



BOLETÍN ENERGÉTICO # 349

3 de julio de 2026

Informe publicado desde el 22 de abril de 2014, con el propósito de presentar la evolución de las principales variables del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las perspectivas energéticas.



20 años
Hechos por Colombia

Panorama energético actual del SIN

Señales relevantes

1 Contexto climático



Evento
El Niño 2026–2027

63%

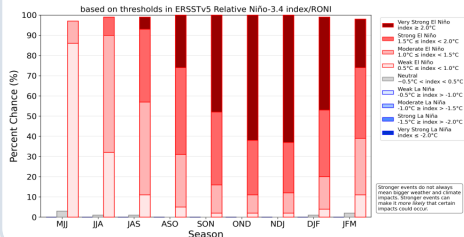
Probabilidad de intensidad
muy fuerte
(nov 2026–ene 2027)

>95% de probabilidad
de consolidación

► **Menores aportes hídricos,
mayor temperatura y
presión sobre la demanda**

Boletín IRI - NOAA

NOAA CPC ENSO Strength Probabilities (issued June 2026)



2 Demanda del SIN



261,86

GWh/día

12.475

MW

★ **Máximos históricos
observados en 2026**

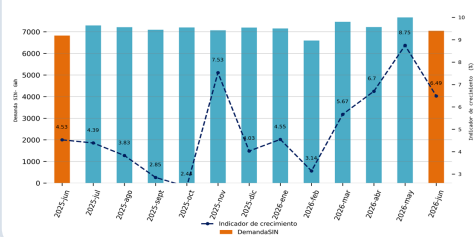


Junio 2026:

+5.75%

vs. Junio 2025

Evolución de la demanda del SIN



3 Balance ENFICC-Demanda



La demanda
supera la ENFICC
disponible

Diferencia 2026-2027:

-3.906

GWh/año

Diferencia Demanda vs. ENFICC

Periodo [GWh/año]



Contar con la Energía Firme suficiente para atender la demanda esperada, es necesaria para la atención confiable de la energía del país.

4 Expansión y entrada de proyectos



4.475 MW

esperados en 2026

vs.

331 MW

ingresados a
02-jul-2026

► **El atraso reduce la
flexibilidad operativa**

42 proyectos en STN.

60% con retrasos frente a su
FPO inicial.



Generación



Transmisión

5 Restricciones Operativas



36

Restricciones
en estado de
emergencia

48

en estado de
alerta



Entre 1-abr y 30-jun
de 2026, XM impartió:

165 instrucciones de
desconexión de carga
por sobrecarga de
equipos

1



Demanda no atendida por sobrecargas de equipos en estado estacionario

- Entre abril y junio de 2026 se impartieron **165 instrucciones** de desconexión de carga por sobrecarga de activos.

2



Riesgo de déficit de potencia en el Área Oriental

- Simultaneidad de indisponibilidad de 500 MW de Chivor y mantenimiento de Guavio con disponibilidad dependiente de los aportes hídricos. **Para algunos periodos del día no se logra cubrir los requerimientos mínimos** para la atención segura y confiable de la demanda del área Oriental.



Riesgo de afectación a la atención de demanda en Bogotá, Cundinamarca, Meta y Guaviare
dic. 2026 – abr. 2027

3



Riesgo de déficit de potencia país

- Posibilidad de no contar con recursos suficientes para atender la demanda máxima nacional durante el verano 2026-2027.



Mayor vulnerabilidad en condiciones de fenómeno **El Niño fuerte o muy fuerte**

4



Riesgo por déficit de energía país

- Resultados de los análisis estocásticos correlacionadas con variable climática, en dos de las cien series generadas con las condiciones actuales y esperadas, muestran que no sería posible cumplir con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación vigente



Principales embalses operando en **valores inferiores a sus mínimos históricos** y una exigencia prolongada al parque térmico en la máxima disponibilidad

5



Riesgos Financieros del MEM

- Incremento de los costos a reconocer por combustibles requeridos para generación térmica ante evento El Niño.
- Comercializadores que atienden usuarios finales con alta exposición en bolsa.

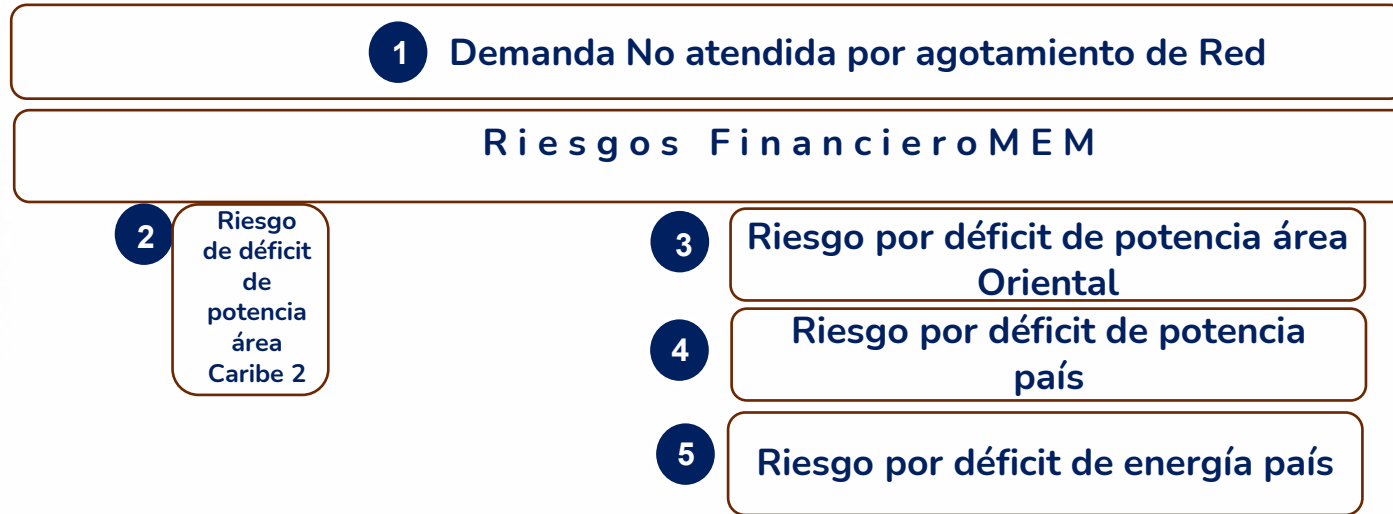


Riesgo asociado a cartera e incumplimientos de agentes del mercado

Condición actual y esperada en la operación



RIESGOS



Mantenimiento Planta de Regasificación del 30-Jul al 03-Ago



Mantenimiento de Chivor (1000 MW) y Guavio (1250 MW)



FACTORES



Fenómeno El Niño (Incremento de demanda y bajos aportes)



Atraso en la puesta en operación de proyectos (Generación y transmisión)

may-26 jun-26 jul-26 ago-26 sep-26 oct-26 nov-26 dic-26 ene-27 feb-27 mar-27 abr-27 may-27

- 1** **Racionamiento por agotamiento de red**
5.69 GWh de la DNA en el área Caribe esta asociada al agotamiento del STR o a vulnerabilidades topológicas que hoy resultan críticas para la operación.
- 2** **Incertidumbre en la disponibilidad de generación mínima** para cubrir seguridad de **área Caribe**
- 3** **Simultaneidad de indisponibilidad entre dic-26 y abr-27 de 500 MW de Chivor y mantenimiento de Guavio** con disponibilidad dependiente de los aportes hídricos. Para algunos periodos del día **no se logra cubrir los requerimientos mínimos** para la atención segura y confiable de la demanda del área Oriental
- 4** Se pueden presentar escenarios de mínima generación en Guavio ocasionando **déficit de potencia a nivel sistémico**.
- 5** Operación de los embalses del SIN por debajo de sus **mínimos históricos**, incluyendo algunos de ellos en **valores cercanos al 0% de su volumen útil**. **Requerimientos de generación térmica** de manera continua por encima de **90 GWH/día promedio durante 4 meses**. Operación aun no alcanzada en la historia.

Situación operativa actual

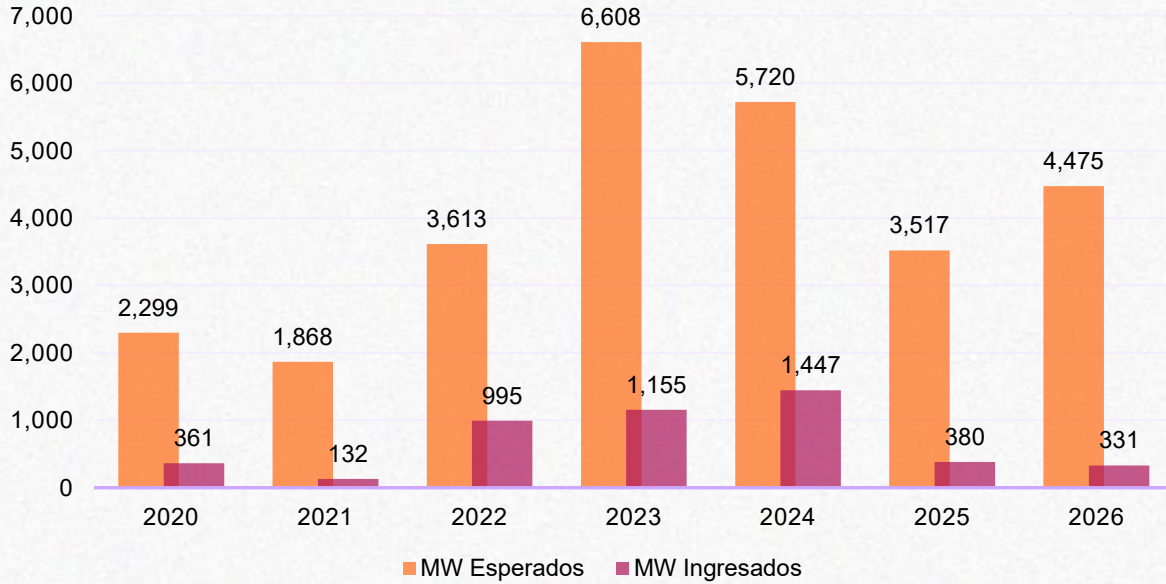
¿Cómo estamos
operando el SIN?



Matriz de generación de energía eléctrica



CAPACIDAD ESPERADA VS. CAPACIDAD INGRESADA



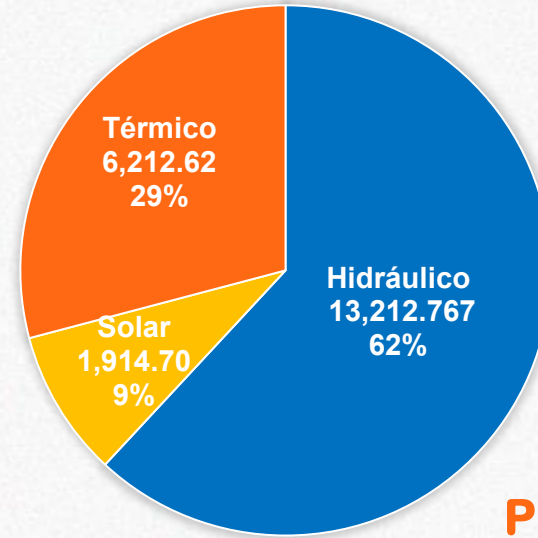
A la fecha han ingresado 7.4% de los MW esperados para 2026

Novedades

El 28 de junio de 2026, ERCO GENERACION S.A.S. ESP declaró en operación comercial el generador ROKRA de 9,9 MW.

Capacidad Efectiva Actual

21.340,09 MW



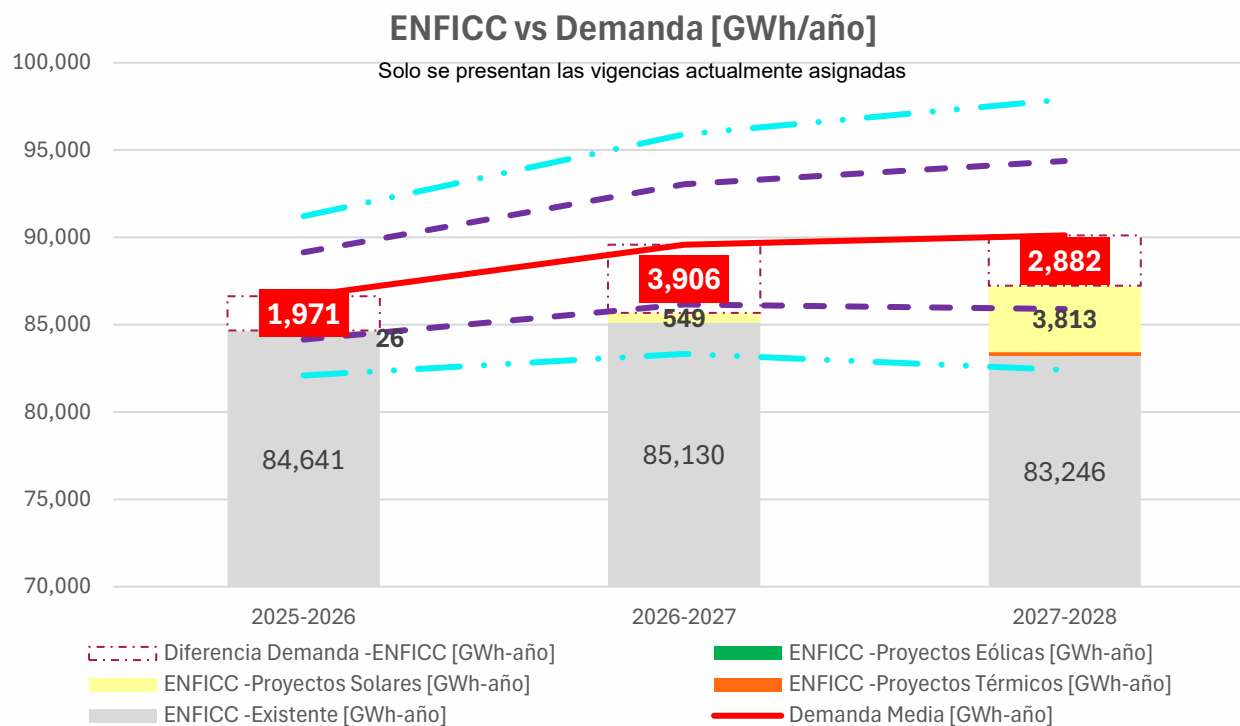
Categoría	DC [MW]	NDC [MW]
Hidráulico	12.258,0	954,8
Solar	1.478,0	436,7
Térmica	5.803,0	409,6

Plantas en pruebas iniciales

Categoría	Capacidad [MW]
Hidráulica	20,40
Térmico	88,90
Eólica	41,00
Solar	1.474,48
Total	1.624,78

Balance ENFICC del sistema vs. Demanda Anual

La demanda supera en 1.971 GWh/año la ENFICC disponible del Sistema para la vigencia actual (1 de diciembre de 2025 al 30 de noviembre de 2026)



Se requiere contar con la Energía Firme suficiente para atender la demanda esperada en el mediano y largo plazo, de manera confiable.

Consideraciones

- Se consideran los escenarios de demanda UPME publicados en septiembre de 2025.
- En cada vigencia se consideran las plantas existentes y proyectos con asignaciones de OEF que se esperan entren en operación en cada una de ellas.
- La ENFICC asociada a las plantas existentes incluye la última actualización realizada con base en lo establecido en la Resolución CREG 127 de 2020.
- La vigencia 2028–2029, aun no ha sido objeto de asignación de OEF. Asimismo, se excluye la vigencia 2029–2030, debido a que el proceso de asignación de OEF convocado mediante la Resolución CREG 101 079 de 2025 aún no ha finalizado las actividades previstas en su cronograma.
- **Vigencia 2025-2026:** No se incluyen Cartagena 1, Cartagena 3 y Tyopal 1 debido a que no tienen OEF para esta vigencia.
- **Vigencia 2026-2027:** No se incluye Tyopal 1, Cartagena 3 debido a que no tiene OEF para esta vigencia. Se considera la ENFICC del cronograma de mejora del IHF para Merilectra.
- **Vigencia 2027-2028:** No se incluyen Guajira 1, Guajira 2, Tyopal 1, Cartagena 3 y Tyopal 2 debido a que no tienen OEF para esta vigencia. No se incluyen los proyectos eólicos Casa eléctrica (JK1), Apotolorry (JK2), Alpha y Beta debido a que no tienen OEF. Se considera la ENFICC del cronograma de mejora del IHF para Flores 1, Flores 4 y Termovalle.

Principales Riesgos operativos

Atlántico

- Agotamiento capacidad de transformación 220/110 kV
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dependencia de generación térmica
- Poca flexibilidad del parque de generación

Córdoba - Sucre

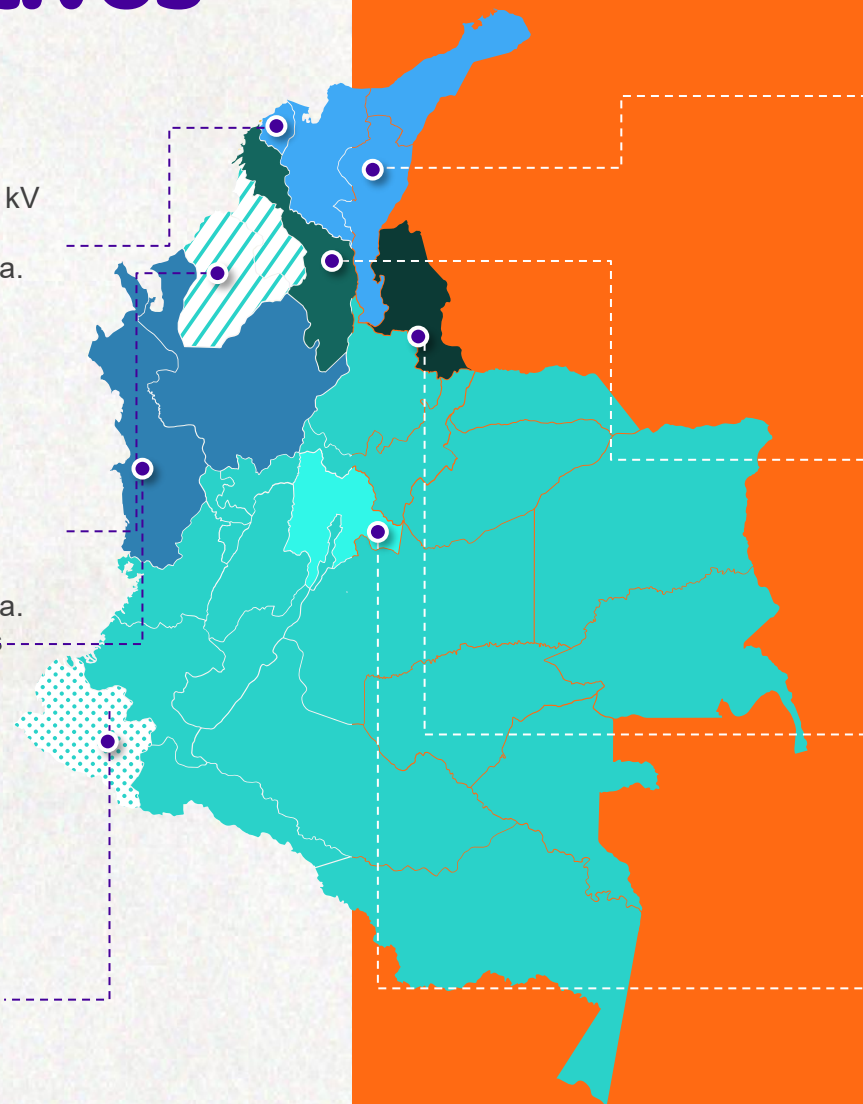
- Agotamiento de red (activos a 110 kV y transformación 500/110 kV)
- Bajas tensiones en red completa y ante N-1
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dificultad para coordinar y ejecutar mantenimientos

Red DISPAC – Chocó.

- Bajas tensiones ante contingencias sencillas.
- Riesgo de DNA en condición de red degradada
- Definición de obras sin selección de inversionistas

Cauca - Nariño.

- Bajas tensiones ante contingencias sencillas.
- Riesgo de DNA en condición de red degradada
- Limita la capacidad de intercambio a Ecuador.



GCM – (Guajira-Cesar-Magdalena)

- Agotamiento de red (transformación Santa Marta y Copey 220/110/34.5 kV y Valledupar 220/34.5/13.8 kV)
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dificultad para realizar mantenimientos
- Susceptibilidad a ocurrencia de FIDVR
- Dificultad para gestionar excedentes de reactivos en condiciones de baja congestión
- Poca flexibilidad del parque de generación

Bolívar.

- Agotamiento de red, dificultad para el cumplimiento del criterio transitorio de tensión en nodos 66 kV, lo que limita la capacidad de importación del área
- Bajas tensiones en red completa y ante N-1
- Falta definición de proyectos estructurales de expansión.
- Riesgo de DNA en red completa y ante contingencia.
- Dependencia de generación térmica
- Poca flexibilidad del parque de generación

Nordeste

- Agotamiento de red
- Bajas tensiones ante contingencias sencillas
- Falta definición de proyectos estructurales de expansión.
- Limita la capacidad de exportación futura a Venezuela.
- Dependencia de generación térmica

Oriental

- Agotamiento de red (Sabana norte de Bogotá y Meta)
- No entrada oportuna proyectos de expansión.
- Riesgo de DNA en la Sabana Norte de Bogotá y nodos radiales del Meta.
- Dependencia de la generación de Termozipa.

Restricciones en emergencia (37)

Estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.

Área Nordeste Emergencia

Ocaña – San Mateo 230 kV / baja tensión nodos Norte de Santander

3 Cúcuta 230/115 kV / baja tensión nodos Norte de Santander

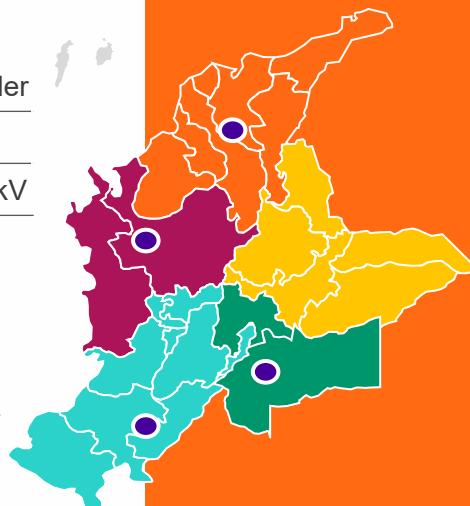
Sobrecarga en red completa de la línea Yopal – La Yopalosa 115 kV

Área Oriental Emergencia

Sobrecarga en red completa de la línea El Sol – Zipaquirá 115 kV

2 Sobrecarga en red completa de Santa Helena - Suria 1 115 kV

Las restricciones en emergencia pueden generar racionamiento de energía continuos en función del crecimiento de la demanda



31

Área Caribe Emergencia

Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV

Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV

Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5

Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5

Tebsa – Cordialidad 110 kV / Caracolí - Cordialidad 110 kV

Sobrecarga Tebsa 1 220/110 kV

Sobrecarga Tebsa 2 220/110 kV

Sobrecarga Tebsa 5 220/110 kV

Sobrecarga en red completa de Ternera – Gambote 66 kV

Bajas tensión en Gambote 66 kV

Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV

Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kV

Sobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kV

Sobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV

Baja tensión en Mompox 110 kV

Bajas tensión en San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV y El Plato 34.5 kV

Bajas tensiones en El Carmen 110 kV

Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV

Valledupar 1 220/34,5/13,8 kV / Valledupar 12 220/34,5/13,8 kV

Sobrecarga El Banco - El Paso 110 kV

Sobrecarga Valledupar 9 110/34.5 kV

Susceptibilidad a FIDVR en nodos GCM

Bajas tensión en El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV

Sobrecarga en red completa Santa Marta 1 220/110/34.5 kV

Sobrecarga en red completa Santa Marta 2 220/110/34.5 kV

Sobrecarga en red completa Santa Marta 9 220/110/34.5 kV

Sobrecarga en red completa Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV

Sobrecarga en red completa Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV

Sobrecarga en red completa Valledupar 3 220/34.5/13.8 kV

Sobrecarga en red completa Sincé – Magangué 110 kV

Sobrecarga Guatapurí – Valledupar 110 kV

Restricciones en Alerta (48)

Estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

Área Antioquia Alerta

Bolombolo - Barroso 110 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Barroso - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Quibdó - El Siete 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Cértegui - Virginia 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Quibdó - Cértegui 115 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Ancón Sur (EPM) - Amagá 110 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Amagá - Bolombolo 1 110 kV / Baja tensión red 115 kV Dispac

Área Suroccidental Alerta

Jamondino - Jardinera 115 kV / Bajas tensiones en Bucheli 115 kV y Junín 115 kV

Jamondino - Panamericana 115 kV / Jamondino - Jardinera 115 kV

Área Oriental Alerta

Primavera - Bacatá 500 kV / Bajas tensiones en las subestaciones a 115 kV Simijaca, Ubaté, Peldar, Zipaquirá, Sesquilé, Termozipa, Diaco, Gran Sabana

Noroeste - Tenjo 1 115 kV / Bajas tensiones en las subestaciones a 115 kV Simijaca, Ubaté, Peldar, Zipaquirá, Sesquilé, Termozipa, Diaco, Gran Sabana

Bacatá - Chía 1 115 kV / Bajas tensiones en las subestaciones a 115 kV Simijaca, Ubaté, Peldar, Zipaquirá, Sesquilé, Termozipa, Diaco, Gran Sabana

Bacatá - El Sol 115 kV / Bajas tensiones en las subestaciones a 115 kV Simijaca, Ubaté, Peldar, Zipaquirá, Sesquilé, Termozipa, Diaco, Gran Sabana

Puerto Lopez - Campobonito1 115 / bajas tensiones en Puerto Gaitan 115 kV, Campobonito 115 kV, Puerto Lopez 115 kV, Suria 115 kV

Puerto Lopez - Suria 1 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitan 115 kV, Campobonito 115 kV, Puerto Lopez 115 kV

Puerto Lopez - Suria 2 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitan 115 kV, Campobonito 115 kV, Puerto Lopez 115 kV

Campobonito - Puerto Gaitán 115 kV / bajas tensiones en Puerto Gaitan 115 kV, Campobonito 115 kV, Puerto Lopez 115 kV

Puerto López 115 kV - Puerto Gaitán 115 kV/ bajas tensiones en Puerto Gaitán 115 kV

Área Caribe Alerta

30

Tebesa 1 220/110 kV / Tebsa 2 220/110 kV + Tebsa 5 220/110 kV

Tebesa 2 220/110 kV / Tebsa 1 220/110 kV + Tebsa 5 220/110 kV

Tebesa 5 220/110 kV / Tebsa 1 220/110 kV + Tebsa 2 220/110 kV

Tebesa - Vte Julio 2 110 T2 / Tebsa - Vte Julio 1 110 T2

Tebesa - Vte Julio 1 110 T2 / Tebsa - Vte Julio 2 110 T2

Flores 2 220/110 kV / Termoflores II - Oasis 1 110 kV

Tenera 5 66/13.8/6.9 kV / Tenera 3 66/13.8/6.9 kV

Tenera 3 66/13.8/6.9 kV / Tenera 5 66/13.8/6.9 kV

Tenera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV

Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Tenera - Zaragocilla 66 kV

Nueva Montería - Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV

Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV

Chinú 2 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú3 500/110 kV

Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV

Chinú 2 500/110 kV / Chinú 2 500/110 kV + Chinú 3 500/110 kV

Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierraflo 110 kV

Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV

Interruptor 7020 S/E Chinú110 kV / Chinú 1 500/110 kV

Urrá - Urabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV

Nueva Montería 1 230/110 kV / Nueva Montería 2 230/110 kV

Nueva Montería 2 230/110 kV / Nueva Montería 1 230/110 kV

Valledupar - Guatapurí 34,5 kV LN599 / Valledupar - Guatapurí 34,5 kV LN 513

Santa Marta 1 220/110/34,5 kV / Santa Marta 9 220/110/34,5 kV

Copey 5 220/110 kV / Copey 1 220/110 kV

Tebsa - Magdalena 1 110 kV / Tebsa - Unión 1 110 kV

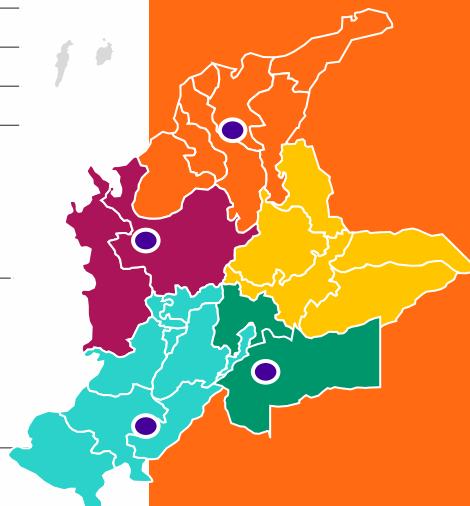
Nva Magdalena - Union 1 110 kV / Tebsa - Union 1 110 kV

Proelectrica- Mamonal 66 kV / Proelectrica-Membrillal66 kV

Cerromatoso 1 500/110 kV / Cerromatoso 2 500/110 kV + Cerromatoso 4 500/110 kV

Cerromatoso 2 500/110 kV / Cerromatoso 1 500/110 kV + Cerromatoso 4 500/110 kV

Cerromatoso 4 500/110 kV / Cerromatoso 1 500/110 kV + Cerromatoso 2 500/110 kV



Las restricciones en alerta pueden generar racionamiento de energía continuos en función del crecimiento de la demanda y la disponibilidad de la infraestructura.



