



20 años
Hechos por Colombia

INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-006
Jueves, 06 de marzo de 2025

Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda

Dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación

**Reunión Ordinaria
Centro Nacional de Despacho - CND
Documento XM - CND - 006
Jueves 06 de marzo de 2025**

Agenda



01

Seguimiento a variables

Hidrología, generación, demanda y senda de referencia



02

Expectativas energéticas

Balance ENFICC, panorama energético



03

Situaciones Operativas

Cargabilidades, situación del SIN,



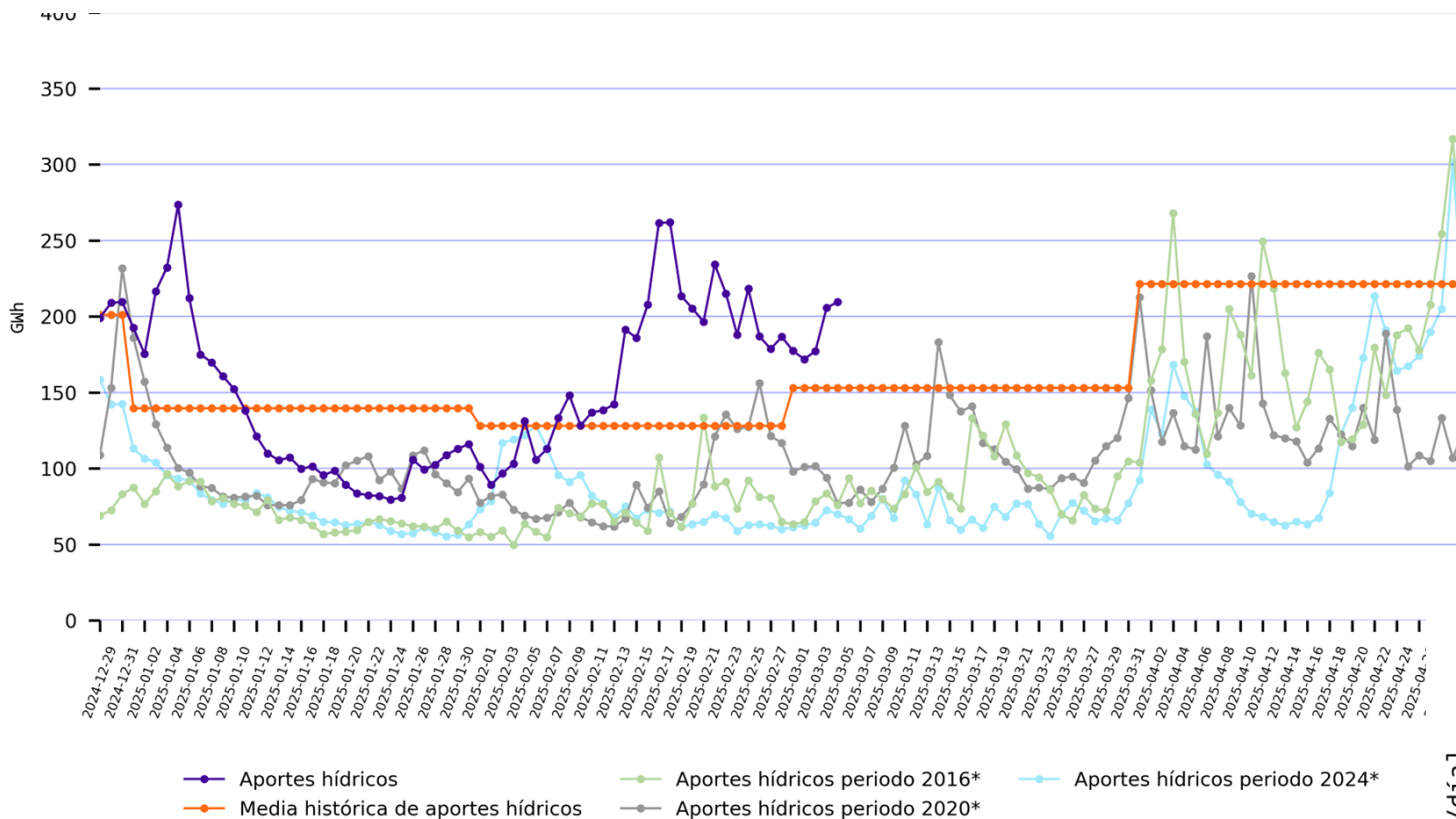
04

Indicadores de operación

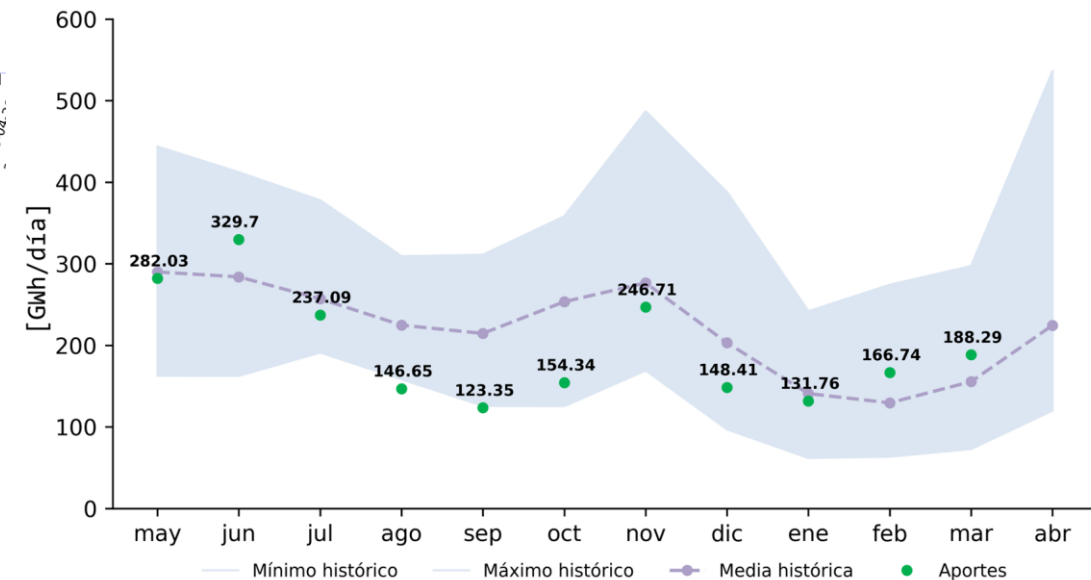
Seguimiento indicadores definidos por CNO

1. Seguimiento Variables

Aportes hídricos diarios

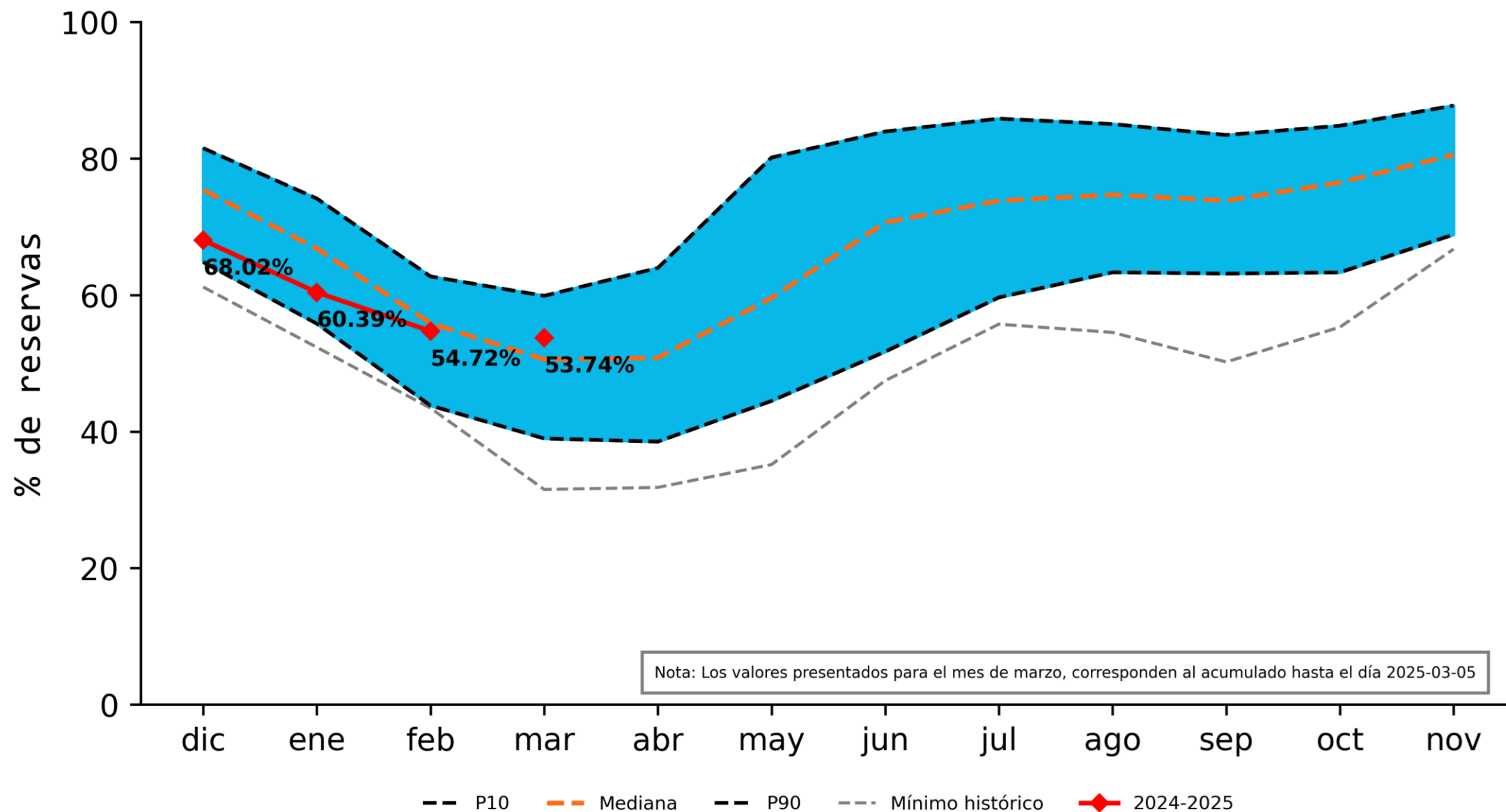


Con corte al **28 de febrero del 2025** los aportes acumulados respecto a la media histórica cerraron en **130.25 %**, y con corte al **5 de marzo del 2025** se encuentran en **123.06 %**

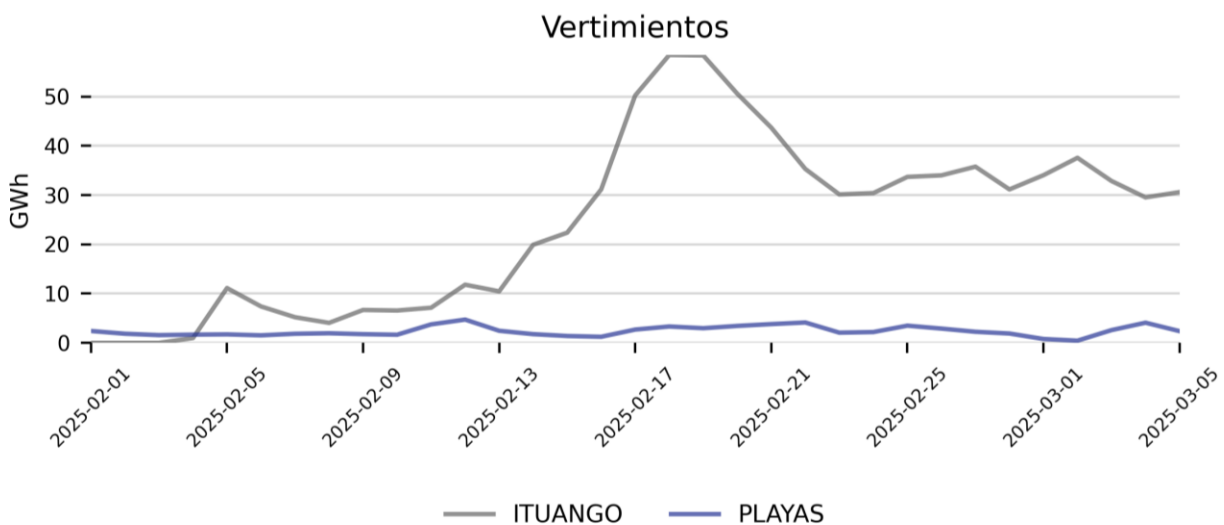
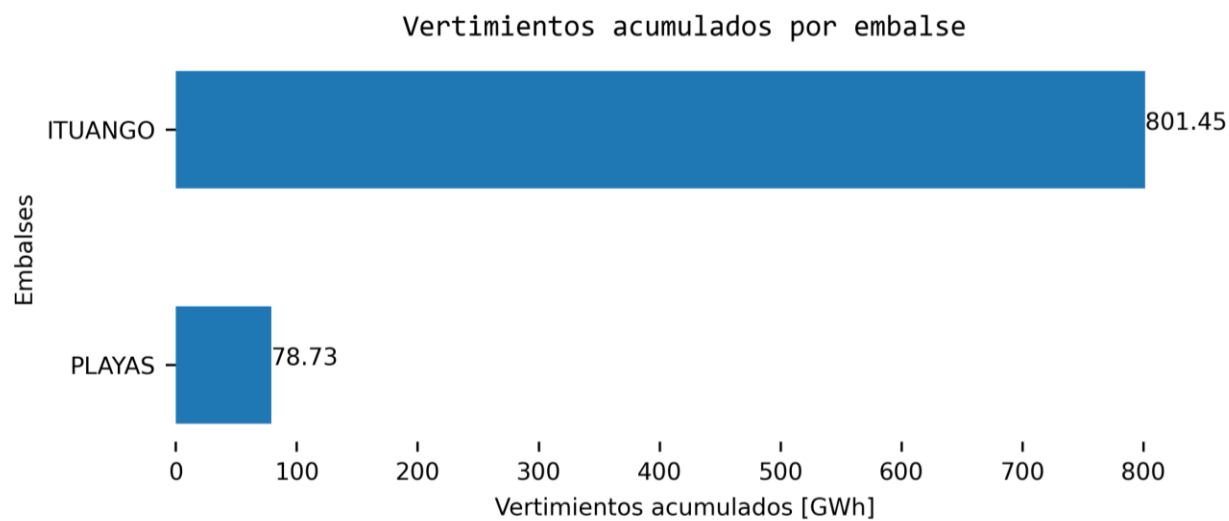
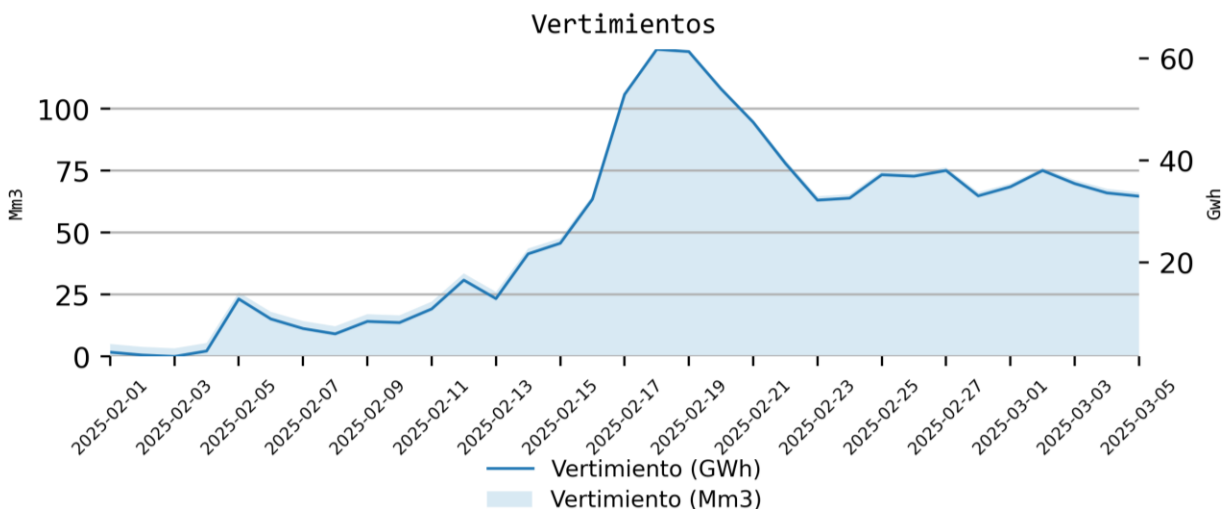


*información 2015-2016, 2019-2020 y 2023-2024 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

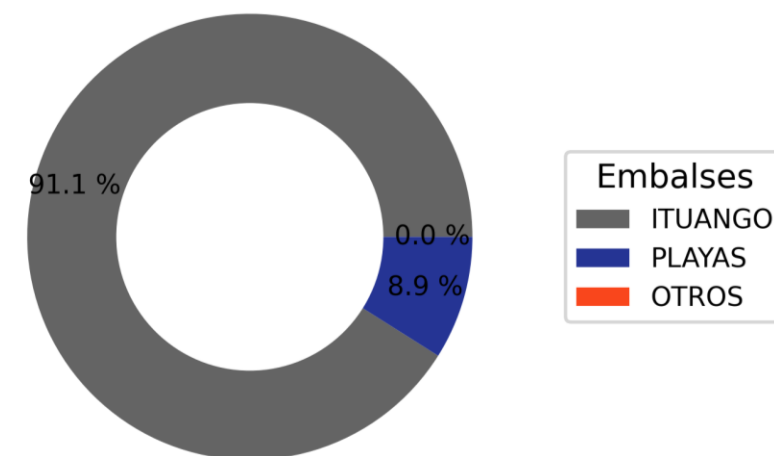
Reservas hídricas



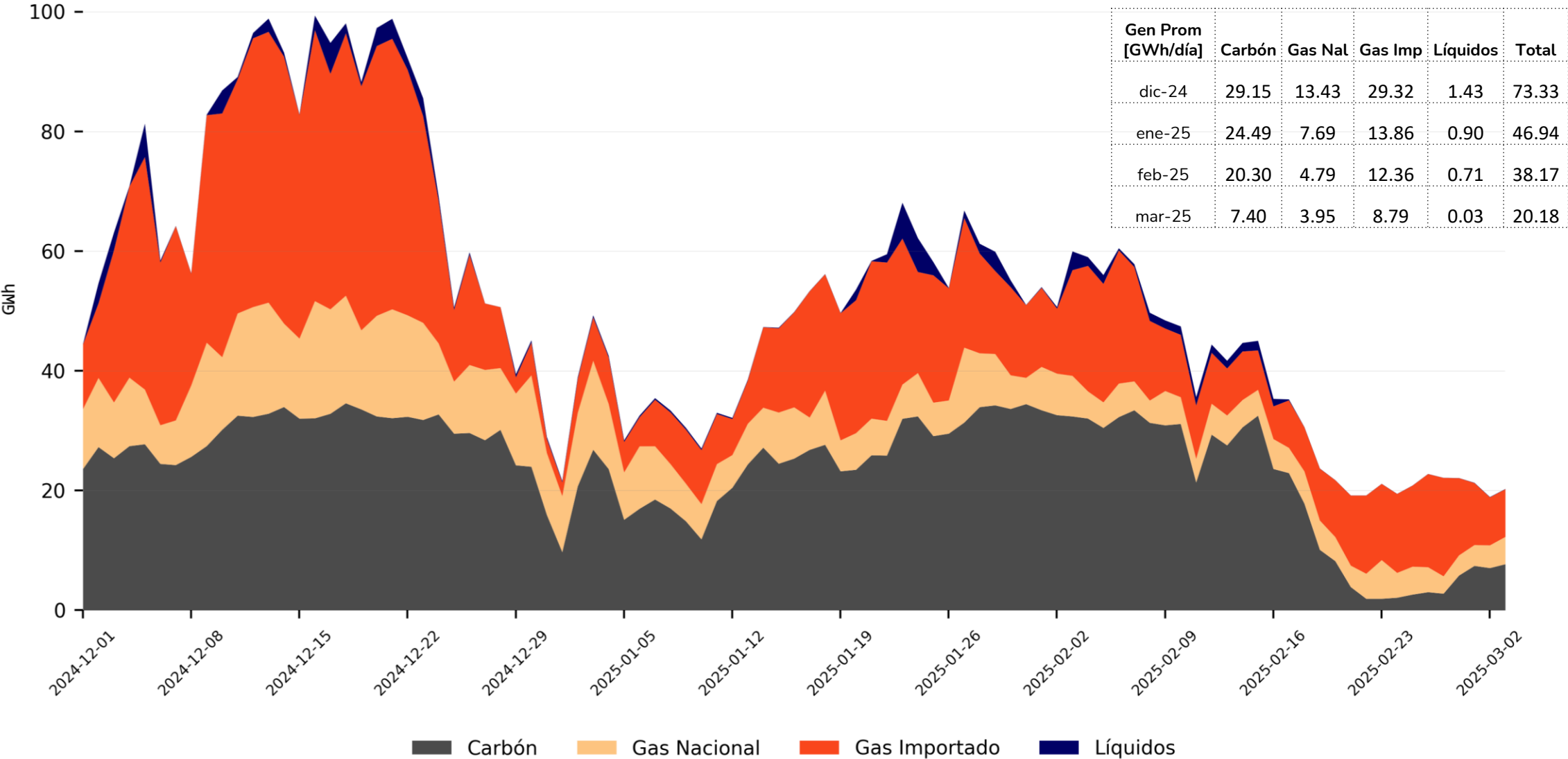
Vertimientos del SIN



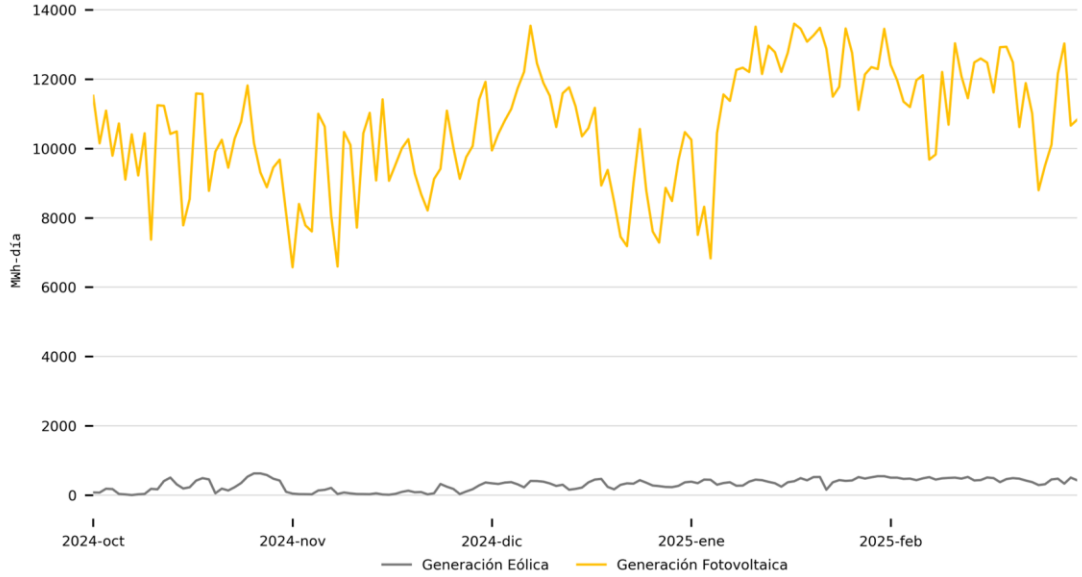
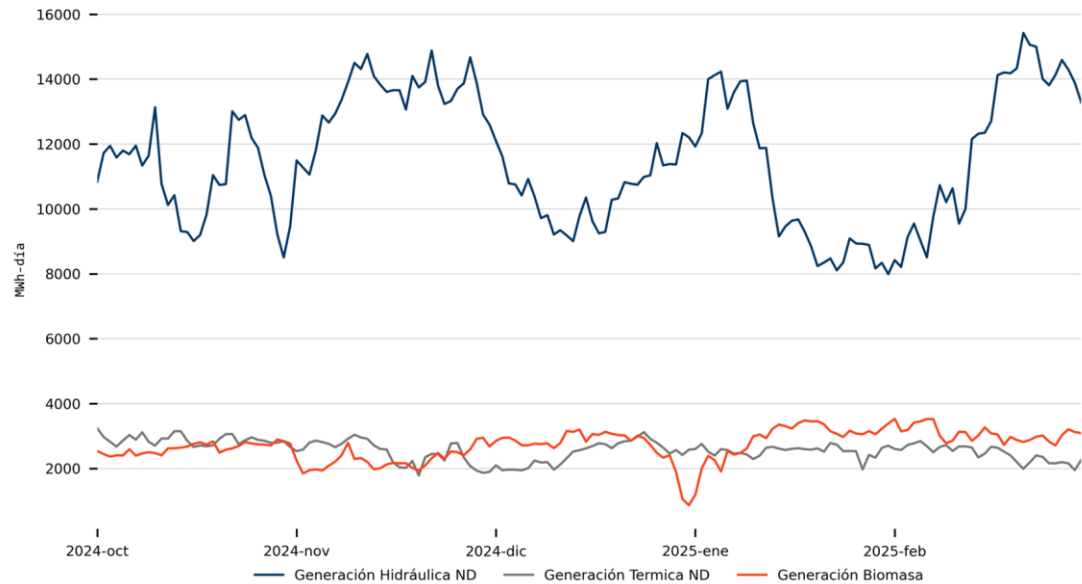
Participación vertimientos por embalse



Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Generación plantas menores y FERNC

