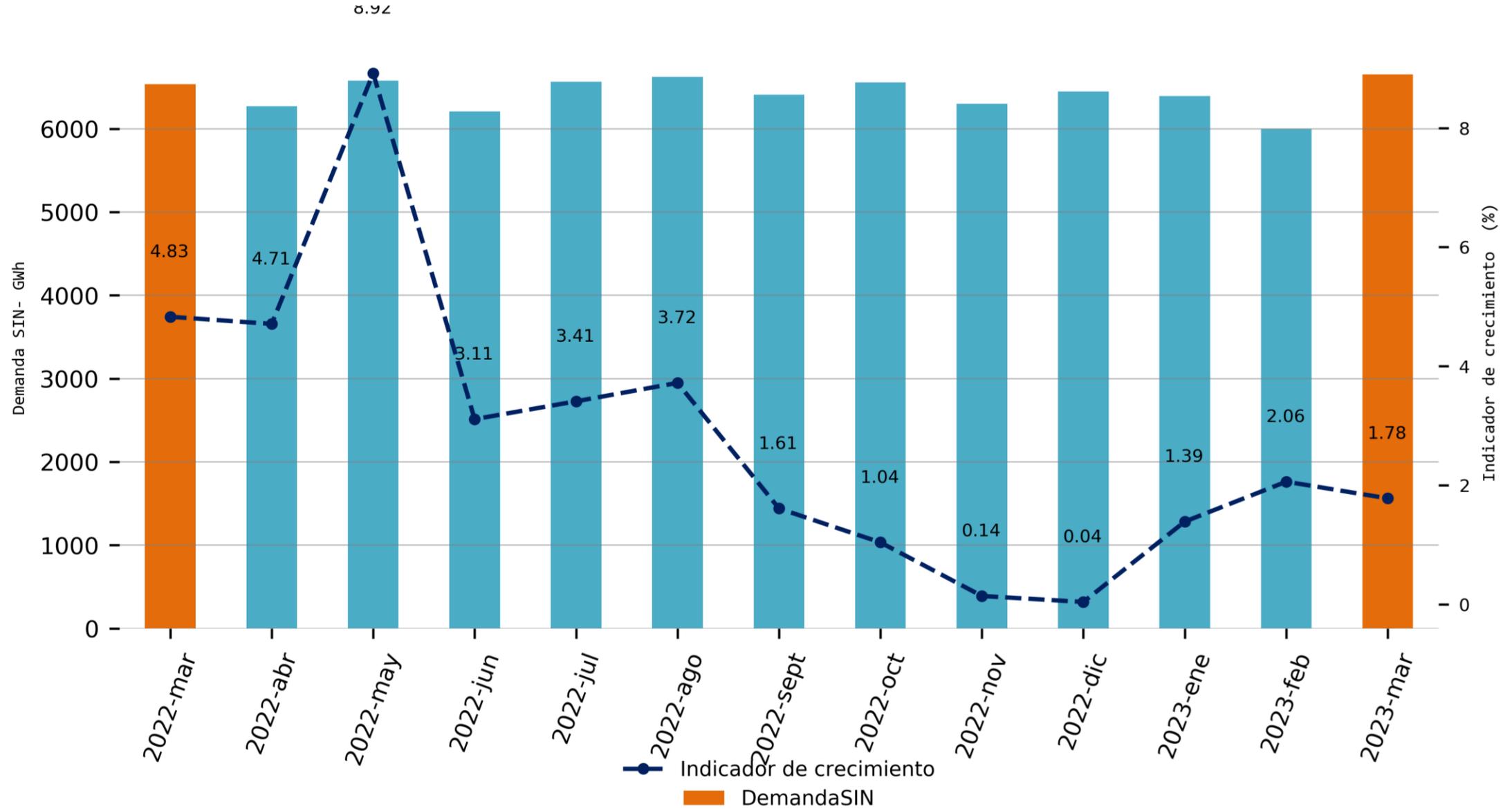
Restricciones



¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?



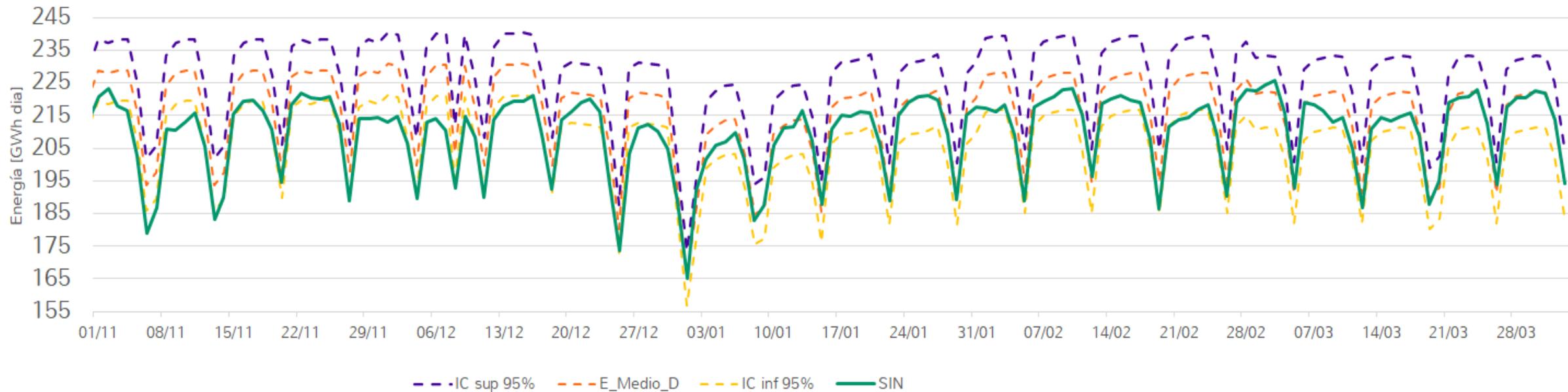
Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-03-31
Información actualizada el 2023-04-10

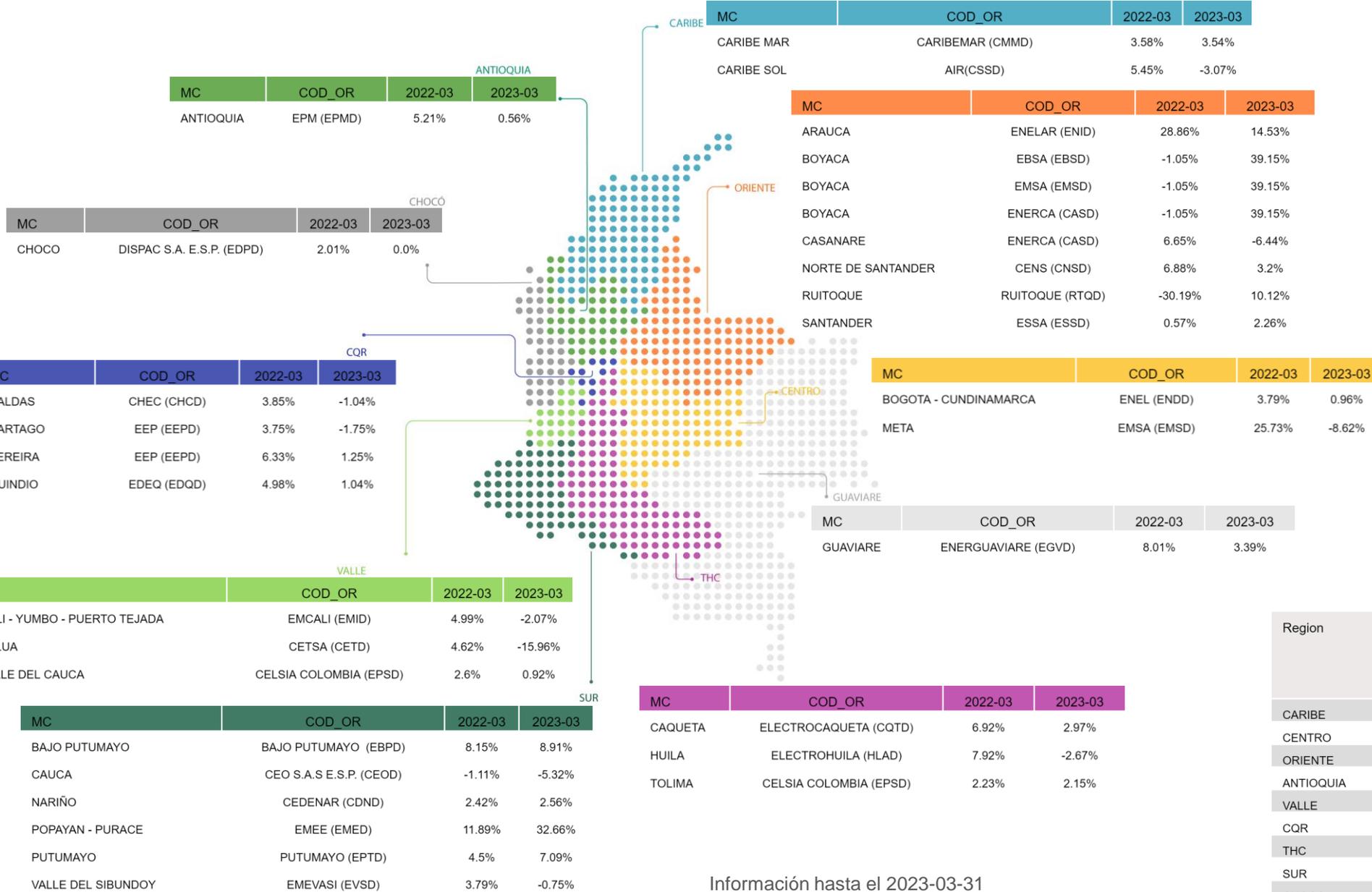
Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



Con la actualización de los escenarios de la UPME 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; además, 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. Por otro lado, 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, y además, 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. Finalmente, el mes de marzo la demanda cerró un 4.3% por encima del escenario IC inferior 95% de la UPME y en lo que va del mes de abril se ubica un 0.2% por debajo del escenario medio y un 5.4% por encima del e IC inferior 95% de la UPME.

Demanda comercial de energía del SIN - marzo 2023



- 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

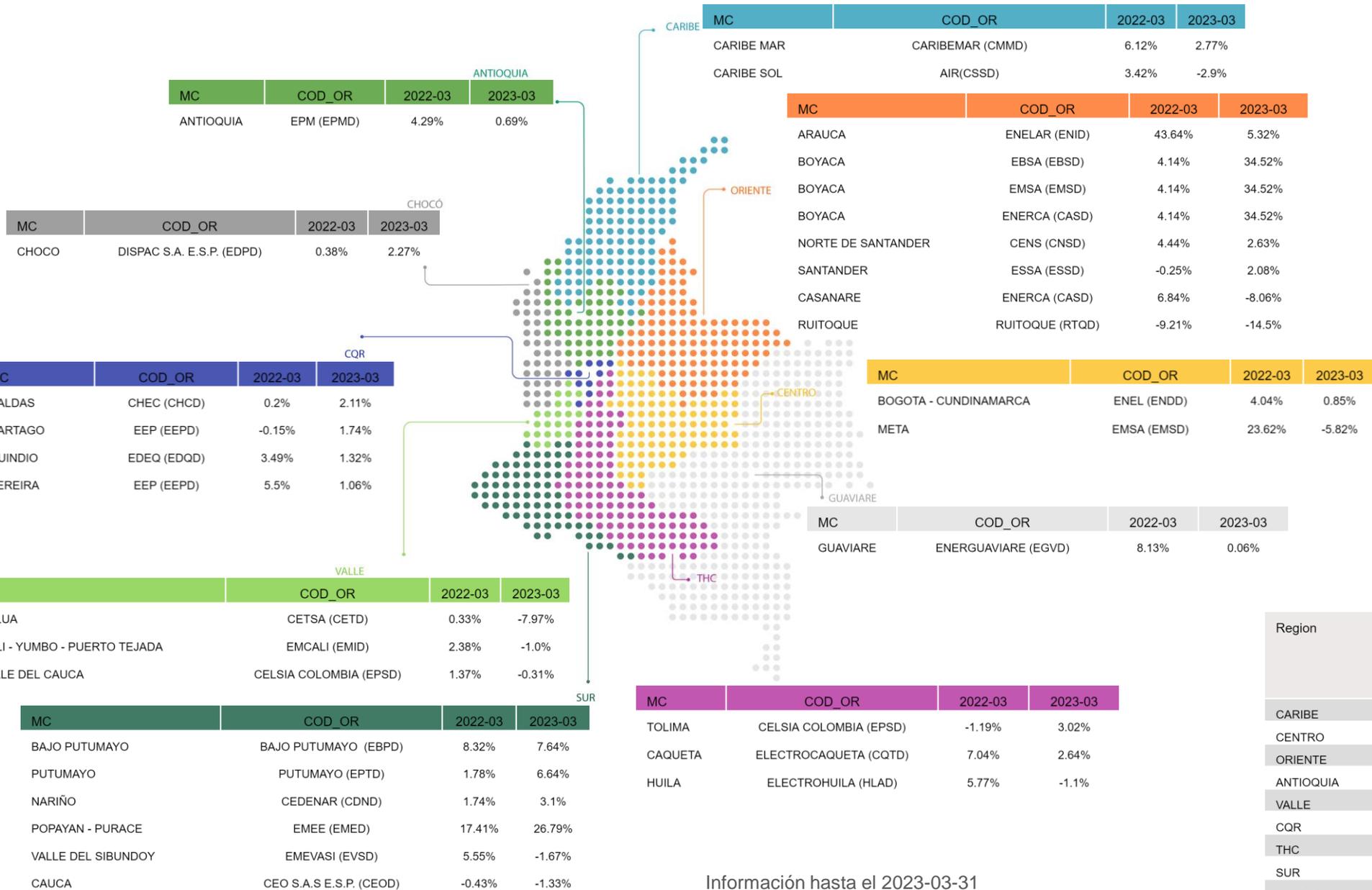
***Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-03	Demanda Comercial [GWh] 2023-03	Variación 2022-03	Variación 2023-03
CARIBE	1779.04	1786.65	4.44%	0.45%
CENTRO	1606.29	1600.52	6.38%	-0.38%
ORIENTE	859.81	975.6	3.83%	13.5%
ANTIOQUIA	908.89	914.11	5.21%	0.56%
VALLE	603.61	595.28	4.09%	-1.44%
CQR	273.31	272.71	4.56%	-0.23%
THC	261.3	262.02	4.94%	0.25%
SUR	180.94	179.46	0.94%	-0.82%
CHOCO	22.33	22.34	2.01%	0.0%
GUAVIARE	6.39	6.61	8.01%	3.39%

Información hasta el 2023-03-31

Información actualizada el 2023-04-10

Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta marzo 2023



- 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.

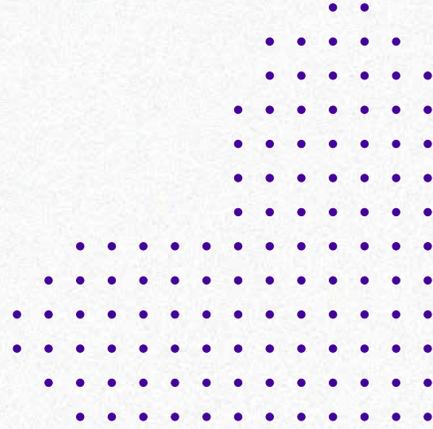
Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-03	Demanda Comercial [GWh] 2023-03	Variación 2022-03	Variación 2023-03
CARIBE	5067.39	5078.08	4.85%	0.14%
CENTRO	4578.02	4583.72	6.42%	-0.08%
ORIENTE	2493.28	2770.53	5.72%	11.01%
ANTIOQUIA	2595.57	2618.87	4.29%	0.69%
VALLE	1732.57	1719.74	1.93%	-0.98%
CQR	775.03	789.81	1.85%	1.73%
THC	751.85	762.47	2.36%	1.29%
SUR	517.67	524.96	0.95%	1.26%
CHOCO	63.52	65.02	0.38%	2.27%
GUAVIARE	18.82	18.85	8.13%	0.06%

Información hasta el 2023-03-31

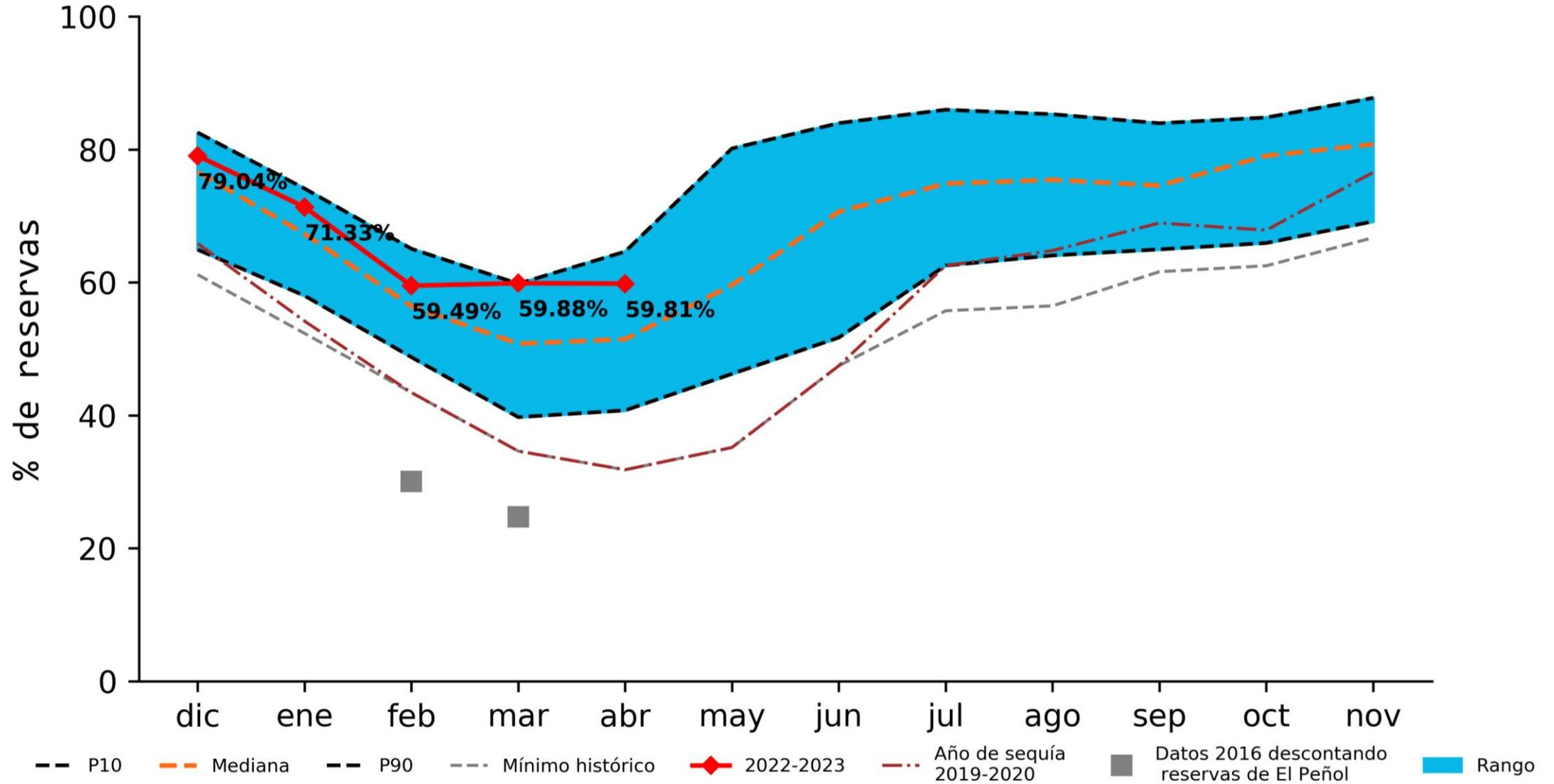
Información actualizada el 2023-04-12



¿Cómo está la situación energética?

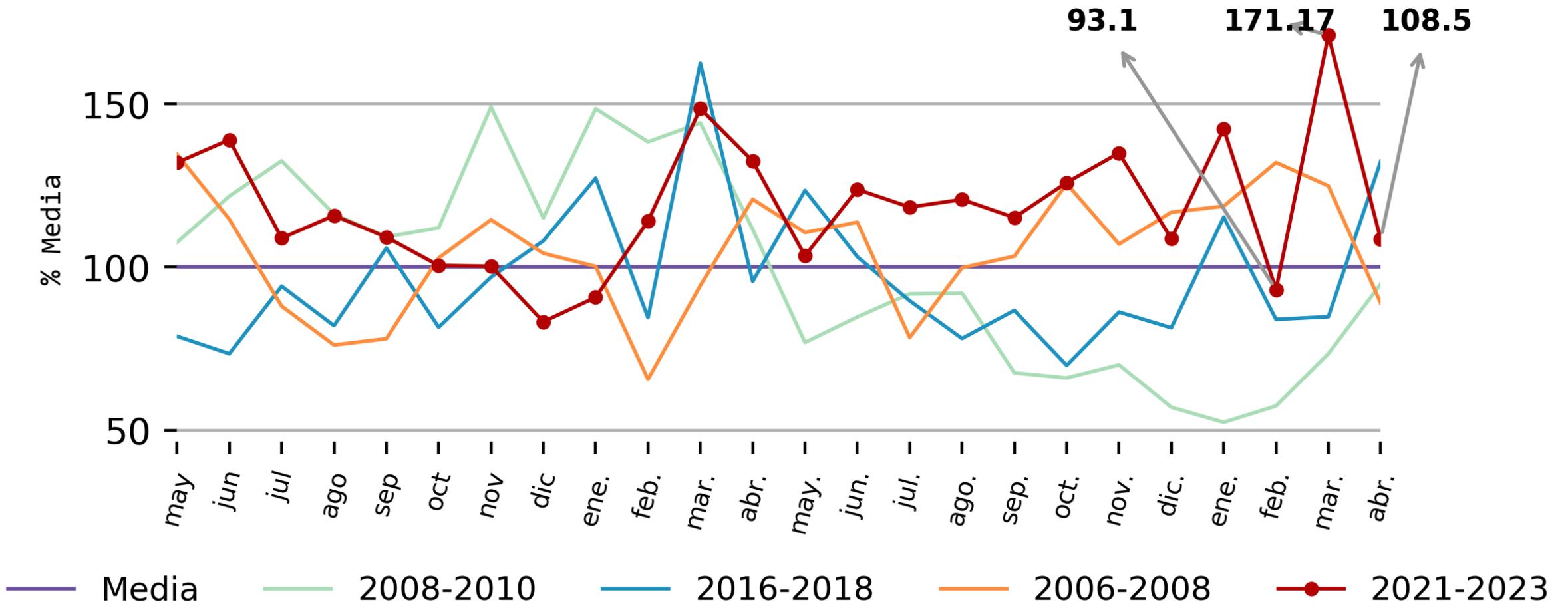


Reservas hídricas



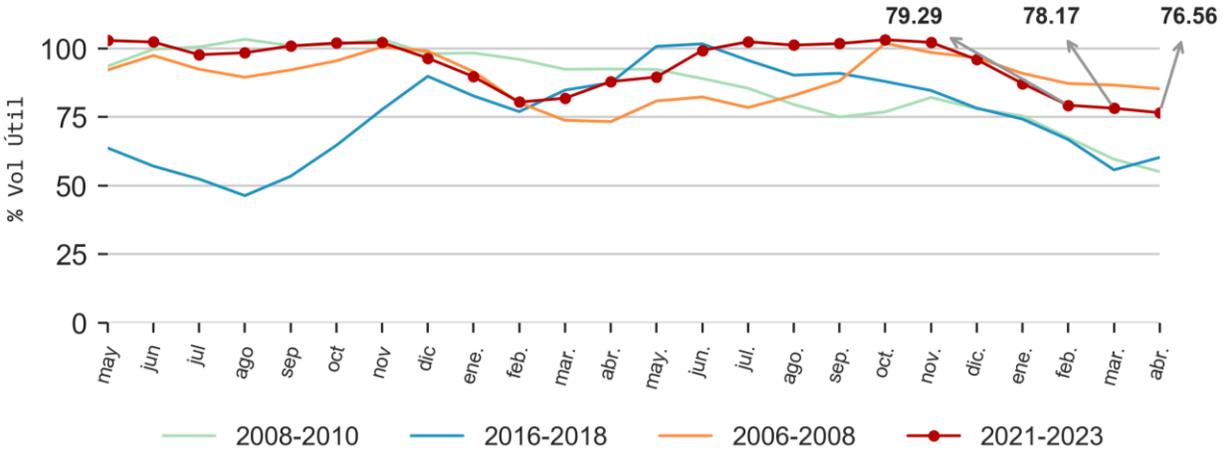
Información hasta el 2023-04-09
 Información actualizada el 2023-04-10

Aportes hídricos

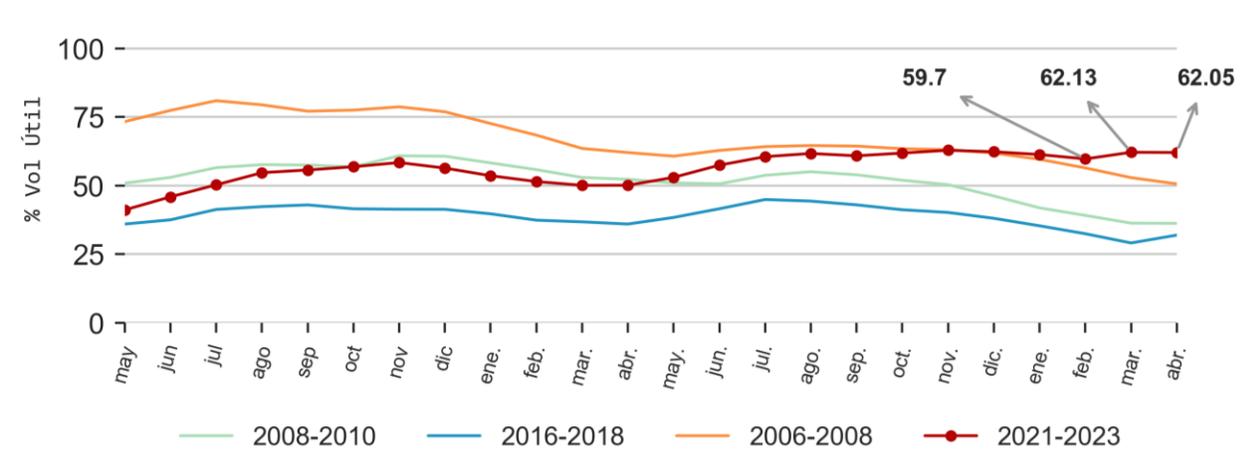


Evolución de principales embalses

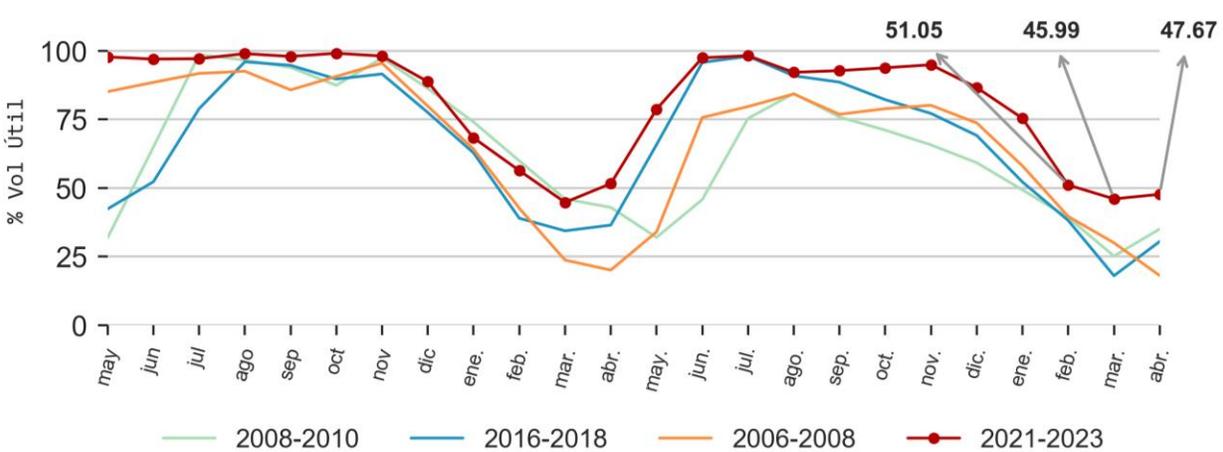
PENOL



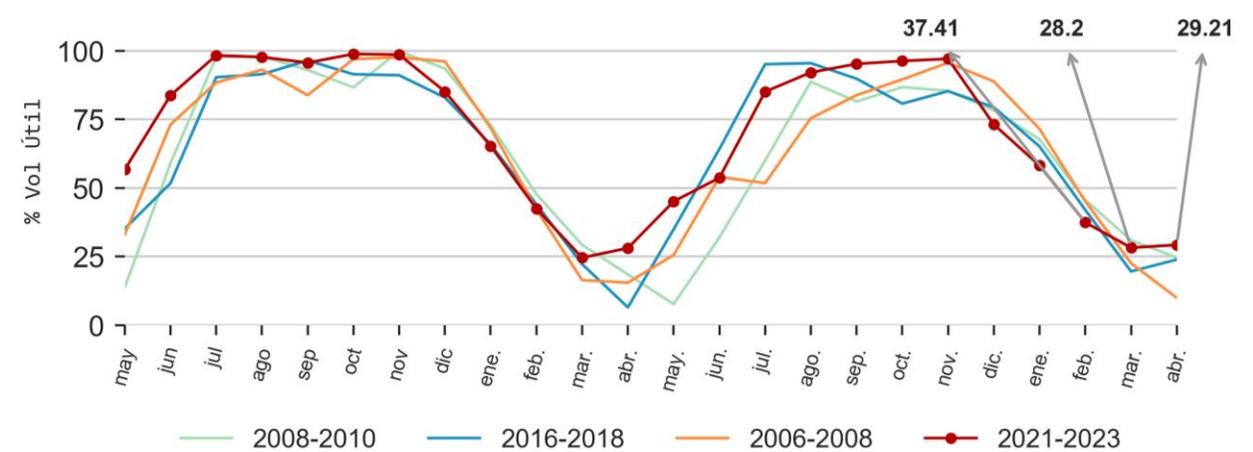
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



ESMERALDA

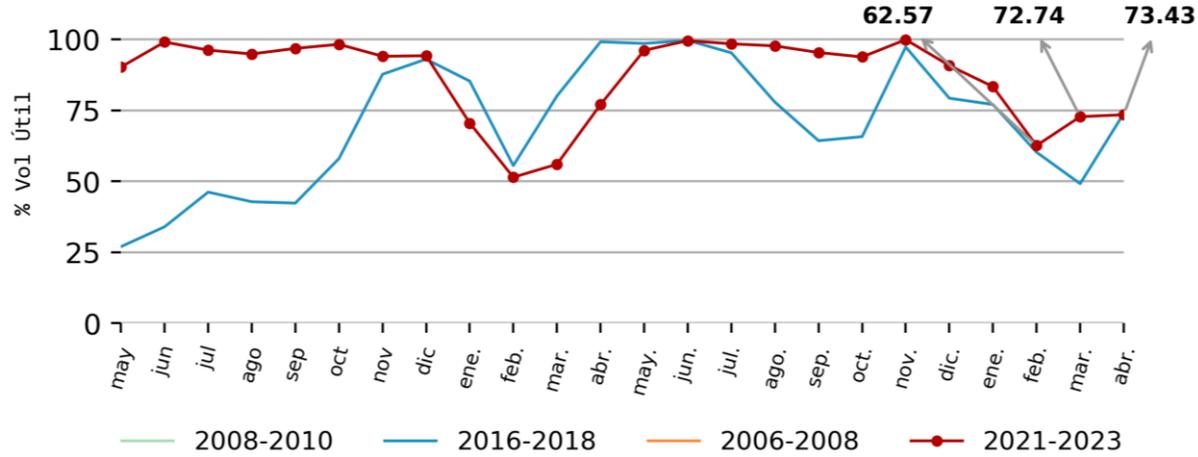


Información hasta el 2023-04-09

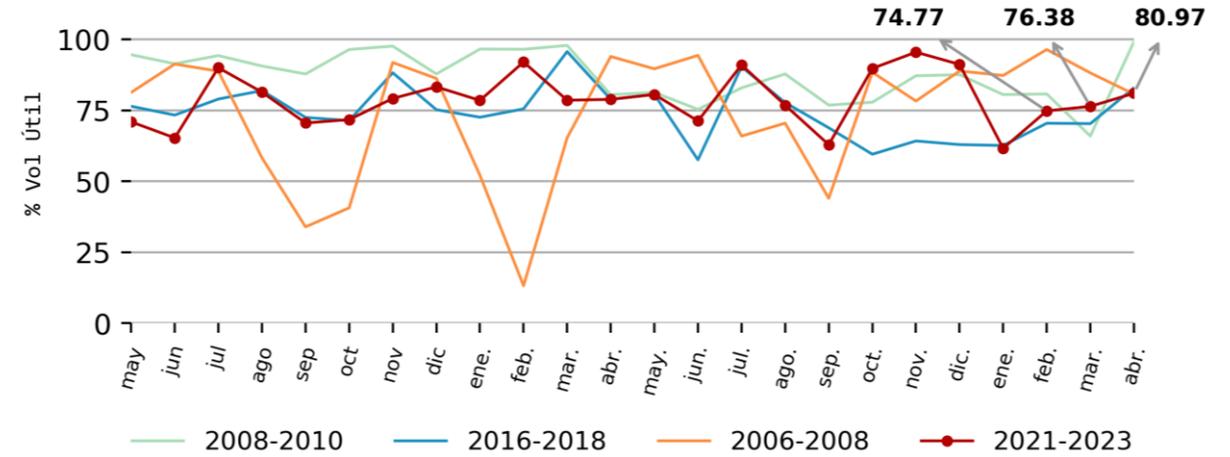
Información actualizada el 2023-04-10

Evolución de principales embalses

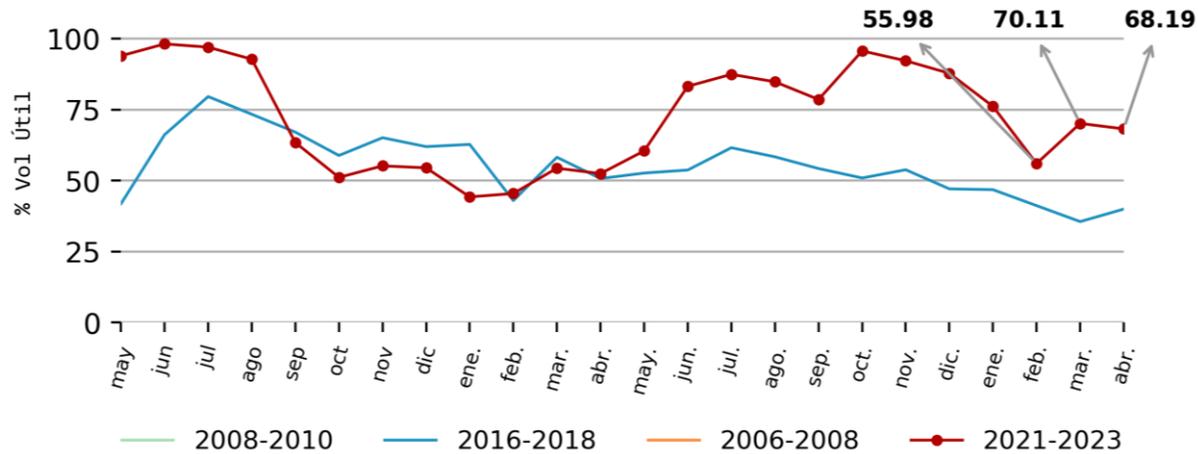
TOPOCORO



BETANIA



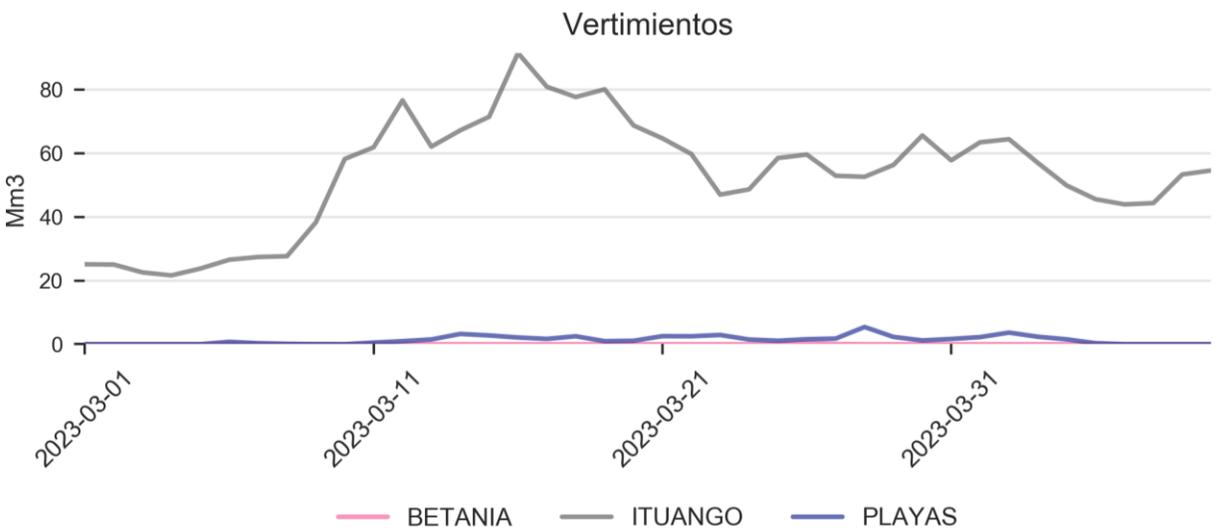
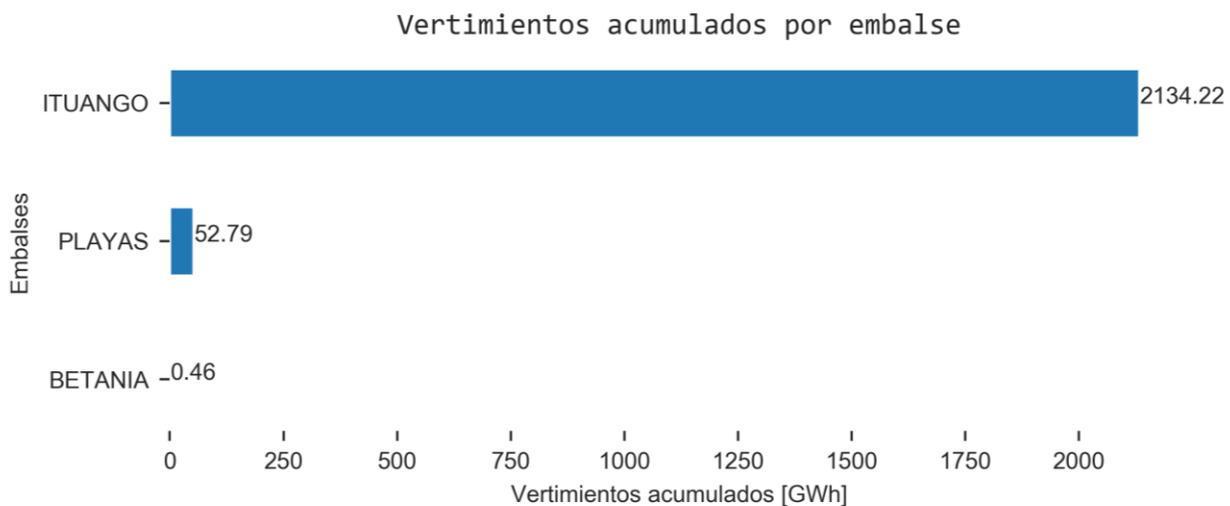
EL QUIMBO



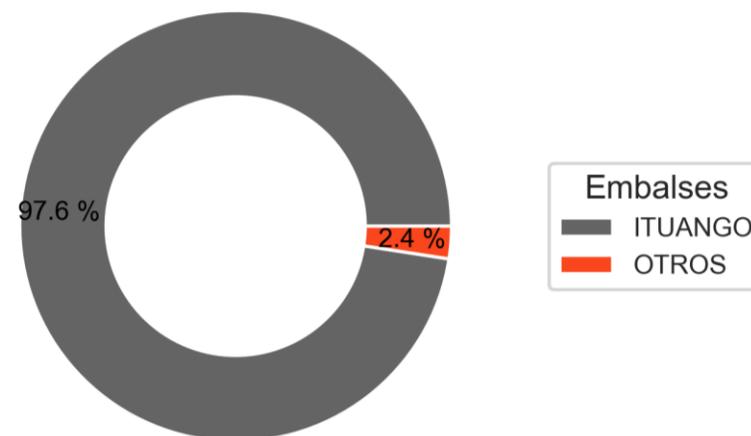
Información hasta el 2023-04-10

Información actualizada el 2023-04-11

Vertimientos del SIN



Participación vertimientos por embalse

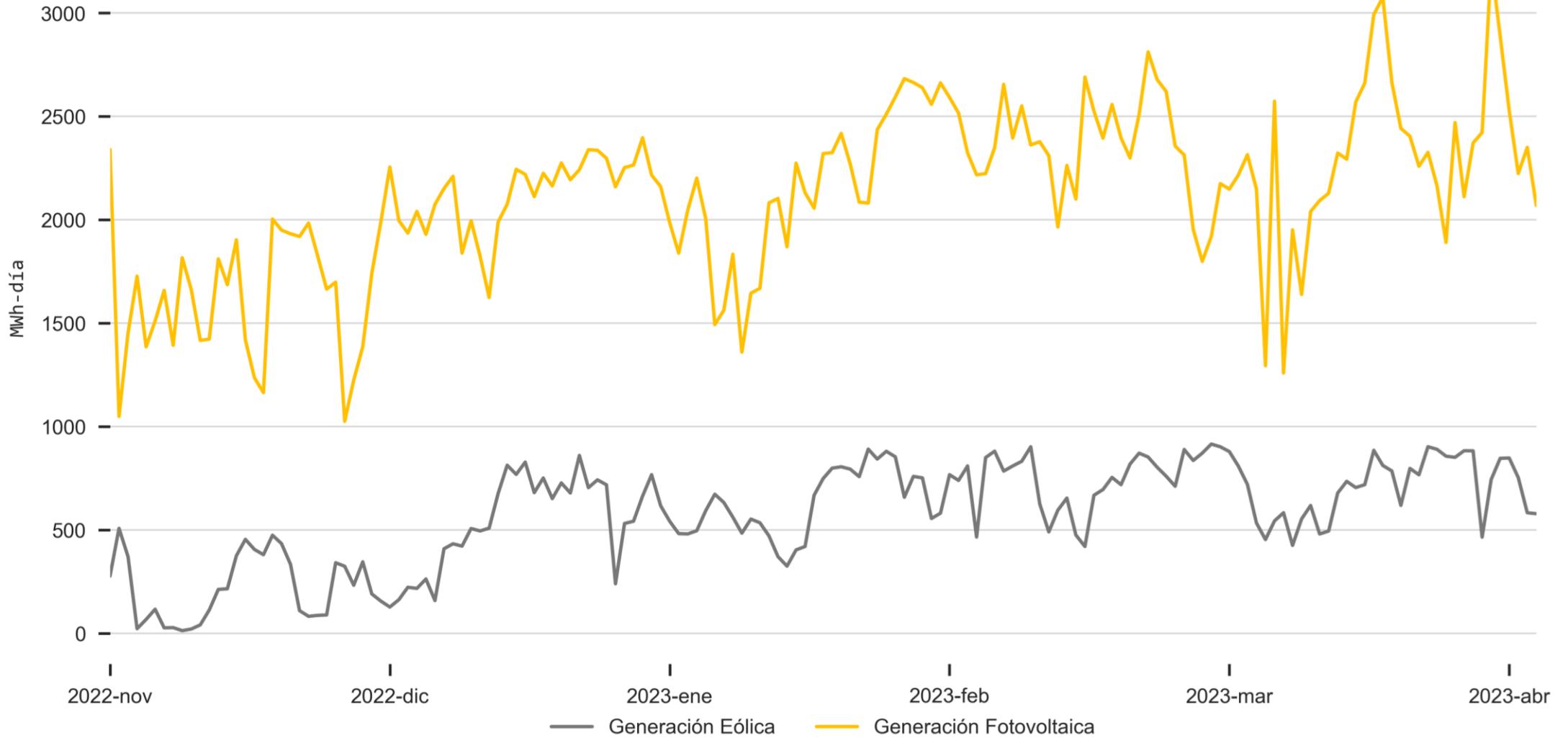


Información hasta el 2023-04-09
Información actualizada el 2023-04-10

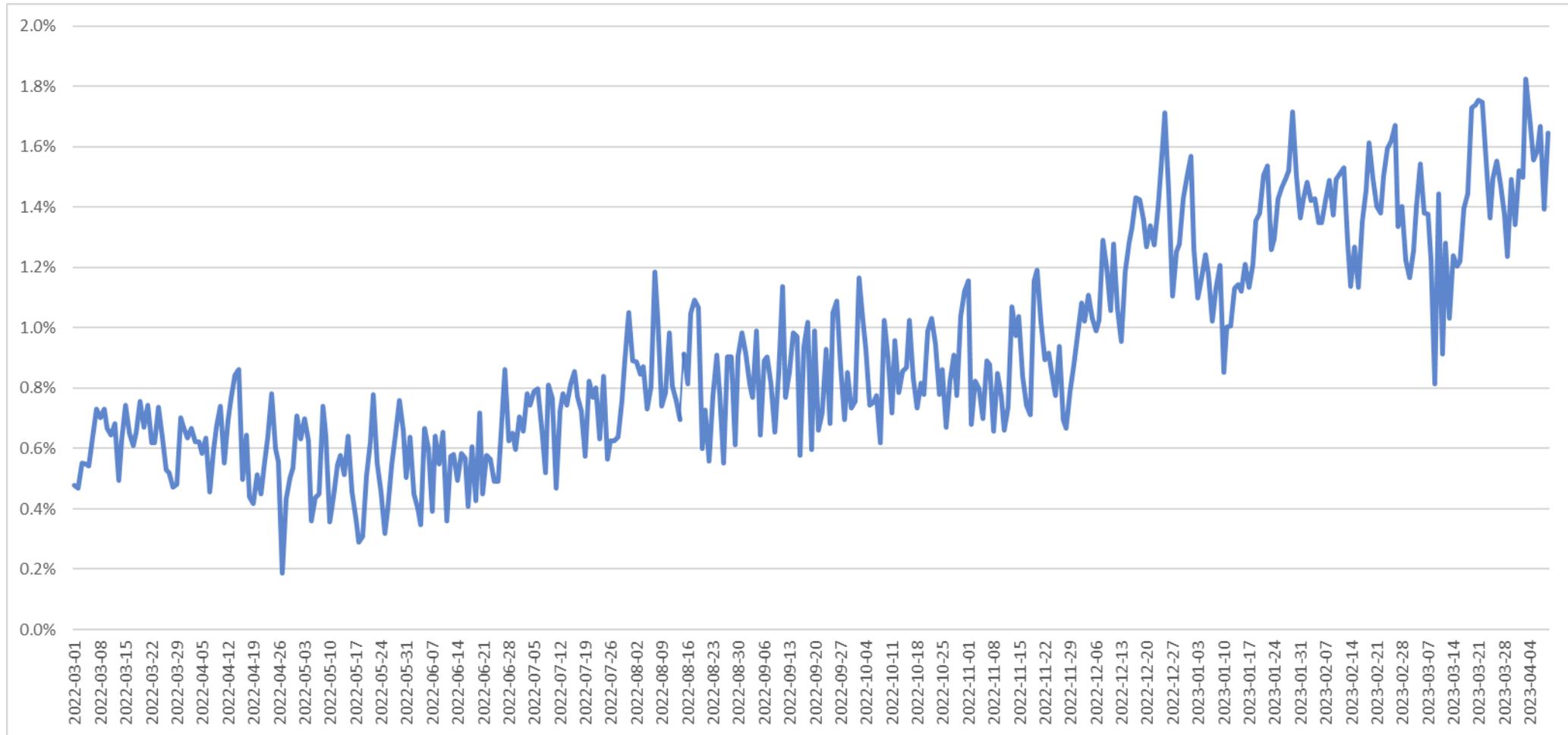
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-03-01 hasta 2023-04-09.

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

Generación FERNC



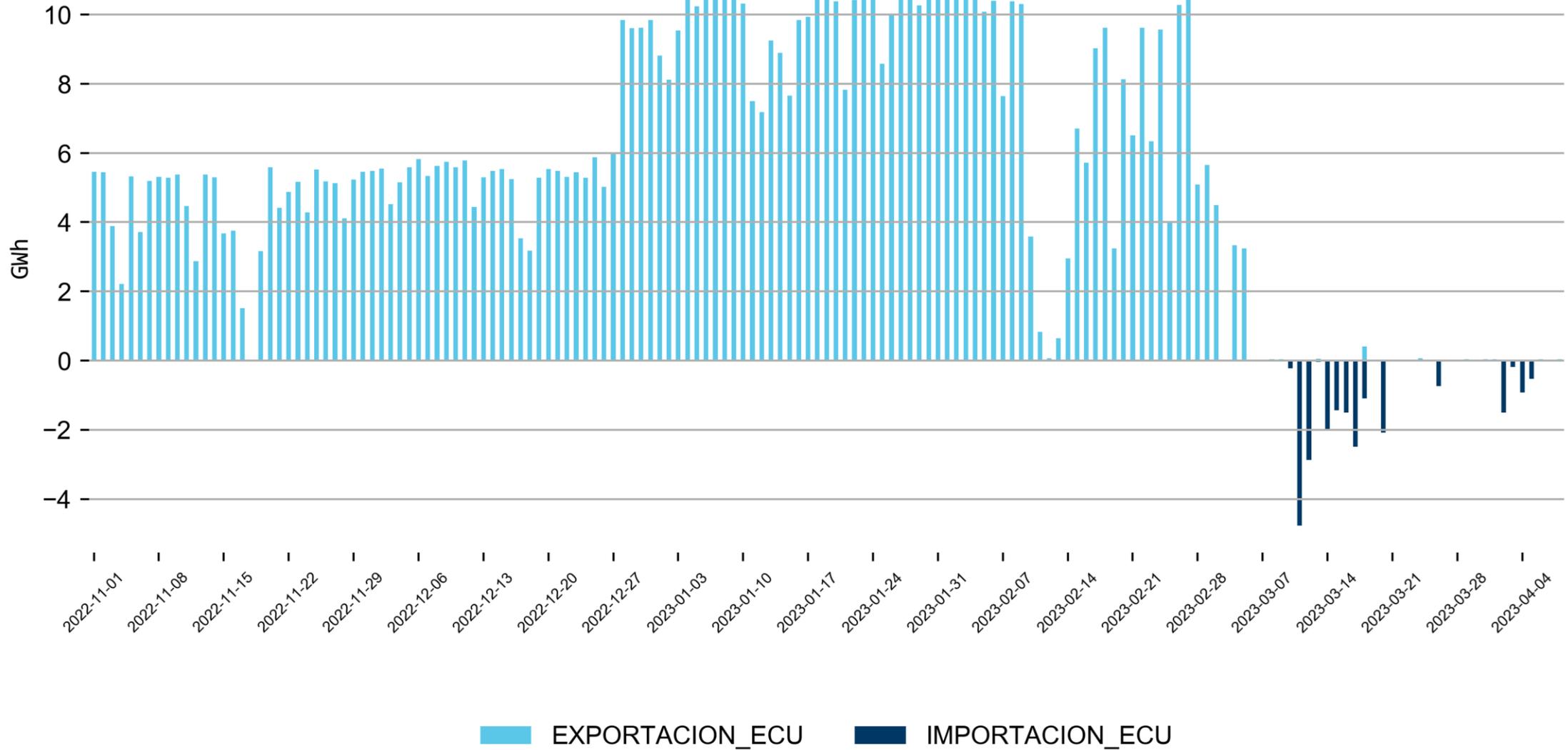
Porcentaje de participación de la Generación FNCER en el SIN



Información hasta el 2023-04-09

Información actualizada el 2023-04-11

Importaciones y exportaciones de energía

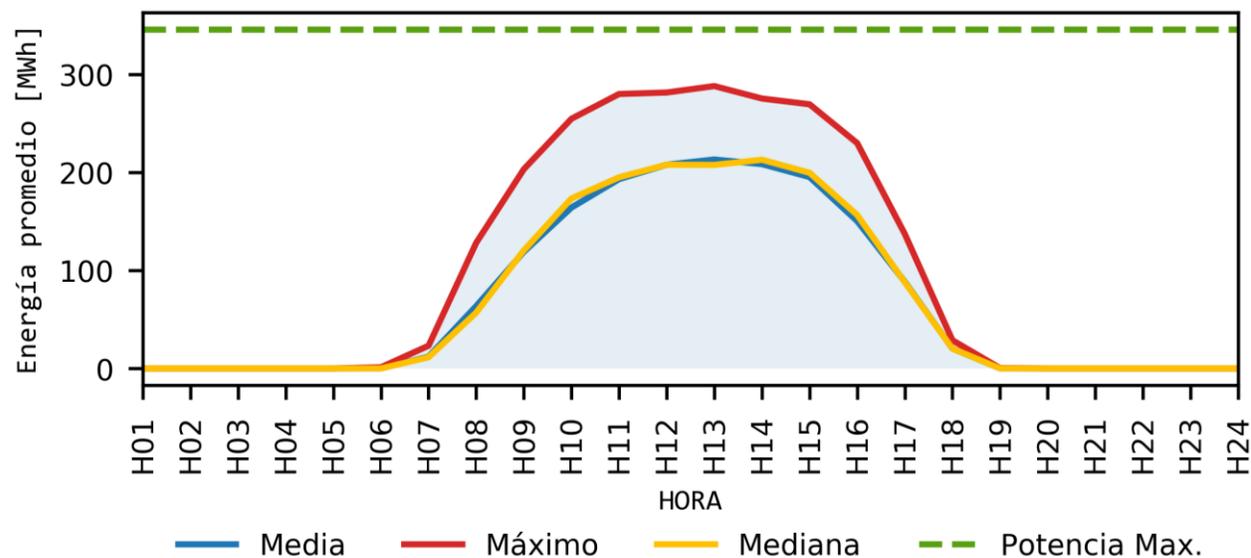


La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

Información hasta el 2023-04-08
Información actualizada el 2023-04-10

Curva Generación Solar - Plantas en Operación

Plantas solares en operación

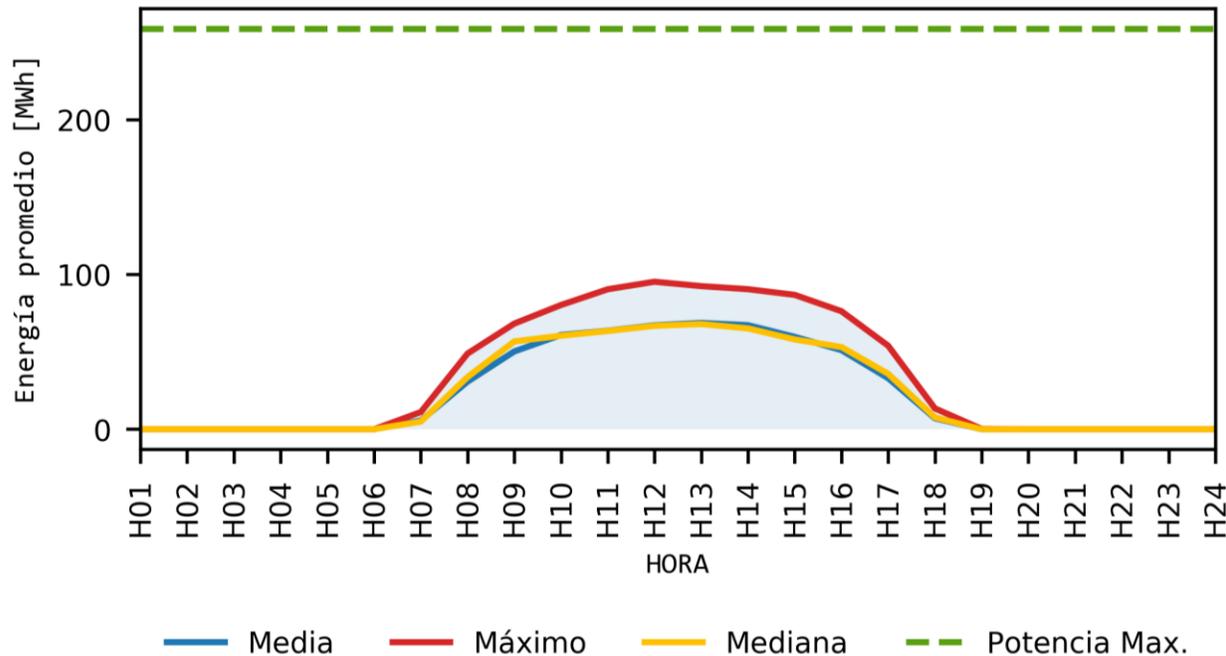


Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2023 hasta el 31 de marzo de 2023.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
LA SIERPE	19,9	127,47	26.7%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19,9	127,41	26.7%
SINCE	18,5	125,3	28.2%
TRINA-VATIA BSLI	19,9	117,45	24.6%
TRINA-VATIA BSLIII	19,9	116,16	24.3%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17,9	114,86	26.7%
TRINA-VATIA BSLII	19,9	114,28	23.9%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9,9	72,82	30.7%
CELSIA SOLAR DULIMA	19,9	59,47	12.5%
GRANJA SOLAR FLANDES	19,9	57,14	12.0%
CERRITOS	9,9	55,8	23.5%
MONTELIBANO	9,9	54,54	23.0%
LOS CABALLEROS	9,9	51,97	21.9%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9,1	51,2	23.4%
GY SOLAR AURORA	9,9	50,99	21.5%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9,1	50,6	23.2%
LA MEDINA	9,9	50,32	21.2%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8,06	46,32	23.9%
CELSIA SOLAR YUMA	9,1	44,32	20.3%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9,9	29,03	12.2%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5,06	21,11	17.4%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9,9	17,72	7.5%
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	17,28	24.0%
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	4	15,93	16.6%
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4,99	13,82	11.5%
CELSIA SOLAR CARMELO	9,9	13,29	5.6%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9,8	11,69	5.0%
AUTOG CELSIA SOLAR HARINAS	2,45	7,2	12.2%
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0,3	0,43	6.0%
HELIOS I	16	0	0.0%
Total	345,76	1635,93	

Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

Plantas solares en pruebas



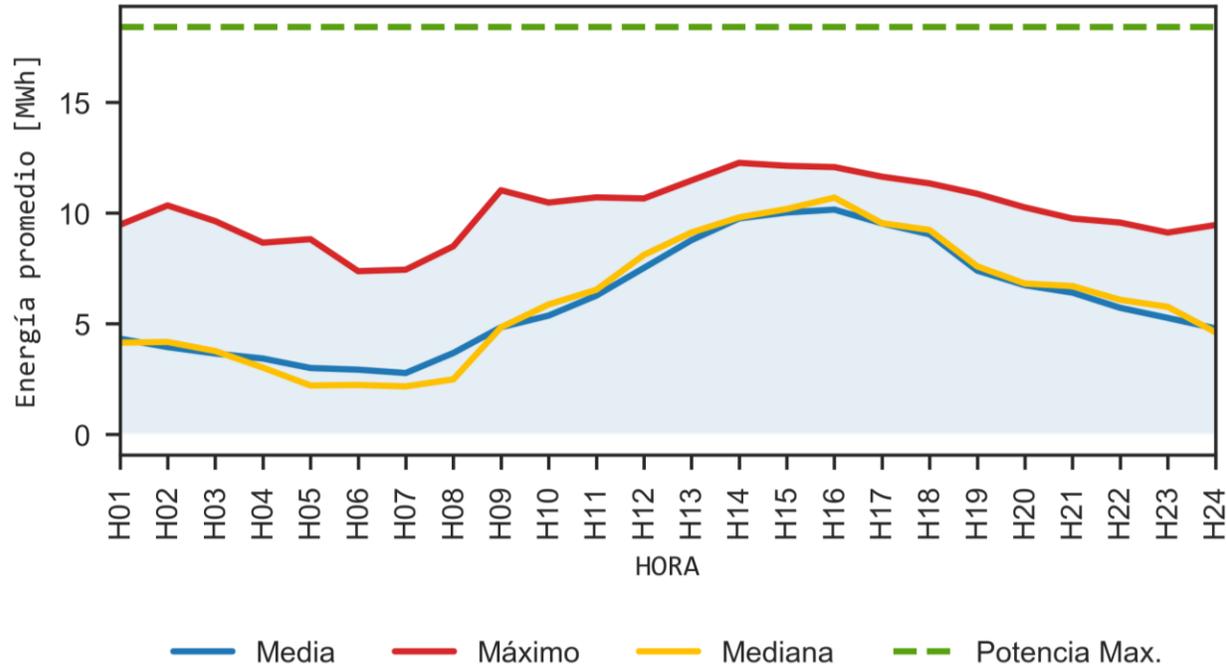
Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	450,6
LA TOLUA*	19,9	46,07
AUTOG BUGA I GRASAS	4	22,49
TIERRA LINDA*	9,9	22,09
LATAM SOLAR LA LOMA	150	21,21
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3	4,99	4,08
AUTOG CELSIA SOLAR PALMIRA 3 ZONA FRANCA	2,9	0,57
Total	258,69	567,11

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2023 hasta el 31 de marzo de 2023.