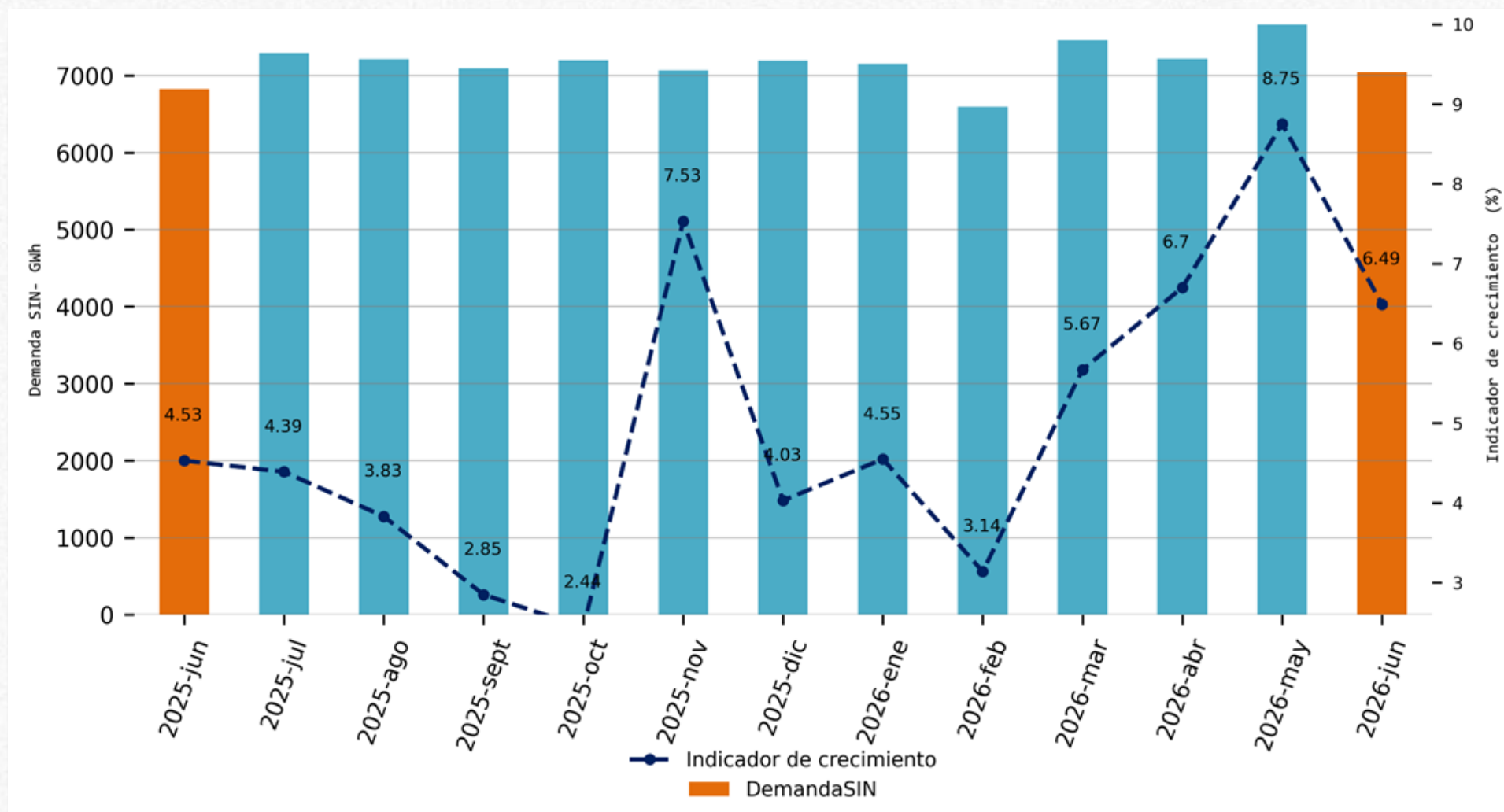
Condición operativa área Oriental

En el área Oriental los mantenimientos e intervenciones reportadas por los agentes sobre la infraestructura de transporte y generación son críticas debido a que reducen los márgenes de seguridad del área, lo anterior, por la no entrada oportuna de proyectos de expansión que mitiguen los riesgos para la atención segura y confiable de la demanda del área, en particular, los proyectos **UPME 01-2013 Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV** y **UPME 03-2010 Chivor Norte Bacatá** y **UPME 03-2023 ATR Nueva Esperanza 500/115 kV**.

- En la estación de verano 2026-2027 y años posteriores, el requerimientos de recursos de generación para atender de forma segura y confiable la demanda **no se puede cumplir sin contar con Chivor y Guavio**, por lo que indisponibilidades de estos recursos **comprometen el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad, con riesgo sobre prestación continua, segura y de calidad del servicio**.
- En la Sabana Norte de Bogotá, **se evidencia dependencia de la generación de Zipas** para la atención segura y confiable de la demanda .
- La indisponibilidad de activos de transmisión del SIN reduce los márgenes operativo del área e **incrementa las necesidades de generación interna y/o de cortes en el suministro de energía**.

**¿Cómo se está
comportando la
demanda?**

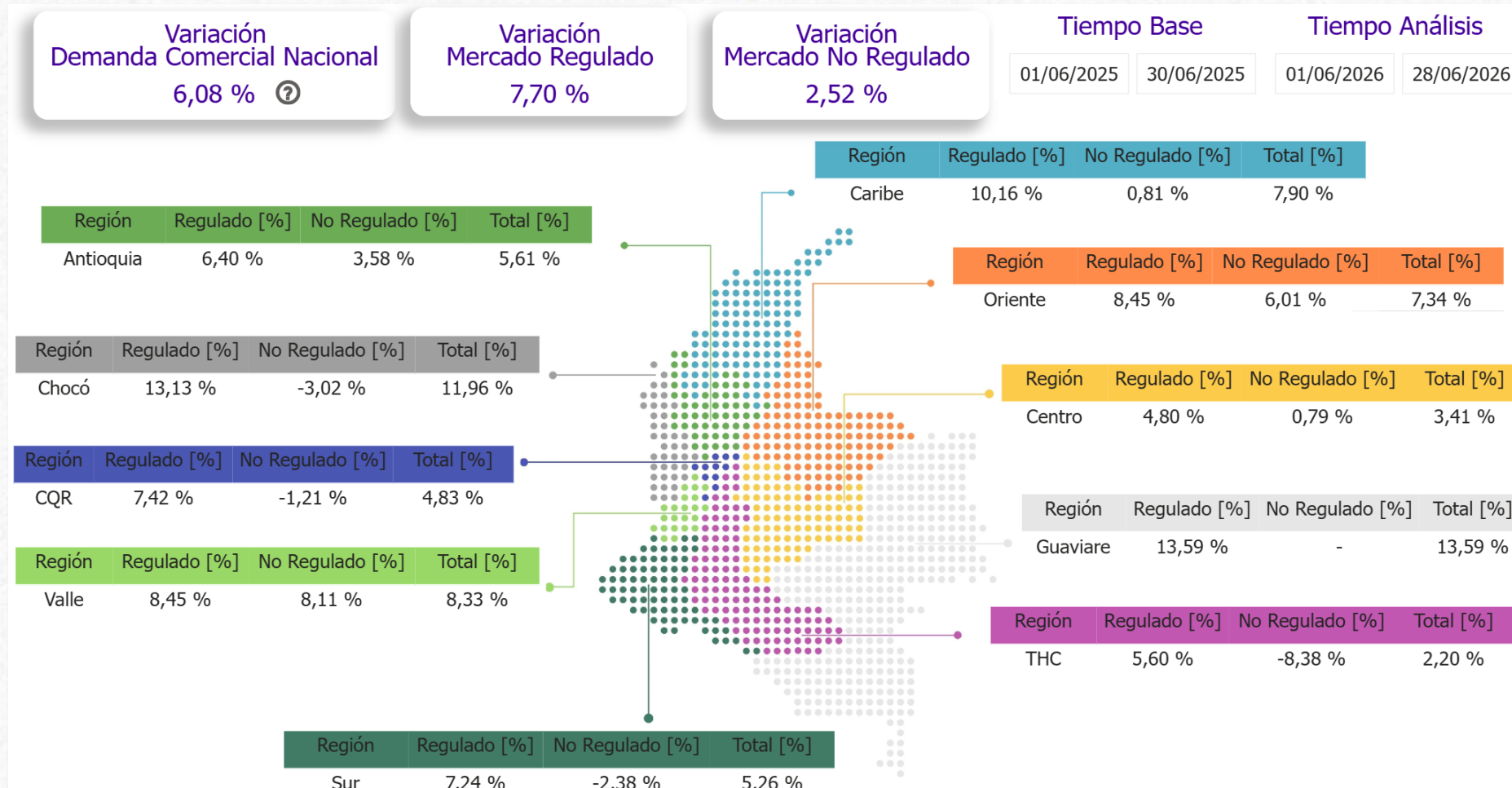
Evolución de la demanda del SIN



- En comparación con los mismos días del mes del año 2025, en el mes de junio, la demanda del SIN creció un 6.49%.
- En mayo, se presentaron los días de **mayor demanda** histórica de energía **261.86 GWh-día** y potencia **12,475 MW**.

*La variación porcentual presentada de la demanda de energía se calcula como el promedio ponderado de las variaciones porcentuales por tipo de día

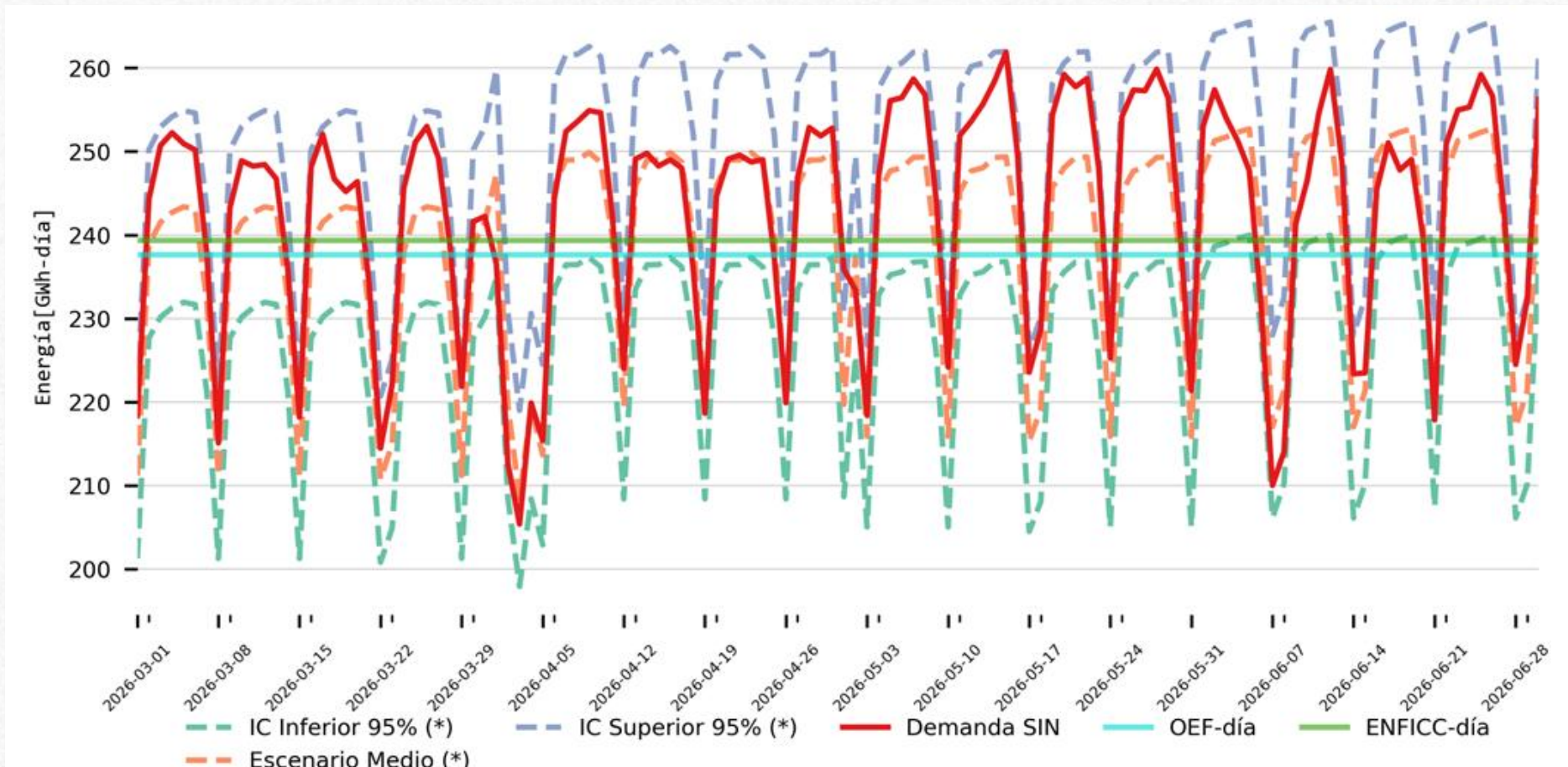
Crecimiento de la demanda por regiones



En lo corrido del mes de junio de 2026, con respecto al mismo mes del año anterior, se ha **presentado un crecimiento de la demanda** en todas las regiones del país. El mayor crecimiento se ha registrado en **Guaviare (13.59%), Chocó (11.96%), y las regiones Valle (8.33%), Caribe (7.90%)**

Evolución de la demanda del SIN

Seguimiento diario de la demanda*



Vigencia 2025-2026

ENFICC: 232.0 GWh/día

OEF: 237.6 GWh/día

Dmáx: 261.86 GWh/día

OEF por tecnología:

OEF Hidro = 112.9 GWh/día

OEF Térmica = 118.2 GWh/día

OEF Solar = 6.5 GWh/día

A nivel diario se observan varios días donde la demanda de energía eléctrica ha sido superior al escenario medio publicado por UPME y superior a las Obligaciones de Energía Firme actuales

(*) 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.



20 años
Hechos por Colombia

Expectativas energéticas

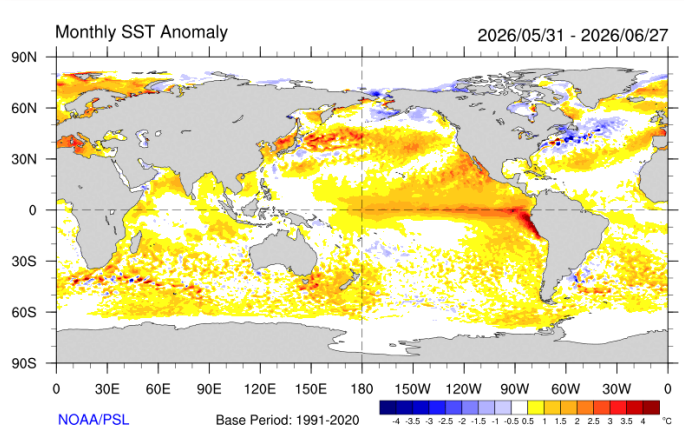
¿Qué esperamos?



Perspectivas Climáticas

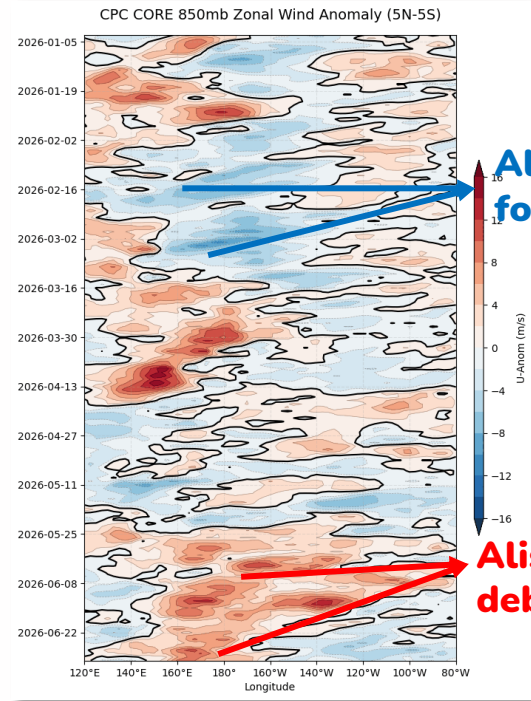
Variables climáticas globales – Variables oceánicas

Anomalia de la SST en el último mes

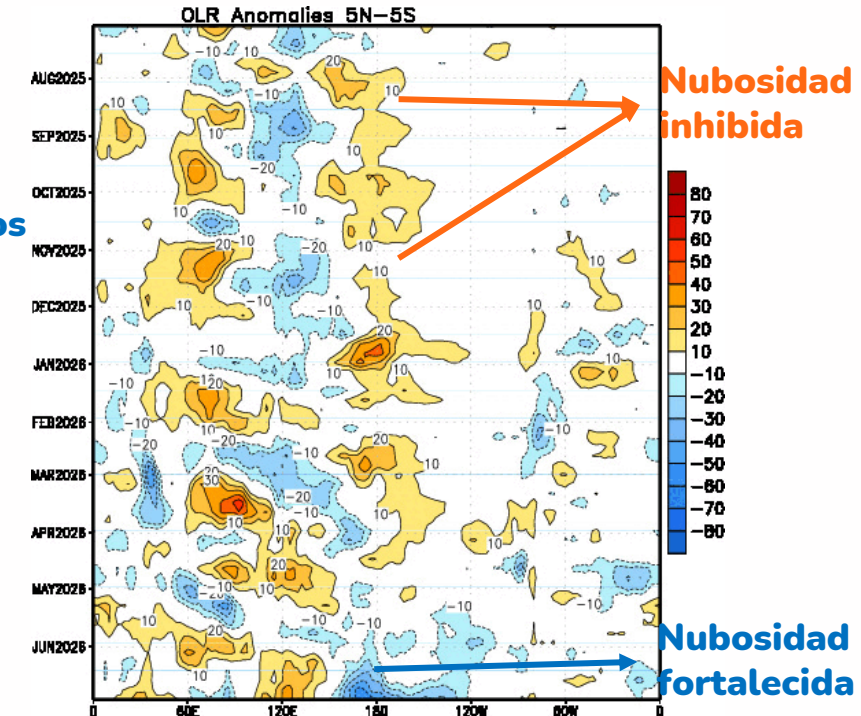


El océano Pacífico ha presentado condiciones de calentamiento a nivel superficial y subsuperficial (en la profundidad). En la región Niño 3.4 (región central del Pacífico), las anomalías de la temperatura superficial han variado en las últimas semanas alrededor de 1.8°C. En la profundidad, las aguas más cálidas se concentran en el oriente del Pacífico.

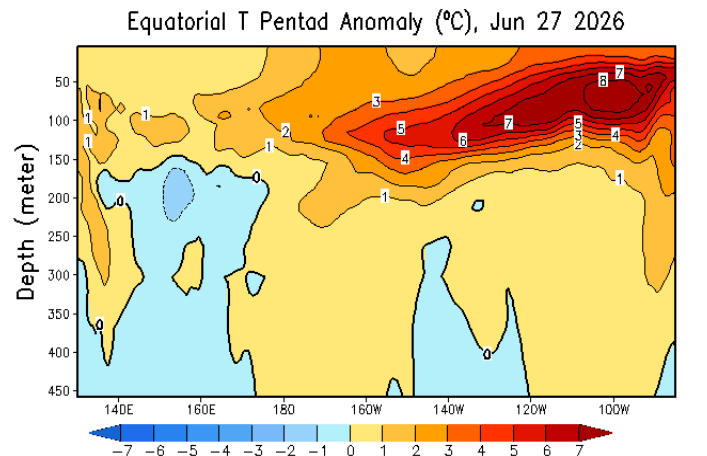
Anomalia del viento superficial



Anomalia de Radiación de Onda Larga (OLR)



Anomalia de la temperatura en la profundidad

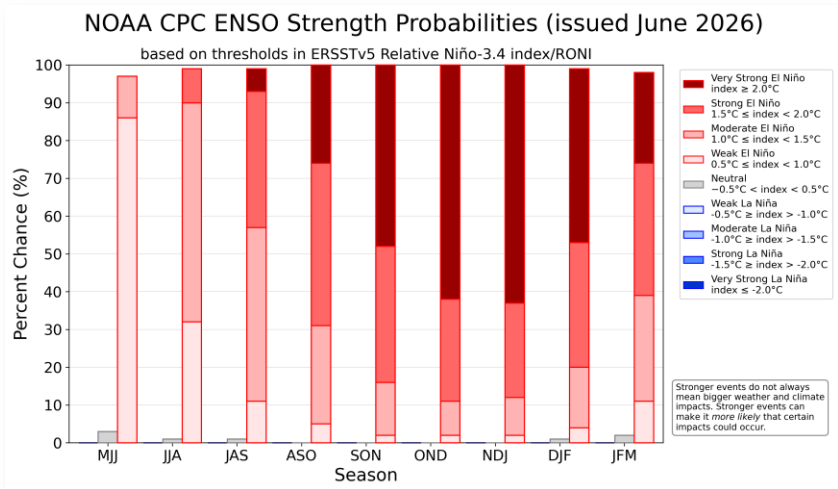


Durante el último mes, se ha observado el debilitamiento de los vientos alisios y el fortalecimiento de los vientos del oeste sobre la región central del océano Pacífico. En la línea de cambio de fecha comienzan a aparecer núcleos convectivos. En conjunto, el sistema acoplado océano-atmósfera refleja el inicio de las condiciones de El Niño.

Región	Semana 11-17 de junio	Semana 17-24 de junio
Niño 3.4	1.7°C	1.8°C

*Información con una semana de rezago

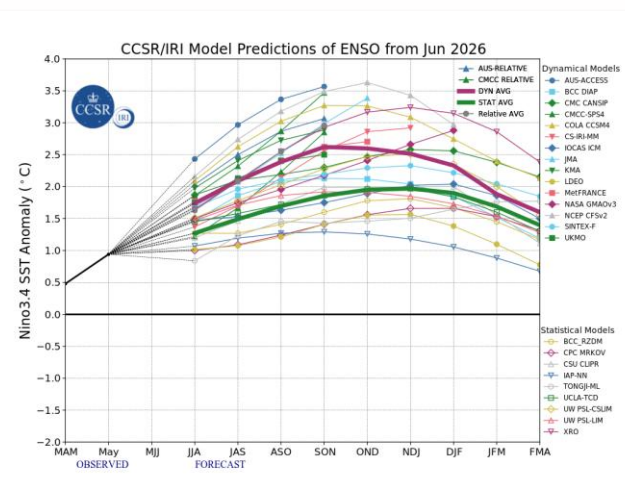
Probabilístico Oficial (1)



(1) Publicación junio de 2026 – “Existe un 63% de probabilidad de que se produzca un evento El Niño muy intenso entre noviembre y enero, que se situaría entre los más intensos registrados históricamente desde 1950. Incluso los eventos El Niño muy intensos no siempre tienen el impacto esperado, pero los más fuertes pueden aumentar significativamente las probabilidades a favor de los resultados previstos. En resumen, las condiciones de El Niño están presentes y se espera que se intensifiquen durante el invierno de 2026-27 en el hemisferio norte.”

FUENTE: [Climate prediction Center – ENSO Diagnosis and Discussion](#)

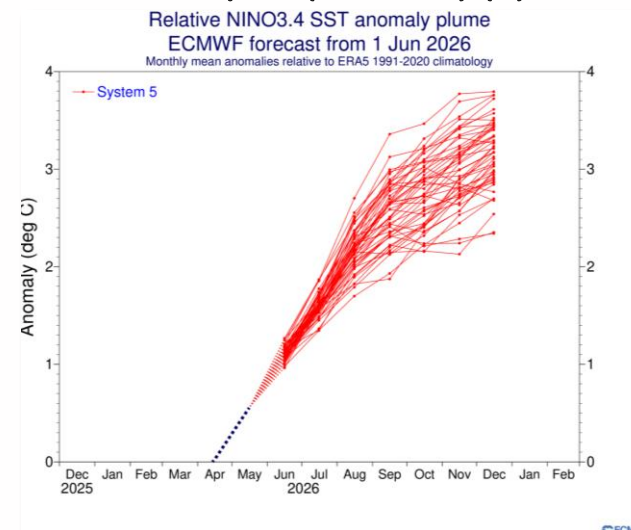
Pronóstico Probabilístico Basado en Modelos (2)



(2) Publicación junio 22 de 2026 – “Las condiciones de El Niño se están fortaleciendo en el Pacífico tropical, con anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM) en la región Niño 3.4 que muestran una tendencia ascendente constante. La anomalía de TSM observada alcanzó +0.48 °C entre marzo y mayo de 2026 y aumentó a +0.94 °C en mayo de 2026. El último índice semanal de Niño 3.4, centrado en el 17 de junio de 2026, subió aún más hasta +1.7 °C. En conjunto, estas observaciones indican que las condiciones del Océano Pacífico han pasado a ser condiciones de El Niño y continúan intensificándose hacia un evento de El Niño de intensidad moderada.”

FUENTE: ENSO Forecast – International Research Institute (IRI)

Pronóstico Centro Europeo (ECMWF) (3)



(3) Publicación junio 05 de 2026 - Los pronósticos muestran alta dispersión entre miembros del ensamble, con valores máximos en el mes de diciembre que oscilan entre 2.8°C hasta 4.3°C aproximadamente. Comparativamente con los modelos que reporta el IRI este modelo registra valores mayores durante todo el horizonte de pronóstico.