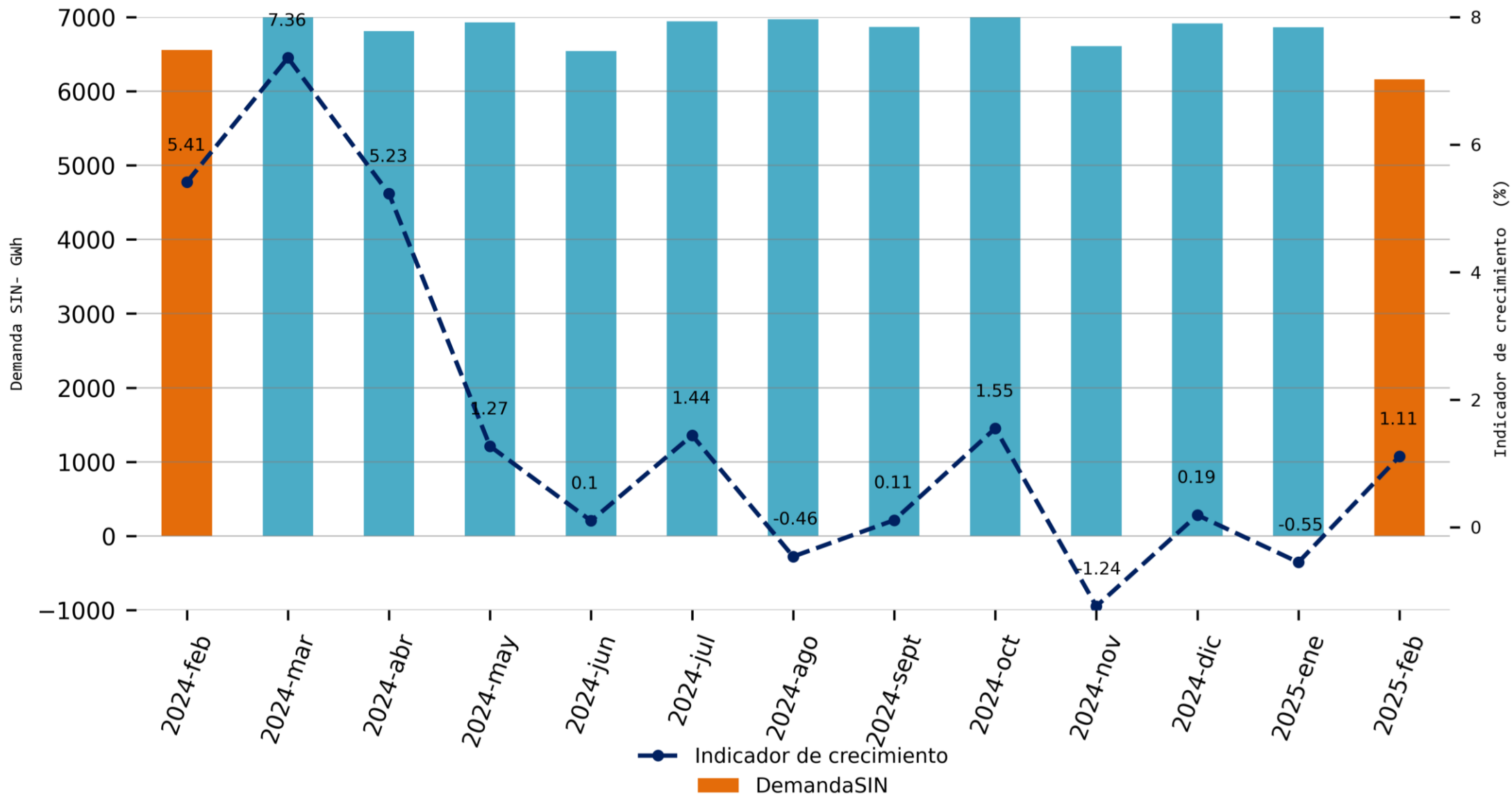


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
oct-24	10.95	2.88	2.62	16.46
nov-24	13.43	2.50	2.26	18.19
dic-24	10.57	2.44	2.77	15.78
ene-25	10.65	2.53	2.83	16.01
feb-25	11.79	2.50	3.08	17.37
mar-25	13.82	2.12	3.14	19.09

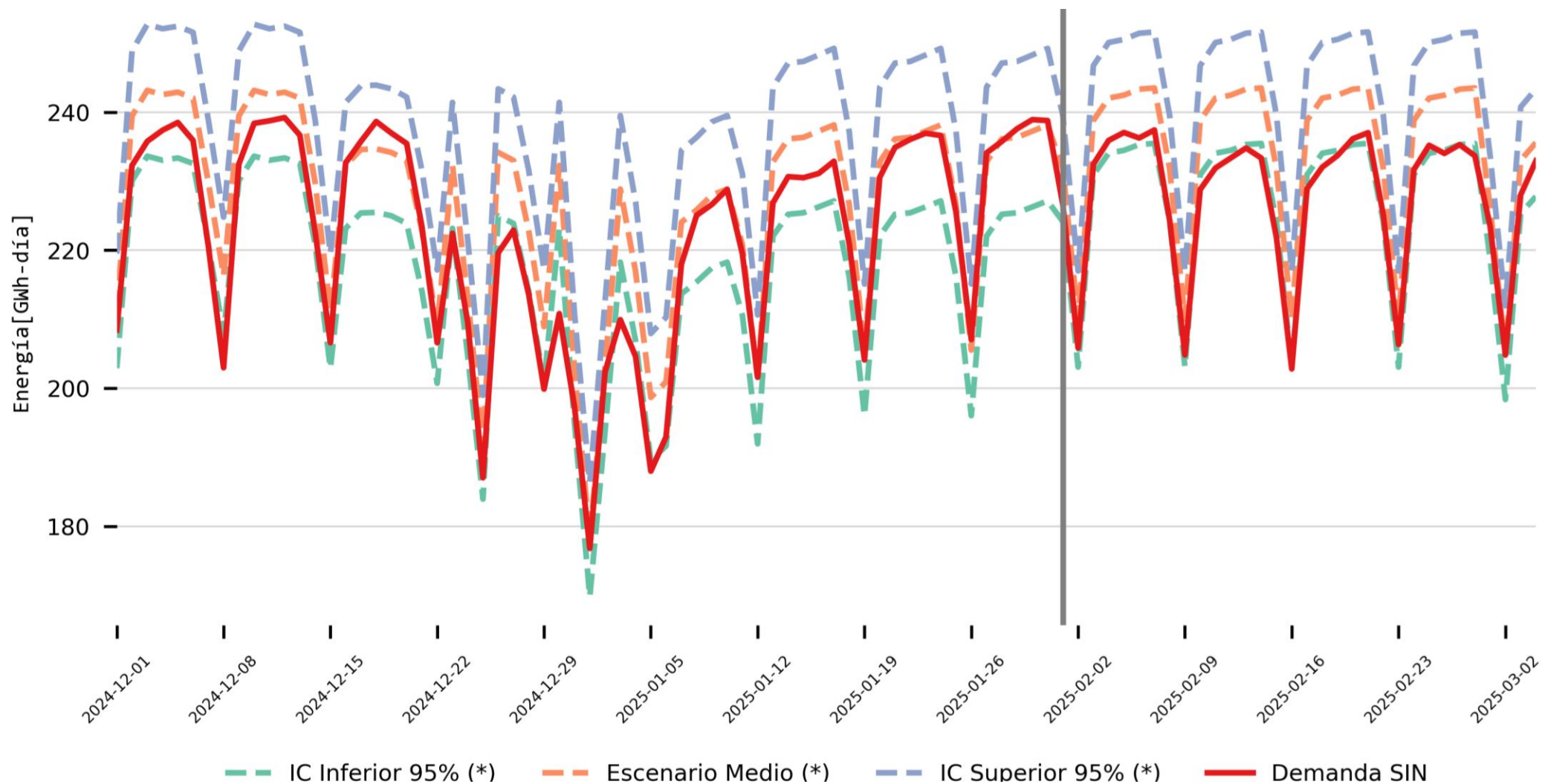
Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
oct-24	9.98	0.27	10.25
nov-24	9.40	0.09	9.49
dic-24	10.21	0.31	10.52
ene-25	11.84	0.40	12.24
feb-25	11.61	0.46	12.07
mar-25	11.51	0.42	11.93

Al 03 de marzo del 2025 se tienen 1,339.68 MW de Plantas solares en operación comercial y 689.54 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Seguimiento Diario Demanda



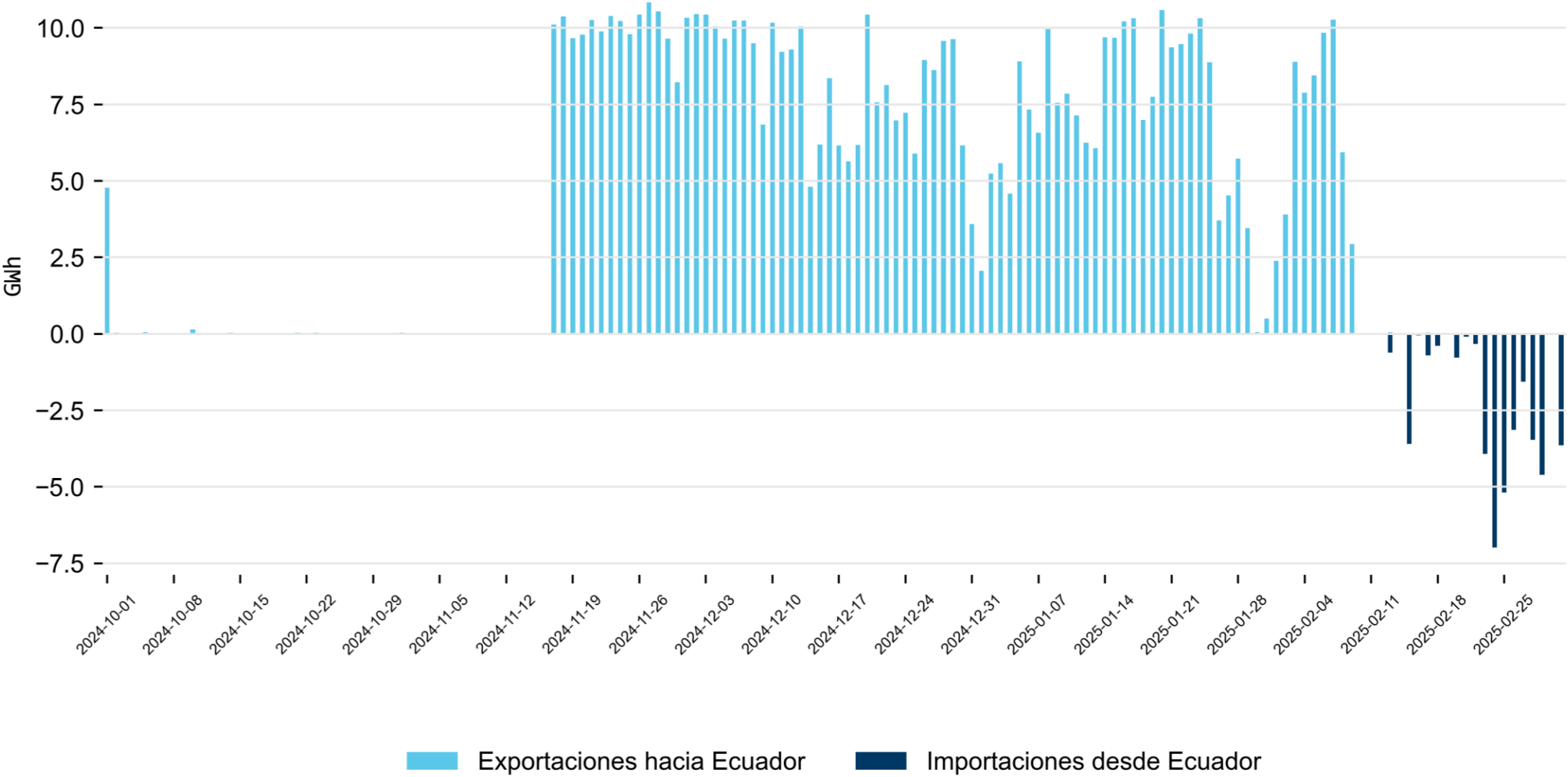
(*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND posteriores al 1 de febrero de 2025 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en febrero del 2025.

Información hasta el 2025-03-04

Información actualizada el 2025-03-06

Importaciones y exportaciones de energía

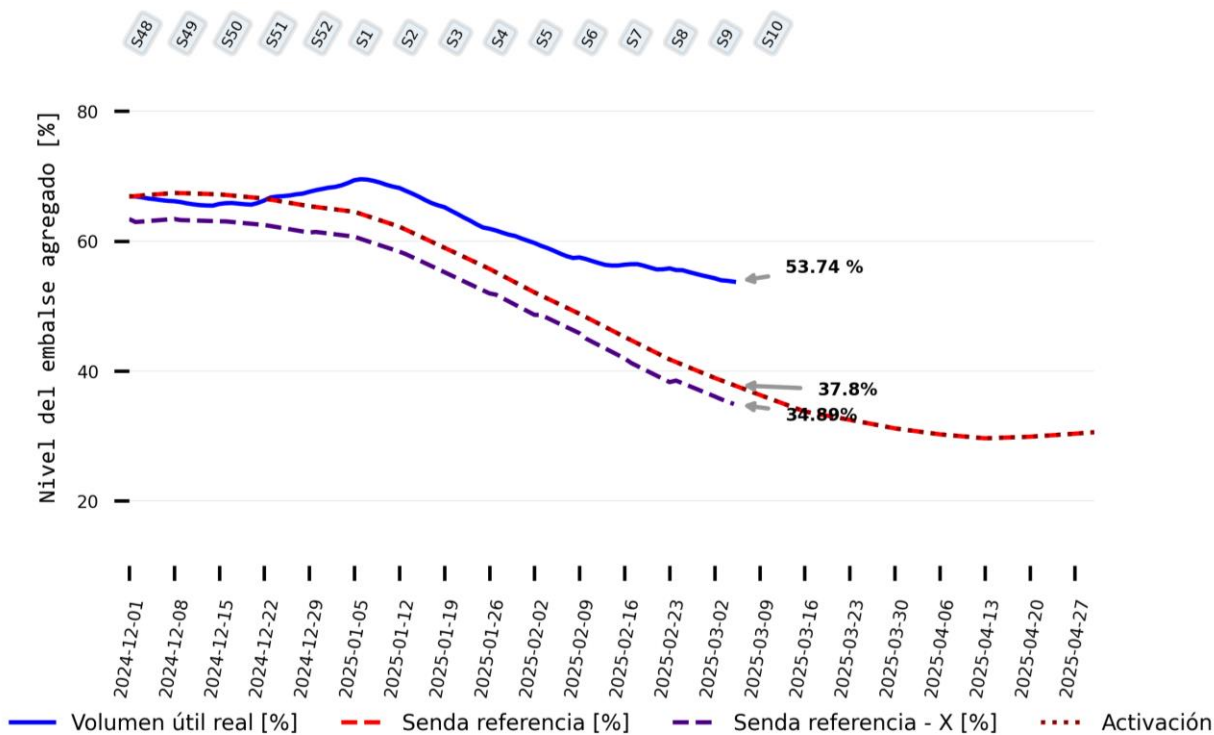


La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

+ + + + +

+ Seguimiento a la Senda de Referencia

Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



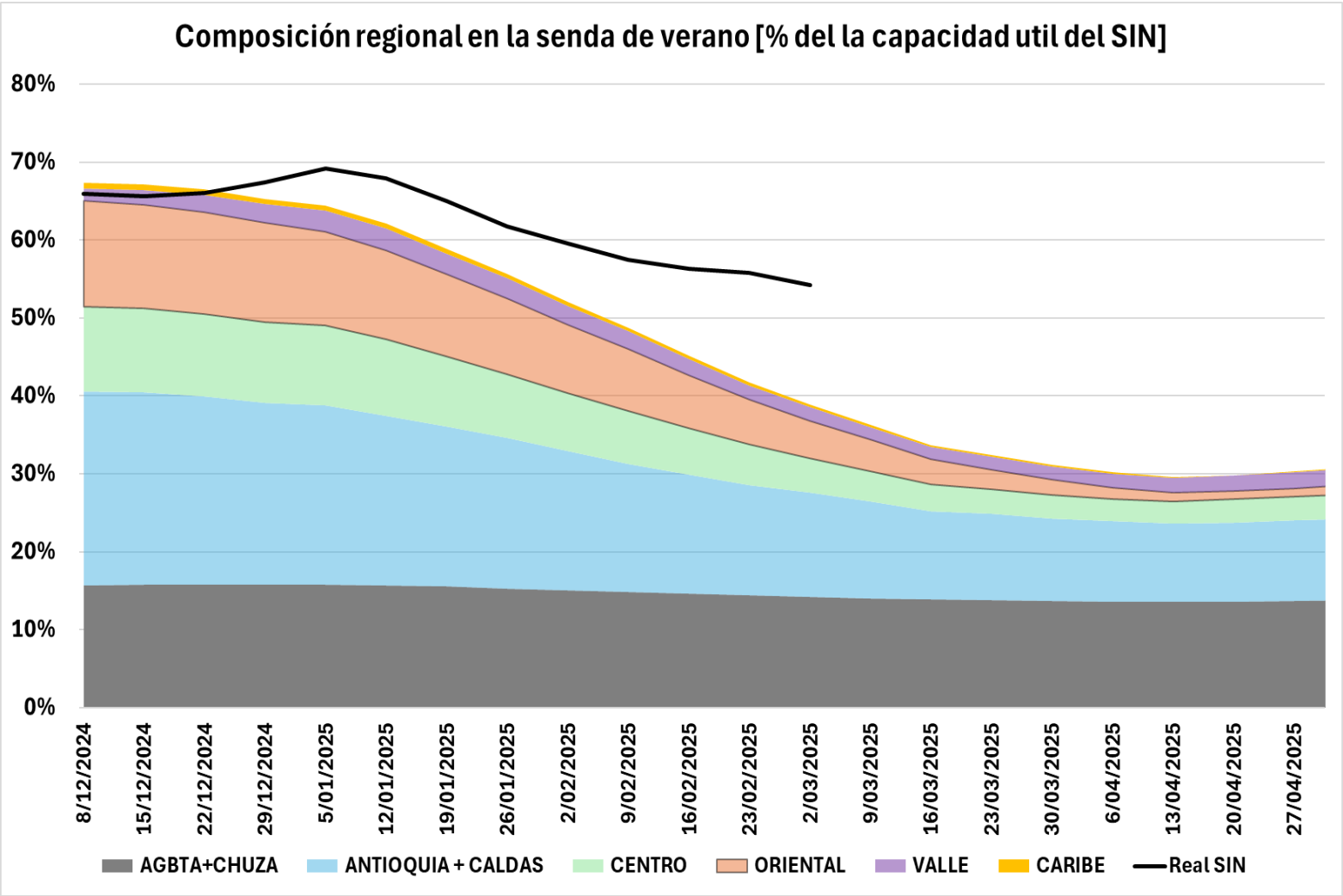
Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2025-02-15	45.74	56.23	10.49	-0.51	0
2025-02-16	45.23	56.35	11.12	-0.51	0.13
2025-02-17	44.74	56.44	11.7	-0.5	0.08
2025-02-18	44.24	56.44	12.2	-0.49	0
2025-02-19	43.75	56.2	12.45	-0.49	-0.24
2025-02-20	43.25	55.91	12.66	-0.5	-0.29
2025-02-21	42.76	55.63	12.87	-0.49	-0.28
2025-02-22	42.26	55.65	13.39	-0.5	0.02
2025-02-23	41.77	55.79	14.03	-0.5	0.14
2025-02-24	41.36	55.53	14.17	-0.41	-0.26
2025-02-25	40.95	55.51	14.56	-0.41	-0.02
2025-02-26	40.55	55.23	14.68	-0.41	-0.28
2025-02-27	40.14	54.97	14.83	-0.41	-0.25
2025-02-28	39.73	54.72	14.98	-0.41	-0.26
2025-03-01	39.33	54.5	15.17	-0.41	-0.22
2025-03-02	38.92	54.26	15.35	-0.41	-0.23
2025-03-03	38.55	53.96	15.41	-0.37	-0.31
2025-03-04	38.17	53.88	15.71	-0.37	-0.08
2025-03-05	37.8	53.74	15.94	-0.37	-0.14

Se presentan, en resolución semanal, las fechas para las cuales se calcula el valor de la X según la Resolución CREG 209 de 2020 y su equivalente al número de semana del año cargo.

Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	541.0	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1037.0	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

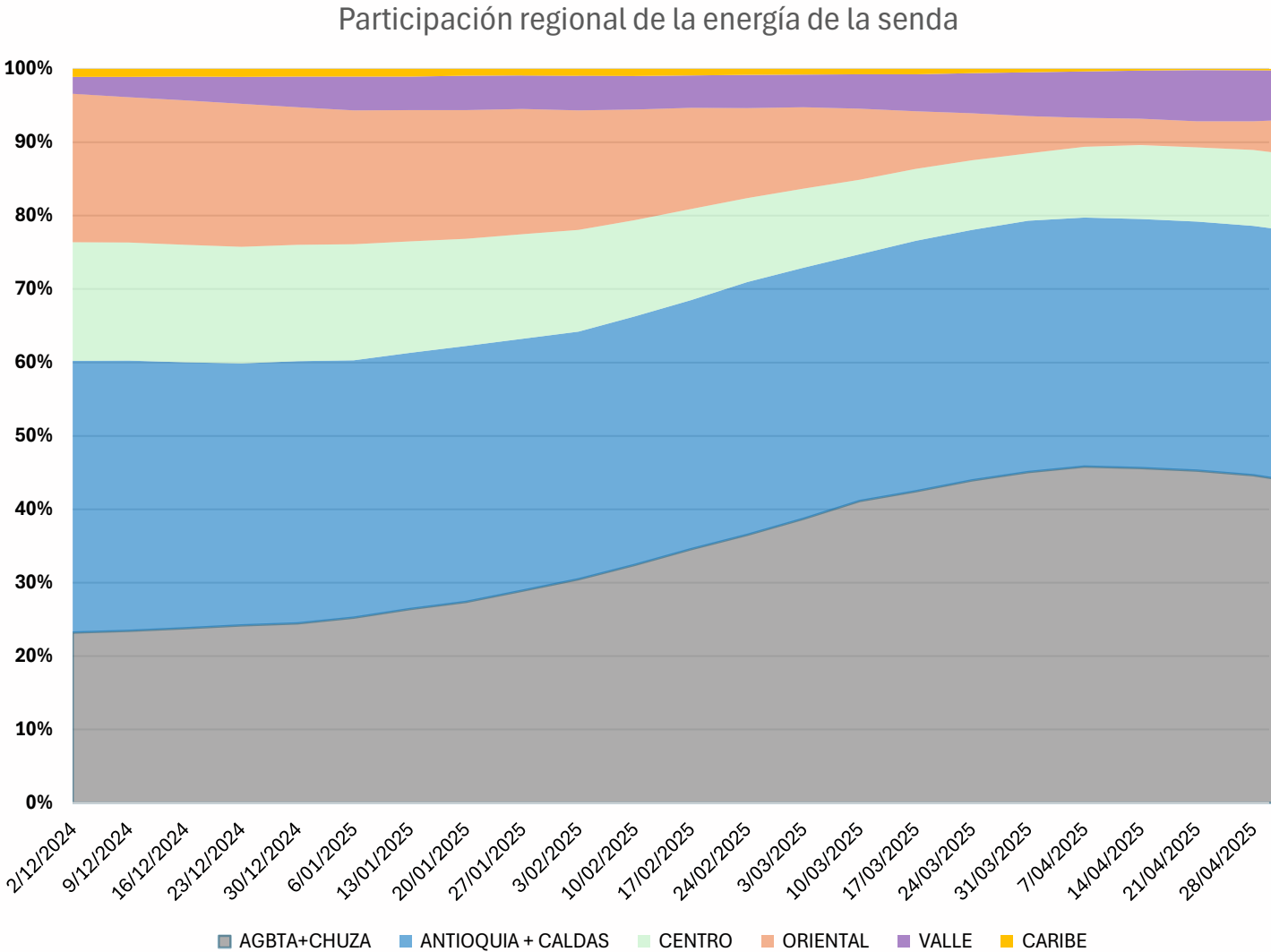
Total SIN	17188.9
-----------	---------



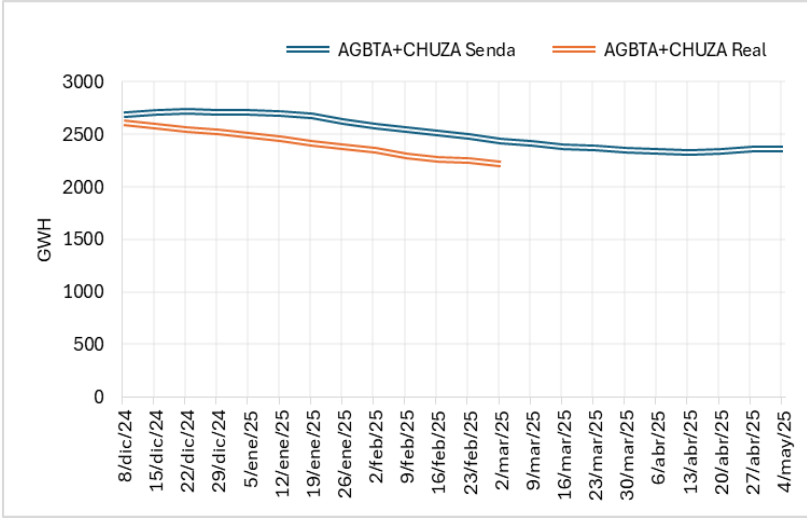
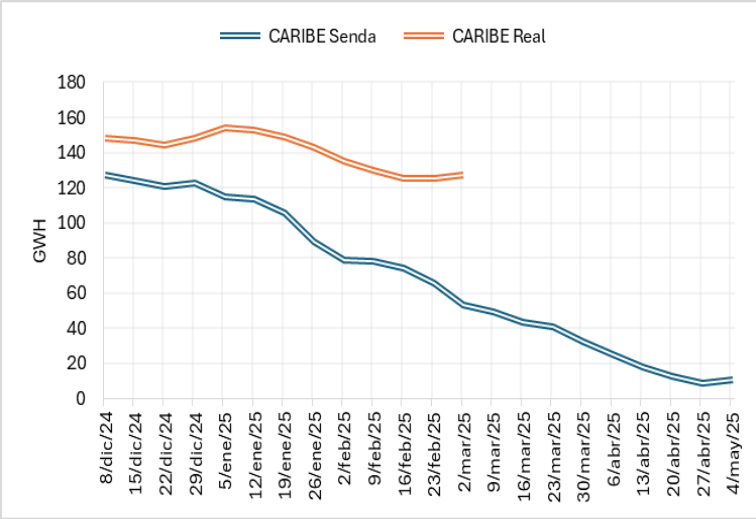
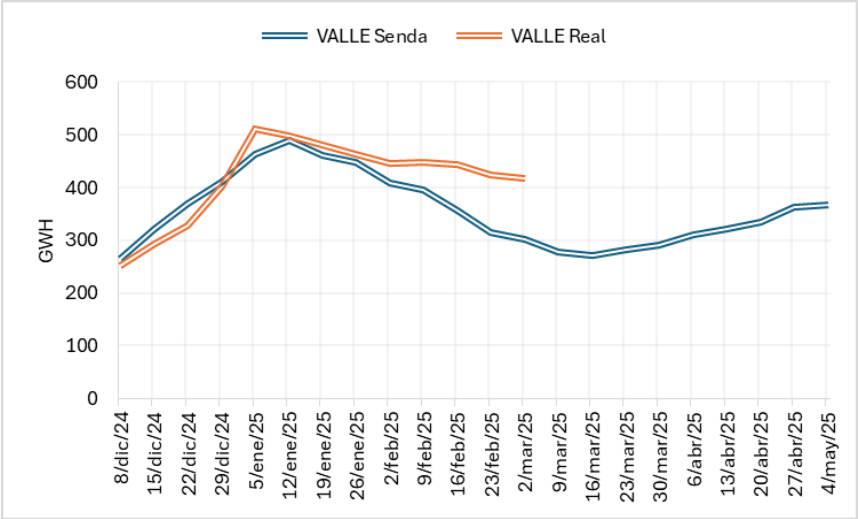
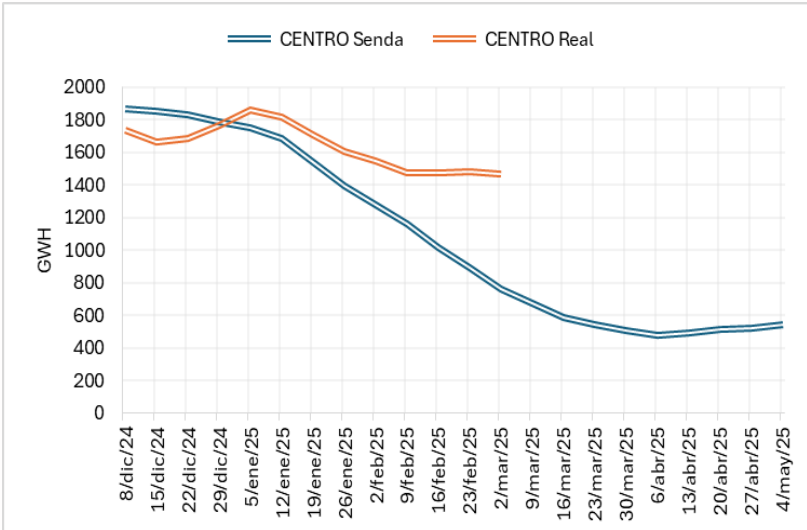
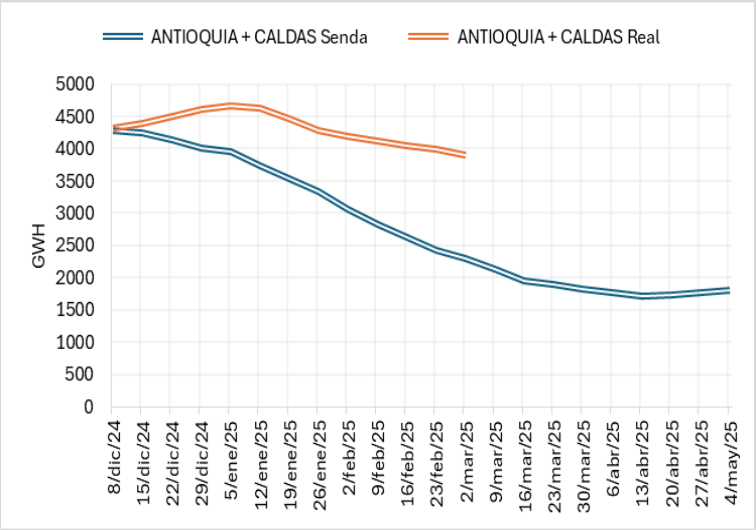
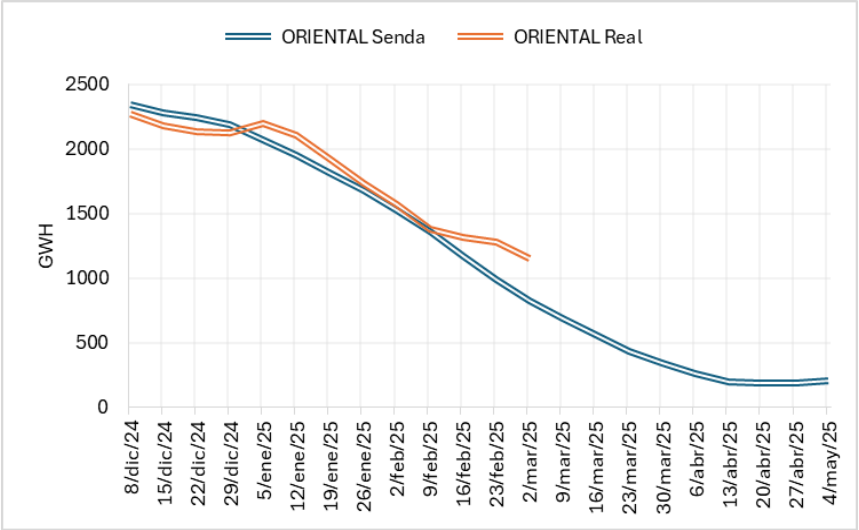
Análisis de la senda de verano 24/25