*Las plantas solares La Tolua y Tierra Linda entraron en operación en el mes de abril.

Curva Generación Eólica - Plantas en Operación

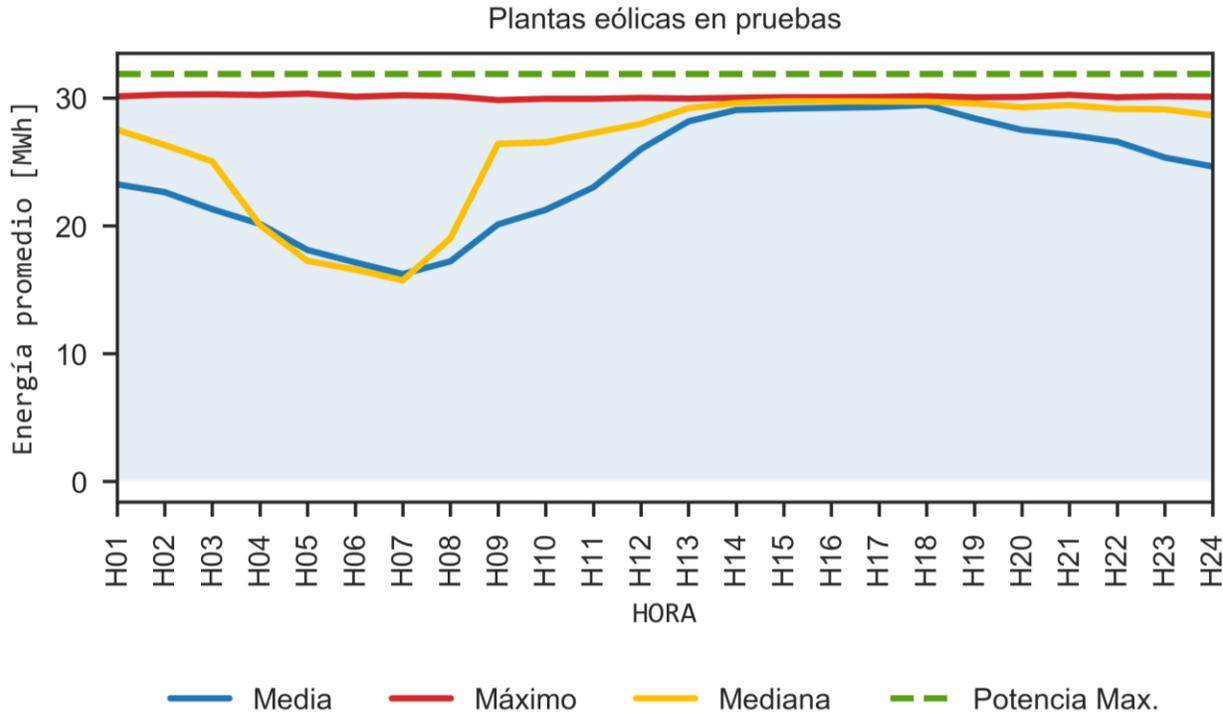
Plantas eólicas en operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	145.37	32.9%
Total	18.42	145.37	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2023 hasta el 31 de marzo de 2023.

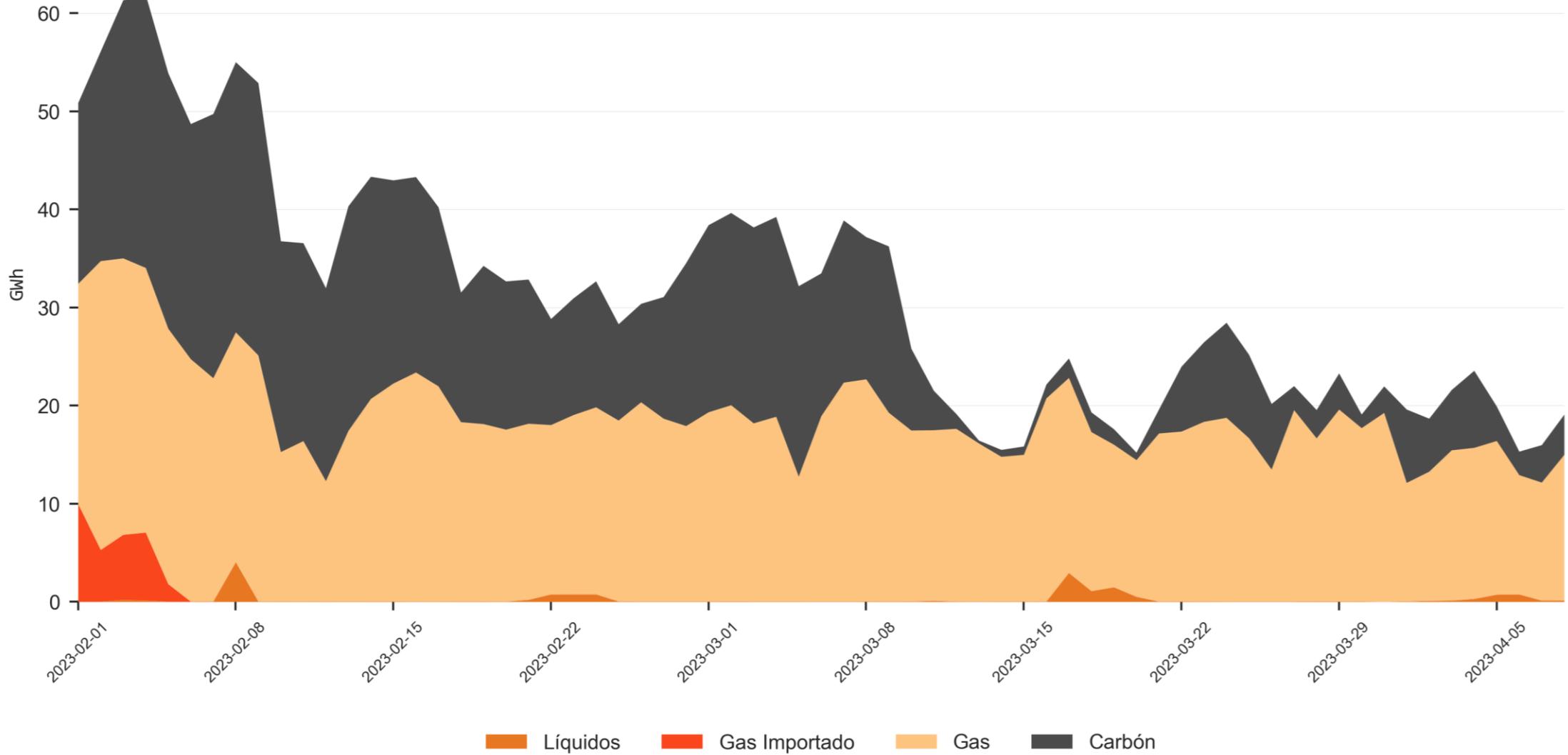
Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	346.87
PARQUE EOLICO WESP01	12	233.3
Total	31.9	580.17

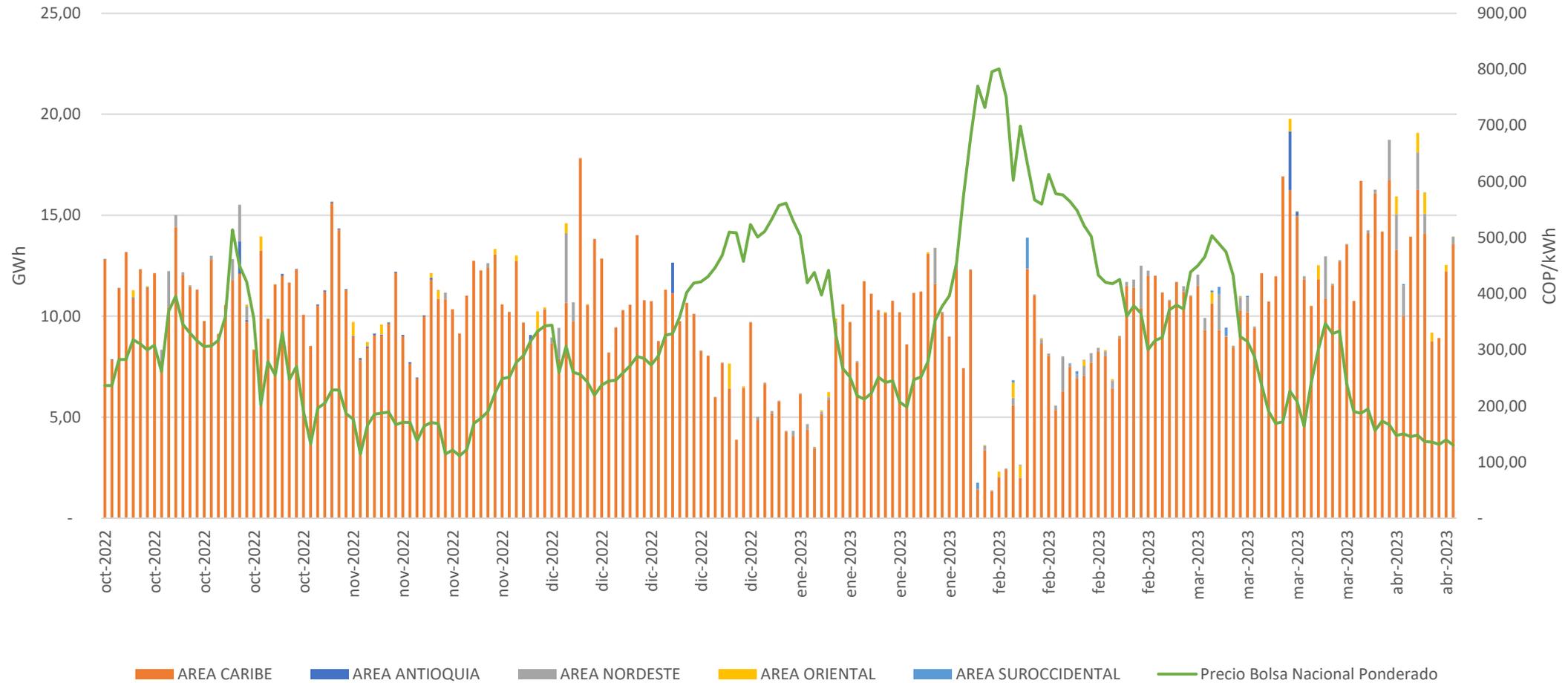
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de marzo de 2023 hasta el 31 de marzo de 2023.

Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



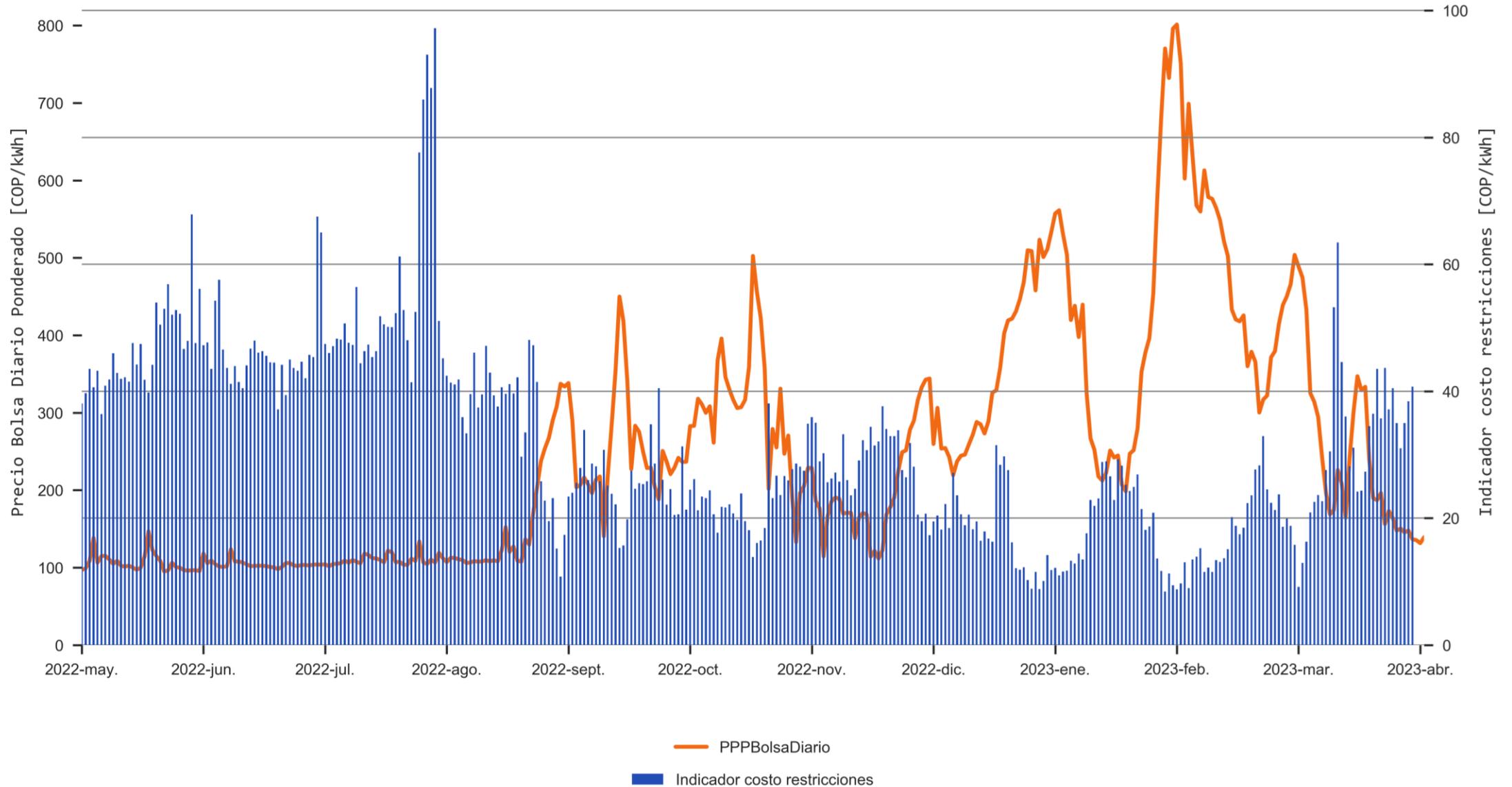
Información hasta el 2023-04-08
Información actualizada el 2023-04-10

Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Información hasta el 2023-04-09
Información actualizada el 2023-04-11

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



Información hasta el 2023-04-08
Información actualizada el 2023-04-10

2. Expectativas Energéticas



Sumamos energía,
sumamos pasión

Información de supuestos

Restricciones en la operación de los embalses

Antecedente

En el verano 2015 - 2016 diferentes agentes manifestaron preocupación por la incertidumbre en la operación de embalses ante el continuo del descenso en niveles de embalses con las condiciones y situaciones presentadas en ese momento.

En el SPO se realizó un levantamiento de posibles restricciones con los agentes y se obtuvo un cuadro con estas señales.

6011 - 2.11

CITISE 004465 - 1 XM
MEDELLIN, MAR - 10 - 2016 07:14 PM
ORIGEN: 6011 VIA: 2

Ingeniero
ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
Avenida Calle 26 No. 69-63, Ed. Torre 26, Oficina 408
Teléfono: (091) 702 30 29 / 26
E-mail: aolarte@cno.org.co
Bogotá D.C.

Asunto: Verificación operación con bajos niveles de embalse.

Respetado Ingeniero Olarte,

Anexamos situaciones operativas presentadas en la reunión del Consejo Nacional de Operación del 8 de Marzo, las cuales fueron validadas por cada uno de los agentes, lo anterior con el fin de que sean analizadas en el Subcomité de Planeamiento Operativo.

De antemano agradecemos su colaboración y pronta diligencia,

Cordialmente,


CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA
Director Planeación de la Operación (e)

Copia: Ingeniero Juan Carlos Guerrero Benavides, Director Regulación y Estudios,
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P. E-mail: juan.c.guerrero@aes.com.
Carlos Canolf



filial de isa

Condición Operativa Embalses del SIN

USO RESTRINGIDO

Región	Embalse	Restricción Conocida	Impacto
Caribe	Urra	El embalse alimenta los acueductos de Montería y otros municipios. Viene generando lo mínimo para el sector eléctrico para no comprometer los acueductos en el mediano plazo. (Lo maneja con disponibilidad)	De 7,9 GWh día de capacidad viene generando 2 GWh - día
Antioquia	Peñol - Guatapé	La planta se encuentra indisponible por evento en los cables de las unidades. Buscar alternativas para sacar agua del embalse del Peñol y agilizar entrada de las unidades de Guatapé.	Perdida de la generación en Guatapé y menor generación en Playas y San Carlos

Todos los derechos reservados para XM S.A. E.S.P.

Finalmente los agentes expresaron que “no existen restricciones operativas en embalses, adicionales a las ya informadas para el planeamiento energético” [1]

Restricciones en la operación de los embalses



En la reunión ordinaria del Subcomité de Planeamiento Operativo (SPO) del mes de febrero de 2023, se acordó volver a realizar el ejercicio hecho en 2016 respecto al levantamiento de posibles restricciones o limitaciones en la operación de embalses con niveles próximos a sus mínimos operativos.

Este ejercicio, que es una tarea del plan operativo 2023 del SPO tiene como objetivo analizar mediante simulaciones del SIN, sensibilidades a los niveles mínimos operativos de los embalses, e identificar posibles riesgos en la confiabilidad de la atención de la demanda.

La información solicitada es la siguiente:

Nombre del Embalse con regulación mayor que diaria	Nivel de embalse útil (%) a partir del cual podría presentarse restricción de operación por bajo volumen y caudal	Limitaciones en el caudal turbinado (máximo o mínimo - m ³ /s) asociado a bajos niveles de embalse por requerimientos ambientales/sociales/otros uso de recurso		Observaciones
		Min (m ³ /s)	Max (m ³ /s)	

Restricciones en la operación de los embalses

Luego de los seguimientos realizados en el SPO y comité de operación del mes de marzo, el resumen de la información recibida a la fecha es la siguiente:

	Nivel de embalse útil (%) a partir del cual podría presentarse restricción de operación por bajo volumen y caudal	Limitaciones en el caudal turbinado (máximo o mínimo - m3/s) asociado a bajos niveles de embalse por requerimientos ambientales/sociales/otros uso de recurso	Observaciones
		Min (m3/s) Max (m3/s)	
	0% todos sus embalses. Sin restricciones por bajo volumen y caudal	Ninguna adicional a las ya reportadas y modeladas en el despacho	Miel & Sogamoso -> Cuando el volumen útil llegue a cero se saca la planta de servicio y se debe abrir descarga de fondo para cumplir el caudal ecológico
	0% todos sus embalses. Sin restricciones por bajo volumen y caudal	N/A Sin limitaciones en caudal turbinado	Alban, Prado & Salvajina -> Curva Potencia Vs NE
	30% Guavio* – 0% los demás embalses Sin restricciones por bajo volumen y caudal	Max 15 m3/s Tominé** - N/A las demás Sin limitaciones en caudal turbinado	* Plan de Contención de colmatación bocatoma ** Embalse multipropósito, prioridad Acueducto Betania -> Existe el riesgo de problemas sociales, cultivo de peces
	5% Esmeralda*	Sin limitaciones en caudal turbinado	* La operación por debajo del 5% del V.U. del embalse no se ha presentado a plena carga. Se aplica la curva Potencia vs Nivel de Embalse para la operación de 2023, según acuerdo CNO 1326.
	Ituango Vmax = 56.2%* & Vmin = 45.9%** N/A para los demás embalses	N/A	* Hasta la construcción del tapón definitivo del túnel de desviación derecho (Agosto 10 de 2024) ** Hasta la habilitación definitiva de la descarga intermedia (Abril 03 de 2025)

Pendiente recibir información:

Restricciones en la operación de los embalses

Adicionalmente se solicita a los agentes verificar si se requiere actualizar las curvas de potencia vs nivel de embalse reportadas al CND según Acuerdo CNO 1558



Actualizó información 3/03/2023

CODIGO	NOMBRE	Nivel del embalse					
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
		m1	m2	m3	m4	m5	m6
504	MIEL I	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
508	SOGAMOSO	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
105	SAN CARLOS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
103	JAGUAS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
101	URRA	0.0%	25.0%	35.0%	50.0%	75.0%	100.0%
403	CHIVOR	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	50.0%	100.0%
408	BETANIA	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
213	GUAMO	0.0%	19.9%	39.6%	62.6%	82.4%	100.0%
506	PORCE III	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	43.0%	100.0%
104	PLAYAS	0.0%	15.0%	30.0%	45.0%	61.0%	100.0%
102	GUATAPE	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
505	PORCE II	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
112	TRONERAS	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
113	GUADALUPE 3	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
114	GUADALUPE 4	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
115	LA TASAJERA	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%	50.0%	100.0%
409	ALTOANCHICAY	0.0%	2.1%	4.6%	35.2%	39.5%	100.0%
404	PRADO	0.0%	15.3%	22.1%	36.5%	43.9%	100.0%
414	SALVAJINA	0.0%	11.2%	18.3%	29.4%	32.1%	100.0%
412	CALIMA	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
399	EL QUIMBO	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%

	Potencia máxima						
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
	m1	m2	m3	m4	m5	m6	
	252	279	312	351	381	396	4 Jun 2021 - E2021-004321
	525	579	654	774	819	819	4 Jun 2021 - E2021-004321
	1240	1240	1240	1240	1240	1240	2 Feb 2016 - 201644001878-3
	170	170	170	170	170	170	2 Feb 2016 - 201644001878-3
	148	220	241	270	316	338	4 Feb 2016 - 455006
	640	720	800	920	960	1000	12 Nov 2019 - 4.944-2020
	362	406	446	481	511	540	3 Feb 2016 - 00128009
	1030	1110	1160	1195	1225	1250	28 Feb 2020 - 00207296
	614	634	654	674	700	700	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	197	200	202	204	207	207	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	560	560	560	560	560	560	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	405	405	405	405	405	405	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	40	40	40	40	40	40	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	270	270	270	270	270	270	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	202	202	202	202	202	202	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	102	170	238	306	306	306	8 Jun 2020 - 20200130086735
	280	280	345	345	355	355	21 Ene 2016 - 201600001480
	33.5	38	40	44	46	46	21 Ene 2016 - 201600001480
	180	227	248	280	285	285	21 Ene 2016 - 201600001480
	132	132	132	132	132	132	21 Ene 2016 - 201600001480
	221	286	334	371	394	400	9 Jun 2019 - 202044014911-3

Se requiere actualizar por:

No coincide con CEN

No tiene pendiente decrecientes

Restricciones actuales en la operación de los embalses



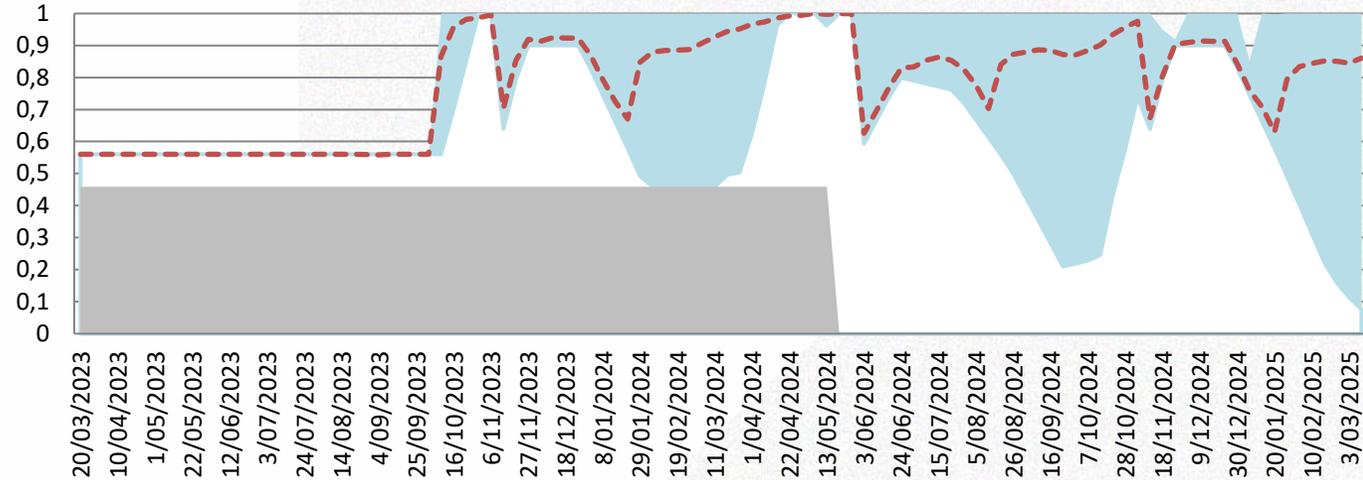
Ituango

Volumen Max = 408 msnm = 56.1% hasta el 7/10/2023
(riesgo destaponamiento túnel de desviación)

Volumen Min = 405 msnm = 45.9% hasta el 25/05/2024
(habilitación de la descarga intermedia de la presa)

Información reportada por EPM 12 de agosto de 2022
*a actualizar a partir del MP semana 16 con la nueva información reportada por EPM)

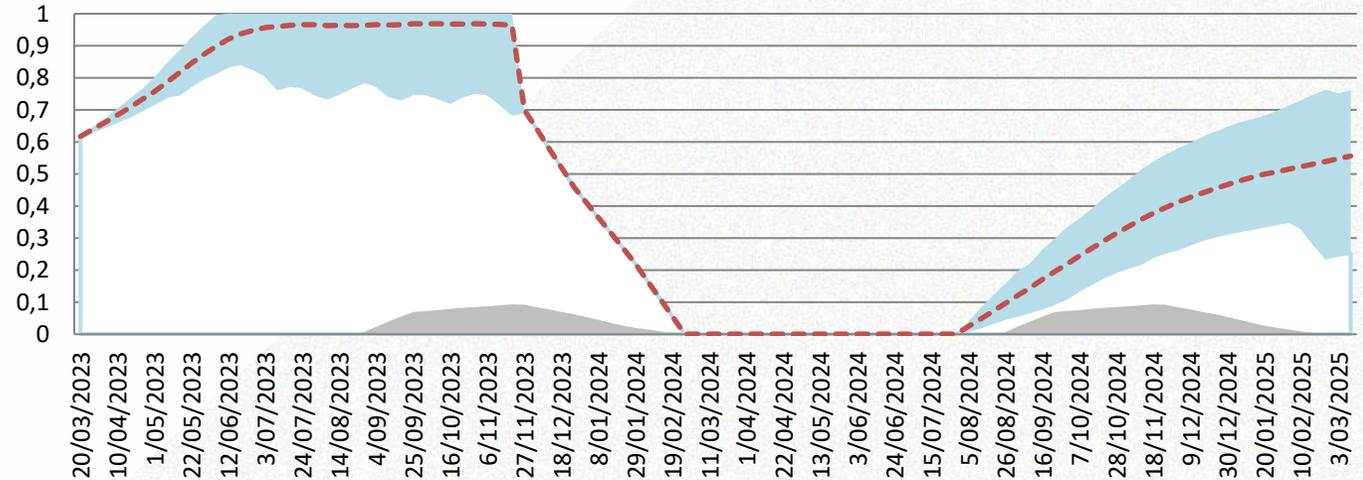
MP semana 15/2023



Miraflores

Volumen Max = Curva de descenso entre 1/12/2023 al 29/02/2024
Volumen Max = 0% entre 1/03/2024 al 31/07/2024
(mantenimiento y la adecuación de la presa Miraflores)

Información reportada por EPM 3 de marzo de 2023



Guavio -> pendiente socialización del mantenimiento de los trabajos sobre la bocatoma para definir modelamiento de la restricción.

Otros Insumos del Planeamiento Operativo Energético



A partir del análisis energético del mediano plazo de la semana 12 de 2023 el CND empezó a considerar una nueva información de **Proyección de Precios de los Energéticos en Fuentes de Producción y en Plantas de Generación** actualizada por la UPME a través de Radicado XM 202344008585-3, Radicado UPME 20231700032081.

Se recomienda al CNO solicitar a la UPME a que presente en el SPO la actualización del estudio.

Alguna información relevante :

- Gas Barranquilla fuente GNI con costos (USD/MBTU) menores que:
 - Gas Barranquilla fuente VIM y Guajira
 - Gas Cartagena GNI
 - Gas Tesorito
- Gas Cartagena fuente GNI con costos (USD/MBTU) menores que:
 - Gas Cartagena fuente VIM
- Gas Barranquilla fuente GNI con costos (USD/MBTU) similares a los de Gas Casanare que al considerarlos como costos operativos (USD/MWh) son menores en Gas Barranquilla GNI que al Gas Casanare

Otros Insumos del Planeamiento Operativo Energético



En búsqueda de actualizar constantemente la información disponible los insumos con los cuales se realiza el planeamiento operativo energético se solicito las expectativas del recurso primario a utilizar por las plantas de generación: Termobarranquilla 3, Termobarranquilla 4, Tebsa, Termoflores 1, Termoflores 4 y Termocandelaria posterior al 1 de diciembre de 2025.



Esta solicitud surge a causa del entendimiento que el Ingreso Regulado, establecido en la Resolución CREG 062 de 2013, finaliza el 30 de noviembre de 2025, sumado que a partir de la misma fecha no se tienen asignaciones de OEF respaldadas con Gas Natural Importado de las plantas mencionadas exceptuando al recurso Termocandelaria.



A la fecha no se tiene respuesta a la comunicación enviada por el CND.



Dado que a la fecha algunas plantas no cuentan con asignaciones de obligaciones de energía firme, no es clara la disponibilidad de combustibles de las mismas para vigencias futuras.



Es necesario definir como se deben considerar las plantas Termocentro, Cartagena 1, 2 y 3 y Termoyopal 2 en el planeamiento energético de mediano plazo.



Otros Insumos del Planeamiento Operativo Energético



El pasado 10 de abril de 2023 fue enviado por el CND un comunicado solicitando a las plantas térmicas revisar la logística de abastecimiento de combustible y compartir los riesgos que identifique para el periodo 2023-2024. Adicionalmente indicar si se han identificado otras condiciones logísticas, como la asociada al inventario de repuestos u otras, que puedan afectar la normal operación de la central en dicho periodo.

Finalmente, se solicita una evaluación de los planes de mantenimiento de las centrales de generación evitando que los mismos sean ejecutados en el probable periodo de bajos aportes hídricos mencionado.

Anualmente, el Centro Nacional de Despacho, CND, para las plantas de generación que tenga OEF asignadas, realiza la verificación de la ENFICC y de la Energía Disponible Adicional, EDA, en los términos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006.

Como resultado de la verificación del 2022, varias plantas térmicas e hidráulicas tuvieron una ENFICC inferior a sus OEF, por tanto, debieron presentar a la SSPD los planes de mejora.

XM fue copiado en uno de los planes de mejora donde se plantea dejar un volumen adicional al NEP en uno de sus embalses, dado lo anterior, se recomienda revisar los planes de mejora que se aprueban por parte de la SSPD y revisar si es necesario incluir alguna restricción adicional en el planeamiento energético de mediano plazo.

Acciones para la gestión energética

Con el fin de minimizar los riesgos para la atención de la demanda, en caso de presentarse un fenómeno de bajos aportes a partir del segundo semestre del 2023, se deben adelantar gestiones frente a cada una de las componentes del balance energético.

$$V_f = V_i + \text{Aportes} - \text{Gen Hidro} - \text{Vertimientos}$$

$$\text{Gen Hidro} = \text{Dem} + \text{Exp} - \text{Gen Térmica} - \text{Imp} - \text{Gen Otros}^*$$

*Gen Otros: Plantas menores, Cogeneradores, auto generadores, etc

Acciones para la gestión energética

Variable Impactada	Recomendación	Líder propuesto	Seguimiento
Demanda	Activar en el corto plazo campaña de uso eficiente de energía	MME – UPME	
Vertimientos	Gestiones para la entrada en operación de las unidades 3 y 4 de Ituango*.	EPM – MME CND - CNO	Mensual
Gen Térmica	Gestiones para la entrada en operación del Cierre de ciclo Termocandelaria y Termocaribe 3.	Agentes – MME CND - CNO	Mensual
Gen Otros	Gestiones para la entrada en operación de otros proyectos de generación.	UPME-CND	Mensual
Gen Otros	Viabilizar la inyección de excedentes de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores.	MME	
Exp	Limitar las exportaciones de energía a la generación térmica no requerida en el despacho nacional.	CREG	
Vf (Útil)	Actualizar inventario de restricciones operativas de los embalses del sistema operando cerca de su mínimo útil.	CND – CNO	

* Dado el caudal del Rio Cauca, se espera tener vertimientos permanentes aun con la puesta en operación de las unidades 3 y 4, las cuales aportarían cerca de 13 Gwh-día en operación.

Acciones para la gestión energética

Variable Impactada	Recomendación	Líder propuesto	seguimiento
Gen Térmica	Realizar seguimiento para mantener alta disponibilidad de los energéticos primarios para el suministro al sector termoeléctrico.	CACSSE	Mensual
Gen Térmica	Seguimiento inventario y logística de retanqueo planta regasificadora.*	CACSSE	Mensual
Gen Térmica	Identificar y gestionar posibles limitantes que afecten disponibilidad de las plantas térmicas (suministro de agua, restricciones ambientales, transporte de combustibles líquidos, entre otras)	CND-CNO	Mensual
Gen Térmica	Coordinación de mantenimientos (generación y transmisión) tendientes a maximizar la disponibilidad del parque térmico durante el verano.	CND-CNO	Mensual
Gen Térmica Gen Hidro	Seguimiento a las acciones de los planes de mejora que adelantarán las plantas para cumplir las OEF asignadas.	SSPD - CND – CNO	

* La planta de regasificación respalda las obligaciones de Candelaria, Flores 1, Flores IV, Tebsa y Barranquilla 3 y 4, que representan una capacidad de 1830 MW o 2082 MW. (44 o 50 GWh día)

Acciones para la gestión energética

Variable Impactada	Recomendación	Líder propuesto	seguimiento
Demanda	Considerar aplicabilidad del estatuto de racionamiento de forma tal que considere la actualidad jurídica, legal y operativa del sistema y el país y haga viable la aplicación del racionamiento en la operación, así mismo eliminar la señal de precio como criterio para su activación.	CREG	
Gen Térmica	Realizar gestiones con los agentes operadores de las plantas Cartagena 1 (52 MW), 2 (62 MW) y 3 (66 MW), Yopal 2 (28 MW) y Termocentro (272 MW), tendientes a contar con la disponibilidad de las plantas para el verano 2023- 2024.	CND – CNO - MME	
Demanda	Reglamentar esquemas completos de respuesta a la demanda	MME - CREG	

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



Abr 09, 59.81 %

Intercambios Internacionales



No se consideran

Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para abril 2023

Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)
Desbalances de 3.56 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Mar/2023).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

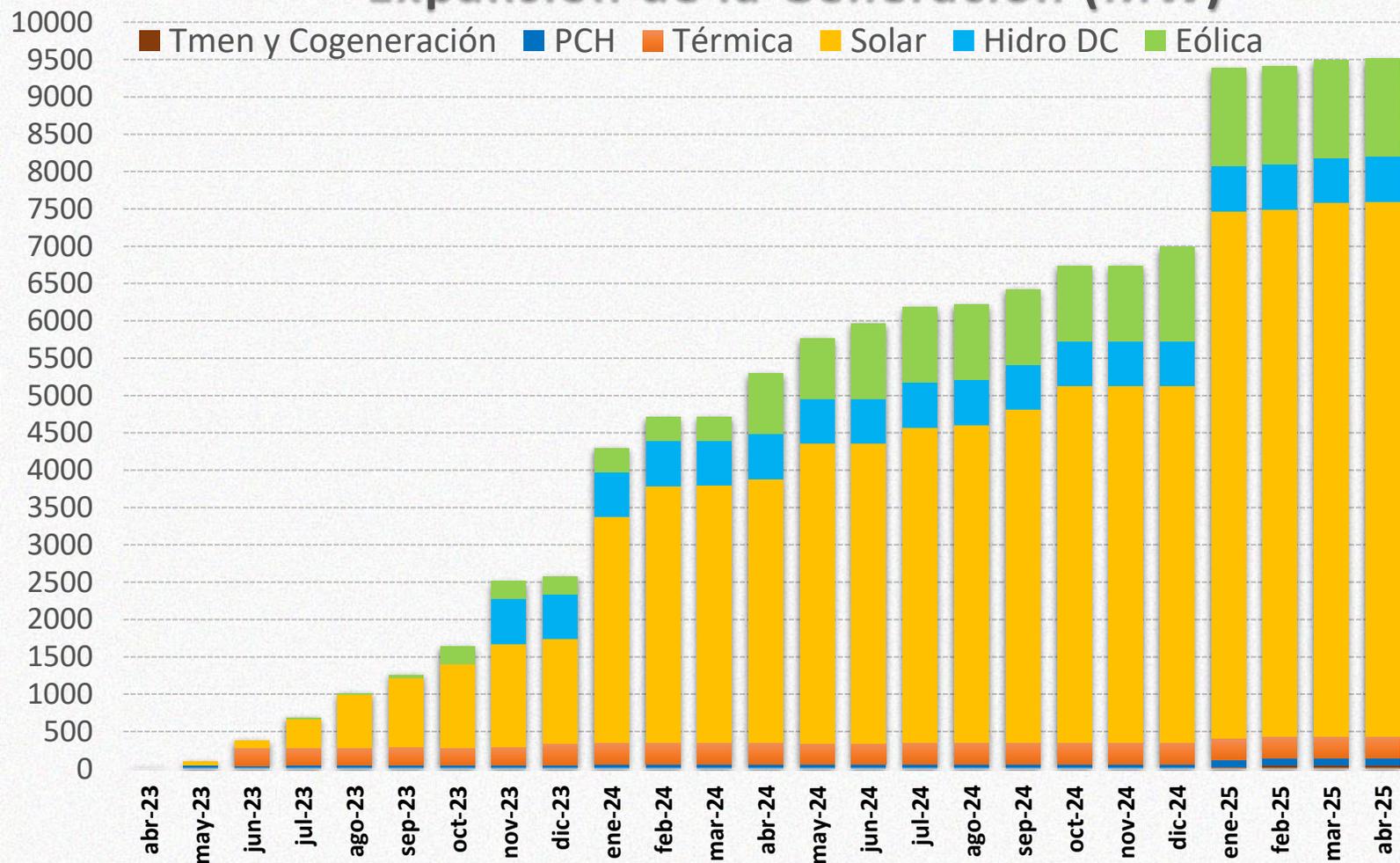
Expansión Generación



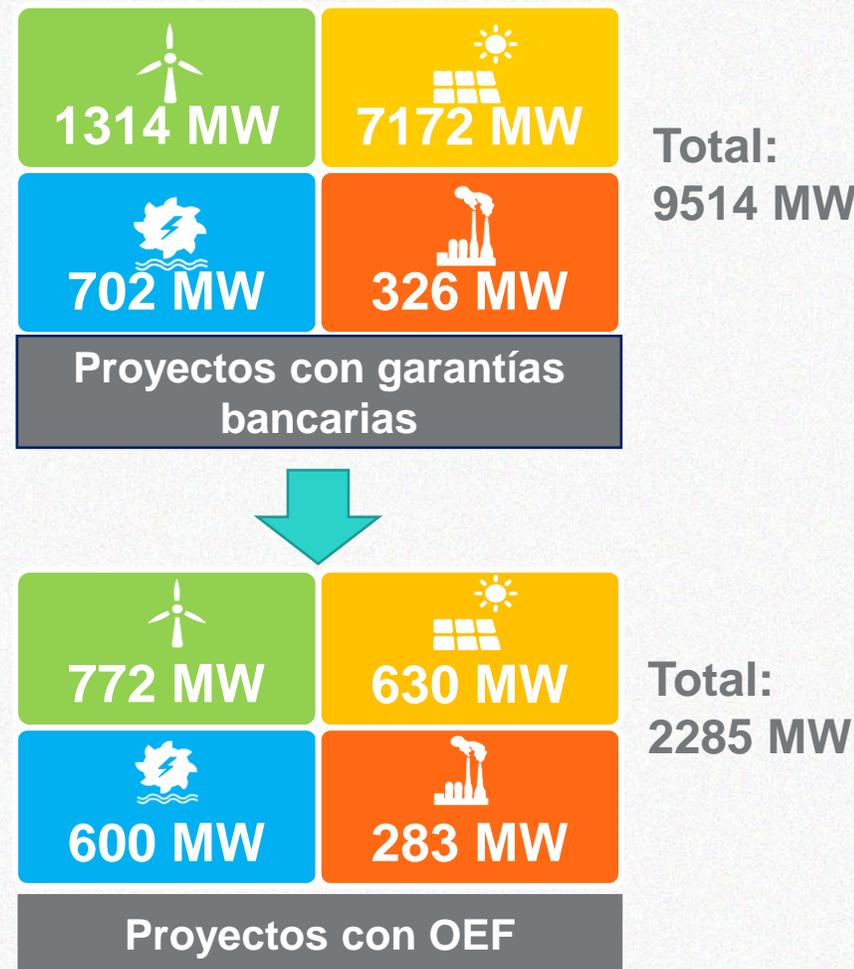
Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

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)

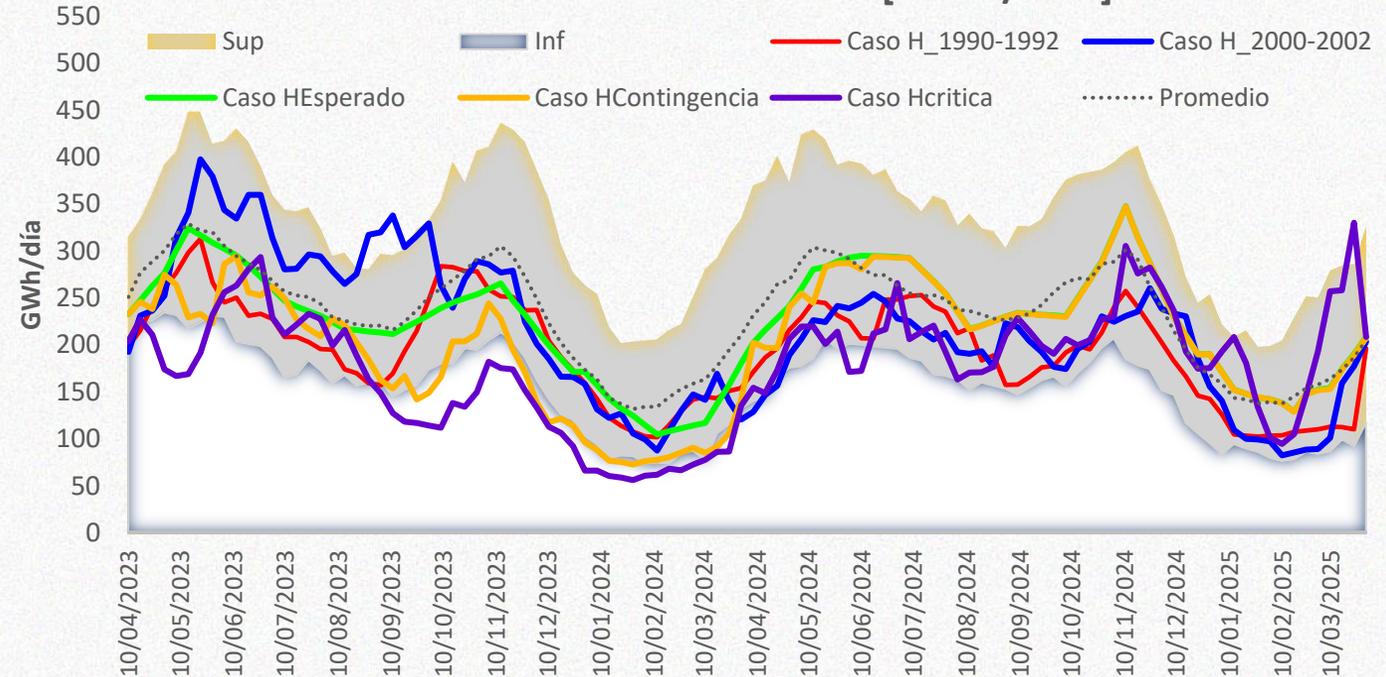
Hidrología

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

Demanda del SIN - GWh/día

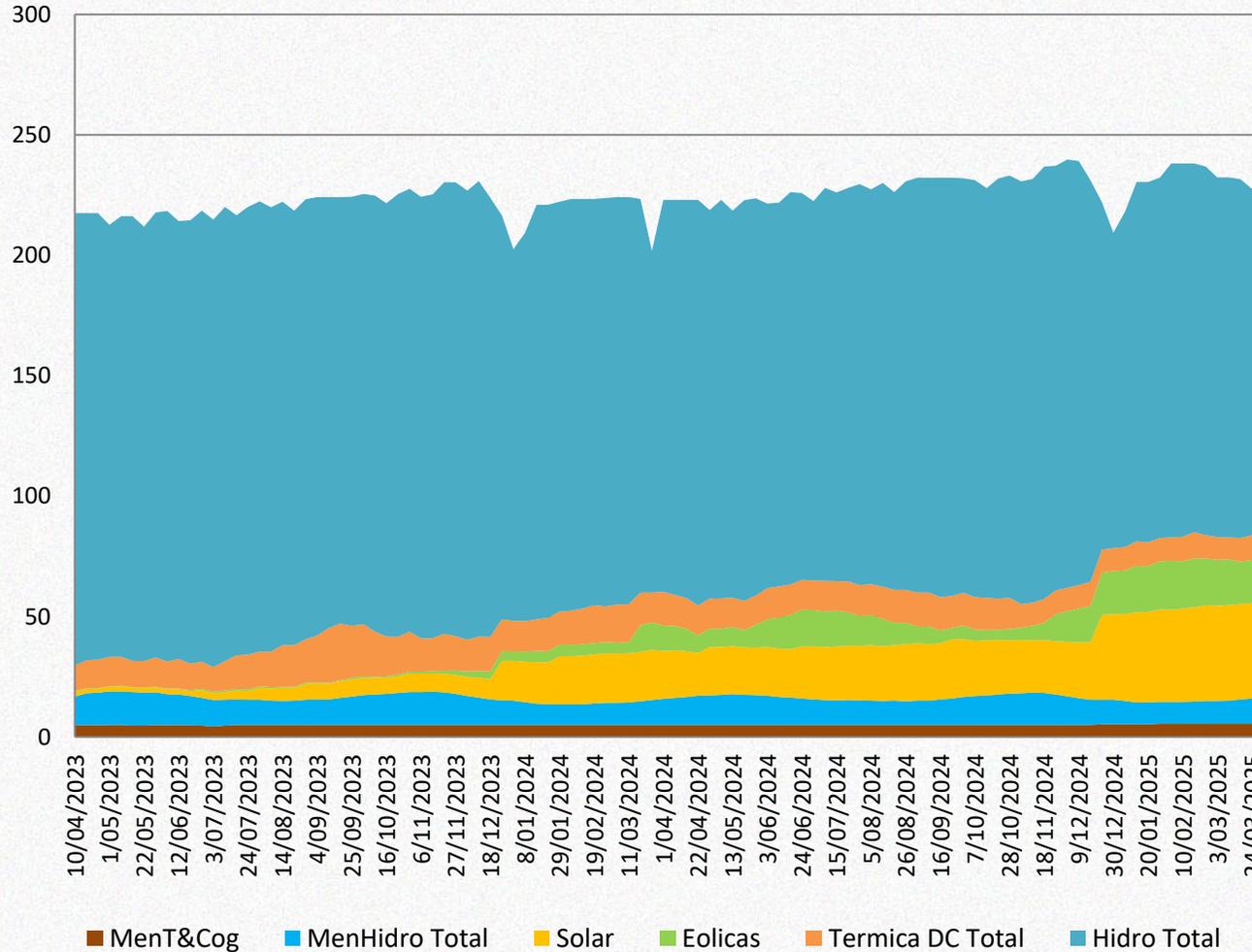


ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

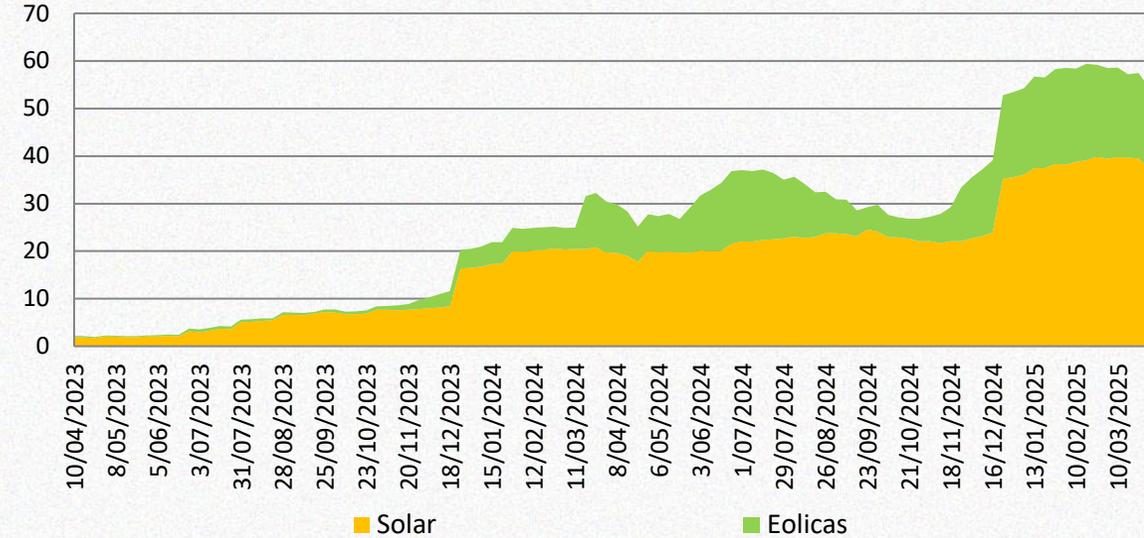


Resultados Estocásticos

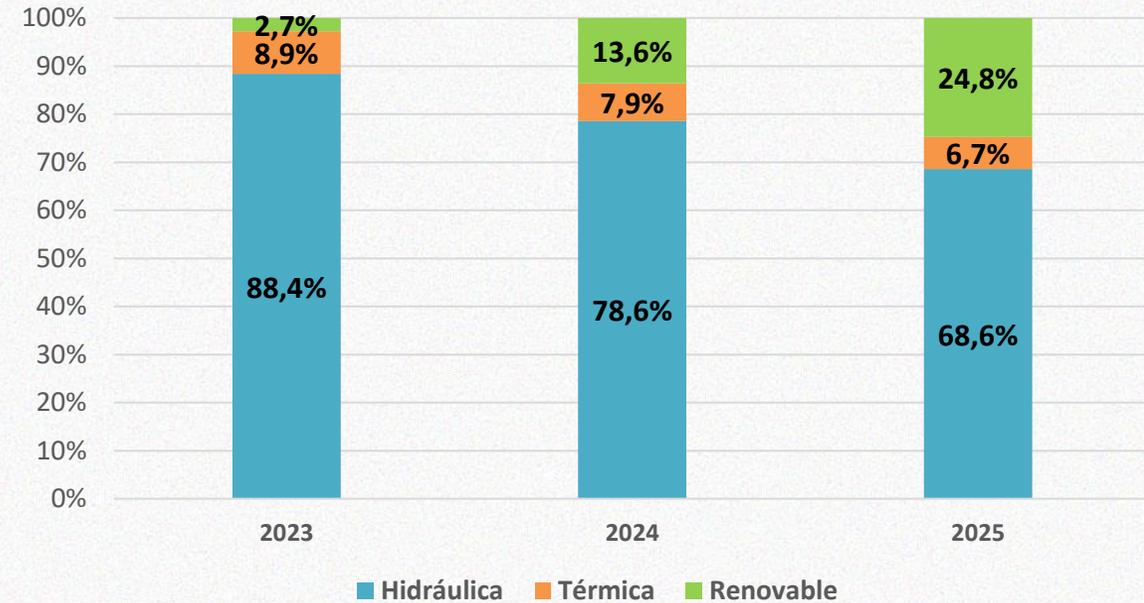
Generación Promedio - GWh/día



Generación FERNC Promedio - GWh/día



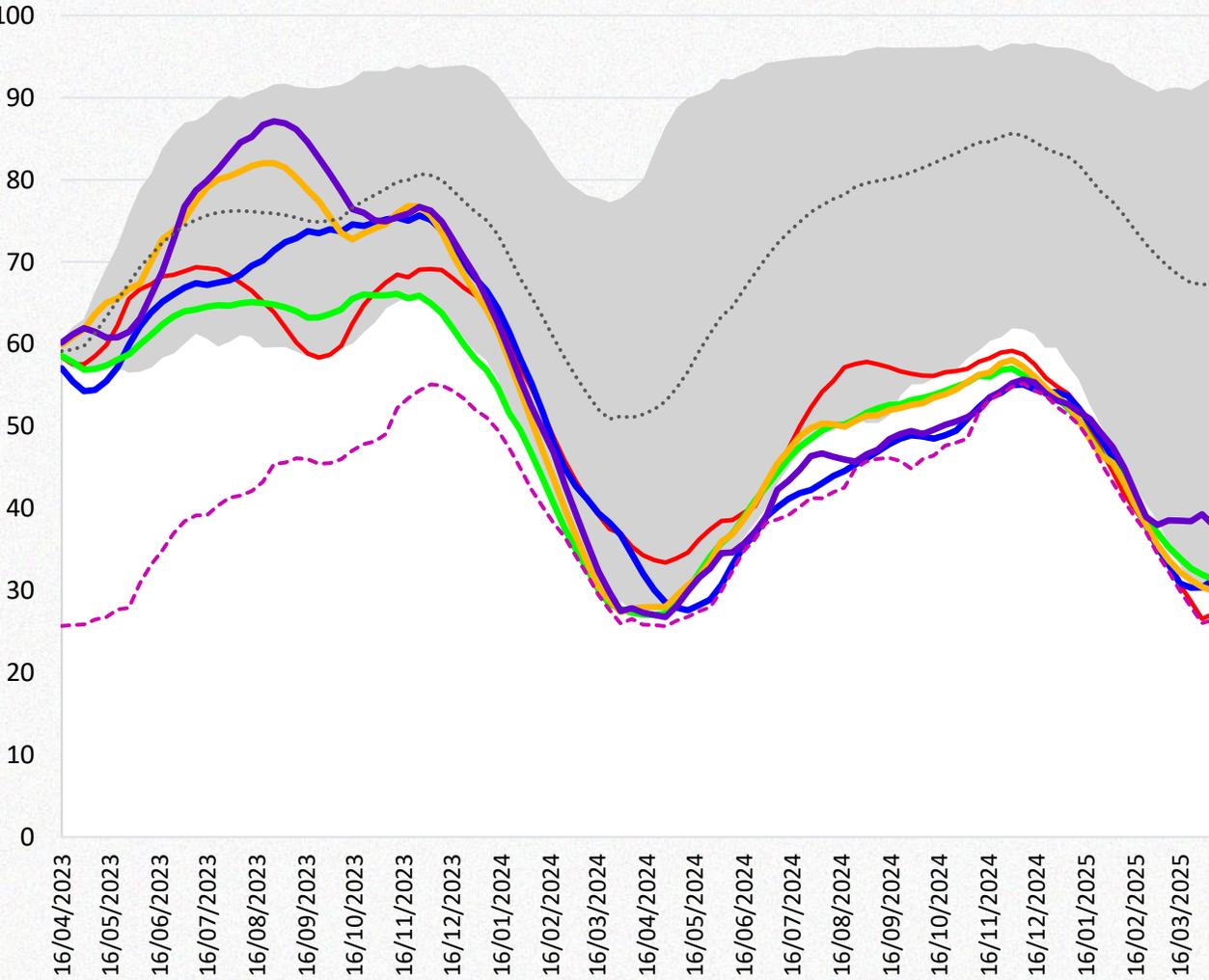
Participación de la generación en la atención de la demanda



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

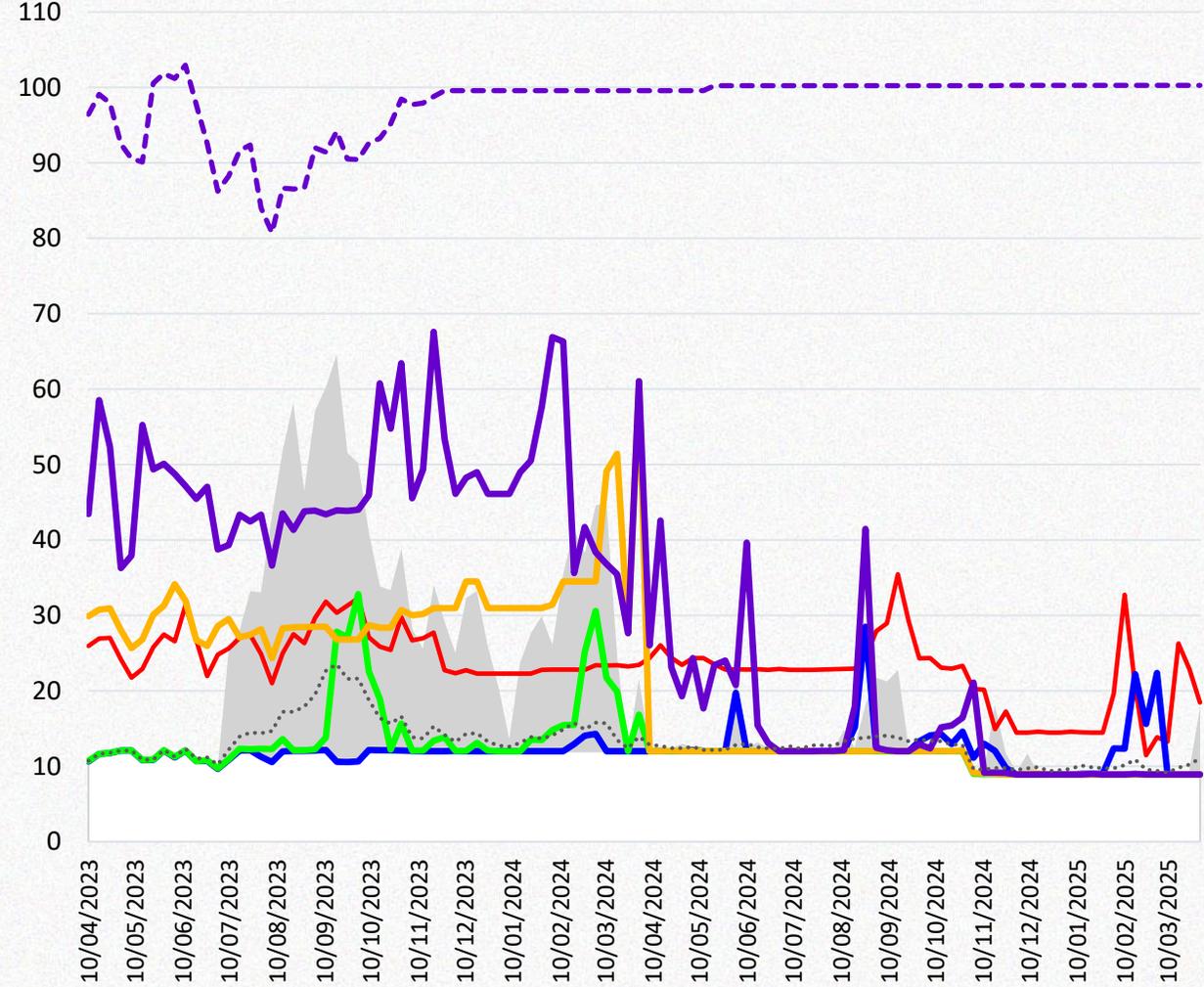
Resultados Determinísticos

Embalse Agregado SIN %



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

Generación Térmica [GWh/día]