FUENTE: [ECMWF | Charts](#)

Perspectivas energéticas

VARIABLES DEL SISTEMA EN ESCENARIOS DE VERANO

	Verano 2015-2016	Verano 2019-2020	Verano 2023-2024	Esperado en 2026	Esperado en 2026
Demanda potencia máxima horaria [MW]	9,886	10,528	11,498	12,475	
Capacidad Efectiva Neta Térmica Despachada Centralmente - junio [MW]	4,764	5,147	5,867	5,803	5,883
Capacidad Efectiva Neta NO SOLAR Despachada Centralmente - junio [MW]	16,411	17,344	18,073	18,061	18,141 ²
Capacidad Efectiva Neta Solar total SIN - junio [MW]	-	18	769	3,389 ¹	3,534 ³
Energía Solar diaria promedio total SIN [GWh]	-	0.49	7.55	18.49	20.1 ⁴
Capacidad Embalse - mayo [GWh]	17,286	16,990	17,360	17,440 ⁶	17,440 ⁵
Demanda máxima diaria verano [MWh]	199,069	217,079	244,046	261.860	
Cap embalse/Demanda [día]	87	78	71	66	

¹ En operación comercial y pruebas

² Considerando las plantas en pruebas con FPO 2026 y que comenzaron trámites en el CND

³ De acuerdo con los conceptos de conexión vigentes con FPO para 2026 y que han iniciado trámite ante el CND

⁴ Proyecciones resultado del análisis energético de mediano plazo para plantas despachadas centralmente

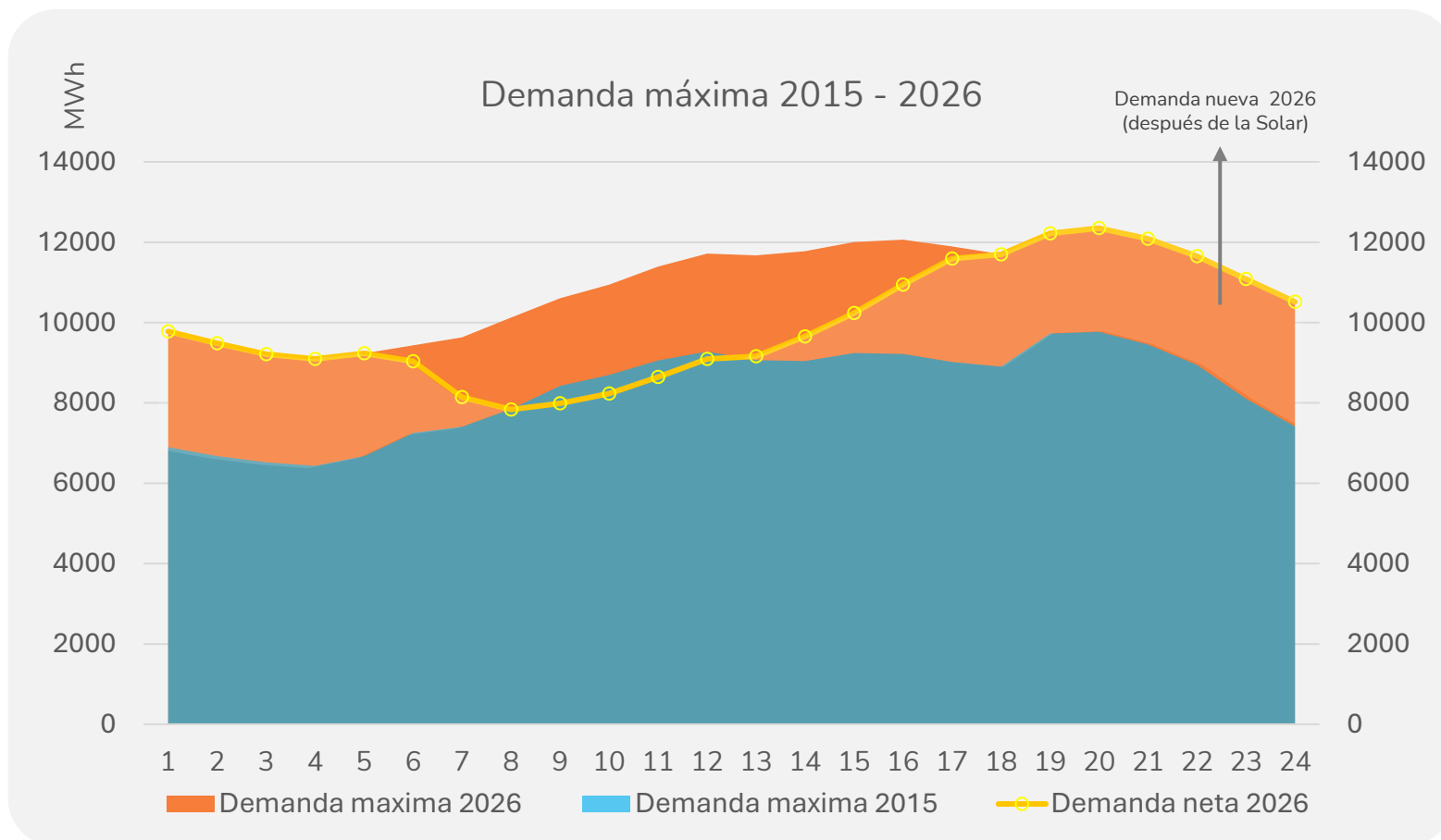
⁵ Depende de las batimetrías que los agentes realicen y los cambios sobre el embalse de Ituango

⁶ Incremento de la capacidad útil por cambio de volúmenes del embalse Guavio (derogación de volúmenes temporales y actualización de batimetría) - Acuerdo CNO 2168

Evolución de la generación y la demanda máxima

Verano 2015-2016 vs. Verano 2026-2027

Al comparar las condiciones del Sistema en 2015-2016 con las actuales, se observa un **crecimiento en la demanda cercano a 60 GWh-día**, de los cuales se espera atender cerca de 20 GWh-día con **generación solar**, recurso con el que no se contaba en el verano 2015-2016. Los 40 GWh-día restantes deberán ser atendidos con el parque térmico **(que entregó, en promedio, 85 GWh-día en el verano 2015-2016)** y con recursos hidráulicos cuyo embalse útil es ligeramente inferior al del 2015-2016, aun considerando la entrada en operación de Ituango.



¿Cómo se atenderá el crecimiento de la demanda?

Generación solar
20 GWh-día
Nuevo recurso después del 2016

Recurso adicional requerido
40 GWh-día
Atendido:
• Parque térmico
• Recurso hidráulico

Demanda adicional
+ 60 GWh-día

La gráfica muestra la evolución en la generación, la evolución en la demanda máxima y la necesidad de contar con recursos de generación adicionales en el verano 2026-2027.

Novedades: Mantenimientos

Mantenimientos de unidades de generación en ejecución, aprobados, solicitados y en análisis por el CND, con duración igual o superior a 5 días, en el periodo comprendido entre el 06-07-2026 y el 19-07-2026

Mantenimientos Generación	Planta o unidad	Tipo	Fecha	MW indisponibles
		ALTO ANCHICAYA 1	Hidráulica	jun. 26 - jul. 20
	BAJO ANCHICAYA 2	Hidráulica	jun. 25 - oct. 22	12
	CARTAGENA 1	Térmica	jul. 06 - jul. 12	30
	CARTAGENA 3	Térmica	ene. 01 - dic. 31	66
	CHIVOR 1	Hidráulica	jun. 29 - jul. 15	125
	ESCUELA DE MINAS 3	Hidráulica	jul. 01 - ago. 15	18
	FLORES 2	Térmica	jul. 10 - jul. 15	120
	FLORES 3	Térmica	jul. 10 - jul. 15	169
	FLORES 3	Térmica	jun. 15 - jul. 07	169
	FLORES 4	Térmica	jul. 10 - jul. 15	164
	GUADALUPE 32	Hidráulica	jun. 19 - jul. 11	45
	GUATAPE 7	Hidráulica	abr. 06 - ago. 03	70
	GUATAPE 8	Hidráulica	jun. 01 - ago. 31	70
	GUAVIO 5	Hidráulica	jul. 14 - ago. 05	250
	JAGUAS 1	Hidráulica	jul. 13 - jul. 24	85
	PAIPA 1	Térmica	mar. 09 - jul. 31	23
	PLAYAS 3	Hidráulica	jun. 22 - sep. 26	69
	PORCE III 2	Hidráulica	jun. 10 - ago. 08	175
	PROELECTRICA 1	Térmica	jul. 17 - ago. 09	45
	SAN CARLOS 5	Hidráulica	jul. 02 - jul. 07	155
	SAN CARLOS 6	Hidráulica	jul. 02 - jul. 07	155
	SOGAMOSO 3	Hidráulica	jul. 13 - jul. 20	273
	TEBSA 22	Térmica	jul. 17 - ago. 15	97
	TERMOCARIBE III 1	Térmica	jun. 23 - sep. 24	52
	TERMONORTE 3	Térmica	may. 11 - jul. 12	9
	TERMOSIERRA 1	Térmica	jul. 06 - jul. 12	110
	TERMOYOPAL G3	Térmica	jul. 01 - jul. 31	50
	TERMOYOPAL G4	Térmica	jul. 02 - jul. 15	50
	TERMOYOPAL G5	Térmica	jul. 01 - jul. 31	50

Otros

En comunicación radicada en XM con el numero 202644010308-3, SPEC LNG informo realizará el mantenimiento anual de la **terminal de regasificación de Cartagena entre el 30 de julio y el 3 de agosto de 2026**

Area Oriental

AES Colombia solicitó mantenimiento de la etapa 2 de la planta Chivor (**500 MW**) desde el **16 de octubre de 2026 hasta el 10 de junio de 2027**

ENEL se encuentra realizando obras para el realce de la bocatoma en **Guavio** y en comunicación del 21 de abril informo: **“La intervención contempla el *desocupado total del embalse entre septiembre y diciembre de 2026. Posterior a este periodo, la central operaría en condición de filo de agua, con disponibilidad sujeta al recurso hídrico afluente.*”**

Para la seguridad del área Oriental se requiere contar con un numero de unidades equivalentes que depende de la demanda del área. De no contar con ellas para el cumplimiento de los criterios de seguridad definidos en la normatividad vigente, seria necesario desatender demanda de forma programada.

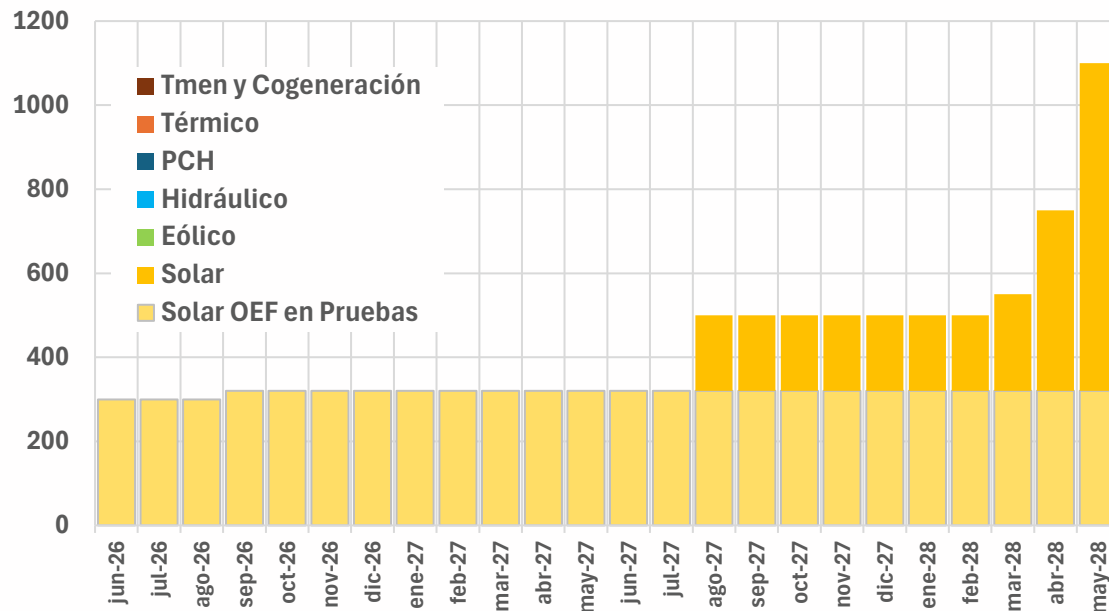
Resultados del análisis energético y de potencia de mediano plazo



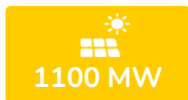
Datos de entrada y supuestos considerados

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.

Expansión de Generación en el Horizonte



Total:
1100 MW



Expansión de generación

Se consideran proyectos de generación con **Obligaciones de Energía Firme** considerando un **atraso de un año** en su Fecha de Puesta en Operación.

Generación de Plantas en pruebas consideradas generando

Se consideran los siguientes criterios para considerar la generación de plantas en pruebas:

- Plantas mayores a 5 MW
- Plantas donde la generación real se encuentre al 50% de su CEN.



Condición Inicial del Embalse

Junio 28 – 75.21%



Costos de racionamiento

Último umbral. Información más reciente de UPME



Costos Combustibles

Proyecciones UPME dic/2025 y promedios reporte agentes en 2025. Supuesto SPO Feb/26



Reserva operativa

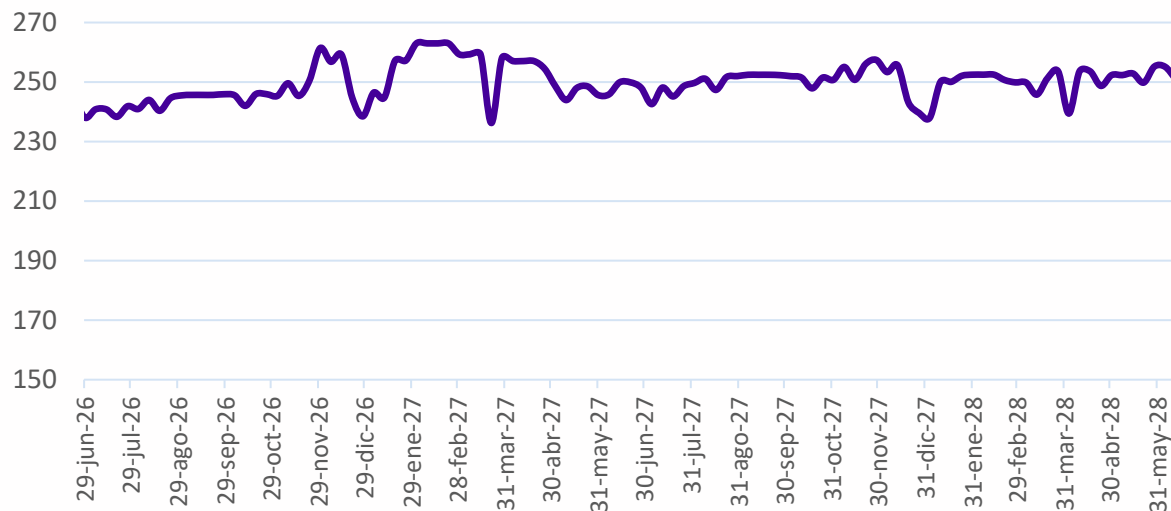
Requerimientos de Reserva operativa con penalización correspondiente al cuarto escalón de racionamiento vigente.

Los requerimientos se cubren con las planta hidráulicas con embalse.

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.

Demanda total del SIN - [GWh/día]



Embalses

- Ajuste de la curva del Factor de conversión vs volumen individual al 95%. Definido en el SPO del mes de marzo de 2026
- Se incluye Restricción CAR sistémica
- Se incluyen mínimos operativos por embalse
- Se consideran los parámetros de los embalses actualmente declarados



Mantenimientos

- Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte, en SIO.
- Se considera información del mantenimiento de la planta de Regasificación de Cartagena del 30 de julio al 03 de agosto de 2026.
- Se incluye mantenimiento sobre el vertedero de El Quimbo informado por Enel.
- **Se incluyen los trabajos en el embalse Guavio** relacionados con el realce de la bocatoma, así como las restricciones asociadas. Se considera operación hasta los 150.4 Hm3 que corresponde al 18.24% según la nueva declaración de parámetros, para los meses enero a abril de 2027 y 2028. Además las curvas de descarga entregada por AES.



Demanda

Escenario Medio – UPME
 Verano 26-27 Escenario Medio escalado al escenario IC68 UPME



Intercambios Internacionales

No se consideran



Información de combustibles: lo reportados para el CxC.

Disponibilidad: No se considera limitación por contratos.



Parámetros del SIN

PARATEC. Para las plantas a gas el Heat rate + 15% plantas a gas.



Plantas Menores Hidro

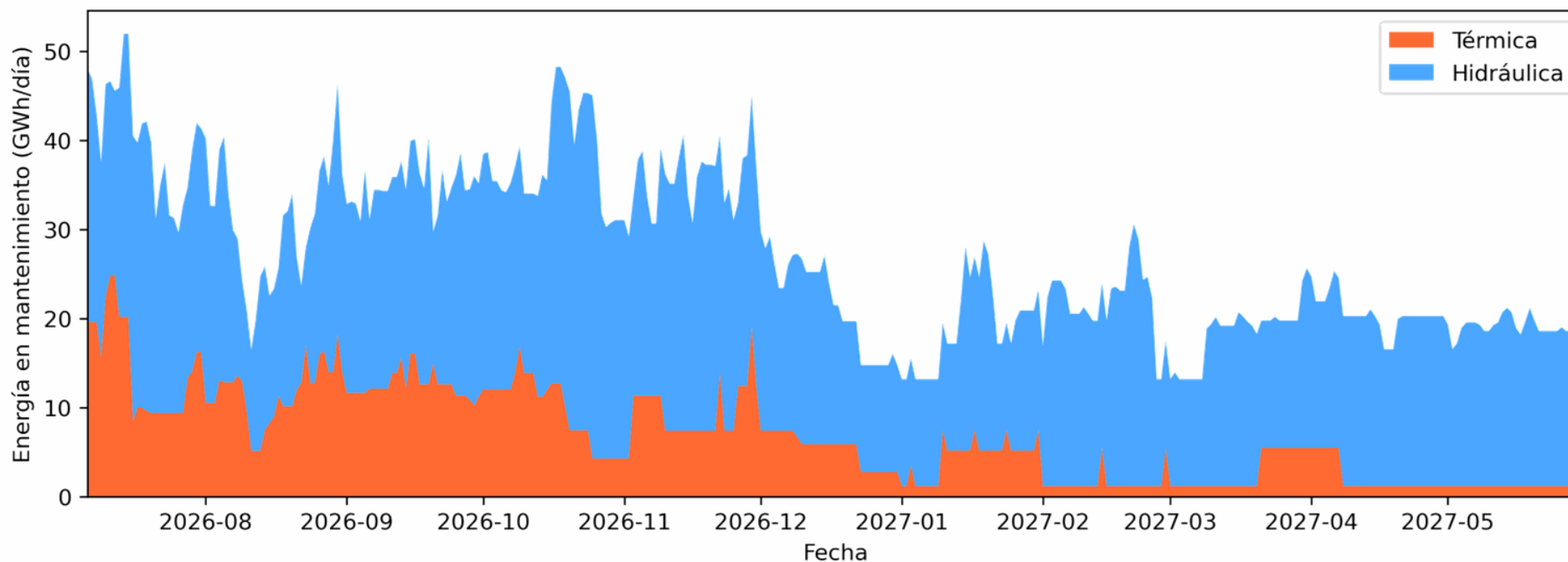
Incluye correlación con las cuencas cercanas. Variación en los aportes hídricos.

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.



Mantenimientos de generación



Se recomienda al CNO realizar seguimiento detallado de los mantenimientos de generación.

Supuestos considerados

Hidrología estocástica
correlacionada

100 hidrologías sintéticas

Construidas a partir de la
hidrología histórica
correlacionada

Hidrología histórica
simulada

1 H 2015-2017

Hidrología deficitaria en el
verano 2026-2027

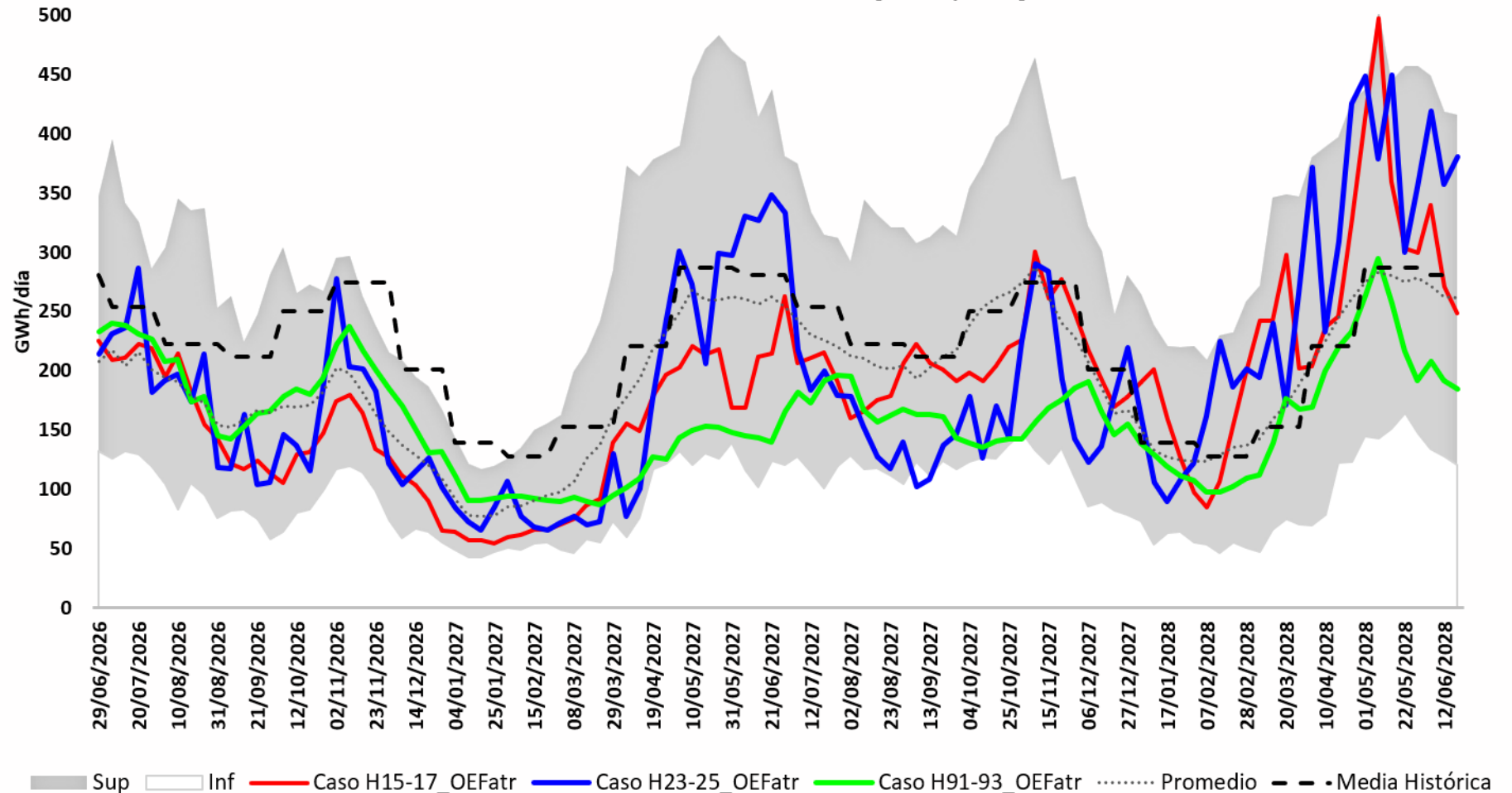
2 H 2023-2025

Hidrología deficitaria en el
verano 2026-2027

3 H 1991-1993

Hidrología deficitaria en el
verano 2026-2027

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



Para el estudio energético de mediano plazo se ejecuta una política estocástica correlacionada y posteriormente sobre esa política se simula cada una de las hidrologías históricas aquí presentadas.

Hidrología estocástica correlacionada

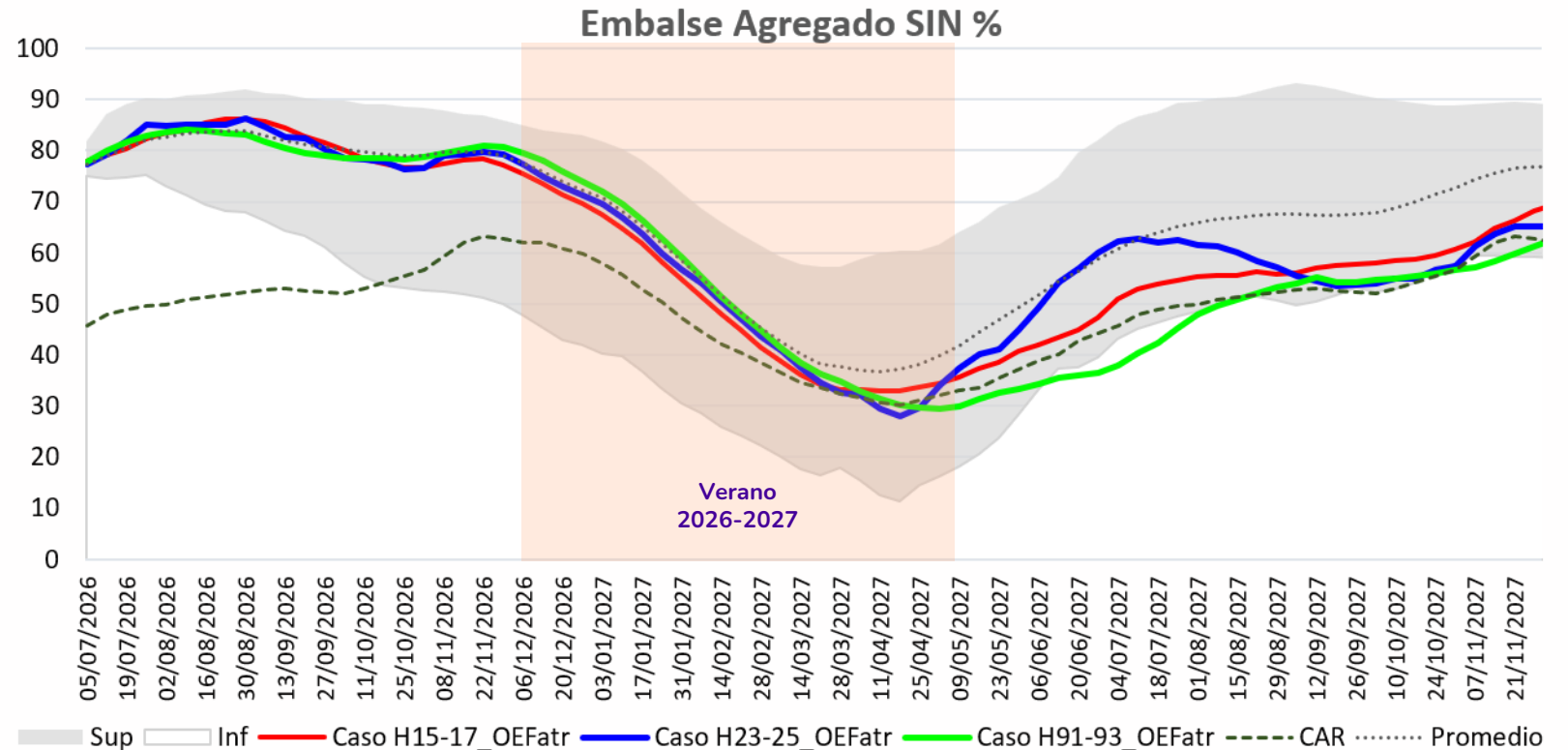
Aportes % Media Histórica

Hidr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
H_2015-2017	61.6	95.3	87.6	88.9	62.7	51.3	63.5	49.0	43.2	47.3	49.2	69.7	75.8	69.5	88.3	77.1	103.4	84.6	99.3	110.2	129.8	83.0
H_2023-2025	79.4	85.9	93.6	87.6	60.0	62.8	77.4	60.0	53.9	61.1	44.1	58.8	98.3	117.5	93.3	63.6	60.5	65.9	92.1	71.7	95.8	128.4
H_1991-1993	76.9	76.7	101.3	102.9	79.5	74.3	85.1	83.9	71.1	69.6	55.6	51.8	55.4	56.3	84.0	92.5	85.0	61.8	62.3	89.8	92.9	78.6
Senda invierno	85.8	88.3	87.5	85.1	80.4	81.2	75.6															
Real	76.31	76.55																				

*en rojo los meses con aportes por debajo de la media histórica.