Región	Embalse	Capacidad Util Embalse [GWh]	Capacidad Util Region [GWh]
ANTIOQUIA + CALDAS	ITUANGO	65.9	6321.4
	MIRAFLORES	458.3	
	PENOL	4139.9	
	PLAYAS	94.6	
	PORCE II	122.5	
	PORCE III	112.1	
	PUNCHINA	65.5	
	RIOGRANDE2	541.0	
	SAN LORENZO	424.5	
	TRONERAS	64.2	
	AMANI	233.1	
CARIBE	URRA1	162.4	162.4
CENTRO	BETANIA	120.6	2382.4
	EL QUIMBO	1080.7	
	MUNA	54.9	
	PRADO	89.2	
	TOPOCORO	1037.0	
ORIENTAL	ESMERALDA	1124.7	2574.0
	GUAVIO	1449.3	
VALLE	ALTOANCHICAYA	37.1	785.4
	CALIMA1	219.0	
	SALVAJINA	529.4	
AGBTA+CHUZA	NEUSA	510.7	4963.3
	SISGA	410.9	
	TOMINE	3070.5	
	CHUZA	971.2	

Total SIN	17188.9
-----------	---------



Análisis de la senda de verano 24/25



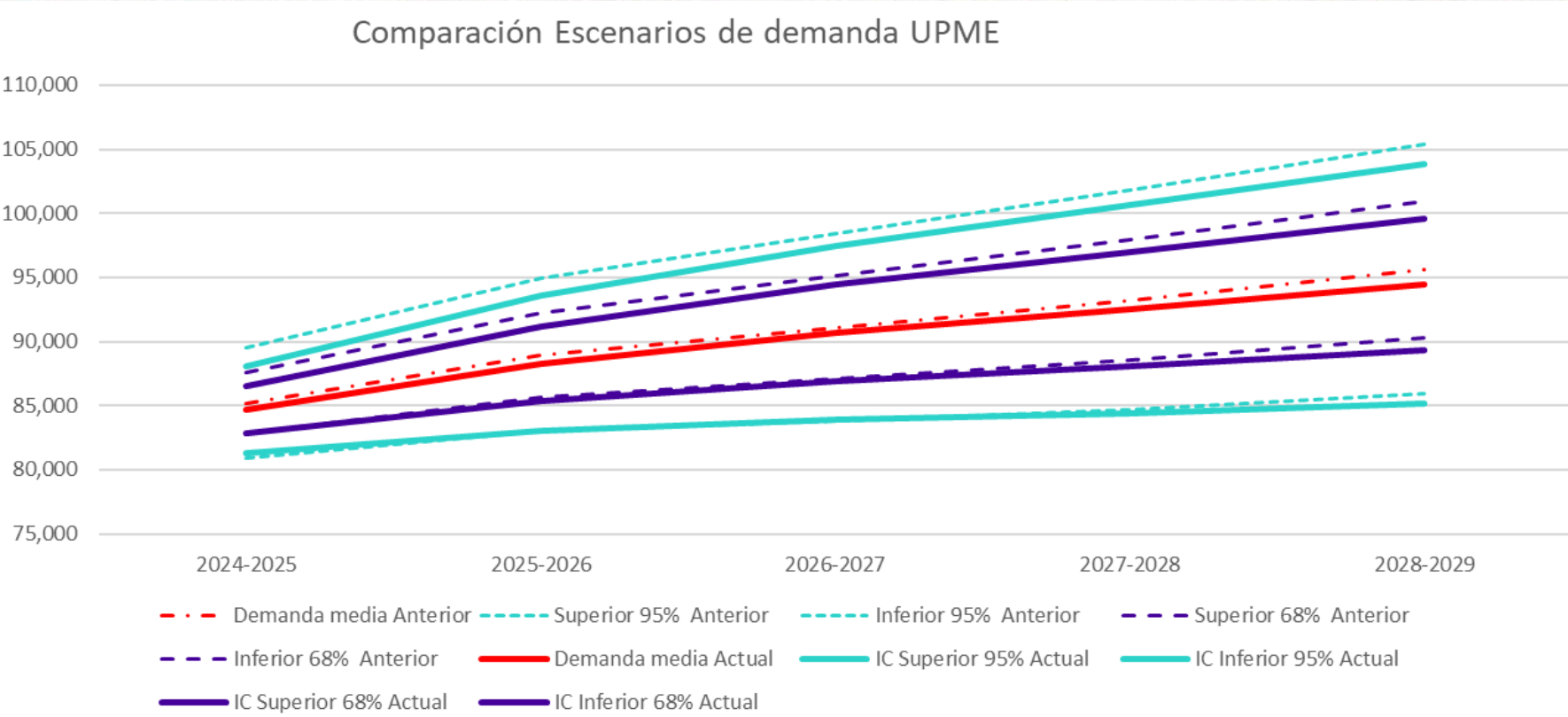


20 años
Hechos por Colombia

2. Expectativas Energéticas

Balance ENFICC

Escenarios de demanda UPME

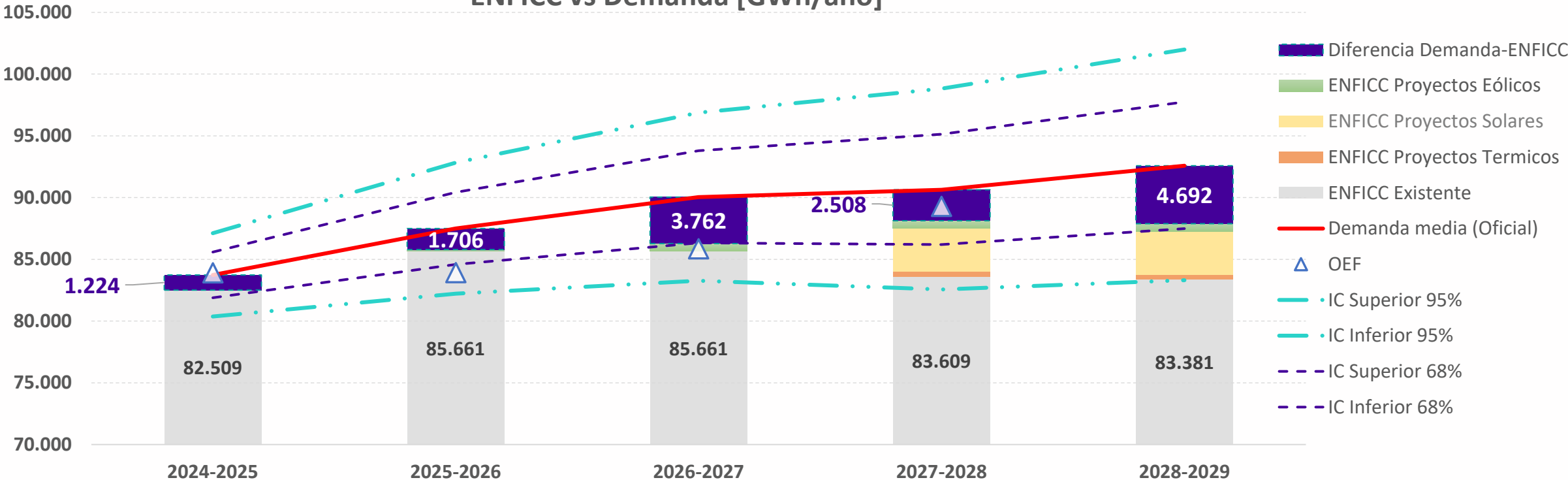


Vigencia	Esc. Demanda media				
	Actualización Feb/2025	Actualización Jul/2024	Actualización Feb/2024	Actualización Jul/2023	Actualización Oct/2022
2024-2025	84.654	85.194	88.083	84.615	86.504
2025-2026	88.289	88.939	91.665	86.247	88.832
2026-2027	90.662	91.097	93.600	88.039	91.186
2027-2028	92.508	93.217	96.419	90.859	94.230
2028-2029	94.447	95.582	98.435	93.041	96.603

*Cifras en GWh

Balance ENFICC-Demanda

ENFICC vs Demanda [GWh/año]



Vigencia	Diferencia Demanda-ENFICC [GWh/año] Actual	Diferencia Demanda -ENFICC [GWh/año] Anterior
2024-2025	1,224	1,764
2025-2026	1,706	2,356
2026-2027	3,762	4,197
2027-2028	2,508	3,218
2028-2029	4,692	5,828

Balance ENFICC – Demanda 2025

❖ Se observa que, aún con el nuevo escenario de **demanda medio** proyectado por la UPME, para la actual y futuras vigencias del cargo por confiabilidad, a la fecha **el sistema no cuenta con la ENFICC suficiente** para cubrir la demanda de energía proyectada, de acuerdo con los siguientes valores:

Vigencia	Diferencia Demanda-ENFICC [GWh/año]
2024-2025	1,224
2025-2026	1,706
2026-2027	3,762
2027-2028	2,508
2028-2029	4,692

❖ A la fecha, para **la vigencia 2028-2029** aun no ha sido asignada las Obligaciones de Energía Firme – OEF, si bien, en la agenda regulatoria se indica una subasta en 2025, se requiere **prioridad** a la misma, dadas las **señales de inversión requeridas en el sector para garantizar la suficiencia para los siguientes años.**

Restricciones operativas plantas hidráulicas

❖ **Central CHIVOR:** Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción, reportado por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023.

Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2024	31/05/2025
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2025	31/05/2026
Vaciado de conducción Chivor II (salida de Unidades 5,6,7 y 8)	24/10/2026	31/05/2027

❖ **Restricción del embalse y unidades de GUAVIO:** debido a mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de septiembre de 2024.

Adicionalmente las siguientes indisponibilidades durante el mes de junio 2025, donde sale toda la planta desde el 2 hasta el 17 de junio:

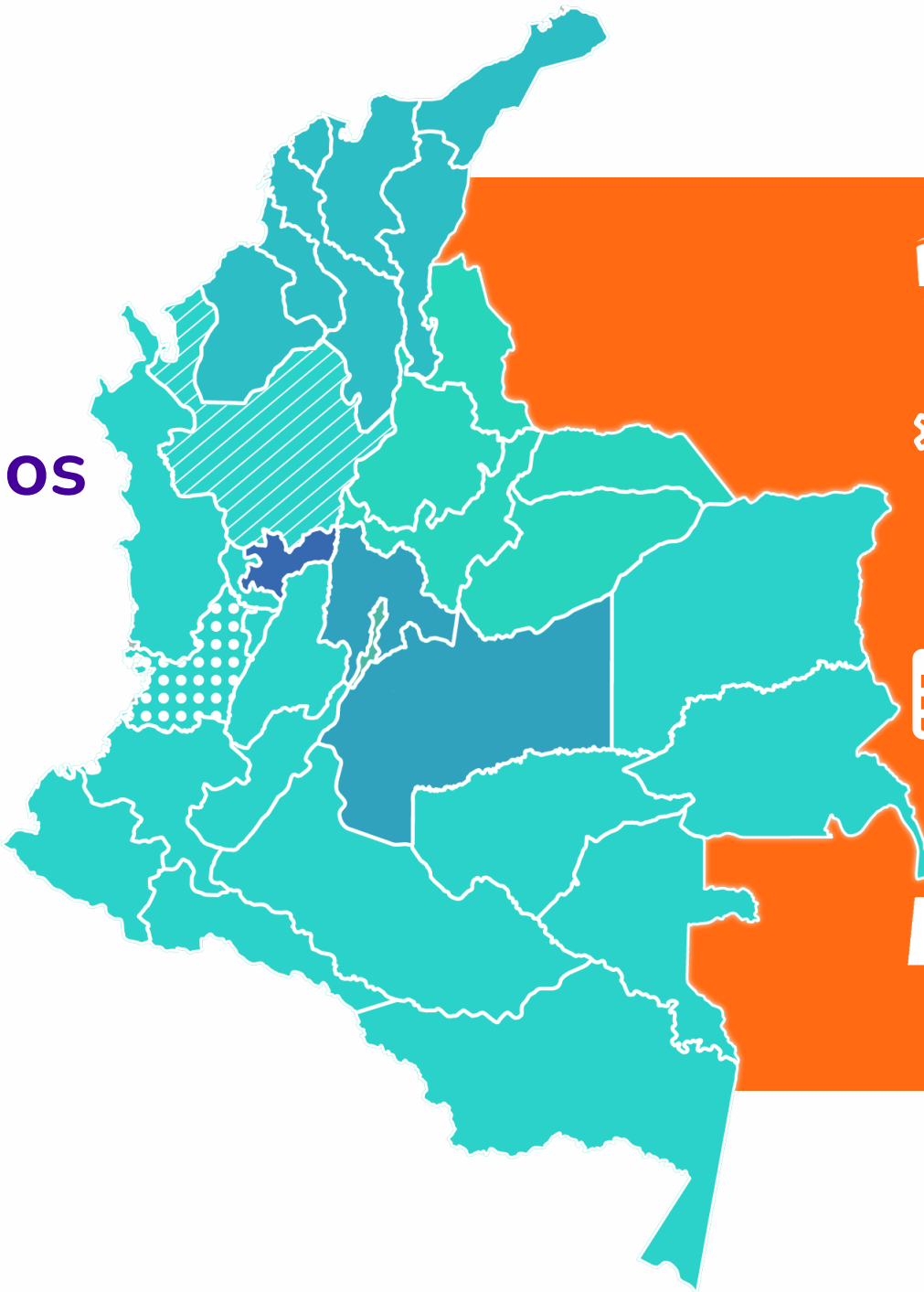
Mantenimiento	Fecha Inicio	Fecha Fin
Guavio 1 y Guavio 5	02/062025 7:00	17/06/2025 17:00
Guavio 2 y Guavio 3	02/062025 7:00	24/06/2025 23:59
Guavio 4	02/062025 7:00	01/07/2025 17:00

Restricciones operativas plantas hidráulicas

- ❖ **Situación operativa Embalse MIRAFLORES:** Trabajos de mantenimiento y ejecución de las obras de adecuación de la captación y la actualización de los equipos del pozo de la compuerta de emergencia y de la descarga de fondo (válvula de cono y válvula de admisión) de la Presa Miraflores, desde abril de 2024.
- ✓ Primera fecha de finalización informada 31/01/2025, Nueva fecha informada para el 15-Abr-2025.
- ❖ **Restricción del embalse ITUANGO:** Reportado por EPM en comunicación del 25 de septiembre de 2024.

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 del Embalse
Marzo 02 – 54.26%



Intercambios Internacionales
No se consideran



Mantenimientos de Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte



Costos de racionamiento
Último umbral UPME para febrero 2025



Parámetros del SIN PARATEC. Heat rate + 15% plantas a gas



Información de combustibles
Precios: Reportados por UPME (Act. Oct/2023)
Disponibilidad: No se considera limitación



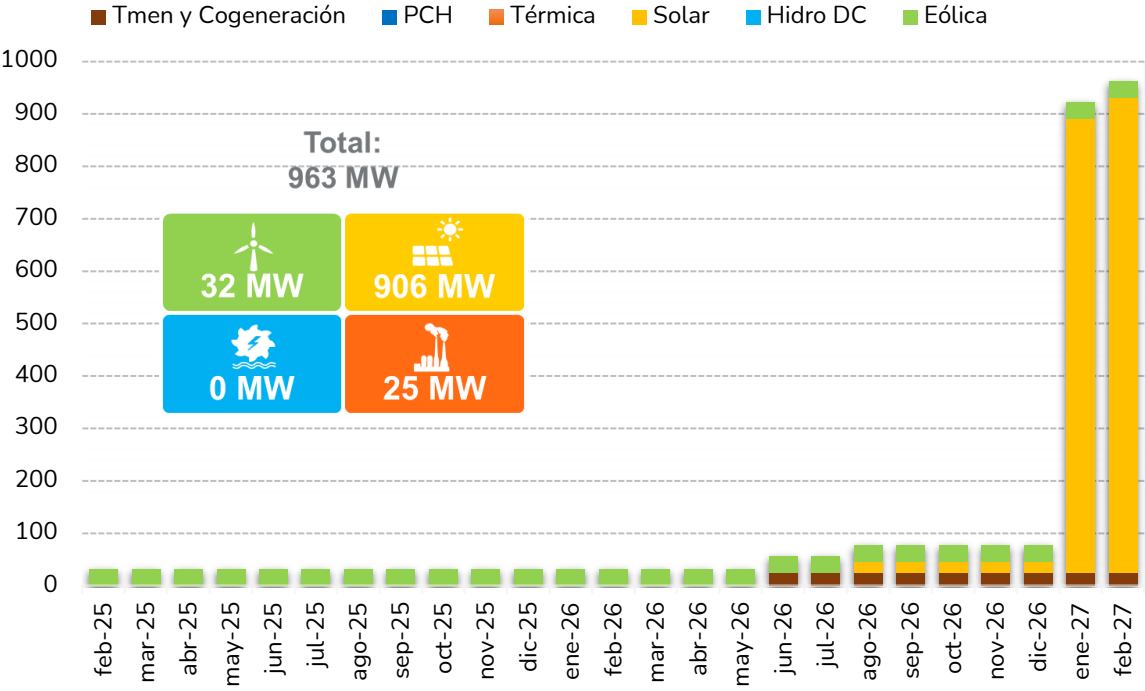
Embalses
Desbalances de 7.49 GWh/día promedio
Se incluye Restricción CAR sistémica



Expansión de generación
Proyectos con OEF atrasados 1 año en su FPO

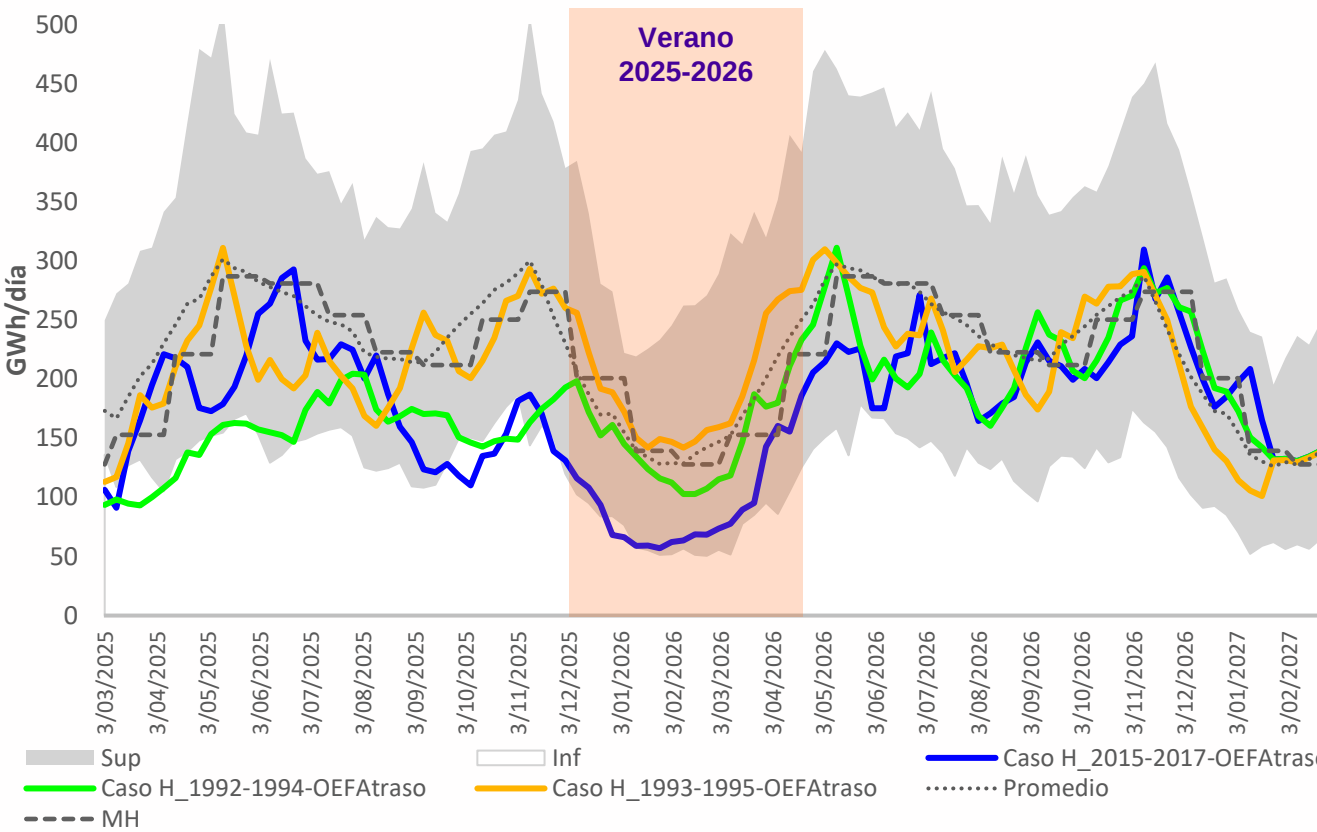
Datos de entrada y supuestos considerados

Expansión de la Generación (MW)



- Los Proyectos Guajira 1 (19.9 MW) y Wesp01 (12MW) son considerados en las simulaciones, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

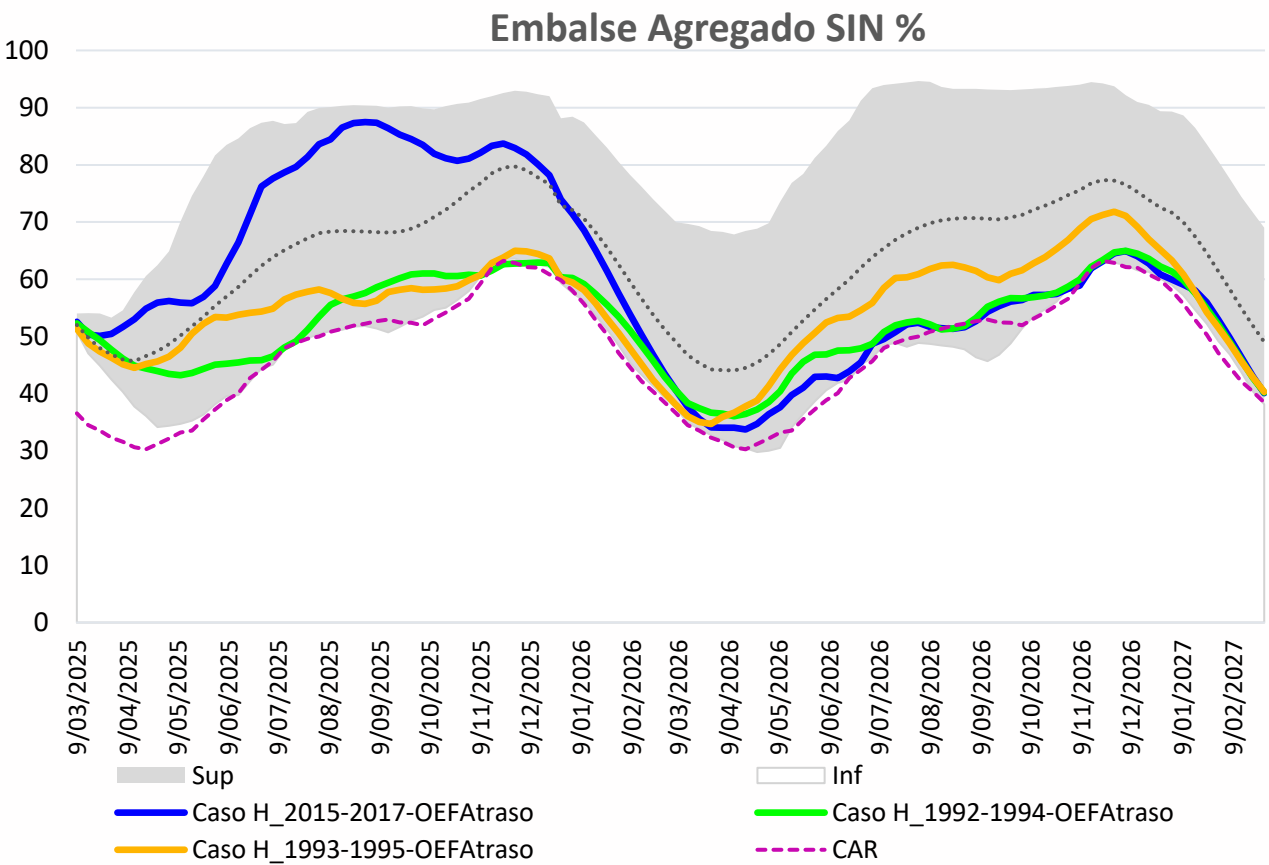
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Aportes % Media Histórica