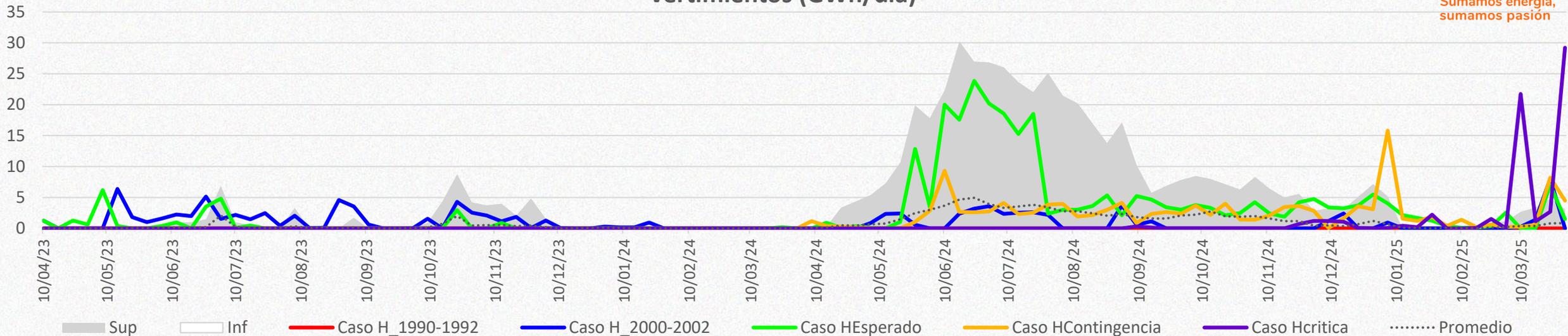


- Sup
- Inf
- Caso H_1990-1992
- Caso H_2000-2002
- Caso HEsperado
- Caso HContingencia
- Promedio
- Caso Hcritica
- Max GT Disponible

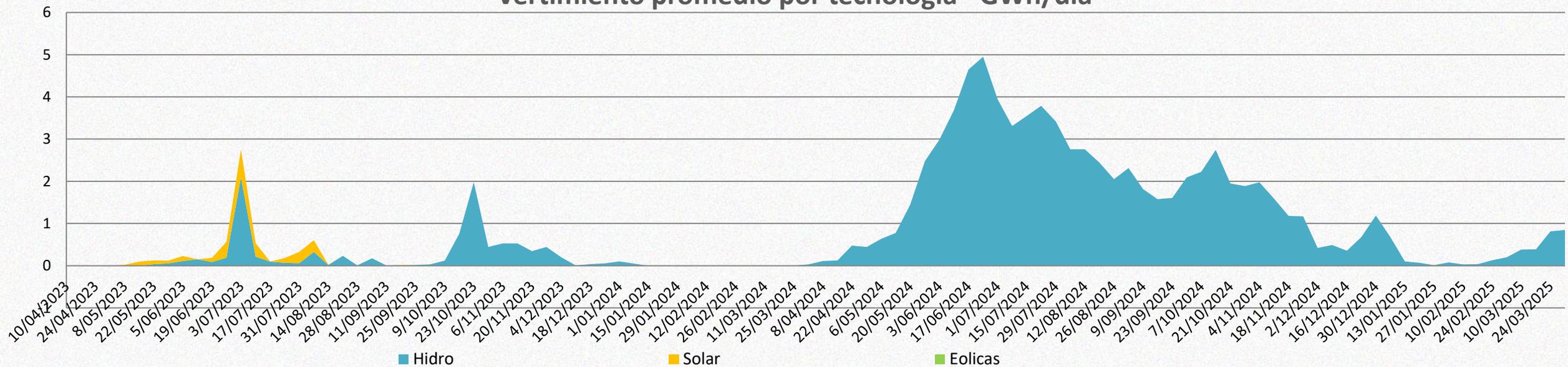
Resultados de Vertimientos



Vertimientos (GWh/día)



Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO - Escenario determinístico con hidrología deficitaria 2015-2017

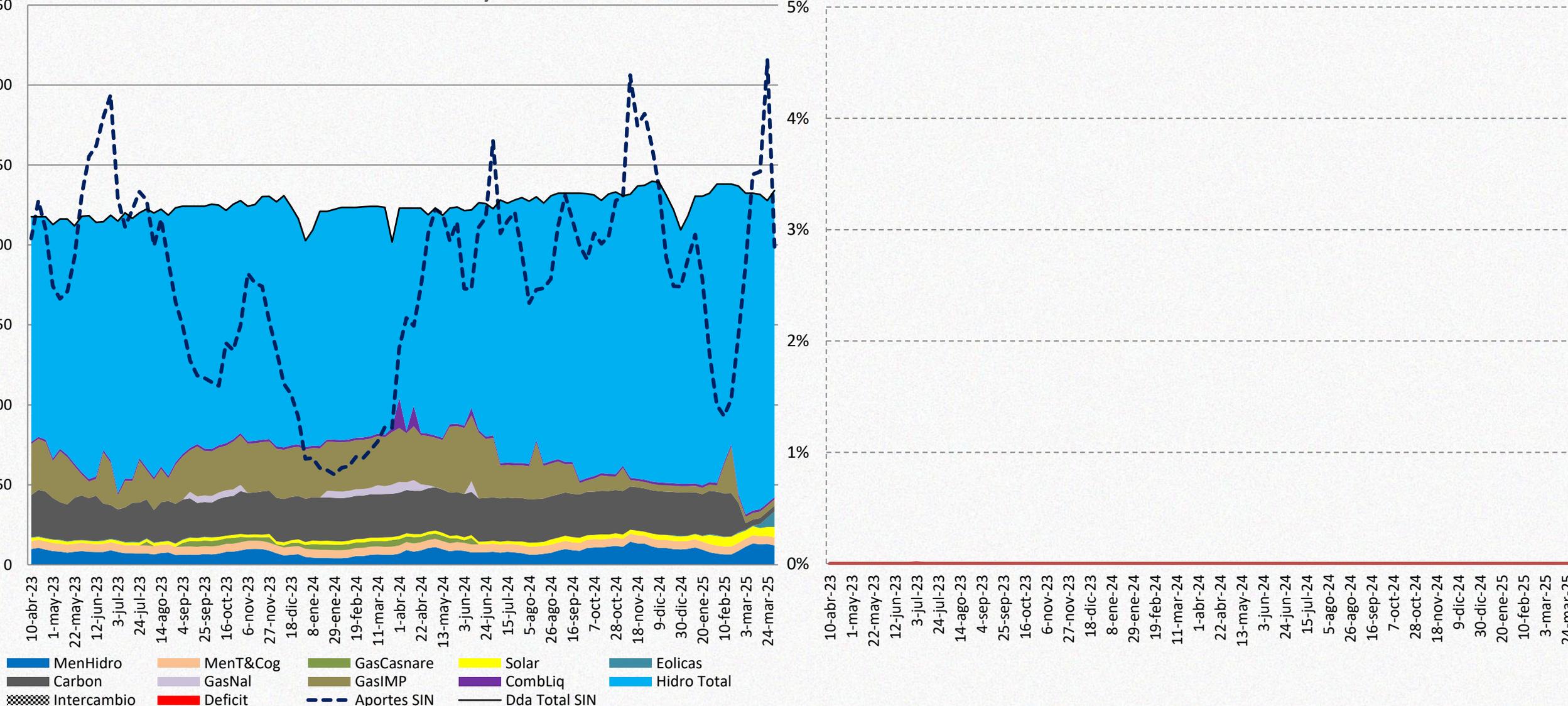
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico en términos de aportes hidrológicos: Hidrología Abr 2015 – Mar 2017

Resultados



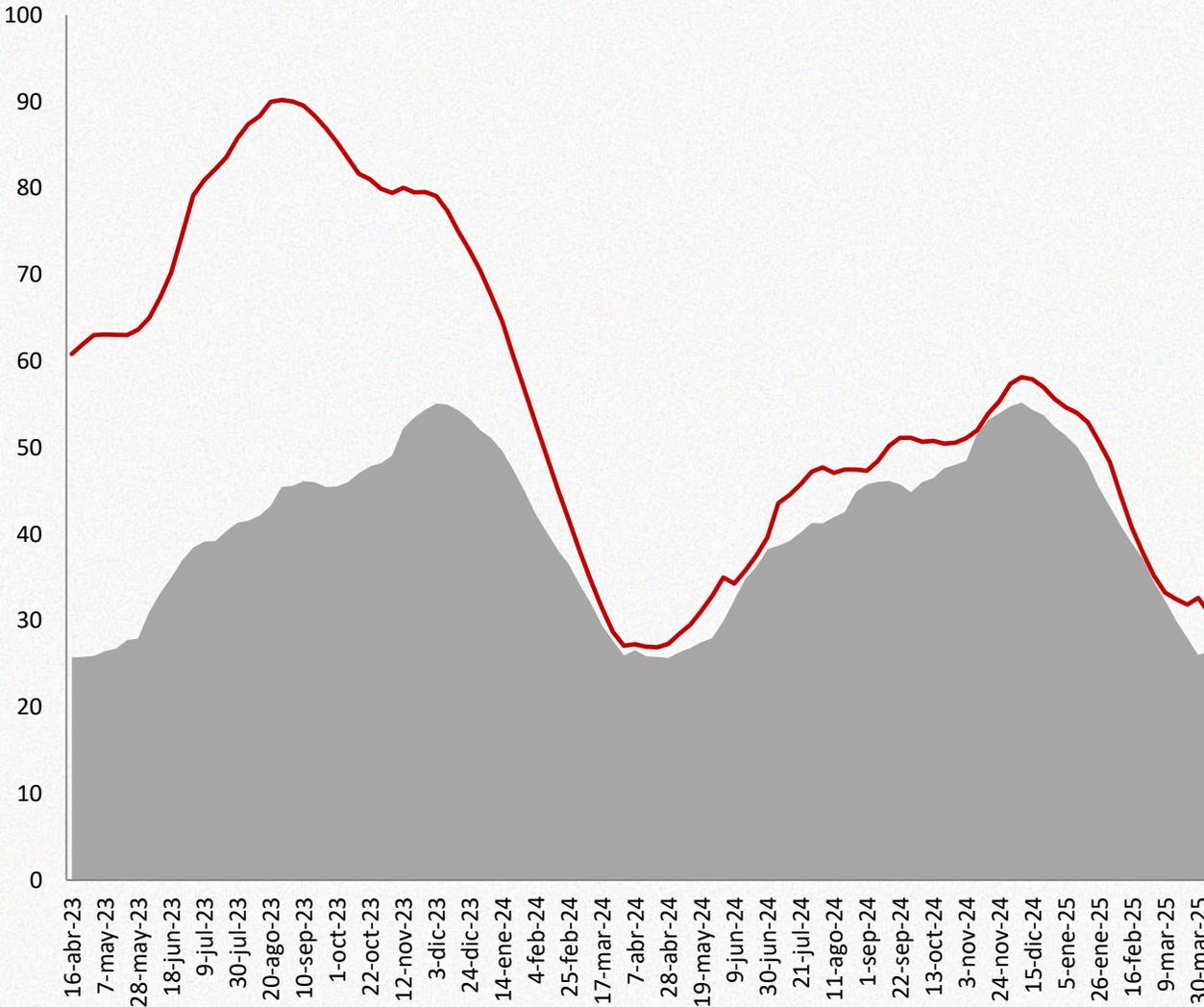
Balance del SIN - GWh/día

Déficit de SIN %

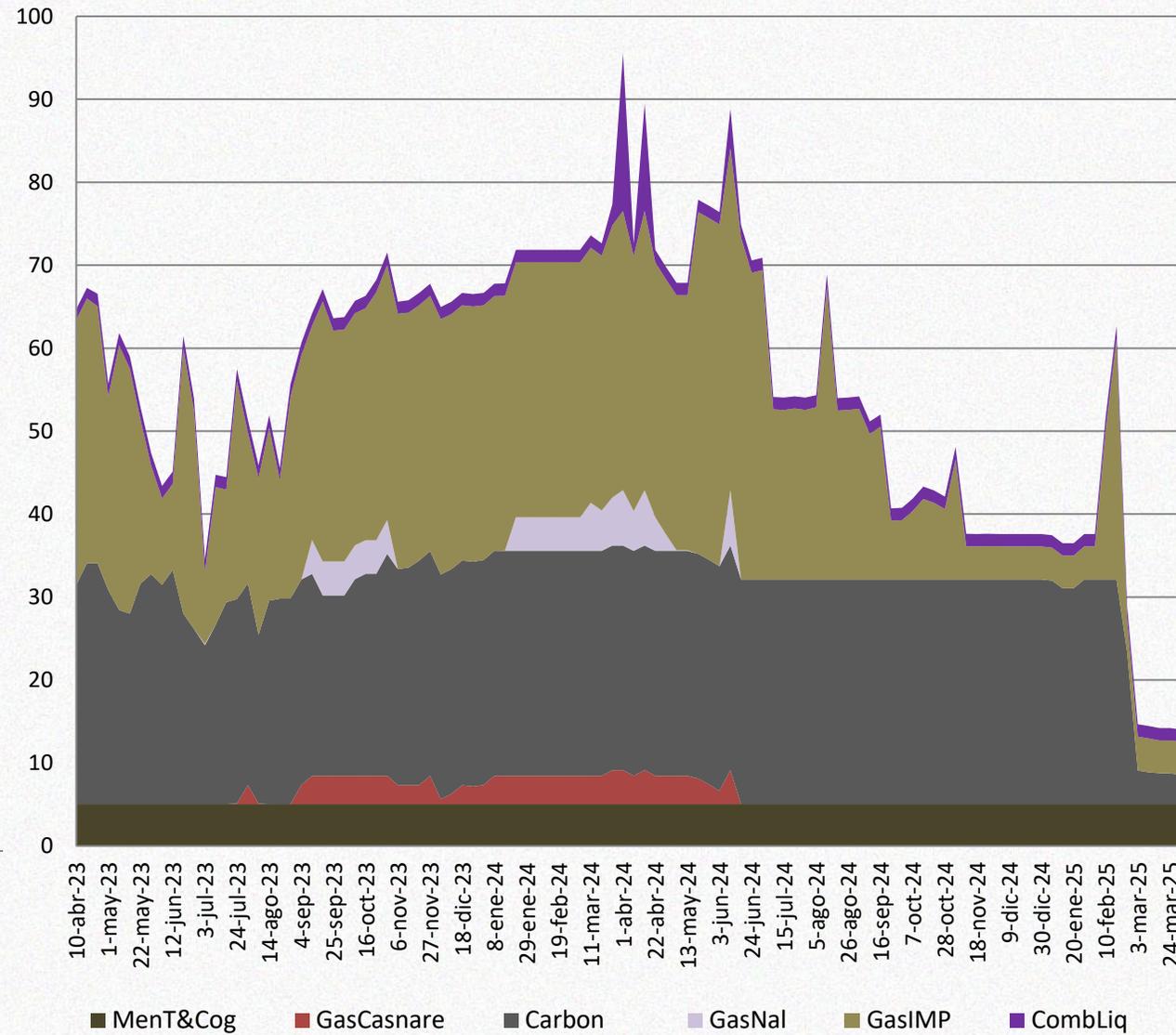


Resultados

Embalse de SIN %

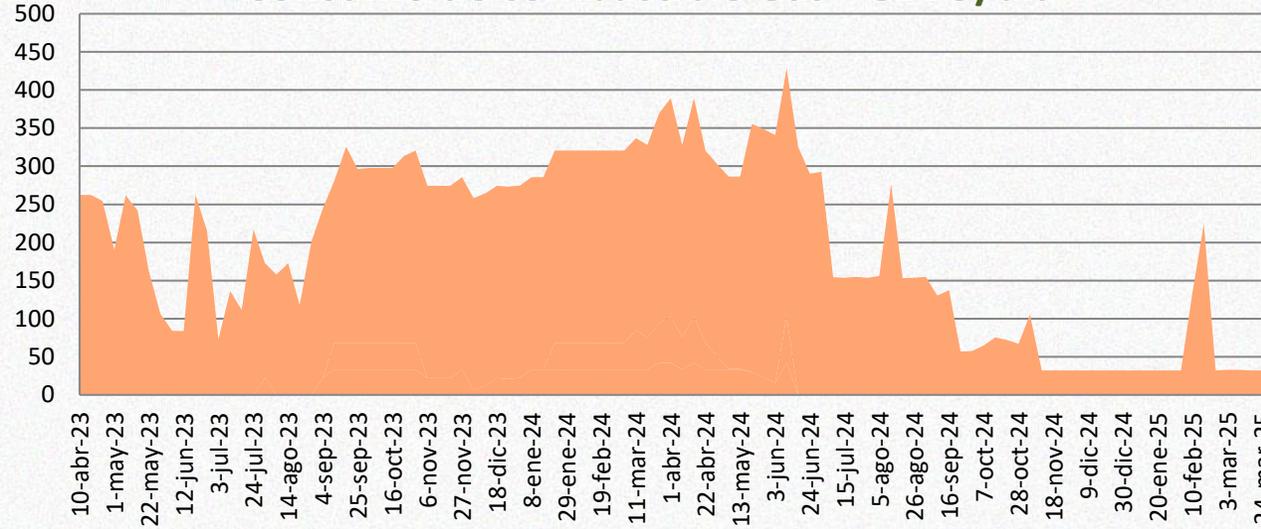


Generación Térmica - GWh/día

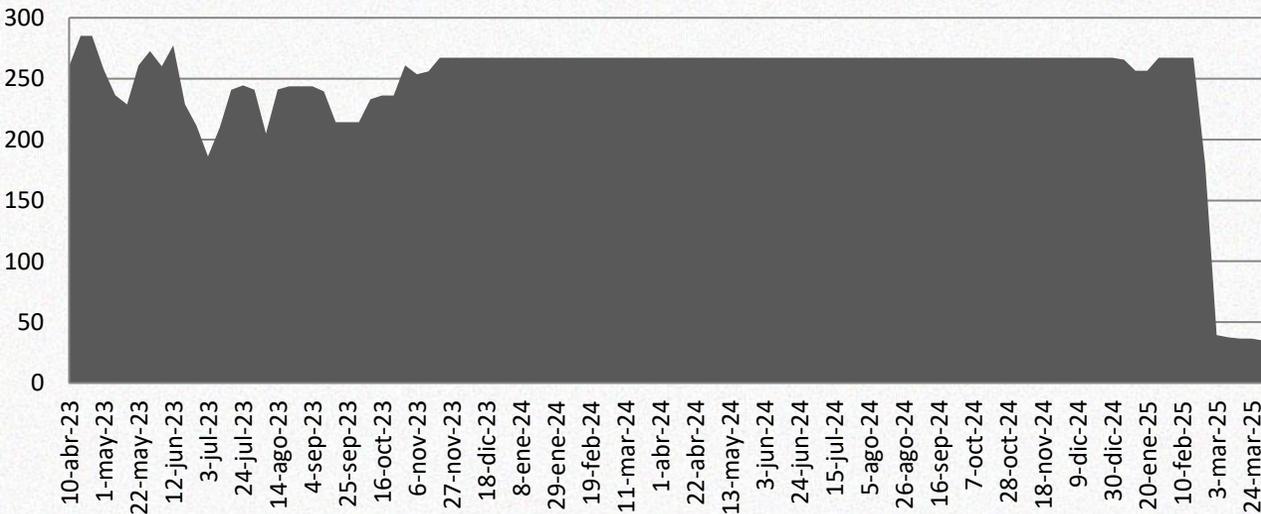


Resultados

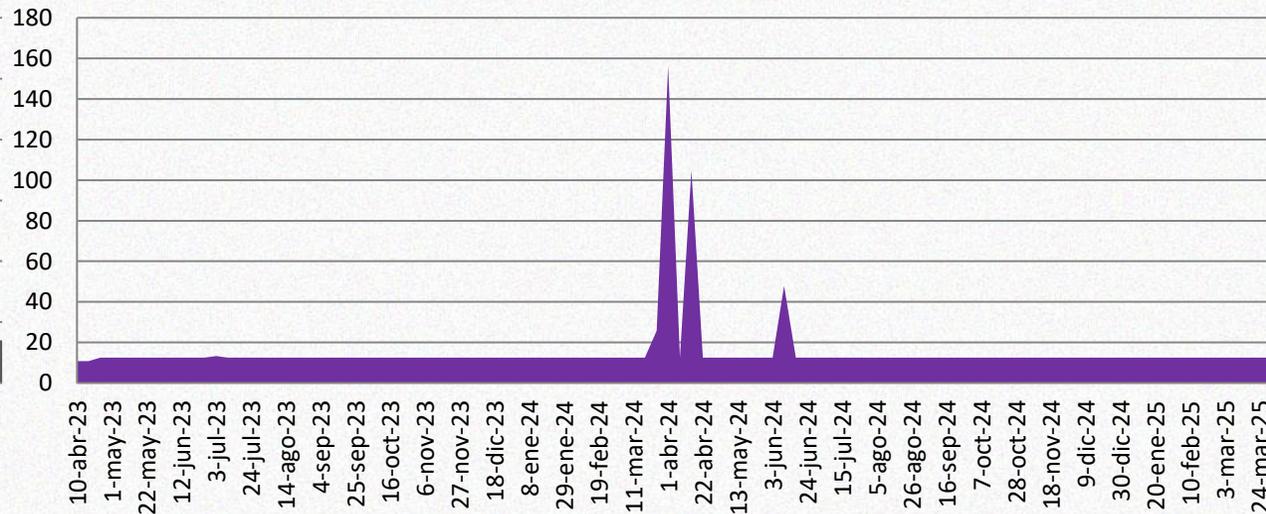
Consumo de combustible Gas - GBTU/día



Consumo de combustibles Carbón - GBTU/día



Consumo de combustibles Líquidos - GBTU/día



Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO - Escenario determinístico con hidrología deficitaria 2014-2016

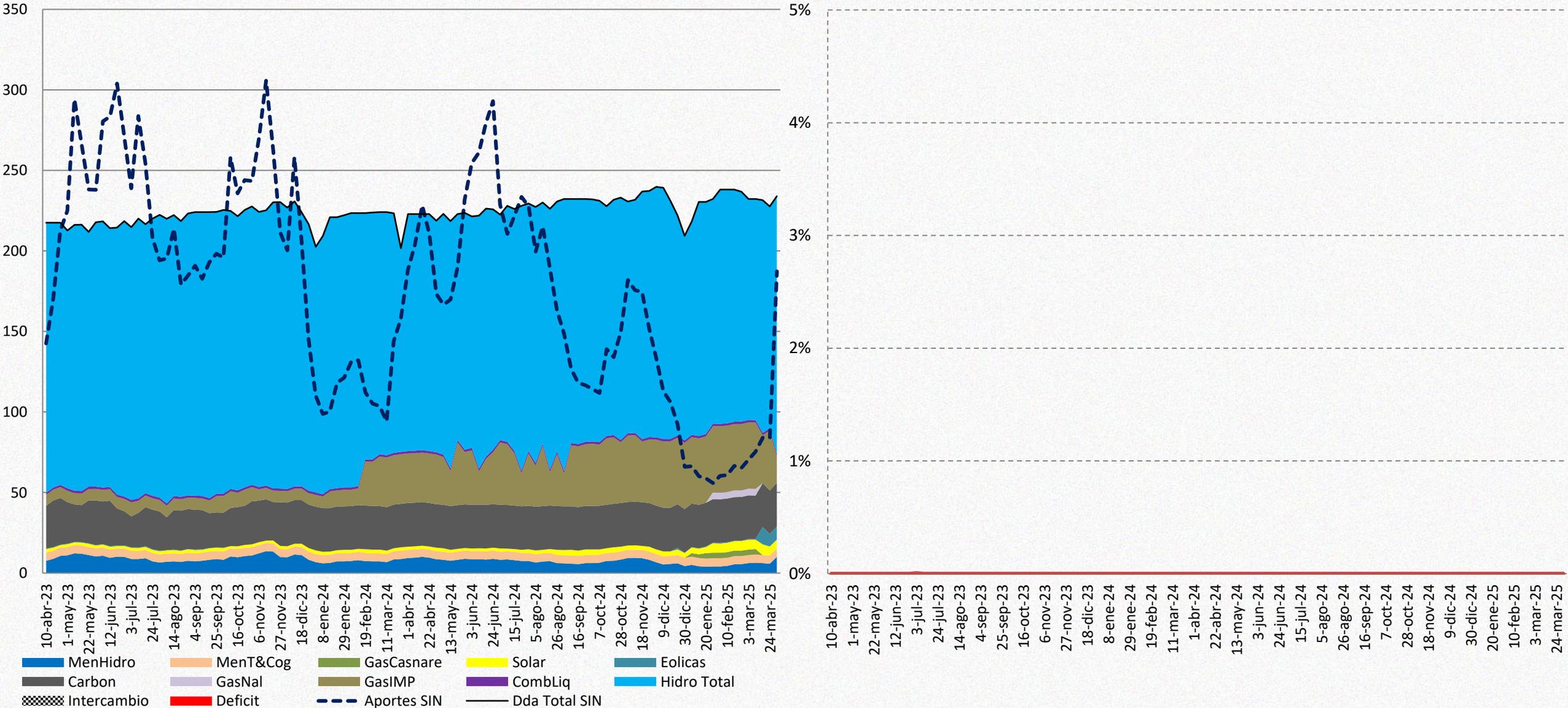
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre un escenario determinístico crítico en términos de aportes hidrológicos: Hidrología Abr 2014 – Mar 2016

Resultados



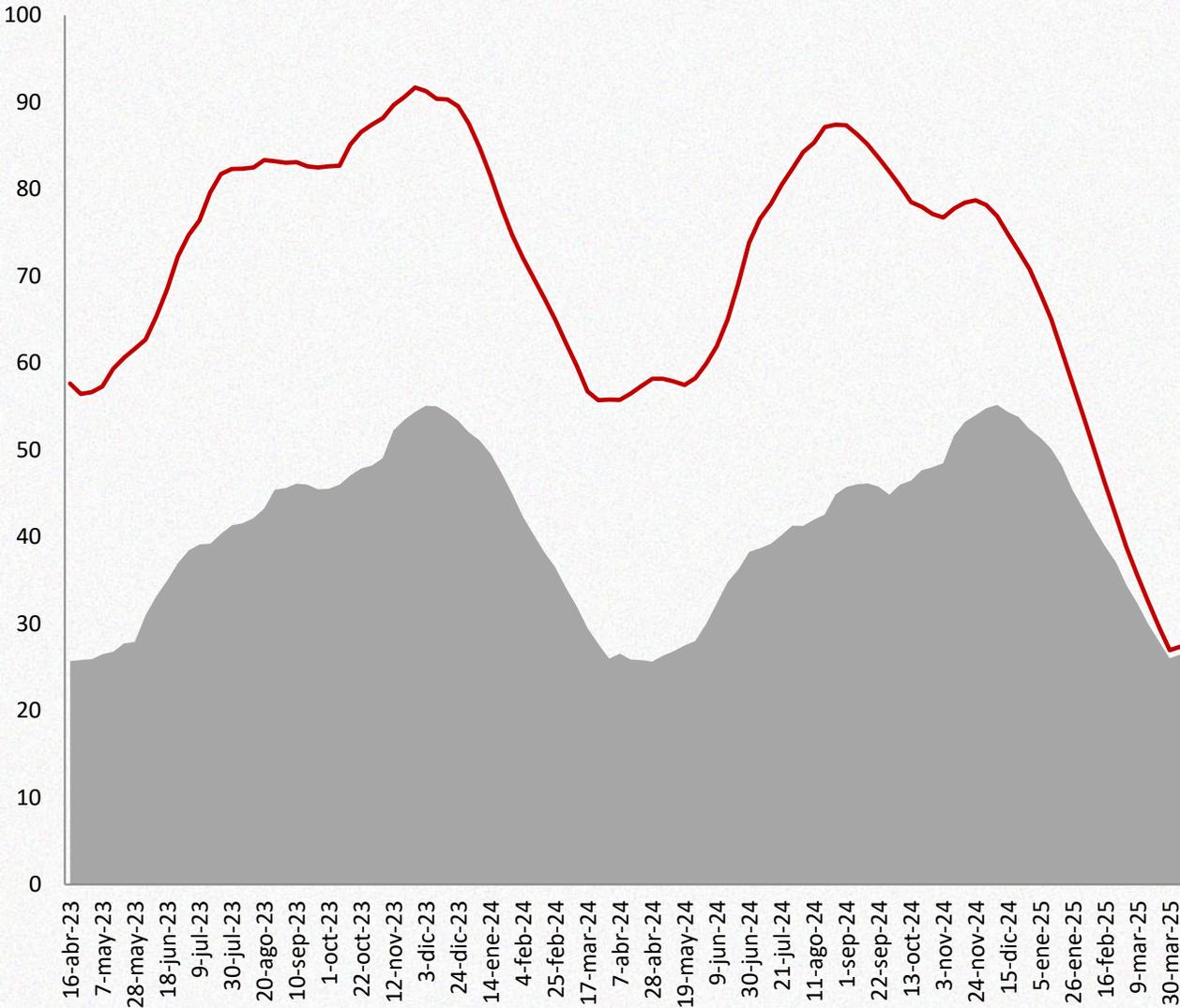
Balance del SIN - GWh/día

Déficit de SIN %

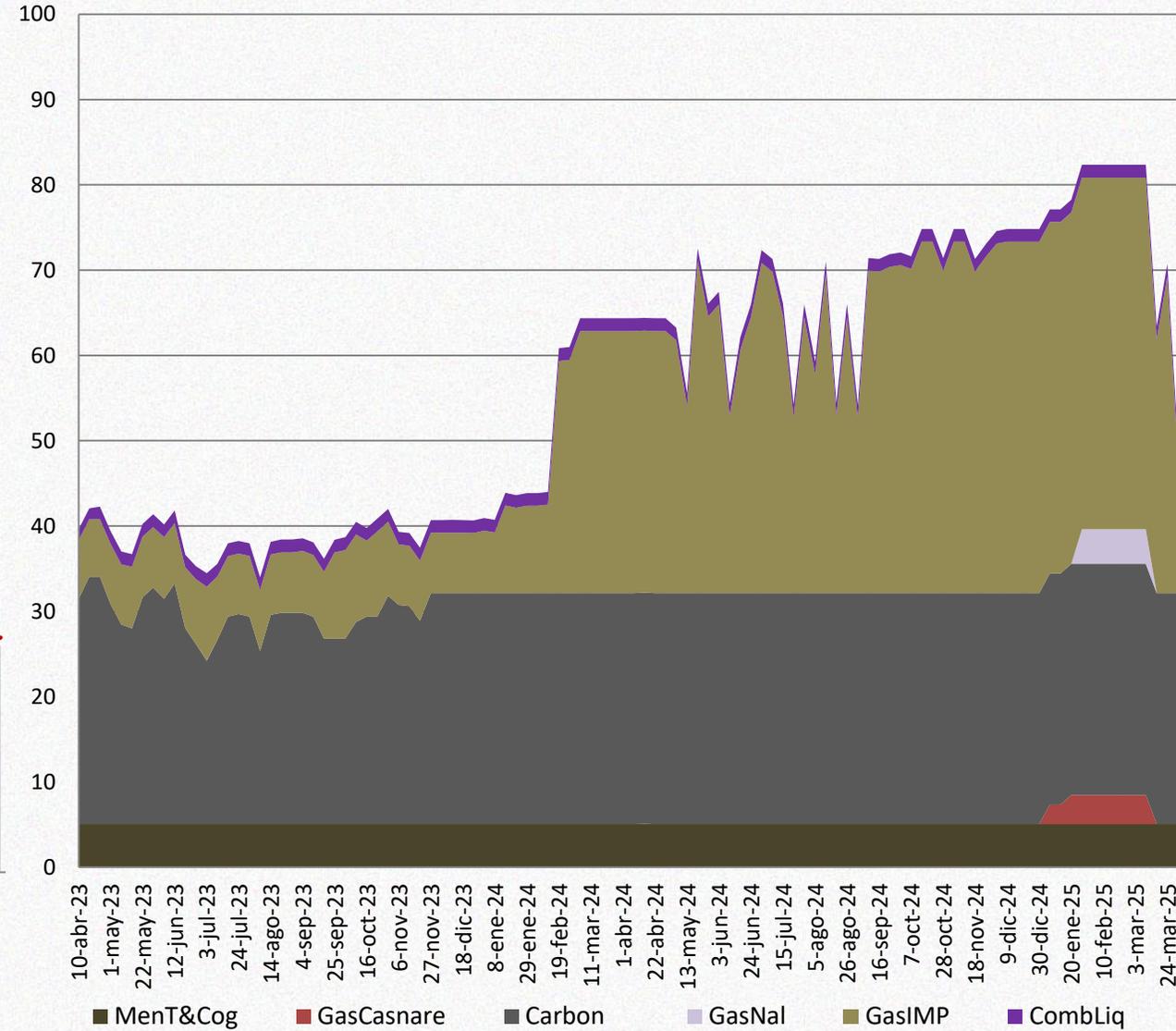


Resultados

Embalse de SIN %

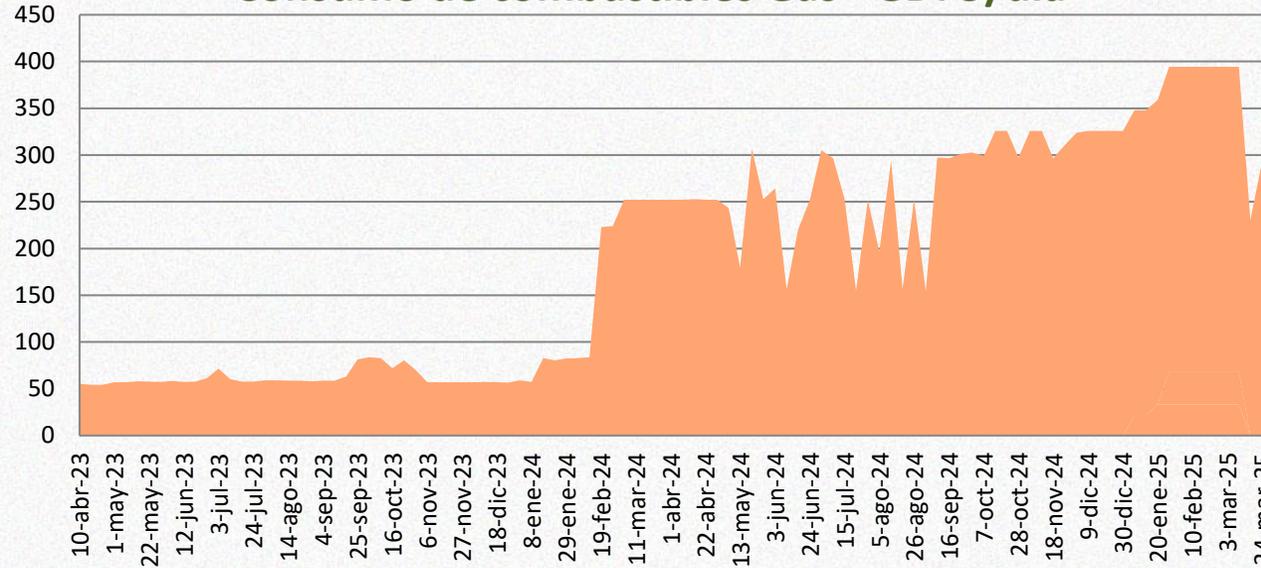


Generación Térmica - GWh/día

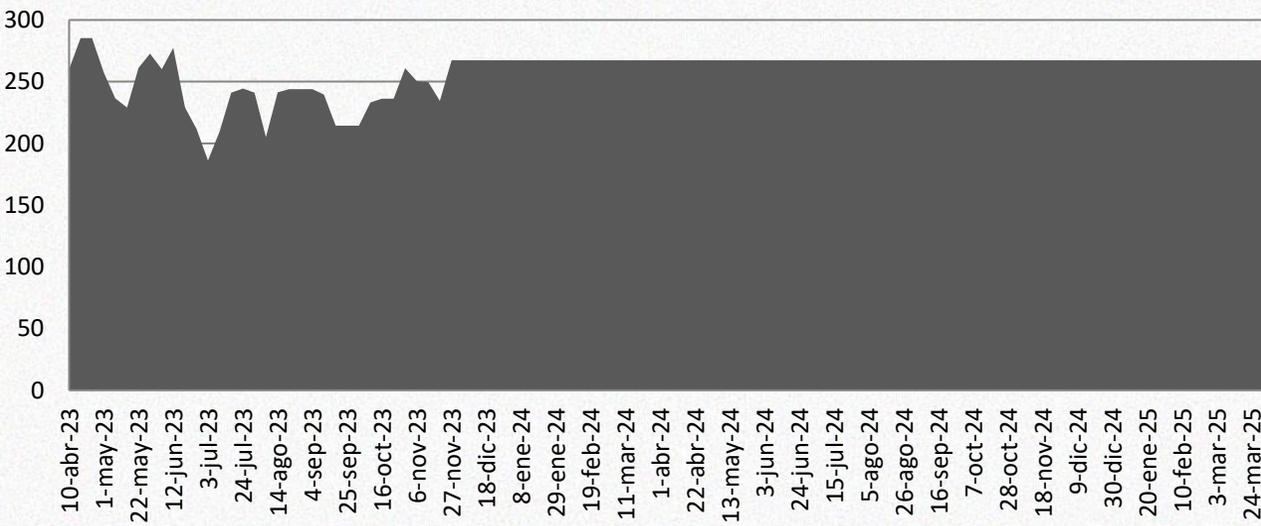


Resultados

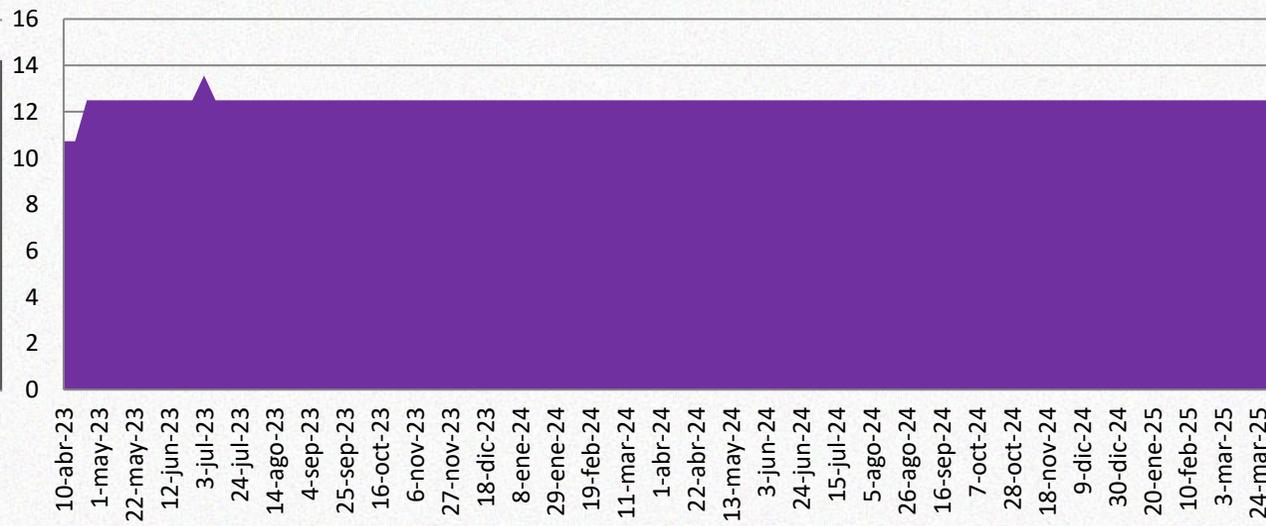
Consumo de combustibles Gas - GBTU/día



Consumo de combustibles Carbón - GBTU/día



Consumo de combustibles Líquidos - GBTU/día



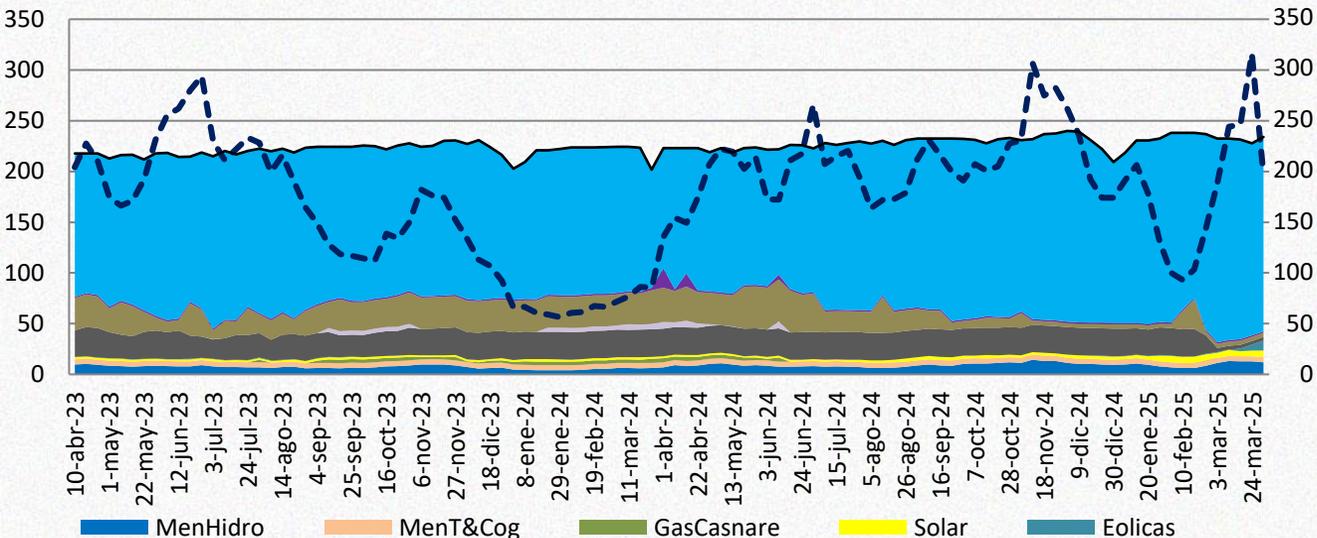
Sensibilidad proyectos con solo Ituango y CC Candelaria atrasado 1 año - Escenario determinístico con hidrología deficitaria 2015-2017

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo Ituango y el CC Candelaria 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 Abr 2015 – Mar 2017

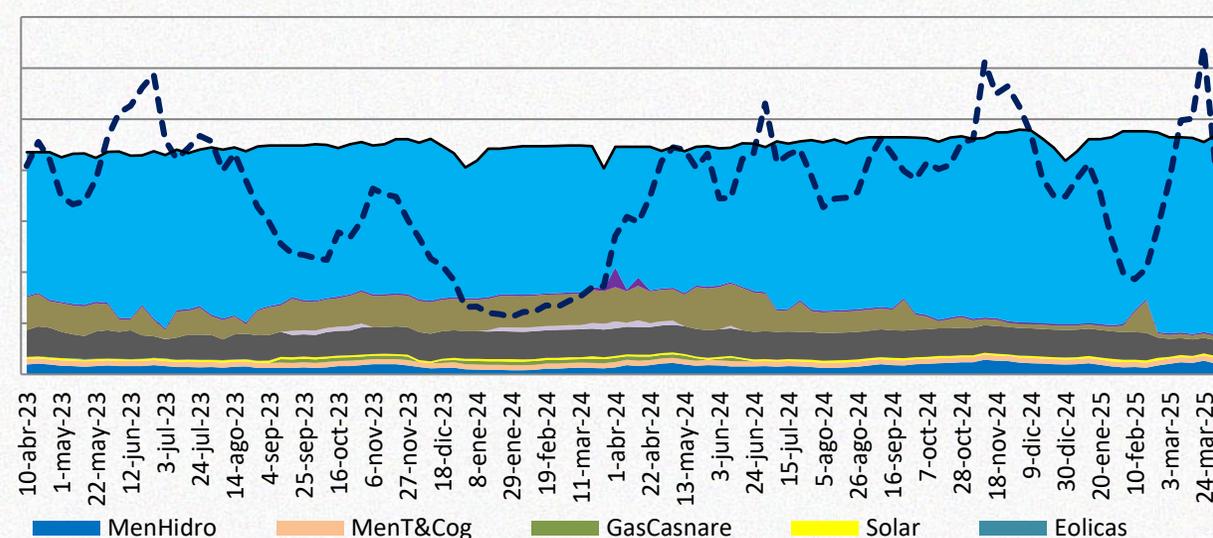
Resultados Comparativos vs Solo OEF atrasado



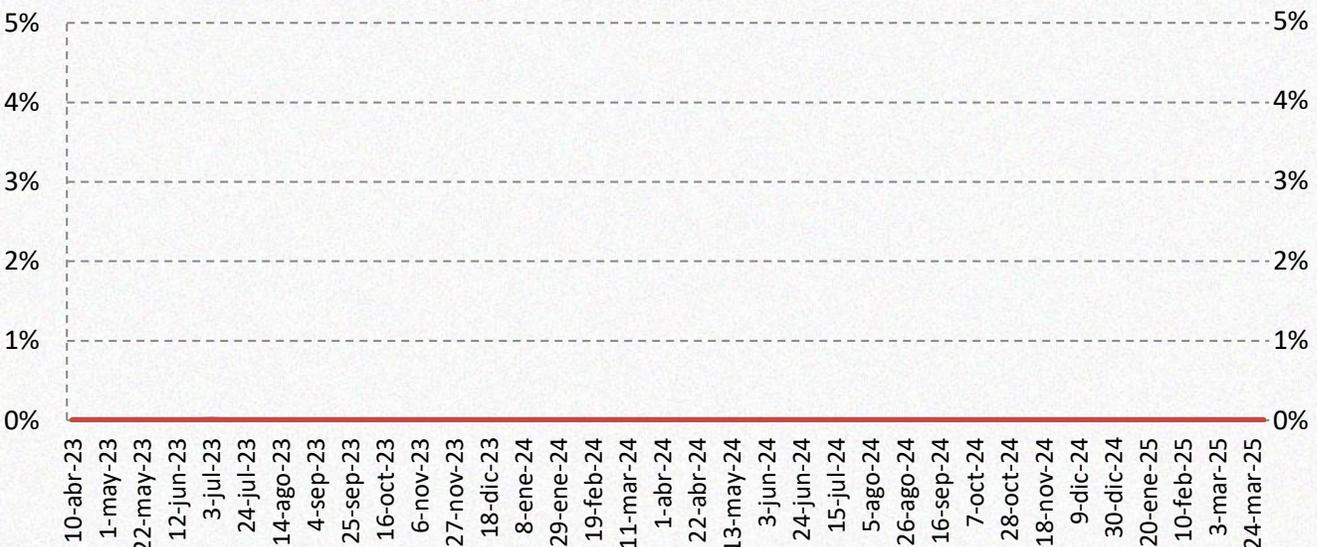
Balance del SIN GWh/día – OEF Atrasado



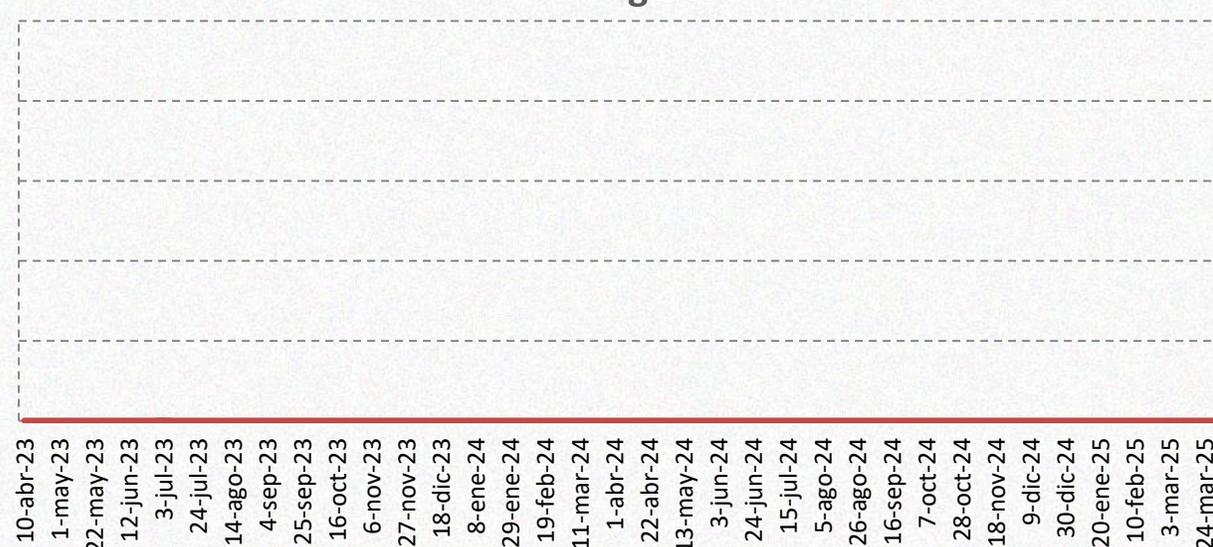
Balance del SIN GWh/día - Ituango & CCC Atrasado



Déficit de SIN % - OEF Atrasado



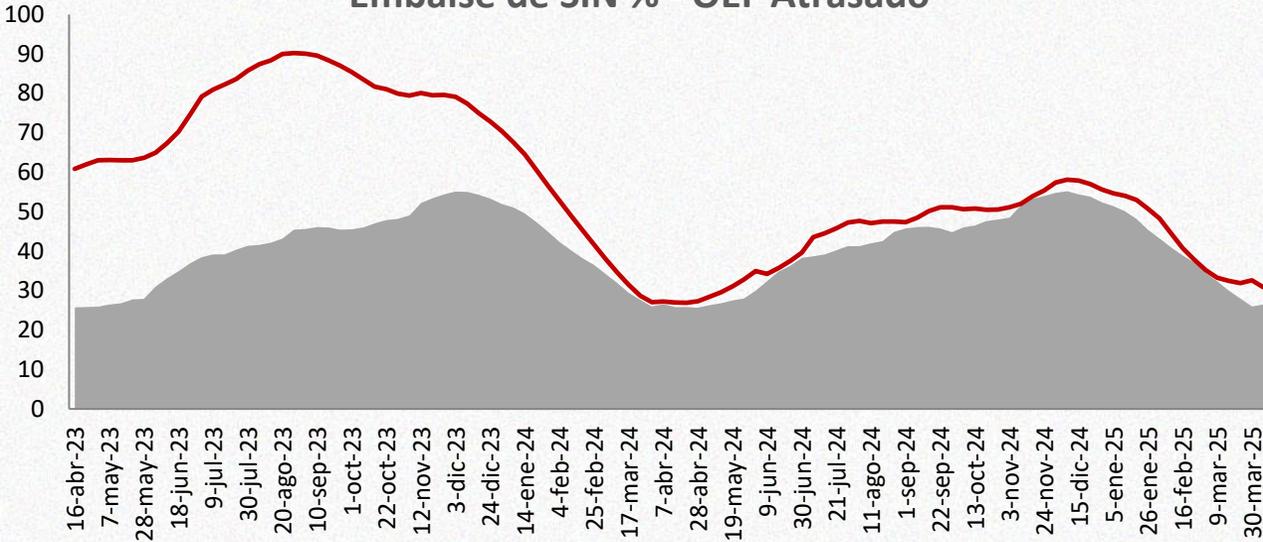
Déficit de SIN % - Ituango & CCC Atrasado



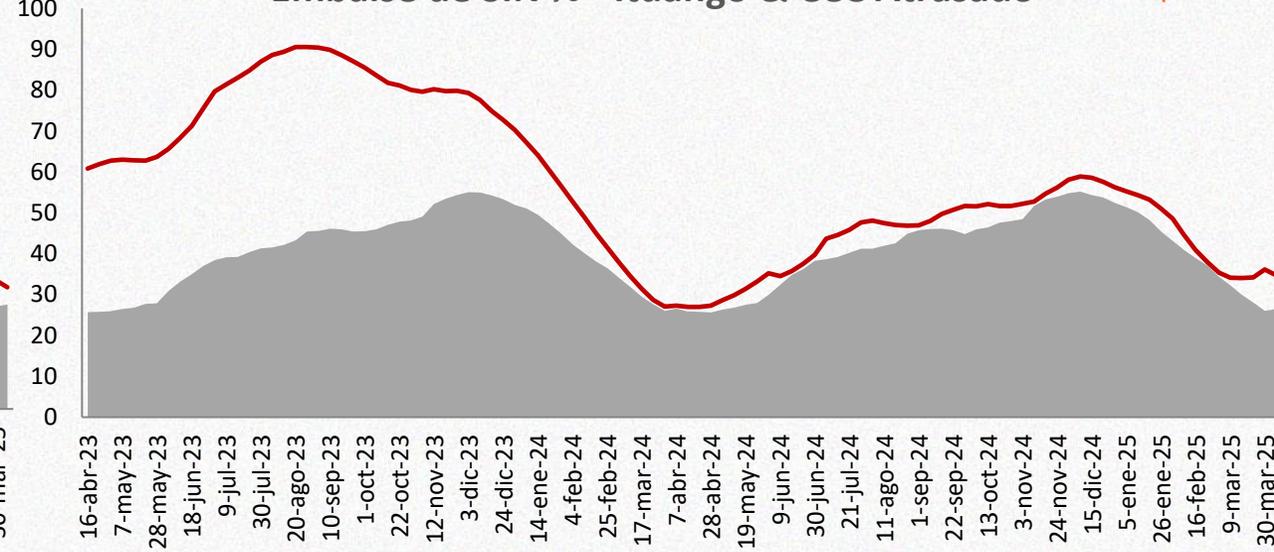
Resultados



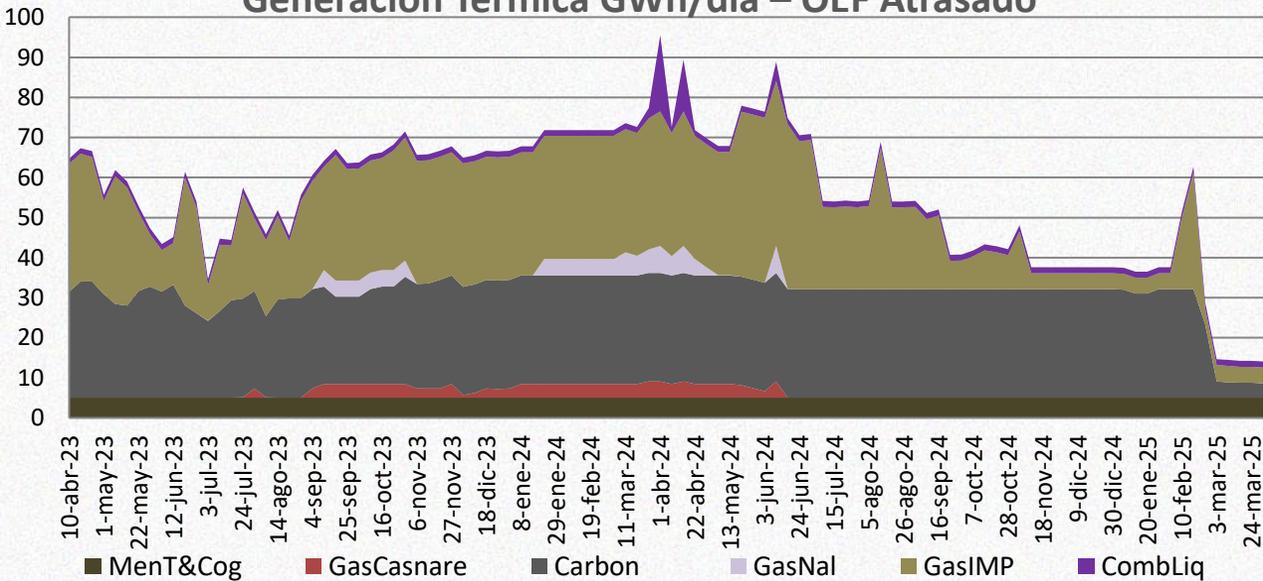
Embalse de SIN % - OEF Atrasado



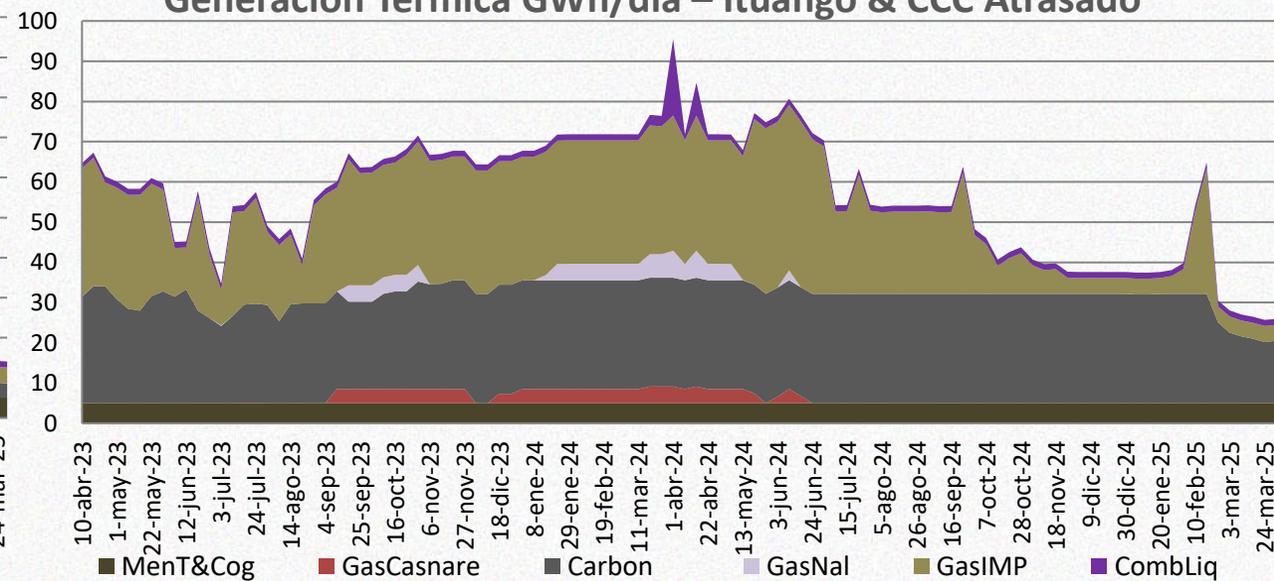
Embalse de SIN % - Ituango & CCC Atrasado



Generación Térmica GWh/día – OEF Atrasado



Generación Térmica GWh/día – Ituango & CCC Atrasado



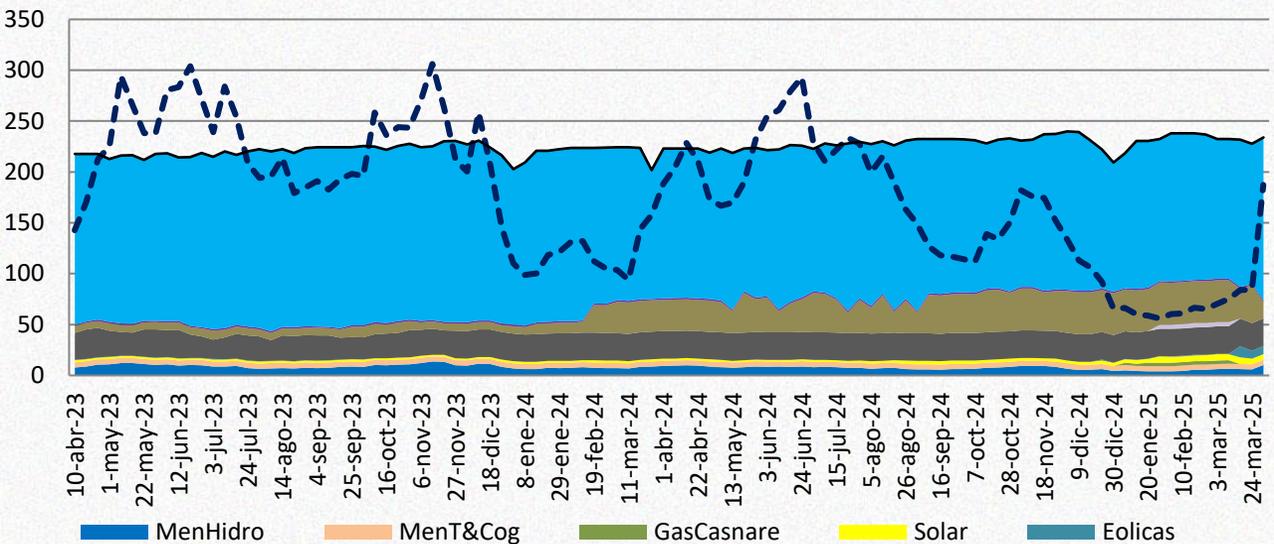
Sensibilidad proyectos con solo Ituango y CC Candelaria atrasado 1 año - Escenario determinístico con hidrología deficitaria 2014-2016

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo Ituango y el CC Candelaria 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 Abr 2014 – Mar 2016