Evolución del embalse del SIN %

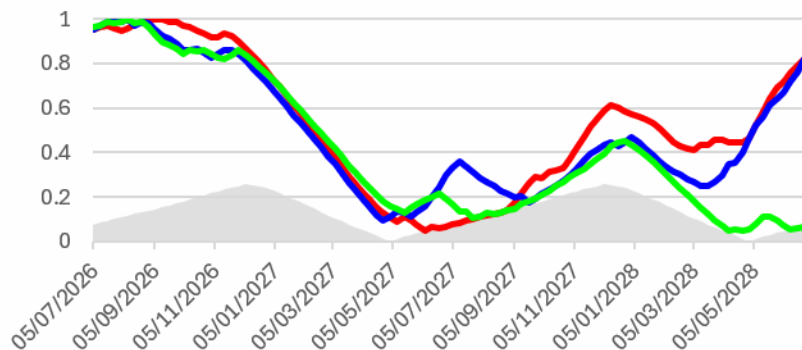
Previo a la estación de verano 26-27 y en caso hidrología deficitarias como las analizadas, el nivel del embalse agregado del SIN al inicio del verano debería ser superior al 80%, con valores máximos que se deben ir alcanzando desde el mes de agosto, con el fin de preparar el Sistema para la atención de la demanda en los meses de verano.



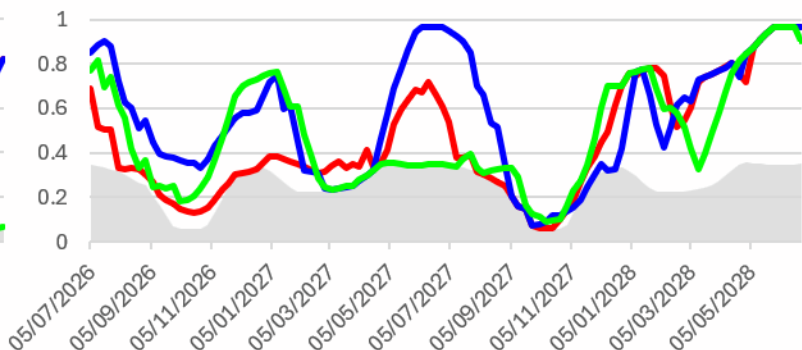
Resultados Principales embalses

① H 2015-2017 ② H 2023-2025 ③ H 1991-1993 ● Mínimo Operativo SALVAJINA

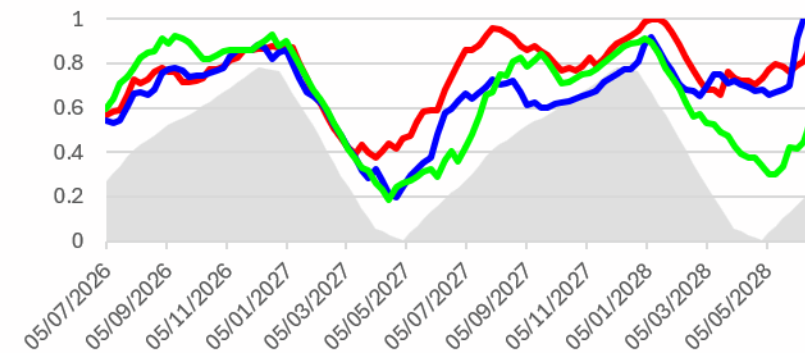
GUATAPE



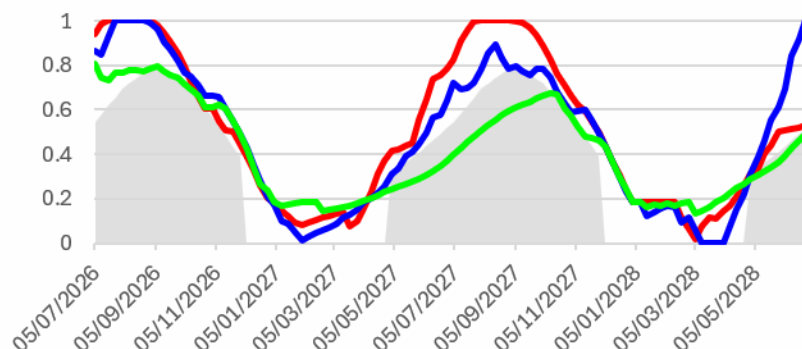
SALVAJINA



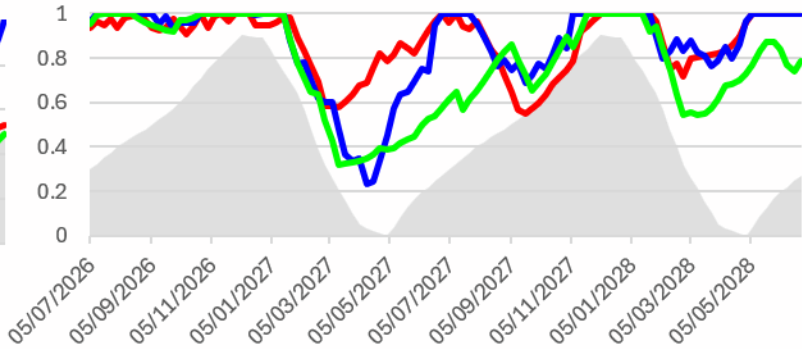
EL QUIMBO



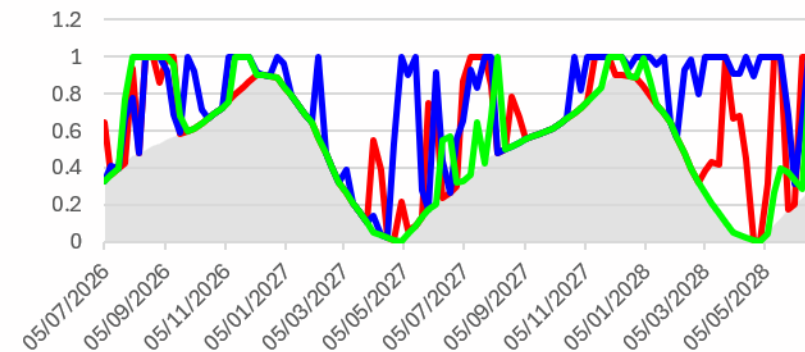
GUAVIO



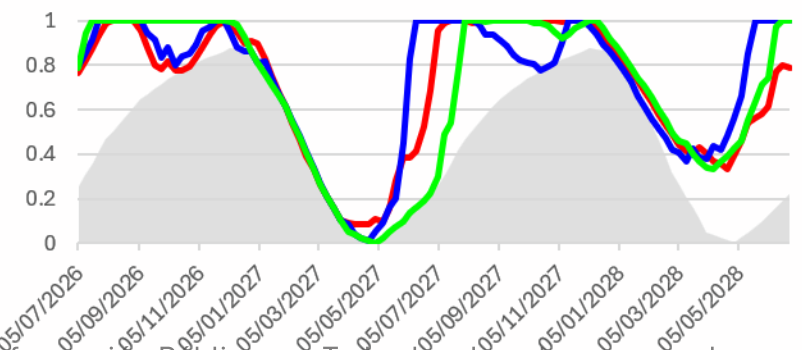
SOGAMOSO



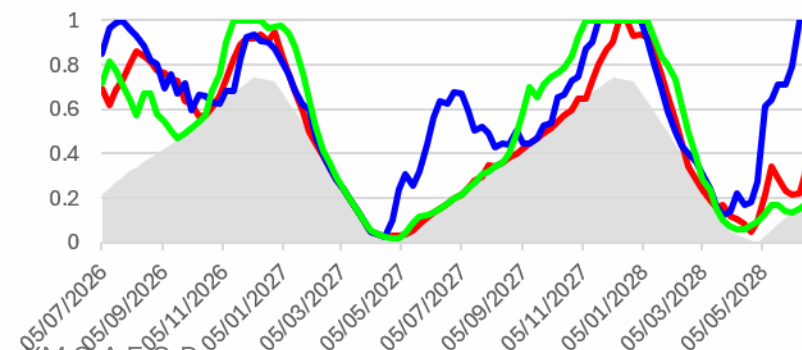
MUÑA



CHIVOR



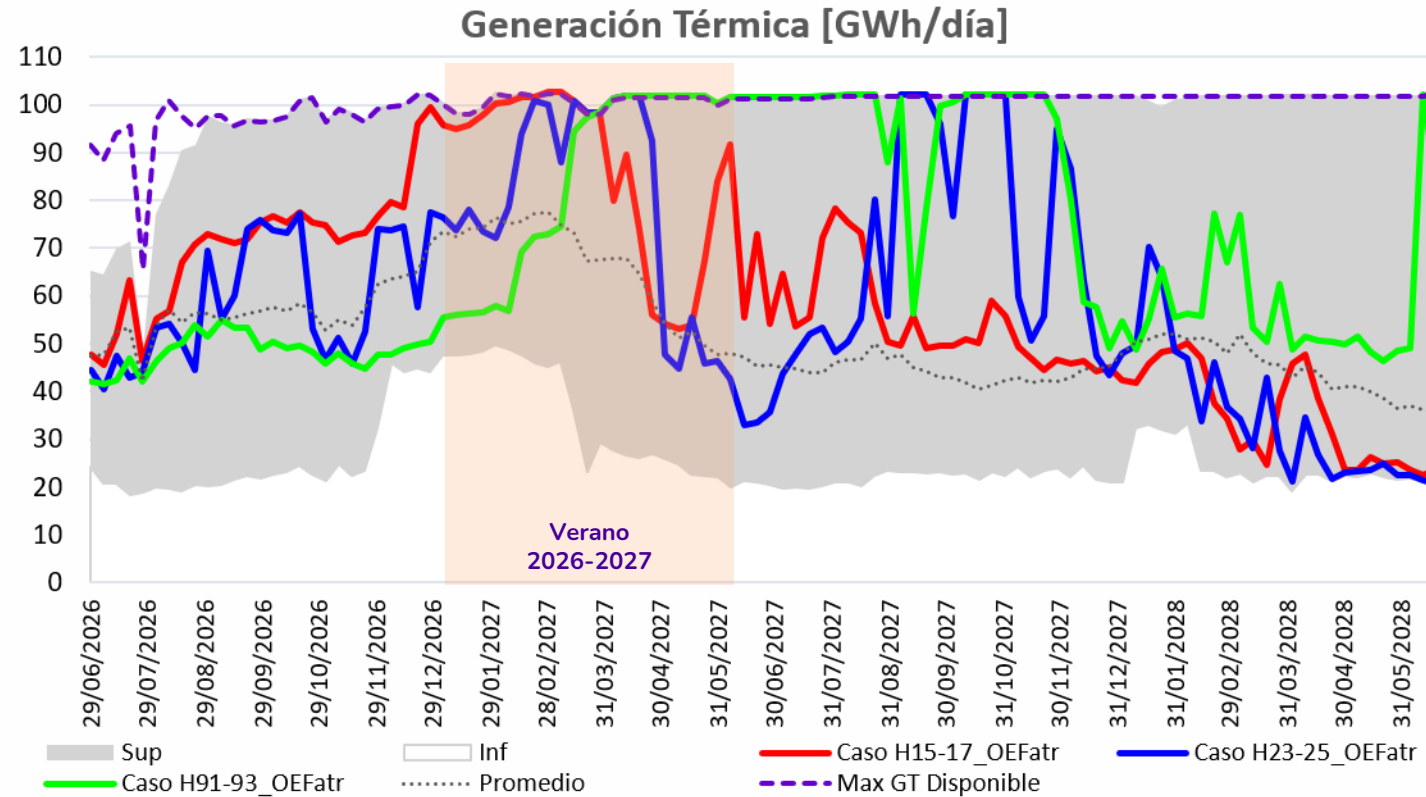
LA TASAJERA



Los principales embalses del SIN operarían por debajo de sus mínimos históricos, lo cual evidencia alto riesgo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica del Sistema, dada la incertidumbre en la producción hidráulica de las plantas en dichos niveles de reservas

Resultados Análisis energético de mediano Plazo

Hidrología estocástica correlacionada



El sistema requiere anticiparse desde la estación de invierno 2026, previa al verano 2026-2027, para lograr afrontar una hidrología deficitaria en el verano 26-27, exigiendo de manera prolongada la participación del parque térmico para la adecuada atención de la demanda.

Esta duración dependerá de los aportes, de la demanda, entre otras, que se den previo al verano 26-27 y de la recuperación de estos aportes al finalizar el verano, Hidrologías históricas como la de 1991-1993 mantienen condiciones de bajos aportes en 2027.

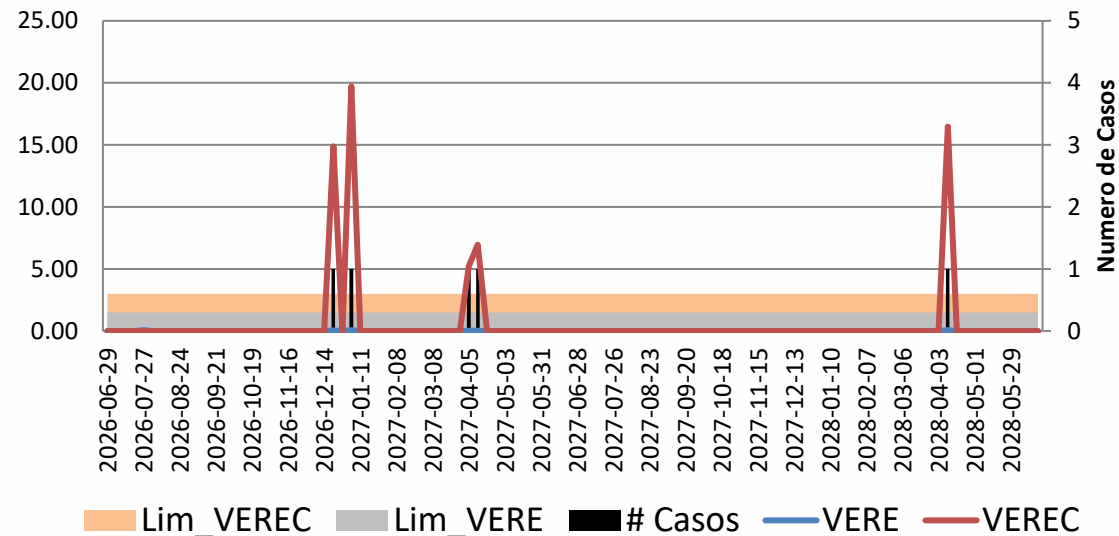
En escenarios hidrológicos extremos del estudio estocástico se observan casos con mas de 10 meses con generación térmica al máximo.

Promedio de generación térmica mensual GWh/día

	jun-26	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26	ene-27	feb-27	mar-27	abr-27	may-27	jun-27	jul-27	ago-27	sep-27	oct-27	nov-27	dic-27
Real 23-24*	39.8	46.6	48.8	78.0	82.1	52.2	76.6	64.7	69.9	89.0	103.7	33.4	34.2	34.4	49.3	72.6	88.2	60.8	73.3
H_2015-2017	45.6	49.3	60.0	71.6	76.7	75.8	89.9	97.6	102.0	95.9	73.0	59.7	63.4	52.2	71.2	49.6	55.6	51.9	45.2
H_2023-2025	45.9	42.7	50.8	62.5	70.5	56.6	76.3	77.3	91.6	94.4	95.9	52.1	35.5	49.9	58.4	95.8	98.7	65.0	62.9
H_1991-1993	43.9	42.3	47.0	51.9	52.0	47.7	50.5	60.6	69.8	80.0	102.2	102.1	102.1	102.1	102.1	86.9	98.2	96.8	54.4

Índices de confiabilidad

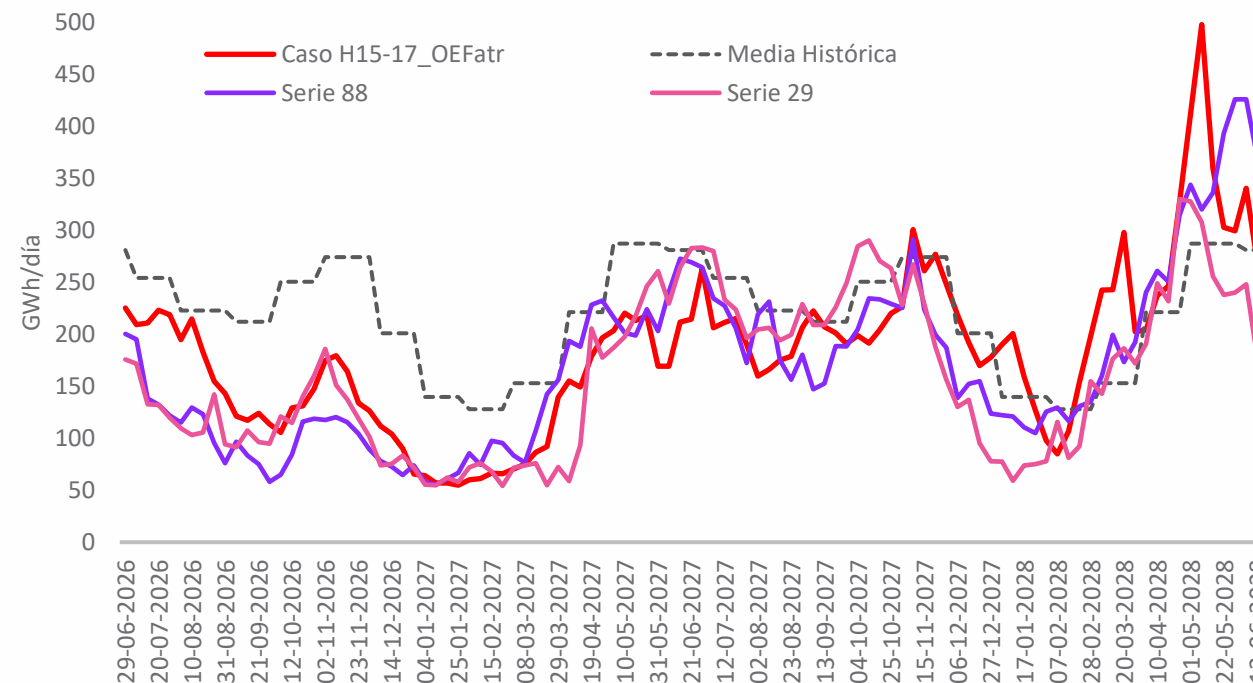
Índices de confiabilidad



En las dos series sintéticas generadas por el modelo en la corrida estocástica que presentan déficit, series 29 y 88, se observa un comportamiento similar a la serie histórica H15-17 en los meses de verano, sin embargo, están por debajo de esta hidrología durante el segundo semestre del 2026

En el estudio estocástico de mediano plazo, se presentan dos casos que superan el límite del índice de confiabilidad y un VEREC que llega a valores de 19.7 %.

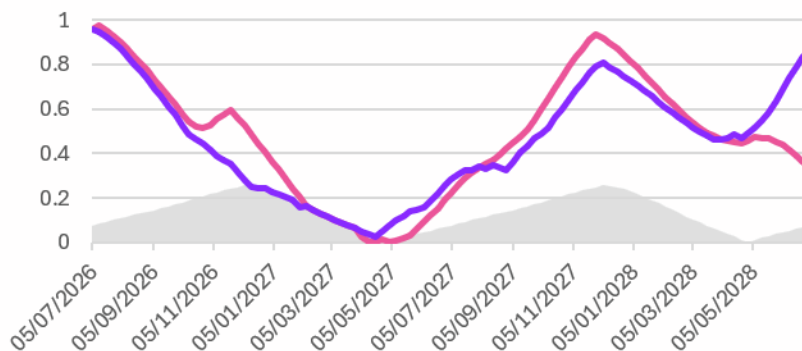
ESCENARIOS HIDROLÓGICOS SINTÉTICOS MP



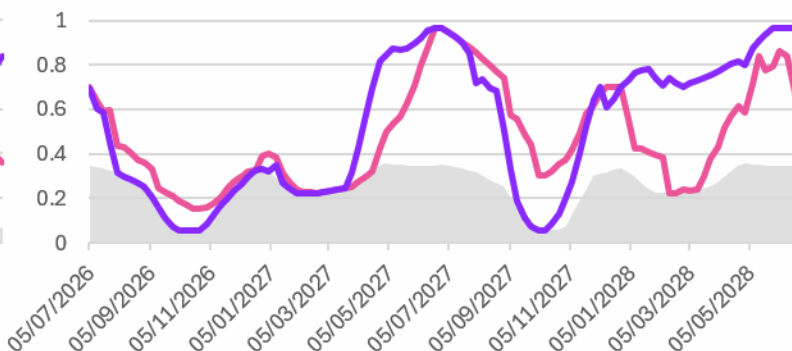
Resultados Principales embalses

● Serie Sintética 29 ● Serie Sintética 88 ● Mínimo Operativo

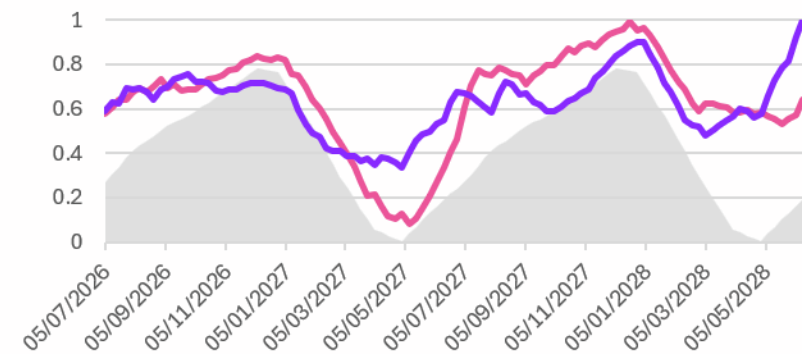
GUATAPE



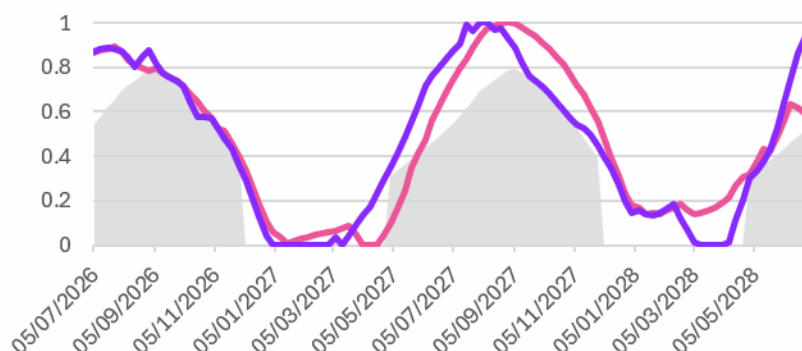
SALVAJINA



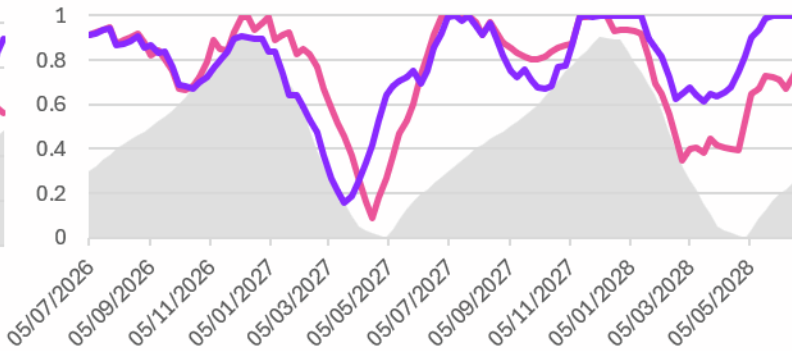
EL QUIMBO



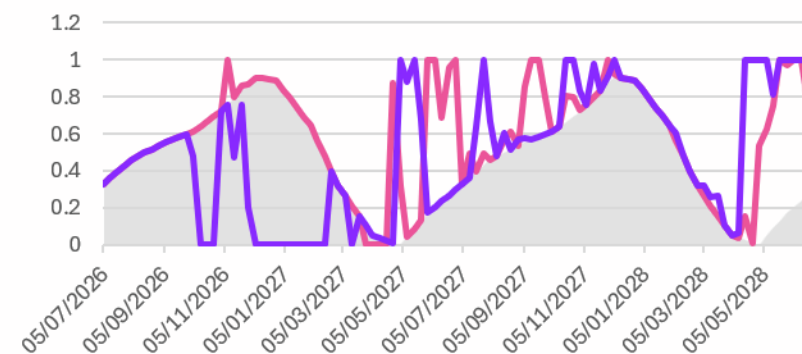
GUAVIO



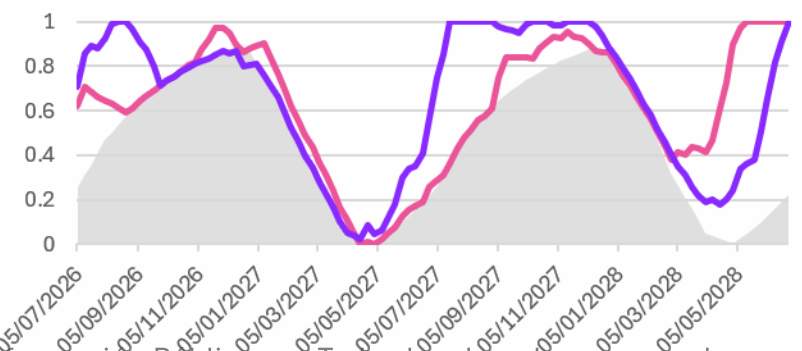
SOGAMOSO



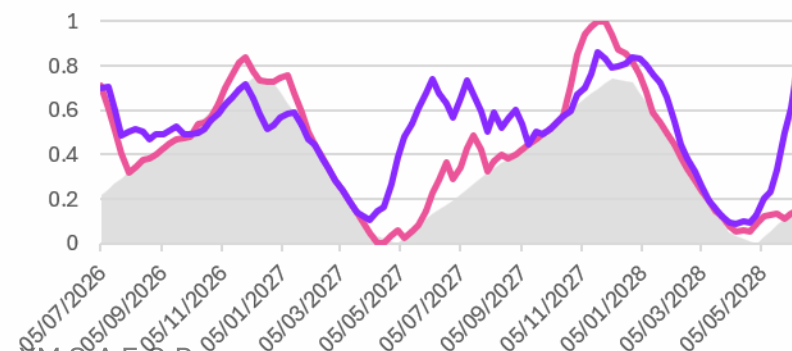
MUÑA



CHIVOR



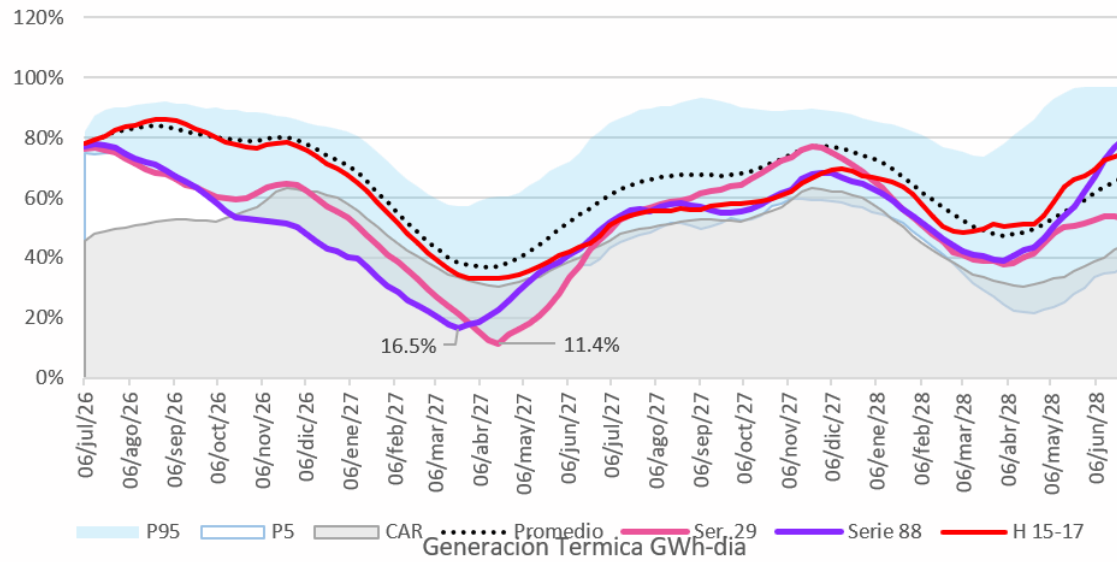
LA TASAJERA



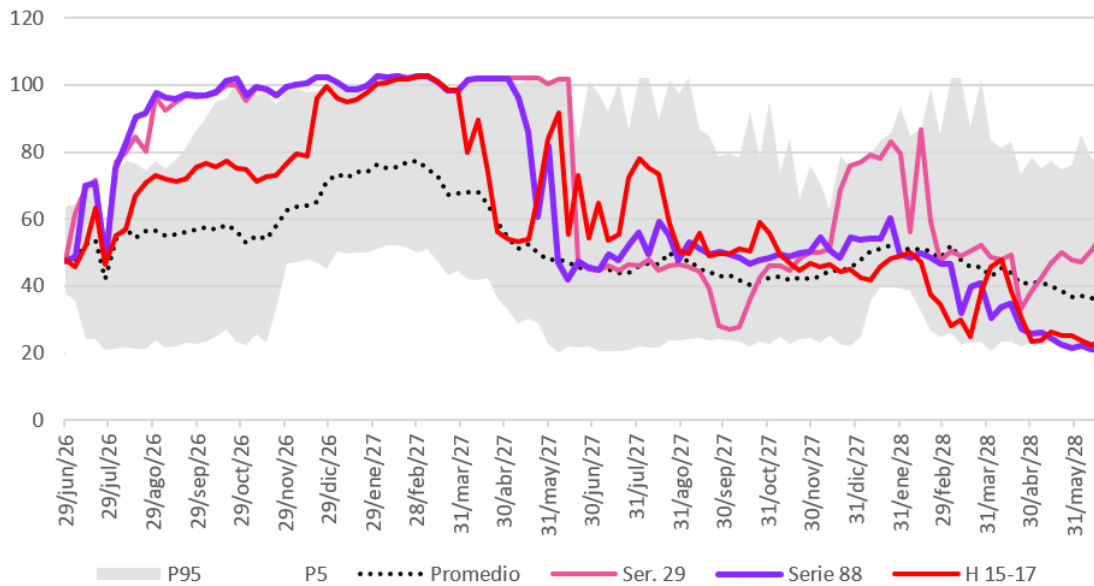
Los principales embalses del SIN operarían por debajo de sus mínimos históricos, lo cual evidencia alto riesgo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica del Sistema, dada la incertidumbre en la producción hidráulica de las plantas en dichos niveles de reservas