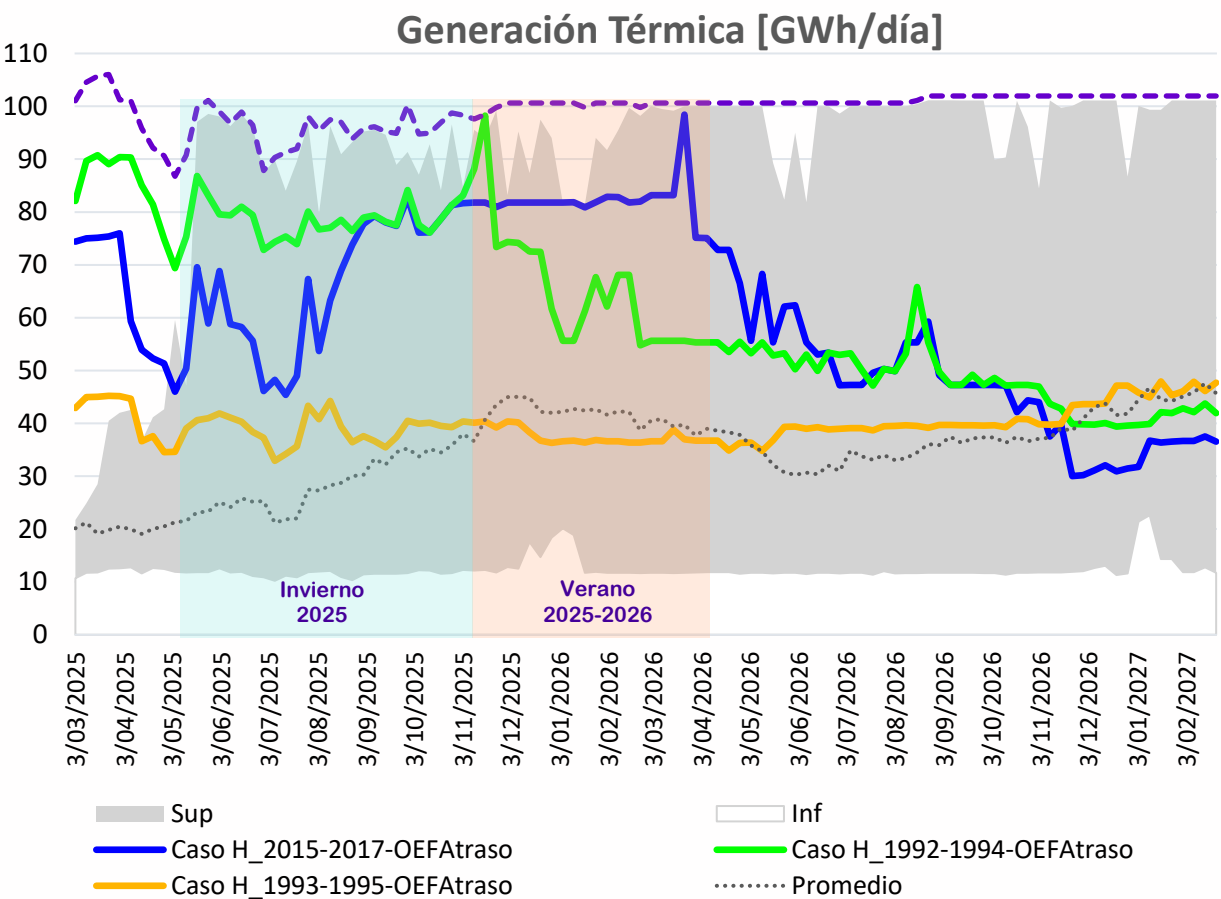
Hidr	2025 %MH										2026 %MH											
	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1993-1995	82.8	93.9	100.0	81.2	95.0	85.8	112.5	89.3	104.2	117.2	108.2	110.3	109.9	120.5	110.5	99.6	105.7	107.8	97.6	106.7	103.0	88.1
1992-1994	55.8	52.0	55.4	56.8	84.7	91.8	84.2	61.2	61.9	88.8	93.4	80.7	82.8	93.9	100.0	81.2	95.0	85.8	112.5	89.3	104.2	117.2
2015-2017	74.5	89.0	61.9	95.9	87.9	88.2	62.3	50.5	62.9	48.4	43.7	48.1	49.3	70.5	76.9	70.4	88.9	76.9	102.0	83.3	98.8	108.8

Resultados Determinísticos

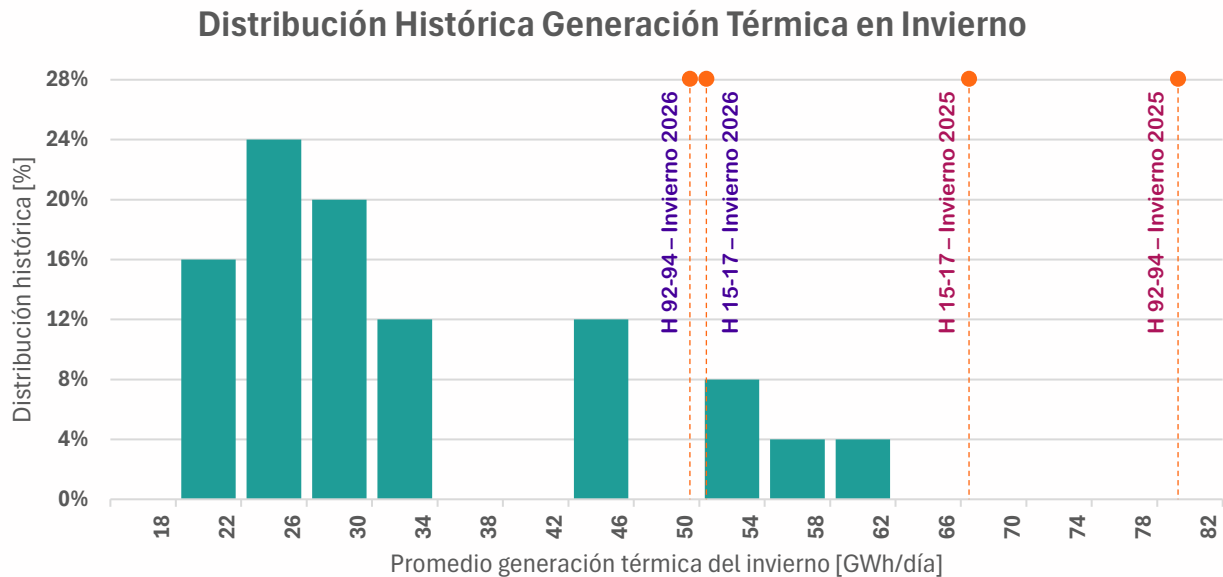
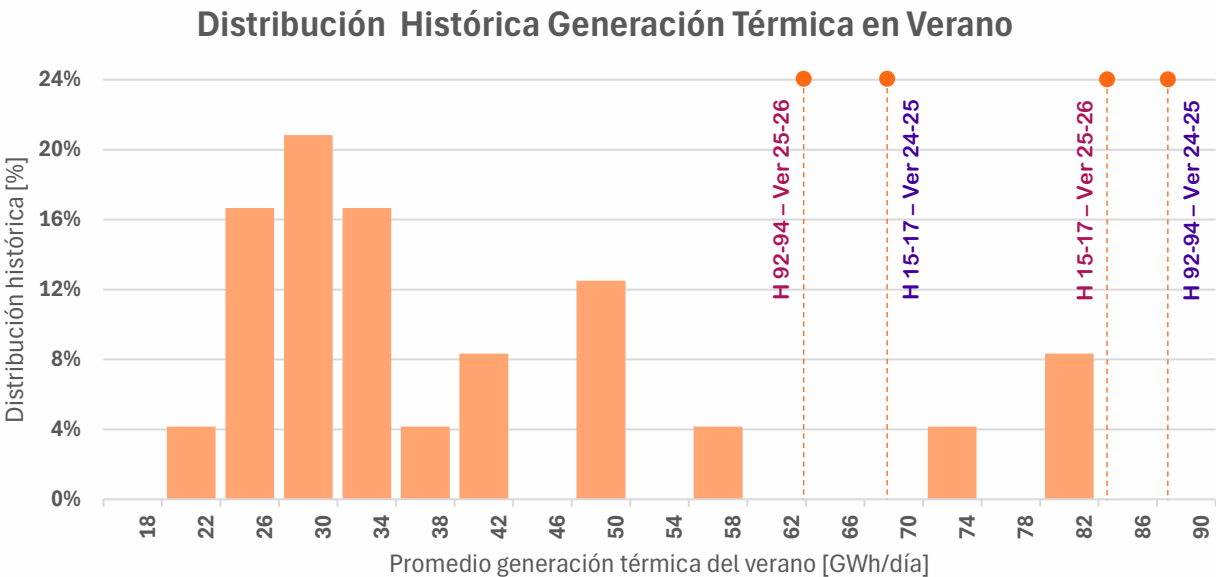
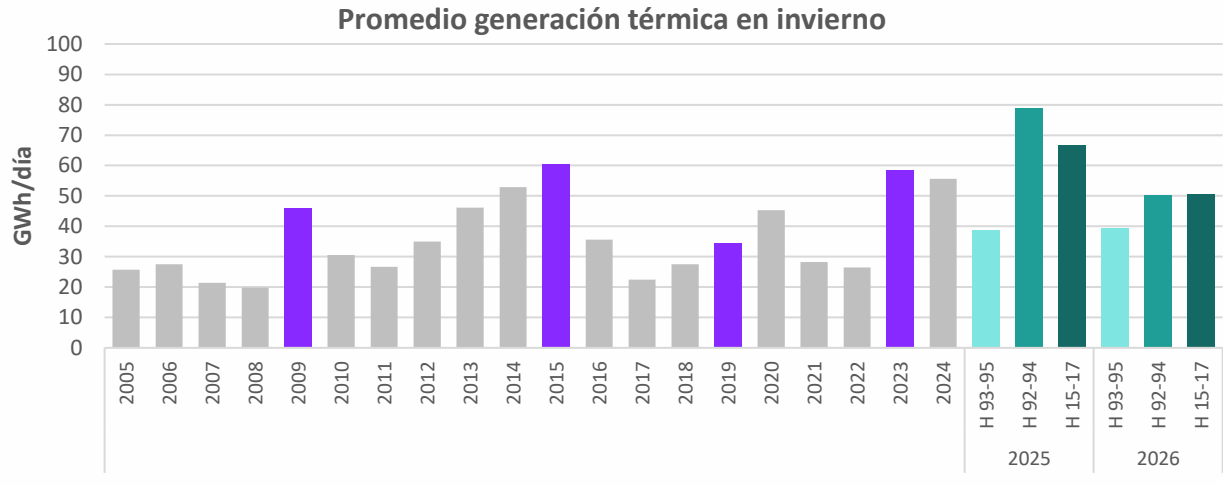
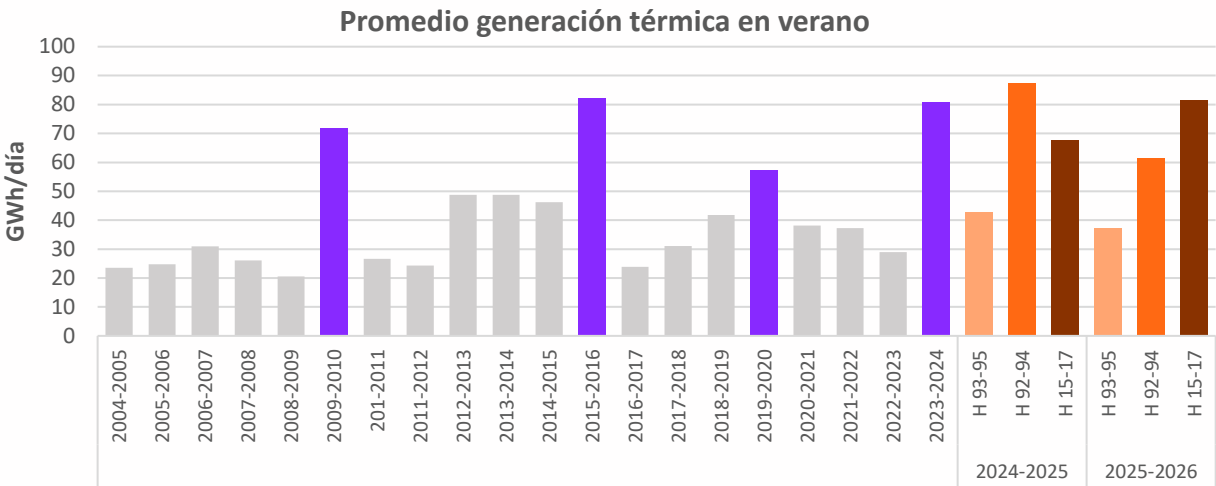


Mes	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2015-2017	75.0	60.4	55.2	60.4	47.2	65.4	78.1	79.0	81.6
1992-1994	87.9	86.8	77.9	79.8	74.1	77.7	78.5	79.6	85.7
1993-1995	44.5	41.0	38.0	40.4	35.0	40.8	36.8	39.9	40.0
Promedio Estocástico	20.1	19.9	22.0	25.1	22.6	28.3	32.6	34.9	39.7

El sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos



Resultados Determinísticos



Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Dada la incertidumbre climática y considerando los resultados obtenidos, donde se observa que el sistema **requiere anticiparse desde la estación de invierno previa a la estación de verano** para lograr afrontar una posible hidrología deficitaria, exigiendo de manera prolongada la **participación del parque térmico** para garantizar la atención de la demanda cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos, es necesario **garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles fósiles requeridos para la generación térmica** como carbón, gas y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda. De manera particular de presentarse condiciones deficitarias en hidrología similar a la presentada en 2015-2016 se requerirá generación térmica de manera intensiva.
- ❖ **La entrada en operación de los proyectos de generación**, es un supuesto relevante en los análisis realizados, de presentarse atrasos adicionales en la puesta en operación de la expansión, **podrían generarse riesgos para la atención de la demanda con los índices de confiabilidad establecidos.**

A glass globe containing a green leaf, resting on a bed of moss. The globe is covered in water droplets, and the background is a blurred green forest.

3. *Situaciones Operativas*



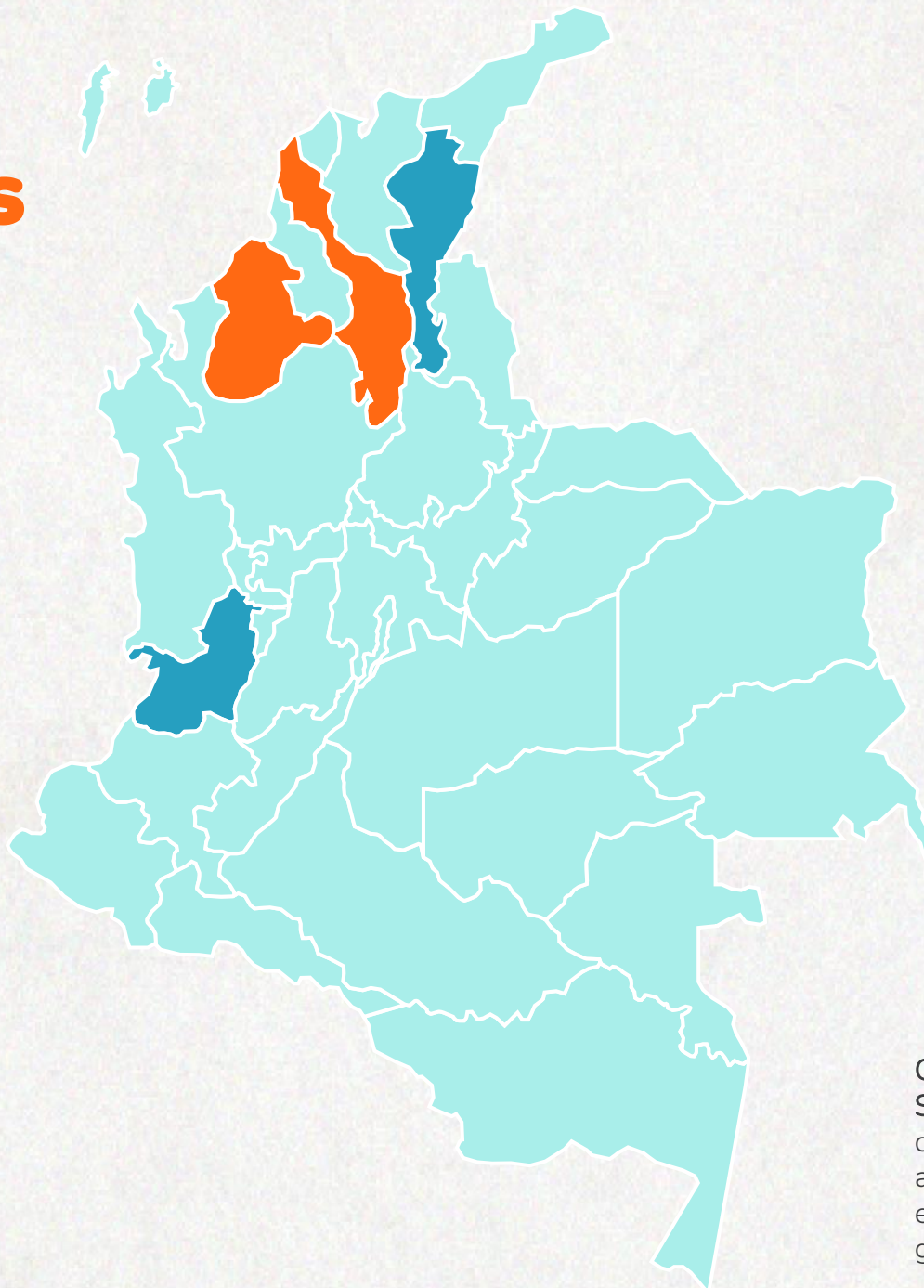
20 años
Hechos por Colombia

Cargabilidades de equipos del SIN

Cargabilidades Activos

Enero 2025

Se evidenciaron **cuatro activos** que presentaron operación durante el mes de enero con **seis situaciones** en las que los valores de cargabilidad superaron el 95% de su capacidad nominal. Estas situaciones se asociaron, en su mayoría, a desviaciones respecto al pronóstico de demanda entregado por los OR's, y una de ellas estuvo relacionada con un cambio de combustible no programado.



Transformadores

2

Valledupar 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV
 San Marcos 2 450 MVA 500/230/34.5 kV

Subárea GCM	Cantidad
Desviación respecto a pronóstico de demanda entregado por OR	2
Subárea Valle	Cantidad
Cambio de generación	1

Líneas

2

Cartagena - Zaragocilla 1 66 kV
 Chinu - Since 1 110 kV

Subárea Córdoba – Sucre	Cantidad
Desviación respecto a pronóstico de demanda entregado por OR	3

Gestión de parte del CND

Solicitar a los agentes vigilar y monitorear la cargabilidad de los activos, con el fin de tomar acciones en caso de superar el límite nominal. Para en el caso del cambio de combustible ajustar la generación de los recursos del área.

Transformadores Tebesa 1, 2 y 5 100 MVA 220/110/13.8 kV

En el mes de **diciembre** del 2024 y **febrero** del 2025, se han observado altas desviaciones demanda en la *Subárea Atlántico* en estado estacionario, las cuales se han materializado en **altas cargabilidades de los transformadores en el lado de alta tensión en el mes de diciembre.**

Cargabilidades [%] de los devanados de alta tensión de los Transformadores Tebsa 1, 2 y 5 100 MVA 220/110/13.8 kV



Las acciones realizadas por parte del CND para controlar las cargabilidades de los activos se ejecutaron realizando modificaciones de generación en la zona.



Se **eliminan** restricciones asociadas a estos transformadores con el proyecto **Nueva Río 220/ 110 kV**

Instalación de dos transformadores de 220/110/34.5 kV con capacidad de 150 MVA.

Fecha de entrada: 31/12/2025

Condición operativa +

Principales riesgos operativos

Atlántico

Agotamiento de la capacidad de transformación 220/115 derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (El Rio 220/110 kV).

Riesgo de DNA en la sub área atlántico (Barranquilla).

Dependencia de la generación de Tebsa, Baranquillas, Flores I y Flores IV.

Córdoba - Sucre

Agotamiento de red derivado del crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión (Toluviejo 220/110 kV).

Riesgo de DNA en Magangué 110 kV, Mompox 110 kV, San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

Red DISPAC – Chocó.

Baja tensión en los nodos a 115 kV, ante contingencia sencilla o indisponibilidad de un circuito Virginia – Cértegui – Huapango.

Riesgo de DNA en el departamento de Chocó.

Cauca - Nariño.

Baja tensión en los nodos a 115 kV del corredor Panamericana – Jardínera - Junín - Bucheli 115 kV.

Limita la capacidad de exportación a Ecuador.

Riegos de DNA en Junin, Bucheli y Panamericana

Subárea GCM

Agotamiento de red y susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

Riesgo de DNA en todo GCM

Dependencia de la generación de Termo Guajira.

Subárea Bolívar.

Agotamiento de red debido al crecimiento de la demanda y agotamiento de la red de transmisión (red de Cartagena 66 kV).

Riego de DNA en Cartagena,

Sub área norte de Santander

Máxima a capacidad de importación por el crecimiento de la demanda, limitación a la capacidad de exportación a Venezuela por el enlace San Mateo – Corozo 230 kV.

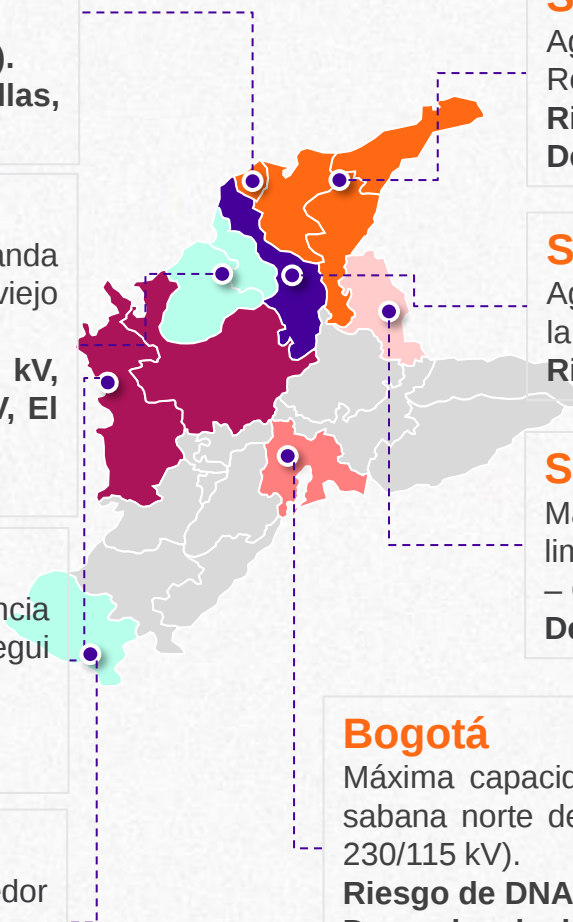
Dependencia de la generación de Paipa y Tasajero.

Bogotá

Máxima capacidad de importación por el crecimiento de la demanda en la sabana norte de Bogotá y la no entrada de proyectos de expansión (Norte 230/115 kV).

Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá

Dependencia de la generación de Zipas.





Niveles de Cortocircuito en el SIN

Máximos niveles de cortocircuito identificados en la programación del despacho en el año 2024 y el transcurso del 2025

Subestación	Corriente máxima [%]	Número de periodos donde se superó el 90% de la capacidad nominal
Las Flores 110 kV	100.76	2778
Oasis 110 kV	99.43	2820
Paipa 115 kV	96.05	332
Silencio 110 kV	90.73	18
Guatapé 220 kV	90.60	3
Flores 220 kV	90.13	7

*Corrientes calculadas considerando casos reales del despacho y método completo.