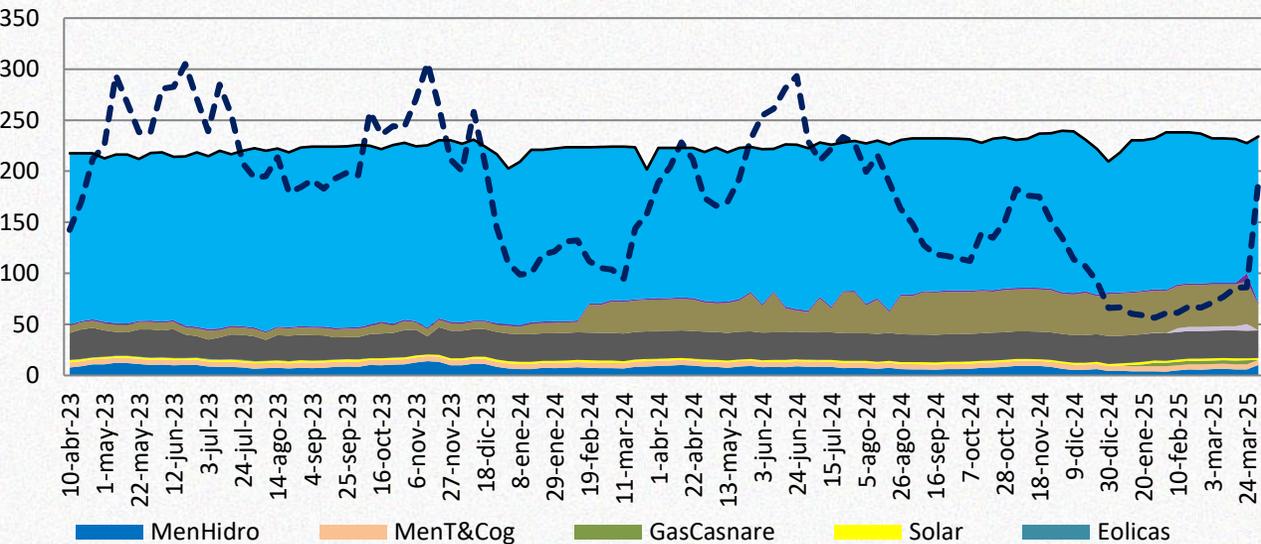
Resultados



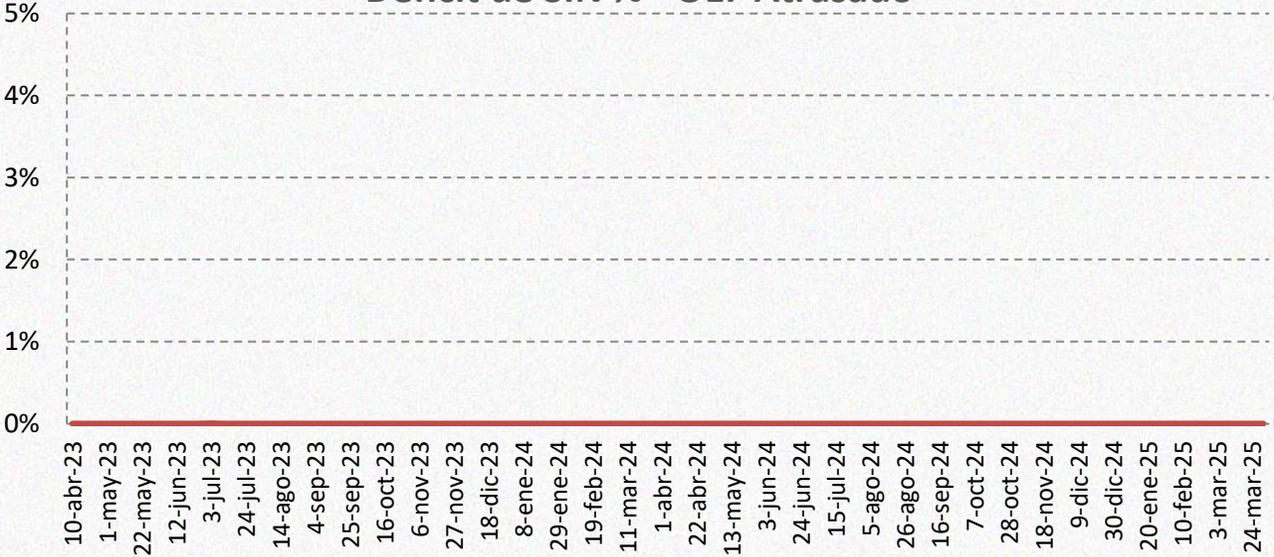
Balance del SIN GWh/día – OEF Atrasado



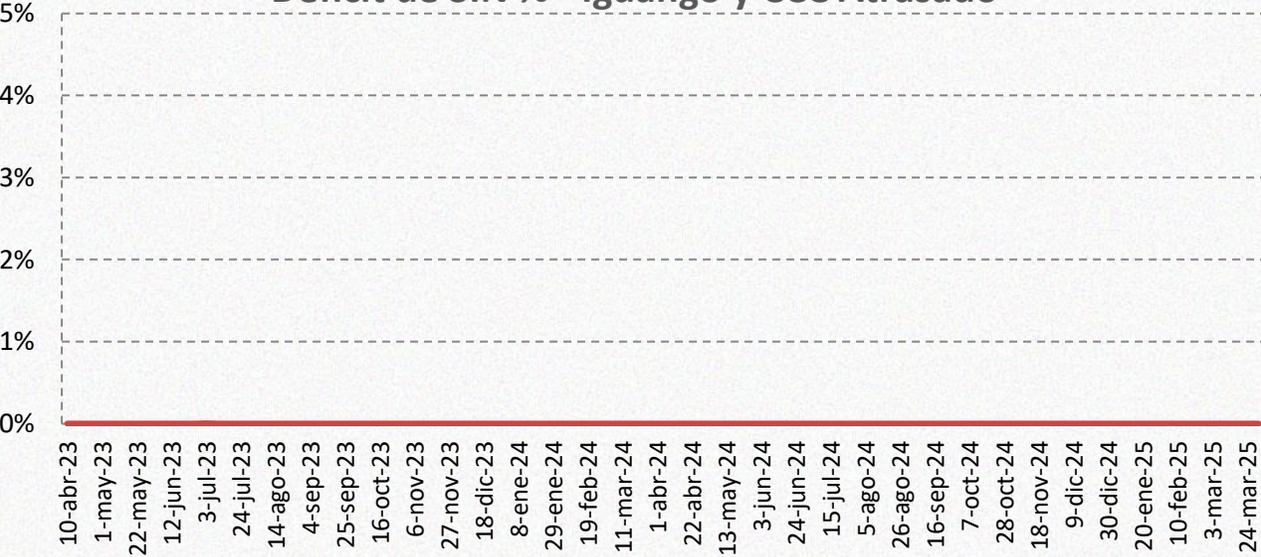
Balance del SIN GWh/día – Ituango y CCC Atrasado



Déficit de SIN % - OEF Atrasado



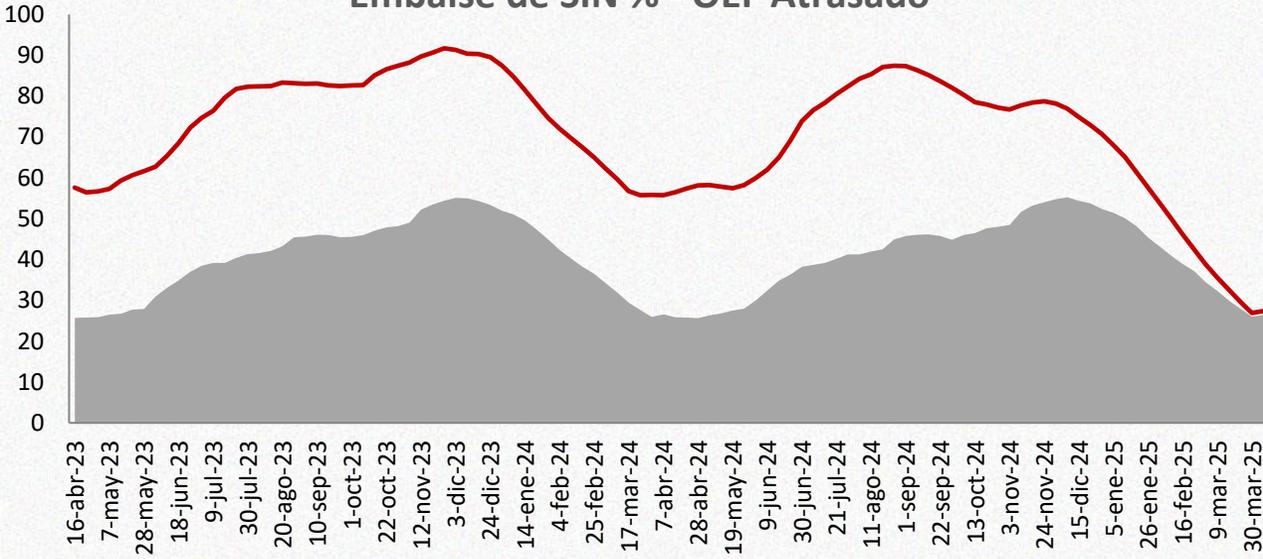
Déficit de SIN % - Iguango y CCC Atrasado



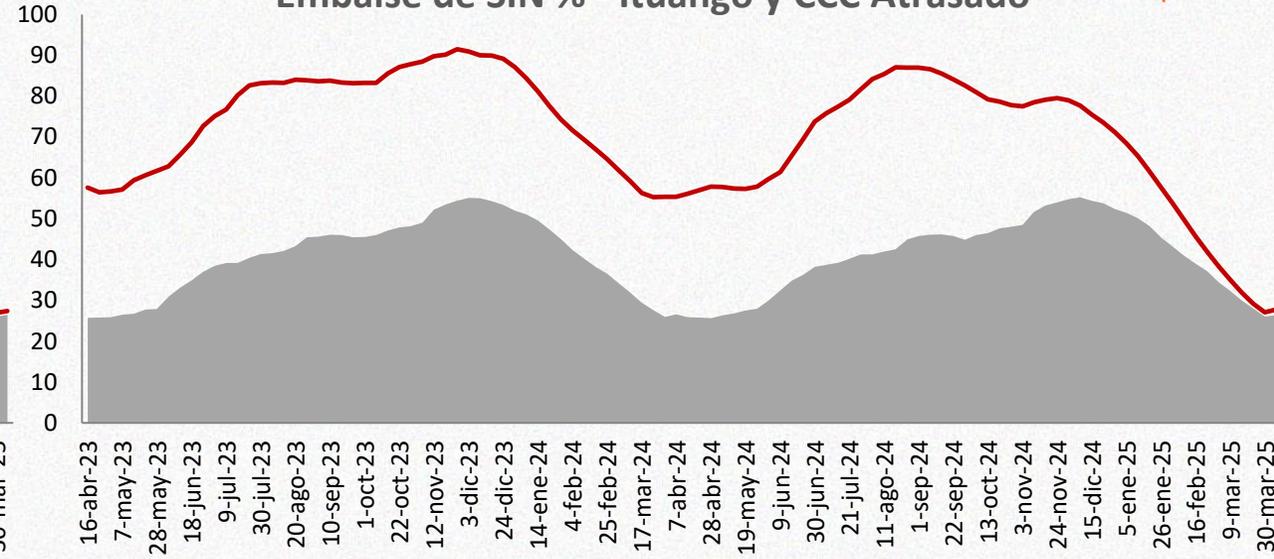
Resultados



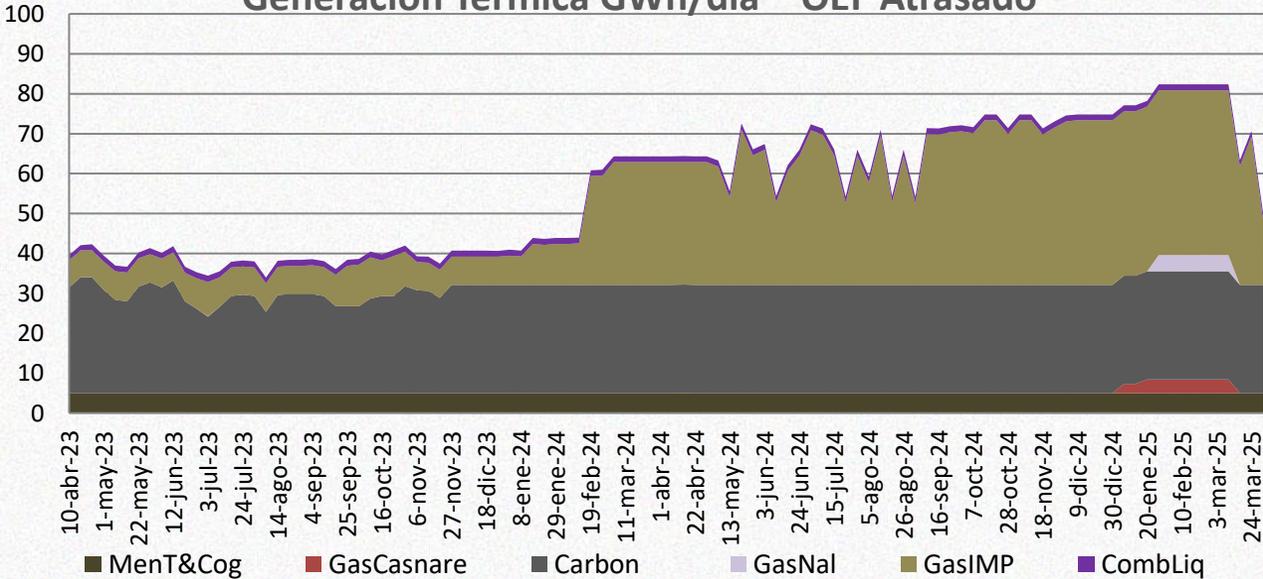
Embalse de SIN % - OEF Atrasado



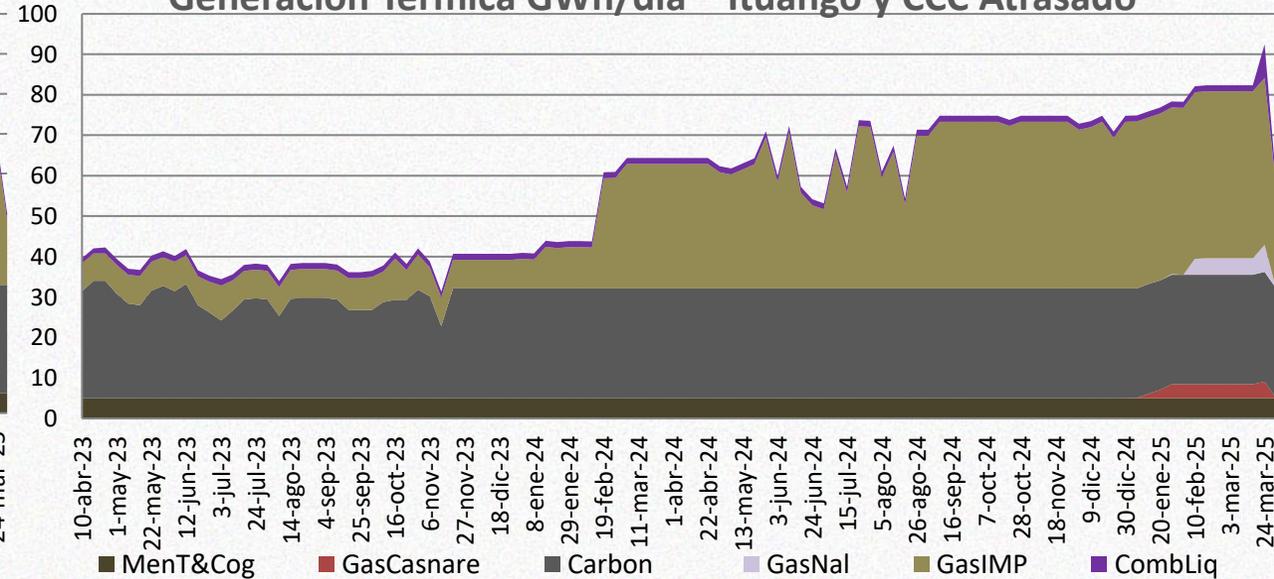
Embalse de SIN % - Ituango y CCC Atrasado



Generación Térmica GWh/día – OEF Atrasado



Generación Térmica GWh/día – Ituango y CCC Atrasado



Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base 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 2.7% al inicio del horizonte del estudio a 24.8% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación, y bajo hidrologías deficitarias, como los periodos 2015 – 2017 y 2014 – 2016 se observa que se cumplen los criterios de confiabilidad, para tal el modelo propone la gestión del recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos y un incremento de la generación térmica en todo el horizonte (con consumos de gas de más de 350 GBTU/día y 250 GBTU/día de Carbón)



El resultado de la sensibilidad de solo considerar los proyectos Ituango y CC Candelaria atrasados un año, no presenta resultados diferenciados respecto al caso de OEF atrasado un año, por tanto se recomienda al CNO mantener solo el caso OEF atrasado un año como la sensibilidad del CNO.



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



Marzo 31 – 59.9%

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 3.56 GWh/día promedio
Curva CAR sistémica

Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Mar/2023).
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

Expansión Generación



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

Demanda del SIN



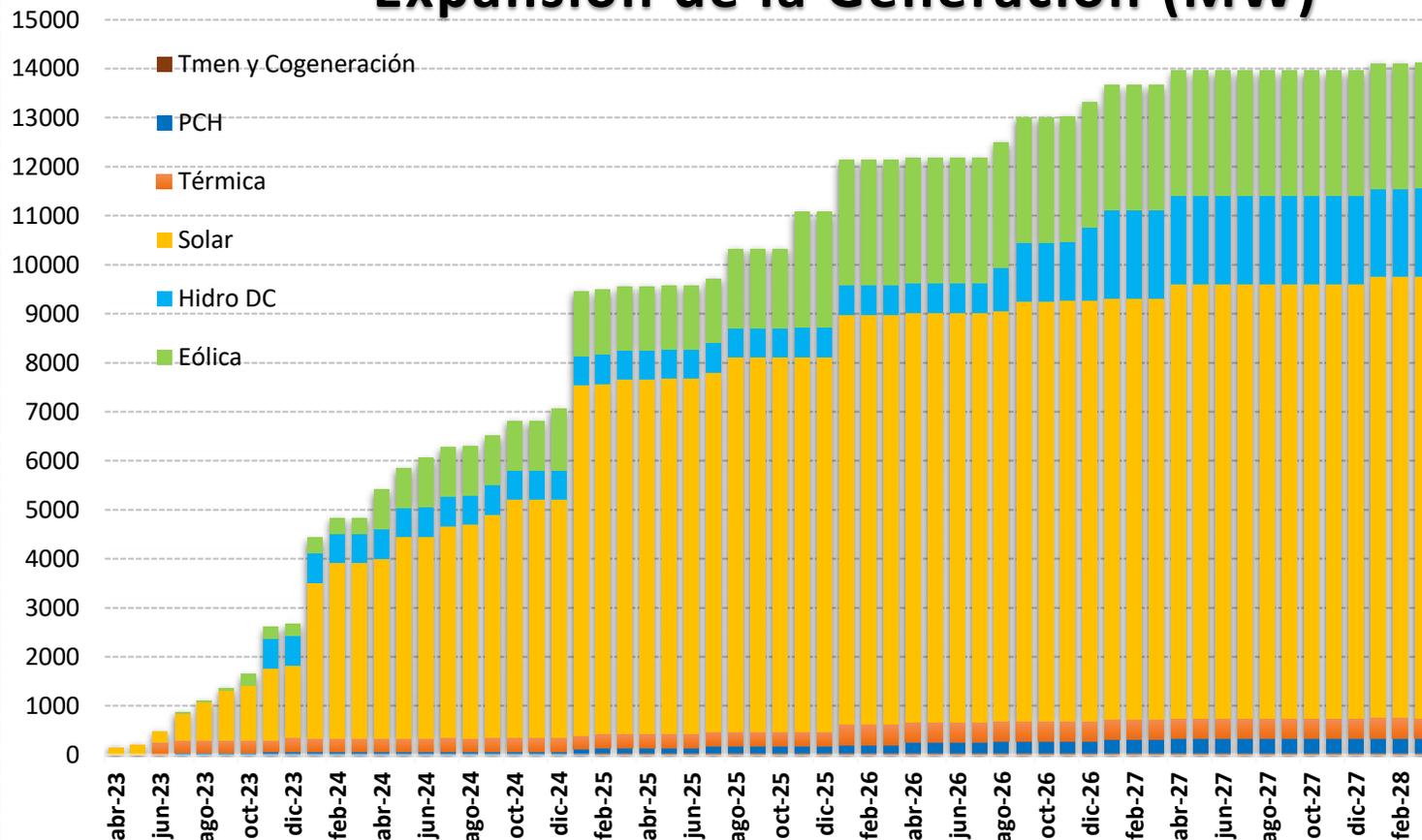
Escenario medio Proyección UPME actualizada en Octubre 2022

- Intervención en el embalse de Miraflores 2023-2024
- Mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

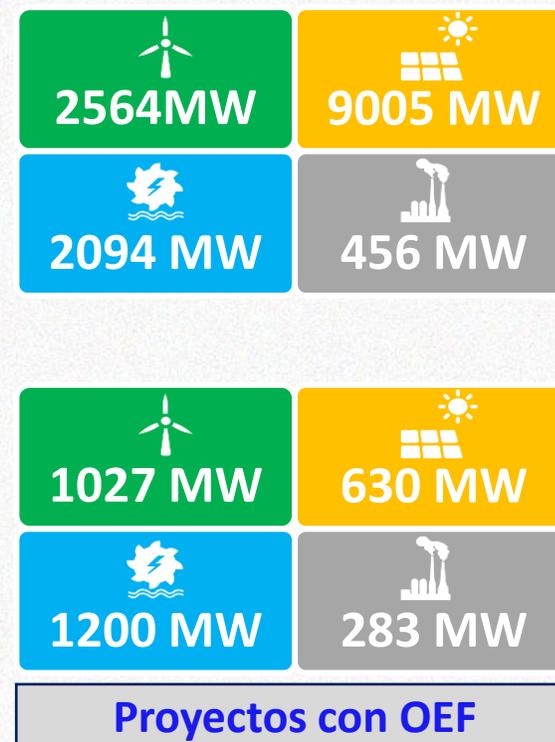
El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace: <http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-largo-plazo.aspx>

Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación a marzo del 2028:



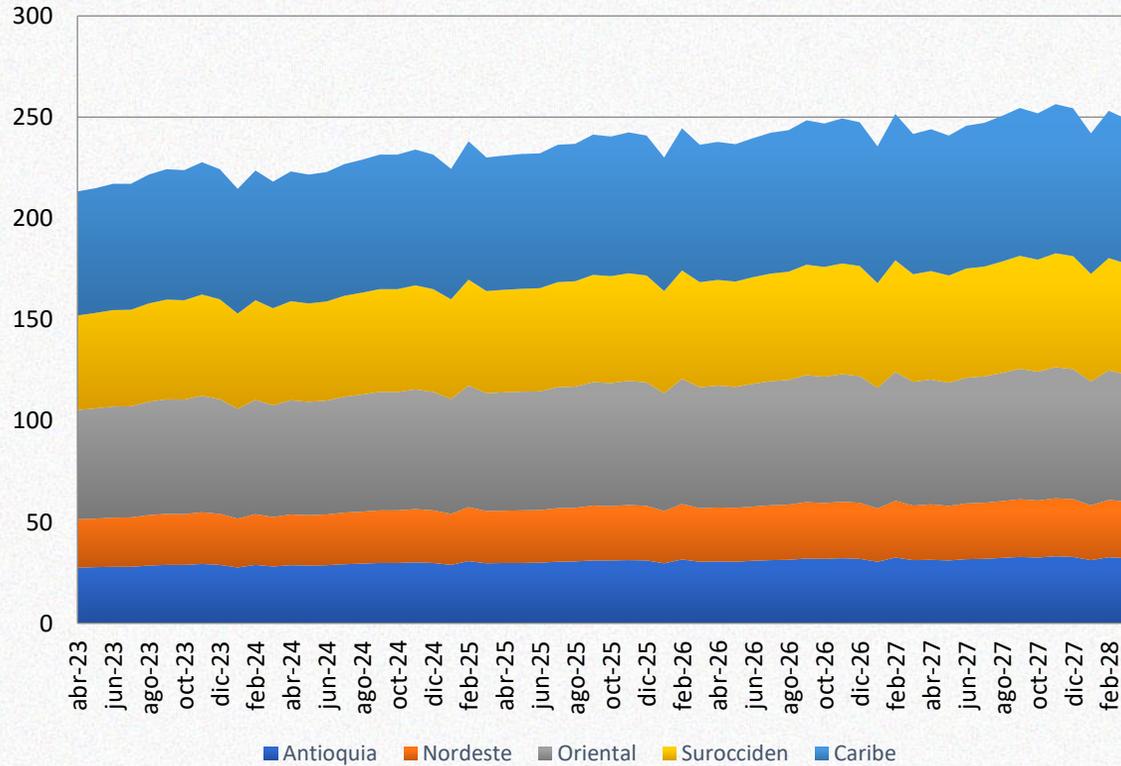
Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

- 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.

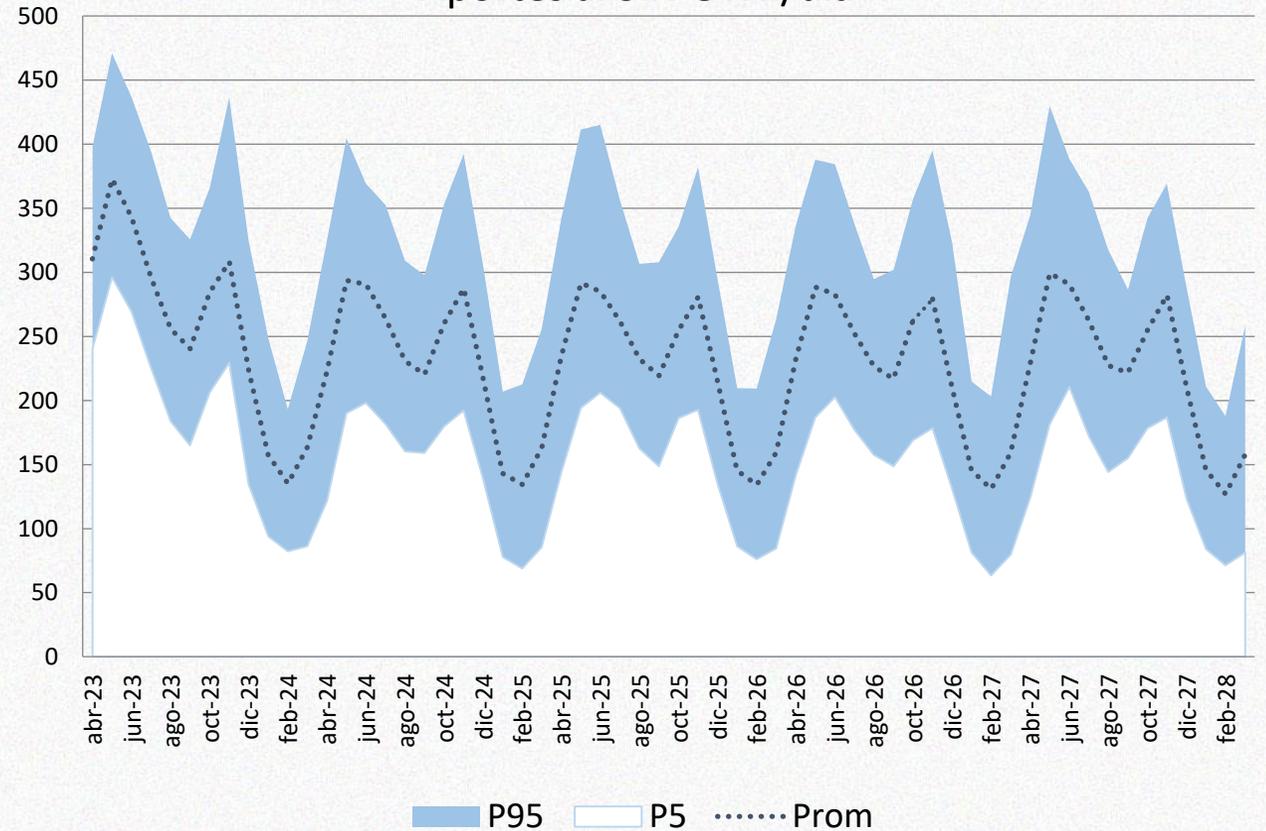
Aun no se considera nuevos proyectos con asignaciones de conexión dada por UPME en marzo/23

Datos de entrada y supuestos considerados

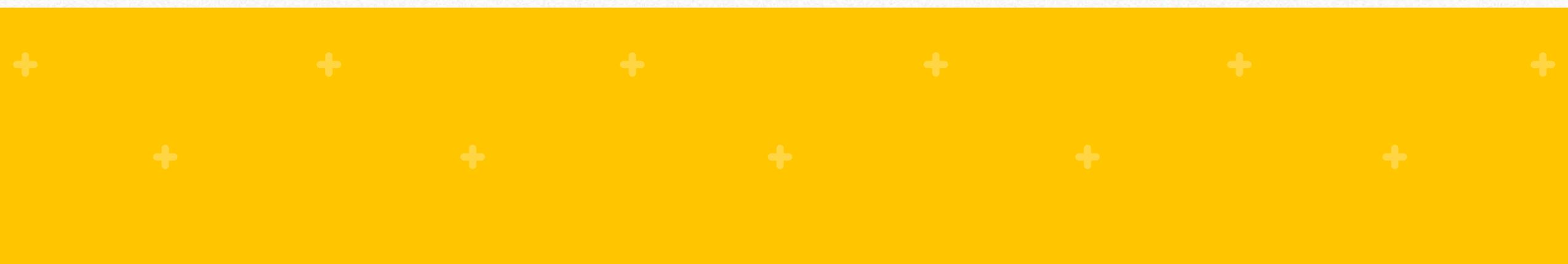
Demandas Region - GWh



Aportes al SIN GWh/dia

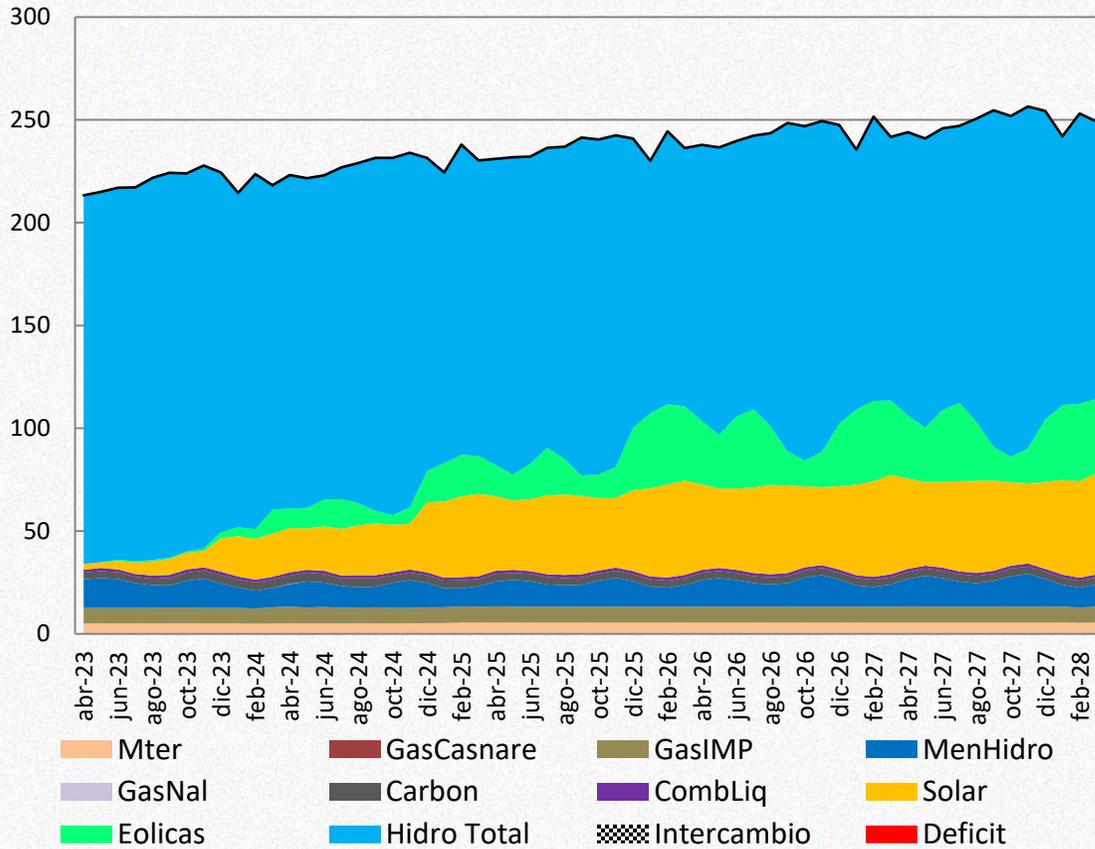


Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo

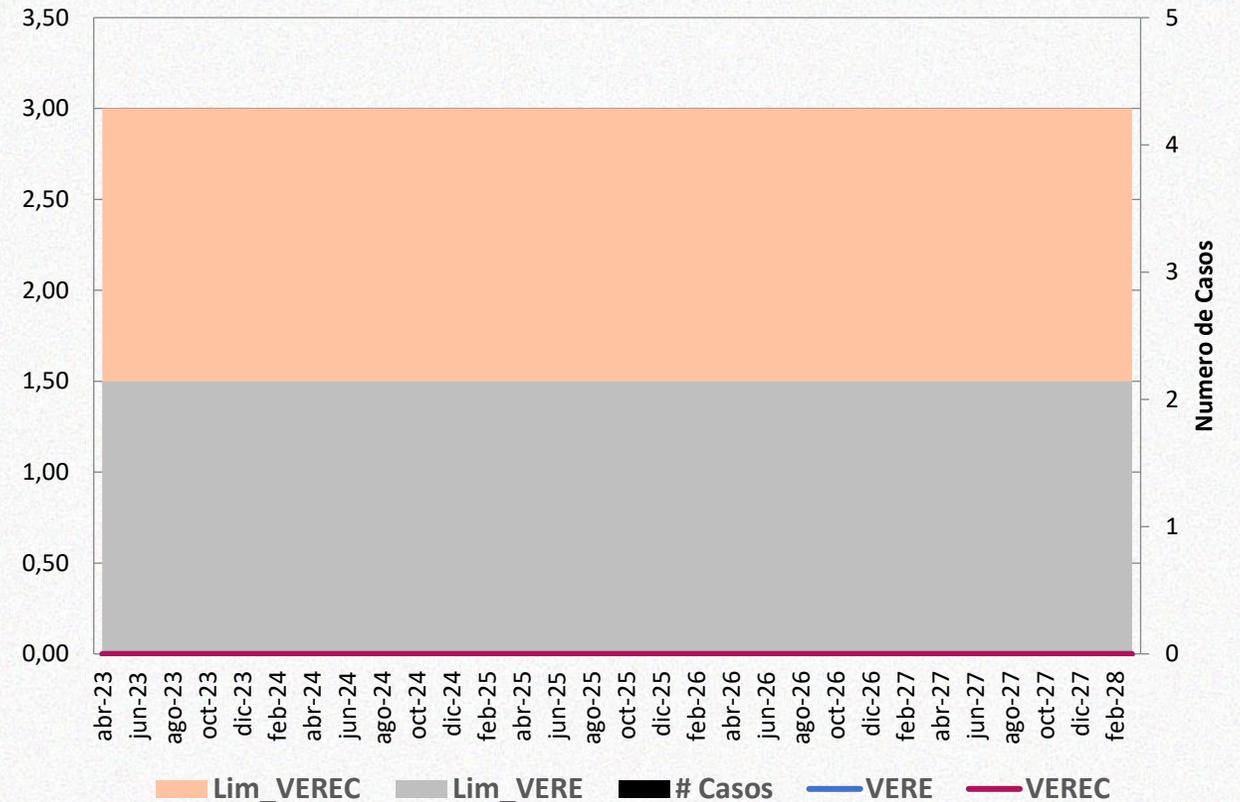


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Balance del SIN - GWh/día

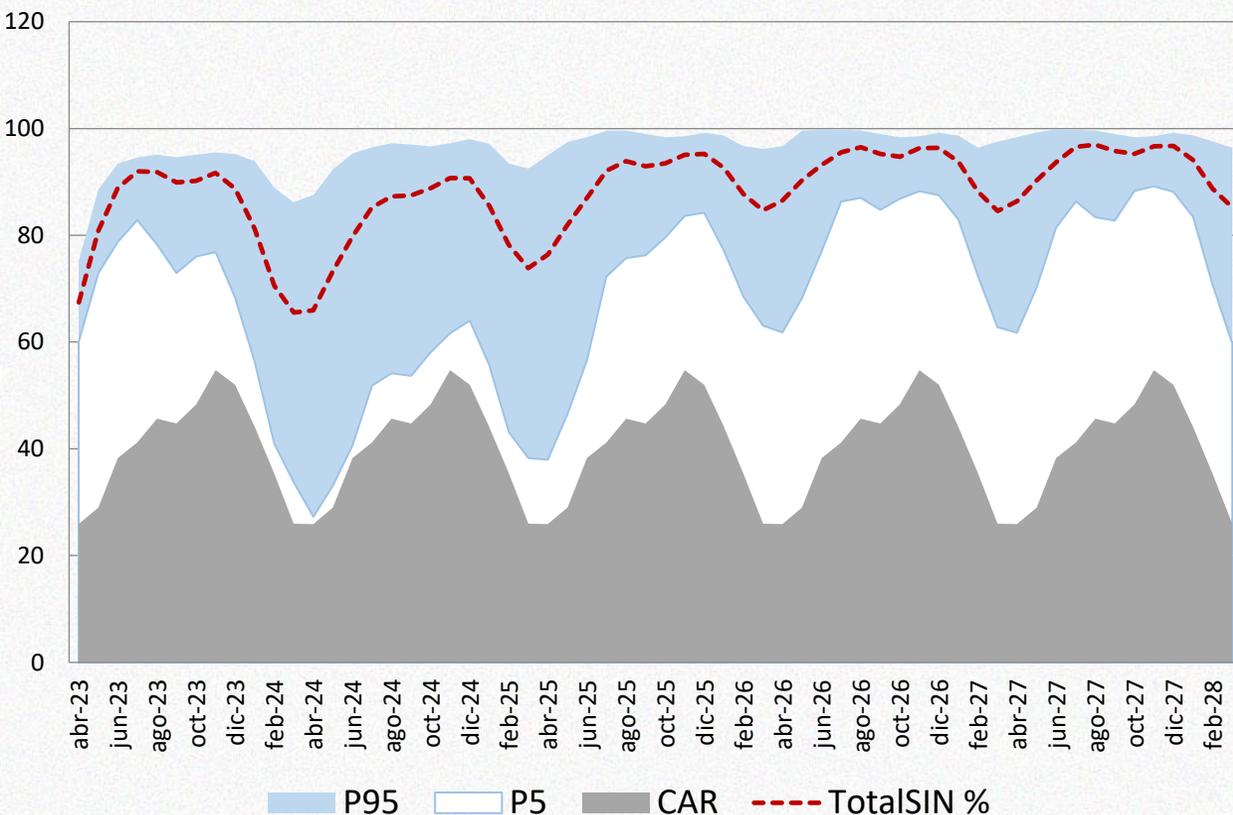


Indices de confiabilidad

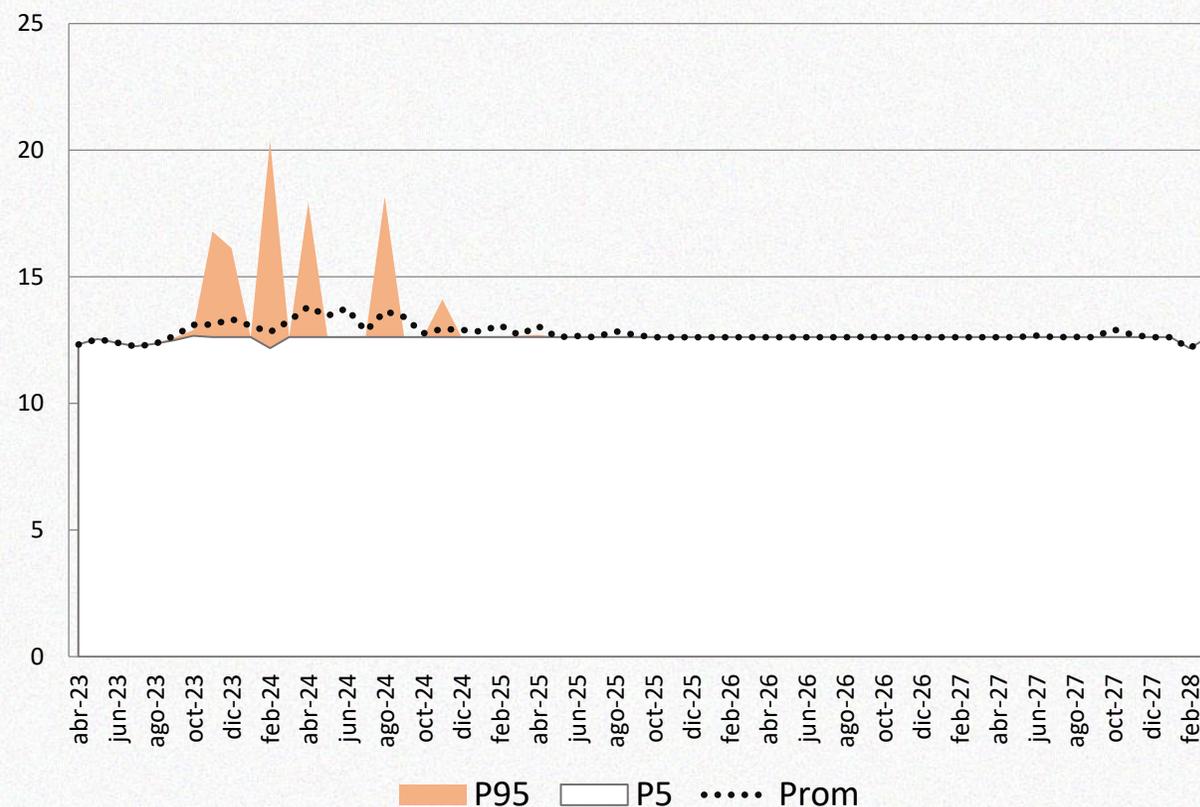


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Embalse de SIN %

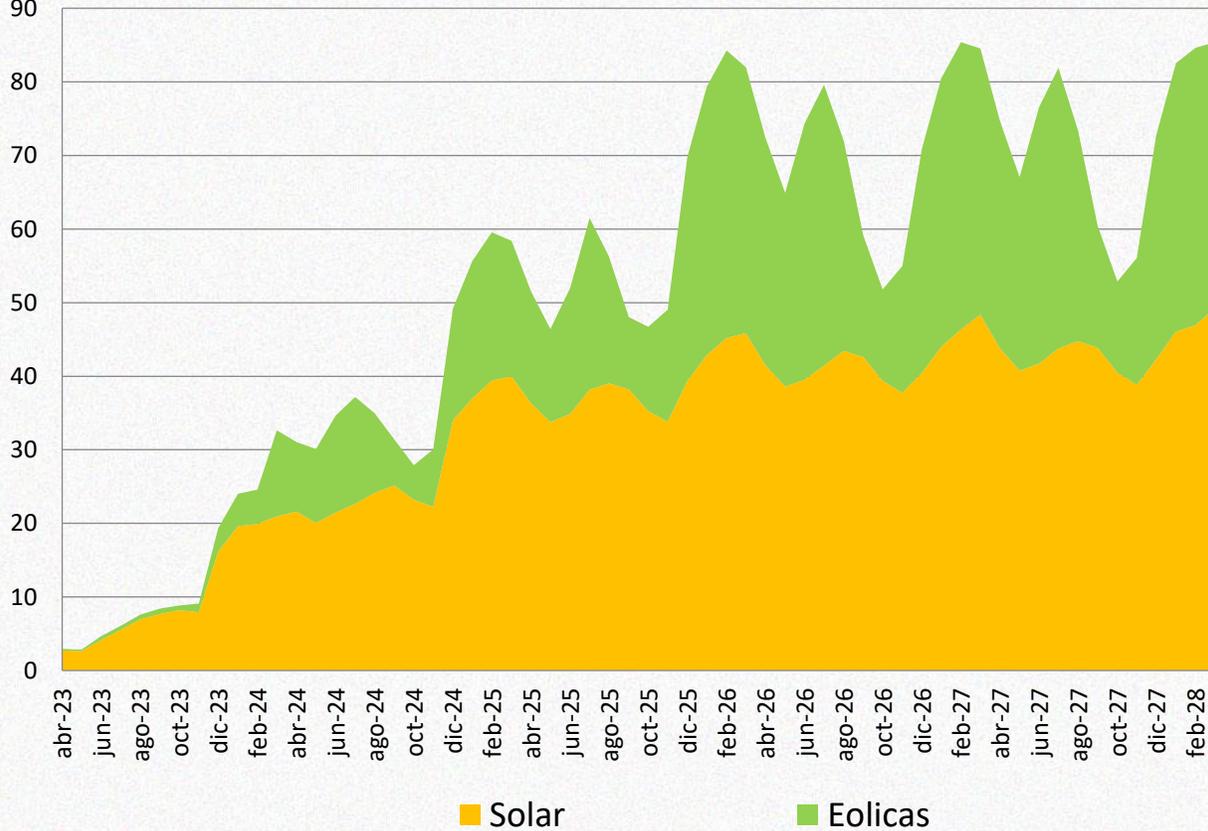


Generación Termica GWh/dia

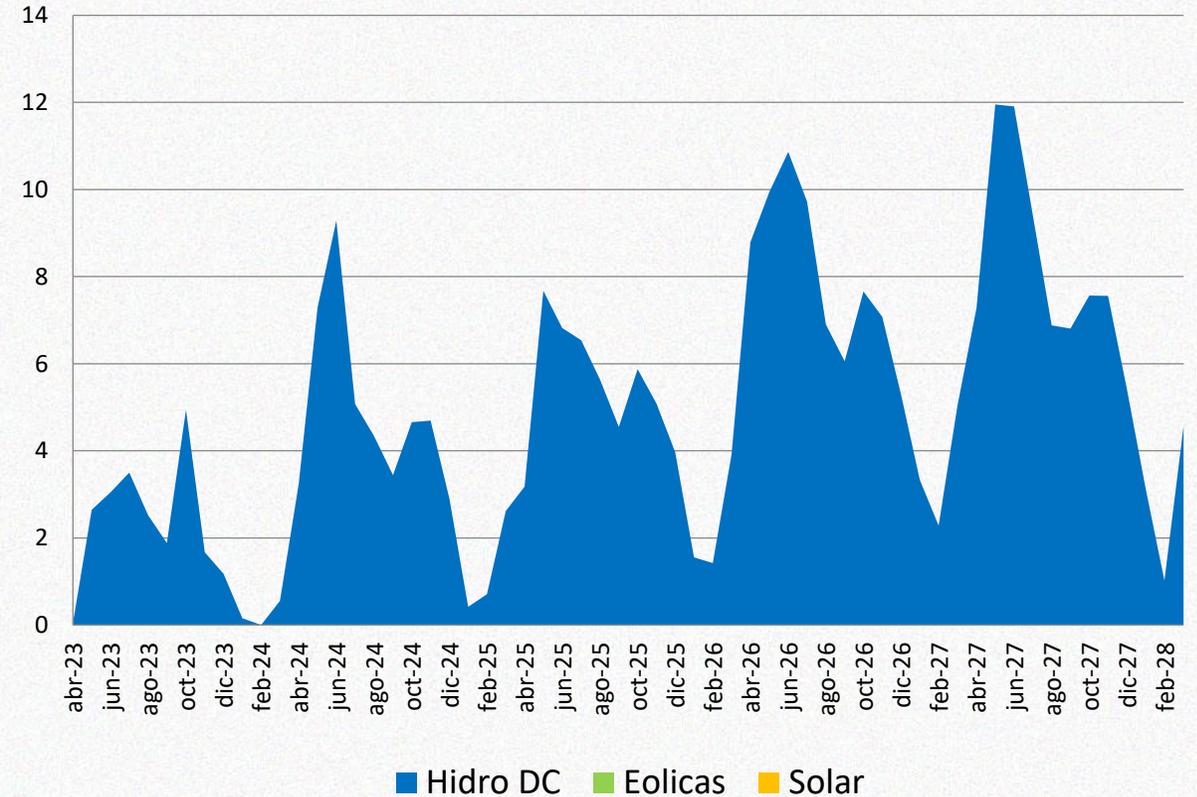


Resultados Largo Plazo – Estocástico

Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

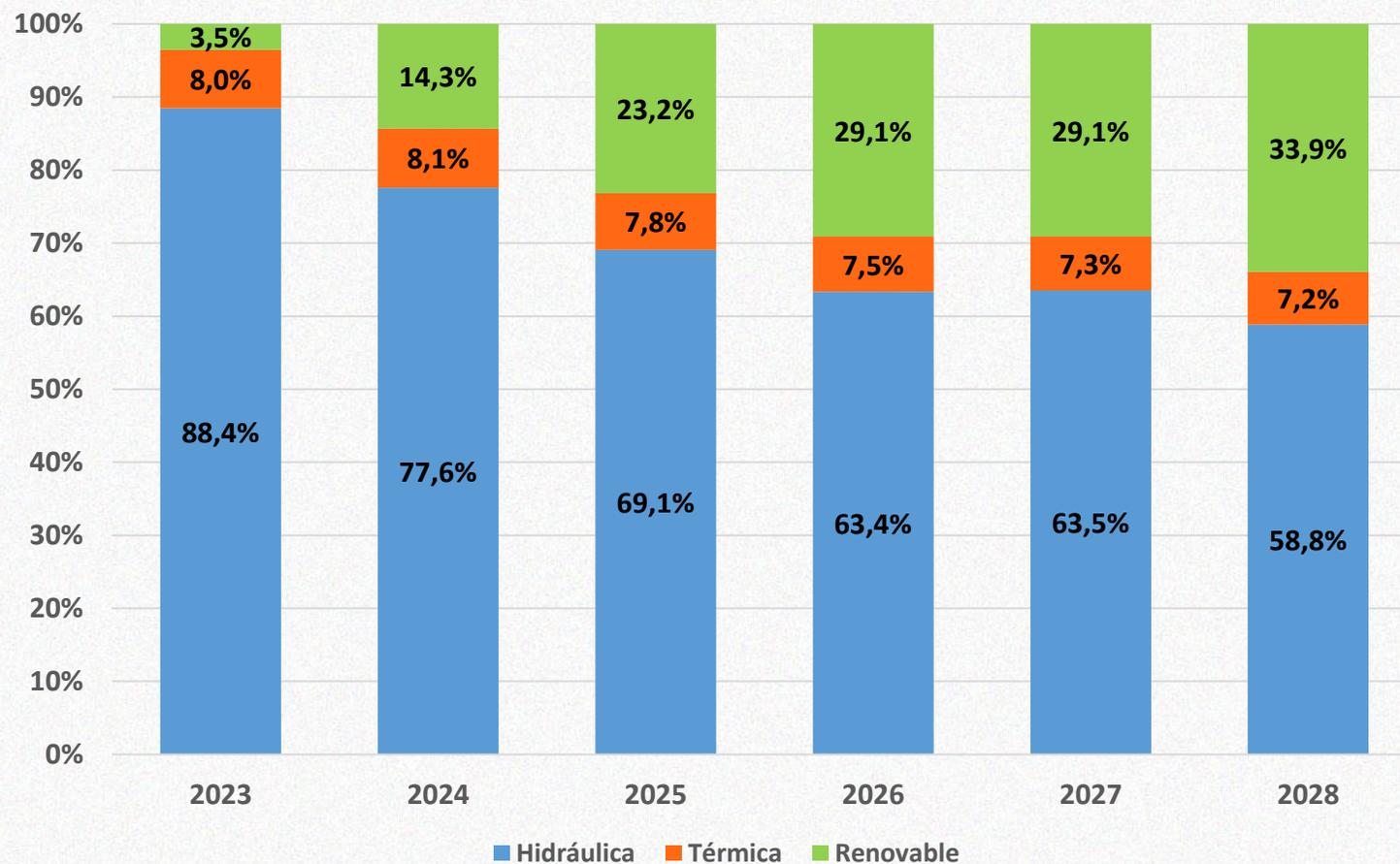


Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



Resultados Largo Plazo – Estocástico

Participación de la generación en la atención de la demanda

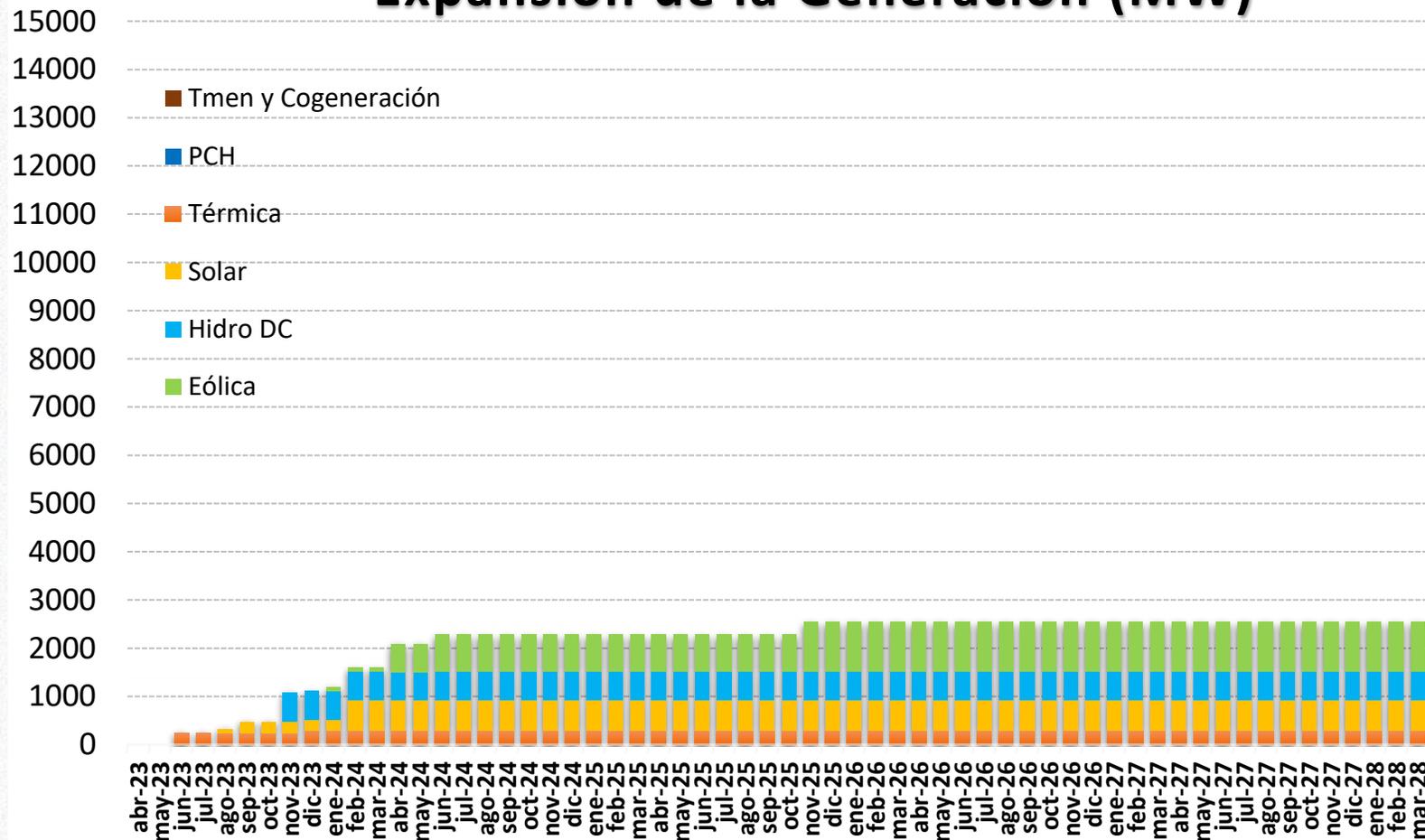


Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasado

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)

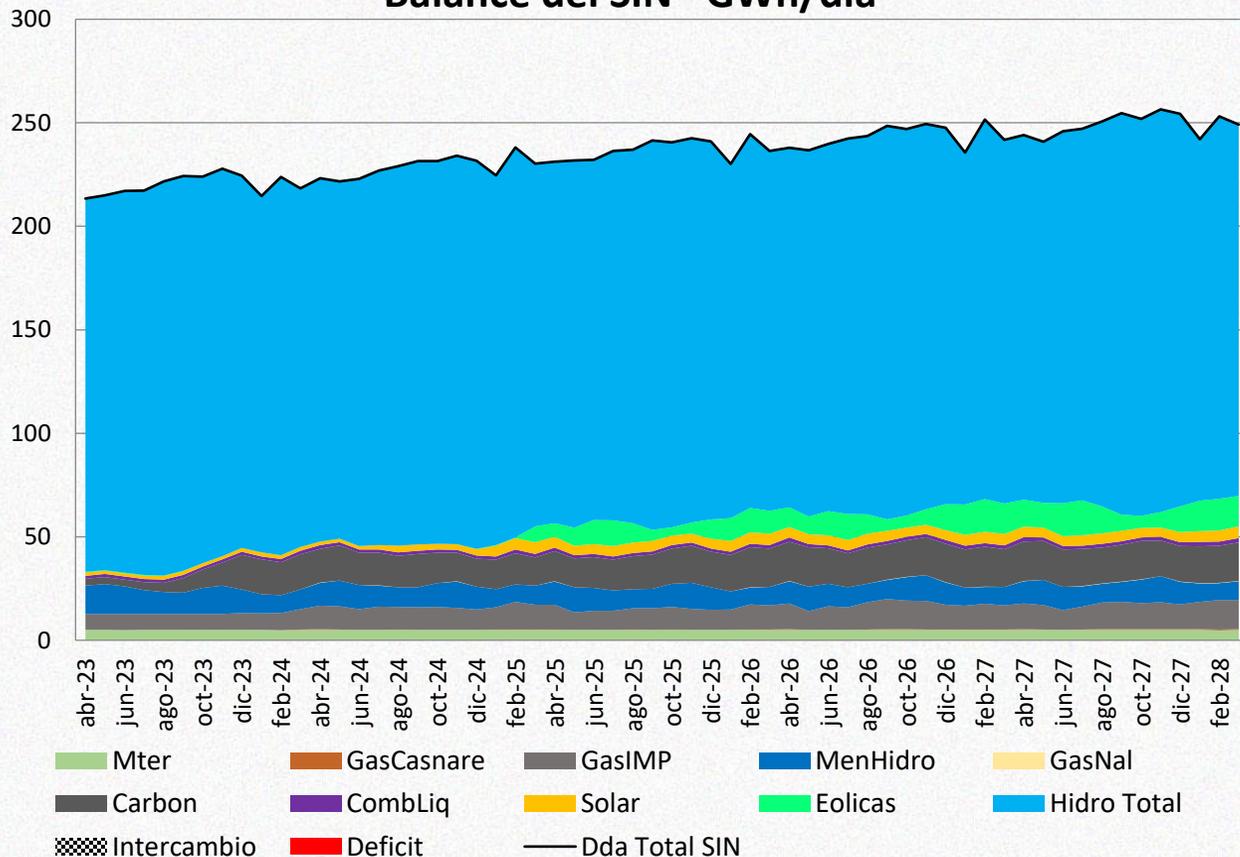
Expansión de la Generación (MW)