Resultados Series Críticas 29 y 88

Reservas SIN - [%]

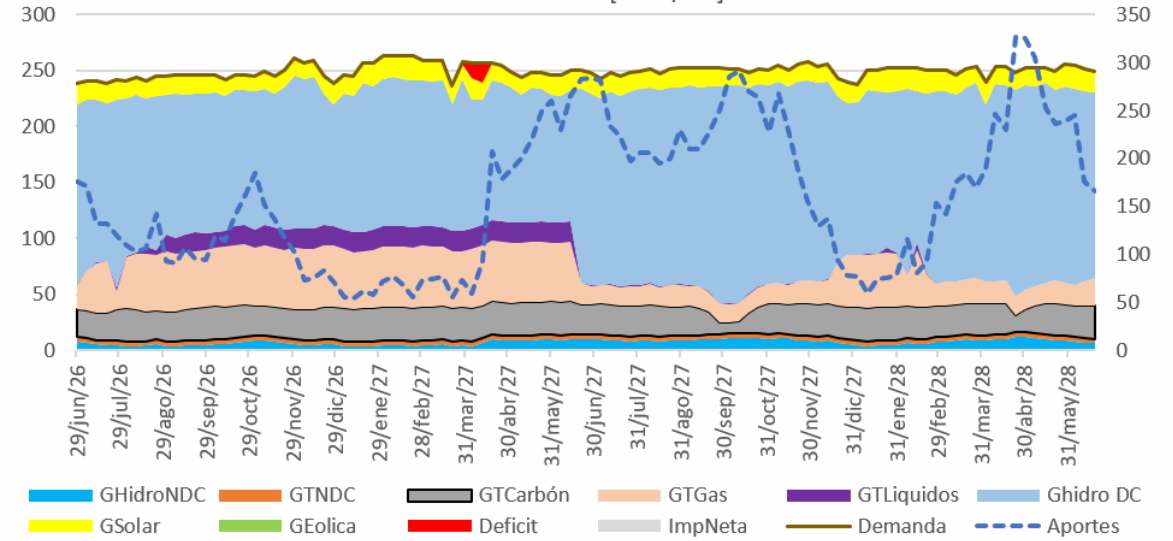


Generación Termica GWh-día



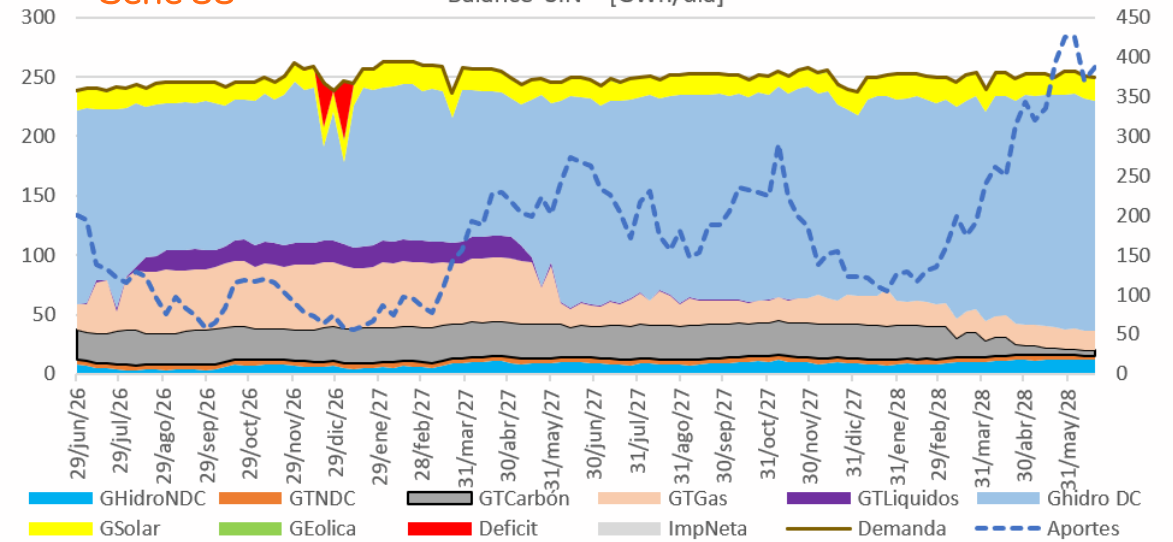
Serie 29

Balance SIN - [GWh/día]



Serie 88

Balance SIN - [GWh/día]



Resultados de requerimiento del recurso térmico ante condiciones deficitarias de aportes hídricos

De no contar con el combustible requerido por el parque termoeléctrico se aumentan los riesgos de desatención de demanda eléctrica. Esta señal es relevante considerando los balances de Gas natural. Se debe contar la disponibilidad de generación térmica (gas, carbón y líquidos) requerida para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica.

Necesidades de Gas Natural para generación Termoeléctrica (Gas Importado y Nacional) en verano 2026-2027 [GBTUD]

	H 15-17 Política H. Corre.	H 23-25 Política H. Corre.	H 91-93 Política H. Corre.	Serie 29* Serie 88*
Consumo promedio	411 GBTUD	418 GBTUD	405 GBTUD	428 GBTUD
Duración en semanas	20	12	20	21
Consumo máximo	439 GBTUD	435 GBTUD	434 GBTUD	439 GBTUD
Consumo OEF**	484 GBTUD + 35 GBTUD del Gas de Termoyopal			

- No incluye Gas de Casanare (Termoyopal)
- Los consumos de la hidrología 91-93 se presentan mayoritariamente de marzo a noviembre de 2027

Necesidades de combustibles líquidos para generación termoeléctrica en verano 2026-2027 [Barriles]

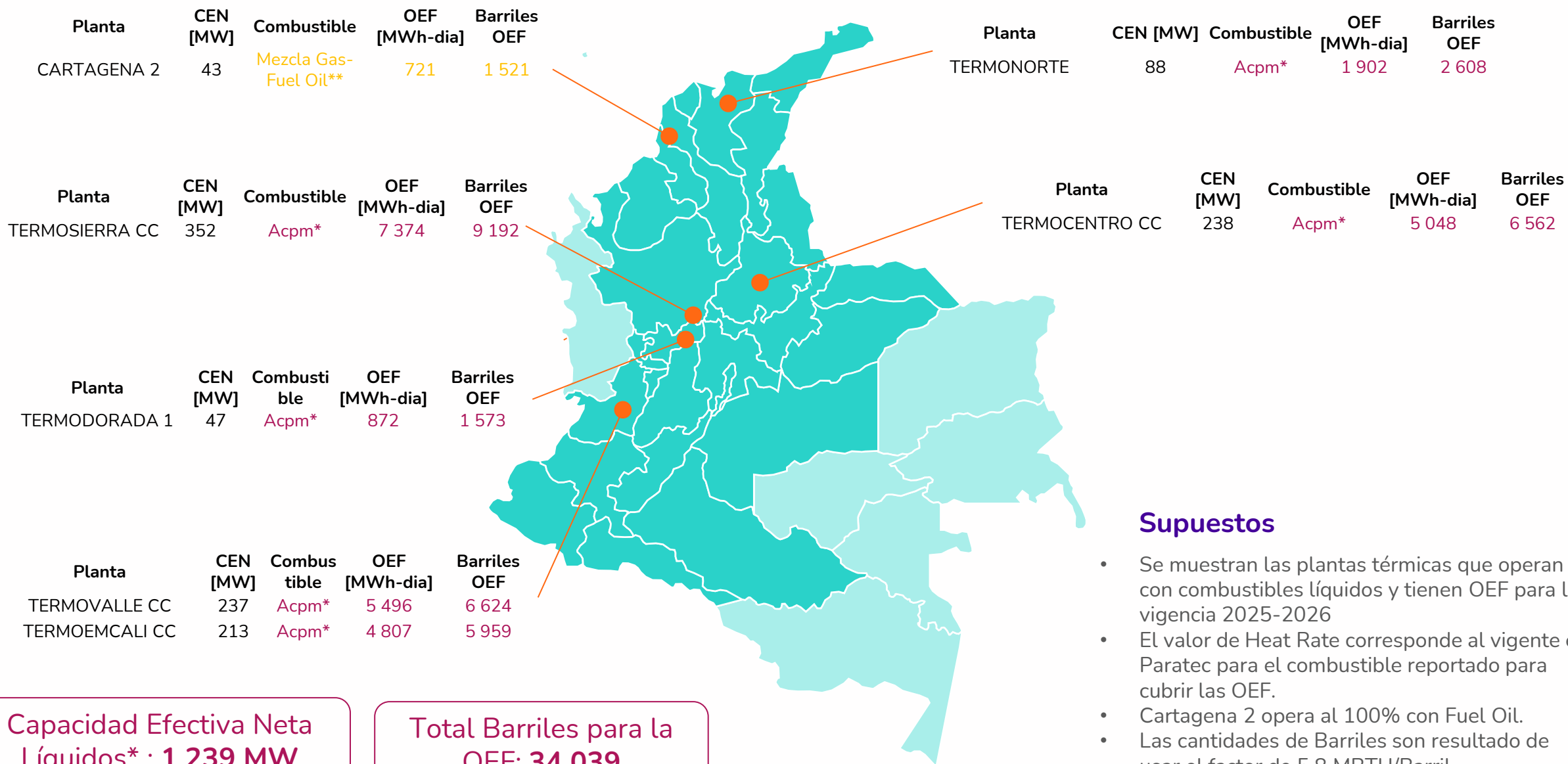
	H 15-17 Política H. Corre.	H 23-25 Política H. Corre.	H 91-93 Política H. Corre.	Serie 29* Serie 88*
Consumo promedio	19 020	19 240	22 370	23 500
Duración en semanas	17	11	16	21
Consumo máximo	22 980	23 000	22 980	23 580
Consumo OEF**	34 039 Barriles al día			

La máxima disponibilidad de recurso térmico en el modelo energético se ve limitada por la consideración de los índices de indisponibilidad histórica de las plantas de generación (IH e ICP) establecidos regulatoriamente.

* Los consumos de la serie 29 y la serie 88 corresponden a todo el parque térmico disponible encendido

**Las cantidades de combustible con las que cuenta el sector eléctrico son las cantidades contratadas, indicadas por los agentes

Necesidades Combustible liquido OEF



Supuestos

- Se muestran las plantas térmicas que operan con combustibles líquidos y tienen OEF para la vigencia 2025-2026
- El valor de Heat Rate corresponde al vigente en Paratec para el combustible reportado para cubrir las OEF.
- Cartagena 2 opera al 100% con Fuel Oil.
- Las cantidades de Barriles son resultado de usar el factor de 5.8 MBTU/Barril.

Capacidad Efectiva Neta Líquidos* : **1 239 MW**

Total Barriles para la OEF: **34 039**

Supuestos del Análisis de Potencia



Descripción

Simulación de potencia (resolución horaria) basada en una política energética de resolución semanal para el análisis de flexibilidad del sistema para disponer de las **reservas suficientes en los periodos punta**

Horizonte

Política Energética Estocástica:

Dos años – 104 periodos
junio 2026 a junio 2028

Simulación Horaria Determinística:

Un año – 8736 periodos
junio 2026 a junio 2027 (1° año de la política)

Hidrología

Simulación basada en escenarios determinístico:

Hidrología 2015-2017

Escenarios de condiciones **deficitarias** en el periodo de simulación horaria



Expansión de generación

Proyectos con OEF atrasados 1 año en su FPO



Condición Inicial del Embalse

Junio 28 – 75.21%
Condición inicial de la política energética de dos años 2026-2028



Disponibilidad de Generación

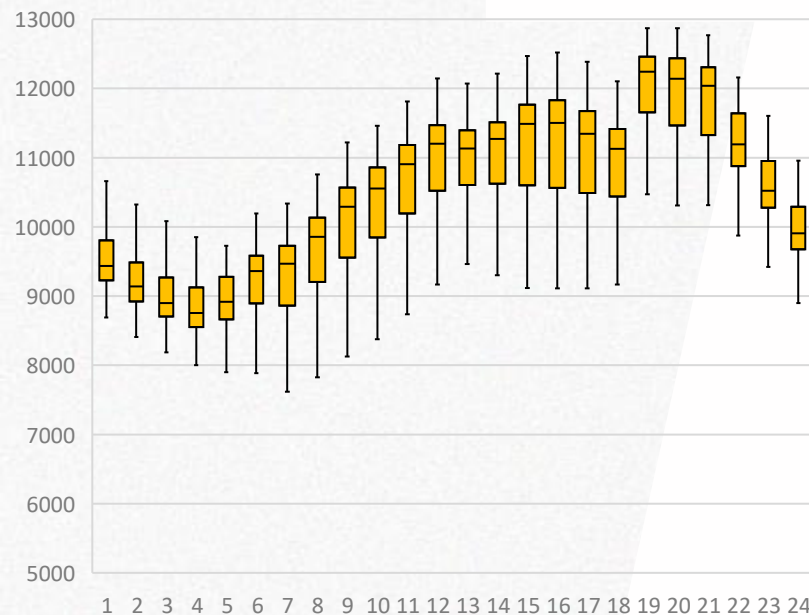
Disponibilidad ajustada por mantenimientos reportados al SIN e índices ICP e IH



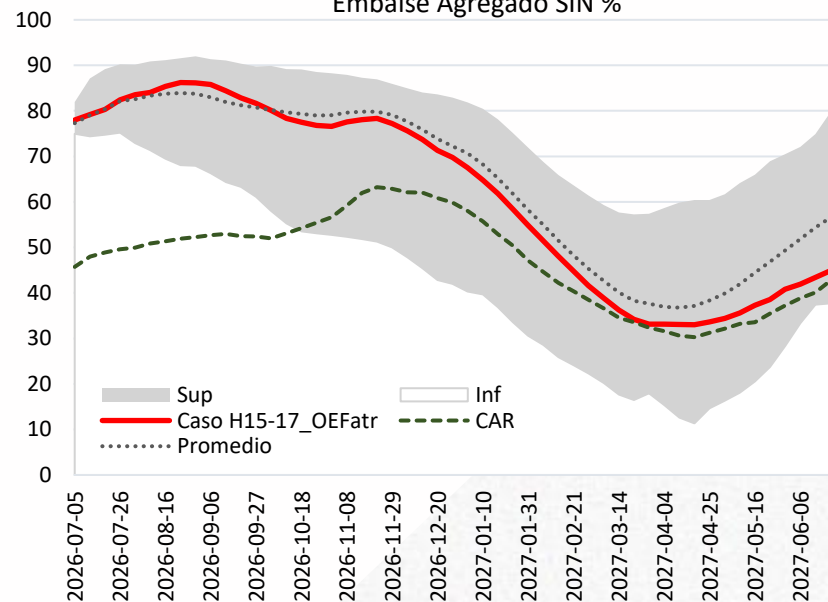
Escenario Demanda

Escenario Medio – UPME
Escenario IC68 - UPME de diciembre 2026 a abril 2027

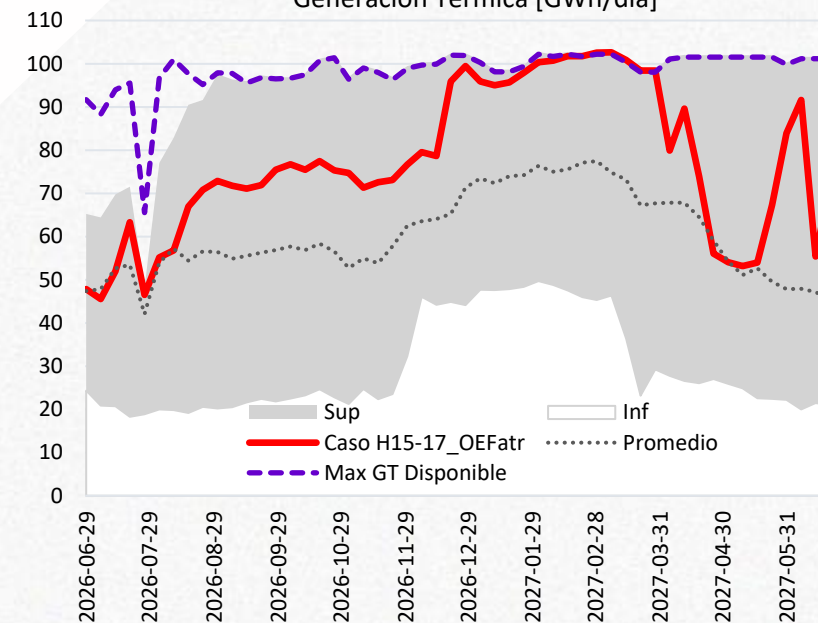
Perfil de Demanda [MW]



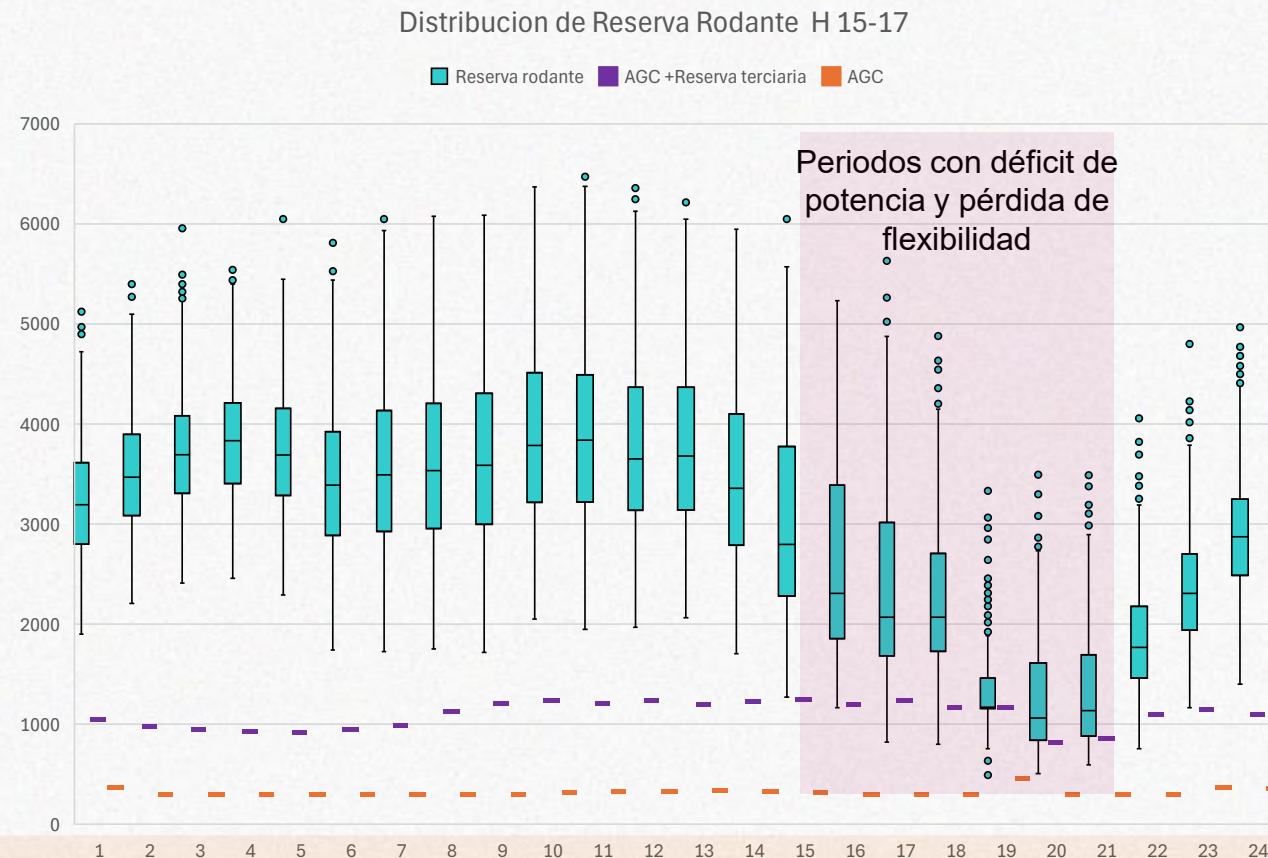
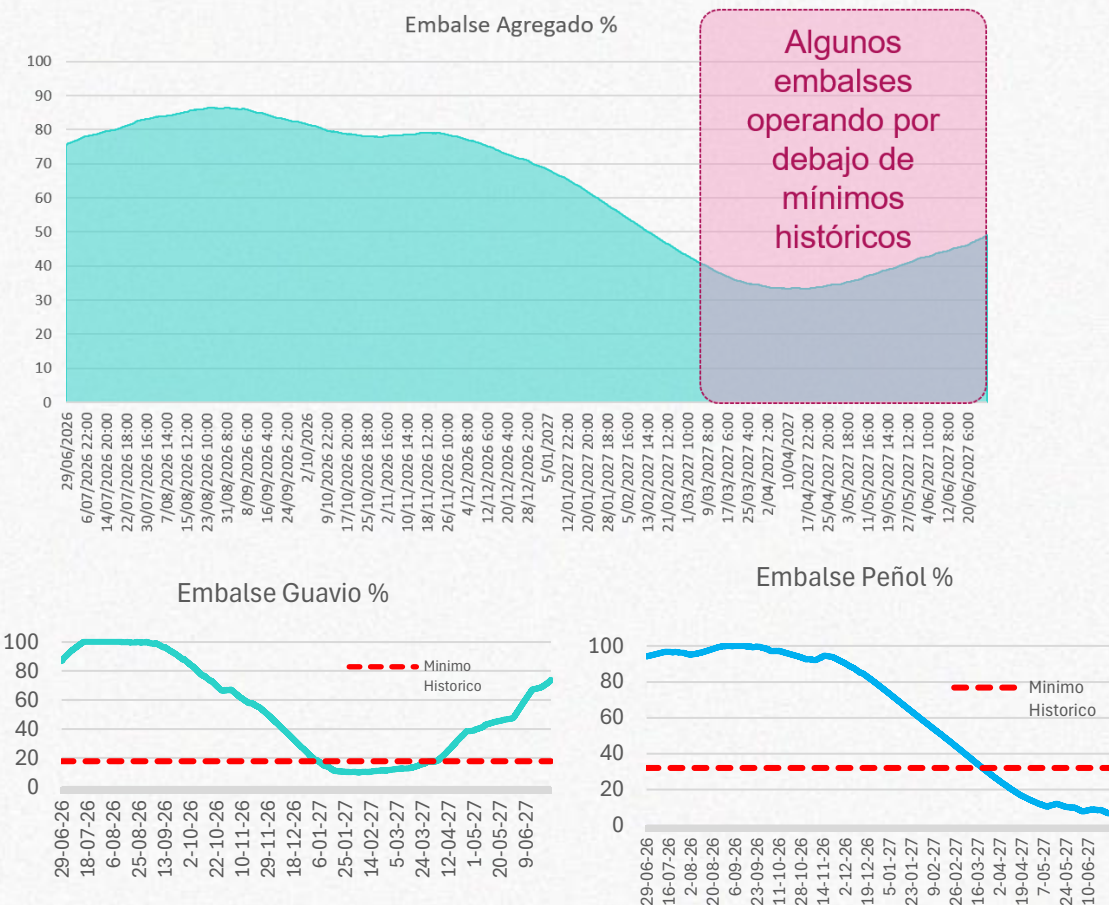
Embalse Agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]