Medidas operativas



20 años
Hechos por Colombia

Mitigar restricciones eléctricas de nivel de cortocircuito

Apertura del seccionamiento de barras en Termoflores 110kV y apertura de la línea Las Flores – El Río 110 kV cuando se tienen altos valores de cortocircuito

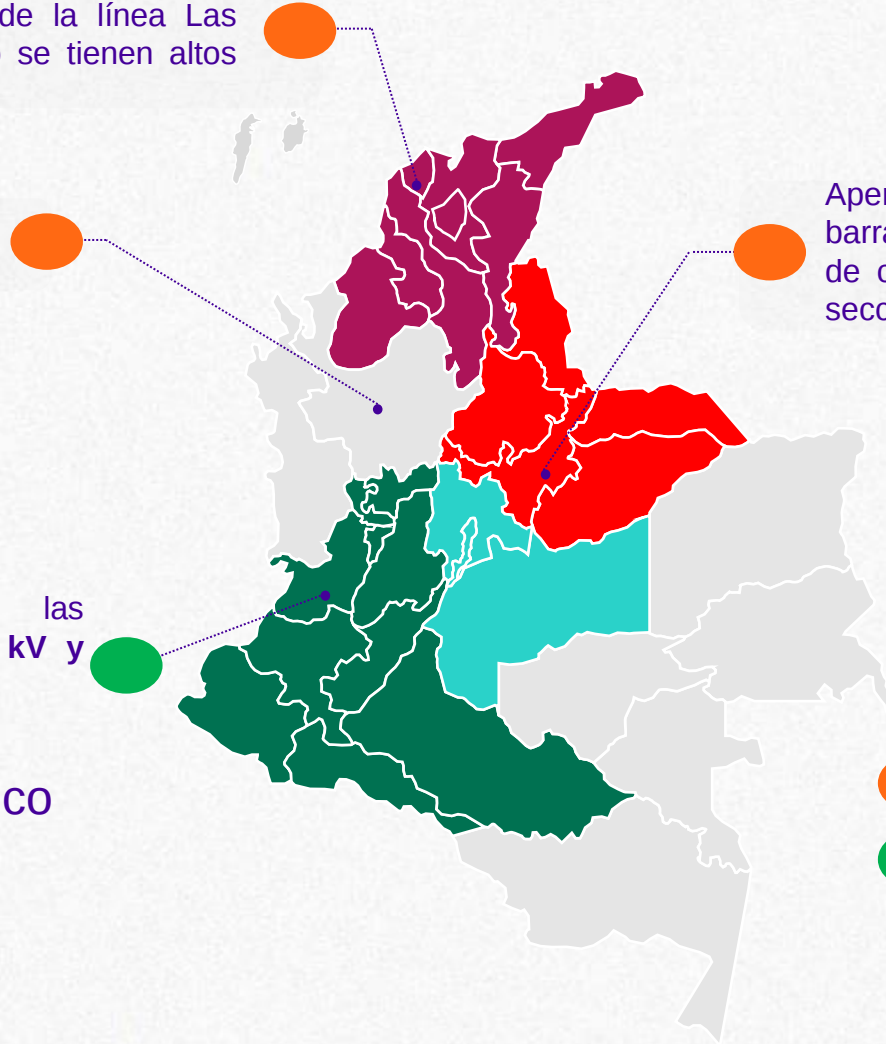
Desacoplamiento de la subestación Guatapé 220 kV

Apertura del seccionamiento de barras en Paipa 115 kV y traslado de campos de línea (cambio de sección de barra)

- Operación desacoplada en las subestaciones **Termoyumbo 115 kV** y **Guachal 115 kV***



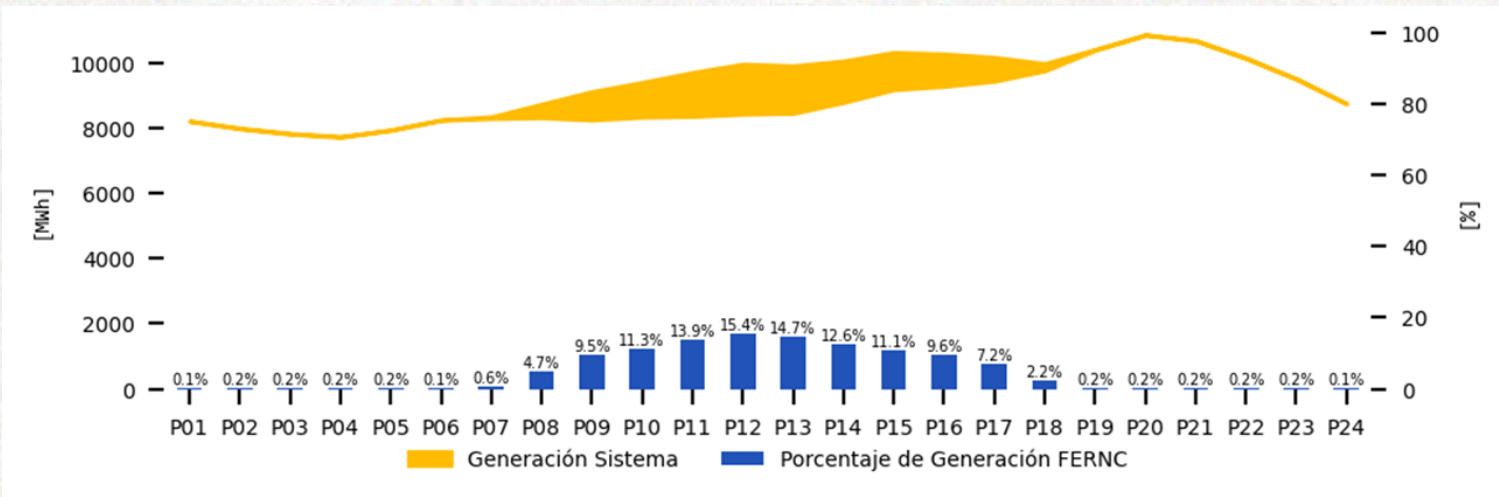
Fraccionamiento físico para eliminar la restricción



- Acción operativa
- Solución estructural

**Riesgos operativos operación de recursos
solares**

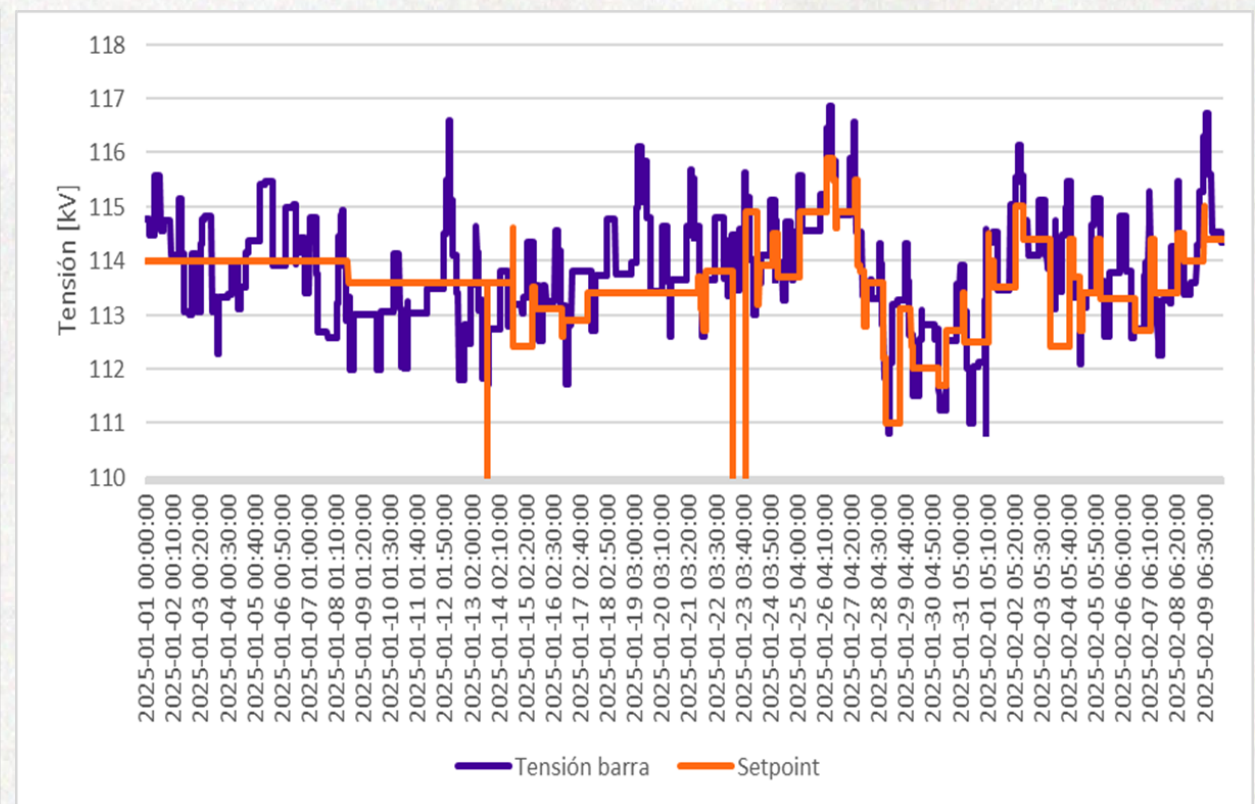
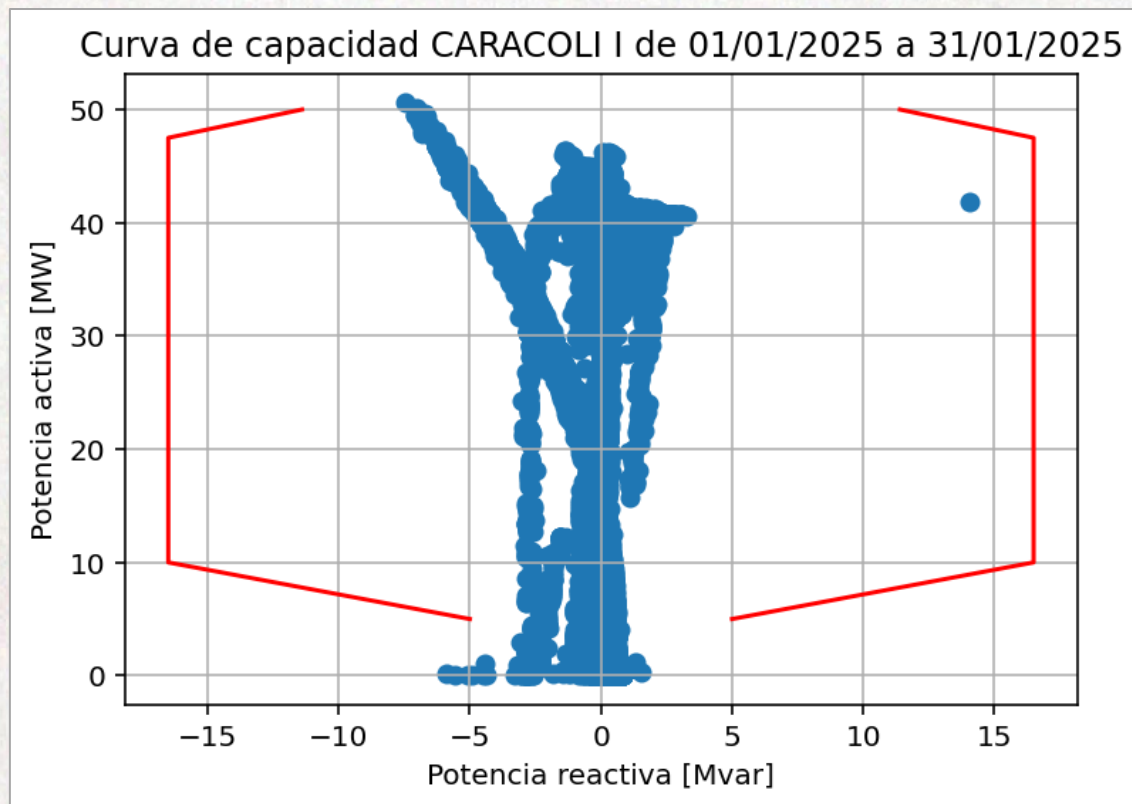
Potencia Máxima con Generación FERNC



Periodo	Generación FERNC Día Actual (2025-03-03)[MWh]	Generación FERNC Máxima 2025 (2025-01-01)[MWh]	Diferencia [MWh]
P01	11.97	8.16	-3.81
P02	16.47	5.92	-10.54
P03	19.04	5.18	-13.86
P04	17.56	4.16	-13.4
P05	13.71	6.65	-7.06
P06	8.44	5.2	-3.24
P07	51.22	56.82	5.6
P08	413.37	459.89	46.53
P09	868.57	1006.27	137.7
P10	1062.86	1275.31	212.44
P11	1345.12	1413.11	67.99
P12	1532.03	1468.63	-63.4
P13	1453.79	1435	-18.79
P14	1267.63	1287.44	19.81
P15	1139.95	1085.84	-54.11
P16	988.27	734.99	-253.28
P17	728.67	401.7	-326.97
P18	217.97	68.67	-149.3
P19	23.42	21.91	-1.51
P20	18.26	21.33	3.07
P21	16.55	20.46	3.9
P22	18.59	18.58	-0.02
P23	15.03	17.24	2.21
P24	12.28	12.78	0.51

Control de tensión: Caracolí

Durante algunos días la planta operó con el control de tensión desactivado. De acuerdo con la información entregada por el agente, la situación obedeció a situaciones técnicas ajenas a la operación, no obstante, se cambió el modo de control a potencia reactiva sin coordinación con el CND.

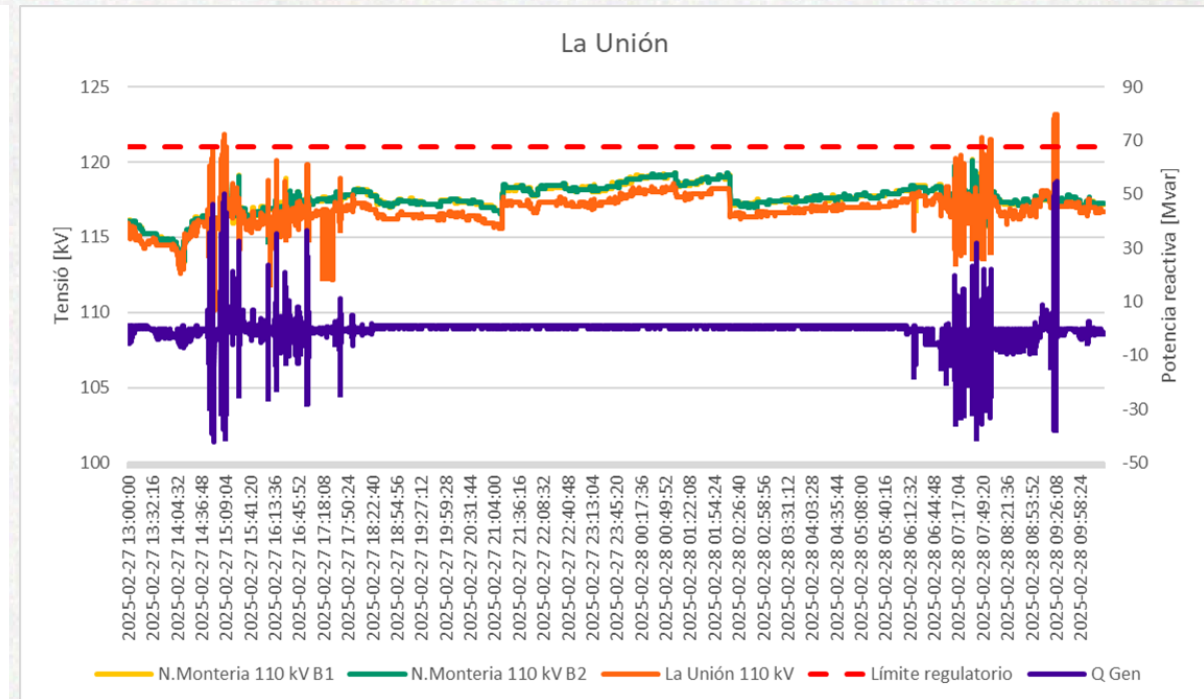
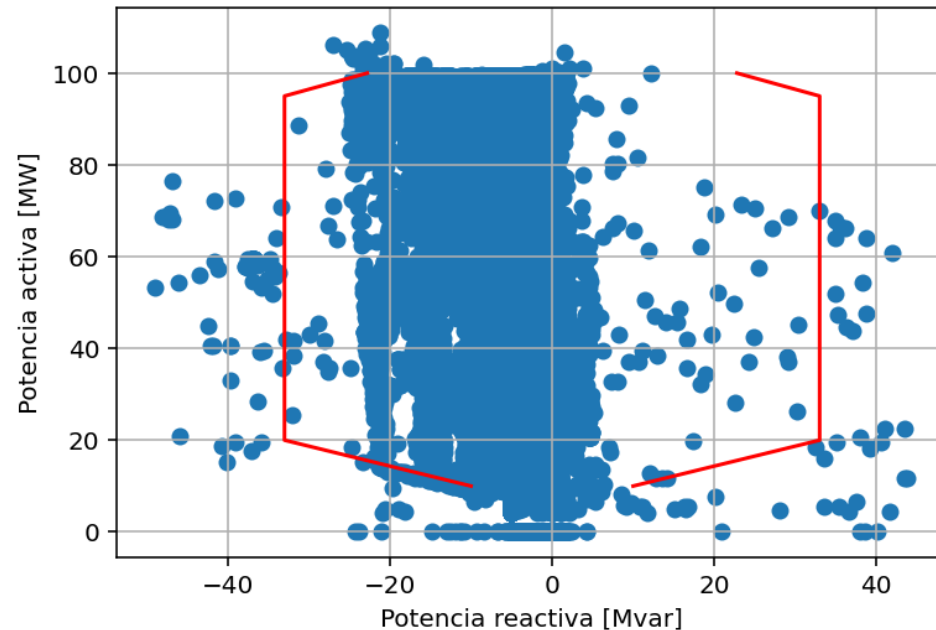


Control de tensión: La Unión

Se identificaron oscilaciones de alta frecuencia en la potencia reactiva de la planta (no reproducibles con los modelos RMS).

Esta condición ha generado deltas en la tensión del área de influencia en algunos casos de 7 kV llevando las tensiones por fuera de los límites regulatorios, afectando la calidad de la potencia.

Curva de capacidad PARQUE SOLAR LA UNION 1 de 01/02/2025 a 27/02/2025

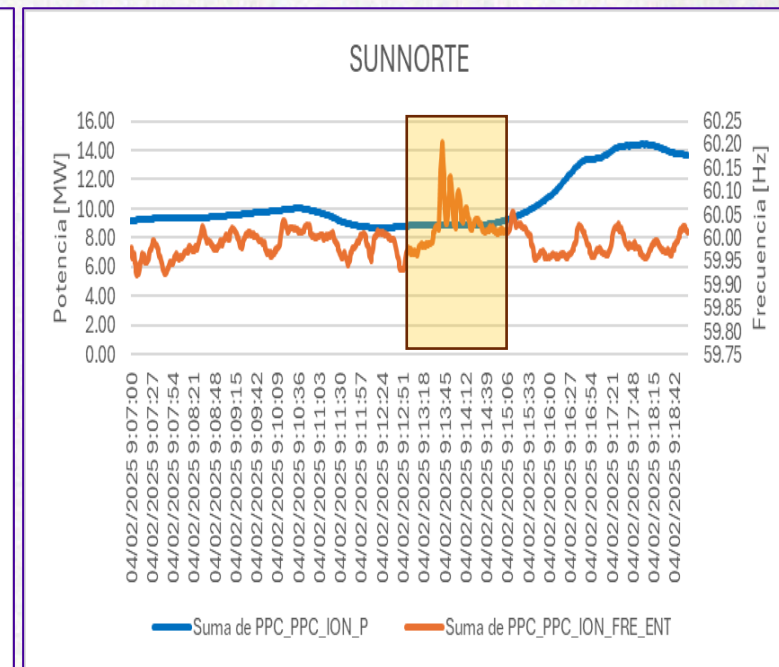
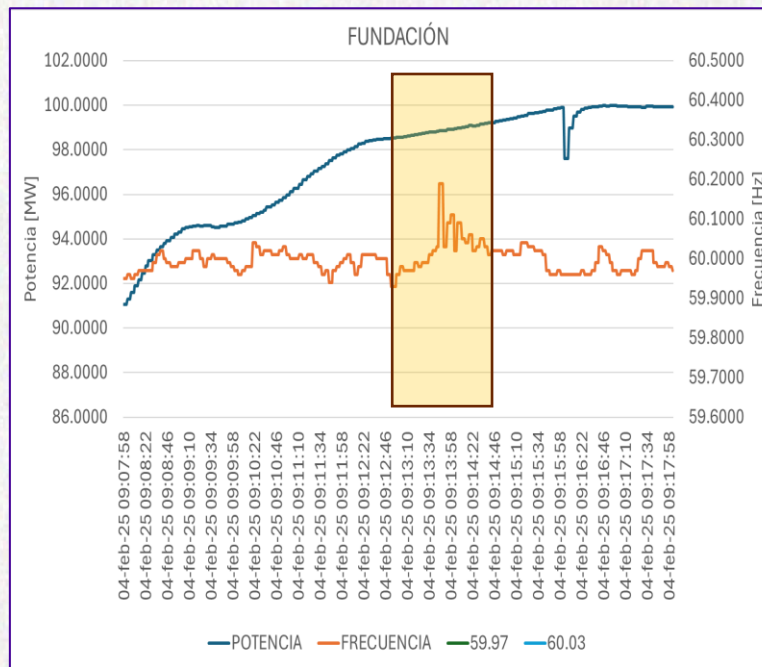
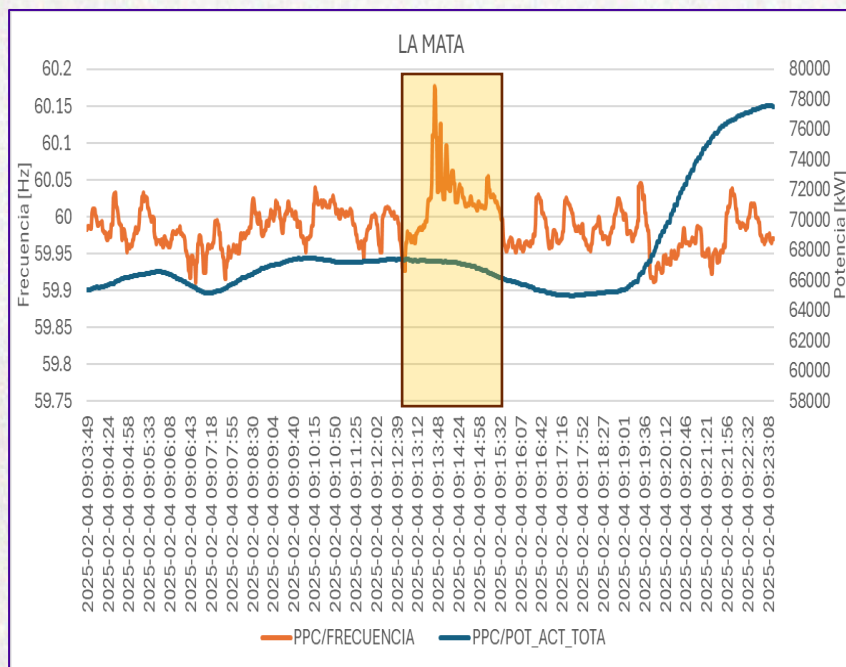


Regulación primaria de frecuencia

CREG 060 de 2019

“Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria para eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia.”

Se ha observado situaciones en las cuales las plantas no han prestado el servicio de regulación primaria ante eventos de sobrefrecuencia



**Situación actual: FACTS SSSC
Termocandelaria a Ternera 220 kV**

Antecedentes

Septiembre/ 2023	Por seguridad y confiabilidad del SIN, el CND dio instrucción a GEB de dejar en modo monitoreo los FACTS SSSC instalados en las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV; esto fue aplicado hasta tanto GEB implementara una solución definitiva a la causa raíz que originó los desbalances de los eventos 2023-2188 y 2023-2189.
Diciembre/2023	GEB reportó que, mediante consignaciones nacionales C2010749 y C2010760, ejecutadas los días 05 y 06 de diciembre de 2023, actualizó el firmware de los equipos para mejorar la controlabilidad y evitar condiciones de desbalance causados por la interacción de los dispositivos con el sistema de potencia.
Marzo/2024	Mediante consignaciones nacionales C02017761 y C02017762, ejecutadas los días 13 y 22 de marzo de 2024, GEB realizó pruebas sobre los FACTS SSSC de las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV. Como resultado de las pruebas, el agente confirmó operación adecuada de todos los grupos de las válvulas en modo de operación reactancia fija, en 3.5 Ω inductivos (28/05/2024).
Junio/2024	XM informó a GEB que los FACTS SSSC de las BL1/BL2 Candelaria a Ternera 220 kV serían considerados en el despacho fuera de bypass, a partir del 21 de junio de 2024, con base en los parámetros técnicos disponibles en el acuerdo CNO 1816. Dado lo anterior, se cierra el período de monitoreo que estuvo vigente durante 9 meses aproximadamente, por instrucción del CND.

Situación actual

Desde **el 18 de noviembre de 2024** los equipos operan en modo monitoreo, en tanto GEB revisa con el fabricante las medidas para mitigar riesgos de reincidencias.

Se han realizado reuniones entre GEB y XM sobre los eventos en los FACTS SSSC, indicando los riesgos de estos desbalances para el SIN y la necesidad de corregir la operación de estos equipos, además, realizando seguimiento a las novedades y discusiones técnicas.

A la fecha se espera confirmación al CND la fecha de finalización del seguimiento de los SSSC y reportar la subsanación de los riesgos materializados en la operación, permitiendo operar los SSSC en **modo inyección de reactancia fija de forma segura** y confiable para el SIN.

**Revisión parámetros de generadores no
despachados centralmente**

Se identifica la necesidad de verificar los parámetros de las unidades sincrónicas no despachadas centralmente para reproducir el desempeño real del Sistema.

A través del Subcomité de Controles se define consultar con los Agentes representantes de estas unidades que pruebas pueden realizar para caracterizar los parámetros del generador

Algunas de estas pruebas requiere la opción de aplicar escalones a través de los sistemas de control del generador. En las respuestas dadas se identifica que algunos generadores no cuentan con los sistemas de control definidos en la Regulación vigente.

Regulación aplicable

Numeral 13.1 del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995 se establece:

- “(...)13.1. **SERVICIOS QUE LOS GENERADORES DEBEN PROVEER**
- • *Control de tensión y potencia reactiva.*
- • *Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.*
- • *Estabilización de potencia (...)*”

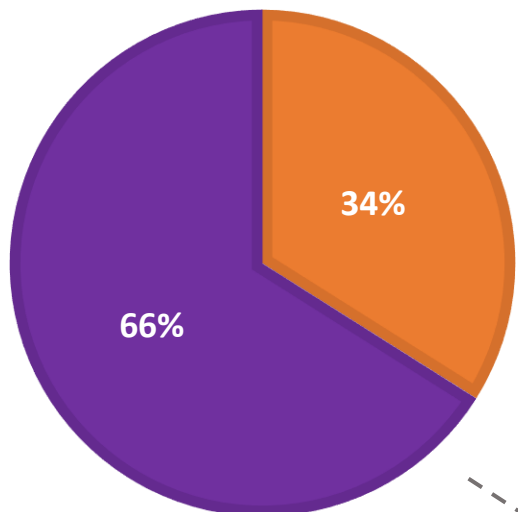
La CREG en concepto con radicado S-2020-004704 del 31 de agosto de 2020 indica:

“(...) Así las cosas, le informamos que es un servicio obligatorio de los generadores, independientemente de la capacidad (excepto para plantas solares fotovoltaicas y eólicas), prestar el servicio de estabilización de potencia, que entendemos se podría realizar mediante el equipo “Estabilizador de Potencia” (...)”

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 023 del 2001:

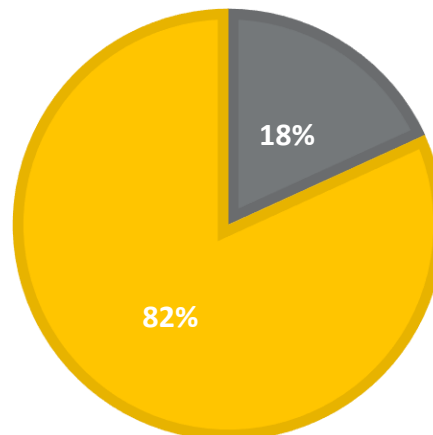
“Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre.”

Balance respuesta Agentes

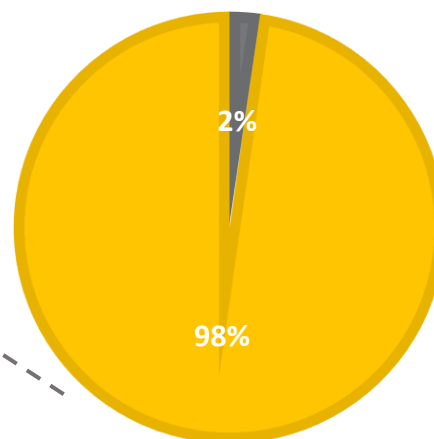


■ Respondieron encuesta
■ No respondieron encuesta

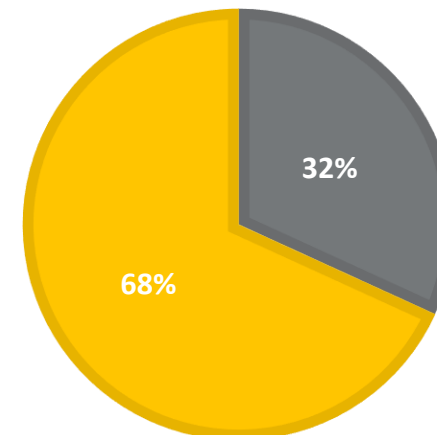
■ No tiene RAV ■ Tiene RAV



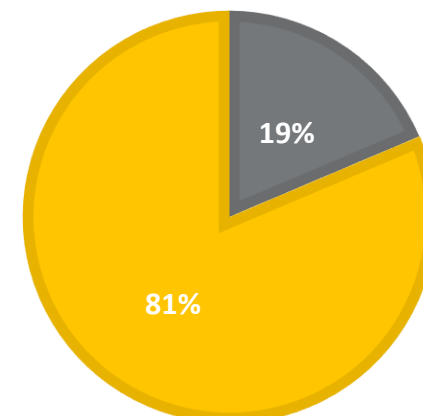
■ No tiene AVR ■ Tiene AVR



■ No tiene PSS ■ Tiene PSS



■ No tiene el modo de control de tensión
■ Tiene el modo control de tensión



Hitos Regulatorios Relevantes

Finalización transición Resolución CREG 148 de 2021

Generadores **eólicos y solares** conectados al SDL con capacidad efectiva neta igual o superior a **5 MW**.
Autogeneradores con potencia máxima declarada superior a 5 MW

Finalización de la transición: 1 de marzo de 2025

47

Plantas les aplica la Resolución CREG 148 de 2021.