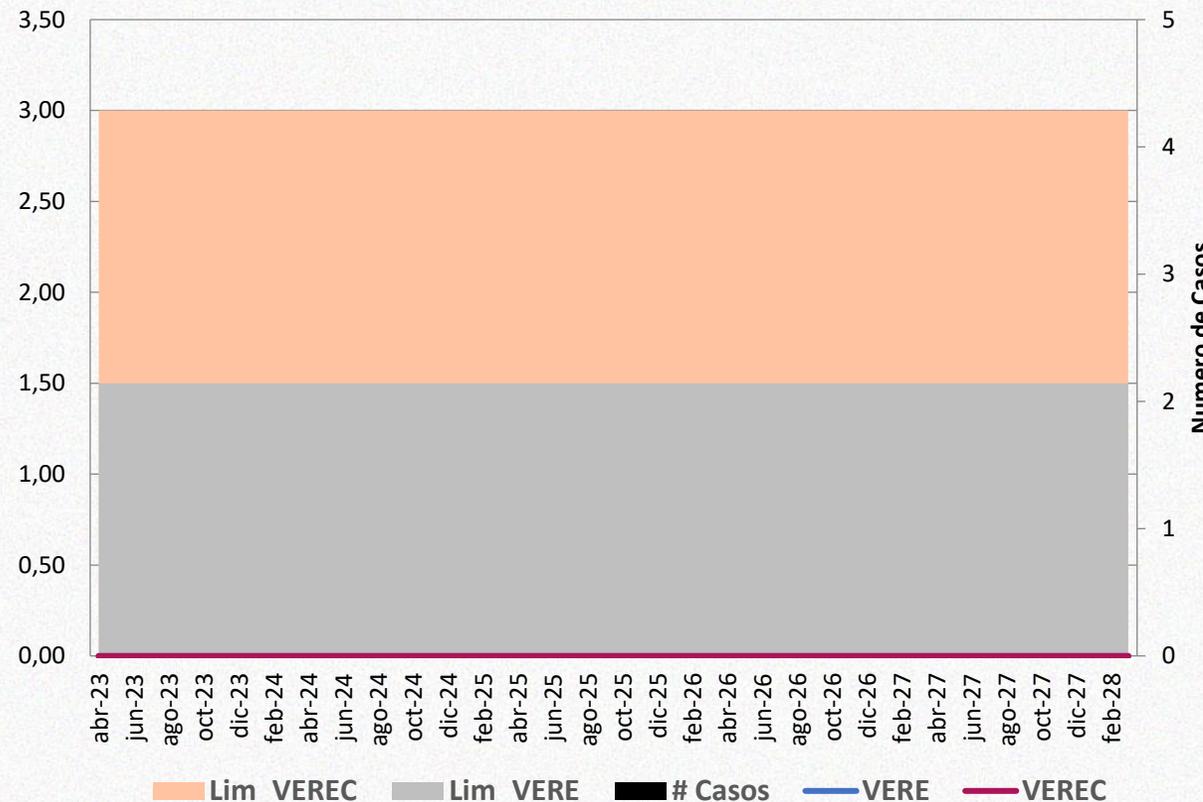
Total:
2540 MW

Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Balace del SIN - GWh/dia

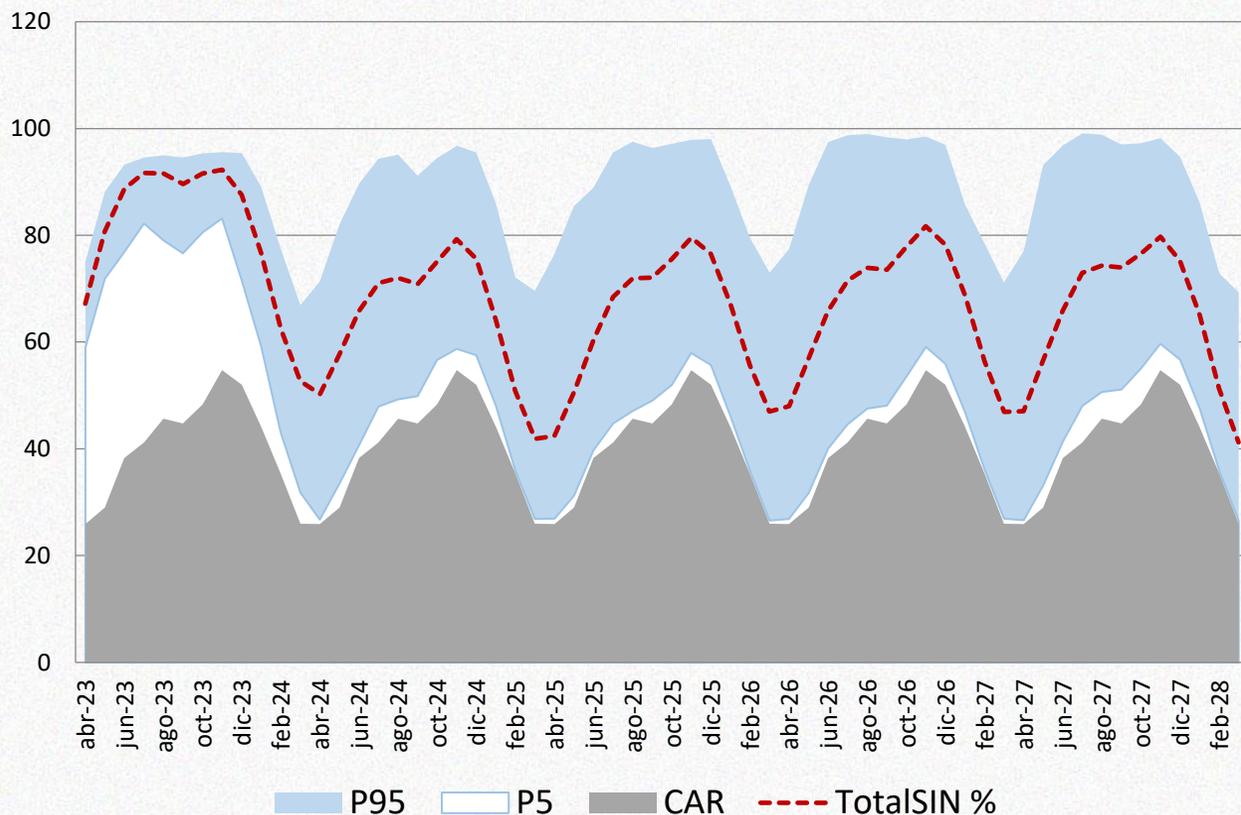


Indices de confiabilidad

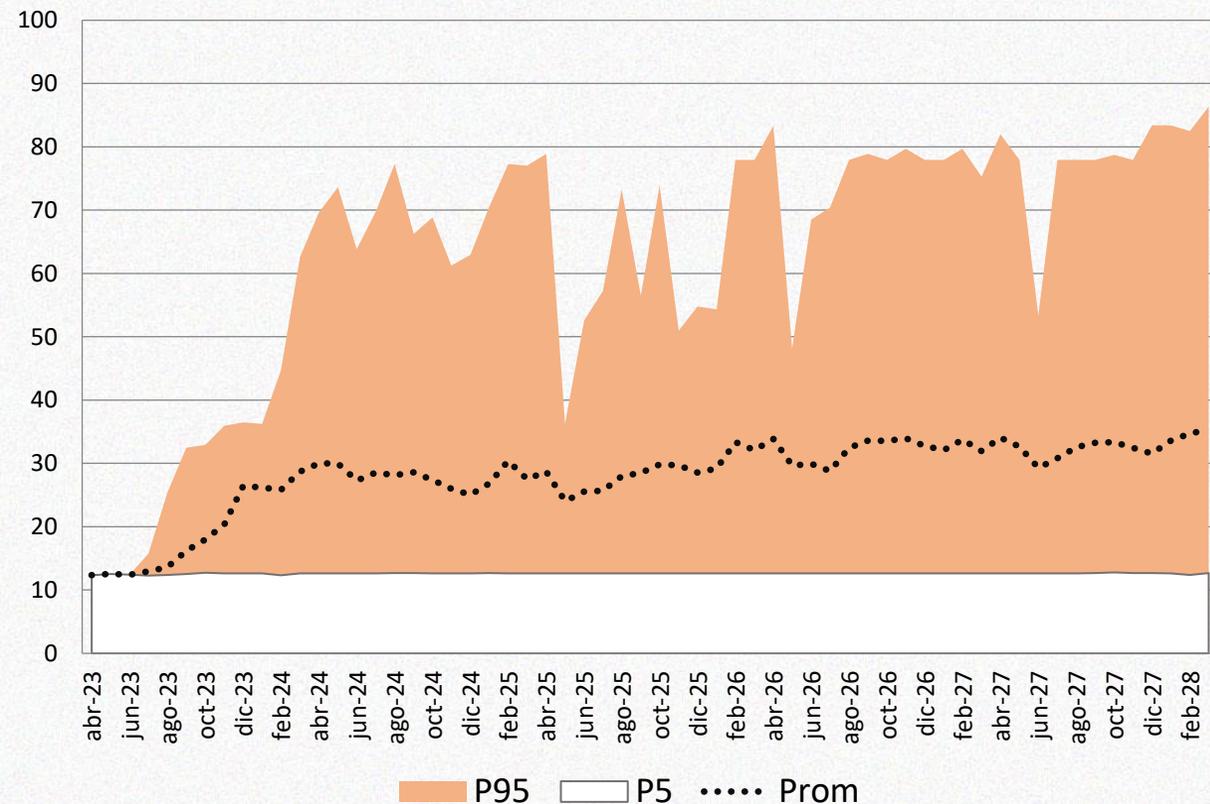


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Embalse de SIN %

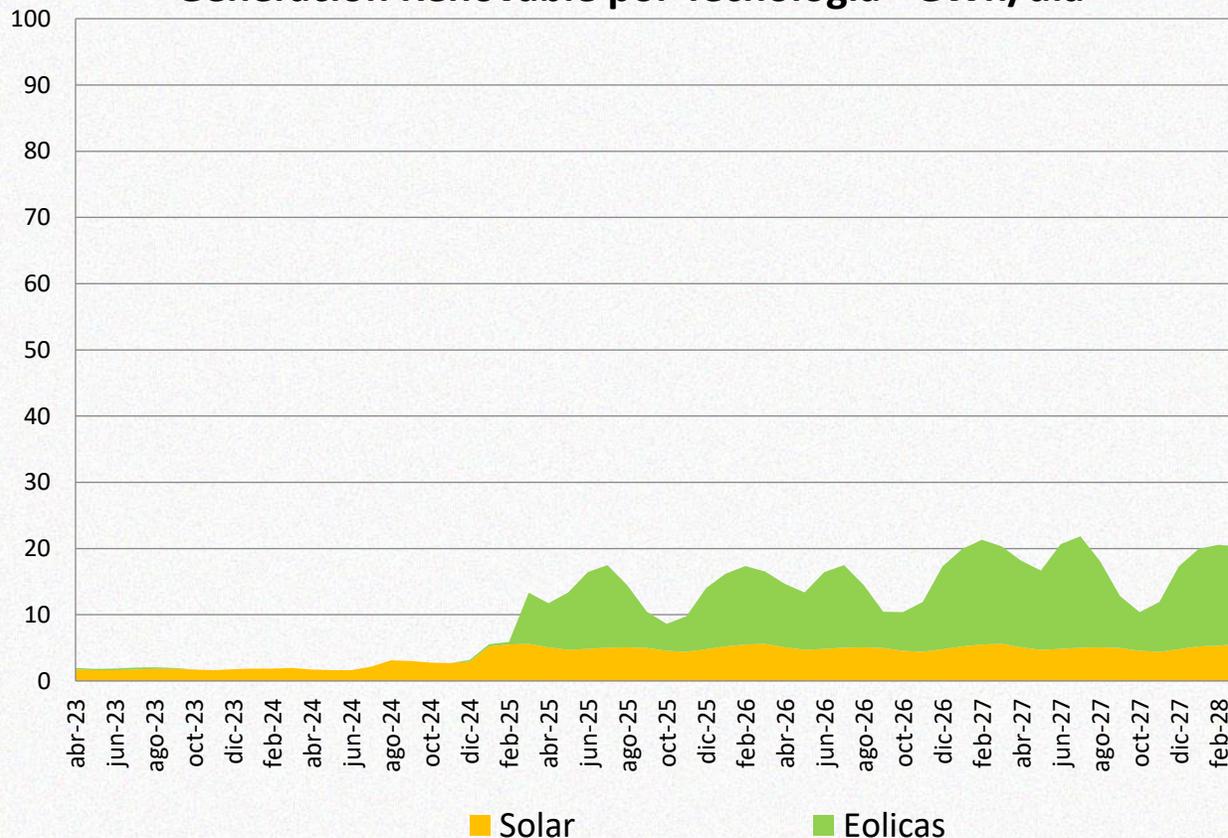


Generación Termica GWh/dia

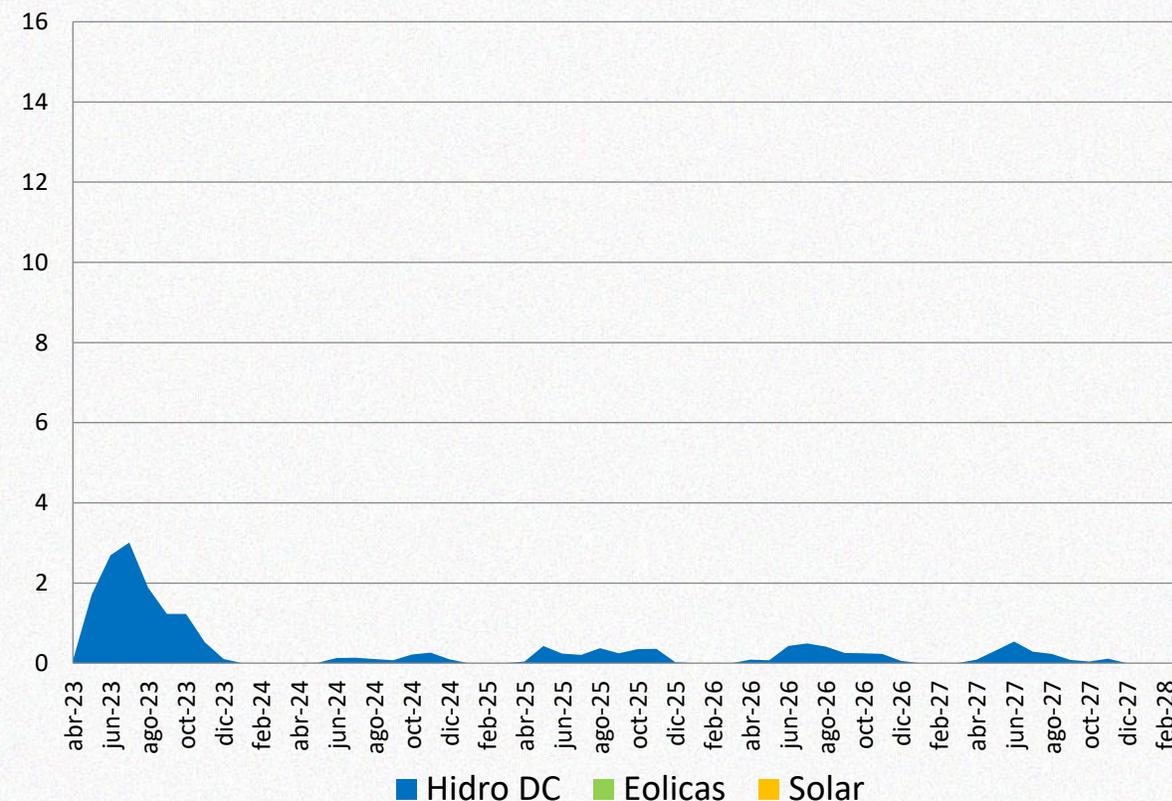


Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

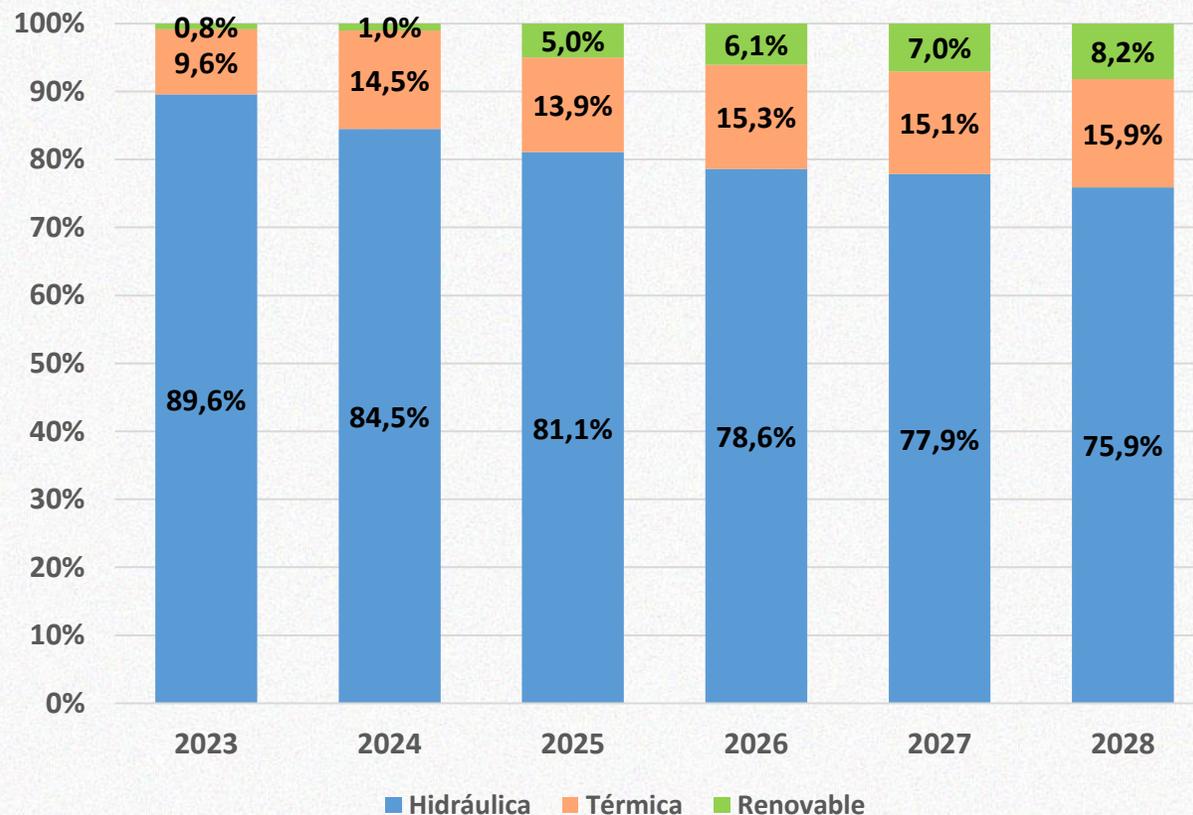


Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



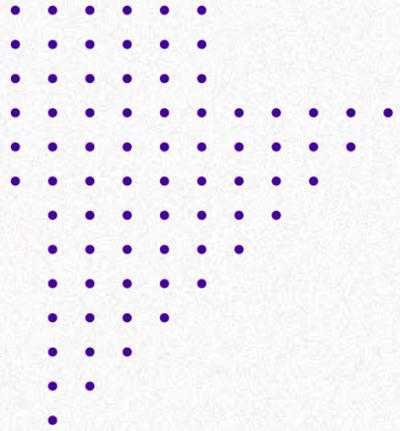
Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Participación de la generación en la atención de la demanda



Conclusiones y Recomendaciones

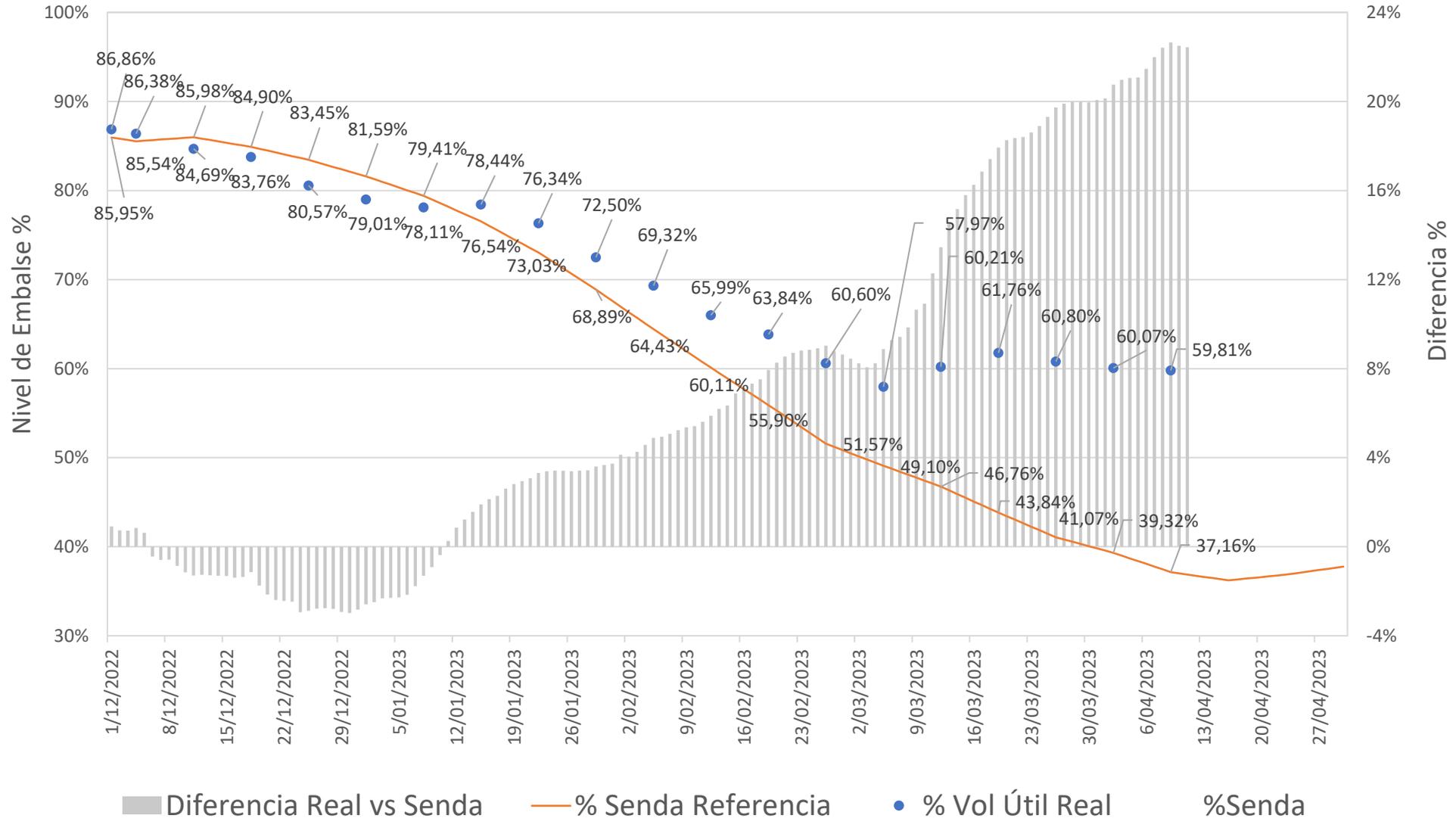
- » En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.
- » De acuerdo a las fechas de entrada en operación para 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 3.5% al inicio del horizonte del estudio a más del 29% al final del horizonte en 2027.
- » 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

Evolución del embalse del SIN



3. Situación Operativa

Conexión proyecto solar La Loma

Conexión proyecto Solar La Loma



2017

Concepto de Conexión a SE
La Loma 110 kV supeditada
IPVO: 1/12/2022



- i) La Loma STR y STN,
- ii) La repotenciación de la Línea La Jagua – Codazzi 110 kV
- iii) Cerromatoso – Chinú 500 kV y Chinú – Copey 500 kV.

11/2021

...

08/2022

01/2023

03/2023

- UPME dio concepto temporal (Art. 34 Res CREG 075/2021) por atrasos en los proyectos de expansión.
- FPO 31/12/2021
- Conexión mediante trafo 500/110 kV

- El interruptor del trafo 500/110 kV se encuentra abierto y ENEL se encuentra declarando disponibilidad 0 MW desde el 7/08/2022 para la planta

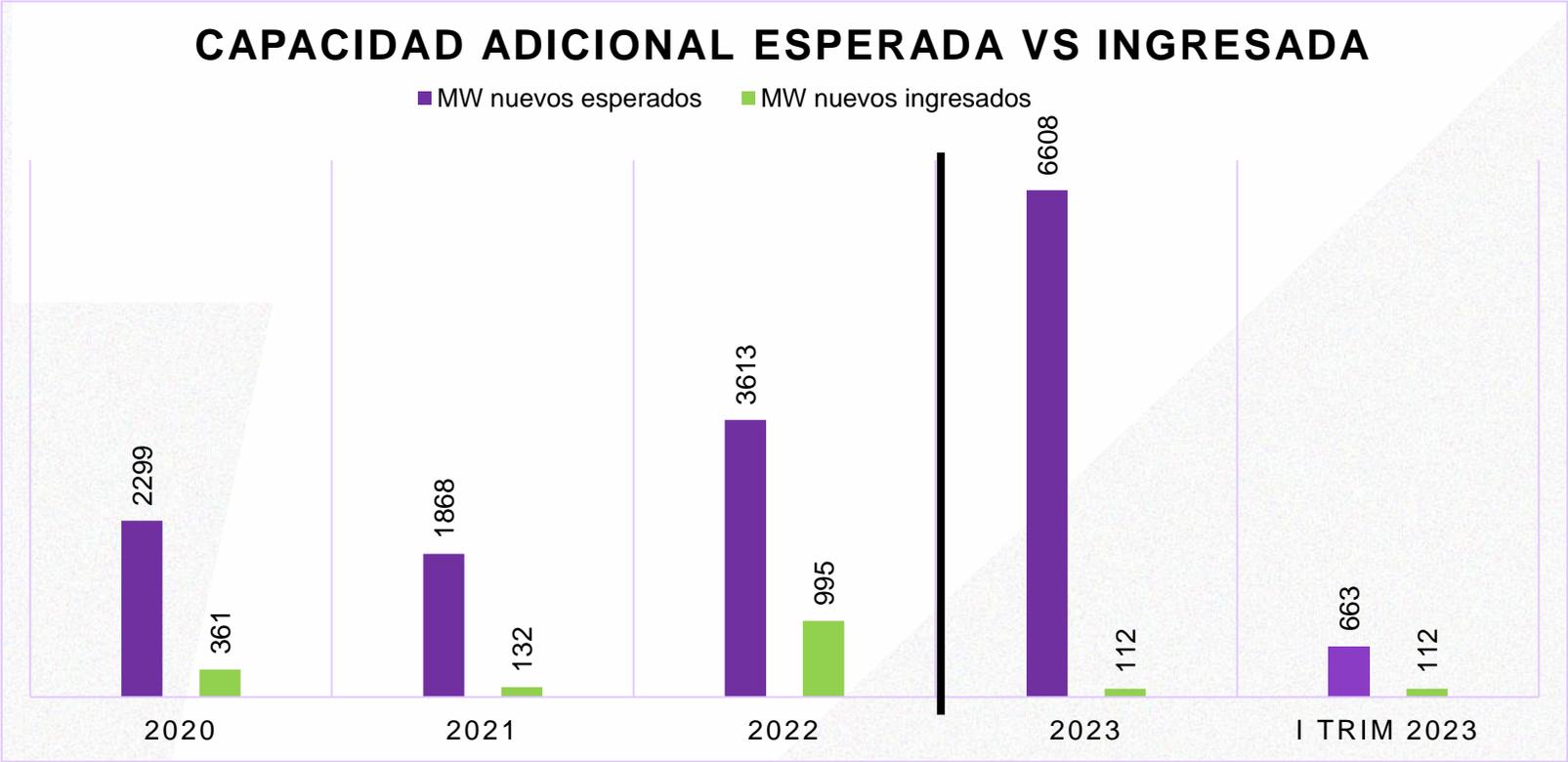
- UPME dio concepto temporal con FPO 28/02/2023, indicando que si el proyecto no entraba en operación en la fecha indicada la conexión temporal quedaba sin vigencia.

- XM envió comunicación a ENEL y OR, indicando que entiende que la conexión actual no cumple con lo definido en el concepto
- El interruptor del trafo 500/110 kV se encuentra abierto des el 28/03/23 y se continúa recibiendo declaración de disponibilidad para la planta

Entendemos que ENEL solicitó nuevamente cambio de FPO temporal a la UPME

Seguimiento entrada de proyectos

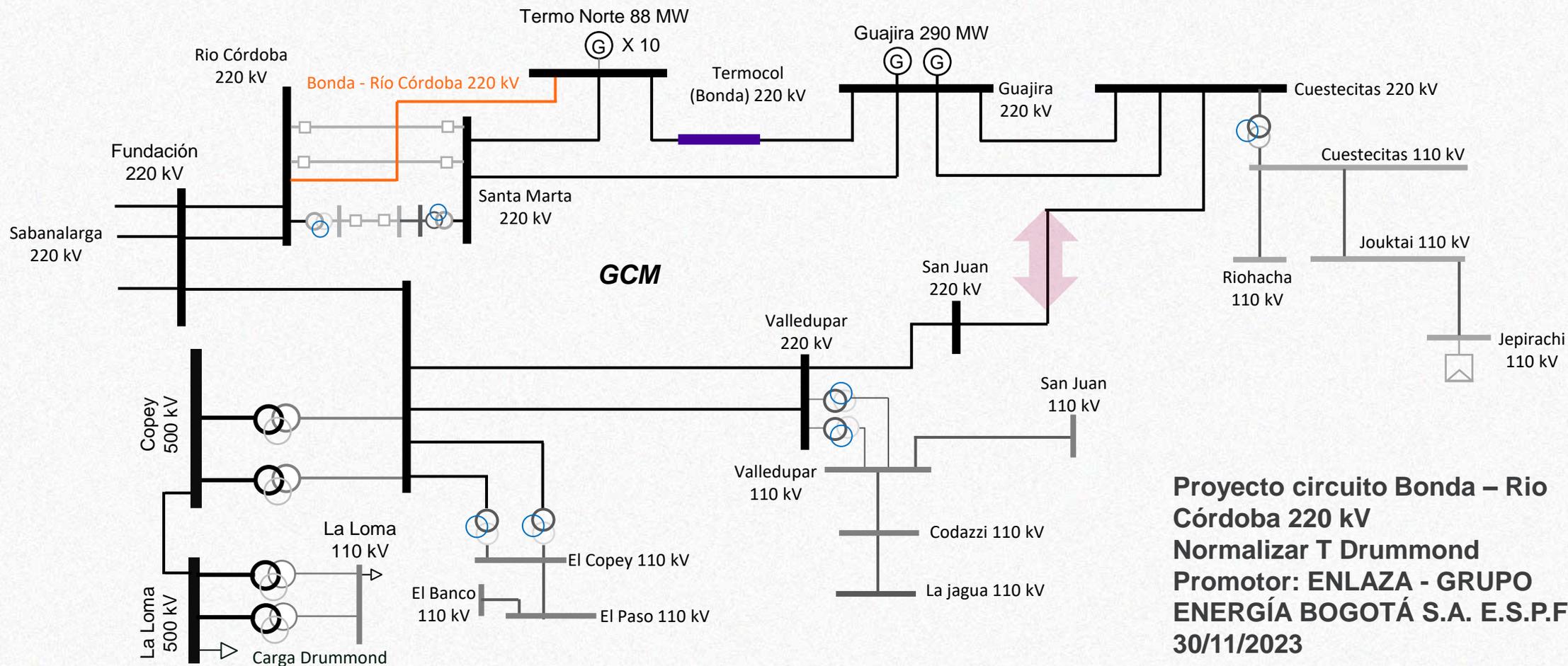
Seguimiento entrada de proyectos de generación Trimestre I - 2023



*Se esperaba la entrada del Cierre de Ciclo de Candelaria y La Loma para el primer trimestre

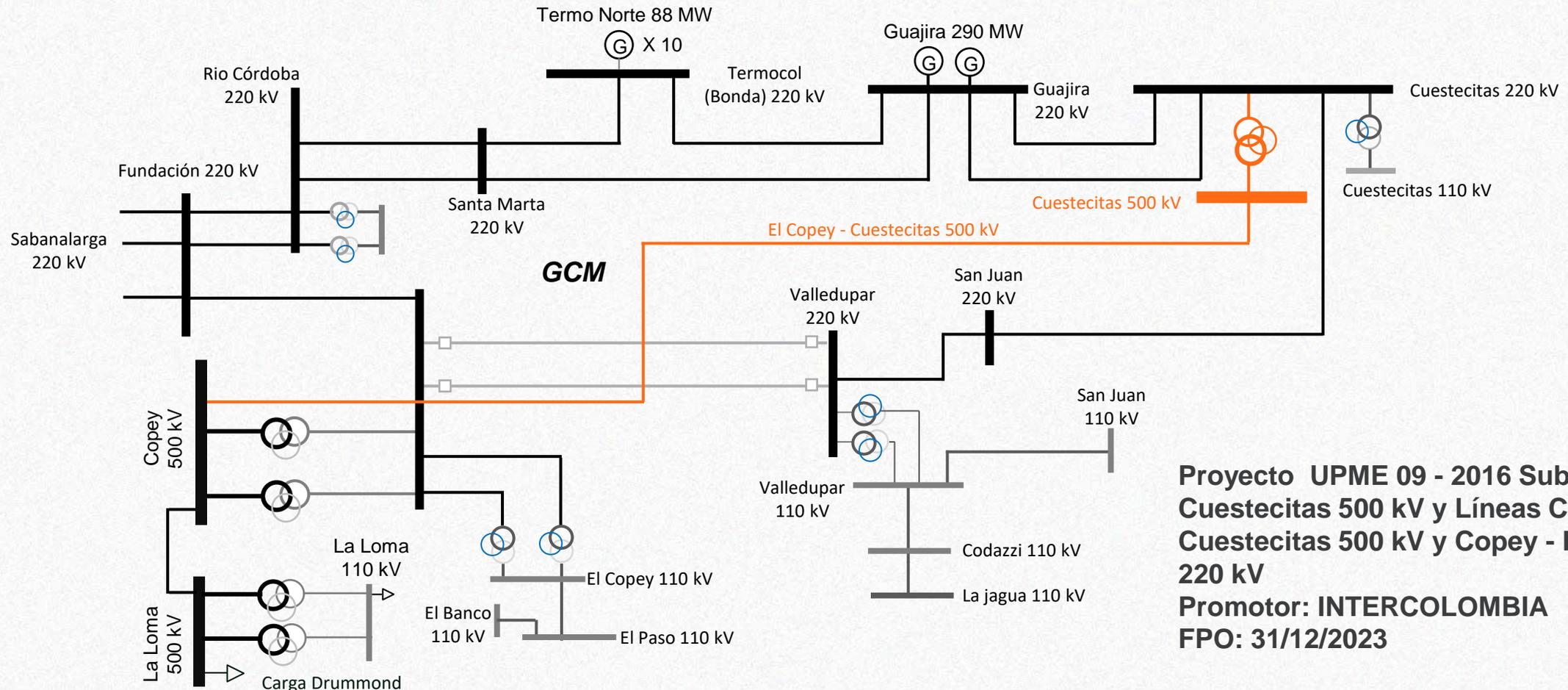
Mantenimientos GCM

Solicitud de apertura simultanea de los circuitos Santa Marta - Rio Córdoba 1 y 2 220 kV y Gaira - Rio Córdoba 110 kV.



Durante las aperturas requeridas, las subestaciones Cuestecitas, Guajira, Termocol y Santa Marta 220 kV quedan **atendidas de forma radial** por el corredor Valledupar – San Juan – Cuestecitas 220 kV, por lo que, de presentarse contingencia sencilla en uno de estos circuitos, dichas subestaciones quedaran aisladas del sistema, en isla con la generación en línea, condición de alta probabilidad de desconexión de carga.

Solicitud de apertura simultanea de los circuito El Copey – Valledupar 1 y 2 220 kV



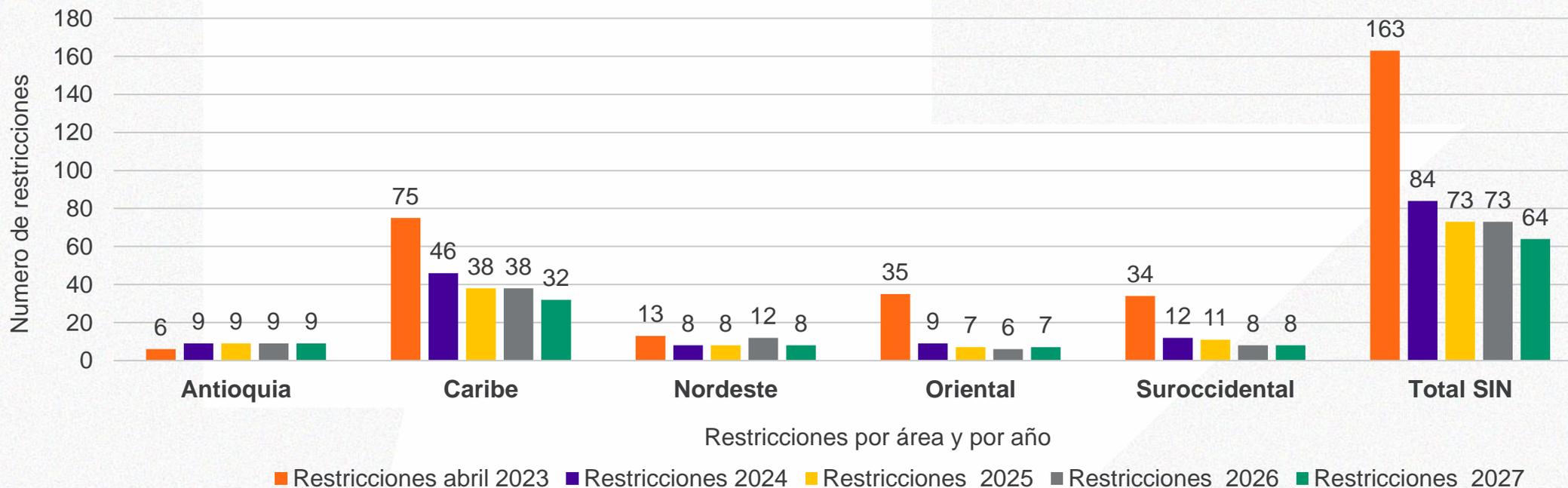
Durante las aperturas requeridas, las subestaciones Valledupar, San Juan, Cuestecitas, Guajira, Termocol, Santa Marta quedan **atendidas desde la subestación Fundación 220 kV**. Ante esta condición de red, se presenta baja tensión en nodos de la subárea, y ante una eventual contingencia en elementos de red, no es factible el cumplimiento de los criterios de tensión, se presenta alta probabilidad del FIDVR y consecuente de desatención de carga, además de problemas asociados a estabilidad de la red.

Recomendaciones Mantenimientos subárea GCM

Recomendación	Responsable
No realizar mantenimientos adicionales en la red de transmisión del STN y STR en el área de influencia.	Todos los agentes del área - CND
Máxima disponibilidad del parque de generación del área (Termonorte, Guajiras y Menores).	Todos los agentes del área - CND
Tener identificado por parte de AFINIA y AIR-E las cargas a desconectar en caso de requerirse, así mismo, Informar a los usuarios finales sobre los riesgos que se tienen sobre la atención de la demanda de energía de la Subárea G.C.M.	AFINIA y AIR-E
Informar a las cargas industriales sobre las condiciones de operación y la necesidad de minimizar los cambios grandes de consumo (INTERCOR y DRUMMOND).	CND
Tener interiorizada la guía de restablecimiento de la Subárea G.C.M.	Todos los agentes del área - CND
Durante la realización de los trabajos, se recomienda contar con personal disponible en las subestaciones desatendidas.	Todos los agentes del área
Se recomienda a los agentes revisar el estado adecuado de los servicios auxiliares de sus subestaciones, y demás aspectos que puedan implicar retrasos en los tiempos de restablecimiento del área.	Todos los agentes del área
Actualizar el listado de cruces y solicitar a la UPME especificar en las convocatorias los requisitos constructivos u otros a tener en cuenta cuando se presenten cruces de líneas.	CNO

Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo

Evolución esperada restricciones por área Operativa



La evolución de restricciones es indicativa, sujeta a:

- Las restricciones de un elemento contra el otro, fueron consideradas como una misma restricción
- No se incluyen restricciones futuras asociadas a agotamiento de capacidad de corto circuito de subestaciones
- Información parcial de los traslados de carga a nuevas subestaciones o nuevas cargas. (Solicitada a los operadores de red)
- El número de restricciones entre los años 2024 y 2027 consideran la materialización de los proyectos a diciembre del año evaluado.
- Los supuestos de los estudios del mediano y largo plazo (IPOEMP e IPOELP), proyección de demanda por año y factores de distribución
- Para la red de 2024 en adelante no se consideraron las restricciones del SDL de la subárea Atlántico (cinco restricciones a nivel de 34.5 kV)
- Materialización de la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada

Proyectos sin promotor en prepublicación de pliegos de la UPME

	Área	Código	Nombre	FPO
	Área Antioquia	PTRA00323	UPME 04 -2021 Subestación Atrato 230 kV y líneas asociadas	2025/06/30
		PTRA00324	UPME 10-2021 Subestación San Lorenzo 230 kV	2027/03/31
		PTRA03852	Transformador 2 Primavera 500/230 kV - 450 MVA	2024/06/30 (*)
	Área Caribe	PTRA01139	UPME 06-2021 Subestación Carreto 500 kV y líneas asociadas	2027/03/31
	Nordeste	PTRA00416	UPME STR 11-2021 Subestación Alcaraván 115 kV	2027/09/30
		PTRA00423	UPME 08-2021 Nuevas subestación La Paz 230 kV	2028/06/30
		PTRA00437	UPME 09-2021 S/E Cabrera (Nueva Granada) 230 kV	2027/03/31
		PTRA03361	UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV	2027/07/31
		PTRA03850	Transformador 4 Sogamoso 500/230 kV - 450 MVA	2024/06/30 (*)
	Área Oriental	PTRA03872	Bahía por 500 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	2023/12/31 (*)
	Área Suroccidente	PTRA00477	Subestación Salamina 230 kV	2027/05/31 (*)
		PTRA03843	Subestación Huila 230 kV	2026/08/31
		PTRA03846	Subestación Estambul 230 kV	2026/08/31 (*)
		PTRA03848	Reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 KV	2024/06/30 (*)

(*) Pendiente por prepublicación de pliegos, sin FPO DSI (Documento Selección Inversionista)

Proyectos STR sin concepto UPME

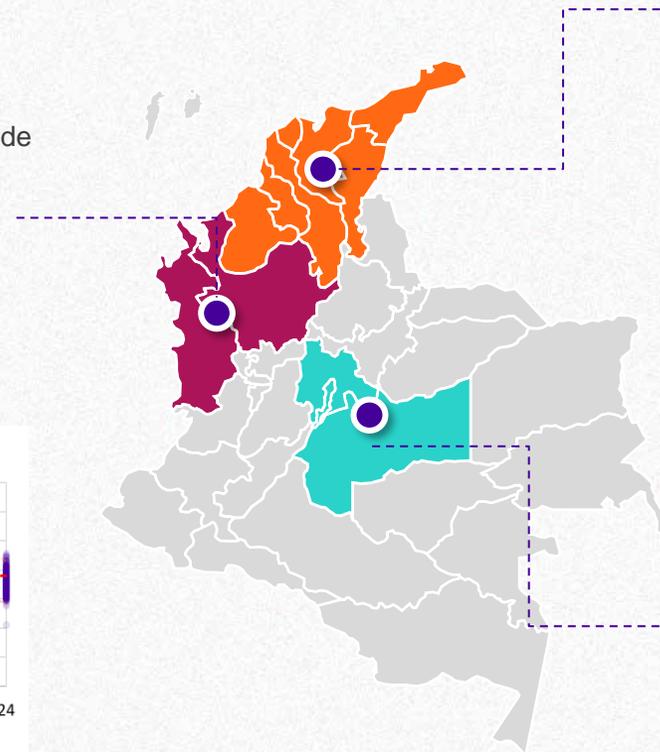
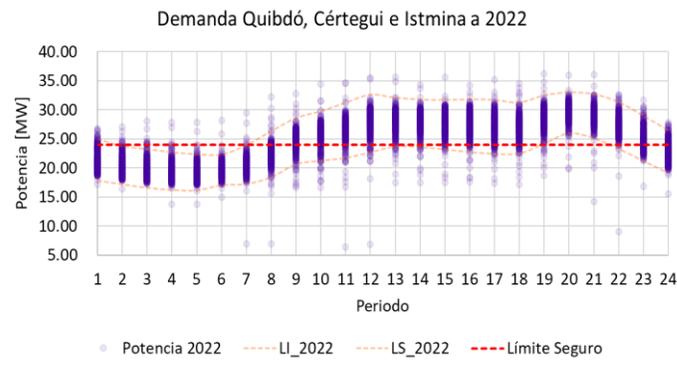
	Área	Código	Nombre	Promotor	FPO
	Área Antioquia	PTRA06234	Ampliación Subestación Rodeo 110 kV	EPM	2023/08/21
	Área Nordeste	PTRA03515	Reconfiguración SE Insula 115 kV	CENS	2023/08/30
		PTRA05966	Segundo circuito Paipa-Barbosa 115 KV y Bahías Asociadas	EBSA	2023/12/31
	Área Oriental	PTRA05039	Normalización y Ampliación Subestación Mambita 115kV	ENEL	2023/07/30
		PTRA04824	Subestación Montevideo 115 kV	ENEL	2024/12/31
		PTRA05184	Subestación Porvenir 115	ENEL	2025/12/31
		PTRA01467	Cambio de subestaciones de 57.5 kV a 115 kV	ENEL	2026/12/30
	Área Suroccidente	PTRA01496	Aumento del nivel de corto circuito Termoyumbo 1 115 kV	CELSIA	2022/11/30
		PTRA06060	Segundo ATR San Felipe 220/115 kV	CELSIA	2023/09/15
		PTRA01774	Aumento de capacidad de los TC's de 300/5 a 600/5 amperios SE Pasto, Catambuco, San Martín, Rio Mayo y El Zaque	CEDENAR	2023/12/01
		PTRA06039	Segundo circuito San Marcos - Codazzi 115 kV	CELSIA	2023/12/31
		PTRA06050	Segundo acople de barras en subestación Guachal	CELSIA	2023/12/31
		PTRA06052	Segundo acople de barras en S/E Termoyumbo	CELSIA	2023/12/31
		PTRA06055	Ampliación y Cambio Configuración Cerrito 115 kV	CELSIA	2024/12/31

Restricciones de la red a 2023 que continuaran activas al final del horizonte del largo plazo

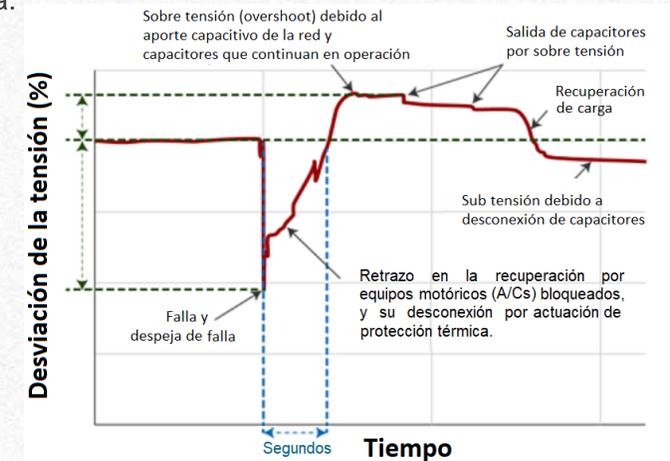
Red de DISPAC - Choco:

Declarada en estado de alerta en Febrero de 2023, debido a que se evidencia baja tensión en los nodos de DISPAC 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Certegí – Huapango (Quibdó) – El Siete – Barroso 110 kV.

Se requieren obras estructurales para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento de Choco.

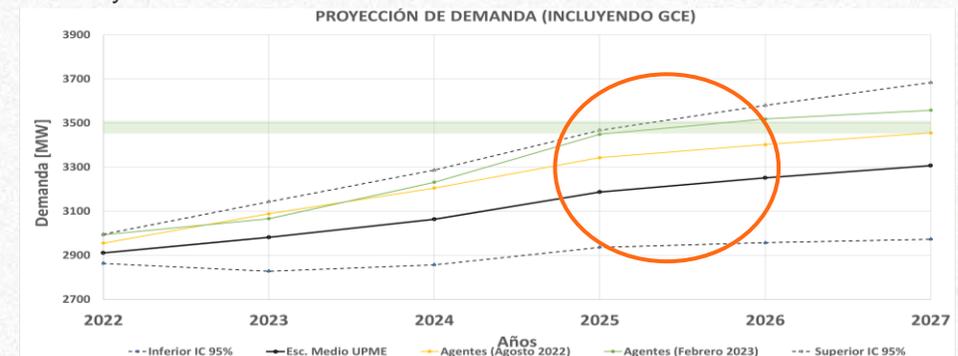


Subárea GCM: Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022 por riesgos frente a la aparición del fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla (FIDVR). Se requieren elementos con aporte de corriente de cortocircuito y control dinámico de voltaje para garantizar calidad en la atención de la demanda.

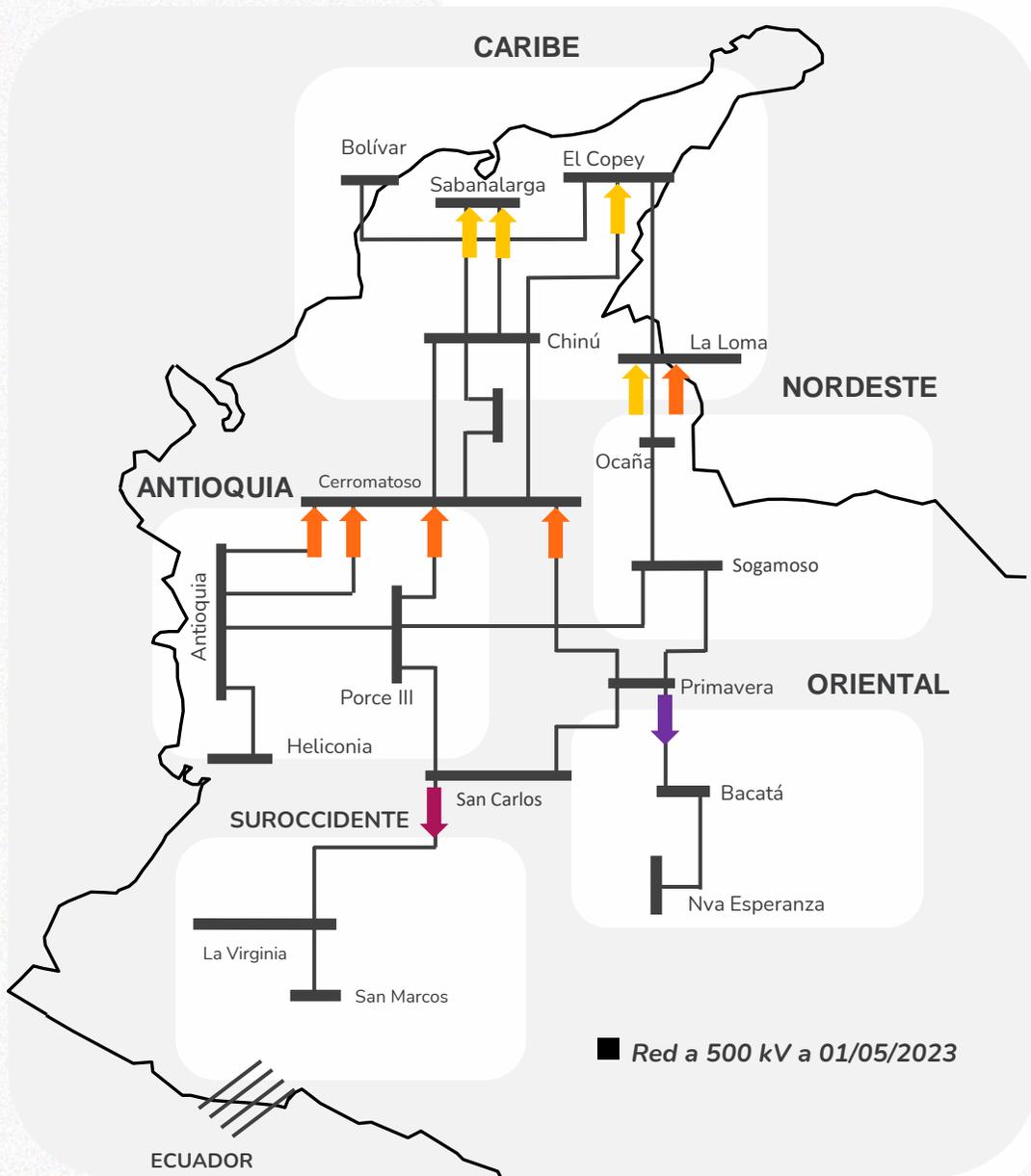


Área Oriental:

De no entrar el proyecto Norte, y de acuerdo a las proyecciones de demanda (OR's y UPME), se prevé alcance del limite seguro de importación de potencia del área entre el año 2025 y 2026.



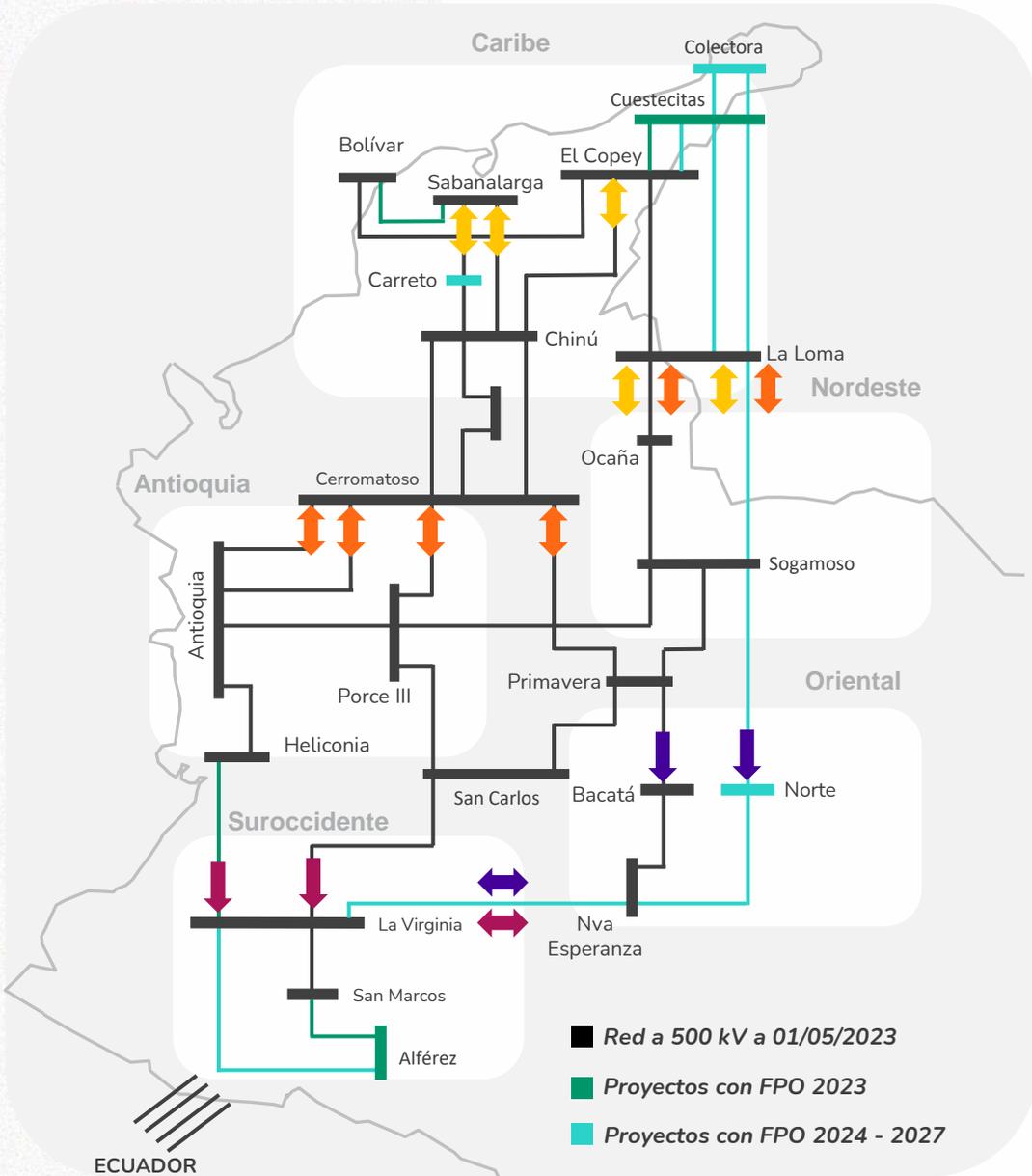
Capacidad de importación de potencia por área 01/05/2023



En los análisis de seguridad eléctrica de las áreas, la capacidad de importación de potencia y el requerimiento mínimo de unidades para soporte de tensión se define para cada condición particular, a partir de la respuesta segura de las variables eléctricas del sistema y del cumplimiento de los criterios regulatorios de seguridad tanto en red completa como ante contingencia sencilla.

Área	Capacidad [MW]	Restricciones que limitan la capacidad de importación del área
Caribe	2000	Respuesta segura de tensión en nodos del área, ante contingencia sencilla circuitos 500 kV. Los nodos más restrictivos son: Nodos en configuración radial de GCM 110 kV , (El Paso, El Banco, La Jagua), ante contingencia de un circuito La Loma - El Copey 500 kV o Chinú – El Copey 500 kV. Nodos en configuración radial de Bolívar 66 kV , (Gambote, Zambrano, Calamar, San Jacinto), ante contingencia de un circuito entre las subestaciones Chinú y Cerromatoso 500 kV.
Caribe 2	1300 – 1400	
GCM	580	Respuesta segura en tensión en nodos del área y en carga de elementos del sistema ante contingencia sencilla, en especial de circuitos El Copey – Valledupar 2 220 kV, Chinú – El Copey 500 kV, El Copey – La Loma 500 kV o de Ocaña – La Loma 500 kV.
Oriental	900	La capacidad segura de importación de potencia del área es alrededor de 2100 MW, sin embargo, es limitada en 900 MW por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV, dado el impacto de la contingencia de este circuito en la gestión de potencia reactiva, la respuesta dinámica de la tensión en nodos del área y en la sobrecarga de los circuitos Purnio – Noreste 1 y 2 230 kV
Suroccidental	500	La máxima importación segura del área esta entre 1500 y 1600 MW, sin embargo, es limitada en 500 MW a través de San Carlos – Virginia 500 kV, dado que, con dicha importación por este, se activa la restricción por sobrecarga del ATR San Marcos 500/230 kV ante contingencia del transformador Virginia 500/230 kV y viceversa
Antioquia	Sin límite	A diciembre de 2023 no se evidencian restricciones que limiten la importación de potencia del área

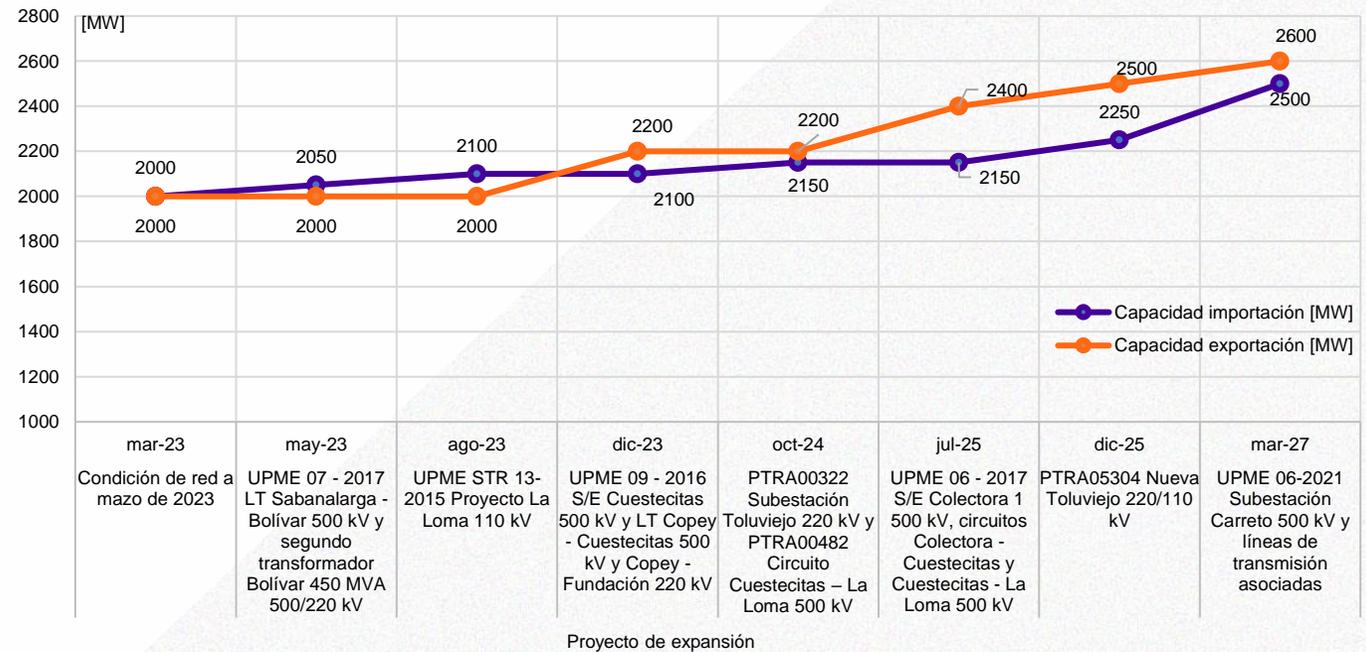
Evolución capacidad de importación / exportación de potencia



Evolución capacidad de importación / exportación de potencia Área Caribe

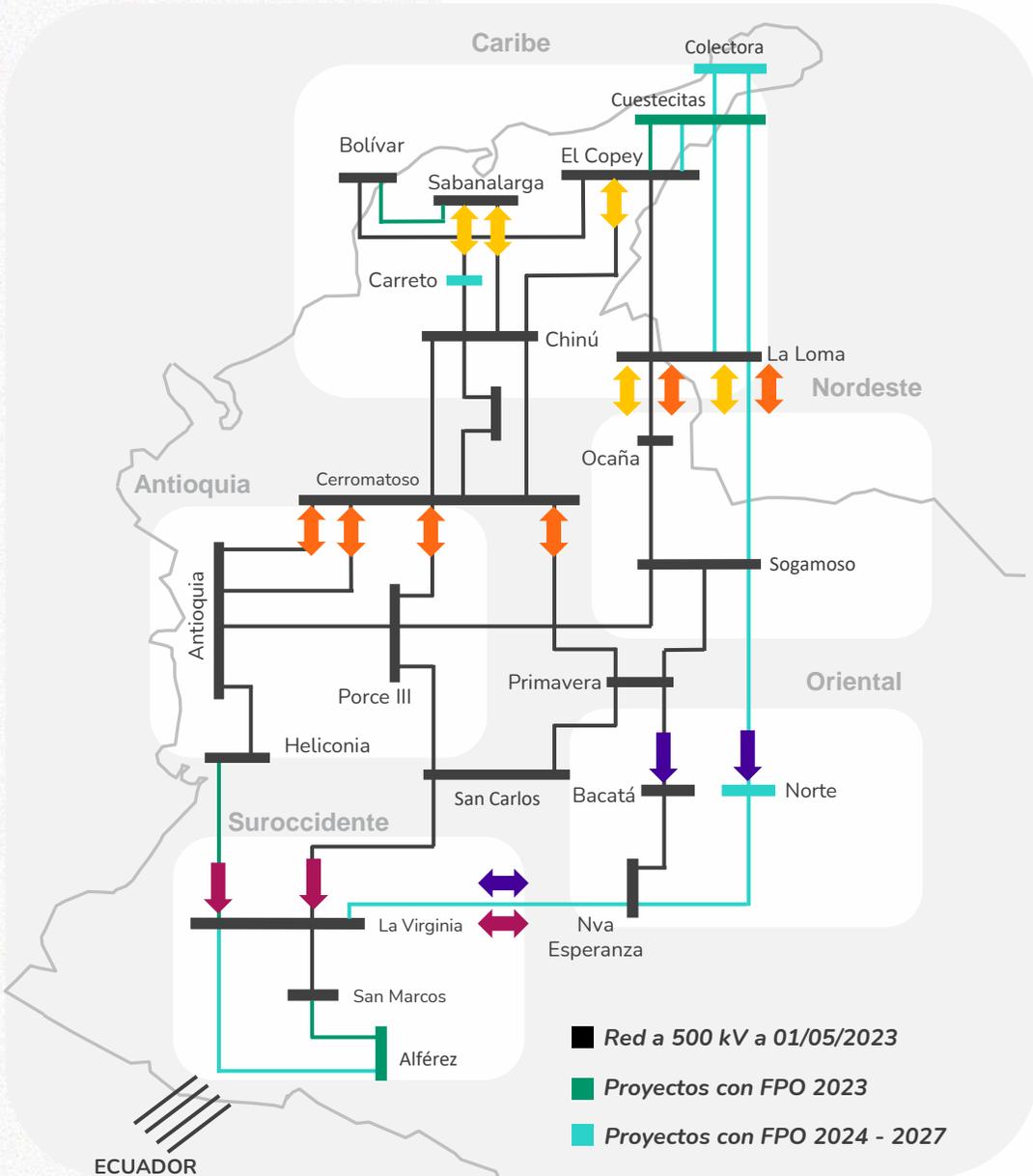
Con la entrada progresiva de proyectos, además del aumento en capacidad de importación y exportación de potencia, se identifica un alto incremento de tensión en nodos del área y en especial de GCM, se recomienda a la UPME evaluar un equipo con capacidad de control automático de potencia reactiva para gestionar requerimientos o excedentes según el caso.