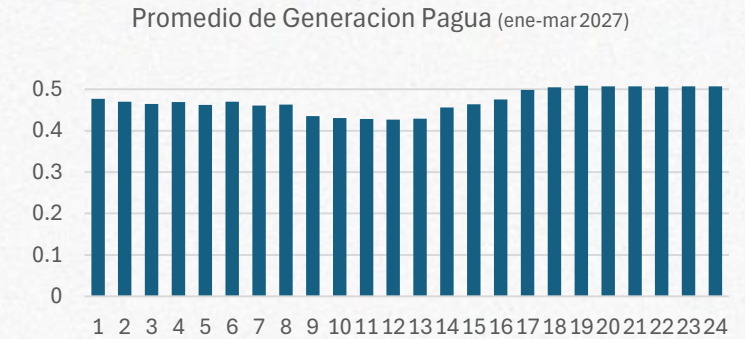
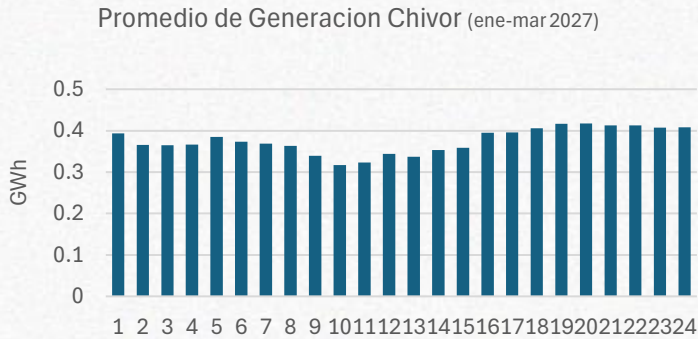
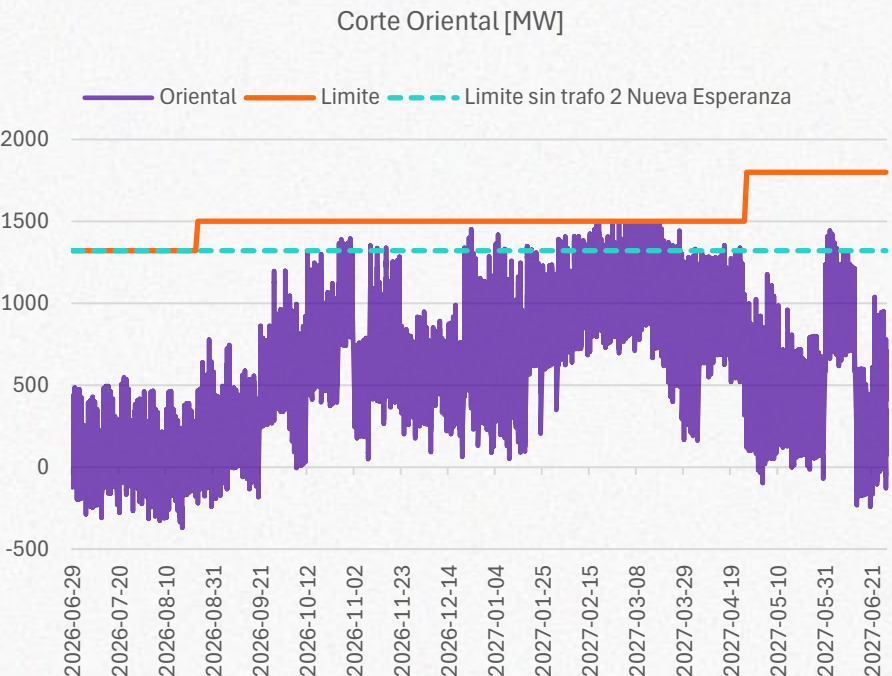
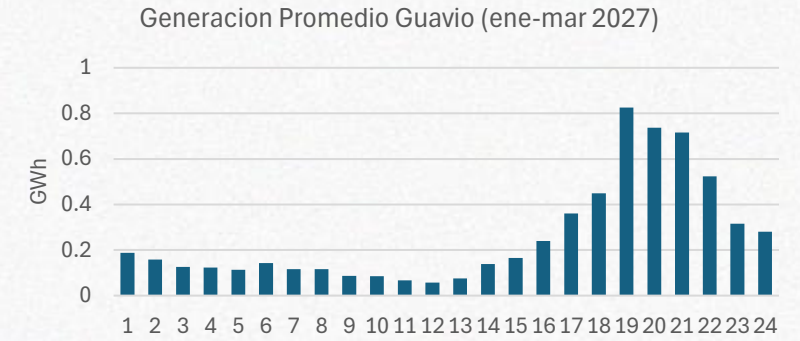
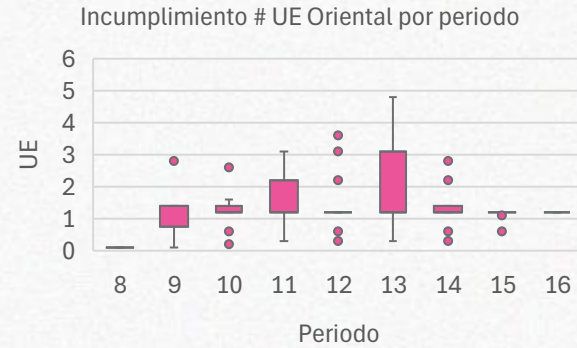
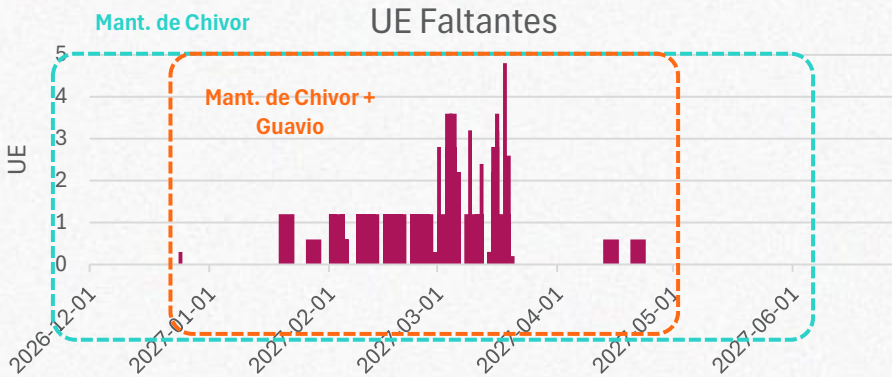
Analisis de potencia en el SIN:



Los resultados de los análisis en potencia indican una **operación de los principales embalses del SIN por debajo de sus mínimos históricos**, incluyendo algunos de ellos en valores cercanos al 0%, así mismo, ante la simultaneidad de la indisponibilidad de la etapa 2 de Chivor y los trabajos en el embalse de Guavio, se puede presentar **déficit de potencia a nivel sistémico, limitando la flexibilidad del sistema para atender la demanda del verano 2026-2027.**

Resultados de Análisis de Potencia

Oriental



Bajo los supuestos considerados, se observa que, dependiendo de la hidrología y disponibilidad de las plantas, durante los meses de enero a abril de 2027, en aproximadamente 159 de los 960 periodos, no se lograrían cubrir los requerimientos de unidades equivalentes necesarios para la atención segura y confiable de la demanda del área.

Conclusiones y recomendaciones (1/2)

- Para condiciones hidrológicas deficitarias como las observadas durante el período 2015-2016, el sistema requiere una **participación sostenida del parque térmico superior a 90 GWh/día durante toda la estación de verano** para atender la demanda de energía del SIN. Esta condición hace necesario implementar medidas que garanticen la disponibilidad de los recursos de generación para que operen a los valores de sus OEF, reducción y gestión de demanda, disponibilidad de combustibles e infraestructura requerida para asegurar una atención confiable y segura de la demanda de energía eléctrica.
- De otra parte, ante escenarios hidrológicos más deficitarios y de mayor duración que los registrados en el verano 2015 - 2016, los resultados evidencian que el sistema requeriría que el embalse agregado del SIN descienda por debajo de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) y que los principales embalses del SIN operen por debajo de sus mínimos históricos. Esta situación representa un riesgo significativo para la atención confiable y segura de la demanda eléctrica, debido a la incertidumbre asociada a la capacidad de producción de las plantas hidráulicas con niveles de almacenamiento tan reducidos y de su recuperación en caso de extenderse la condición de aportes deficitarios que afecten la senda de invierno.
- Adicionalmente, se requiere una operación sostenida del parque térmico cercana a 100 GWh/día en promedio semanal durante períodos que podrían durar más de 10 meses (hidrologías críticas), lo que implica fortalecer y maximizar las medidas orientadas a asegurar la disponibilidad de recursos, combustibles e infraestructura necesarios para la atención de la demanda de energía eléctrica.

Conclusiones y recomendaciones (2/2)

Se recomienda hacer seguimiento continuo a la evolución de las variables consideradas en el planeamiento energético, tales como la demanda de energía y los aportes hídricos. Actualmente, esta última variable registra dos meses consecutivos por debajo de la media histórica, lo cual puede afectar no solo la condición actual sino también llevar a afectar la condición de aportes deficitarios en los meses de verano y hasta la recuperación de los aportes a condiciones normales en el SIN.

Bajo el supuesto de hidrologías estocásticas correlacionadas con variable climática, en dos de las cien series generadas con las condiciones actuales y esperadas, muestran que no sería posible cumplir con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

Se recomienda a los diferentes sectores gestionar y anticipar, al menos las acciones y medidas definidas a la fecha y las que han resultado de lecciones aprendidas de eventos El Niño anteriores.



Riesgo por déficit de potencia y energía País

Para reducir el impacto de los riesgos para la atención de la demanda futura ante periodos de bajos aportes tipo El Niño, se recomienda:

Actualizar inventario de restricciones operativas de los embalses del SIN operando cerca de su mínimo útil, con el objetivo de contar con la mejor información disponible.

Identificar posibles limitantes que afecten disponibilidad de las plantas térmicas.

Realizar seguimiento continuo para garantizar los energéticos primarios para el suministro termoeléctrico.

Seguimiento inventario y logística de “retanqueo” para planta de regasificación.

Gestionar la entrada de proyectos de generación.

Actualizar los pronósticos de demanda futuros, considerando el crecimiento esperado por el aumento de las temperaturas que hoy afectan la operación del SIN

Coordinar mantenimientos de transmisión con el fin de minimizar la limitación de la generación.

Coordinar mantenimientos de generación para maximizar las plantas de generación disponibles.

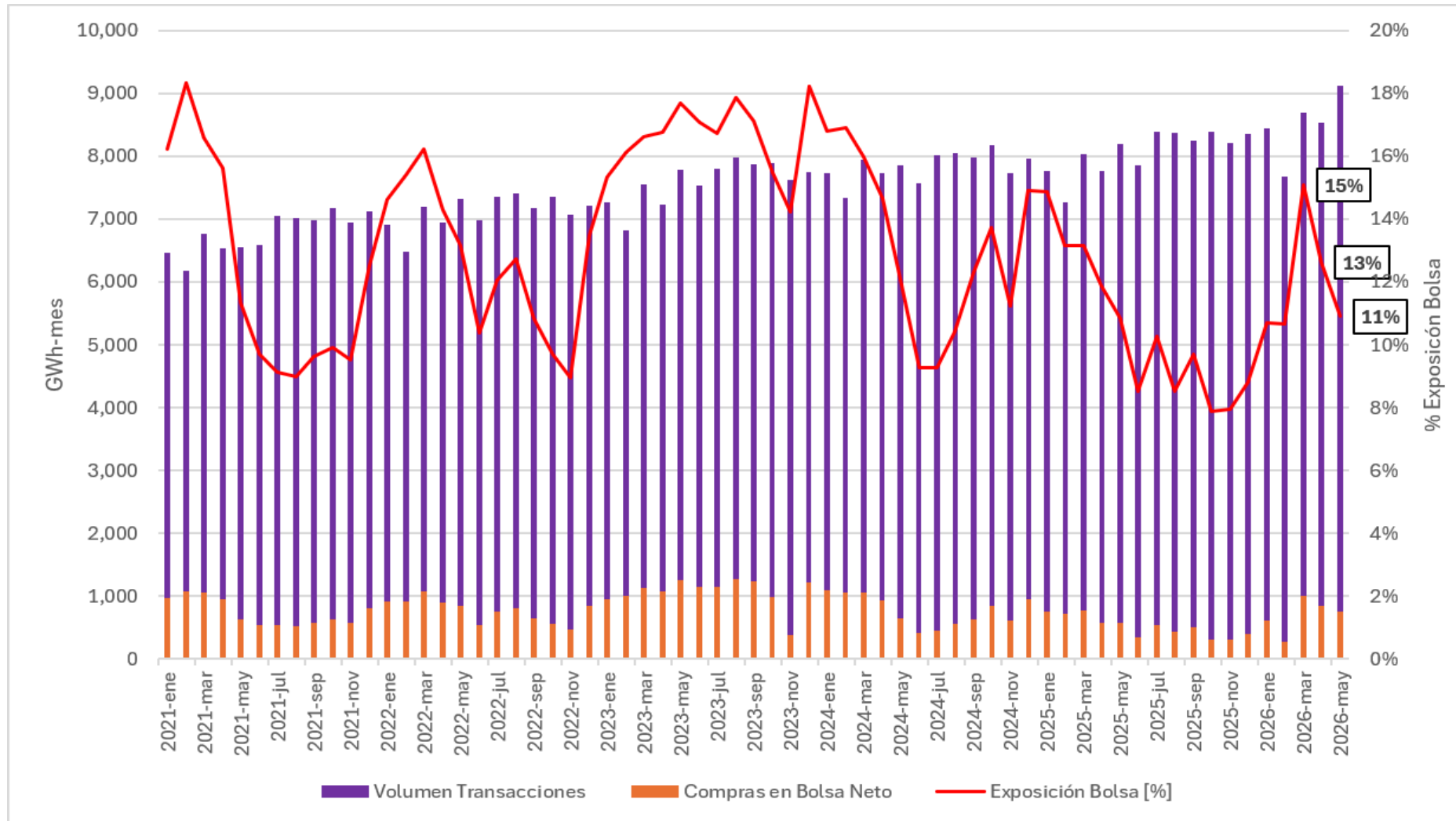
Gestionar restricciones de red que generen atrapamientos de generación, especialmente térmica y solar.

Incentivar ahorros por disminución de consumos en demanda eléctrica.

Riesgo financiero del Mercado



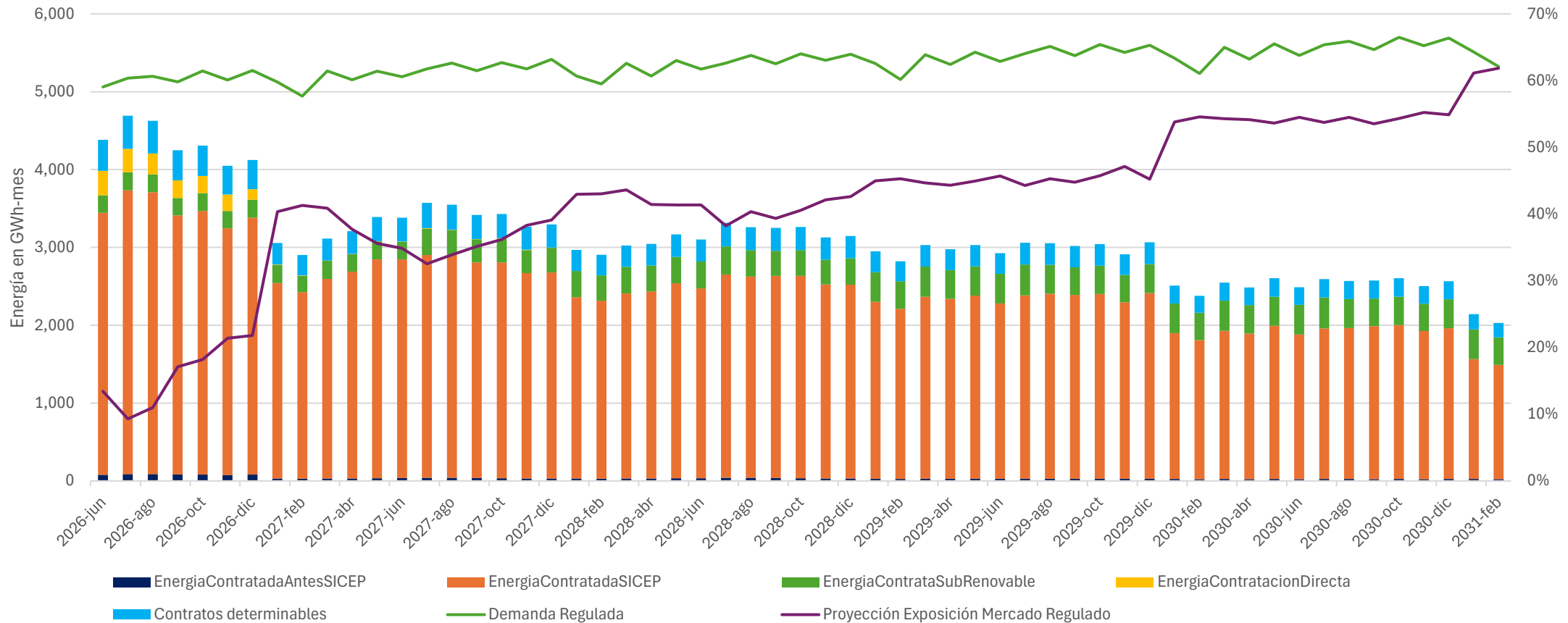
Exposición Bolsa Comercializadores con corte al 31 de mayo de 2026



- La exposición en Bolsa se obtiene de totalizar las obligaciones de los comercializadores con respecto a sus respaldos
- $\text{Max}(0, (\text{Compras Bolsa}) / (\text{Demanda Comercial} + \text{Ventas en Contratos}))$
- Para facilitar la lectura de la gráfica, los colores de las barras están apilados, es decir, si se analiza la barra de mayo de 2026, se tiene que el total de transacciones asciende a 9,120 GWh-mes y de este total, 994 GWh-mes corresponden a compras en Bolsa

Proyección exposición Bolsa Mercado Regulado para Comercializadores.

Estimando que los contratos registrados con una fórmula representan el 10% del total



- La proyección de demanda del mercado regulado es calculada con base en el escenario medio de la UPME, para la proyección de contratos que trata la Resolución CREG 101 018 de 2022.
- Contratos determinables: Corresponde a una simulación de los contratos determinables, que dependen de una fórmula.
- Se estima que los contratos determinables corresponden al 10% de la cantidad registrada en Contratos de Largo Plazo.
- Las barras están apiladas, por lo que sus valores pueden sumarse para totalizar el dato del mes.
- La proyección se realiza con la mejor información disponible
- La exposición en bolsa corresponde a la relación entre las cantidades contratadas y la demanda proyectada

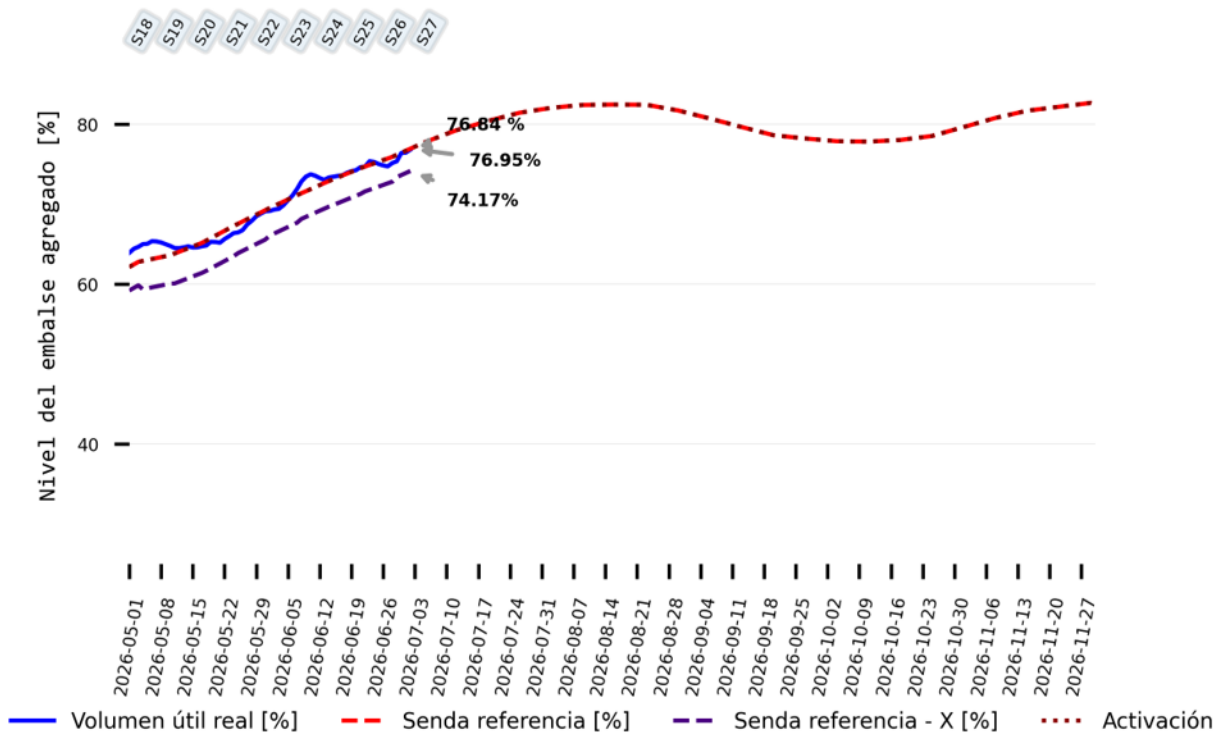


20 años
Hechos por Colombia

¿Cómo se están comportando las variables?



Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha	Senda [%]	Vol Útil [%]	Vol Útil - Senda [%]	Delta Senda [%]	Delta Vol Útil [%]
2026-06-14	72.9	73.34	0.44	0.25	0.29
2026-06-15	73.14	73.44	0.31	0.23	0.1
2026-06-16	73.37	73.55	0.18	0.23	0.11
2026-06-17	73.6	73.62	0.02	0.23	0.07
2026-06-18	73.83	73.93	0.1	0.23	0.31
2026-06-19	74.06	74.14	0.08	0.23	0.21
2026-06-20	74.29	74.26	-0.03	0.23	0.12
2026-06-21	74.52	74.64	0.12	0.23	0.38
2026-06-22	74.72	74.71	-0.01	0.2	0.06
2026-06-23	74.92	75.39	0.46	0.2	0.68
2026-06-24	75.12	75.3	0.17	0.2	-0.09
2026-06-25	75.32	75.04	-0.28	0.2	-0.26
2026-06-26	75.52	74.86	-0.66	0.2	-0.18
2026-06-27	75.73	74.74	-0.99	0.2	-0.13
2026-06-28	75.93	75.16	-0.77	0.2	0.42
2026-06-29	76.18	75.37	-0.81	0.26	0.22
2026-06-30	76.44	76.42	-0.02	0.26	1.04
2026-07-01	76.69	76.46	-0.23	0.26	0.05
2026-07-02	76.95	76.84	-0.11	0.26	0.38

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.

NE Superior

El embalse es superior a la senda de referencia.

NE Alerta

El embalse útil real está entre un nivel igual a la senda de referencia y el nivel que se obtiene de restar un valor X en puntos porcentuales a la senda de referencia

NE Inferior

El embalse útil real es menor que la senda de referencia menos el valor X en puntos porcentuales o **se tiene condición de Alerta en dos (2) verificaciones consecutivas.**

Casos	NE	PBP	Estado
1	Superior	Bajo	Normal
2	Superior	Alto	Normal
3	Alerta	Bajo	Vigilancia
4	Alerta	Alto	Vigilancia
5	Inferior	Bajo	Riesgo
6	Inferior	Alto	No Aplica

} **HSIN < 90%**
sino **Normal**

SEGUIMIENTO INDICADORES RESOLUCIÓN CREG 209 DE 2020

ÚLTIMA FECHA DE CÁLCULO

lunes, 29 de junio de 2026

PBP

Bajo

NE

Alerta

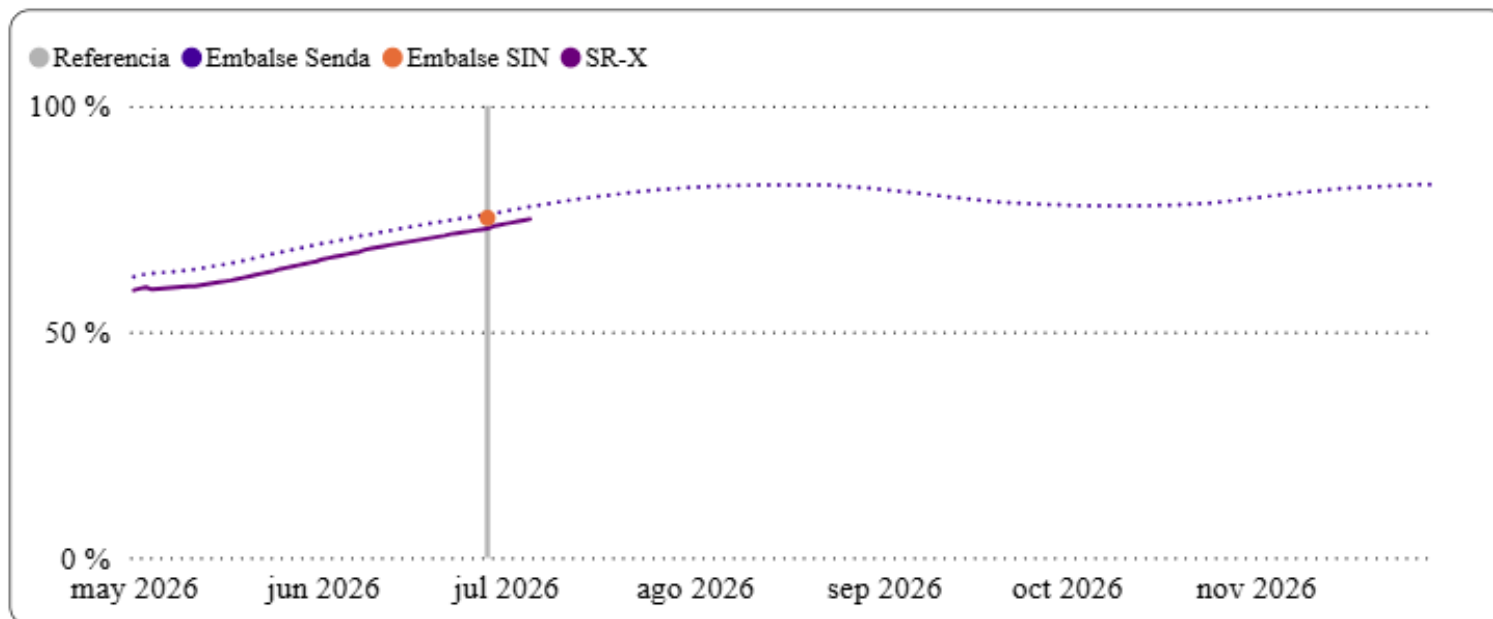
78,01 %
HSIN

75,21 %
Embalse Real SIN

75,93 %
Embalse Senda

CONDICIÓN DEL SISTEMA

Vigilancia



Rango de fechas

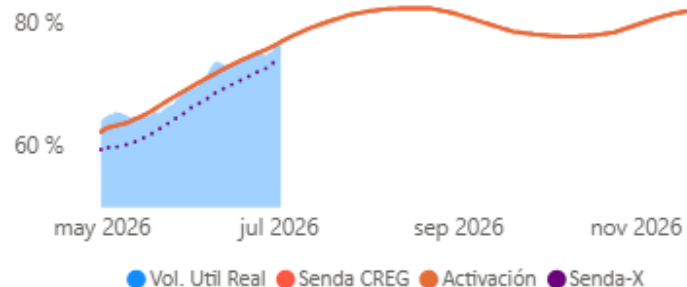
01/05/2026 30/11/2026

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

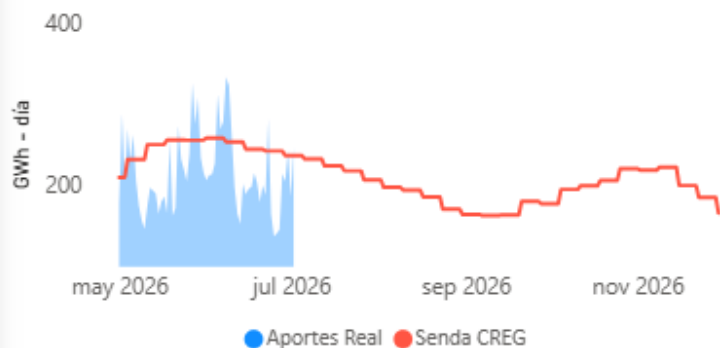
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	-0,11 %	-12,73 %	1,32 %	-8,79 %	32,85 %	23,58 %	
[GWh]	392,31	-1.971,03	197,73	-971,77	703,17	431,75	-1,34