Funciones adicionales para los Operadores de Red (OR) y el CND

La Resolución incluye las siguientes funciones adicionales a las ya establecidas en la Resolución CREG 080 de 1999 para los OR y el CND, sobre las plantas que se encuentran en el ámbito de aplicación de esta:

- Los OR deben supervisar su operación.
- El CND debe realizar la coordinación de la operación.
- Tanto el OR como el CND podrán controlar la regulación de tensión.
- Los OR podrán coordinar el envío de consignas de potencia activa de las plantas objeto de esta resolución.

Plantas pasaron a pruebas Res. CREG 148 de 2021



47 plantas
579,76 MW



30,5% de la
generación solar
que estaba
operación.

Bolívar 17,96 MW

Celsia Solar Bolívar 8,06
GR parque solar tucanes 9,9

Sucre 68,2 MW

La sierpe 19,9
La Tolua 19,9
Sincé 18,5
Solar OLD -T 9,9

Córdoba 68,8 MW

GY Solar Aurora 9,9
Montelíbano 9,9
Pétalo de Córdoba II 9,9
Tierra Linda 9,9
Solar Alejandría 9,4
Sol y Cielo 9,9
Centro Solar 9,9

Valle 83,3 MW

Autog Celsia Solar Yumbo 9,8
Celsia Solar Carmelo 9,9
Celsia Solar La Paila 9,9
Celsia Solar La Victoria I 21,9
Celsia Solar La Victoria II 21,9
Celsia Solar Bugalagrande 9,9

Cauca 19,9 MW

Cesia Solar Puerto Tejada 19,9

Atlántico 9,9 MW

Jumi 9,9

Magdalena 18,9 MW

Caimán Cienaguero 9
Pétalo del Magdalena 9,9

Cesar 6,6 MW

Cenit Copey 6,6

Norte de Santander 9,5 MW

Los Girasoles 9,50

Cundinamarca 39,6 MW

Parque Solar Honda I 9,9
Parque Solar Honda II 9,9
Jeques 9,9
Cóndor 9,9

Meta 102,7 MW

Helios I 16
Parque Solar Dinamarca 9
Parque Solar La Mena 9
Parque Solar Versalles 9
Trina-Vatia BSLI 19,9
Trina-Vatia BSLII 19,9
Trina-Vatia BSLIII 19,9

Tolima 134,4 MW

Celsia Solar Dulima 21,9
Celsia Solar Espinal 9,9
Celsia Solar Yuma 9,1
Cerritos 11,5
Granja Solar Flandes 21,9
Granja Solar Lanceros 9,1
Granja Solar San Felipe 9,1
La Medina 11,5
Los Caballeros 11,5
Numbana 9,9
Guamo 9

Estado de cumplimiento de requisitos

Modelos de conversión recurso-potencia

47 plantas han cumplido



Supervisión

Variables eléctricas a través del OR – 24 implementados parcialmente

1 Implementado completamente

Variables meteorológicas – 17 implementados

Modelos de control

Modelo de Red OR - 3 aprobados

Modelos preliminares- 11 en revisión

Modelos definitivos



Resultados de las pruebas

No se ha recibido el primer informe de pruebas



Finalización transición Resolución CREG 101 011 de 2022

Generadores y autogeneradores **eólicos y solares** conectados al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o superior a **1 MW** y menor a **5 MW**.

Finalización de la transición: 16 de mayo de 2025

Funciones adicionales de los Operadores de Red (OR) para la supervisión y coordinación

La Resolución incluye las siguientes funciones adicionales a las ya establecidas en la Resolución CREG 080 de 1999 para los OR y el CND, sobre las plantas que se encuentran en el ámbito de aplicación de esta:

- Los OR deben supervisar los **generadores** y **autogeneración** que usen tecnología SFV y eólica.
- Los OR Los OR deberán coordinar la regulación de tensión de los **generadores** que usen tecnología SFV y eólica
- Los OR deberán coordinar la operación ante emergencia de los **generadores** y **autogeneradores**.

4 Plantas
16 Autogeneradores

Nota: Solo en los aspectos que se indican explícitamente en la resolución, aplica a los autogeneradores a gran escala conectados al SDL que usen tecnología SFV y eólica

Transitoriedad

Artículo 11. Transición.

Sin excepción, a partir del 16 de mayo de 2025, todas las plantas de generación y autogeneración conectadas al Sistema Interconectado Nacional que hacen parte del ámbito de aplicación de esta resolución deberán cumplir y aplicar todos los requisitos técnicos que se les indique en la presente resolución para su operación.

Mayo
16
2025



El **17 de mayo de 2025** se cambiará el estado de operación a **pruebas** a todas las plantas que no han cumplido la totalidad de los requisitos.

Concepto CREG S2024006479 - 01 de Octubre de 2024
Concepto CREG S2025001411 – 12 de Febrero de 2025

Información que debe reportar al CND

Nota: el responsable de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos es el Operador de Red, quien deberá remitir al CND la siguiente información



1. Modelos de planta referenciados al nodo mas cercano (o modelo de red equivalente)

Responsable: Operador de red debe entregar al CND

El agente representantes de generadores deben entregar al OR modelos de la planta de generación a partir de la información entregada por el fabricante.



2. Certificado del OR – cumplimiento requisitos técnicos

Responsable: Operador de red debe entregar al CND el certificado

El agente representantes del generador y autogenerador deben entregar al OR los siguientes requerimientos técnicos:



- Modelo de planta validados
- Información técnica
- Certificados funcionalidad HVRT LVRT
- Supervisión*
- Resultado de pruebas auditadas

*Actualmente, el CND no está solicitando la supervisión de generadores y autogeneradores objeto de la Resolución CREG 101011 de 2022, pero es responsabilidad del OR supervisar estas plantas

Finalización aplicación CREG 101 065 de 2024 (RD): la última presentación de ofertas se realizó el 19 de febrero de 2025 para la desconexión durante la semana de 24 de febrero al 1 de marzo de 2025

Circular CREG 123 Armonización Regulación Colombiana - Decisión CAN 816): Con el propósito de actualizar las propuestas de armonización regulatoria identificadas considerando los comentarios de los diferentes grupos de interés y las modificaciones regulatorias realizadas a la fecha la Comisión hace público para comentarios el estudio desarrollado a más tardar el 4 de marzo de 2025.

En cumplimiento de las disposiciones regulatorias de la **Resolución CREG 101 069 de 2025**, el 28 de febrero de 2025 terminó el periodo de pruebas, en consecuencia, a partir del 1° de marzo de 2025 se inicia el efecto comercial de las reglas definidas en la resolución.

El MME público para comentarios el proyecto de decreto *Programa Colombia Solar*, con el que se reglamentará la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de energía eléctrica. **Se propone la creación de un grupo del CNO para realizar los comentarios al proyecto**

Información general y entrada en
operación del aplicativo



Principales hitos RIO

2024

Capacitación 1

Pruebas

28 de noviembre
Capacitación abierta
con agentes para
pruebas iniciales en
RIO y el medio alterno
definido

2-16 de diciembre
Pruebas para agentes
nacionales en un
ambiente no
productivo

Nacional

DDV

TIE

Redespacho

2025

Capacitación 2

Pruebas Finales

Salida en vivo

4 de febrero
Refuerzo de capacitación
para todos los agentes
nacionales.
(188 asistentes, 53
agentes)

**10 de febrero a 15 de
marzo**
Pruebas en el aplicativo
para agentes nacionales y
TIE para ofertas: nacional,
DDV, RD, TIE y redespacho

Marcha blanca

Nacional

DDV

TIE

Redespacho

Desde 25 de marzo
Disponible en ambiente
productivo operativo.

**Aplicará para ofertas
para la operación del
01/04/2025, para esta
fecha no se recibirán
ofertas en el aplicativo
CNDNET.**

Importante: Las fechas aquí comprometidas están supeditadas a la expedición de nuevas normativas que afecten los mecanismos de ofertas que estén bajo el soporte de este aplicativo. En todo caso se notificará de manera oportuna cambios en las fechas antes listadas.

1. Principales acciones realizadas

- ⚡ **Capacitaciones ejecutadas:** 3 sesiones virtuales abiertas a todos los agentes, 24 sesiones adicionales.
- ⚡ **Temáticas abordadas:** flujo de ingreso de ofertas en RIO y medio alterno, y sus nuevas funcionalidades
- ⚡ **Público objetivo:** agentes de generación nacional y agentes TIE –CENACE-

2. Foros y espacios de socialización

- ⚡ **Eventos realizados:** Socialización y seguimiento en SP, CO y CAC.
- ⚡ **Resultados claves:** confidencialidad de la información, acceso asegurado e interacción con el aplicativo.
- ⚡ **Participación Efectiva:** el **55%** de agentes de generación que han hecho ofertas en CNDNET en 2025 han ingresado y ofertado en **RIO**

¿Qué sigue?...

Sesiones guiadas
de pruebas
5 y 6 de marzo

Extensión de
interacción con RIO
hasta el 15 de marzo

Espacio en 1ª
Capacitación
Agentes XM
19 de marzo

Capacitación final
24 de marzo

¿Qué es SIMPLEX OPERATIVO?

Aplicativo que sirve como interfaz al modelo matemático y que, junto con la oferta, las variables energéticas y recomendaciones eléctricas permite obtener el programa de generación de los procesos del Despacho, Redespacho e ideal

11/24 -12/24

Pruebas paralelas
funcionales

01/25 -02/25

Pruebas TI, mejoras



Entrada en
producción



¿Qué Impacto tiene sobre los agentes?

⚙️ Cambio en el nombre de las unidades y plantas de generación, considerando la entrada del nuevo PARATEC.

GOV.CO

xm Nuestra empresa ▾ Sostenibilidad ▾ Formación ▾ Proveedores ▾ Sala de Prensa ▾ Transpa

Hidrología ▾ Generación ▾ Transmisión ▾ Operación ▾ Resoluciones ▾ Consumo ▾ Transa

Tipos
Plantas
Despacho
Informes despacho

De la t
La a
y me
iCo

Parámetros Técnicos del SIN

"CUCUANA", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"CURRUCUCUES", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"DARIO VALENCIA SAMPER", 50.00, 50.00, 50.00, 50.00, 50.00
"DOÑA JUANA", 0.25, 0.25, 0.25, 0.25, 0.25
"ECOPARQUE BRISAS", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"ECOPARQUE SOLAR LA CIRA", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"EL BOSQUE", 1.60, 1.60, 1.60, 1.60, 1.60
"EL COCUYO", 0.45, 0.45, 0.45, 0.45, 0.45
"EL EDEN", 5.00, 5.00, 5.00, 5.00, 5.00
"EL LIMONAR", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"EL MOLINO", 11.52, 11.52, 11.52, 11.52, 11.52
"EL PASO", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"EL POPAL", 12.00, 10.00, 12.00, 10.00, 12.00
"EL QUIMBO", 82.00, 82.00, 82.00, 82.00, 82.00
"ESCUELA DE MINAS", 55.00, 55.00, 55.00, 55.00, 55.00
"ESMERALDA", 15.00, 15.00, 15.00, 15.00, 15.00
"FLORES 4 CC", 200.00, 150.00, 200.00, 150.00, 200.00
"FLORES I CC", 69.00, 69.00, 69.00, 69.00, 69.00
"FLORIDA", 6.00, 6.00, 6.00, 6.00, 6.00
"FUNDACION", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GANDALF", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD ALFEREZ", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD BASILICA", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD BOCAS DEL PALO", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD CHICORAL", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD CHIMBI", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00
"GD DIOCESIS DE RIOHACHA", 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00

⚙️ Modificación informe del despacho y actualización de estándar de información del despacho y redespacho.

Informes despacho

Oferta inicial	Desempeño precio de oferta	Demanda desconectable voluntaria
Energía vendida y embalsada	Respuesta de demanda	Pronóstico oficial de demanda (definitivo)
Predespacho ideal	Despacho nacional	Precios TIE
Despacho programado	Pruebas de disponibilidad Res. CREG 138 de 2012	Despacho Térmico
Estándar de información del despacho	Estándar de información de SIMPLEX	Procedimientos aplicables al despacho
Información histórica del despacho	Variación nombre de plantas - Simplex Operativo	Oferta Plan B Respuesta Demanda
Instructivos y manuales para el ingreso de oferta	Informe del despacho	Cambios en los nombres de plantas_unidades de generación en archivos publicados por despacho y redespacho a partir del 1 de abril

<https://www.xm.com.co/generacion/informes-despacho>

Simulación de Restablecimiento en el SIN

Simulación de Restablecimiento en el SIN

El objetivo de la simulación será identificar la preparación técnica y procedimental de los operadores para un eventual restablecimiento.



Se realizará el día 27/03/2025 en las instalaciones de XM.



XM está generando guion de la simulación con el objetivo de imponer retos técnicos en el ejercicio.



Se envió la invitación a participar en el evento a 36 agentes.



Se establece panel de gestores de mejora continua encargados de identificar oportunidades de mejora en el ejercicio.



Gestores de mejora continua conformado por expertos del CND y de los Agentes, con reuniones previas para el logro de los objetivos.

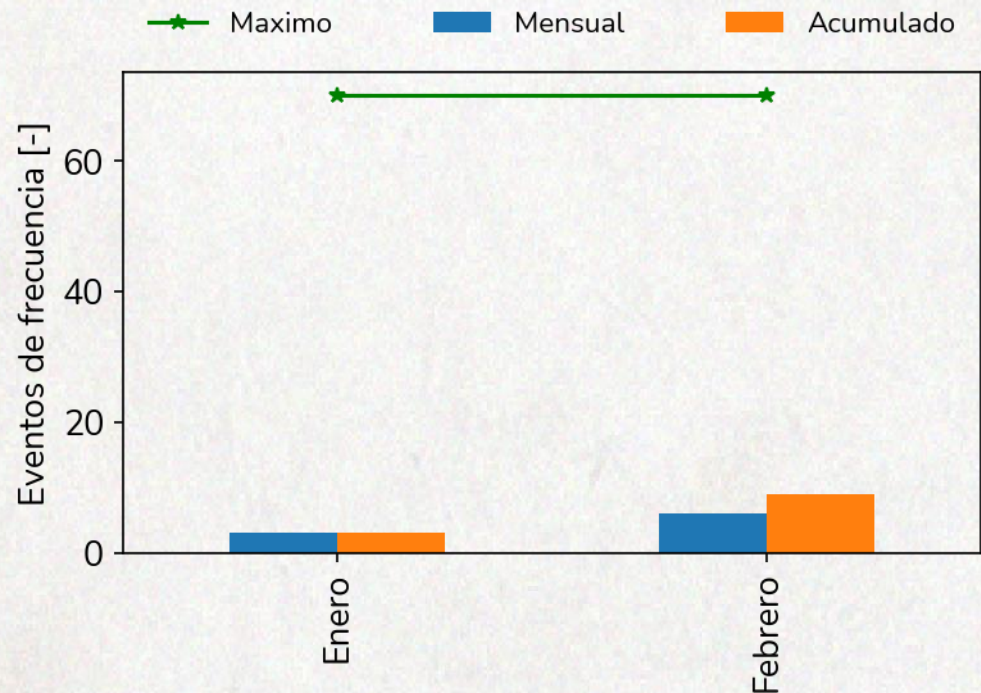
Se considera conveniente generar un grupo de trabajo para evaluar el estado actual de lecciones aprendidas de otros eventos frente a preparar el sistema de eventos en cascada de gran magnitud.



20 años
Hechos por Colombia

4. Indicadores de Operación

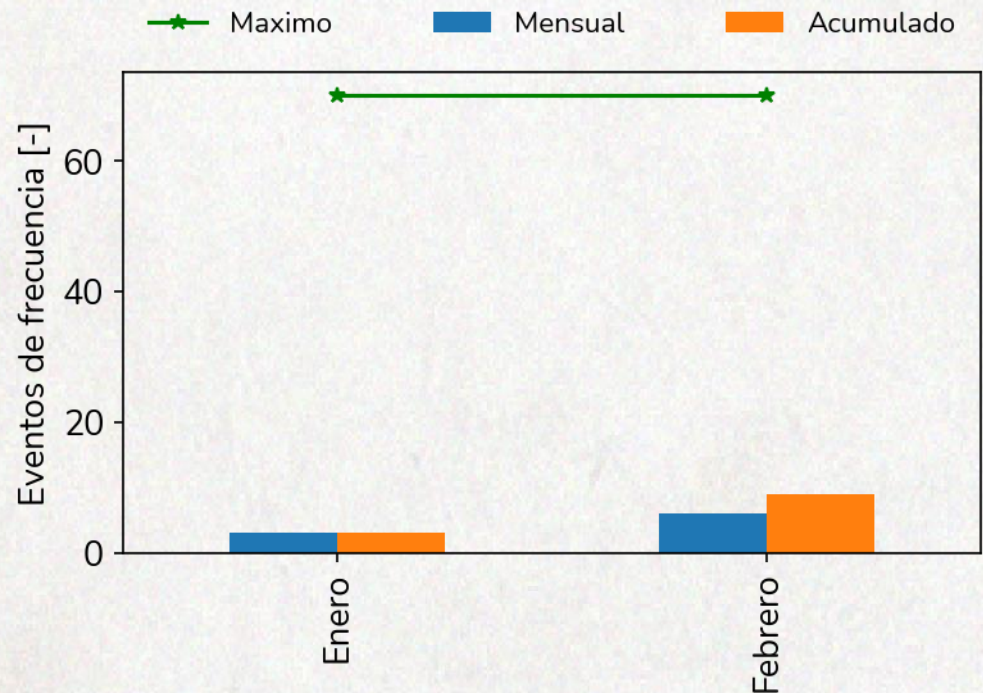
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de febrero de 2025 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2025-02-04 09:13:00	1.0	60.2	Evento de frecuencia por disparo simultaneo de los activos BL1 GUAYABAL A POBLADO 110 kV, BL1 GUAYABAL A SAN DIEGO 110 kV, BL1 POBLADO A SAN DIEGO 110 kV, BL1 MIRAFLORES A SAN DIEGO 110 kV y BL2 MIRAFLORES A SAN DIEGO 110 KV, dejando sin tensión subestaciones SAN DIEGO 110 kV y POBLADO 110 KV. Se presento demanda no atendida por 14.7 MWh (P=59.3 MW), la frecuencia alcanzo un valor de 60.201 Hz.	No
2025-02-04 10:57:00	7.0	59.8	Evento de frecuencia por prueba de conmutación entre centros de control CND, bajo la consignación nacional C2031171. Entre las 10:57 y 10:58 se presentan 3 eventos transitorios, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.78 Hz.	No
2025-02-22 01:01:00	6.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 4 de Ituango con 280.98 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,71 Hz.	No

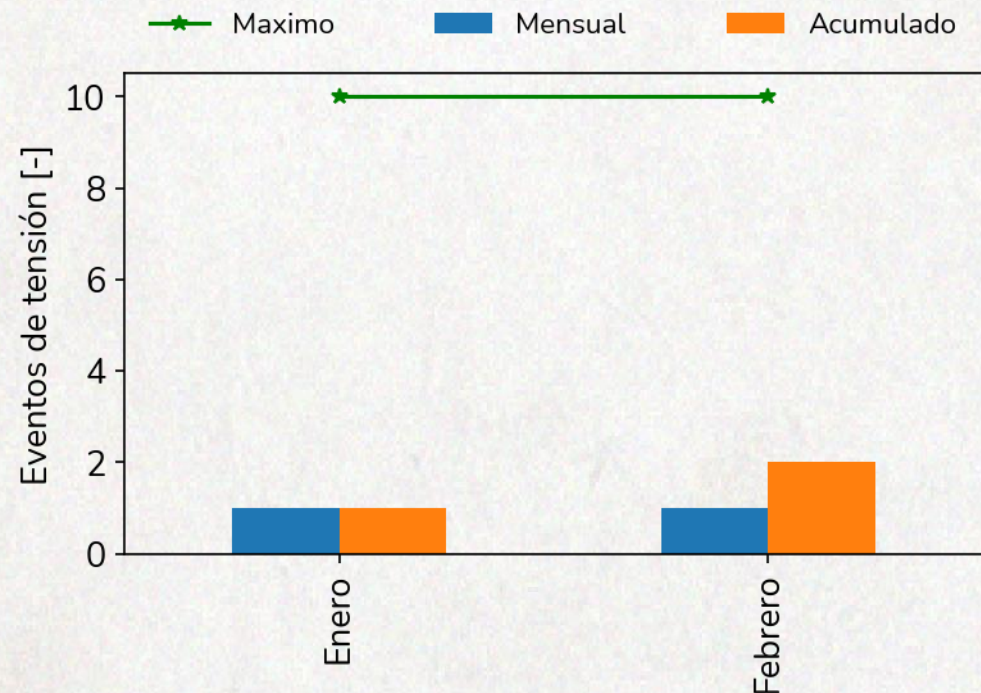
Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de febrero de 2025 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

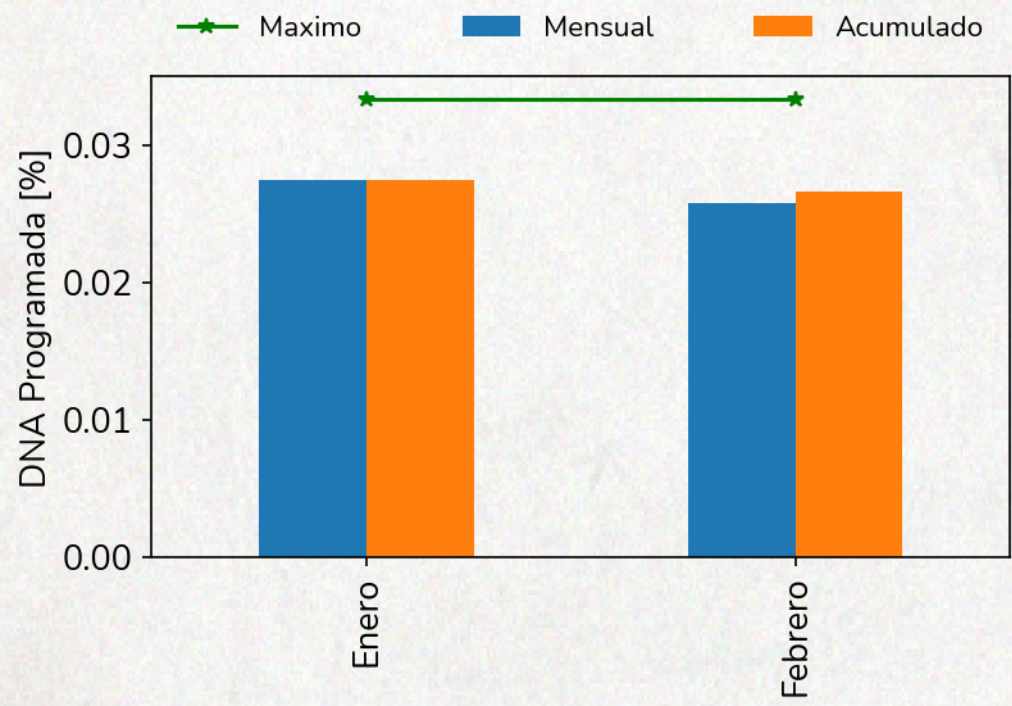
Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
2025-02-22 09:31:00	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disminución súbita de potencia de la planta solar GUAYEPO, pasa de 267 MW a 0 MW y vuelve a su valor inicial en aproximadamente 40 segundos. La frecuencia alcanzo un valor mínimo de 59.77 Hz.	No
2025-02-23 16:01:00	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disminución súbita de potencia de la planta solar GUAYEPO, pasa de 271 MW a 4 MW y vuelve a su valor inicial en aproximadamente 35 segundos. La frecuencia alcanzo un valor mínimo de 59.71 Hz.	No
2025-02-25 08:31:00	1.0	59.8	Evento de frecuencia por pérdida de generación en el sistema ecuatoriano de 180 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,78 Hz.	No

Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha Inicial	Descripción	Causa
2025-02-28 14:16:00	Evento de tensión por disparo de los activos BL2 PARAISO A LA GUACA 230 kV, BL2 PARAISO A NUEVA ESPERANZA 230 kV, BAHIA ACOUPLE 1 PARAISO 230 kV, Unidad de generación 1 de PARAISO, dejando sin tensión la Barra 2 de la Subestación PARAISO 230 kV	Evento STN

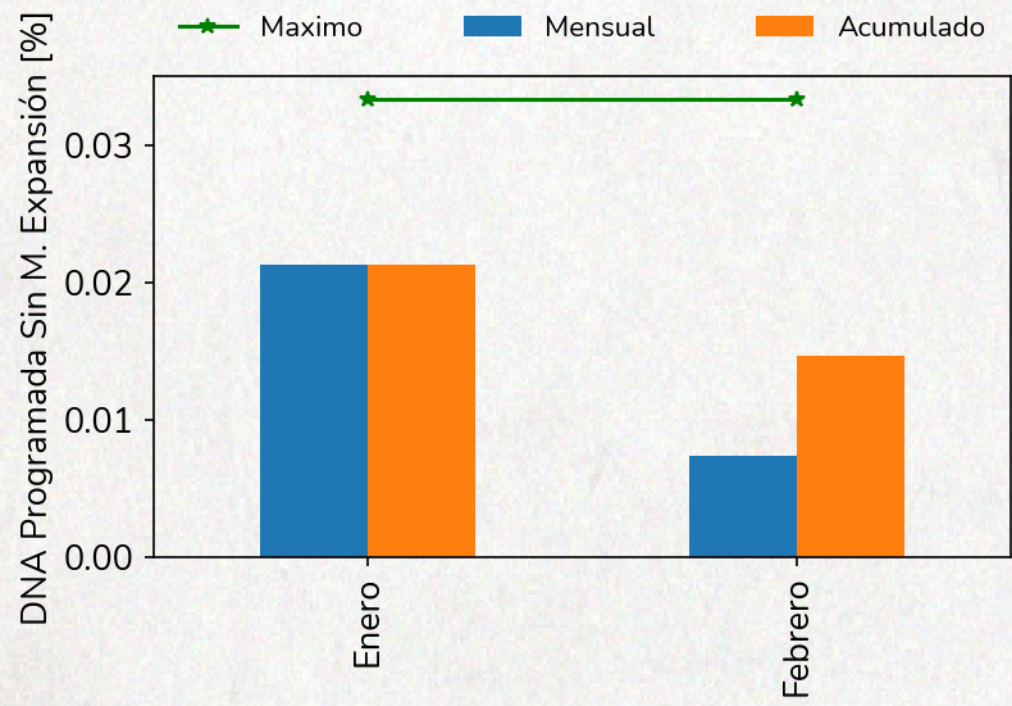
Durante el mes de febrero de 2025 se presentó 1 evento de tensión en el sistema



Por causas programadas se dejaron de atender 1.645 GWh en el mes de febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-02-04 05:11:00	553.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031268 del activo BARRA MAGANGUE 110 kV.
2025-02-18 06:07:00	358.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031855 del activo BL1 VASCONIA A PUERTO BOYACA 115 kV.
2025-02-23 07:00:00	241.0	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2030406 y C2032029 de los activos BARRA GAMBOTE 66 KV y GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV, respectivamente.
2025-02-10 05:06:00	180.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031343 del activo BT EL CARMEN 12 60 MVA 110 kV.
2025-02-05 10:30:00	99.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2007182 del activo BL1 TERNERA A VILLA ESTRELLA 66 kV.