Se resalta que el proyecto UPME 06-2021 Carreto 500 kV aun no ha sido adjudicado a un promotor y esta en prepublicación de pliegos por parte de la UPME



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

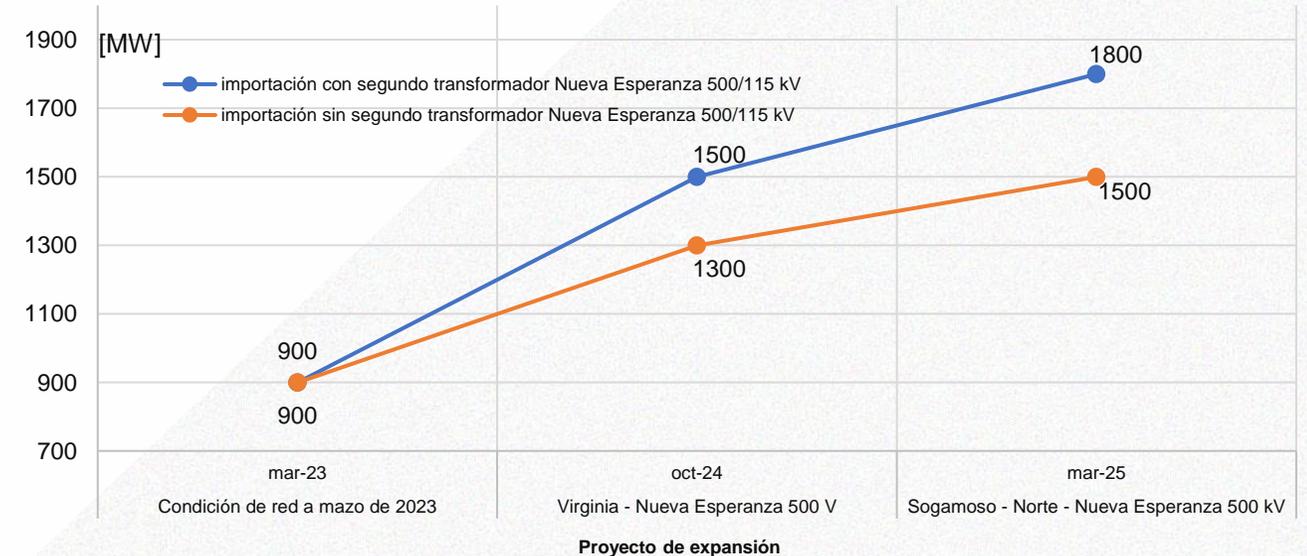
Evolución capacidad de importación / exportación de potencia



Evolución capacidad de importación / exportación de potencia Área Oriental

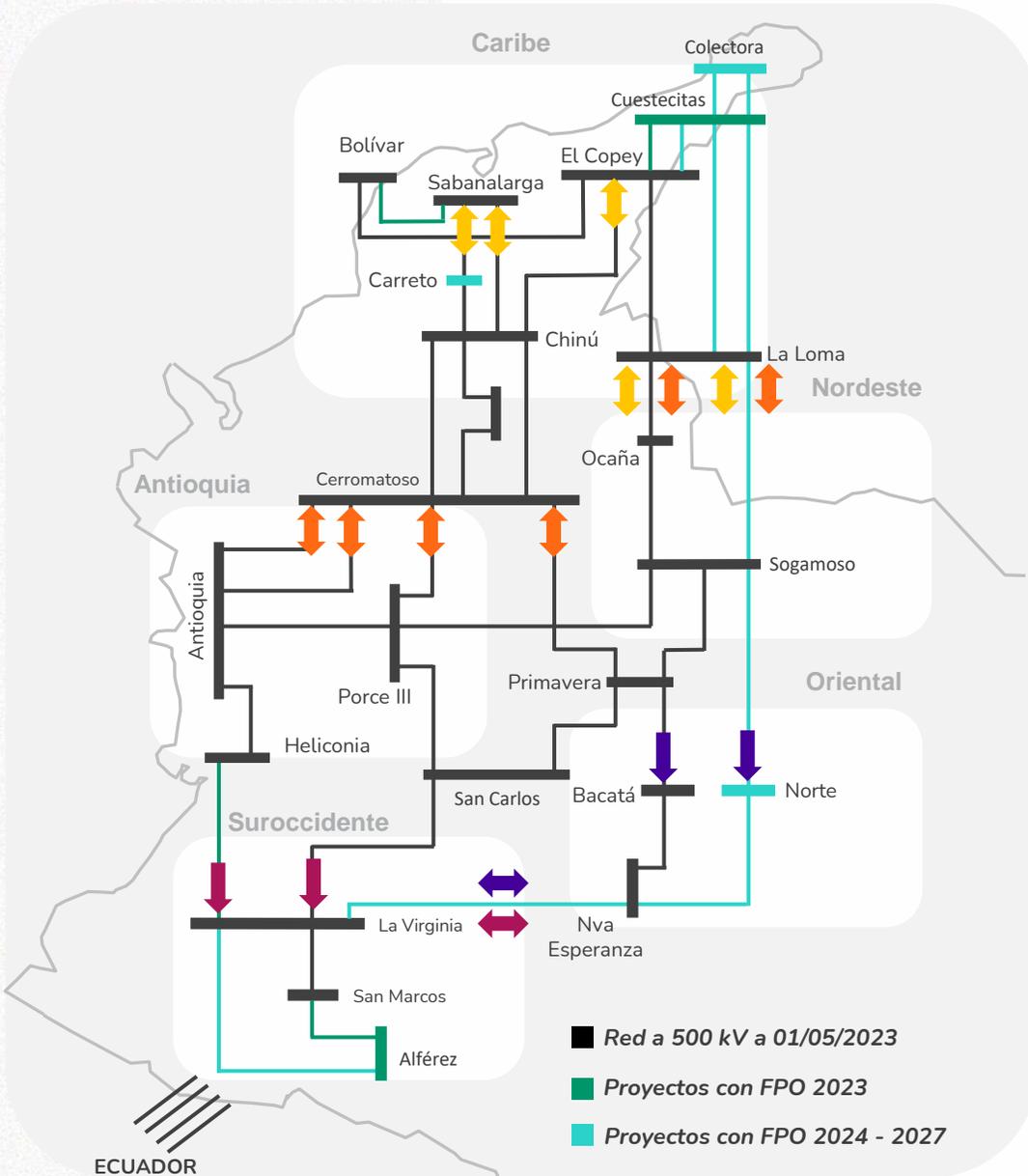
Con la entrada en operación de los proyectos de expansión, la capacidad de importación de potencia del área a través de la red 500 kV es de hasta 1800 MW, siendo la limitante la restricción por sobrecarga de un transformador de Nueva Esperanza 1 o 2 500/115 kV ante contingencia del otro. Por otra parte, con la entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada, es posible disminuir hasta en 8 el requerimiento unidades equivalentes para soporte de tensión en nodos del área.

Se resalta que el proyecto Bahía por 500 kV del transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV no tiene promotor y esta en prepublicación de pliegos de la UPME. De no entrar este proyecto, la capacidad de importación de potencia a través de la red 500 kV se vería limitada a 1300 MW para la condición de red a 2024 y a 1500 MW al final del horizonte.



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.

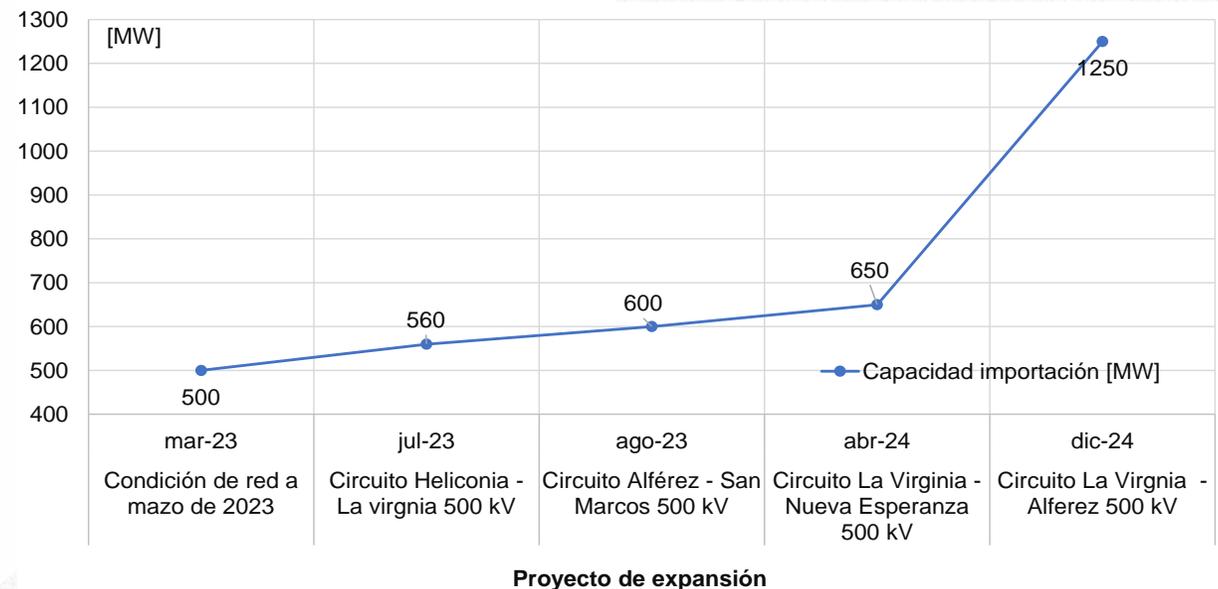
Evolución capacidad de importación / exportación de potencia



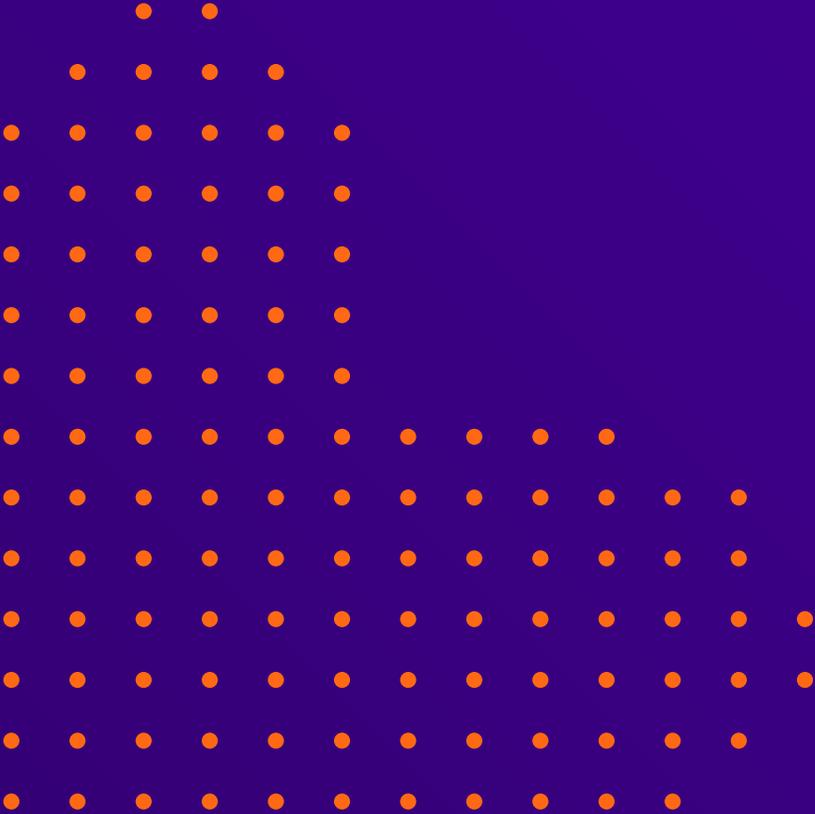
Evolución capacidad de importación / exportación de potencia Área Suroccidental

Luego la entrada en operación de los circuitos San Marcos – Alférez 500 kV y Heliconia – Virginia 500 kV, la contingencia que limita la importación de potencia por la red 500 kV, corresponde al enlace San Marcos – Virginia 500 kV, la cual ocasiona sobrecarga en el transformador Virginia 500/230 kV. Posterior a la entrada del proyecto La Virginia – Alférez 500 kV, la restricción que limita la importación de potencia del área es sobrecarga de la transformación Alférez 1 y 2 500 / 230 kV ante contingencia del transformador de San Marcos 500/230 kV.

Con la evolución de proyectos, se evidencia alta tensión en nodos del área en especial en periodos de baja demanda, se resalta que el proyecto Reactor de 120 Mvar en SE San Marcos 500 KV no tiene promotor y esta en prepublicación de pliegos de la UPME.



Nota: Los valores presentados son referenciales e indicativos dado los supuestos de estudio y la consideración de entrada en operación de los proyectos de expansión en la FPO programada.



Proyectos con mayor impacto en el mediano y largo plazo

La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su
actualización en el MDC de XM



Sumamos energía,
sumamos pasión

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Caribe

Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
PTRA00669	Proyecto Atlántico 110 kV	06/08/2023	X	X				Elimina 21 restricciones
PTRA00617	Subestación La Marina 110 kV (inicialmente a 66 kV)	30/08/2023	X					Crea restricciones, se recomienda a CONSORCIO ELÉCTRICO DEL MAR (promotor) y AFINIA incremento de capacidad Cartagena – La Marina 66 kV para evitar limitaciones de generación en recursos de la zona de influencia.
PTRA00203	La Loma – El Paso y La Loma - La Jagua a 110 kV	31/07/2023	X	X	La Jagua El Paso	X	1 Caribe 0.5 GCM	Se identifica la restricción: EL Copey – La Loma 500 kV / La Jagua – Codazzi 110 kV Se elimina con: Cuestecitas - La Loma 500 kV (FPO: 31/10/2024).
PTRA05299	Nueva Río 220/110 kV	30/06/2024	X				X	disminuye el requerimiento de balance de generación entre los recursos Termo Flores I y IV y los recursos Tebsa y Termo Barranquilla
PROG02097	Almacenamiento de Energía con Baterías	10/07/2024						Con el cambio de FPO del proyecto este entrará posterior a los proyectos Atlántico y El Río 220/110 kV, proyectos que eliminarán varias restricciones que se esperaba fueran controladas por la SAEB. Se recomienda evaluar ajuste a la lógica de control (ver IPOELP I 2023).
PTRA00779	Segundo circuito Cuestecitas – Copey 500 kV	<u>19/03/2024</u>					confiabilidad a la exportación de potencia de los recursos de generación actuales y futuros en GCM.	Alto incremento en tensión en nodos de la subárea GCM, especialmente en periodos de demanda baja y/o baja generación de los recursos eólicos conectados a la subestación Cuestecitas y a Colectora 500 kV, condición que es difícil de controlar dados los recursos para el control de potencia reactiva con los que cuenta la subárea, se recomienda a la UPME la conexión de un equipo con capacidad de gestionar de forma automática los excedentes o requerimientos de Mvar según el caso, y de preferencia con aporte de corriente de corto circuito.

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos

La FPO de los proyectos está sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Caribe

Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
PTRA00482	Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV	31/10/2024.	X			X	balance entre solar Latam y El Paso y demás recursos de GCM.	Se prevé alto incremento de tensión en los nodos del área Caribe y Nordeste, se resalta la recomendación a la UPME de instalar equipos para el control de los excedentes de potencia reactiva, preferiblemente con respuesta automática y dinámica, con capacidad de aportar corriente de corto circuito, además un segundo transformador Cuestecitas 500/220 kV.
PTRA05302	Nueva San Juan 110 kV	30/06/2025	X		X			Se identifica una nueva restricción por sobrecarga del circuito Valledupar – Guatapurí 110 kV ante contingencia del circuito Valledupar – San Juan 220 kV (aun con capacidad de este circuito de 691 A). Se recomienda a AIR-E evaluar aumento de capacidad de Guatapurí – Valledupar 110 kV
PTRA00325	Subestación Colectora 500 kV y circuitos asociados	31/07/2025				X		A Colectora 500 kV, se espera la conexión de 1050 MW de generación eólica. Se prevé incremento de tensión en nodos de GCM, especialmente en baja demanda. Dado el impacto para GCM de la contingencia de Cuestecitas 500/220 kV, se recomienda a la UPME un segundo transformador en paralelo
PTRA05304	Nueva Toluviejo 220/110 kV	31/12/2025	X	X		X	X	Aumenta la fortaleza de red de las subáreas Bolívar 66 kV y Córdoba - Sucre 110 kV, aumentando la capacidad de importación de potencia del área caribe y Caribe 2. Elimina restricciones de la subárea Córdoba – Sucre asociadas a la importación de potencia, mitiga la restricción por sobrecarga de un transformador de Chinú 500/110 kV ante contingencia de uno.
PTRA01139	Carreto 500 kV y líneas asociadas	31/03/2027 (*)	X	X	Tenera – Gambote El Carmen – San Jacinto – Calamar 66 kV	X	X	Aumenta la fortaleza de tensión en nodos Bolívar 66 kV y aumentar la capacidad de importación de potencia del área Caribe. Tiene un alto impacto en seguridad y confiabilidad de Bolívar y el área Caribe. A la fecha esta en prepublicación de pliegos por parte de la UPME

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos

La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Suroccidente

Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
PTRA03848	Reactor 120 Mvar Subestación San Marcos 500 kV	30/06/2024 (*)		X				Mejora el control de tensión del área, reduce escenario de alta tensión que se prevén con la entrada de los circuitos del refuerzo Suroccidente 500 kV en baja demanda.
PTRA06334	Segundo transformador Purnio 230/115 kV	31/12/2024	X				X	Evita restricciones de balance de generación en el horizonte de largo plazo
PTRA00073	Línea Alférez – La Virginia 500 kV	31/12/2024				A través de Red. 500 kV aumenta de 650 a 1250 MW.	0.7 unidades equivalentes	El impacto esperado considera los demás circuitos del refuerzo suroccidente en operación
PTRA00478	S/E Pacífico 230 kV y circuitos asociados	31/05/2025	X					Elimina restricciones: San Marcos - Yumbo 2 115 kV / San Marcos - Yumbo 1 115 kV y - Chipichape - Yumbo 1 115 kV / -La Campiña - Yumbo 1 115 kV.
PTRA02816	Transformación 230/115 kV y obras asociadas	31/07/2025						
PTRA03843 PTRA04978:	S/E Huila 230 kV Huila (Norte) 115 kV	31/08/2026*	X					Elimina restricciones: Betania - Sur 1 115 kV / Betania - TSeboruco 1 115 kV Betania - TSeboruco 1 115 kV / Betania - El Bote 1 115 kV.
PTRA03846	S/E Estambul 230 kV	31/08/2026 (*)	X					Elimina restricciones: circuitos Guachal – Yumbo 115 kV.

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos

La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Antioquia

Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
PROG00114 PROG00680	Generación Ituango - Unidades 3 y 4 Ituango (Segunda Etapa) 1200 MW	10/09/2023 05/12/2026						Aumento en capacidad de generación del área y brinda soporte de tensión. Se identifica en algunos escenarios alto valor de carga de Barbosa - Guatapé 220 kV, Se recomienda a la UPME y EPM tener presente esta condición y evaluar acciones que eviten activación de restricción por sobrecarga de dicho circuito
PTRA00476	S/E Carreles 230 kV	31/03/2025		X	Hispania – Bolombolo 110 kV			S/E carreles 220 kV y Carreles 10 kV, mitiga la baja tensión en el corredor Virginia – Cértegui – Quibdó – El Siete – Barroso – Bolombolo 110 kV ante contingencia de Virginia – Cértegui 110 kV, sin embargo, no tiene impacto ante contingencia de Bolombolo – Barroso 110 kV
PTRA06199	San Lorenzo 230 kV	31/01/2027	X					Elimina restricción: Calizas – Rio Claro 110 kV / Calderas – Guatapé 110 kV.

En la red de DISPAC, se identificó que ante contingencia sencillas o indisponibilidad en circuitos del corredor, se presenta baja tensión en nodos de la red [<0.9 p.u.] Por lo que en febrero de 2023 se declaró la operación de la red de DISPAC en estado de alerta con posibilidad de estado de emergencia

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos
La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Nordeste



Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
PTRA00924	Línea La Loma - Sogamoso 500 kV	31/08/2024				X		Aumento en tensión nodos de Nordeste y Caribe. Este circuito hará parte de los circuitos por los que importa exporta potencia el área Caribe. Brinda fortaleza de tensión a La Loma 500 kV, facilitando la sincronización de Copey - La Loma y La Loma – Ocaña 500 kV.
PTRA05069	Reconfiguración S/E Sevilla 115 kV	31/12/2024			Belén Sevilla 115kV			Aumentando el impacto en caída de tensión en nodos de Santander ante la contingencia San Mateo – Sevilla 115 kV.
PTRA05067 PTRA05068	S/E Tonchalá 115 kV S/E Don Juana 115 kV	31/12/2026						Estos proyectos contemplaban inicialmente la conexión de LA PCH Norte 19.9 MW. Ahora solo contempla el traslado de carga de San Mateo hacia Don Juana: <ul style="list-style-type: none"> • Aumenta la criticidad de las restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla • Menor tensión en nodos ante contingencia sencilla del circuito San Mateo – Sevilla 115 kV o Belén 230/115 kV. • Impacta el requerimiento de unidades para soporte de tensión de Norte de Santander.
PTRA00324 PTRA00369	S/E Cabrera 230 kV Nueva Granada 115 kV	31/03/2027 (*) 31/10/2026	X	X				Habilita la conexión del proyecto Solar Macaregua y Solar Chicamocha 4 supeditados a la entrada en operación de este proyecto Nueva restricción: Cabrera - Guatiguará 115 kV / Mesa del Sol - Piedecuesta 115 kV
PTRA03361	S/E Alcaraván 230 kV	31/06/2027 (*)		X			X	El impacto del proyecto requiere entre en operación el proyecto del STR (No cuenta con Promotor ni FPO).
PTRA00423	SE La Paz 230 kV y Línea Alcaraván – Banadía 230 kV	30/06/2028 (*)			Línea Arauca			Se presentan dos nuevas restricciones: <ul style="list-style-type: none"> • Alta tensión nodos Arauca / Caño Limón – La Paz 230 kV • Baja tensión nodos Arauca / circuito corredor Palos – Toledo – Samoré – Banadía 230 kV Solo es posible cubrir una restricción con el RL de Banadía a Alcaraván 230 kV, quedando expuesta la otra. Se recomienda a la UPME un segundo circuito Caño Limón – La Paz 230 kV y la instalación de un equipo de control de potencia reactiva con respuesta automática.

En la subárea Norte de Santander, se identifica que ante el aumento de demanda esperado a 2026, será necesario programar para soporte de tensión unidades de Tasajero

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos - La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

Proyectos en el mediano largo plazo con mayor impacto en el área Oriental

Código	Nombre	FPO	Elimina restricción		Elimina radialidad	Aumenta capacidad importación exportación	Disminuye generación por seguridad	Observaciones
			sobrecarga	tensión				
Proyecto OR	Repotenciación Noroeste-Tenjo 1 -El Sol 115 kV, Bacatá-El Sol 115 kV y Bacatá-Chía 115 kV	30/06/2023 - 31/05/2024	X				X	Mitiga considerablemente las restricciones: <ul style="list-style-type: none"> Noroeste-Tenjo 115 kV / Bacatá – El Sol 115 kV Bacatá - Chía 1 115 kV / Bacatá - El Sol 1 115 kV
PTRA00301	S/E Catama 115 kV	30/06/2023	X					Brinda confiabilidad a la subárea Meta
PTRA00623	Transformadores Santa Helena 1 y 2 230 kV	30/06/2023	X	X				Permite eliminar las restricciones asociadas a la importación de potencia de la subárea Meta, además permite mejora el control de tensión en nodos de la subárea, con lo que se reduce la necesidad y el uso de los bancos capacitivos en la red de 115 kV.
PTRA02651	Transformador Nueva Esperanza 2 500/115 kV	31/12/2023 (*)		X		X	X	Proyecto sin promotor asignado en estado de prepublicación de pliegos
PTRA00075	Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	31/10/2024		X		X	3.5	Incrementa la capacidad de importación de potencia del área a través de la red 500 kV a 1500 MW. La limitante es activación de la restricción por sobrecarga de un transformador Nueva Esperanza 500/115 kV ante contingencia del otro.
PTRA00057	S/E Chivor II	30/03/2025	X			X	5	La capacidad de importación de potencia por la red 500 kV aumenta a 1800 MW. La limitante es activación de la restricción por sobrecarga de un transformador Nueva Esperanza 500/115 kV ante contingencia del otro. En el control de restricciones: <ul style="list-style-type: none"> Elimina Guaca – Mesa 1 230 kV / Guaca – Mesa 2 230 kV Mitiga Chivor – Guavio 1 230 kV / Chivor – Guavio 2 230 kV
PTRA00070	S/E Norte 230 kV y 500 kV y línea asociadas							
PTRA000256	SE Norte 115 kV y circuitos asociados	06/05/2026	X				3	Dado el impacto del proyecto, se recomienda evaluar la entrada del proyecto del STR con Norte STN

(*) Sin promotor asignado – En Prepublicación de pliegos

La FPO de los proyectos esta sujeta a cambios, consultar su actualización en el MDC de XM

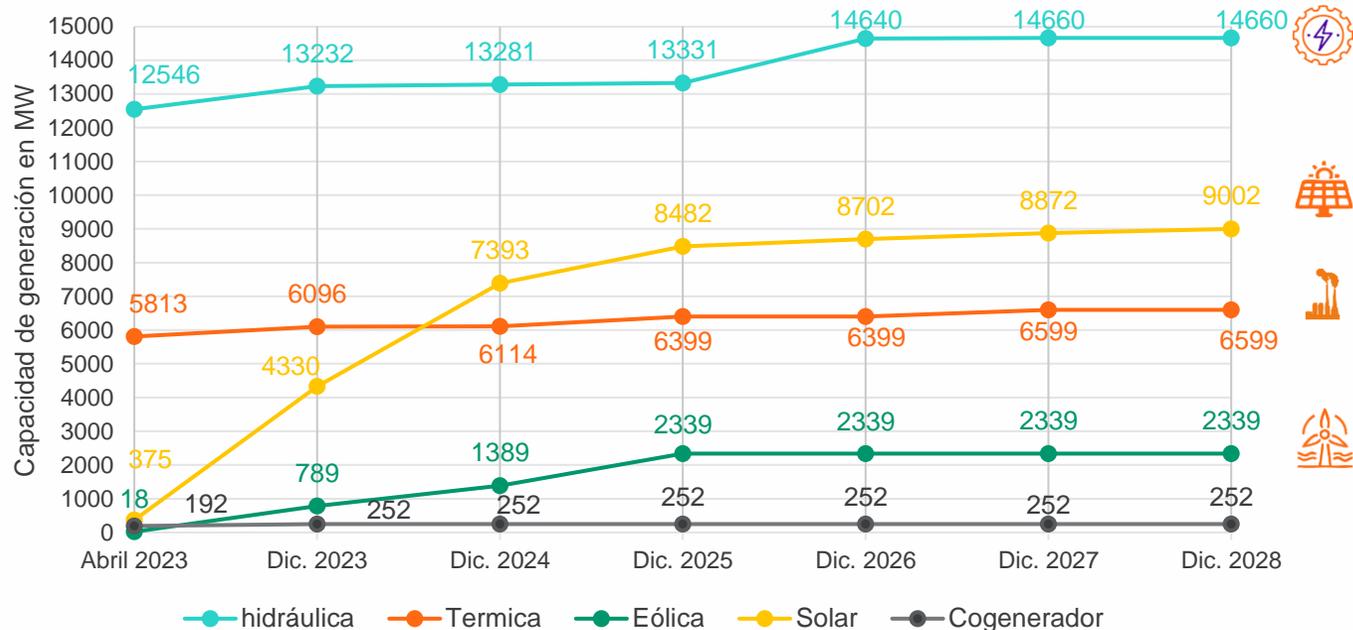
Evolución capacidad de generación del Sistema eléctrico colombiano



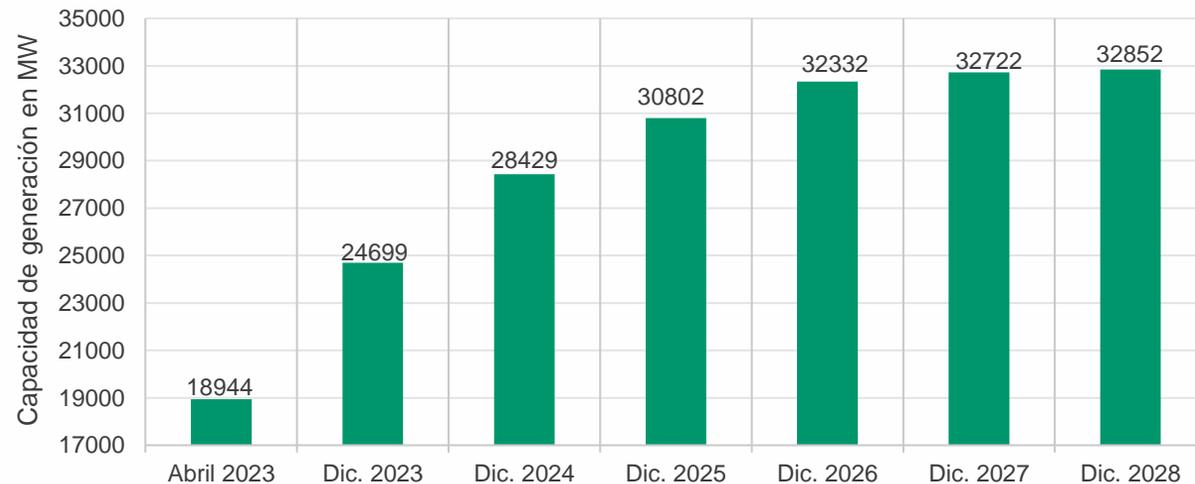
A abril de 2023, la capacidad de generación instalada es de 18.9 GW, repartidos de la siguiente forma

- **Recursos Hidráulicos** 12546 MW (66.2%)
- **Recursos Térmicos** 5813 MW (30.7%)
- **Recursos Solares** 375 MW (2%)
- **Recursos Eólicos** 18 MW (0.1 %)
- **Cogenerador** 192 MW (1%)

Evolución por tipo de recurso



Evolución capacidad total de generación instalada en el SIN



Fortaleza de red con métricas SCR

La utilización de métricas basadas en el nivel de cortocircuito es ampliamente utilizada y adecuada en escenarios de planeación por su simplicidad y robustez.

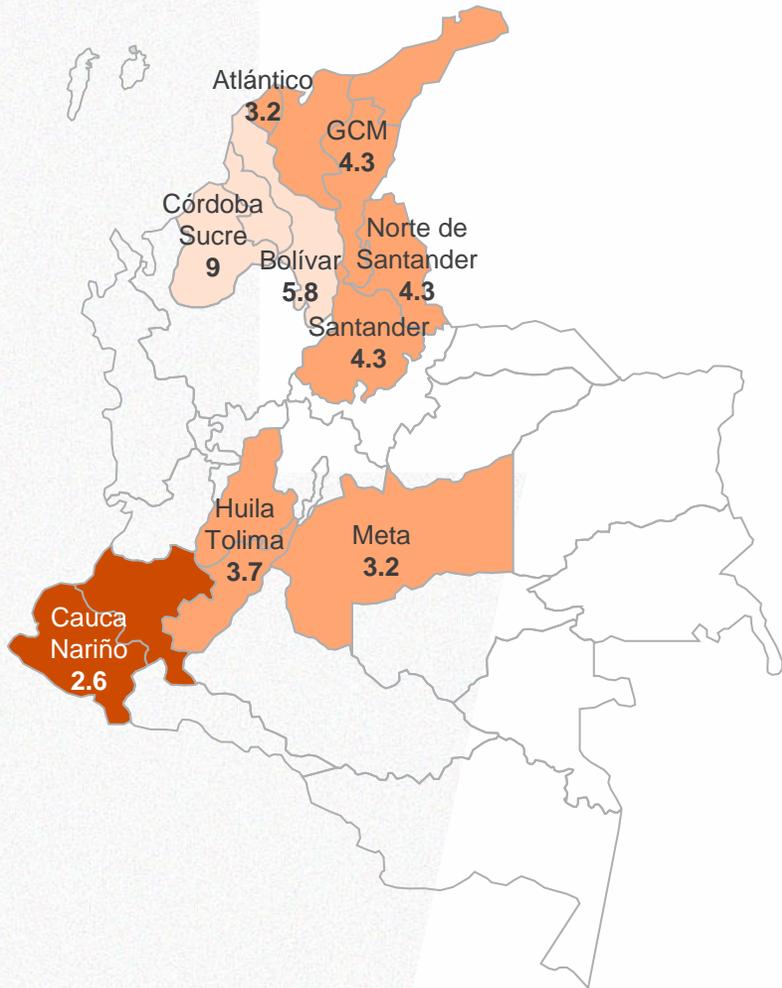
La definición de límites CSCR, WSCR y SCRIF no implica la representa la imposibilidad de integrar nueva generación renovable en ciertos nodos o áreas del sistema donde el recurso solar o eólico es abundante, y la capacidad de nivel de cortocircuito disponible es insuficiente, estos umbrales buscan que, bajo criterios técnicos y económicos, se mantenga la fortaleza del sistema mediante, identificar señales de expansión para aumentar el nivel de cortocircuito, o incentivar a los promotores de proyectos basados en inversores a seleccionar tecnologías o instalar equipos con el aporte de corriente de cortocircuito necesario para una operación estable y segura.

Considerando el cumplimiento de la totalidad de los requisitos de conexión exigidos en la Resolución CREG 060 de 2019, así como el estado actual y futuro de la red de transmisión, se recomienda a la CREG definir valores límite de corto circuito o umbrales para la métrica SCR. Los valores de la tabla a continuación corresponde a valores referenciales propuestos por el CND.

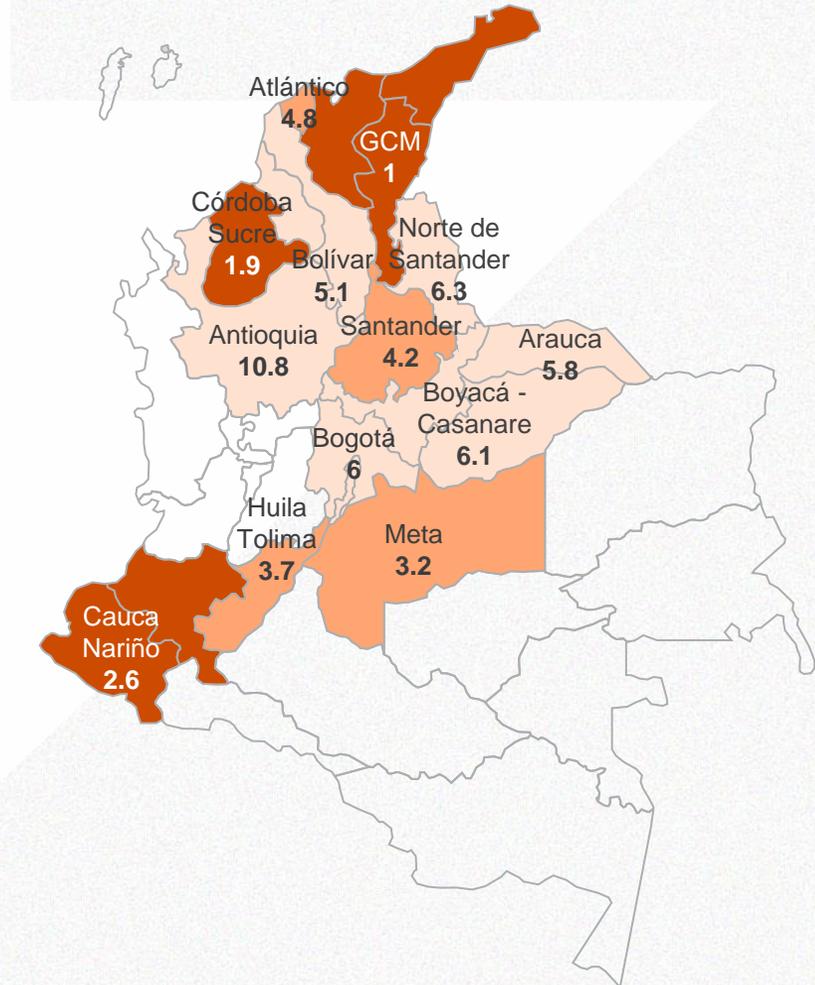
Índice:	Límite	Análisis especiales
SCR y CSCR	3	Entre 3 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada
WSCR	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada
SCRIF	1.5	Entre 1.5 y 5, se recomienda a los promotores validar con estudios de detalle (EMT) la operación estable de la planta en la condición de red esperada

Evolución índices de fortaleza de red - métricas WSCR

WSCR condición de red a diciembre de 2023



WSCR condición de red a diciembre de 2028



Color	WSCR
■	< 3
■	Entre 3 y 5
■	Mayor a 5

Menores valores de WSCR identificados en los informes de mediano y largo plazo

Evolución índices de fortaleza de red - métricas SCRIF

SCRIF condición de red a diciembre de 2023

SCRIF condición de red a diciembre de 2028

GCM	
Cuestecitas 110 kV	2.0
El Paso 110 kV	2.2
Fundación 110 kV	2.5
La Loma 110 kV	2.3
Riohacha 110 kV	3.5

Atlántico	
Caracolí 110 kV	2.1
El Río 220 kV	2.2
Sabanalarga 220 kV	2.2
Sabanalarga 500 kV	2.3

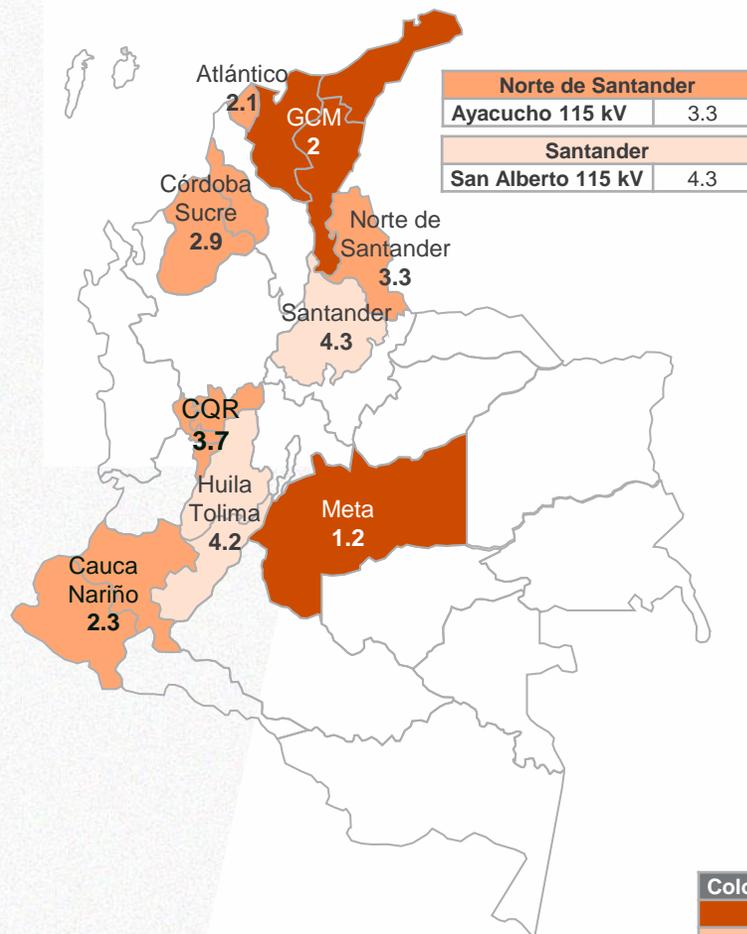
Córdoba - Sucre	
Chinú 220 kV	3.0
Nueva Montería 110 kV	2.9

Meta	
Puerto Gaitán 34.5 kV	1.2
Puerto Gaitán 115 kV	1.3

CQR	
Purnio 115 kV	3.7

Huila - Tolima	
Gualanday 115 kV	4.2

Cauca - Nariño	
El Zaque 115 kV	2.3



Norte de Santander	
Ayacucho 115 kV	3.3

Santander	
San Alberto 115 kV	4.3

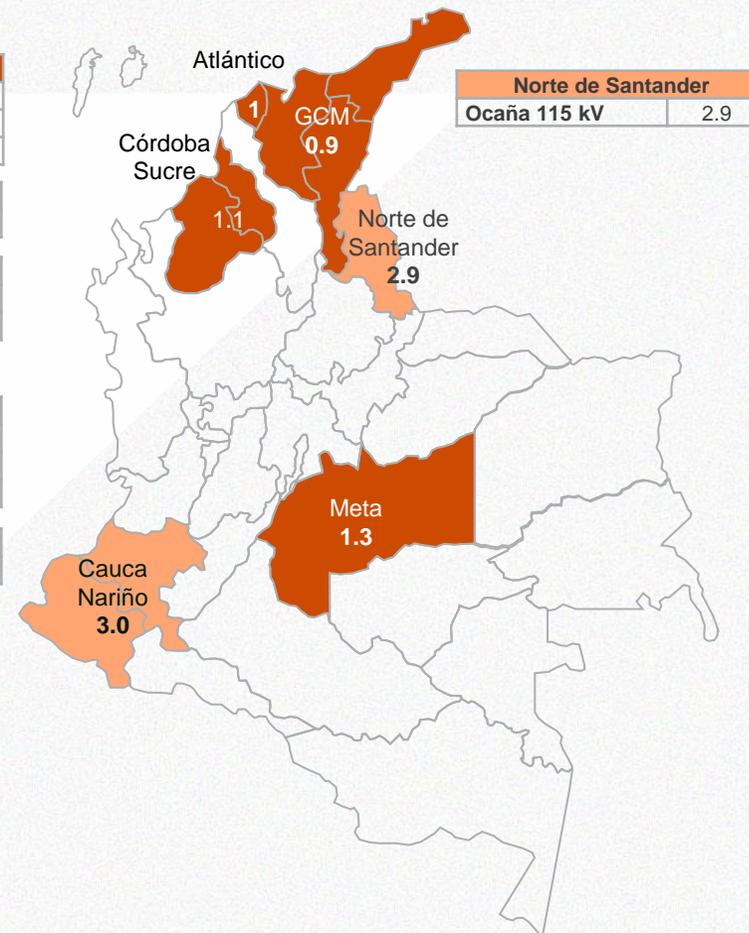
GCM	
Colectora 500 kV	0.9
Cuestecitas 500 kV	1.0
El Paso 110 kV	2.0

Atlántico	
Sabanalarga 500 kV	1.0

Córdoba - Sucre	
Sahagún 500 kV	1.4
Toluviejo 220 kV	1.1

Meta	
Guamal 115 kV	1.8
Granada 115 kV	2.5
Puerto Gaitán 34.5 kV	1.3

Cauca - Nariño	
El Zaque 115 kV	3.0



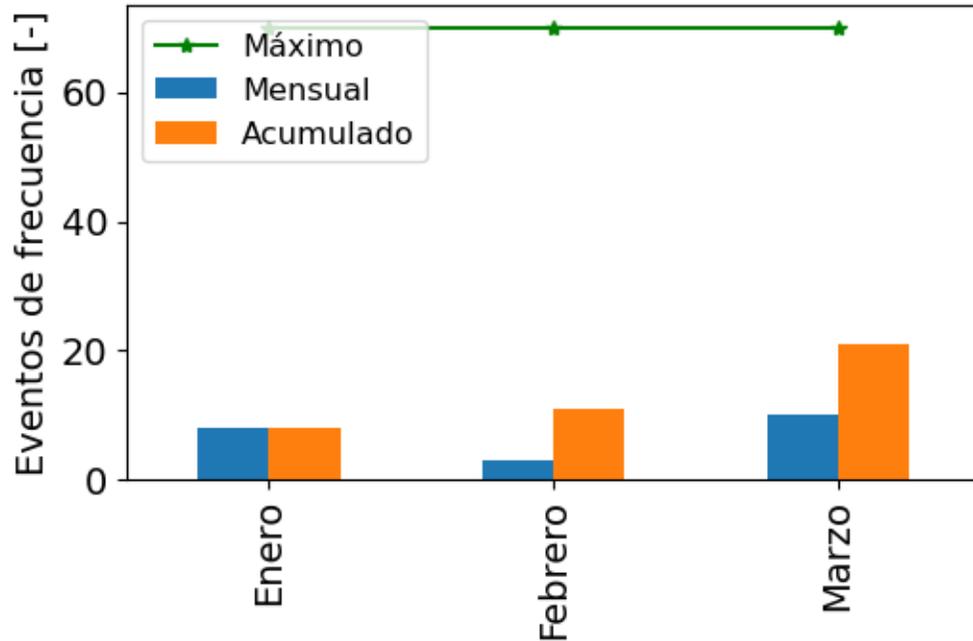
Norte de Santander	
Ocaña 115 kV	2.9

Color	SCRIF
Dark Orange	< 2.0
Light Orange	Entre 3 y 4
Very Light Orange	Entre 4 y 3

SCRIF identificados con valor menor a 5, mayor detalle ven los informes IPOEMP | 2023 e IPOELP | 2023

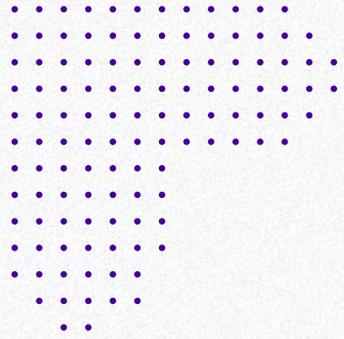
Indicadores de operación

Eventos Transitorios de Frecuencia sin Ituango

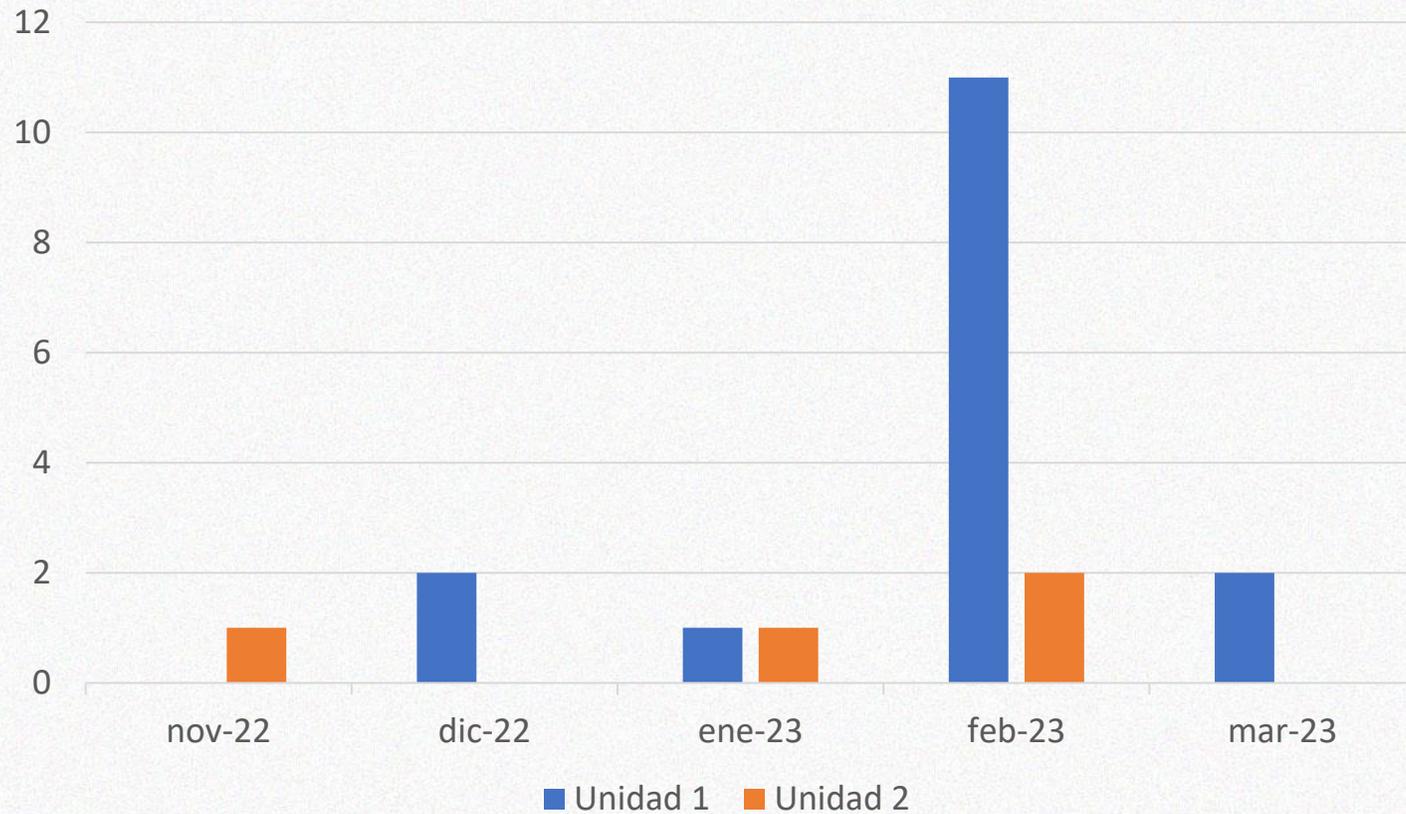


Durante el mes de Marzo de 2023 se presentaron 10 eventos de frecuencia transitoria en el sistema sin Ituango

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-03-26 18:34	1.0	59.5	Se presenta disparo de las unidades de generación de la central BETANIA con 495 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,49 Hz.	No
2023-03-18 12:13	1.0	59.6	Evento de frecuencia por perdida de aproximadamente 900 MW de carga en el sistema eléctrico de Ecuador alcanzando un valor máximo de 60.6029 Hz, posteriormente actúa el esquema de separación de áreas entre los sistemas de Colombia y Ecuador, disparan los circuitos JAMONDINO - PIMAMPIRO 1, 2, 3 y 4 230 KV; y la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.5737 Hz. En el instante del evento no había intercambio programado de potencia entre Colombia y Ecuador. Sismo internacional Ecuador-Perú con magnitud 6.5 en la escala de Richter.	No
2023-03-01 07:21	1.0	59.8	Disparo de la unidad 5 de GUAVIO con aproximadamente 235 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,762 Hz.	No
2023-03-06 04:23	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de 180 MW en planta generación Coca Codo Sinclair en Ecuador. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.7722 Hz.	No



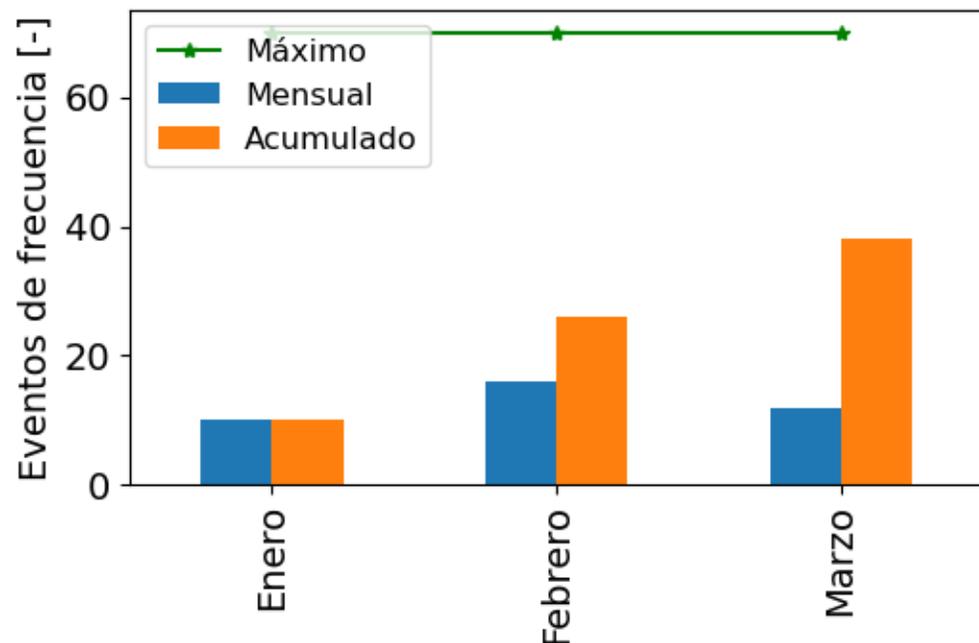
Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango



Mes	Unidad 1	Unidad 2
Nov-22	0	1
Dic-22	2	0
Ene-23	1	1
Feb-23	11	2
Mar-23	2	0

Se han presentado 20 eventos de frecuencia debido a las unidades 1 y 2 de Ituango desde el inicio sus pruebas.