Embalse Agregado



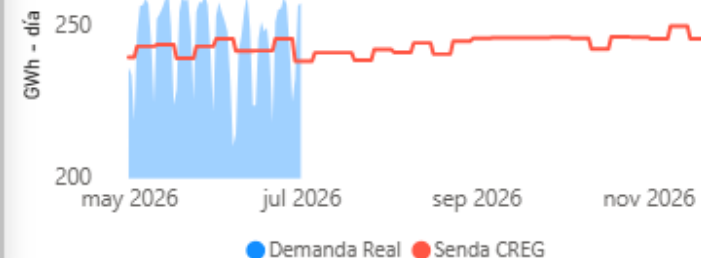
Información hasta el: 2026-07-02

Aportes



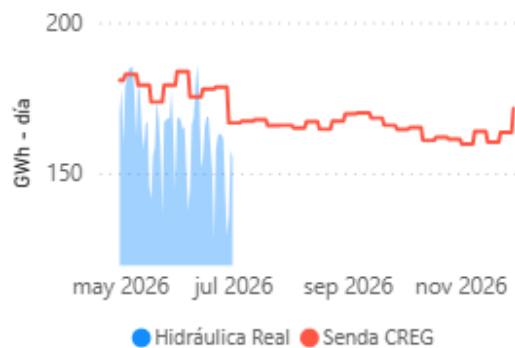
Información hasta el: 2026-07-02

Demanda



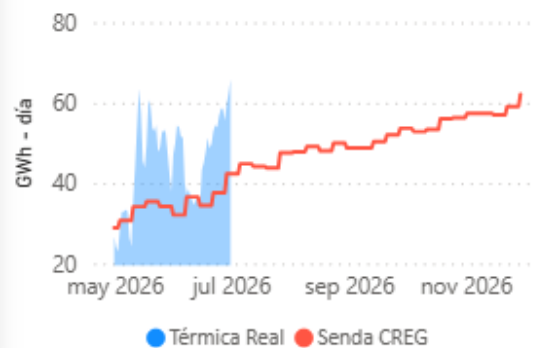
Información hasta el: 2026-07-01

Hidráulica



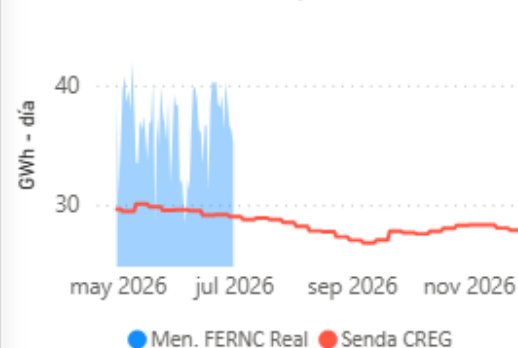
Información hasta el: 2026-07-01

Térmica



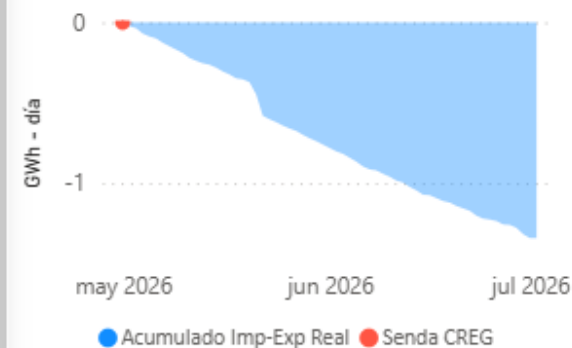
Información hasta el: 2026-07-01

Menores y FERNC

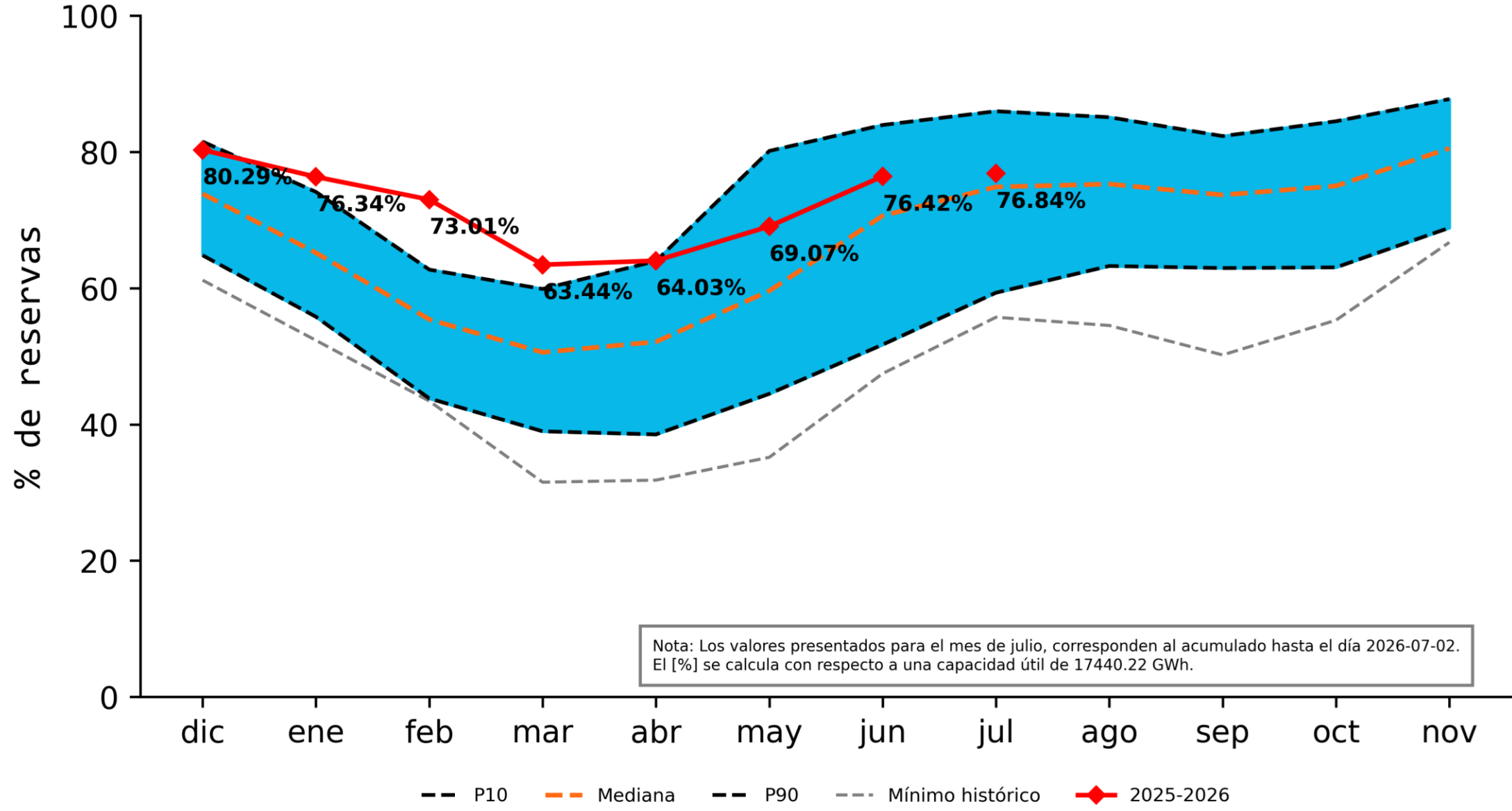


Información actualizada el: 2026-07-03 ⓘ

Acumulado Imp-Exp



Reservas hídricas



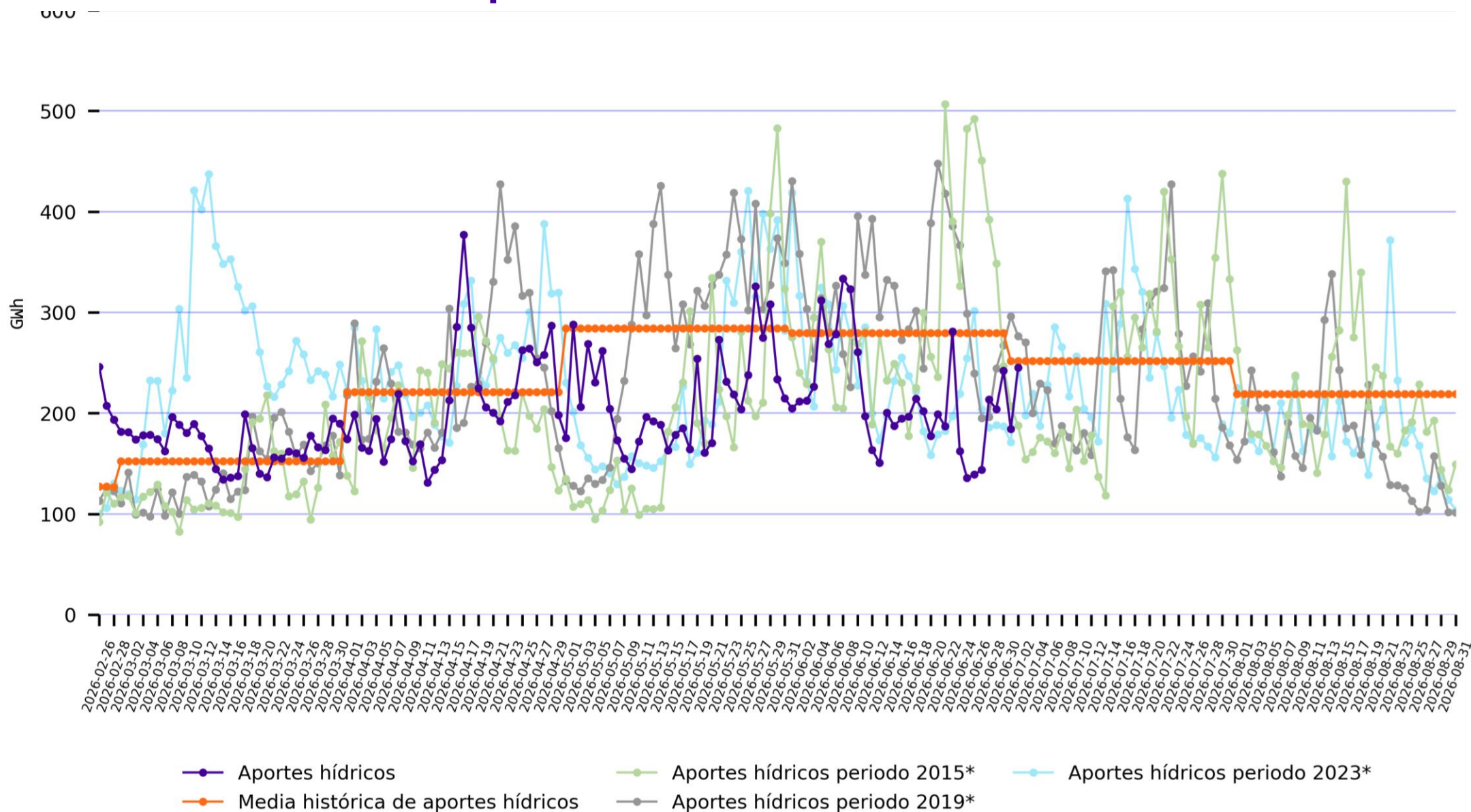
Estado de los embalses

Fecha	embalse	Región	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Tasa de embalsamiento promedio de jul.-01-2026 hasta jul.-02-2026 (GWh-día)	Vertimiento acumulado de jul.-01-2026 hasta jul.-02-2026 (GWh)	Volumen útil diario (%)	Participación volumen útil diario (%)
2026-07-02	AGREGADO SIN	Colombia	17440.22	13401.17	55.64	11.8	76.8%	100.0%
2026-07-02	PENOL	Antioquia	4138.29	3859.94	10.74	0	93.3%	28.8%
2026-07-02	AGREGADO BOGOTA	Centro	4004.18	2398.61	2.61	0	59.9%	17.9%
2026-07-02	GUAVIO	Oriente	1976.13	1872.95	28.65	0	94.8%	14.0%
2026-07-02	TOPOCORO	Centro	1003.8	843.18	0.73	0	84.0%	6.3%
2026-07-02	ESMERALDA	Oriente	890.23	680.97	4.87	0	76.5%	5.1%
2026-07-02	EL QUIMBO	Centro	1069.84	615.87	2.77	0	57.6%	4.6%
2026-07-02	CHUZA	Oriente	971.24	577.64	3.31	0	59.5%	4.3%
2026-07-02	SALVAJINA	Valle	511.49	441.42	1.73	0	86.3%	3.3%
2026-07-02	MIRAFLORES	Antioquia	456.54	423.91	-0.19	0	92.8%	3.2%
2026-07-02	RIOGRANDE2	Antioquia	543.46	385.11	0.31	0	70.9%	2.9%
2026-07-02	SAN LORENZO	Antioquia	425.48	356.88	0.99	0	83.9%	2.7%
2026-07-02	CALIMA1	Valle	231.8	224.02	0.18	0	96.6%	1.7%
2026-07-02	AMANI	Caldas	253.06	203.53	0.03	0	80.4%	1.5%
2026-07-02	BETANIA	Centro	118.53	96.45	-0.03	0	81.4%	0.7%
2026-07-02	URRA1	Caribe	140.58	88.78	-0.39	0	63.2%	0.7%
2026-07-02	PLAYAS	Antioquia	95.08	79.38	0.84	0	83.5%	0.6%
2026-07-02	PRADO	Centro	90.06	61	0.11	0	67.7%	0.5%
2026-07-02	PORCE II	Antioquia	124.03	55.11	0.63	0	44.4%	0.4%
2026-07-02	PORCE III	Antioquia	111.98	35.71	-0.42	0	31.9%	0.3%
2026-07-02	ITUANGO	Antioquia	63.25	28.66	-1.25	11.8	45.3%	0.2%
2026-07-02	PUNCHINA	Antioquia	65.87	22.64	-0.23	0	34.4%	0.2%
2026-07-02	TRONERAS	Antioquia	63.93	22.87	0.19	0	35.8%	0.2%
2026-07-02	MUNA	Centro	54.91	14.34	-0.19	0	26.1%	0.1%
2026-07-02	ALTOANCHICAYA	Valle	36.48	12.21	-0.35	0	33.5%	0.1%

Información hasta el 2026-07-02

Información actualizada el 2026-07-03

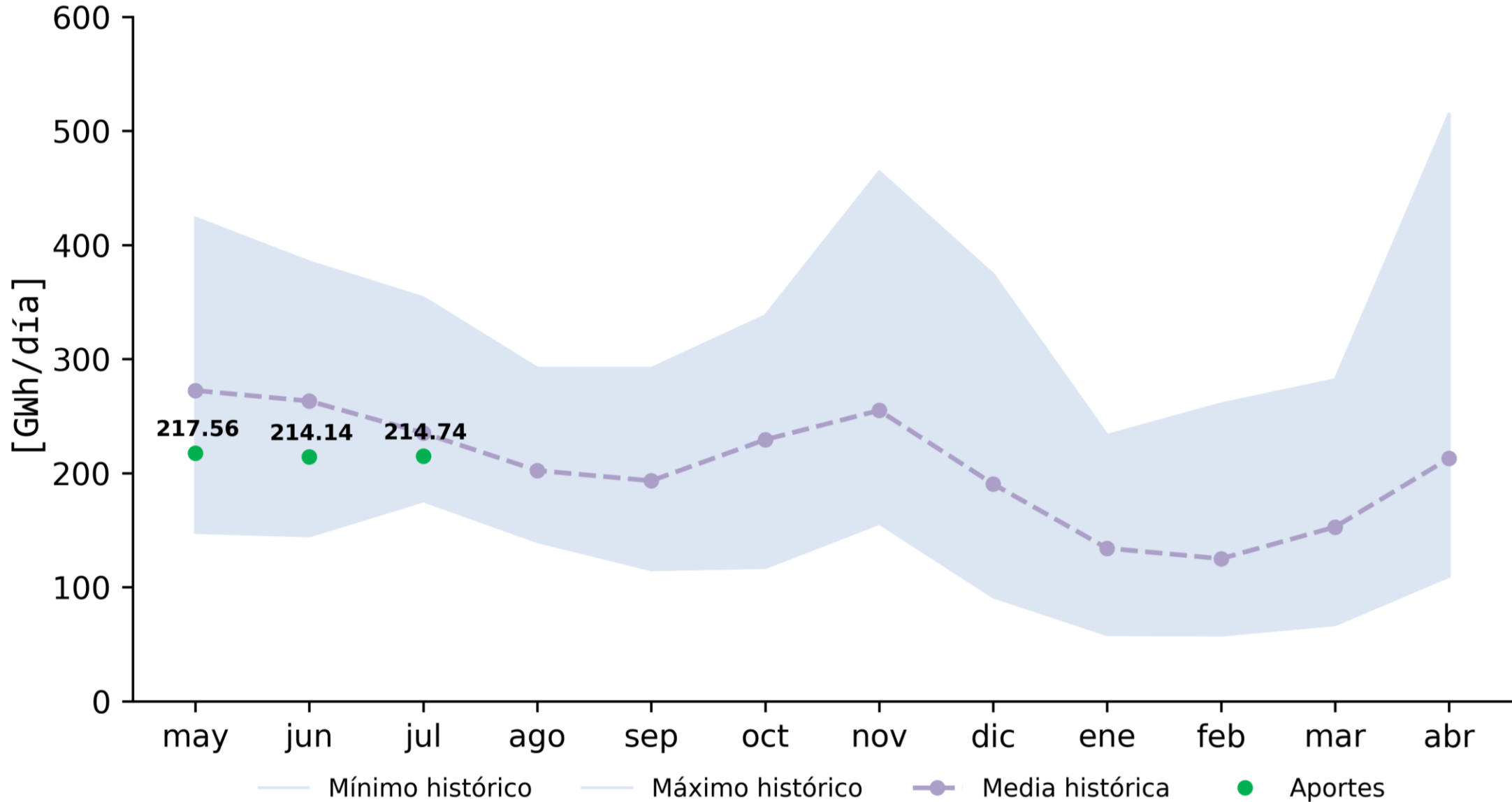
Aportes hídricos diarios



*información 2014-2015, 2018-2019 y 2022-2023 es calculada a partir de los valores % respecto a la media histórica de su momento aplicados a la media histórica actual.

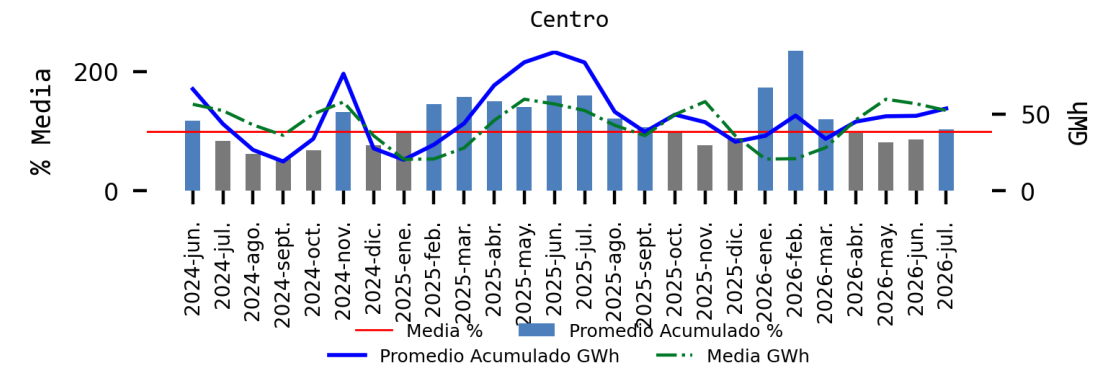
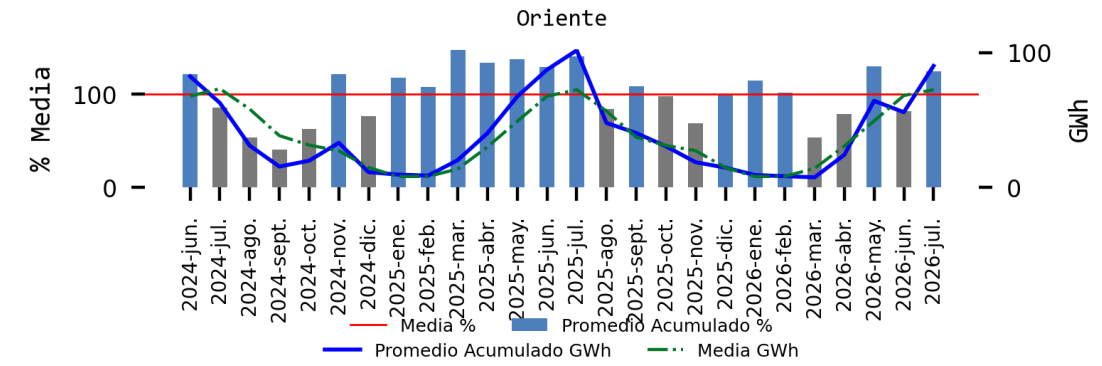
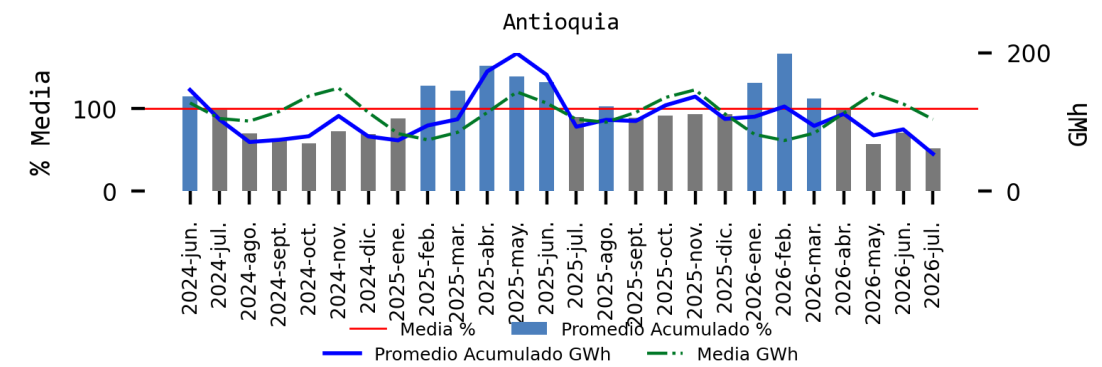
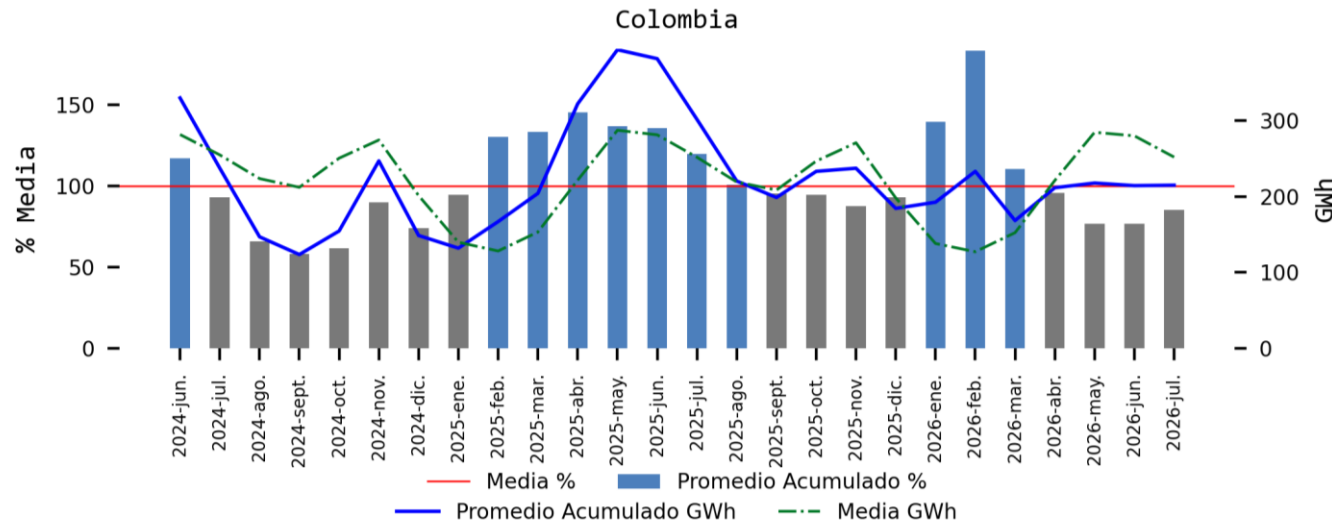
El promedio acumulado de los aportes para el mes actual es 214.74 GWh.

Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



Para cada mes, los valores máximo, mínimo y promedio histórico de los aportes del SIN se obtienen a partir de la información oficial reportada de los ríos incluidos en el informe de aportes naturales del IDO.