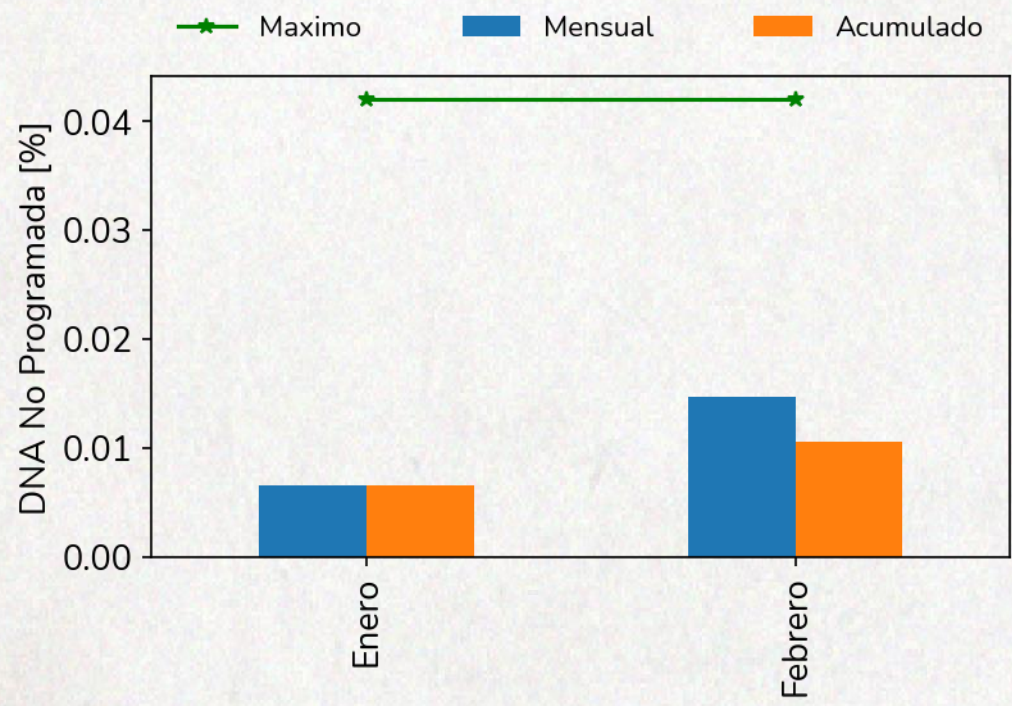
DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 0.473 GWh en el mes de febrero. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-02-18 06:07:00	358.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031855 del activo BL1 VASCONIA A PUERTO BOYACA 115 kV.
2025-02-19 00:00:00	40.0	Continua demanda no atendida por trabajos en la consignación C2031855 del activo BL1 VASCONIA A PUERTO BOYACA 115 kV.
2025-02-24 04:00:00	36.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2032110, C2032111 y C2032113 de los activos MAGDALENA - UNION (ATLANTICO) 1 34.5 kV, EL RIO - TPIZANO 1 34.5 kV y EL RIO - UNION (ATLANTICO) 1 34.5 kV, respectivamente.
2025-02-02 07:58:00	17.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2024966 del activo BETANIA - TSEBORUCO 1 115 kV.
2025-02-23 07:01:00	14.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2032118 del activo SAN ANTONIO (BOYACA) - SIDENAL 1 115 kV.

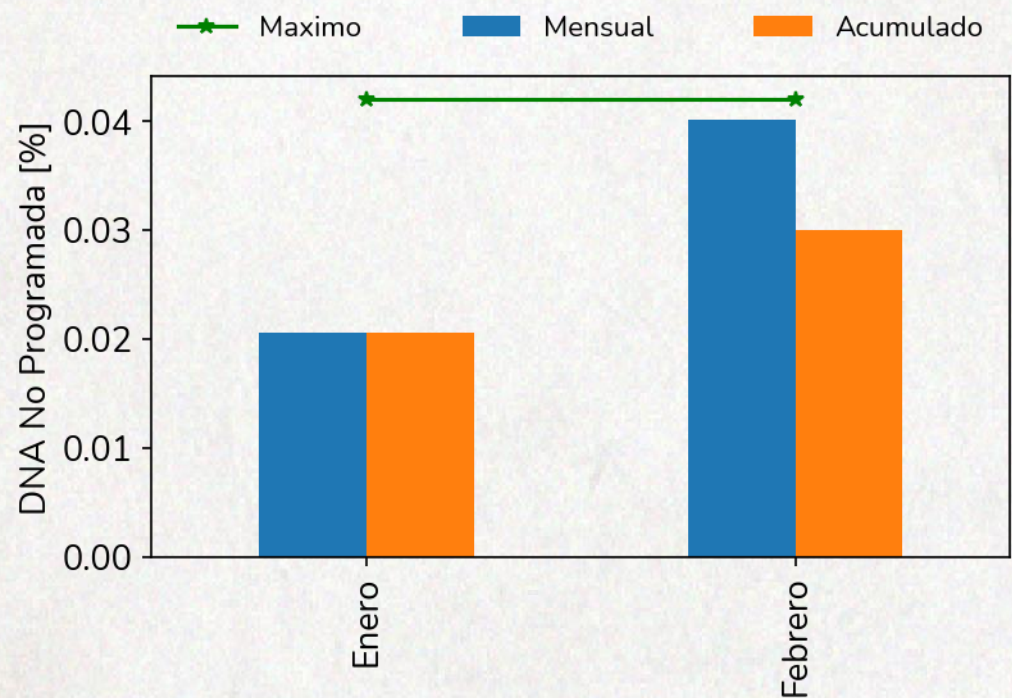
DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 0.941 GWh en el mes de febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-02-17 02:08:00	222.4	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo BL1 BUCHELY A JUNIN (NARIÑO) 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial BUCHELY 115 kV.
2025-02-20 07:04:00	104.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2032516 del activo BUCHELY 1 40 MVA 115/34.5/13.8 kV.
2025-02-16 06:14:00	73.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C2032332 del activo GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV
2025-02-04 17:00:00	71.9	Demanda no atendida no programada por trabajos en la consignación C2031268 del activo BARRA MAGANGUE 110 kV.
2025-02-22 17:46:00	55.6	Demanda no atendida por indisponibilidad de los activos BL1 ZARAGOCILLA A TERNERA 66 kV, BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV y CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV

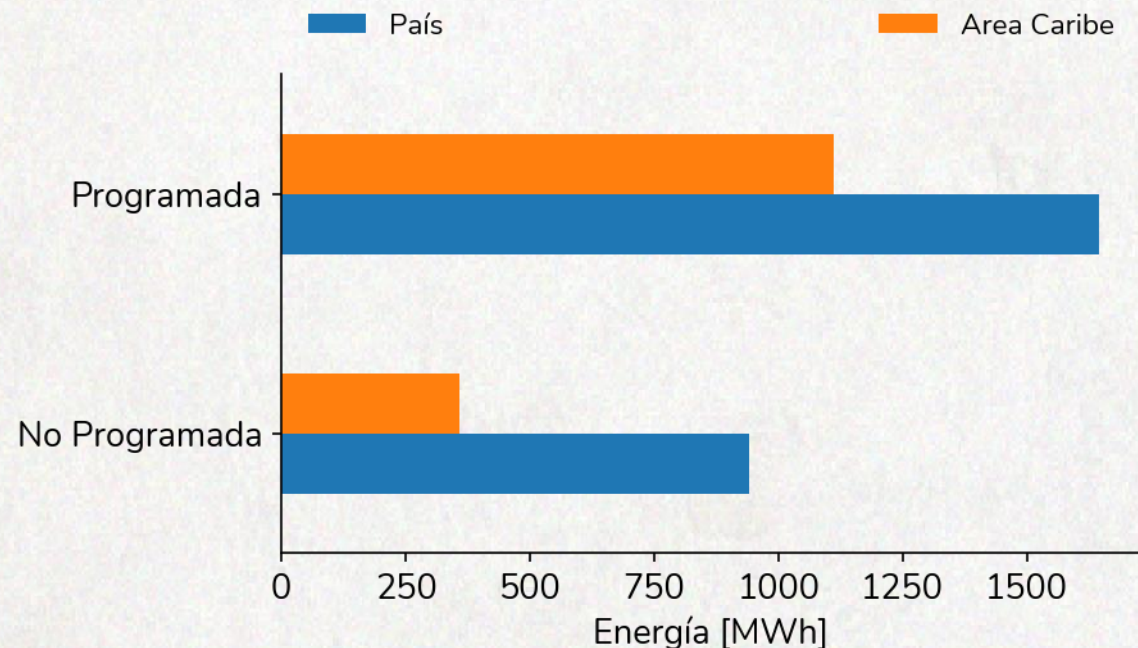
DNA No Programada – con reportes SDL*



Teniendo en cuenta el reporte de SDL, por causas no programadas se dejaron de atender 1.600 GWh en el mes de febrero. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:

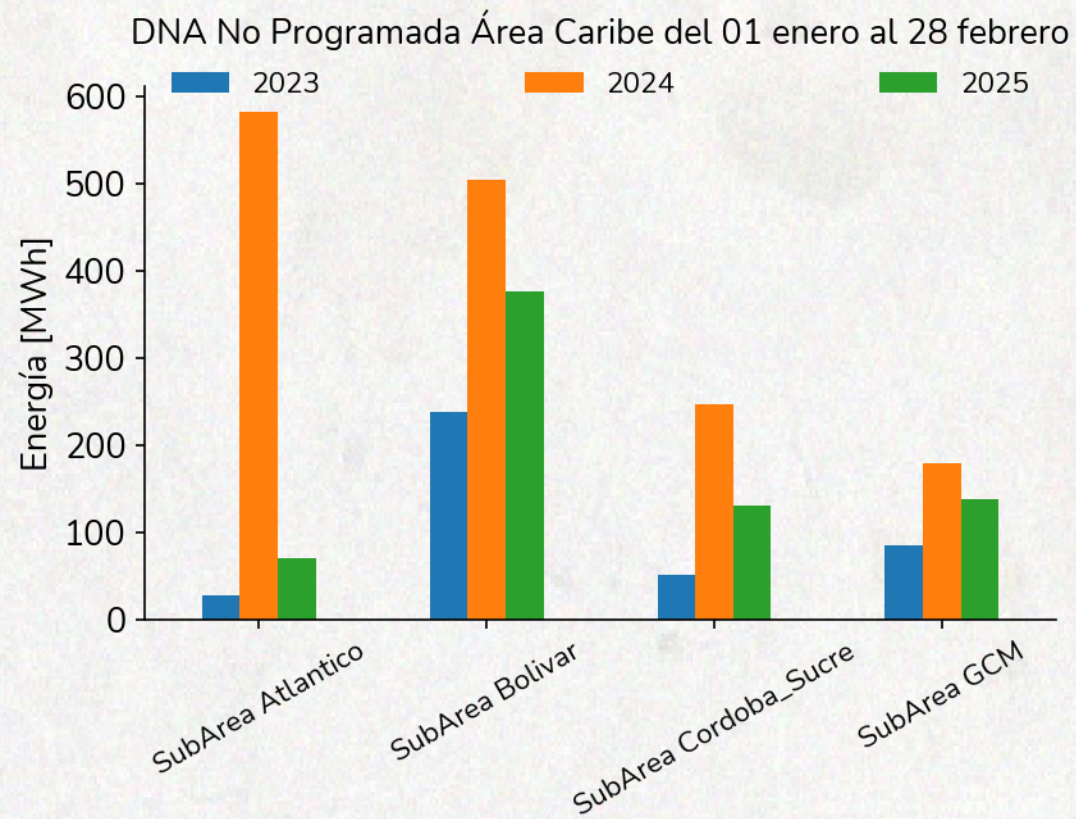
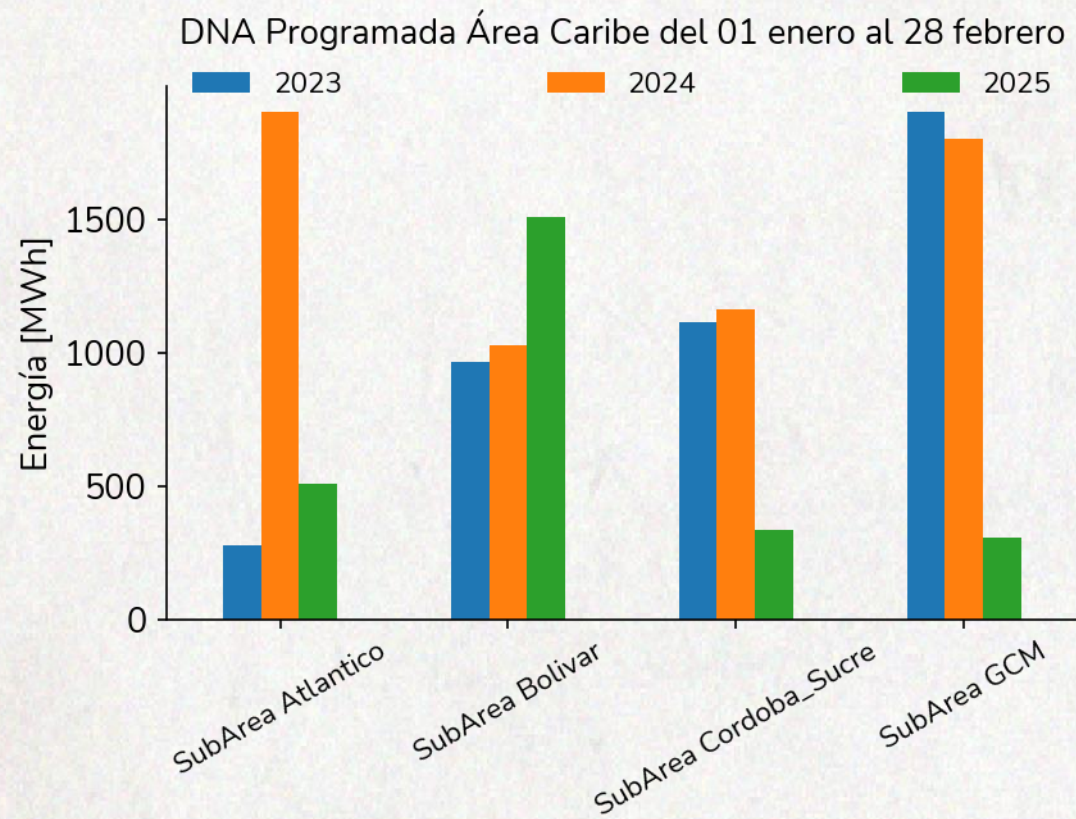
Fecha Inicial	Energía [MWh]	Descripción
2025-02-01 00:00:00	154.7	Eventos no programados del SDL (CHEC)
2025-02-23 00:00:00	118.0	Eventos no programados del SDL (AIR-E)
2025-02-20 00:00:00	95.4	Eventos no Programados del SDL (CHEC)
2025-02-08 00:00:00	75.6	Eventos no programados del SDL (CHEC)
2025-02-28 00:00:00	62.4	Eventos no programados del SDL (EPM)

DNA Caribe vs. País

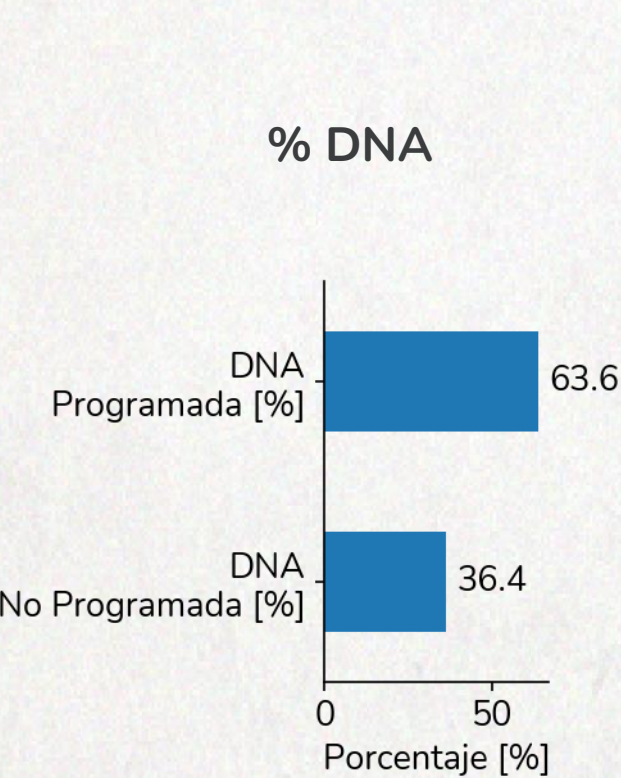


La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.110 GWh, siendo un 67.49% de la demanda no atendida programada nacional (1.645 GWh) para el mes de febrero.

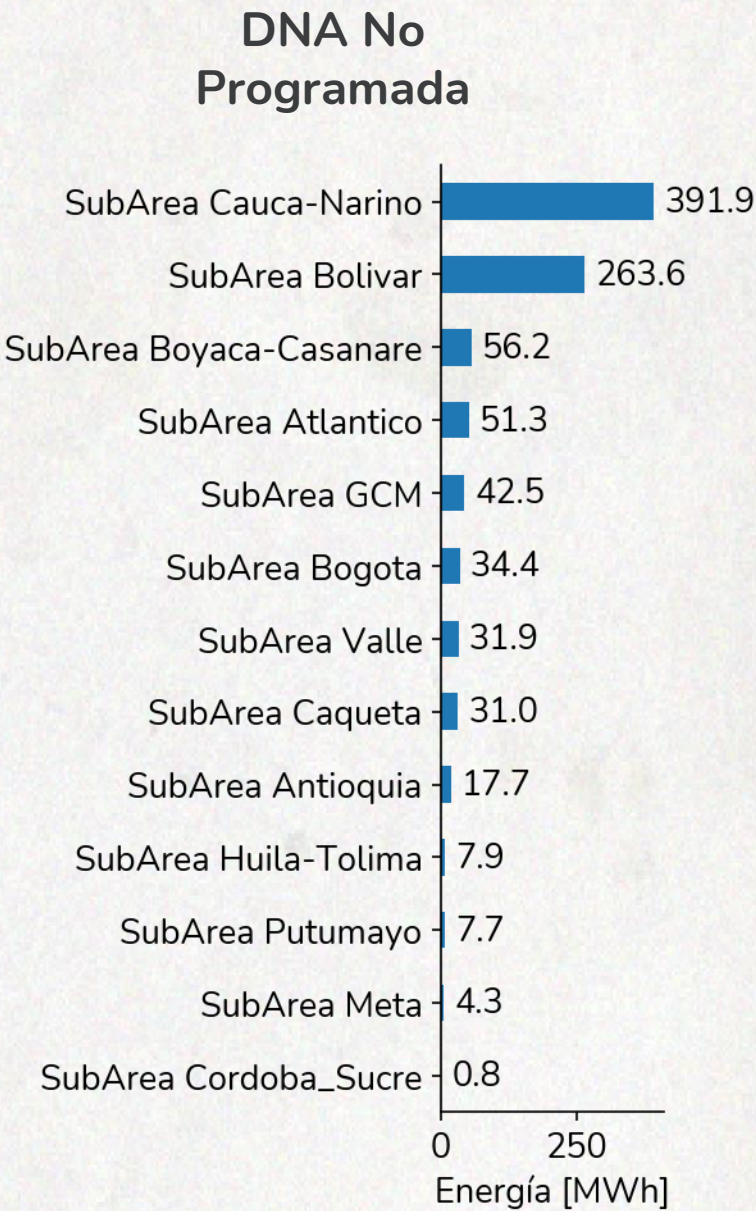
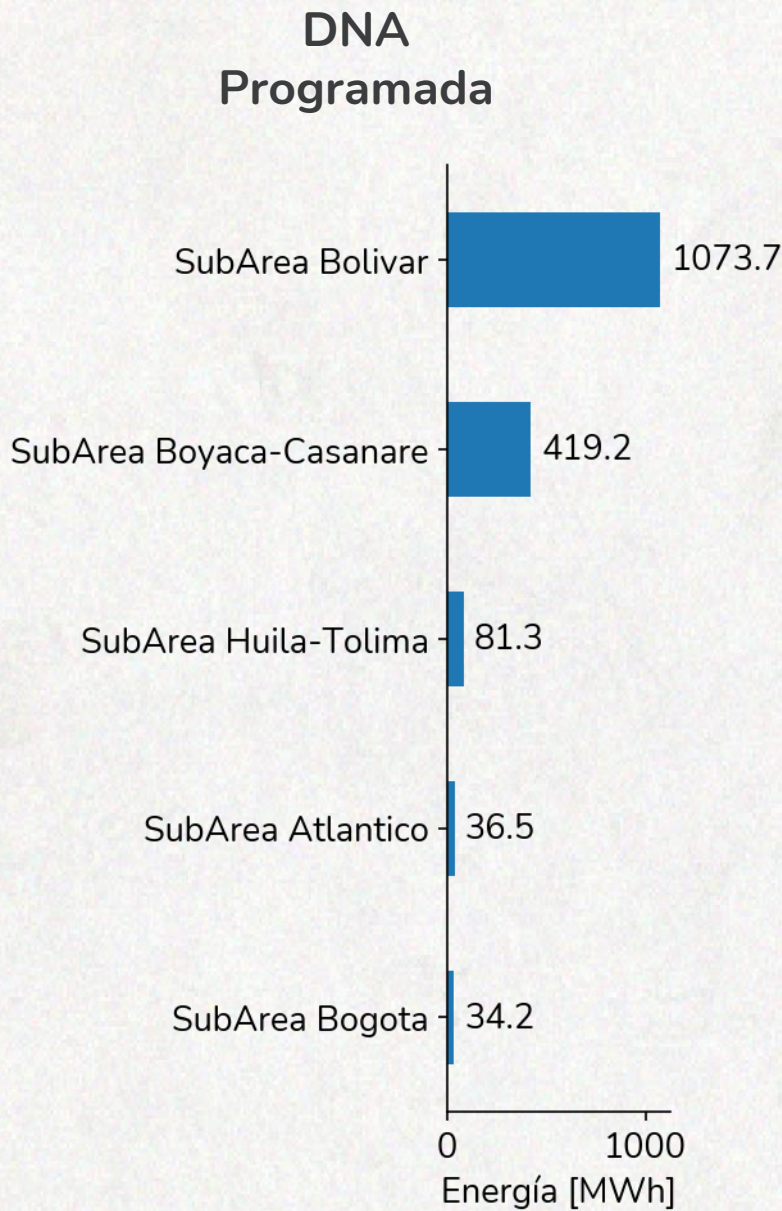
La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.358 GWh, siendo un 38.06% de la demanda no atendida no programada nacional (0.941 GWh) para el mes de febrero.