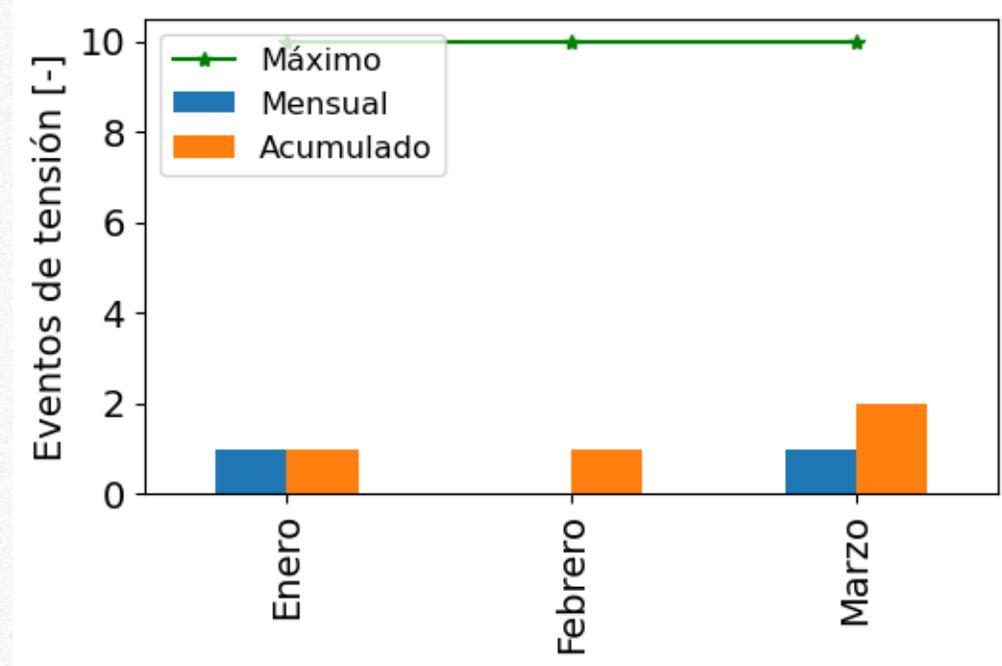
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Marzo de 2023 se presentaron 12 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

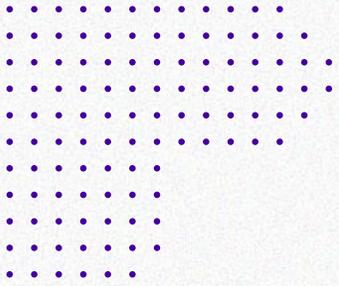
Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-03-26 18:34	1.0	59.5	Se presenta disparo de las unidades de generación de la central BETANIA con 495 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,49 Hz.	No
2023-03-18 12:13	1.0	59.6	Evento de frecuencia por perdida de aproximadamente 900 MW de carga en el sistema eléctrico de Ecuador alcanzando un valor máximo de 60.6029 Hz, posteriormente actúa el esquema de separación de áreas entre los sistemas de Colombia y Ecuador, disparan los circuitos JAMONDINO - PIMAMPIRO 1, 2, 3 y 4 230 KV; y la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.5737 Hz. En el instante del evento no había intercambio programado de potencia entre Colombia y Ecuador. Sismo internacional Ecuador-Perú con magnitud 6.5 en la escala de Richter.	No
2023-03-28 22:48	4.0	59.7	Disparo de la unidad ITUANGO 1 con 270 MW, aproximadamente. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,6793 Hz.	No
2023-03-01 08:49	1.0	59.8	Disparo de la unidad 1 de ITUANGO con aproximadamente 270 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,745 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango

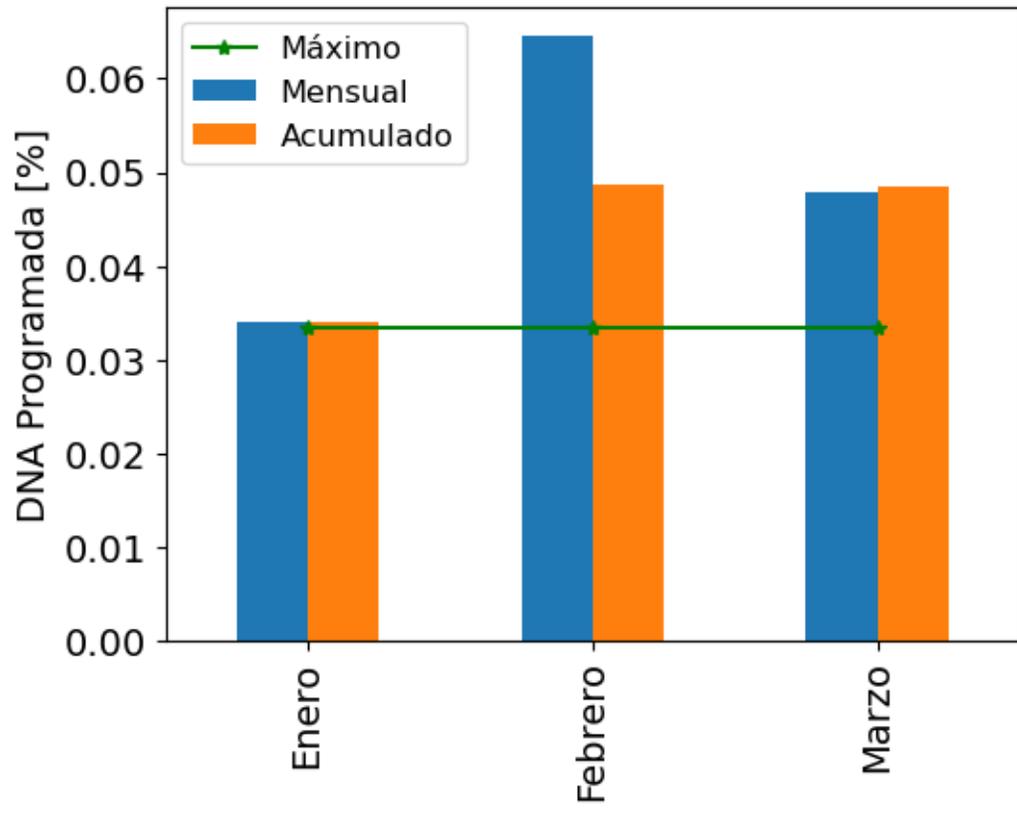


Fecha/hora	Descripción	Causa
2023-03-20 18:22	Disparo del activo ALTAMIRA - RENACER 230 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales RENACER 230 kV y MOCO A (JUNIN) 230 kV.	Evento STN

Durante el mes de Marzo de 2023 se presentó un evento de tensión en el sistema



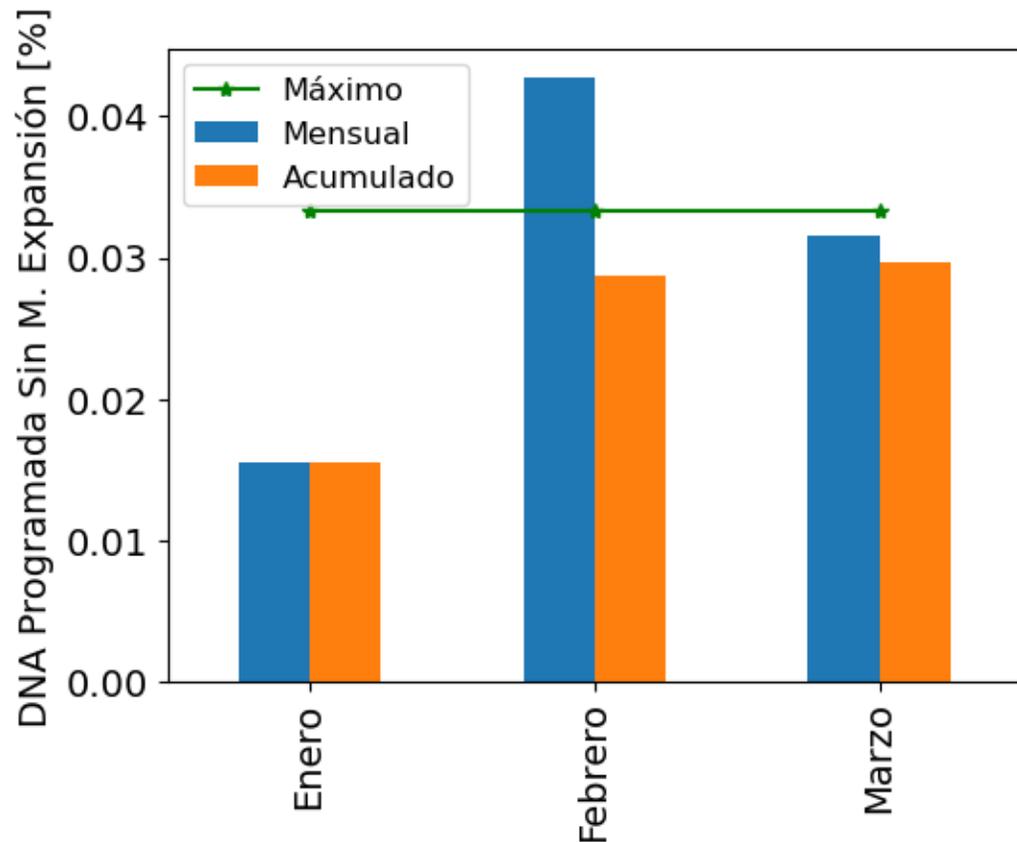
DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.128 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

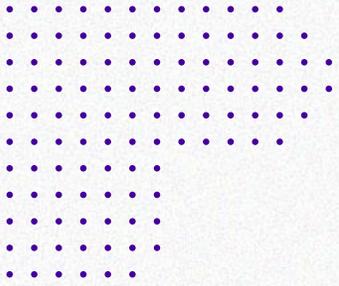
Fecha/hni	Energía	Descripcion
2023-03-19 04:46	501.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224084, C0225289 y C0206315 de los activos VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV, BT VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-03-12 05:30	354.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0224436 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV.
2023-03-12 05:07	321.1	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224340, C0224341, C0224344 y C0224345 de los activos BOSTON - CHINU 1 110 kV, BOSTON - CHINU 2 110 kV, BOSTON - SIERRA FLOR 1 110 kV y BOSTON 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.
2023-03-14 08:00	265.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0225676 del activo BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV.
2023-03-27 08:07	190.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0225704 y C0225722 de los activos TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y BARRA GAMBOTE 66kV, respectivamente.
2023-03-02 05:07	179.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223631 del activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV y C0223682 BT CALAMAR 2 12 MVA 66 KV.

DNA Programada sin M. Expansión

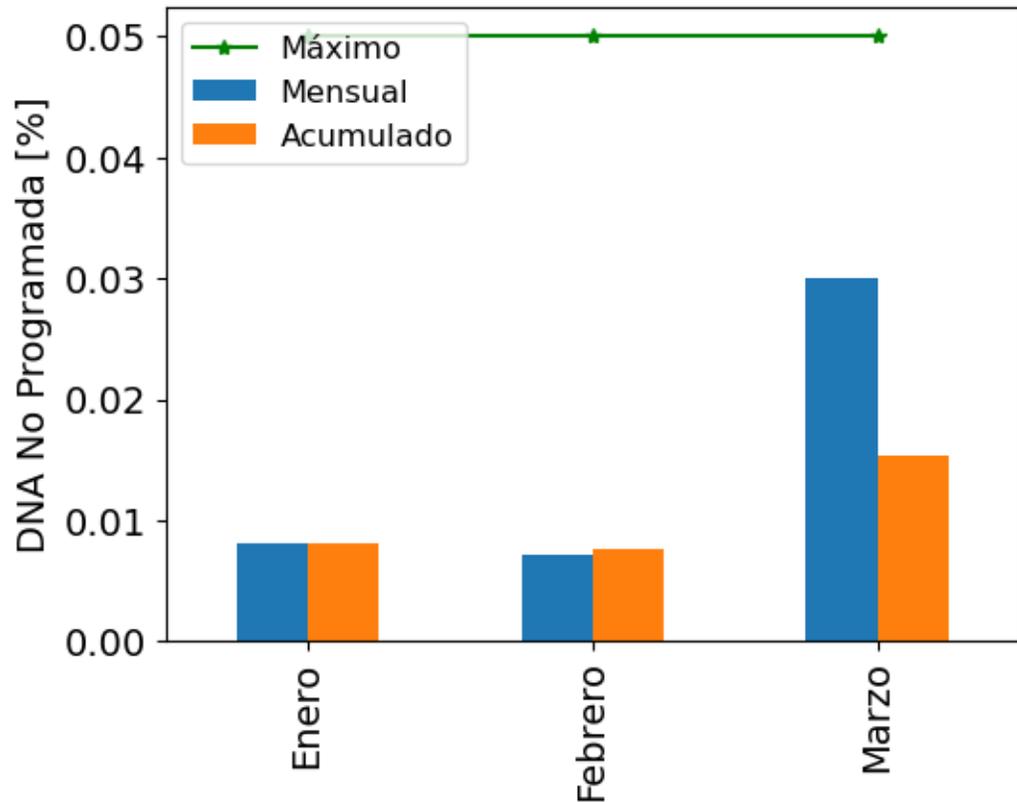


Por causas programadas se dejaron de atender 2.055 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/ni	Energía	Descripción
2023-03-19 04:46	501.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224084, C0225289 y C0206315 de los activos VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV, BT VEINTE DE JULIO 3 30 MVA 110 kV y BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-03-14 08:00	265.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0225676 del activo BT NUEVA BARRANQUILLA 1 100 MVA 220 kV.
2023-03-27 08:07	190.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0225704 y C0225722 de los activos TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV y BARRA GAMBOTE 66kV, respectivamente.
2023-03-18 07:36	136.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0223095 del activo MAGANGUE 1 33 MVA 110/34.5/13.8 kV.
2023-03-02 07:25	135.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0223380 del activo BT TOLUVIEJO 1 60 MVA 110 kV, C0216315 del activo BL1 TOLUVIEJO A TERNERA 110 kV y C0223377 del activo BL1 TOLUVIEJO A COVEÑAS 110 kV.
2023-03-17 07:37	127.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0224350 del activo BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV.
2023-03-11 05:11	116.4	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0224348 del activo BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV y C0224349 del activo BT RIO SINU 1 45 MVA 110 kV.

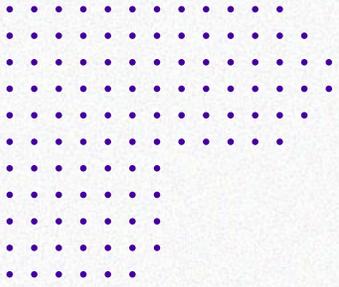


DNA No Programada

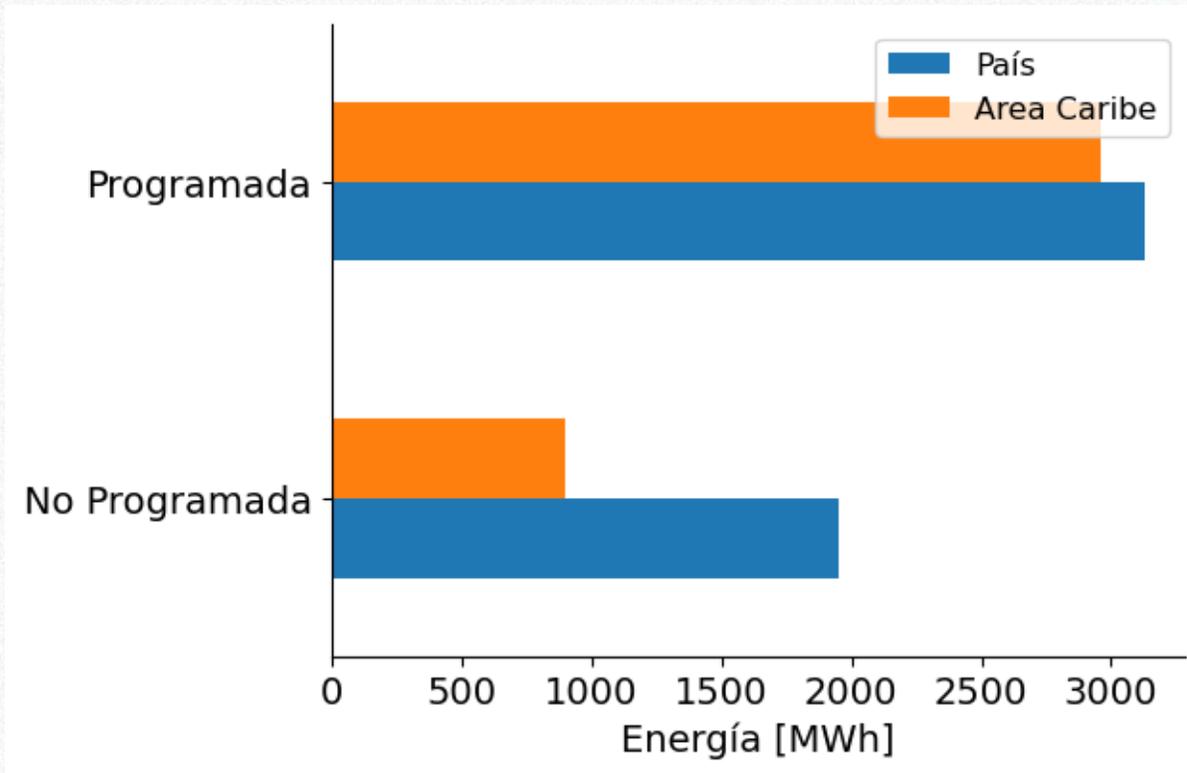


Por causas no programadas se dejaron de atender 1.953 GWh en el mes de Marzo. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/ni	Energía	Descripcion
2023-03-11 00:00	349.7	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV.
2023-03-24 03:07	174.0	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la S/E temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.
2023-03-12 00:00	156.2	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BUCHELY - JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV.
2023-03-23 04:39	155.0	Demanda no atendida por disparo del activo SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial SALAMINA (MAGDALENA) 110 kV.
2023-03-02 19:27	154.1	Demanda no atendida por disparo del activo ALTAMIRA - CENTRO (FLORENCIA) 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales CENTRO (FLORENCIA) 115 kV y DONCELLO 115 kV.
2023-03-20 00:00	145.4	Continúa demanda no atendida por disparo del activo CERTEGUÍ - ITSMINA 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial ISTMINA 115 kV.
2023-03-11 13:27	136.0	Demanda no atendida por disparo de los activos asociados a la S/E NUEVA BARRANQUILLA 110 kV.
2023-03-08 02:07	135.9	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV, dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 kV.

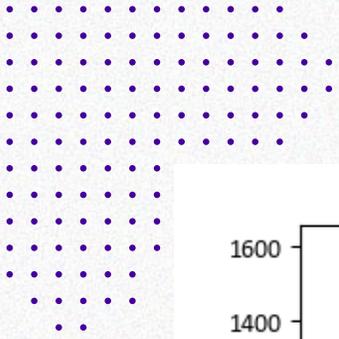


DNA Caribe vs. País



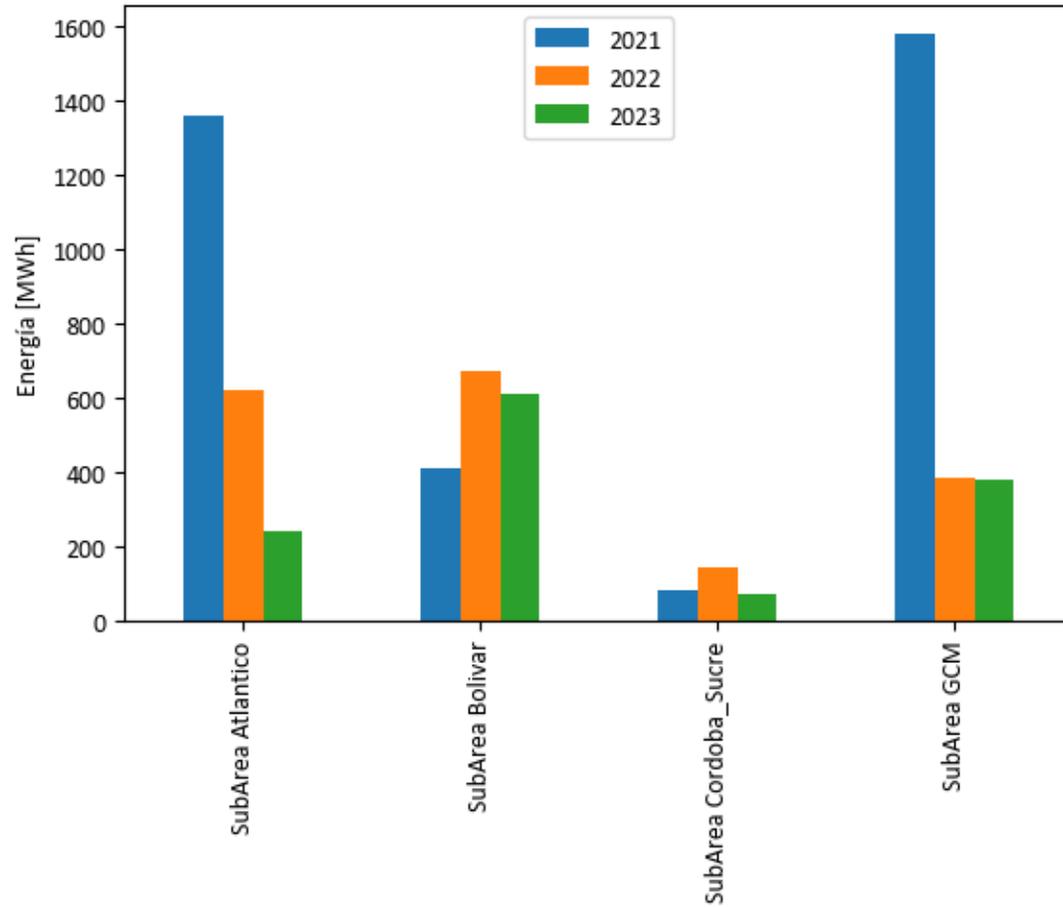
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.961 GWh, siendo un 94.66% de la demanda no atendida programada nacional (3.128 GWh) para el mes de Marzo.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.903 GWh, siendo un 46.23% de la demanda no atendida no programada nacional (1.953 GWh) para el mes de Marzo.

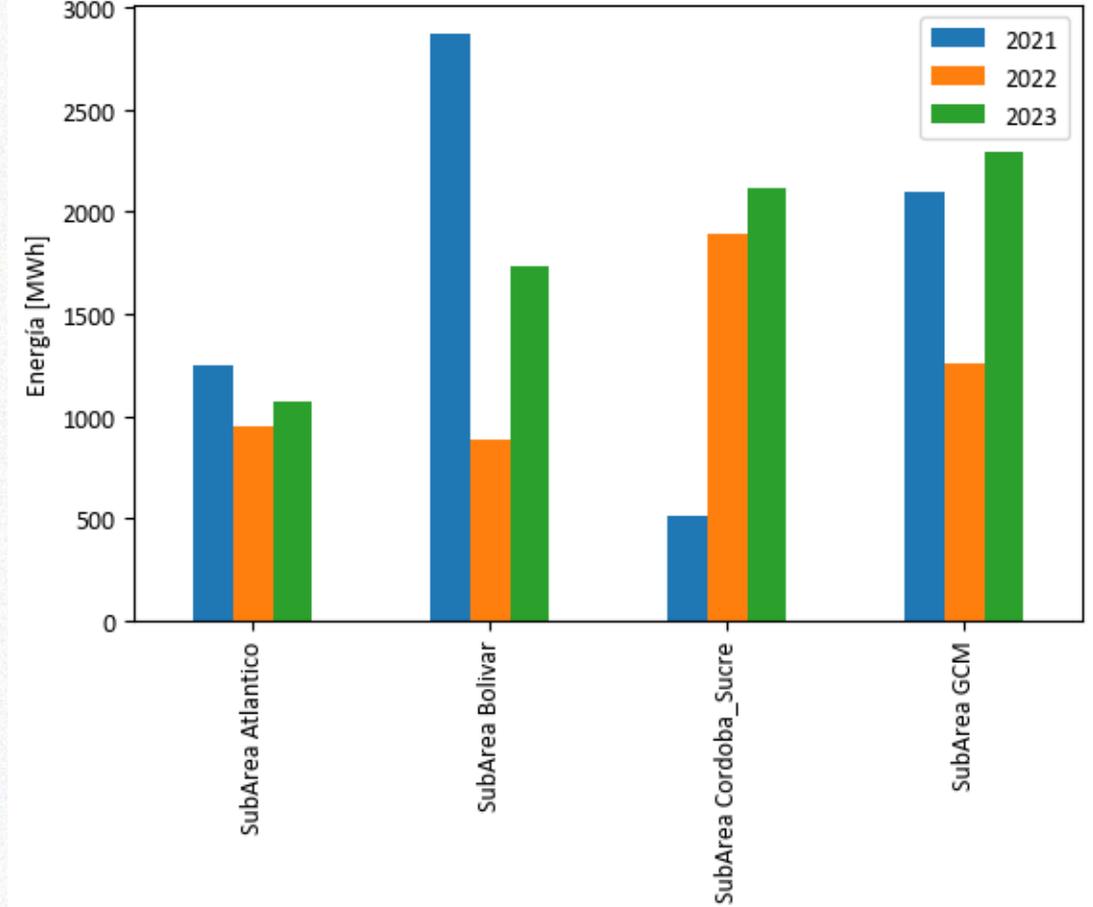


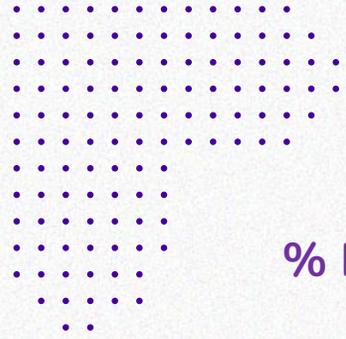
DNA Caribe

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



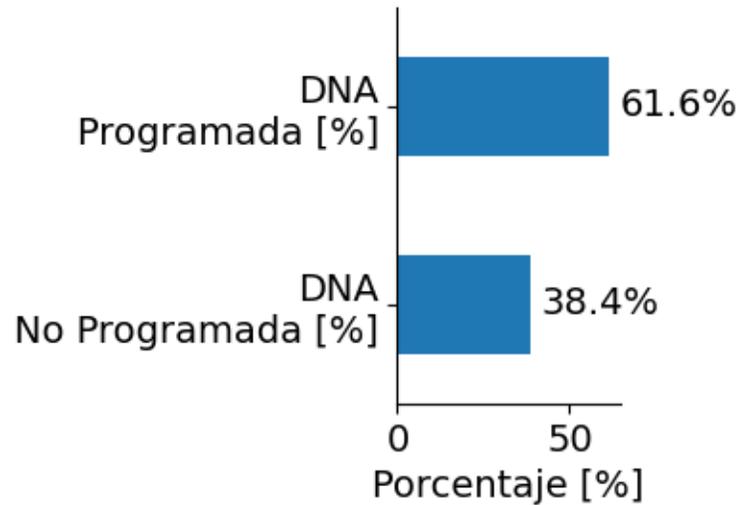
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Marzo





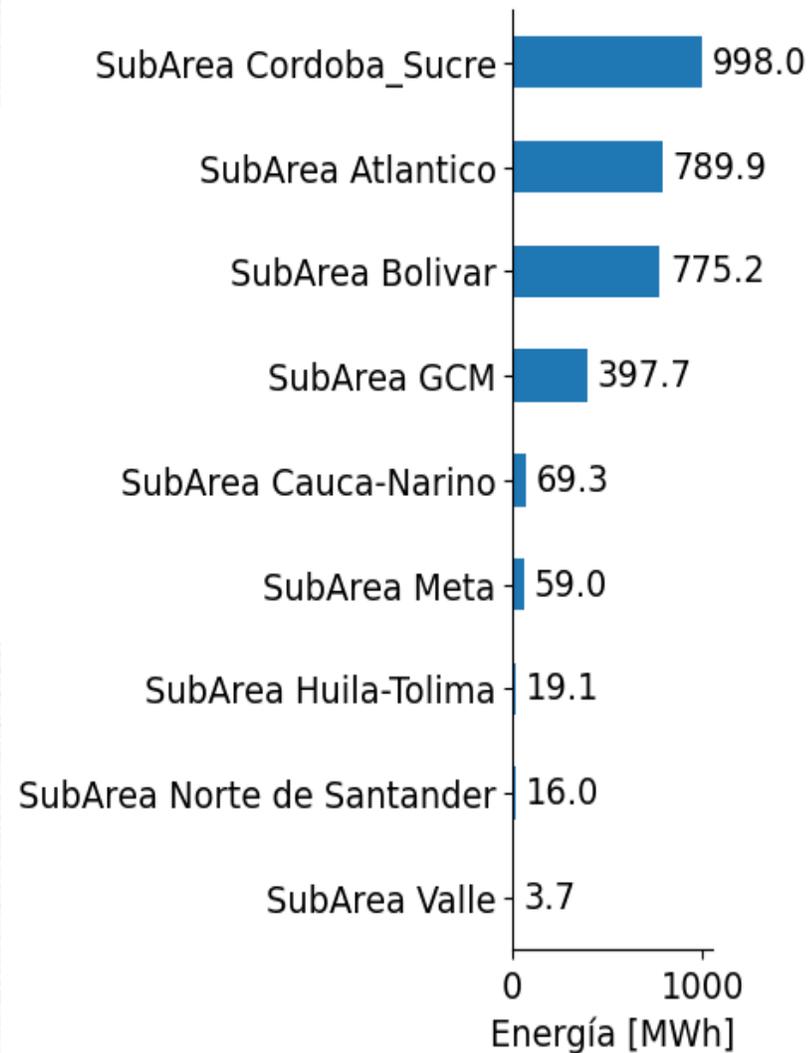
Resumen – Demanda no atendida

% DNA

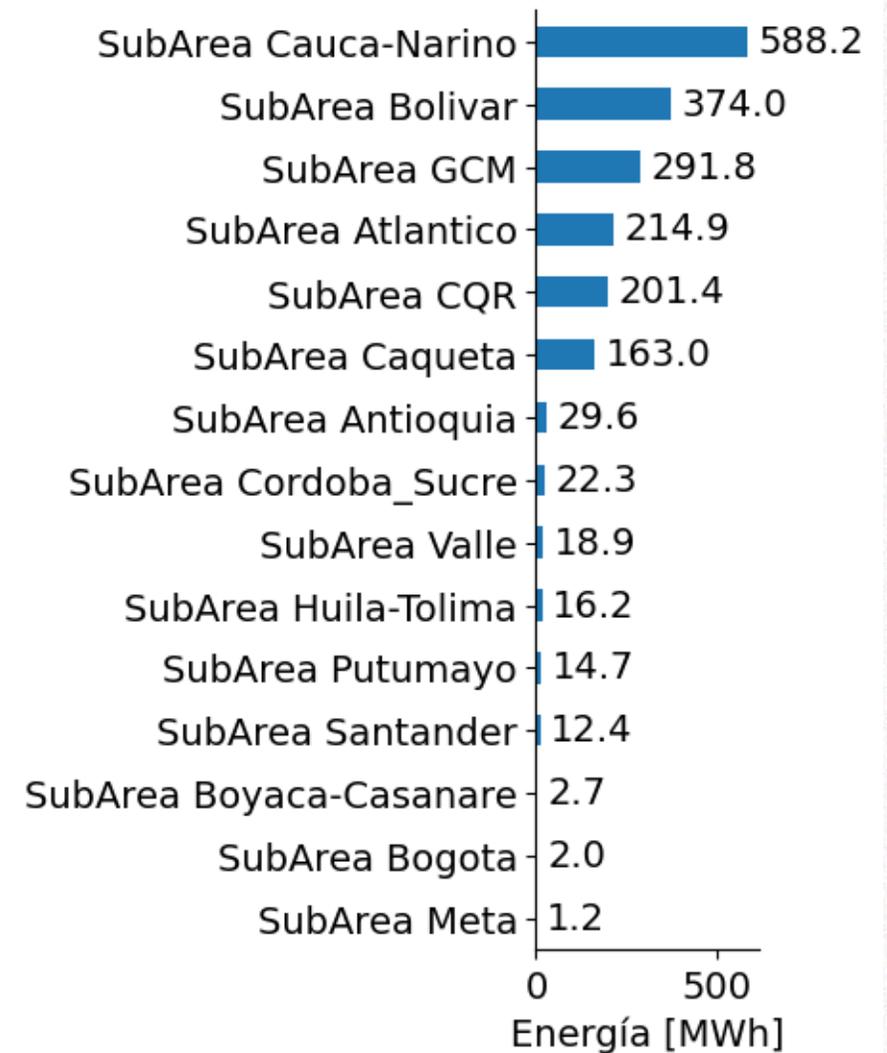


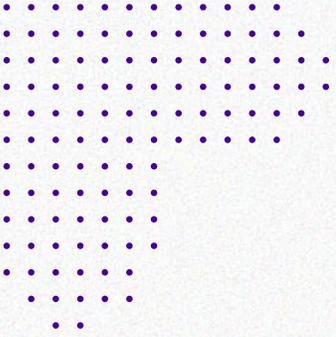
El total de demanda no atendida en Marzo fue 5.08 GWh

DNA Programada



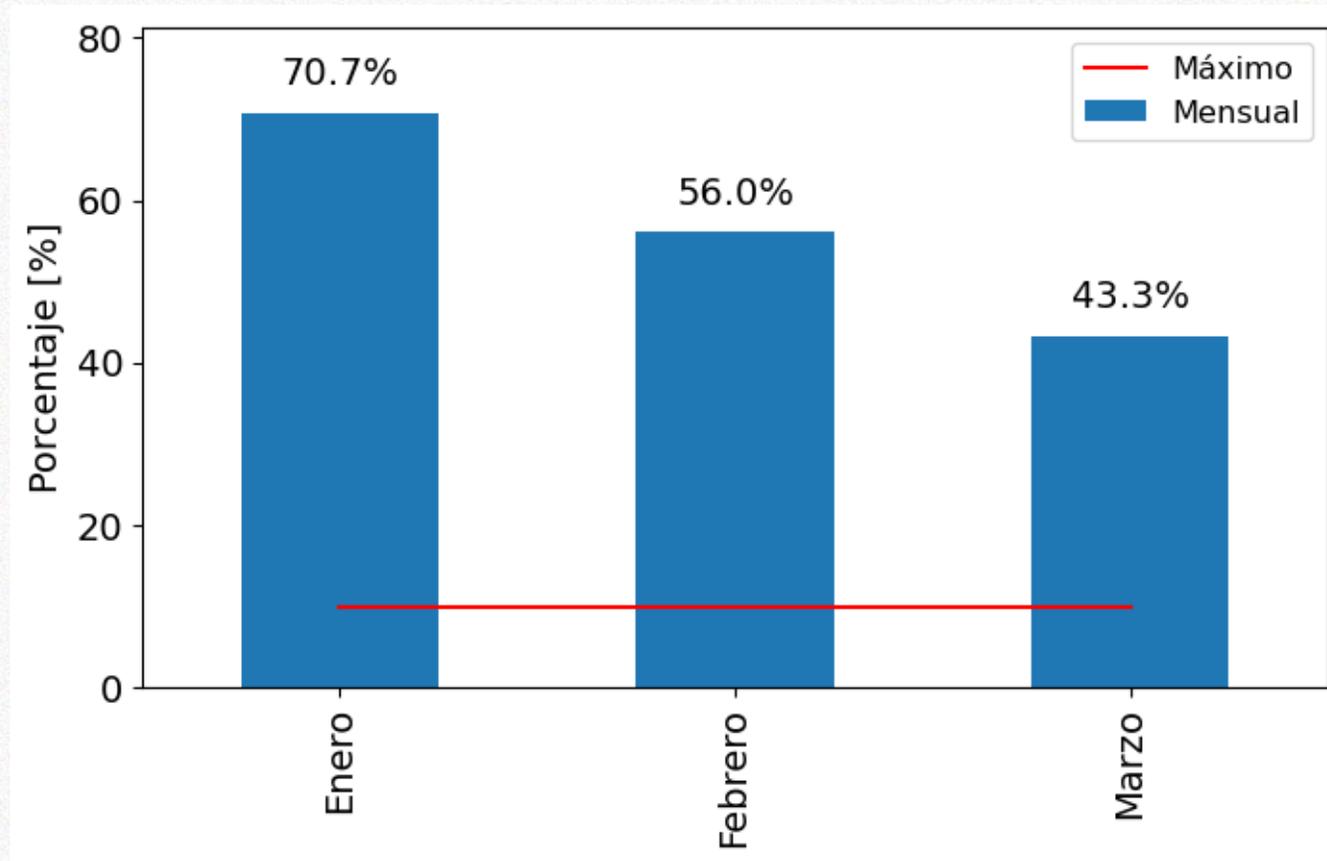
DNA No Programada

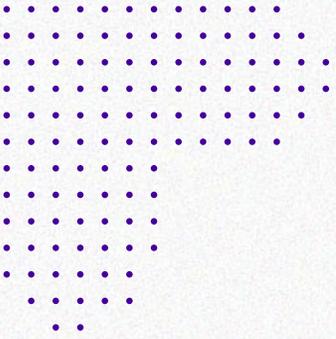




Desviación Plantas Menores

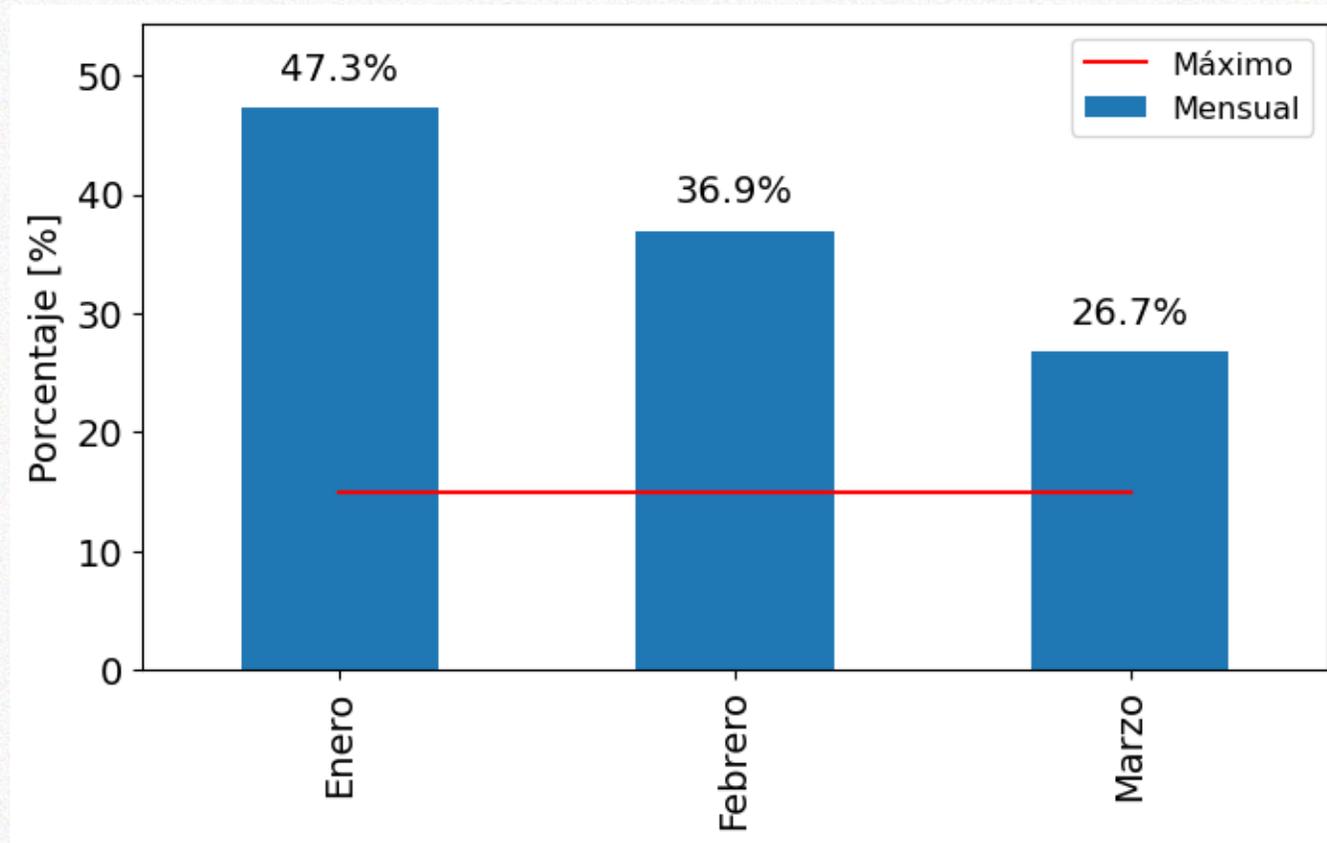
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC
horas del mes con desviación mayor al 10%





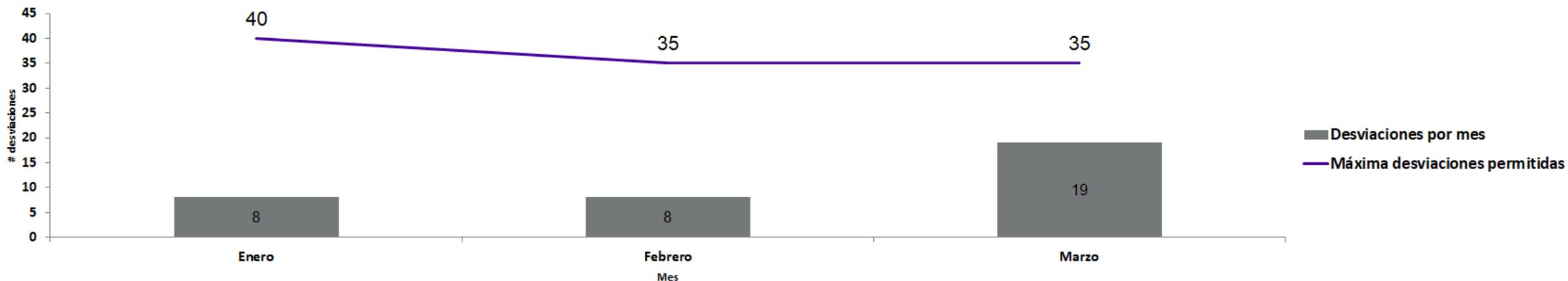
Desviación Plantas Menores

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

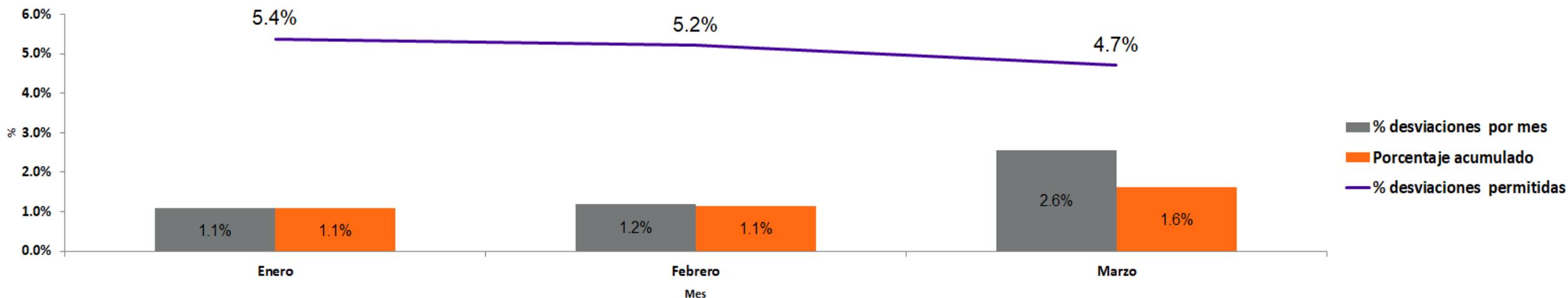


Indicador de calidad del pronóstico oficial marzo 2023

Número de desviaciones mayores al 5%



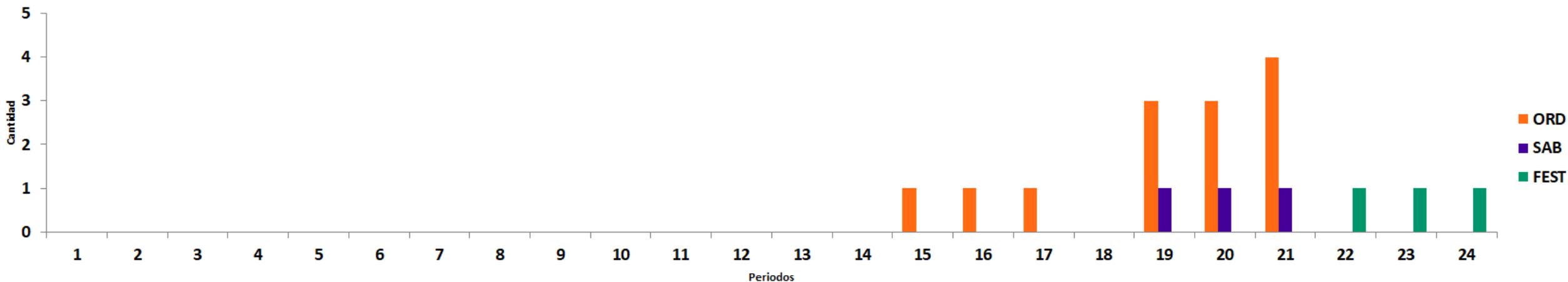
Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado



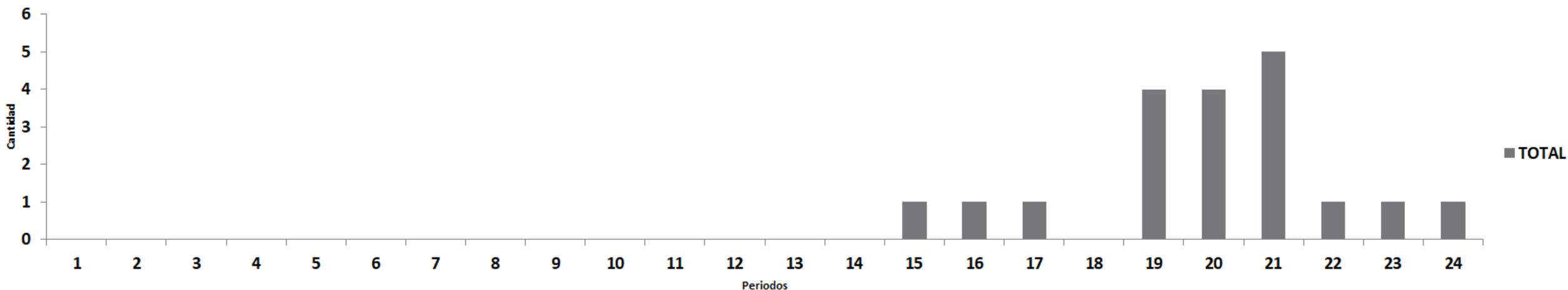
*Información actualizada el 3 de abril de 2023

Indicador de calidad del pronóstico oficial marzo 2023

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

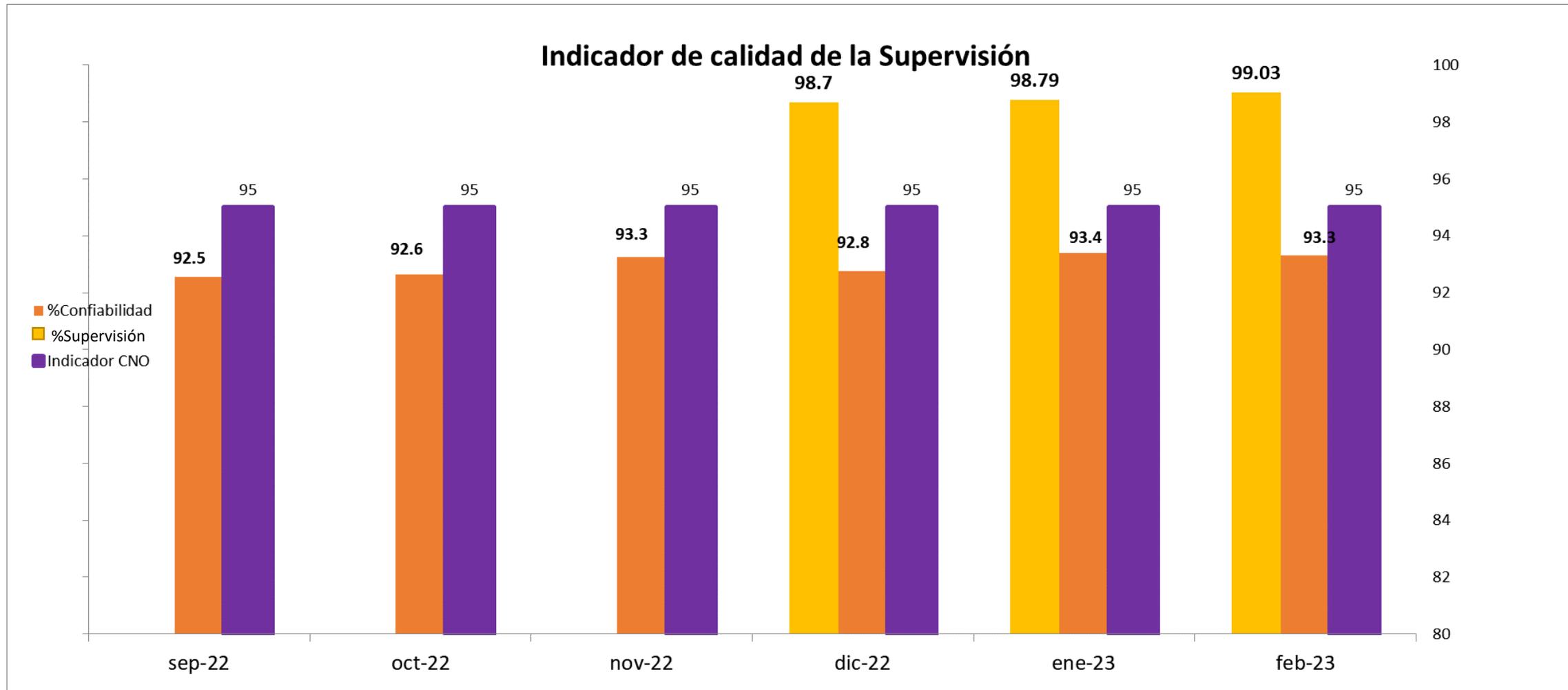


Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 3 de abril de 2023

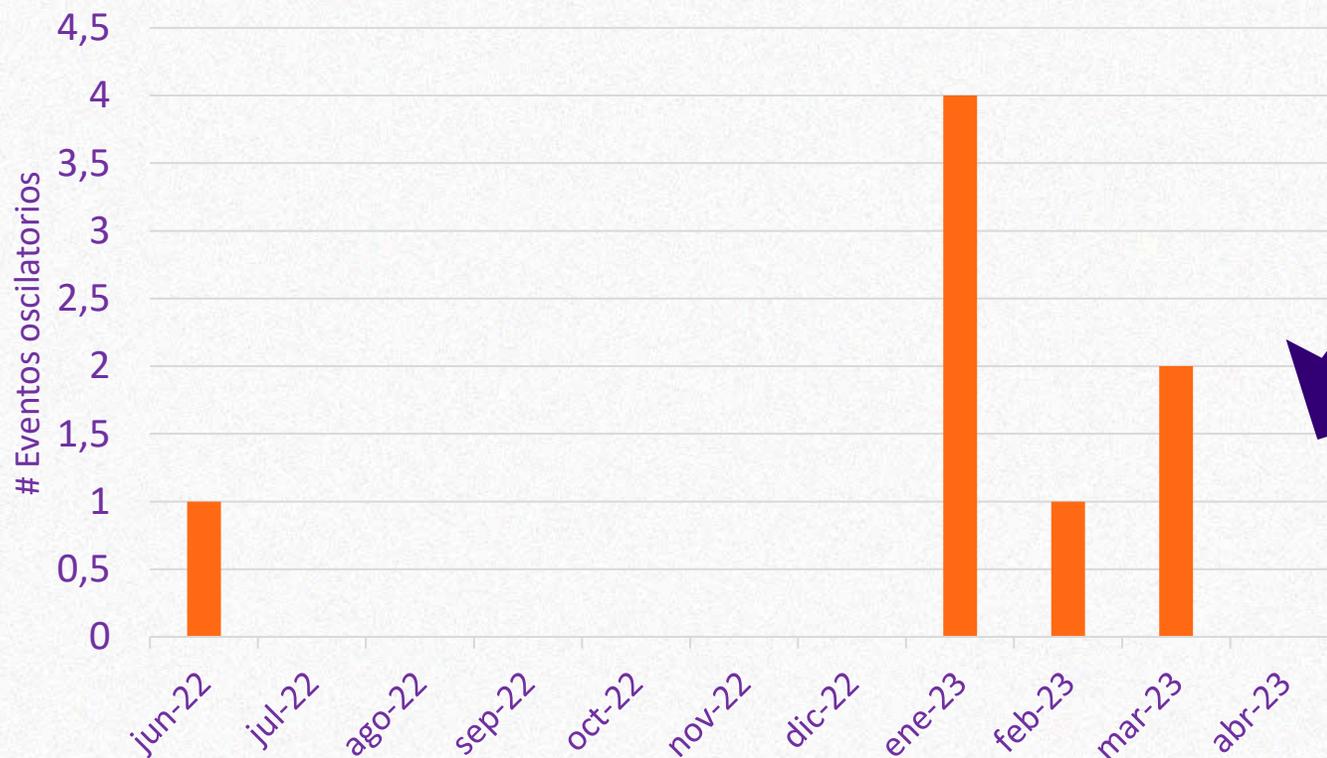
Indicador de calidad de la supervisión



*Información correspondiente al indicador del mes de febrero de 2023

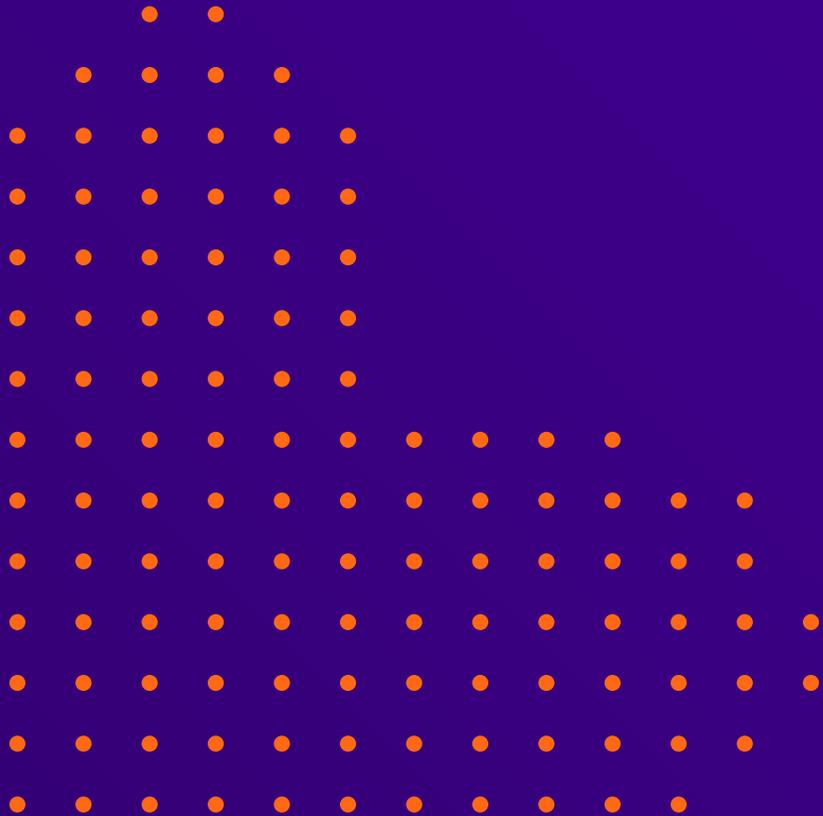
Indicador propuesto (2023): actualizado a 10 abril

Indicador oscilaciones baja frecuencia



Debido a respuesta oscilatoria, se aumenta la banda muerta de Betania, unidades 2 y 3, hasta que ajusten los PSS.

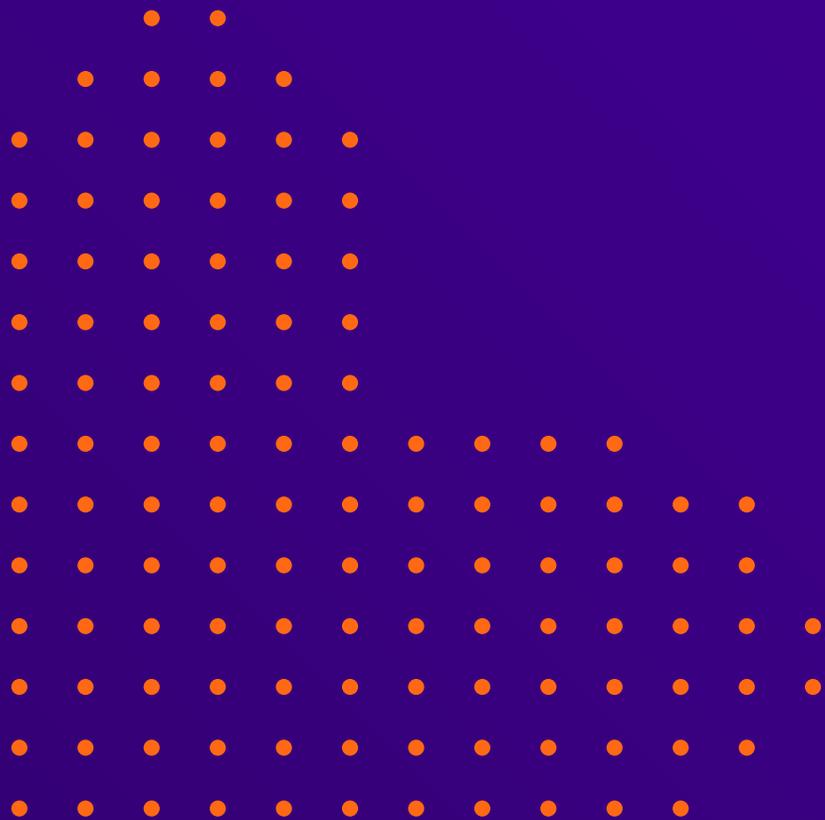
Definición: Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión



Anexos



Sumamos energía,
sumamos pasión

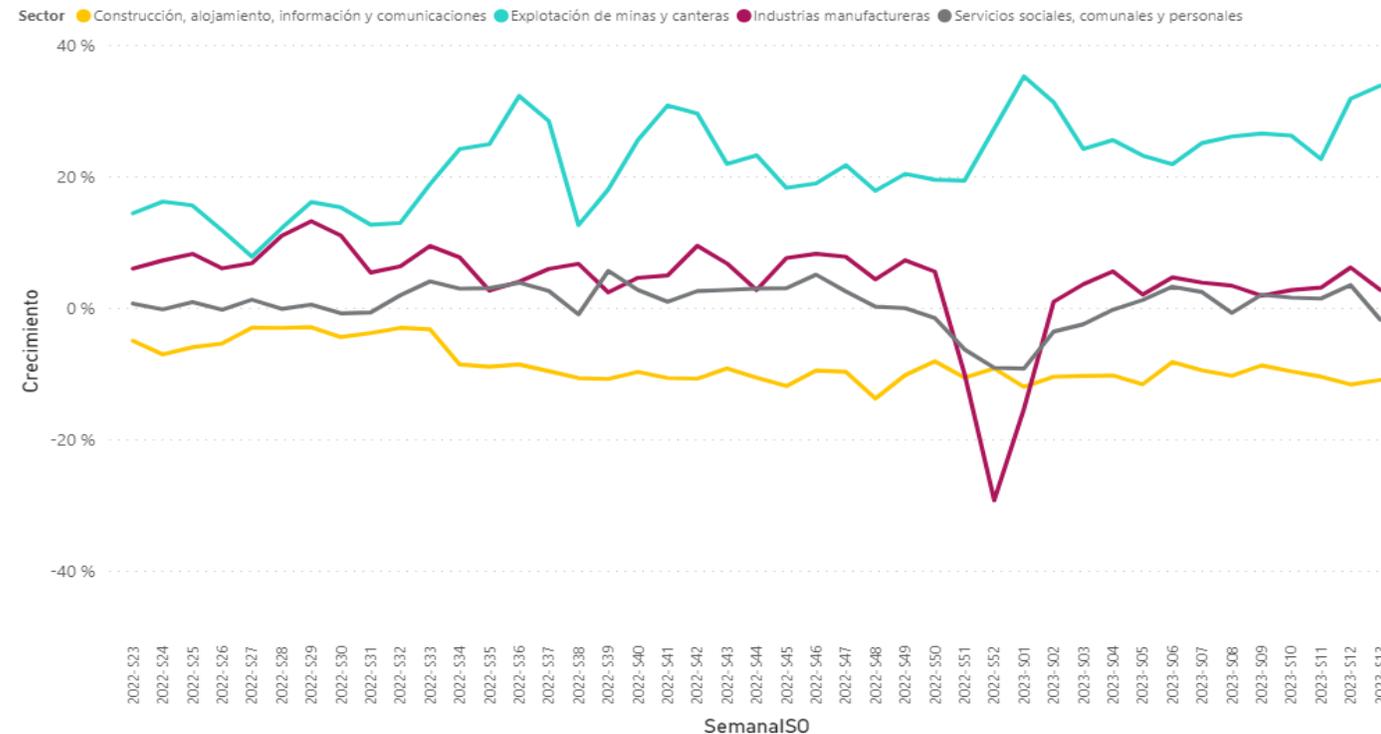
Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2022-03	Demanda [GWh] 2023-03	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	2105.82	2193.66	4.21%	33.16%
Regulado	4396.12	4421.63	0.58%	66.84%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2022-03	Demanda [GWh] 2023-03	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	536.2	644.62	20.24%	29.39%
Transporte y almacenamiento	43.93	48.18	9.7%	2.2%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	34.14	36.38	6.6%	1.66%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	74.1	78.9	6.57%	3.6%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	114.46	117.4	2.54%	5.35%
Servicios sociales, comunales y personales	146.64	146.1	-0.37%	6.66%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	133.14	129.77	-2.53%	5.92%
Industrias manufactureras	910	882.68	-3.11%	40.24%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	113.21	109.64	-3.17%	5.0%

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.

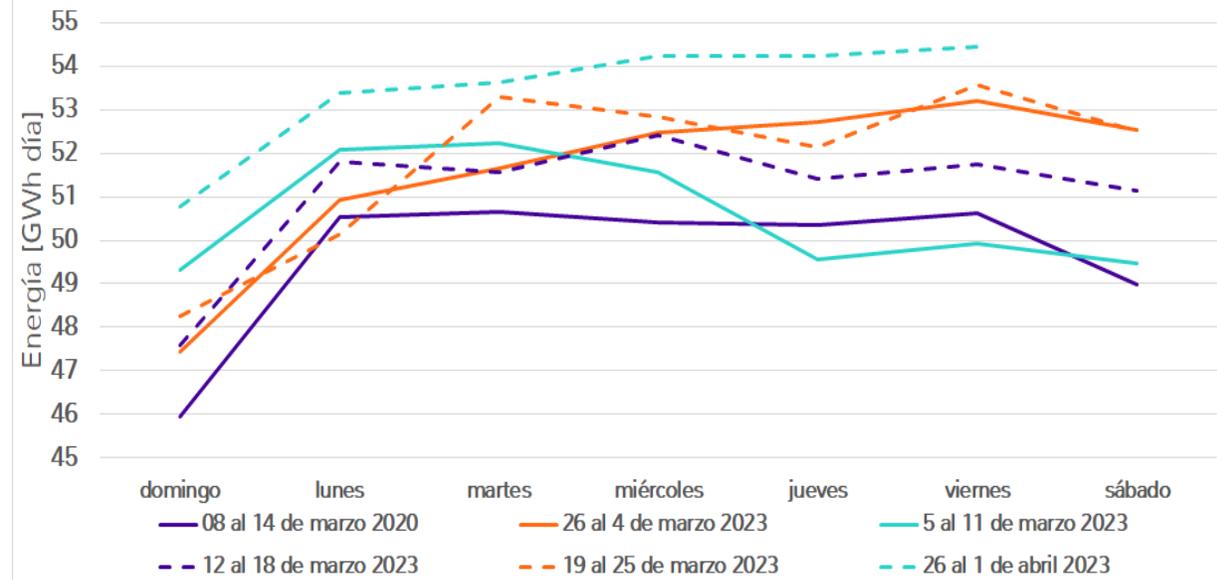
Para la **semana del 20 al 26 de marzo de 2023 (2023-S12)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 6.15% y 31.82% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han recuperado con un crecimiento de 3.47% para esta semana y las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -11.66% respectivamente para esta misma semana.