Aportes por regiones - Mensual



Media histórica de aportes

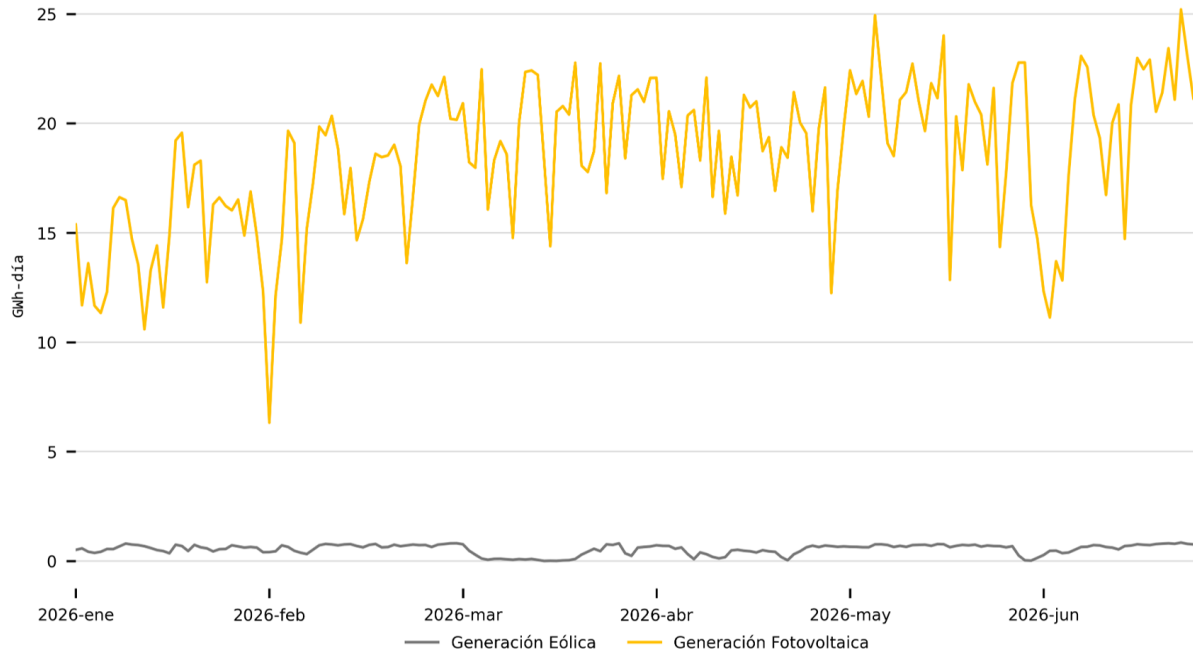
Mes	2025-07	2025-08	2025-09	2025-10	2025-11	2025-12	2026-01	2026-02	2026-03	2026-04	2026-05	2026-06	2026-07
GWh/día	301.46	220.21	198.53	232.96	237.07	184.14	192.31	232.95	168.13	211.4	217.56	214.14	214.74

Región	Real Junio	Participación media histórica Junio
Antioquia	71%	45%
Centro	86%	20%
Oriente	82%	24%
Valle	69%	5%
Caldas	78%	4%
Caribe	58%	2%

Información hasta el 2026-07-02

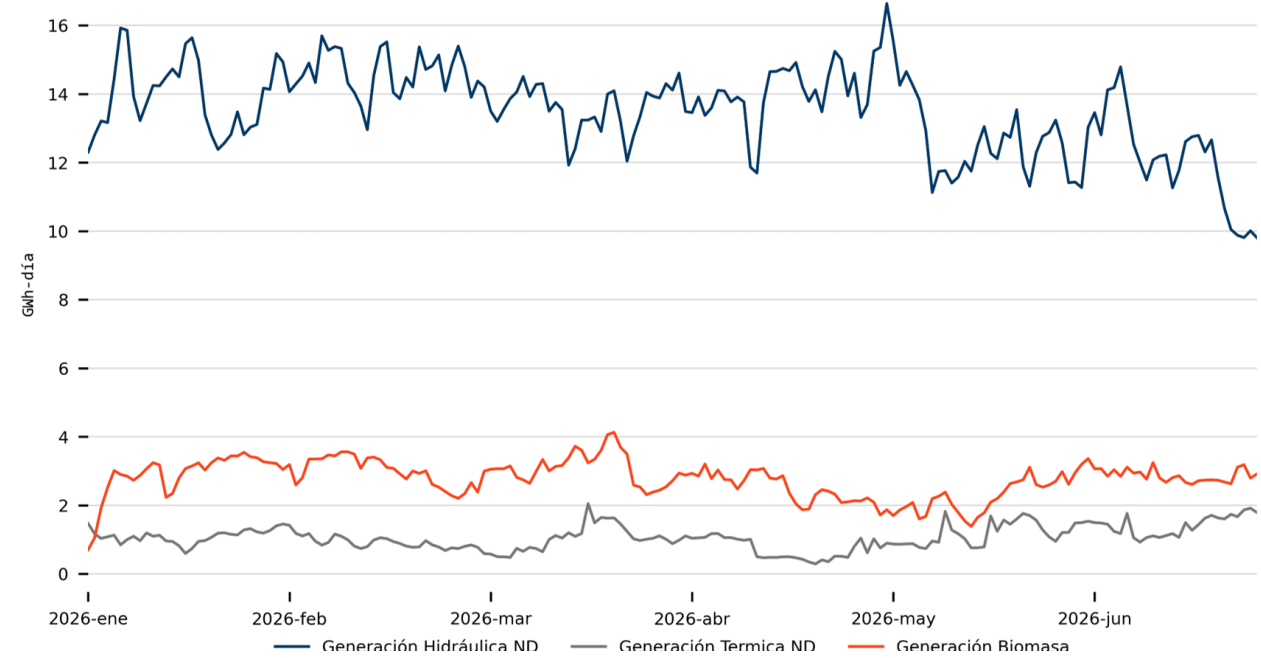
Información actualizada el 2026-07-03

Generación FERNC



Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
ene-26	14.93	0.58	15.52
feb-26	17.22	0.65	17.87
mar-26	19.68	0.31	19.99
abr-26	19.40	0.45	19.85
may-26	20.06	0.70	20.76
jun-26	19.64	0.58	20.22

Generación plantas menores

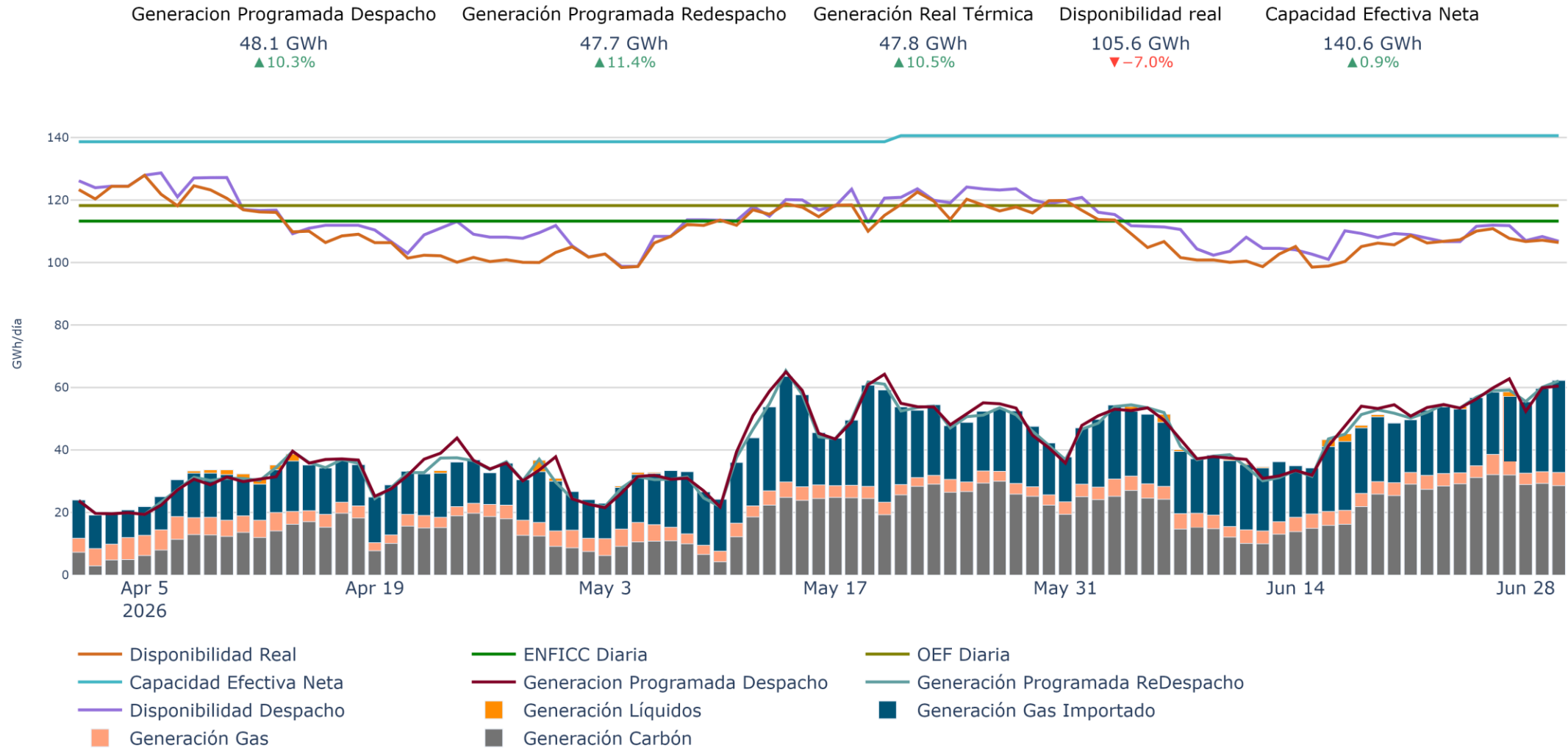


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
ene-26	13.93	1.10	2.90	17.92
feb-26	14.64	0.93	3.02	18.59
mar-26	13.58	1.02	3.07	17.68
abr-26	13.98	0.74	2.59	17.31
may-26	13.03	1.12	2.16	16.31
jun-26	12.02	1.42	2.89	16.33

Información hasta el 2026-06-30

Información actualizada el 2026-07-03

Seguimiento a la generación térmica DC



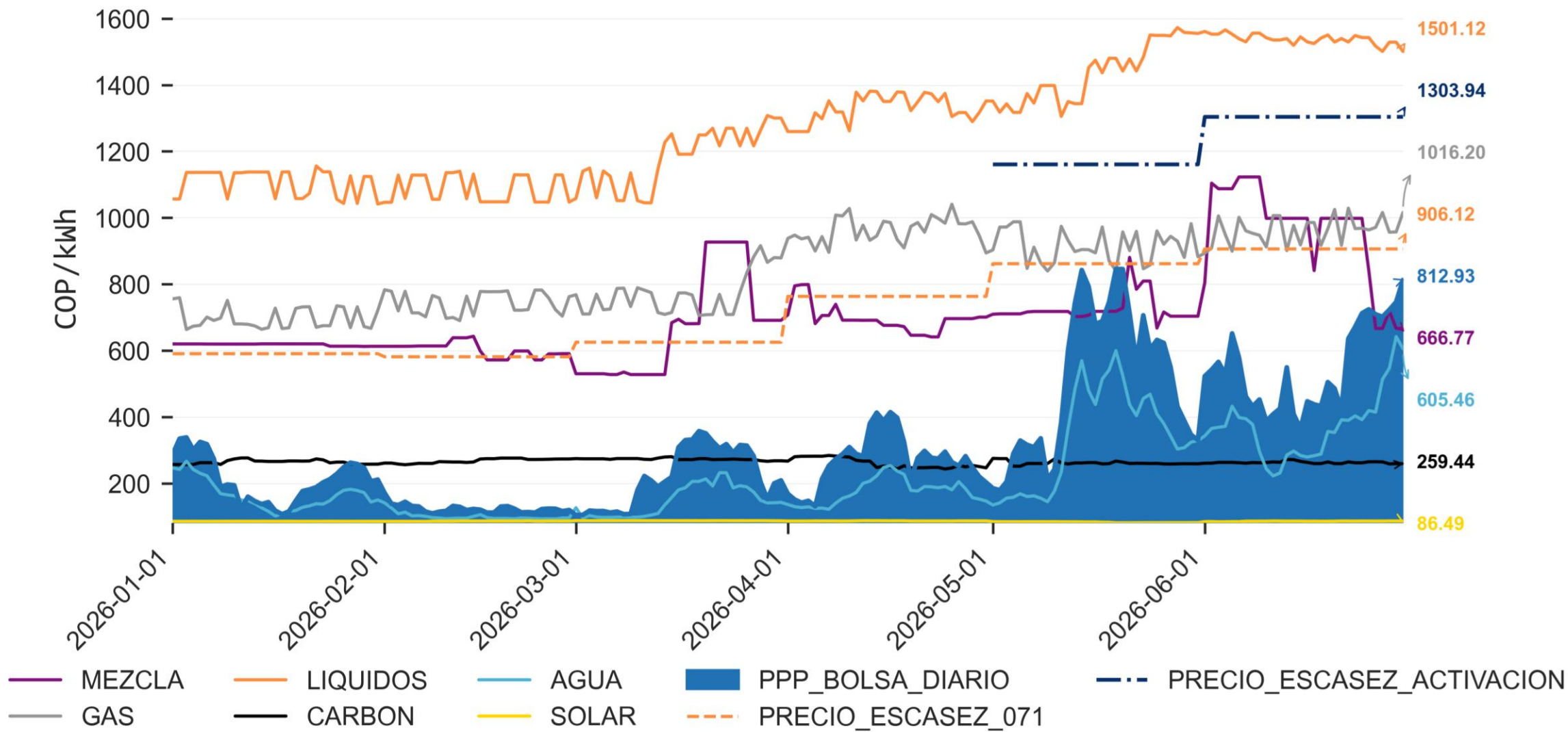
Los indicadores corresponden al promedio del mes actual

Las variaciones se calculan con respecto al mes inmediatamente anterior.

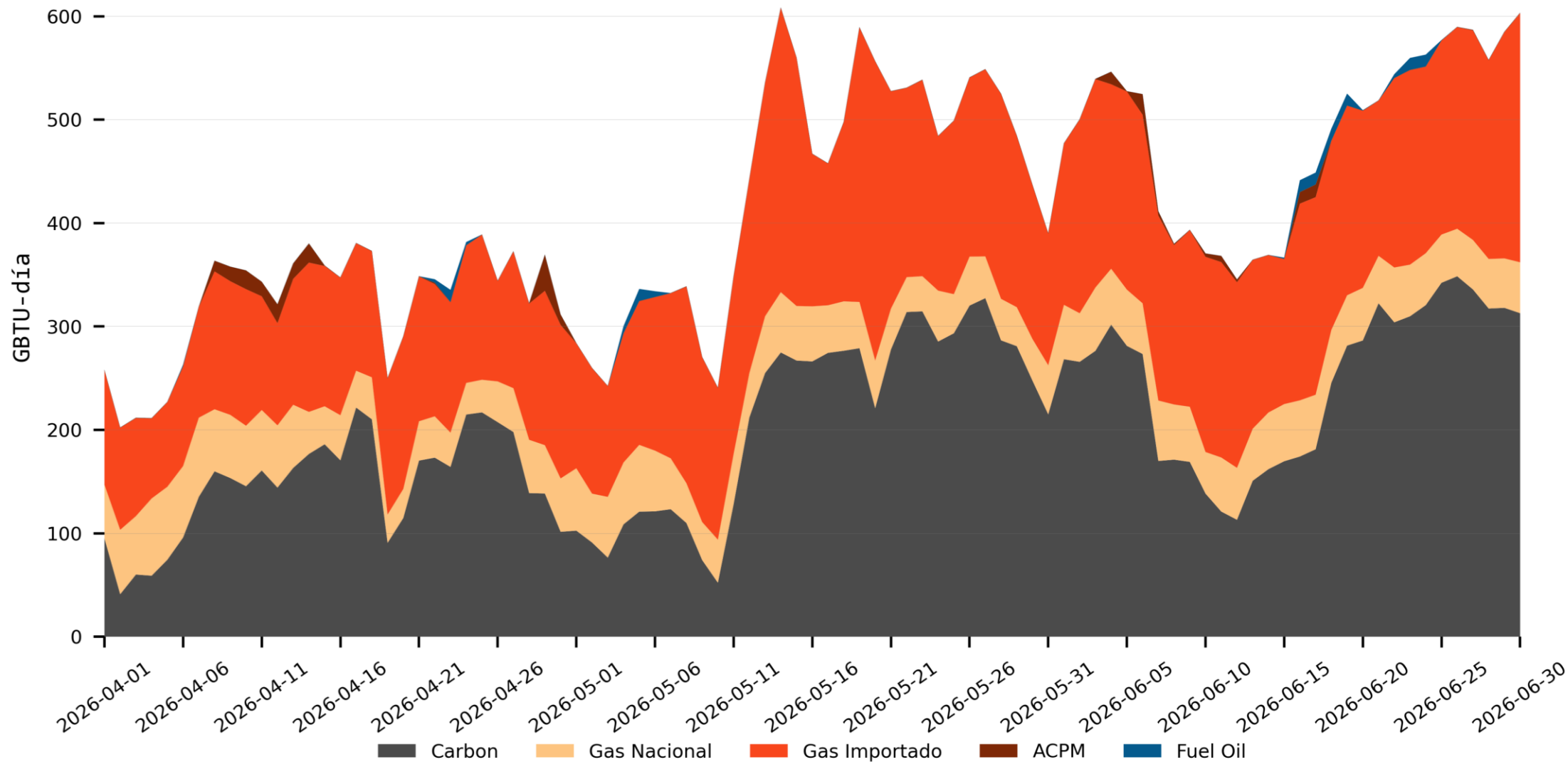
Información hasta el 2026-06-30

Información actualizada el 2026-07-03

Precios de oferta categorías de combustible



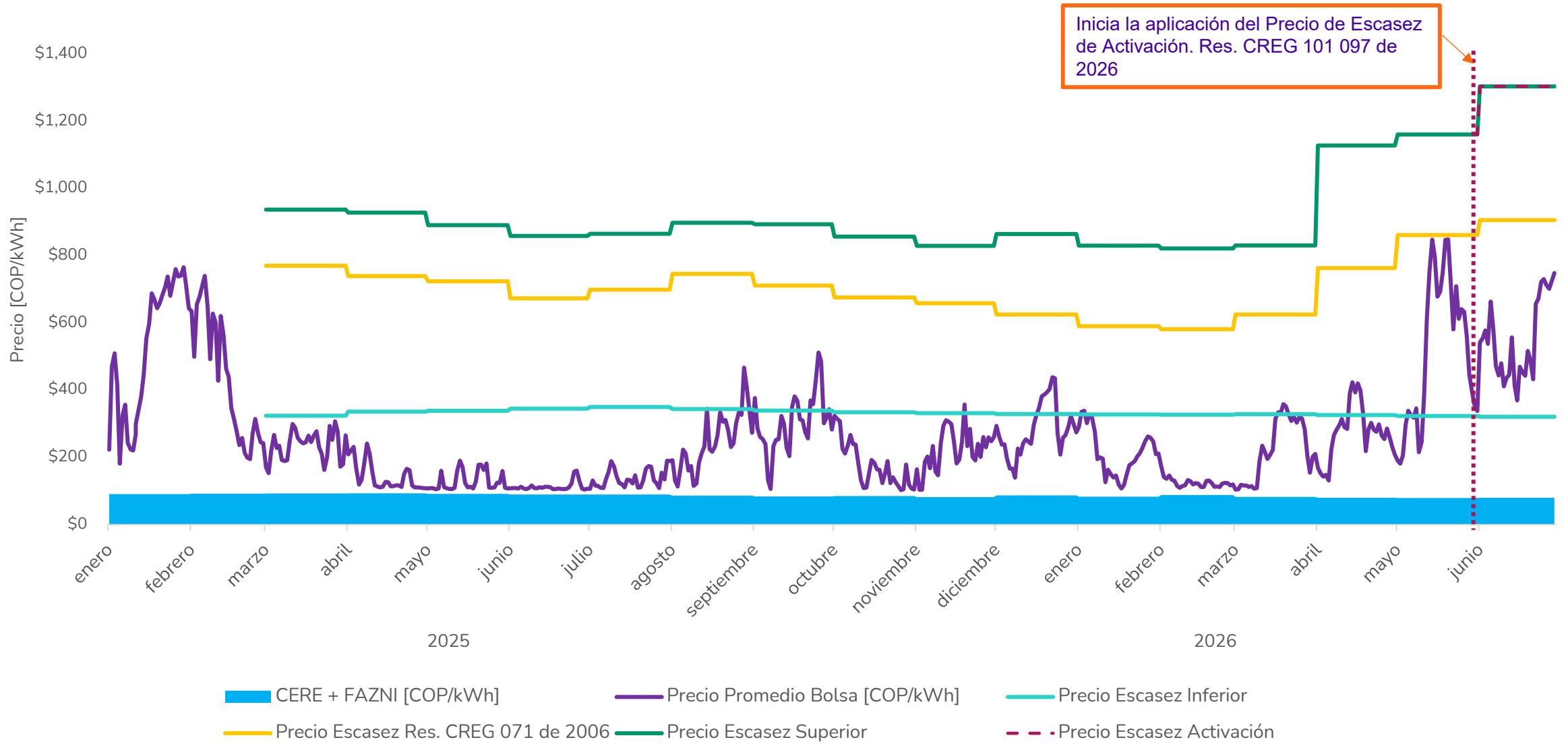
Consumo Combustibles reportado



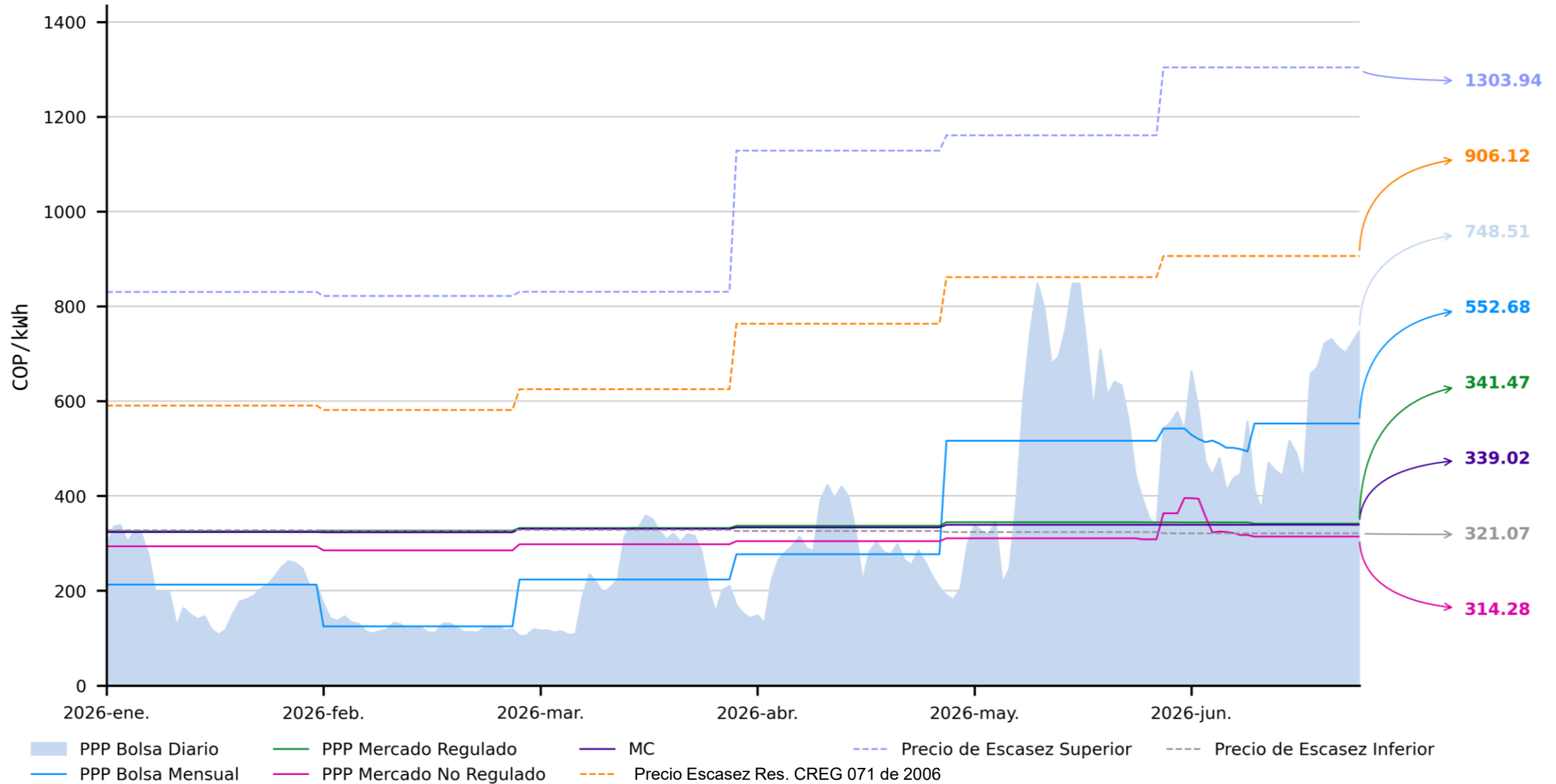
nan

Información hasta el 2026-06-30
Información actualizada el 2026-07-03

Evolución Precio Bolsa



Precios mercados regulado y no regulado

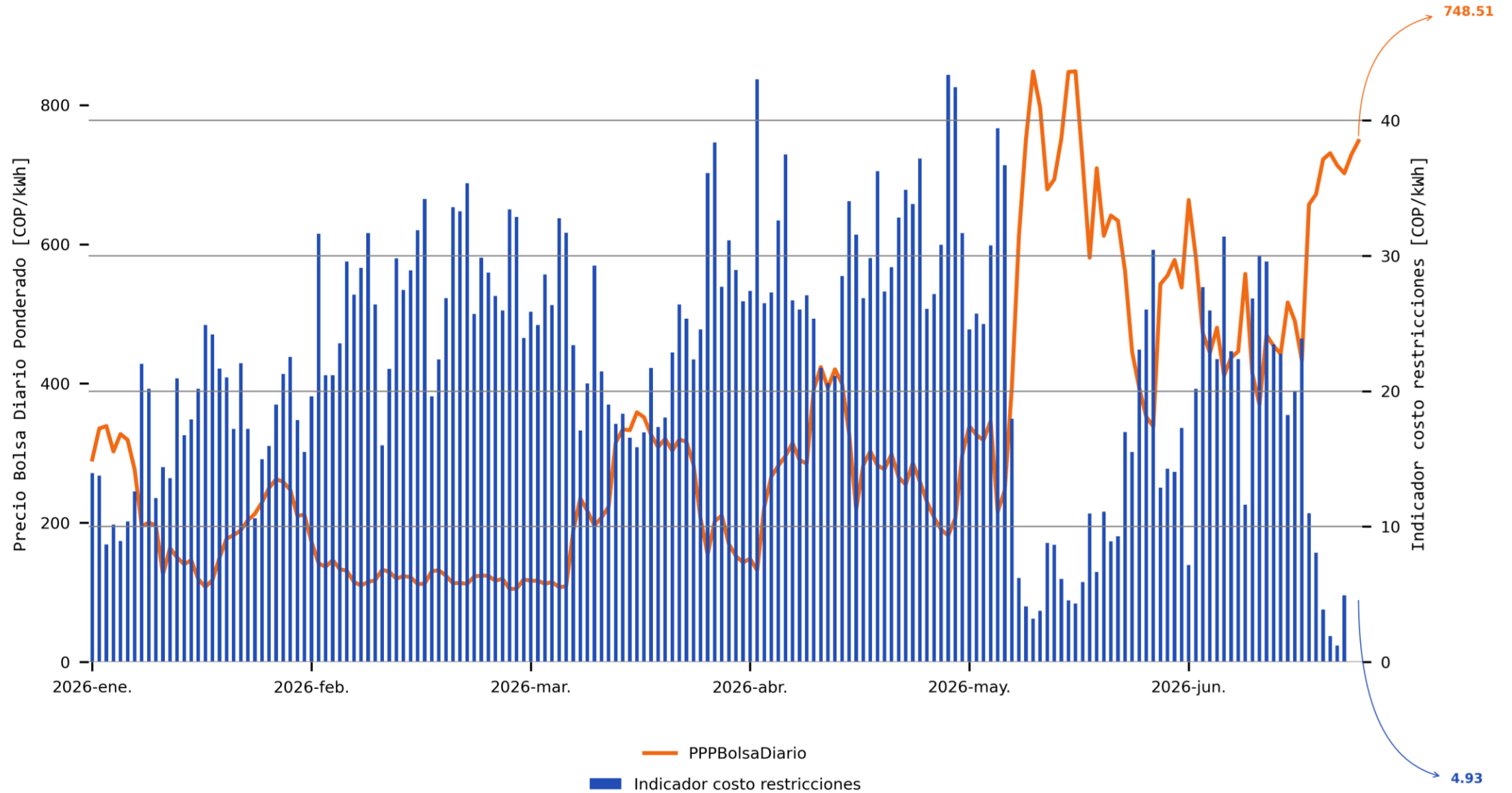


PPP: Precio Promedio Ponderado

MC: Índice MC, precio promedio de los contratos adjudicados a través del SICEP con destino al mercado regulado

Valores del mes junio publicados en versión TX2 (preliminar)

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



Para obtener el indicador de seguimiento al costo de restricciones se toma el total de las Restricciones a cargo de la demanda y se dividen entre la Demanda Comercial Nacional
PPPBolsaDiario: Precio Promedio Ponderado Bolsa