Resumen – Demanda no atendida

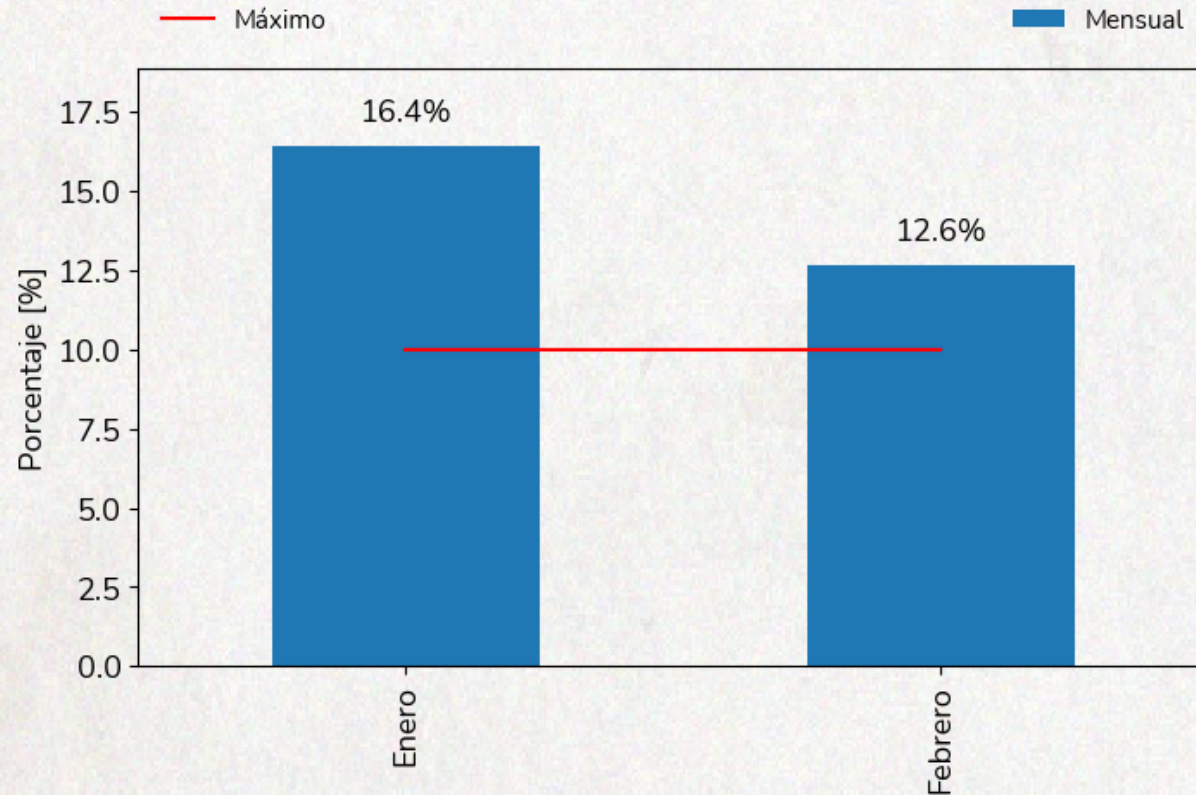


**El total de demanda no atendida febrero fue 2.586 GWh.
(Sin incluir reportes de DNA No Programada del SDL)**

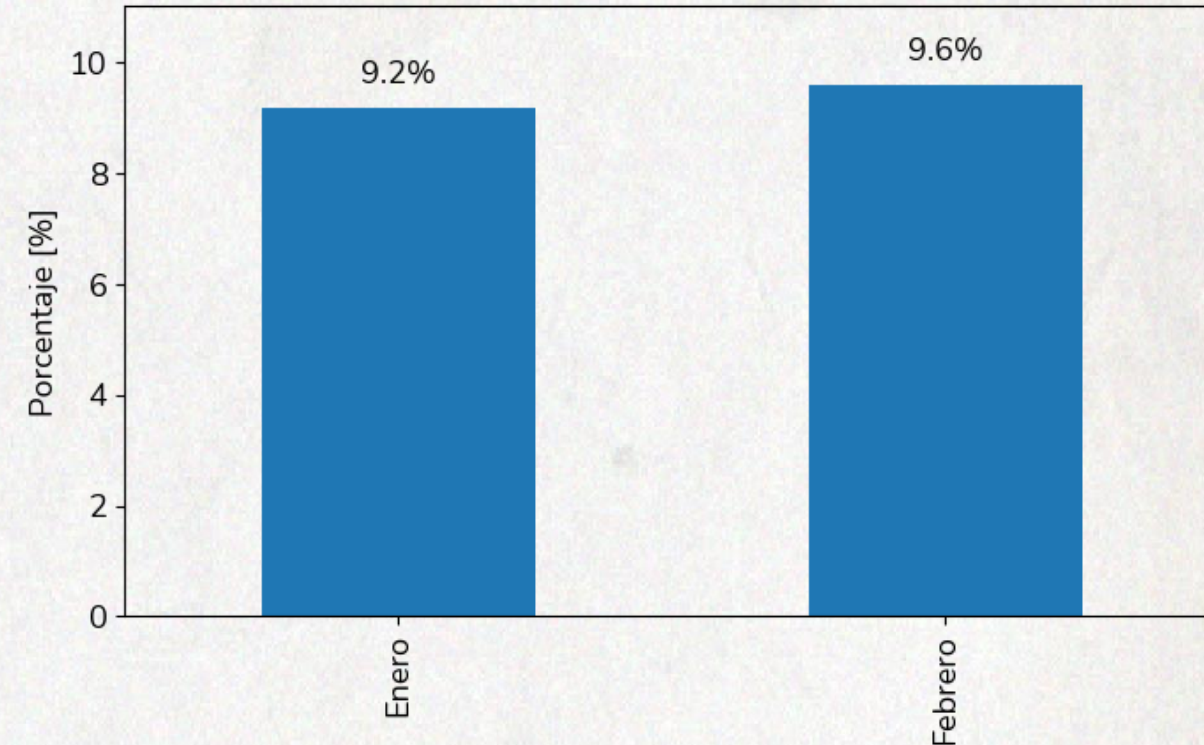


Desviación Plantas Menores

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

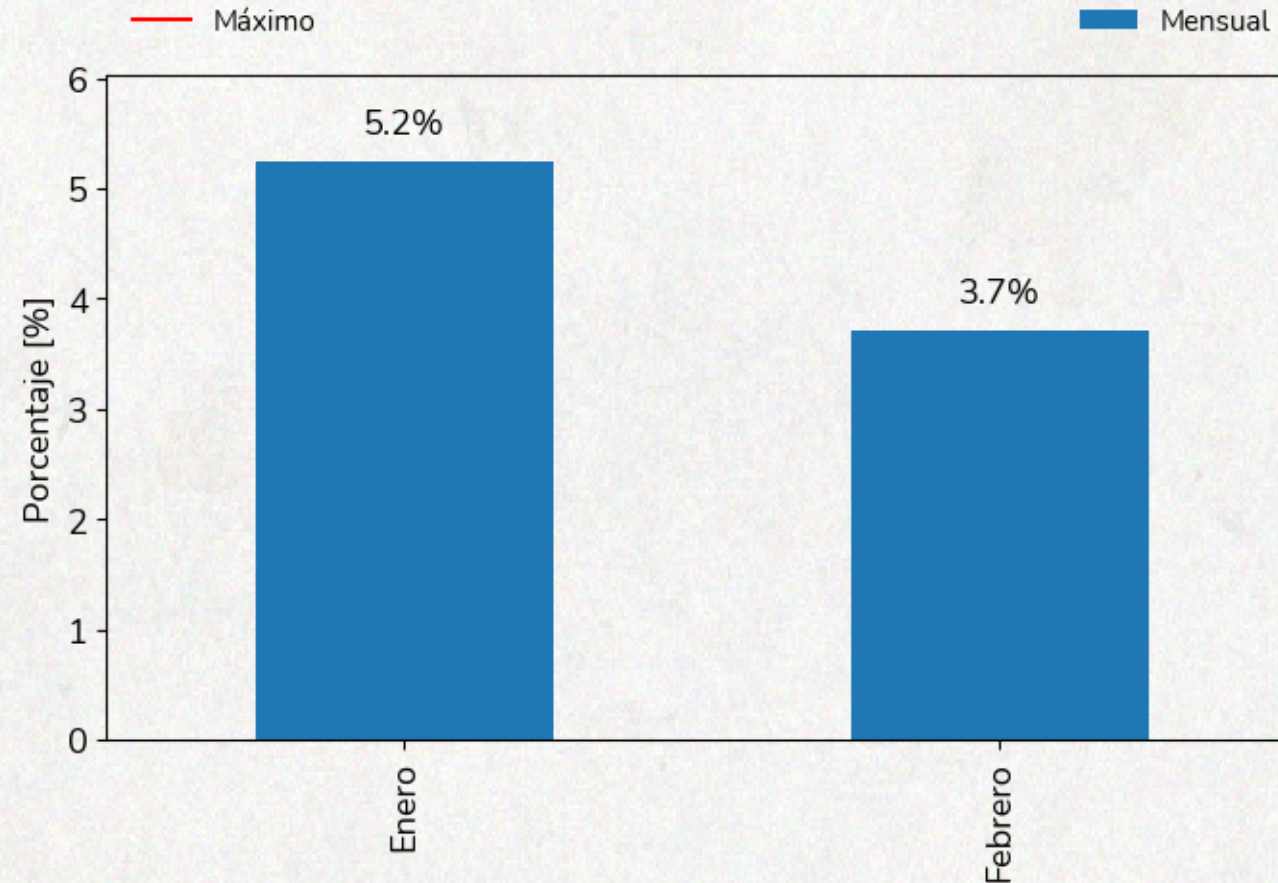


Participación PNDC en la generación total del
SIN



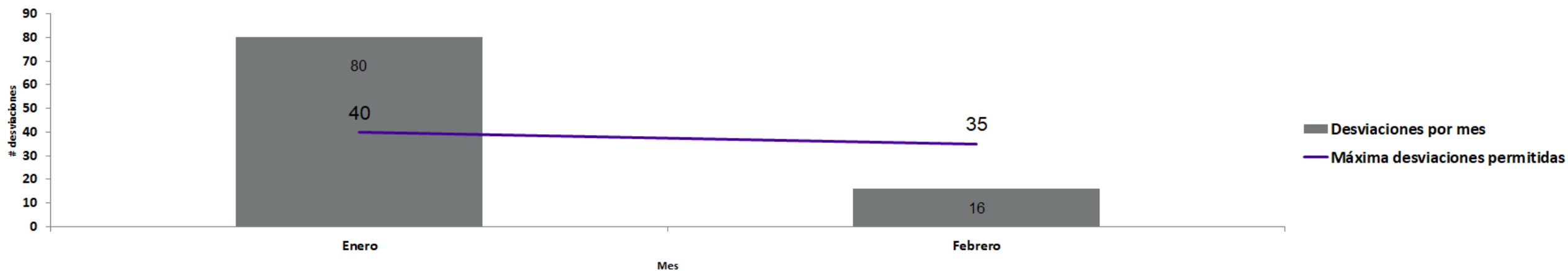
Desviación Plantas Menores

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

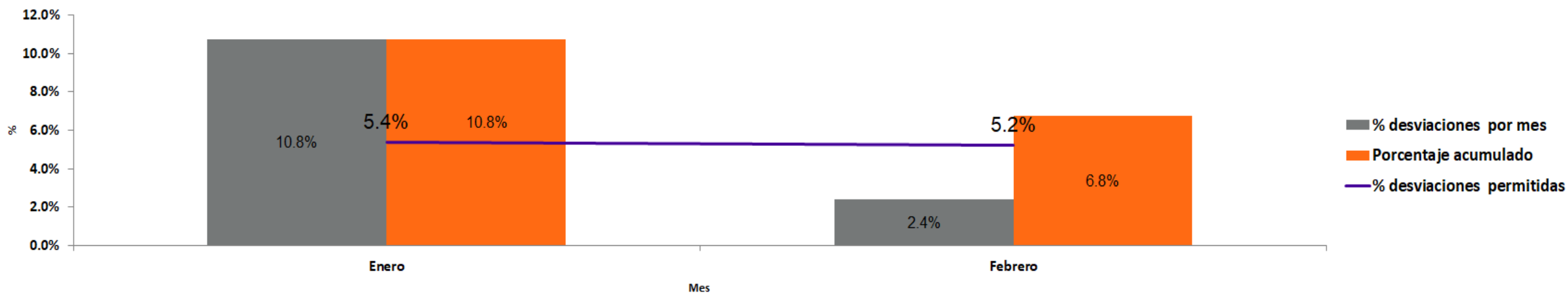


Indicador calidad del pronóstico

Número de desviaciones mayores al 5%



Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

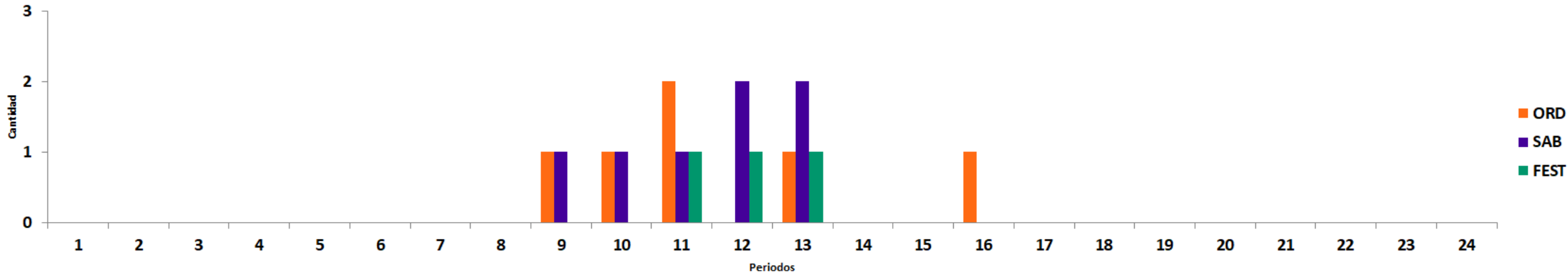


*Información actualizada el 3 de marzo de 2025

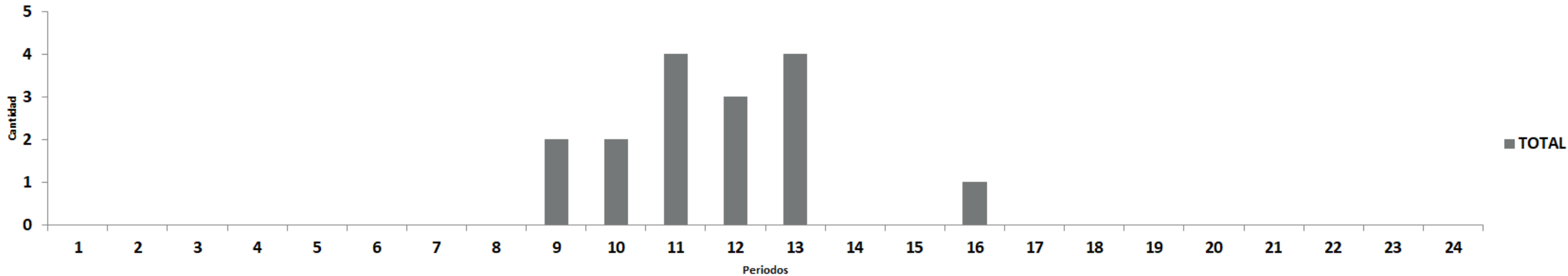
*Información hasta el 28 de febrero de 2025

Indicador calidad del pronóstico

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



Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



*Información actualizada el 3 de marzo de 2025

*Información hasta el 28 de febrero de 2025

Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

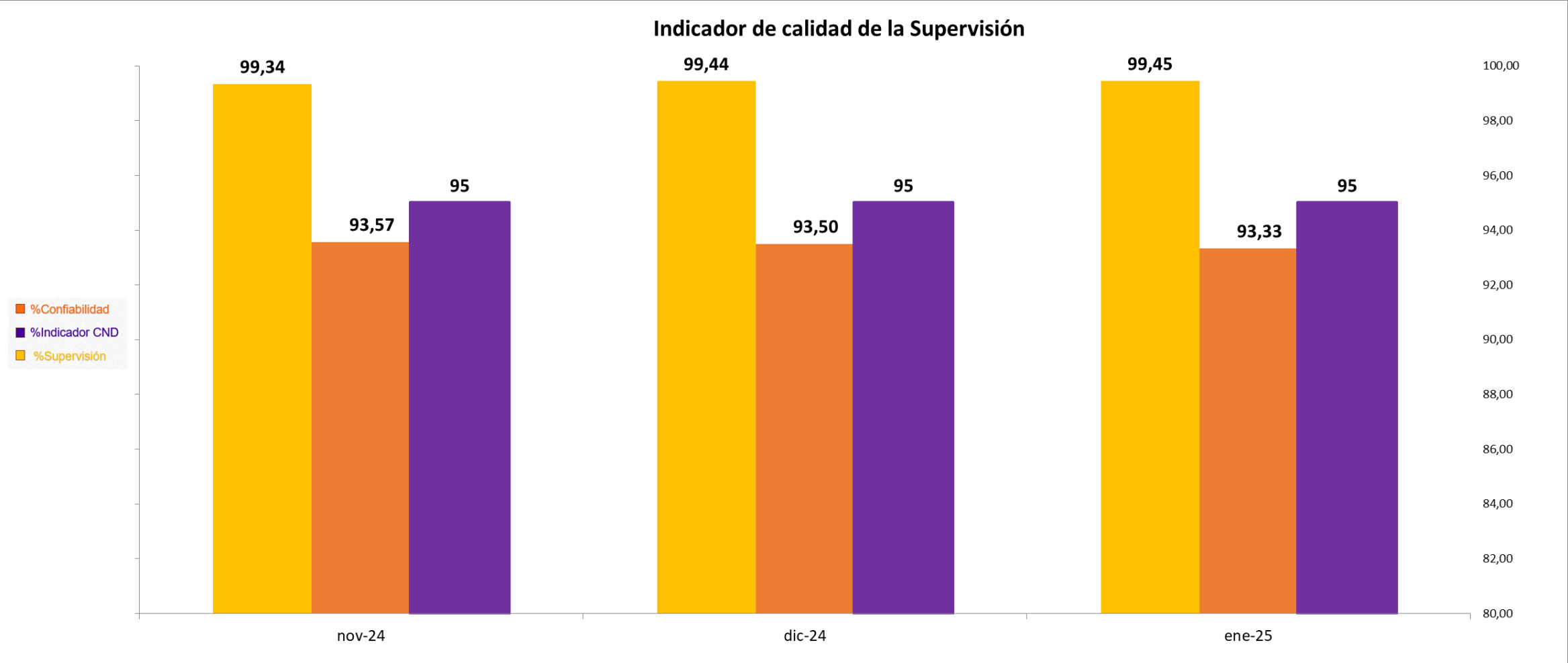


MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Noviembre	% desviaciones Diciembre	% desviaciones Enero	Desviaciones Enero	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Oxy	31	50	6.7%	24.4%	1.5%	4.4%	33	31	33	4.4%
MC-Centro	31	50	6.7%	0.3%	0.4%	6.0%	45	31	45	6.0%
MC-Santander	31	50	6.7%	22.4%	16.1%	11.3%	84	31	84	11.3%
MC-Pereira	31	50	6.7%	24.3%	20.8%	12.1%	90	31	90	12.1%
MC-CordobaSucre	31	50	6.7%	30.4%	26.5%	12.8%	95	31	95	12.8%
MC-Quindio	31	50	6.7%	15.3%	13.3%	12.9%	96	31	96	12.9%
MC-Caldas	31	50	6.7%	11.0%	25.8%	15.6%	116	31	116	15.6%
MC-Antioquia	31	50	6.7%	6.1%	23.5%	17.1%	127	31	127	17.1%
MC-Planeta	31	50	6.7%	35.6%	26.6%	17.1%	127	31	127	17.1%
MC-Boyaca	31	50	6.7%	24.4%	26.5%	23.4%	174	31	174	23.4%
MC-NorSantander	31	50	6.7%	27.9%	19.9%	23.8%	177	31	177	23.8%
MC-GM	31	50	6.7%	59.7%	50.5%	25.3%	188	31	188	25.3%
MC-Arauca	31	50	6.7%	37.2%	22.4%	25.4%	189	31	189	25.4%
MC-Tolima	31	50	6.7%	33.8%	63.8%	27.2%	202	31	202	27.2%
MC-Cesar	31	50	6.7%	48.3%	35.2%	27.4%	204	31	204	27.4%
MC-Nariño	31	50	6.7%	20.7%	23.8%	27.8%	207	31	207	27.8%
MC-Caqueta	31	50	6.7%	38.1%	19.1%	29.6%	220	31	220	29.6%
MC-Guaviare	31	50	6.7%	60.7%	40.2%	31.3%	233	31	233	31.3%
MC-Tulua	31	50	6.7%	41.0%	37.1%	36.3%	270	31	270	36.3%
MC-Atlantico	31	50	6.7%	69.6%	49.6%	38.4%	286	31	286	38.4%
MC-Rubiales	31	50	6.7%	15.1%	49.3%	40.9%	304	31	304	40.9%
MC-Bolivar	31	50	6.7%	49.4%	42.2%	41.1%	306	31	306	41.1%
MC-Cali	31	50	6.7%	31.0%	29.4%	42.2%	314	31	314	42.2%
MC-Cauca	31	50	6.7%	51.0%	49.7%	42.2%	314	31	314	42.2%
MC-CirInfanta	31	50	6.7%	84.0%	73.9%	42.9%	319	31	319	42.9%
MC-Cerromatoso	31	50	6.7%	47.5%	54.2%	44.4%	330	31	330	44.4%
MC-Huila	31	50	6.7%	60.0%	67.7%	44.8%	333	31	333	44.8%
MC-Meta	31	50	6.7%	27.5%	35.6%	47.4%	353	31	353	47.4%
MC-Cartago	31	50	6.7%	34.3%	55.0%	49.1%	365	31	365	49.1%
MC-Celsia	31	50	6.7%	39.2%	44.8%	49.9%	371	31	371	49.9%
MC-BajoPutumayo	31	50	6.7%	62.1%	55.4%	51.9%	386	31	386	51.9%
MC-Choco	31	50	6.7%	26.1%	23.4%	59.4%	442	31	442	59.4%
MC-Putumayo	31	50	6.7%	42.8%	45.0%	62.5%	465	31	465	62.5%
MC-SanFernando	31	50	6.7%	49.2%	54.3%	62.8%	467	31	467	62.8%
MC-Casanare	31	50	6.7%	23.3%	32.8%	63.3%	471	31	471	63.3%
MC-Emec	31	50	6.7%	67.4%	66.9%	66.9%	498	31	498	66.9%
MC-DrummondLoma	31	50	6.7%	87.1%	96.2%	83.7%	623	31	623	83.7%
MC-Drummond	31	50	6.7%	82.2%	84.8%	84.5%	629	31	629	84.5%
MC-MagdalenaEcop	31	50	6.7%	92.4%	89.9%	89.5%	666	31	666	89.5%
MC-Intercor	31	50	6.7%	87.5%	85.3%	91.4%	680	31	680	91.4%
MC-TubosCaribe	31	50	6.7%	89.6%	90.5%	92.3%	687	31	687	92.3%
MC-Ternium	31	50	6.7%	91.0%	93.0%	93.1%	693	31	693	93.1%

*Información actualizada el 3 de marzo de 2025

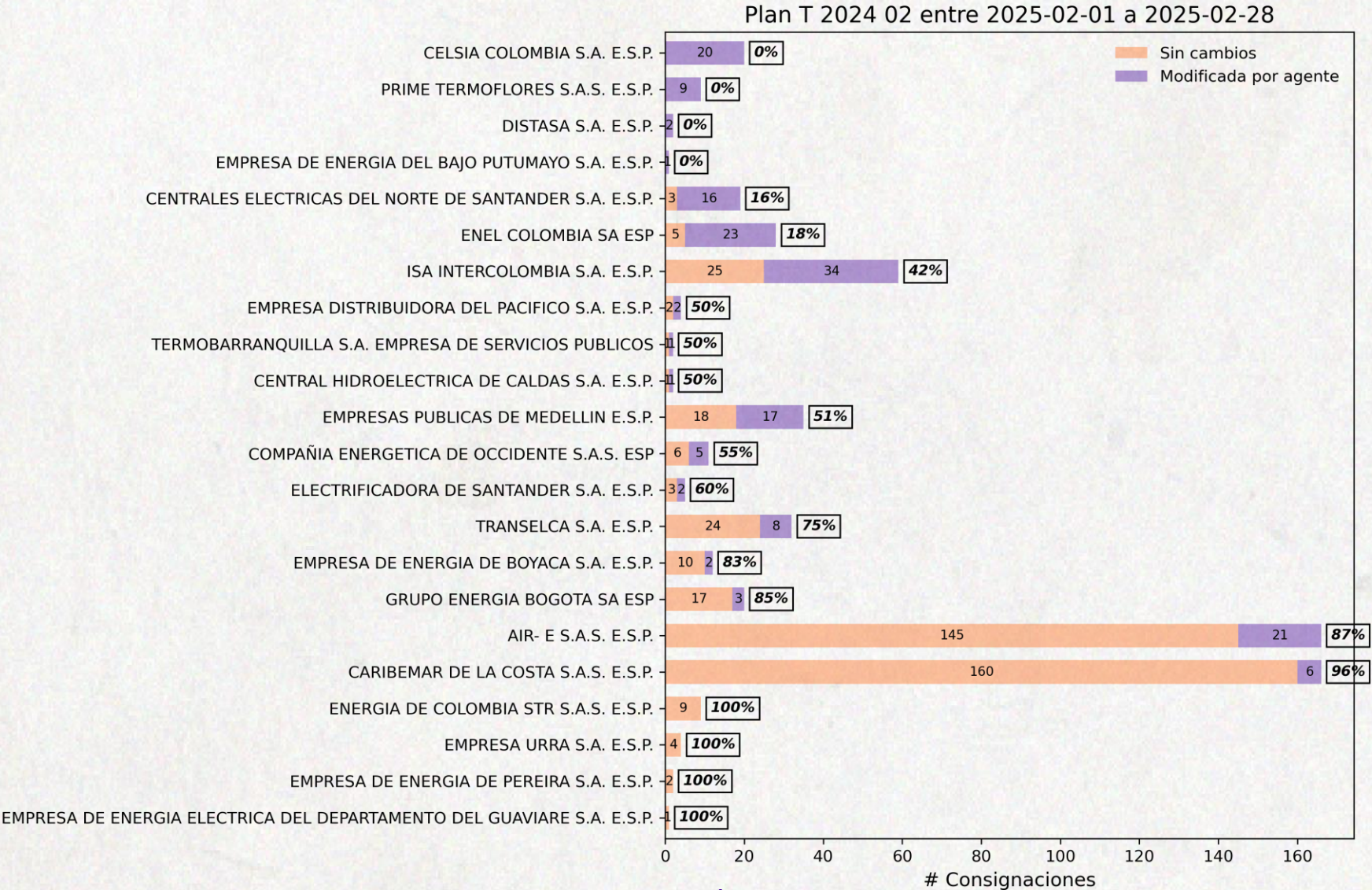
Indicador de calidad de la supervisión

■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Meta



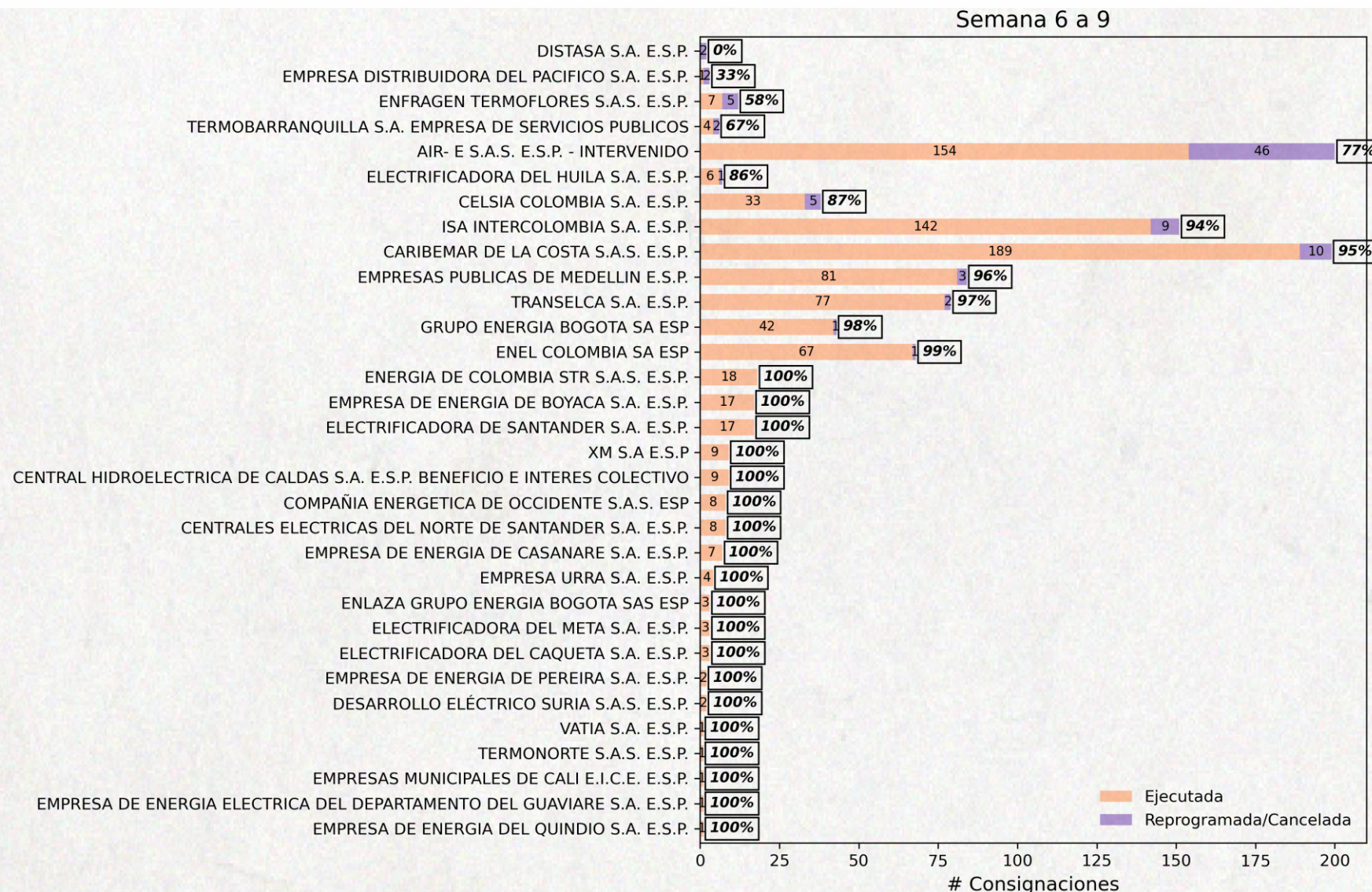
*Información correspondiente al indicador del mes de enero 2024

Porcentaje de consignaciones ejecutadas del plan de mantenimientos sin modificaciones



*Información actualizada el 3 de marzo de 2025

Porcentaje de consignaciones ejecutadas de plan y fuera de plan del plan semanal de mantenimientos



*Información actualizada el 3 de marzo de 2025



20 años
Hechos por Colombia

Gracias