*Información hasta el 30 de marzo de 2023

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

Caribe*

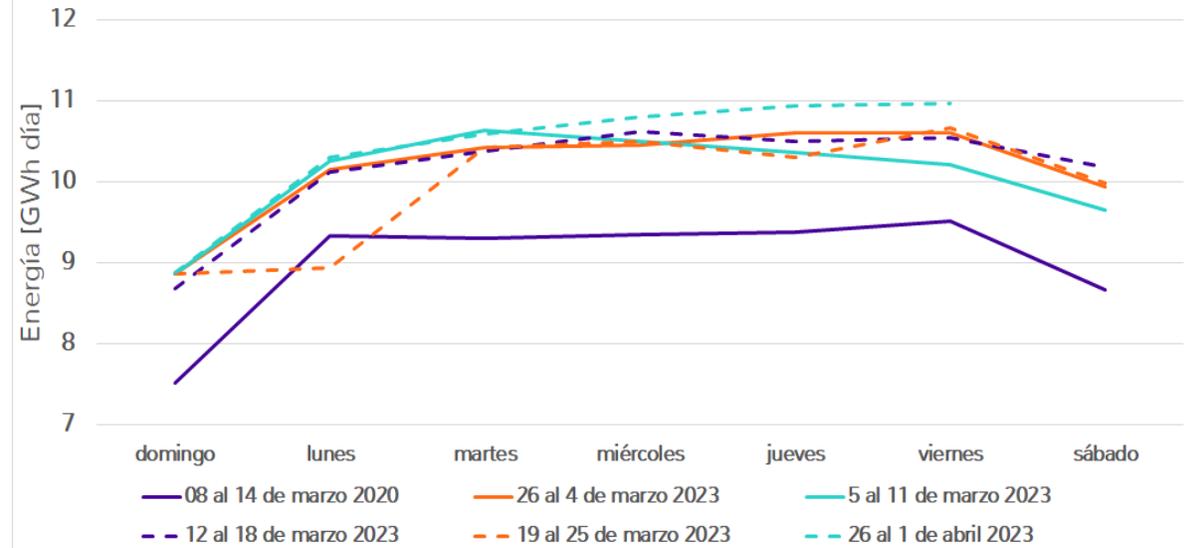
Caribe



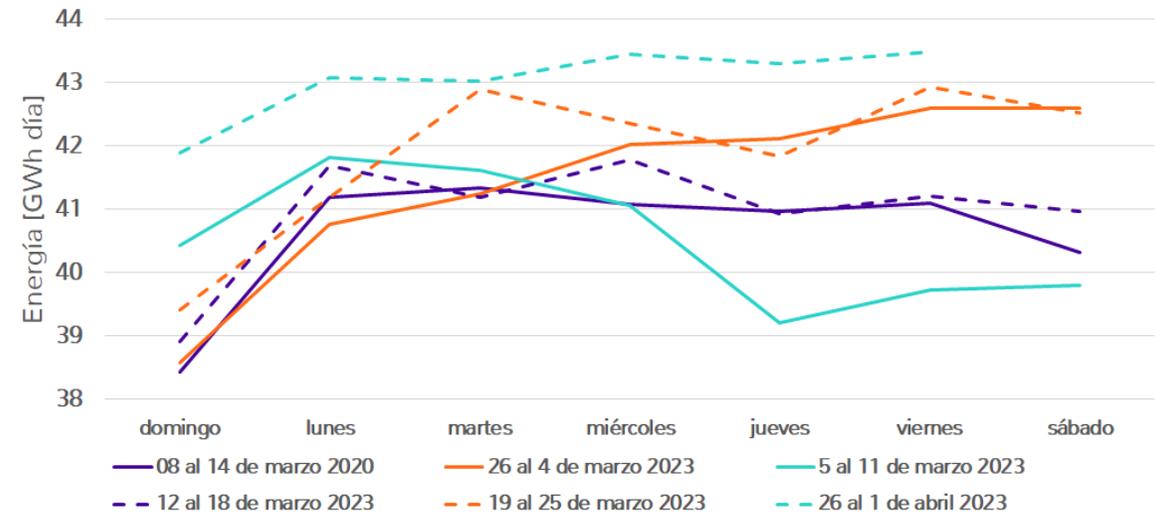
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 5.5% para la semana del 19 al 25 de marzo de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

Caribe No Regulado



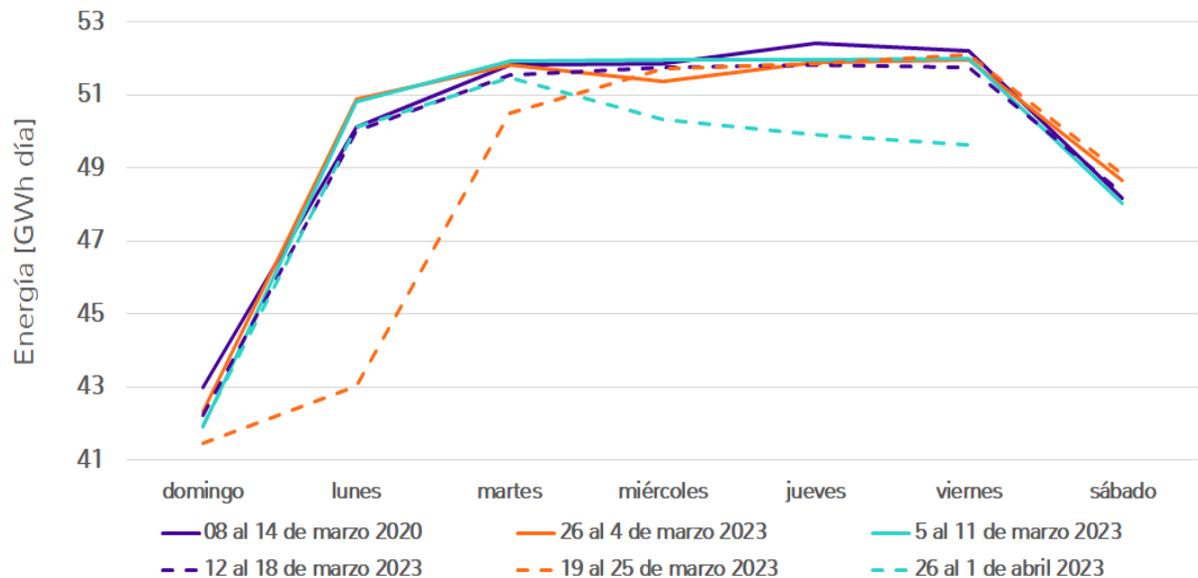
Caribe Regulado



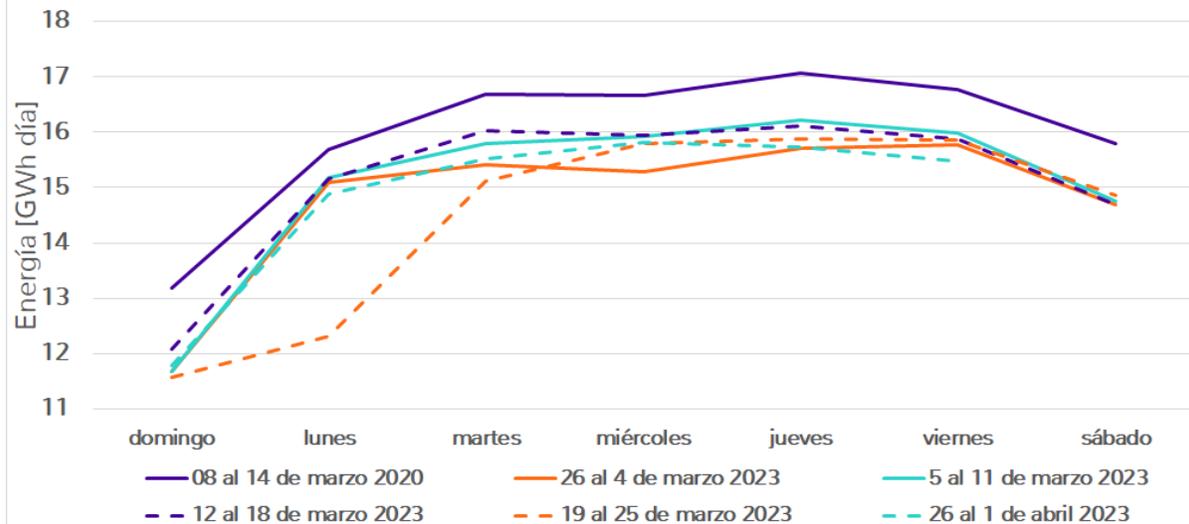
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

Cundinamarca y Meta*

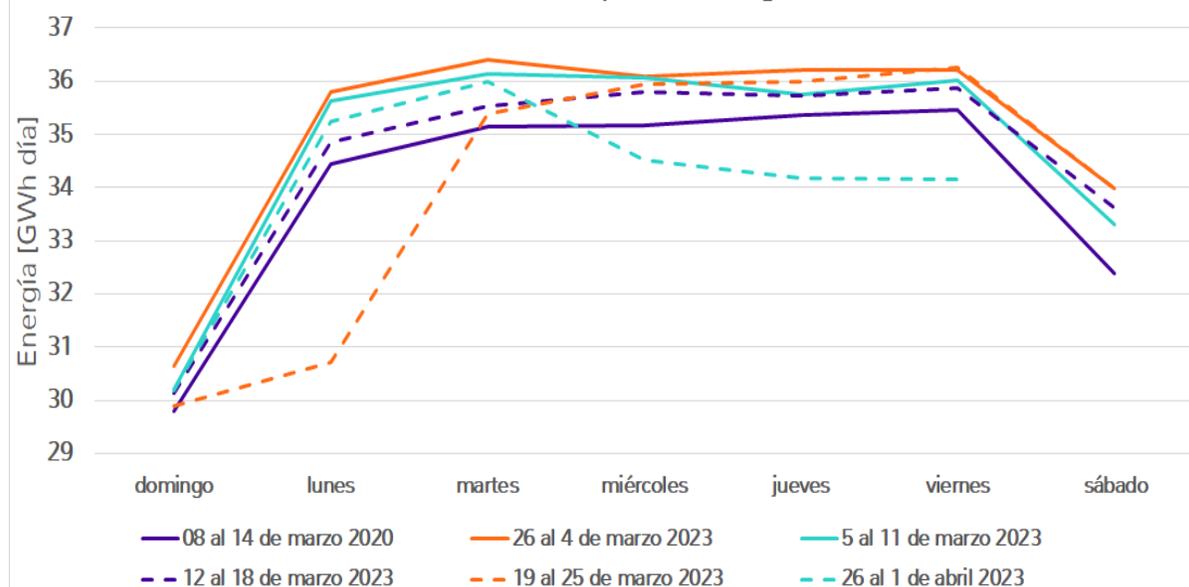
Cundinamarca y meta



Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado

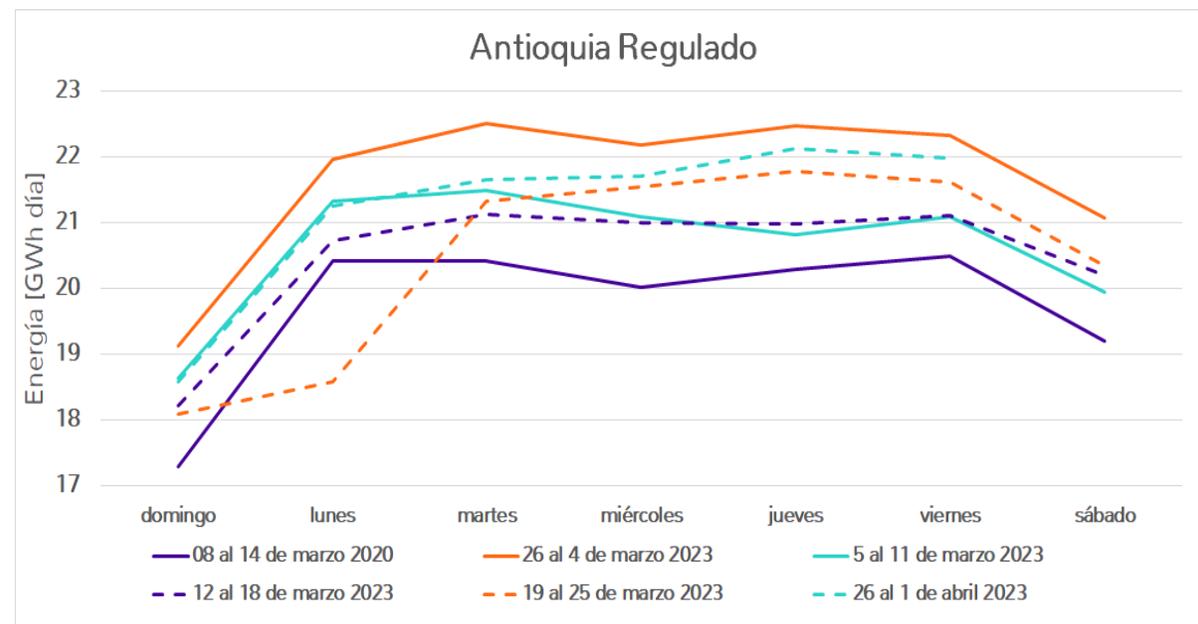
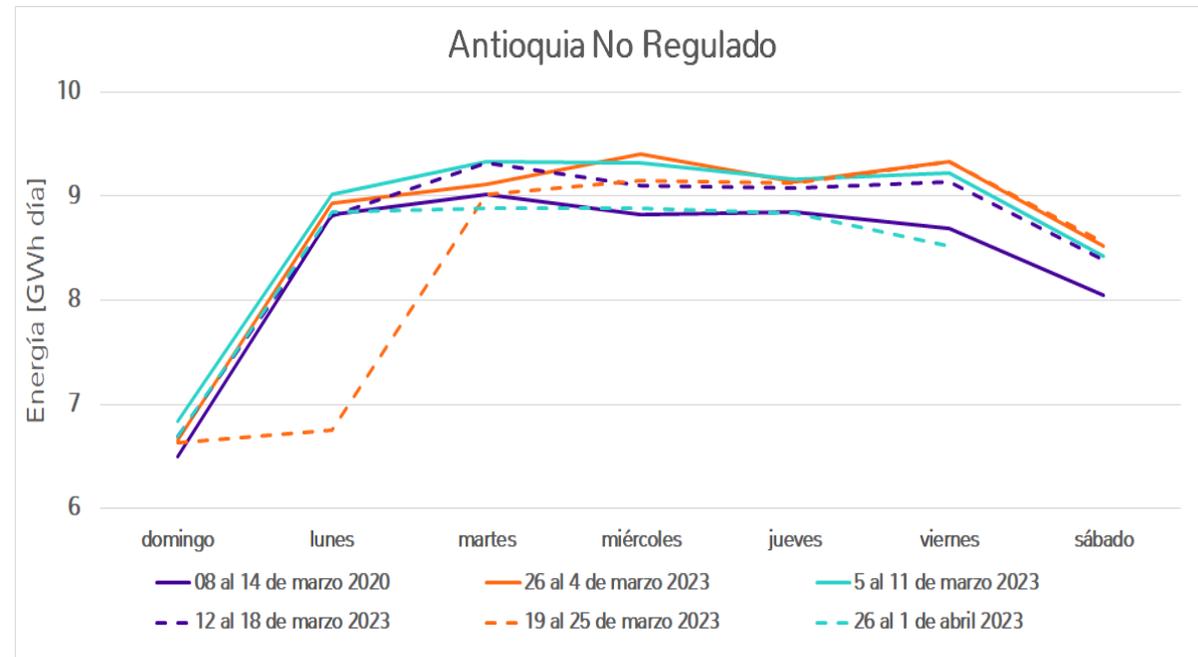
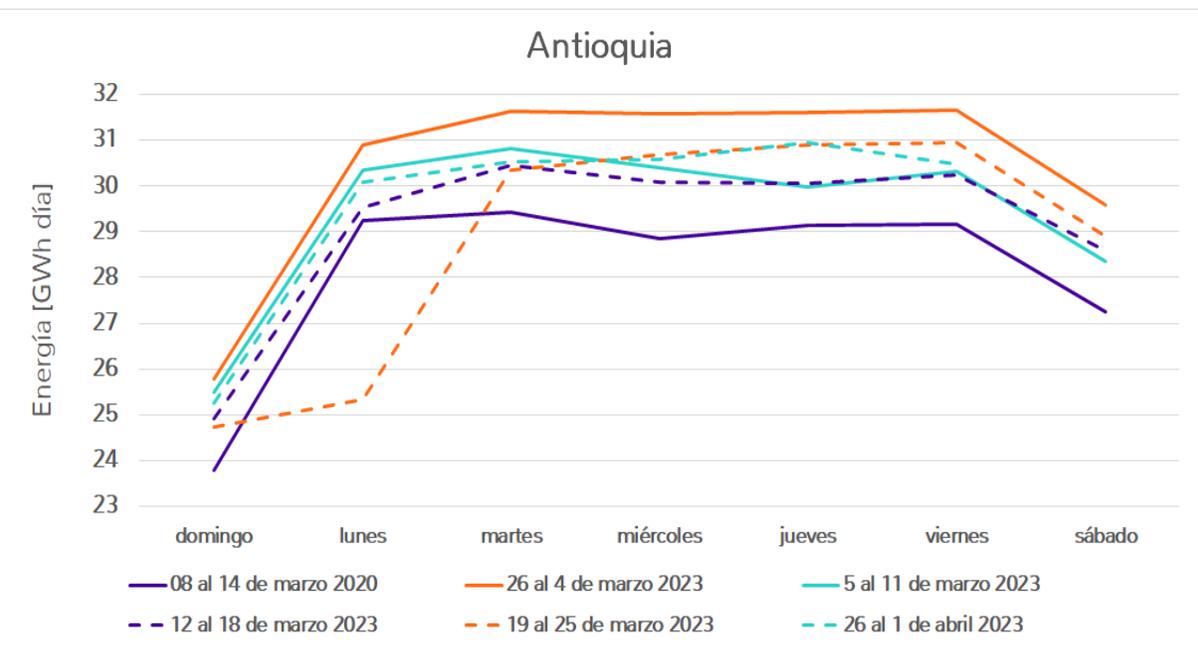


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 0.2% para la semana del 19 al 25 de marzo 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)

Antioquia*

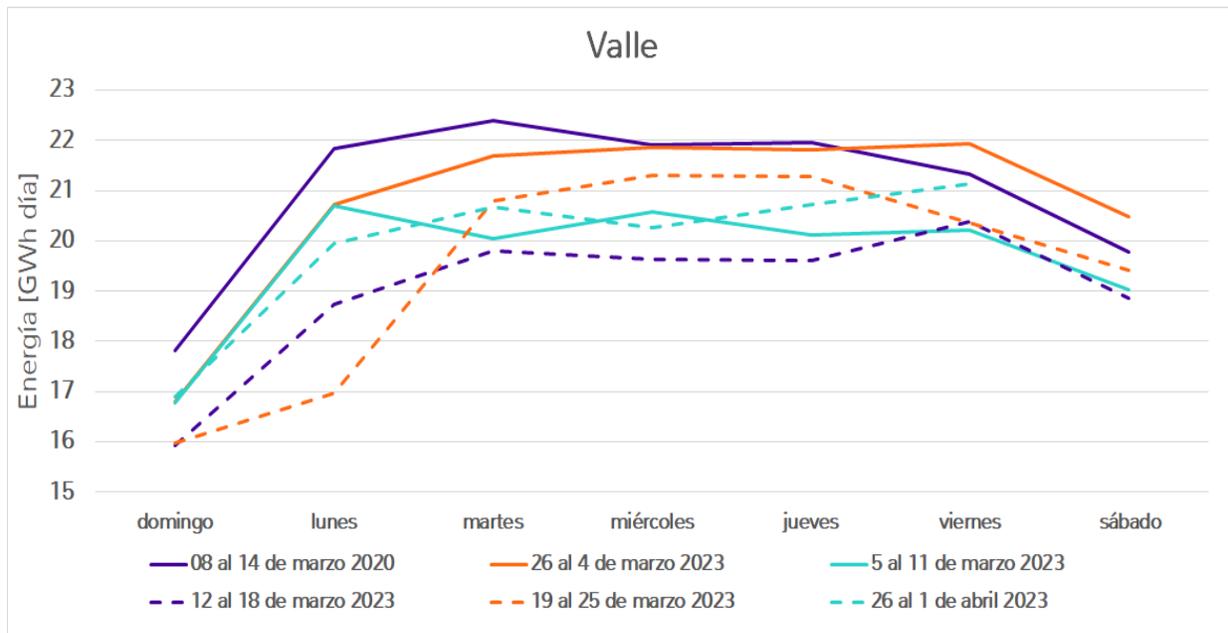


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 5.4% para la semana del 19 al 25 de marzo de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

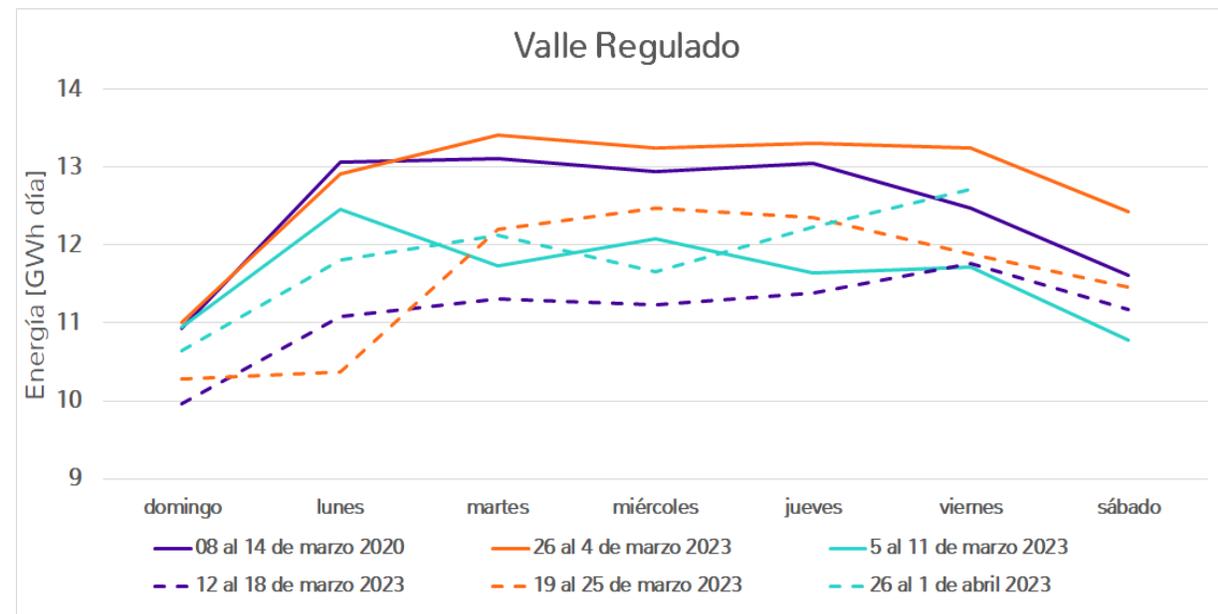
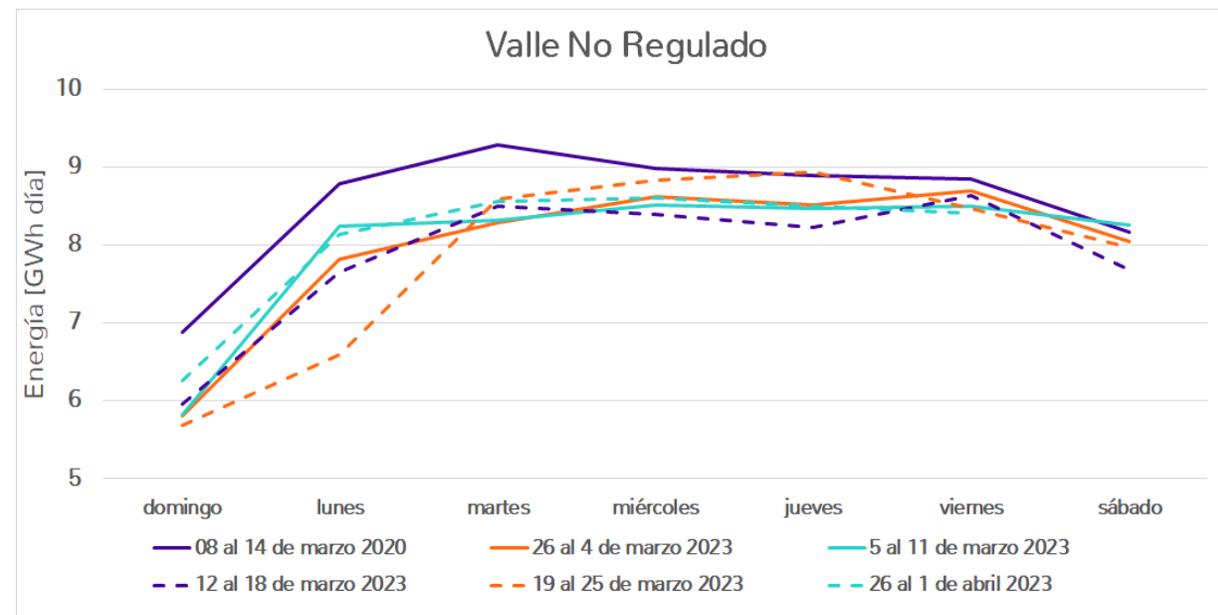
*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)



Valle*



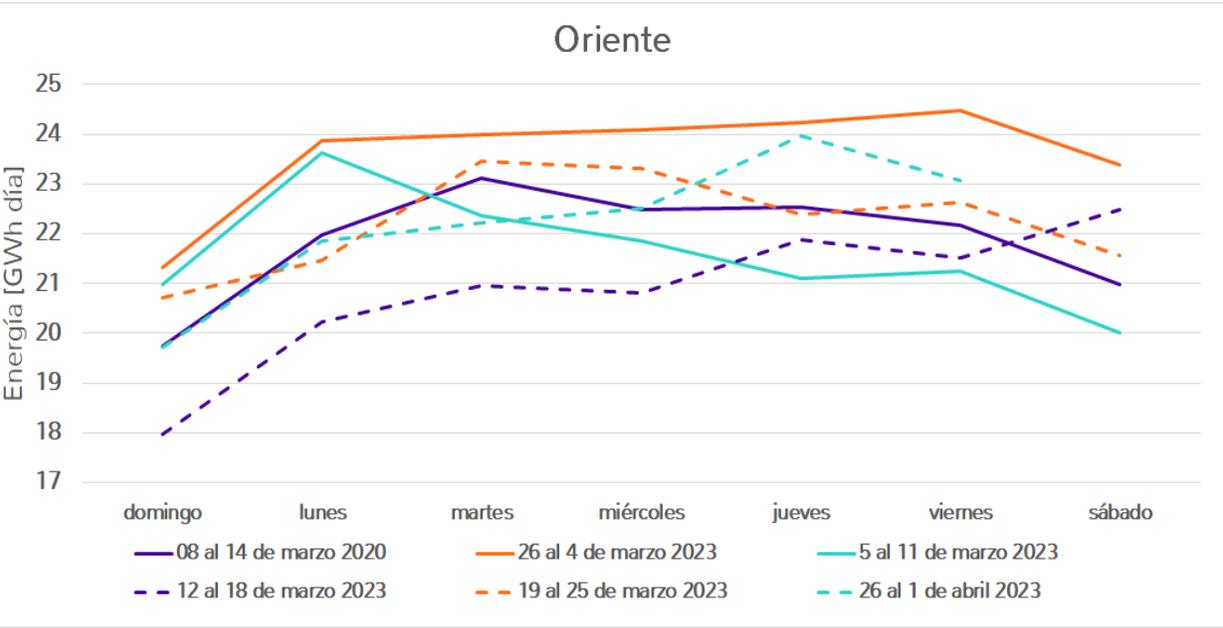
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 4.4% para la semana del 19 al 25 de marzo de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.



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



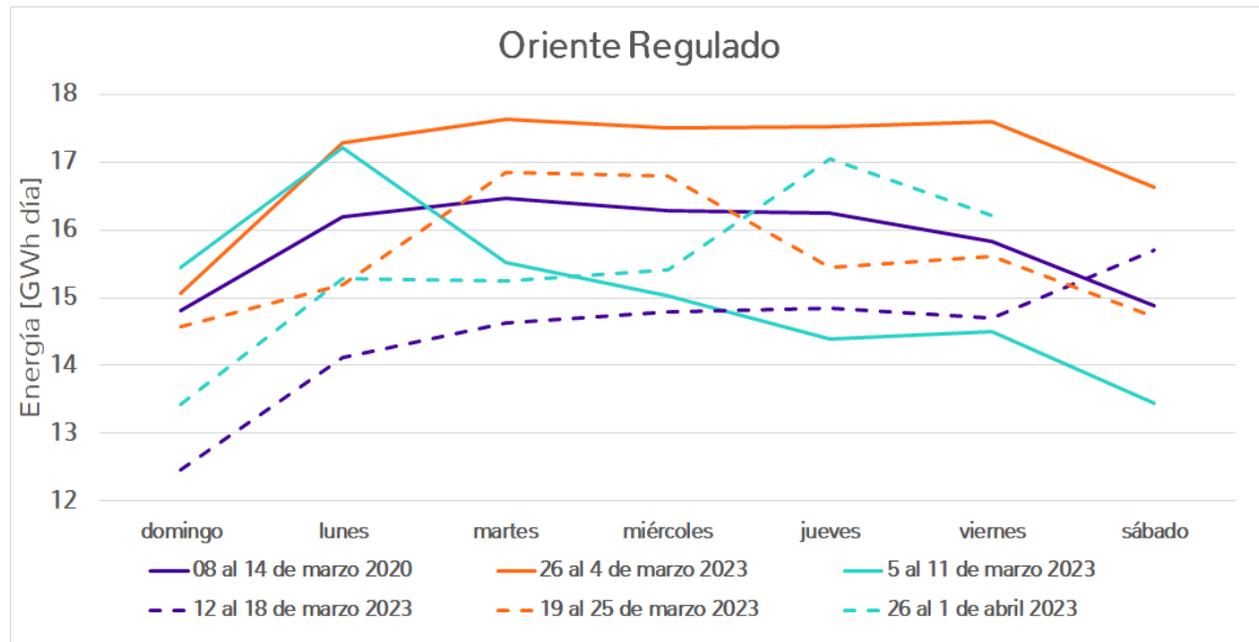
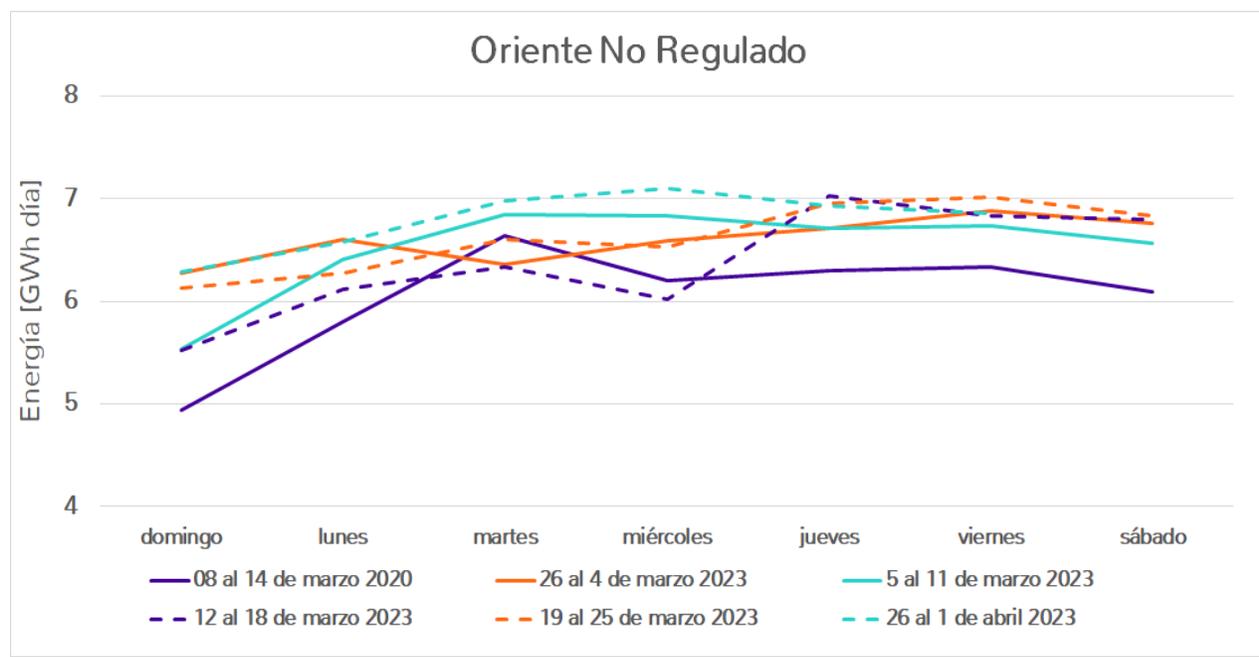
Oriente*



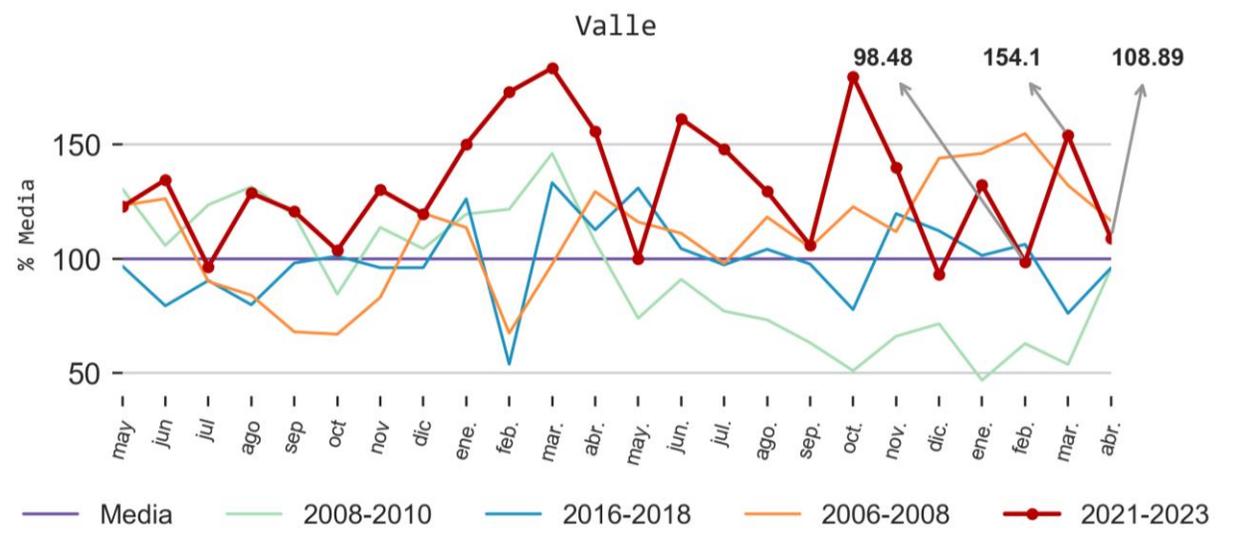
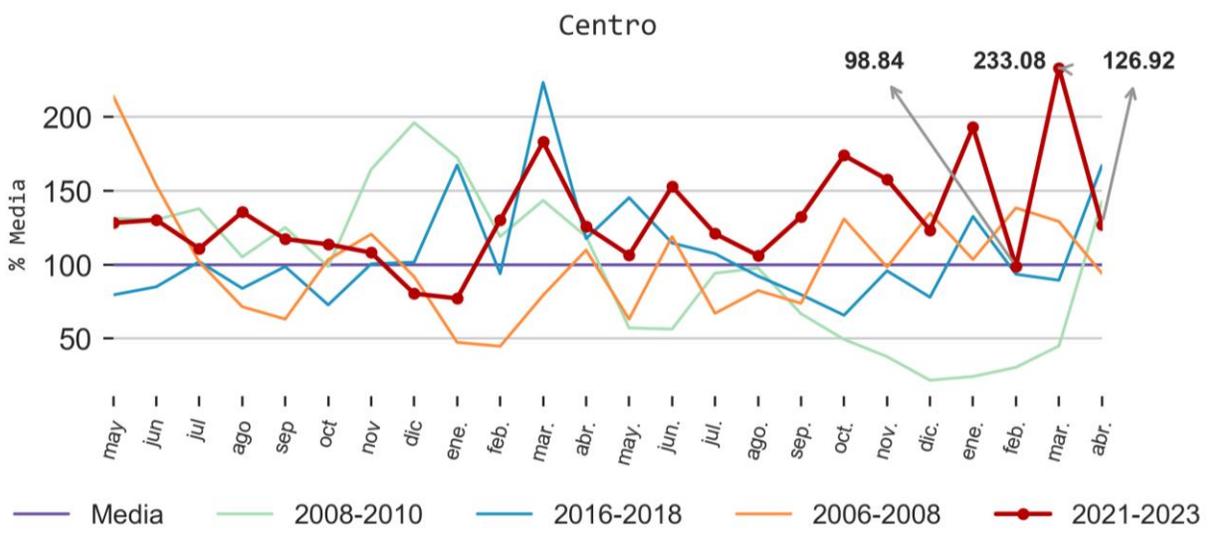
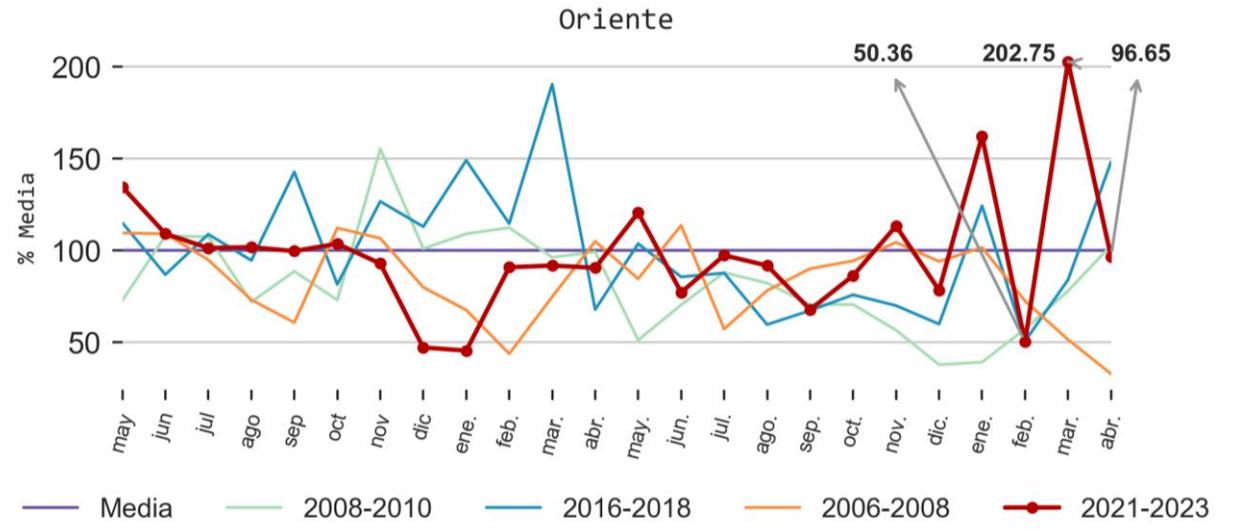
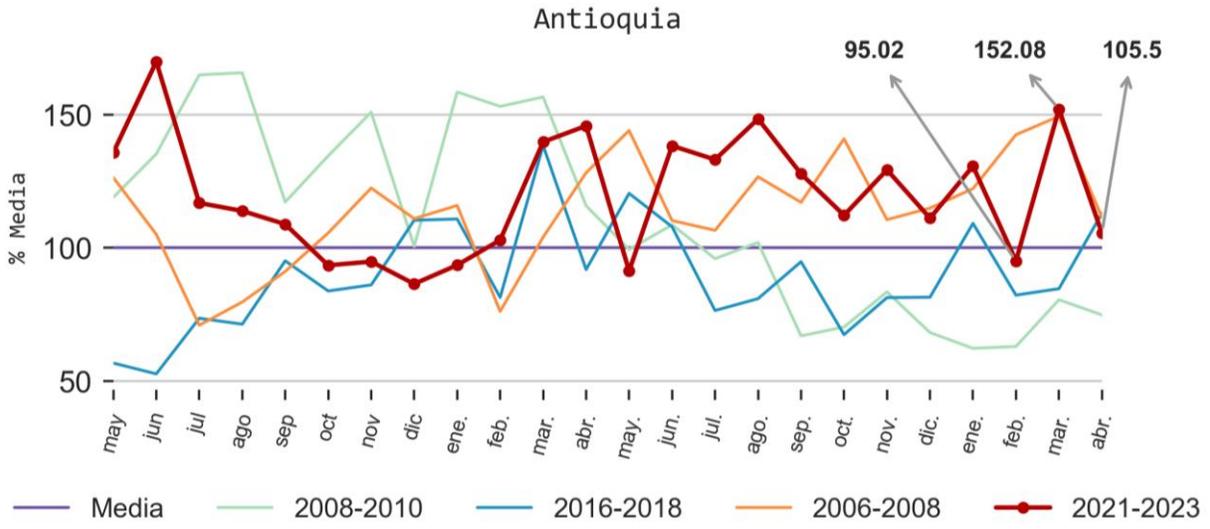
Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.9% para la semana del 19 al 25 de marzo 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



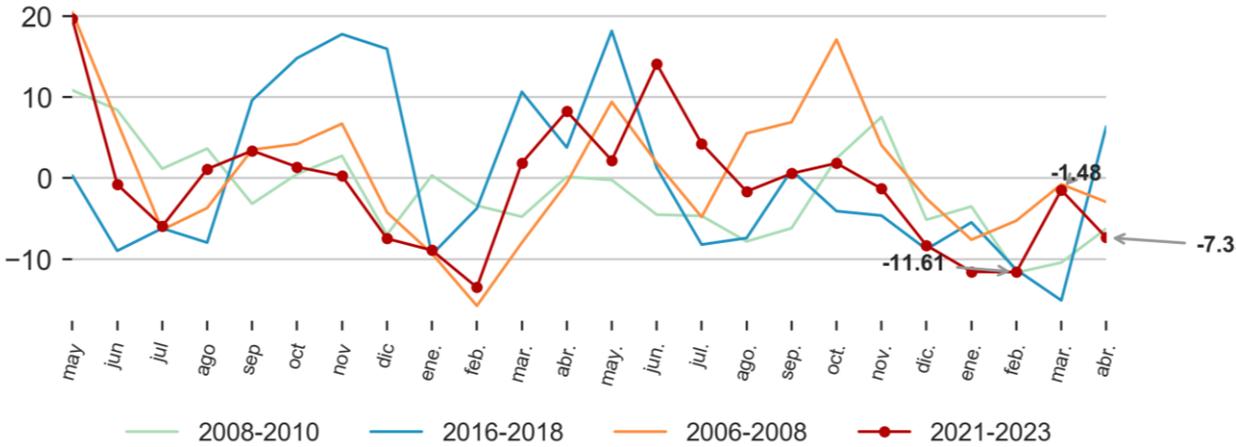
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2023-04-09

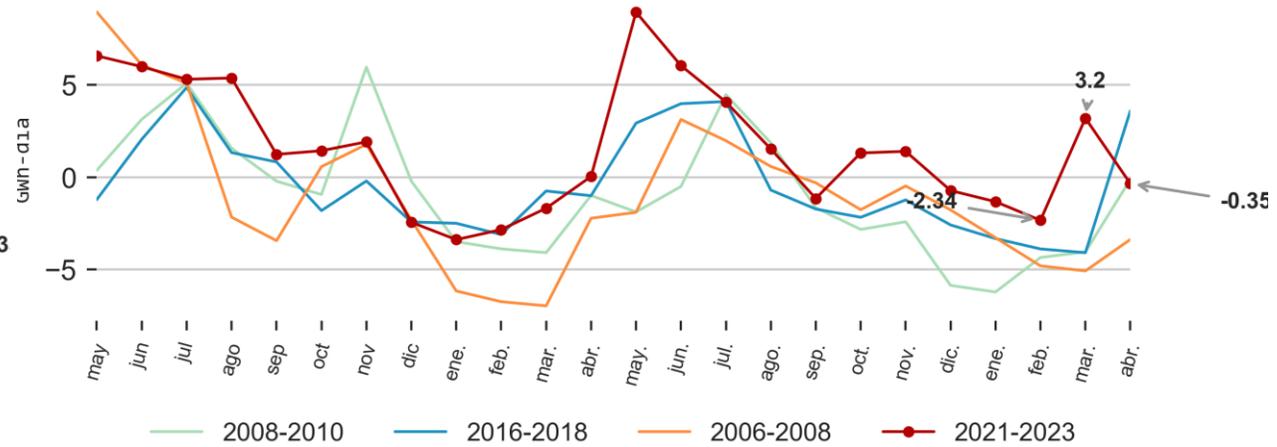
Información actualizada el 2023-04-10

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

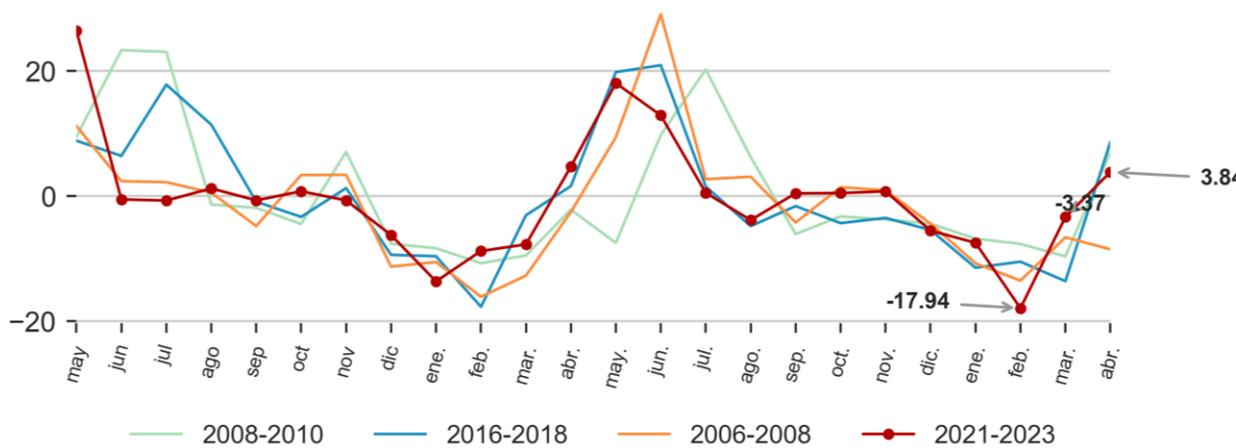
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



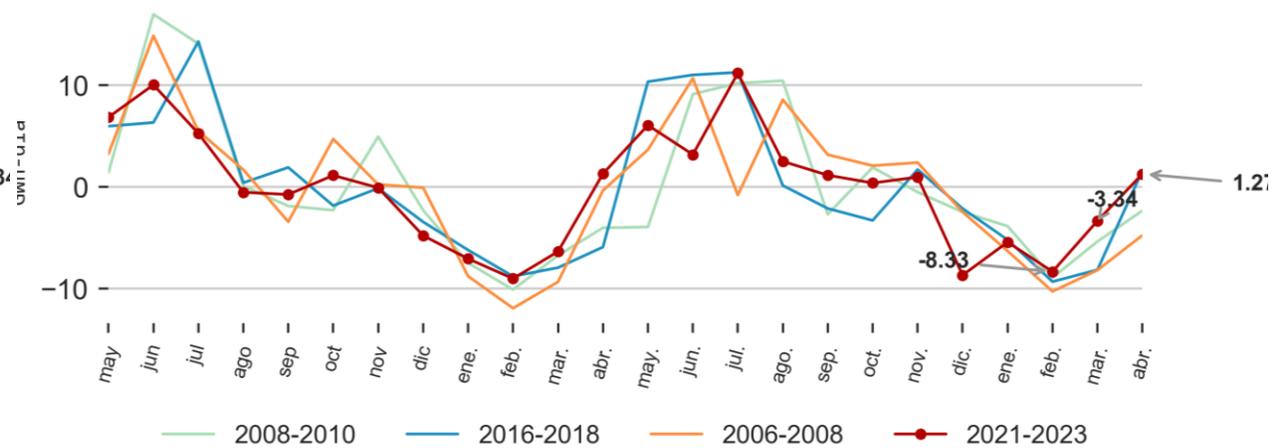
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAUVIO - Tasa de embalsamiento promedio



ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio

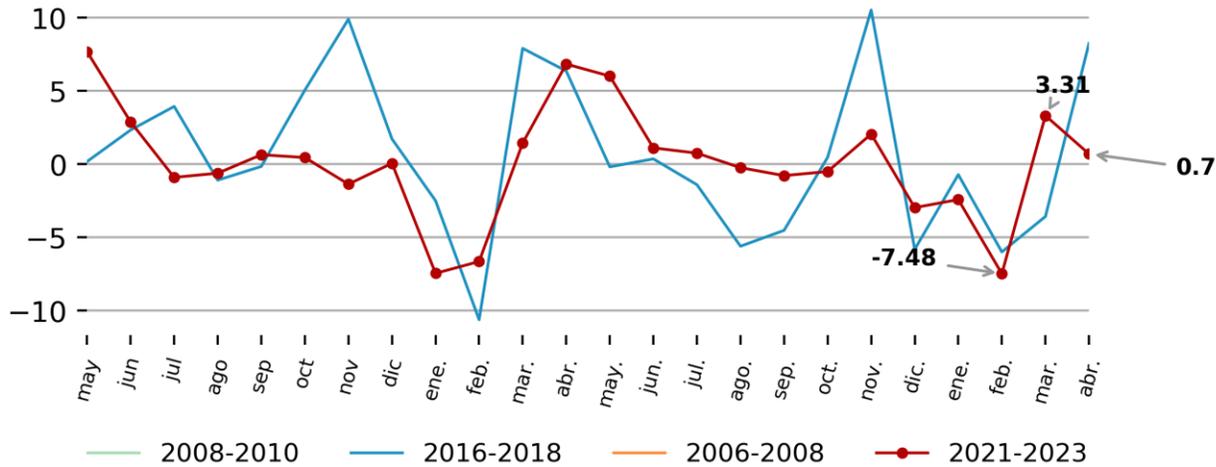


Información hasta el 2023-04-09

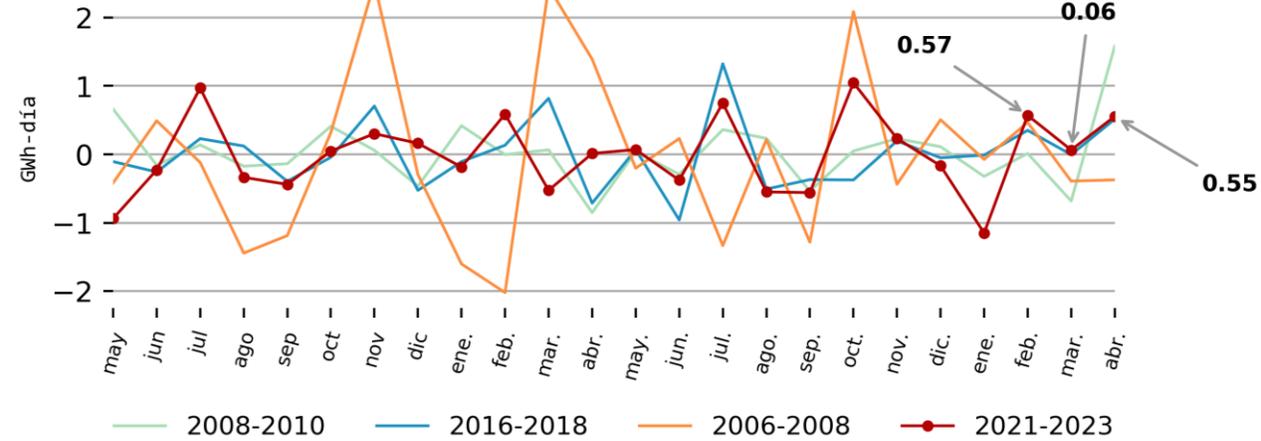
Información actualizada el 2023-04-10

Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

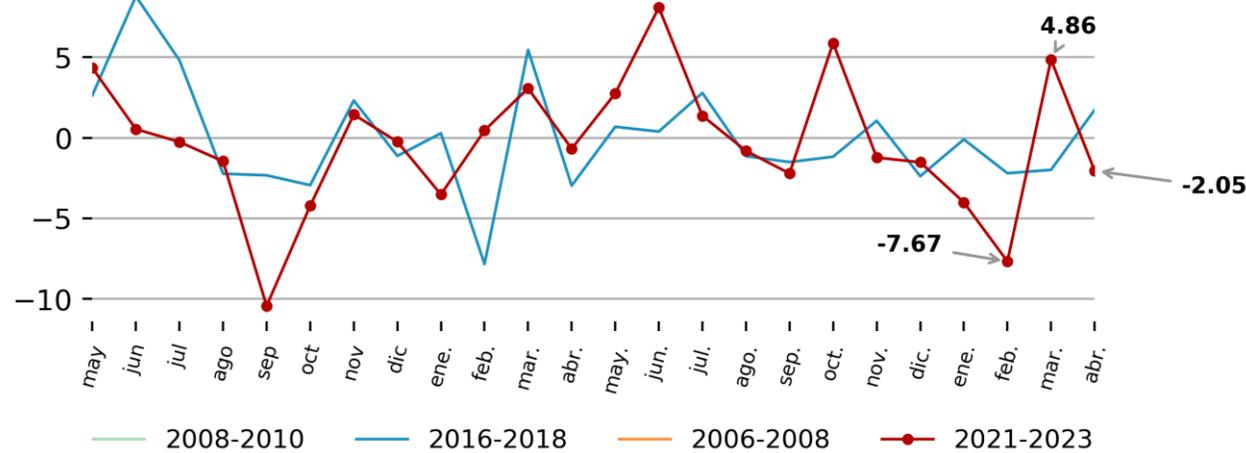
TOPOCORO - Tasa de embalsamiento promedio



BETANIA - Tasa de embalsamiento promedio



EL QUIMBO - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2023-04-10

Información actualizada el 2023-04-11

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO3	300.00	11/10/2023
ITUANGO4	300.00	28/10/2023
Total	600.00	

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

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_SBartolome	19.90	16/04/2023
H_Oibita	19.90	16/04/2023
H_CascadaGra	2.09	30/06/2023
H_CHLaNoque	9.90	31/10/2023
H_TZII	10.50	31/12/2023
H_Hidronare	19.80	30/06/2025
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
Total	122.04	

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_ParqueAlph	212.00	19/03/2024
E_ParqueBeta	280.00	19/03/2024
E_Windpeshi	200.00	31/05/2024
E_Camelia	250.00	30/11/2024
E_Ahumado	50.00	31/12/2024
Total	1313.70	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
C_CANDELARIA	241.00	27/05/2023
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
Total	283	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_MilpaSamac	18.00	31/12/2024
T_Villanueva	25.00	1/02/2025
Total	43.00	

Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Alma1	9.80	30/04/2023
S_Sunnorte	35.00	30/04/2023
S_Cordoball	9.90	1/05/2023
S_PetaloMagd	9.90	4/05/2023
S_PoloNuevo2	9.90	30/05/2023
S_Filigrana	9.90	31/05/2023
S_Girasoles	9.50	31/05/2023
S_Paipa_I	88.00	30/06/2023
S_Paipa_II	72.00	30/06/2023
S_ElCampano	99.00	30/06/2023
S_TamarindI	9.90	30/06/2023
S_TamarindII	9.90	30/06/2023
S_AutBavaria	6.00	30/06/2023
S_ParqueUrta	19.90	30/07/2023
S_Union	100.00	31/07/2023
S_LaMata	80.00	31/07/2023
S_PlanetaRic	19.90	31/07/2023
S_SanIsidro	19.09	31/07/2023
S_SanFelipe	90.00	1/08/2023
S_LatamSolar	150.00	30/08/2023
S_Morrosqll1	19.50	31/08/2023
S_Morrosqll2	19.50	31/08/2023
S_Victoria1	19.90	31/08/2023
S_Victoria2	19.90	31/08/2023
S_Fundacion	99.90	22/09/2023
S_BSBolvr500	19.90	30/09/2023
S_ElColibri	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_Lalguana	19.50	31/10/2023
S_Tepuy	83.00	31/10/2023
S_Zambranoll	15.50	31/10/2023
S_BSBolvr503	19.90	31/10/2023
S_BSBolvr504	19.90	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_Colorados	9.90	30/11/2023
S_Colorados2	9.90	30/11/2023
S_Baranao	19.30	30/12/2023
S_Pradera	40.00	30/12/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_PetaloCesa	9.90	31/12/2023
S_PortonSol	102.00	31/12/2023
S_SabanaLarg	200.00	31/12/2023
S_AtlanPhoto	199.50	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_PetaloSucr	9.90	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_ElTrapezon	9.90	31/12/2023
S_Dinamarca	9.90	31/12/2023
S_Versalles	9.90	31/12/2023
S_Sincerin	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_PiojollI	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
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

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
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_Pacando	50.00	31/12/2023
S_PSRovira	3.20	31/12/2023
S_PSJeques	9.90	31/12/2023
S_ArdobelalI	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_Guayepo	400.00	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_Ceiba	8.00	28/02/2024
S_Guayacan	8.00	31/03/2024
S_BSLlanos	79.60	1/04/2024
S_Andromeda	100.00	30/04/2024
S_Chinu	350.00	30/04/2024
S_PSFBaranoa	19.90	30/04/2024
S_Ubate	28.00	30/06/2024
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_Sandaloll	9.90	31/08/2024
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_EMCALI1	19.90	31/12/2024
S_Wimke	76.00	31/12/2024
S_LaCayena	19.90	31/12/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Atlantico1	30.00	31/12/2024
S_yariguies	200.00	31/12/2024
S_Andes	85.00	31/12/2024
S_PetaCesall	19.90	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_Suarez	8.00	31/12/2024
S_Toluviejo	150.00	31/12/2024
S_JacobTolu	9.90	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_Turpiales	278.60	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_Ternera	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_INTI	9.90	31/12/2024
S_Levapan	4.90	28/02/2025
S_Paloblanc1	9.90	28/02/2025
S_Guachal3	9.90	28/02/2025
S_ElLago2	9.90	28/02/2025
S_Paloblanc2	9.90	28/02/2025
S_Paloblanc3	9.90	28/02/2025
S_ElLago1	9.90	28/02/2025
S_Guachal1	19.90	28/02/2025
S_Gualanday	19.90	31/03/2025
S_Macaregua	19.90	30/04/2025
Total	635.30	

Anexo – Proyectos considerados con OEF

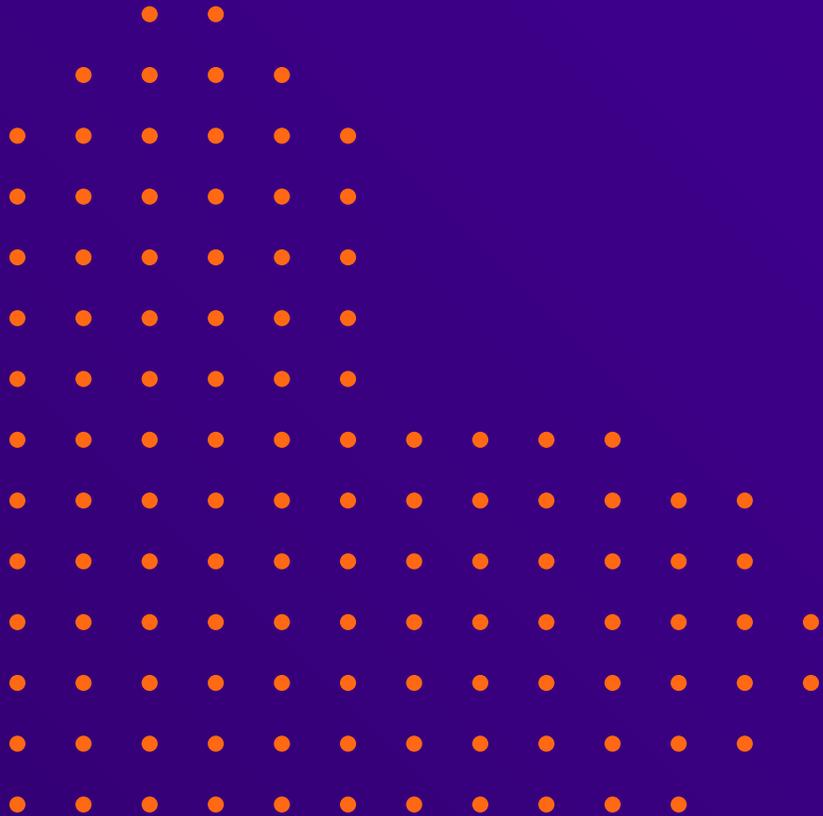
Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO3	300.00	11/10/2023
ITUANGO4	300.00	28/10/2023
Total	600.00	

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

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
C_CANDELARIA	241.00	27/05/2023
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
Total	283	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Acacias2	80.00	31/12/2023
E_ParqueAlph	212.00	19/03/2024
E_ParqueBeta	280.00	19/03/2024
E_Windpeshi	200.00	31/05/2024
Total	1313.70	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_LaMata	80.00	31/07/2023
S_LatamSolar	150.00	30/08/2023
S_Guayepo	400.00	31/01/2024
Total	630	



GRACIAS



Sumamos energía,
sumamos pasión