

# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-018  
Jueves, 03 de octubre de 2024

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión



# **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 – 018  
Jueves 03 de octubre de 2024**

# AGENDA

**1- SEGUIMIENTO A VARIABLES**

**2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS**

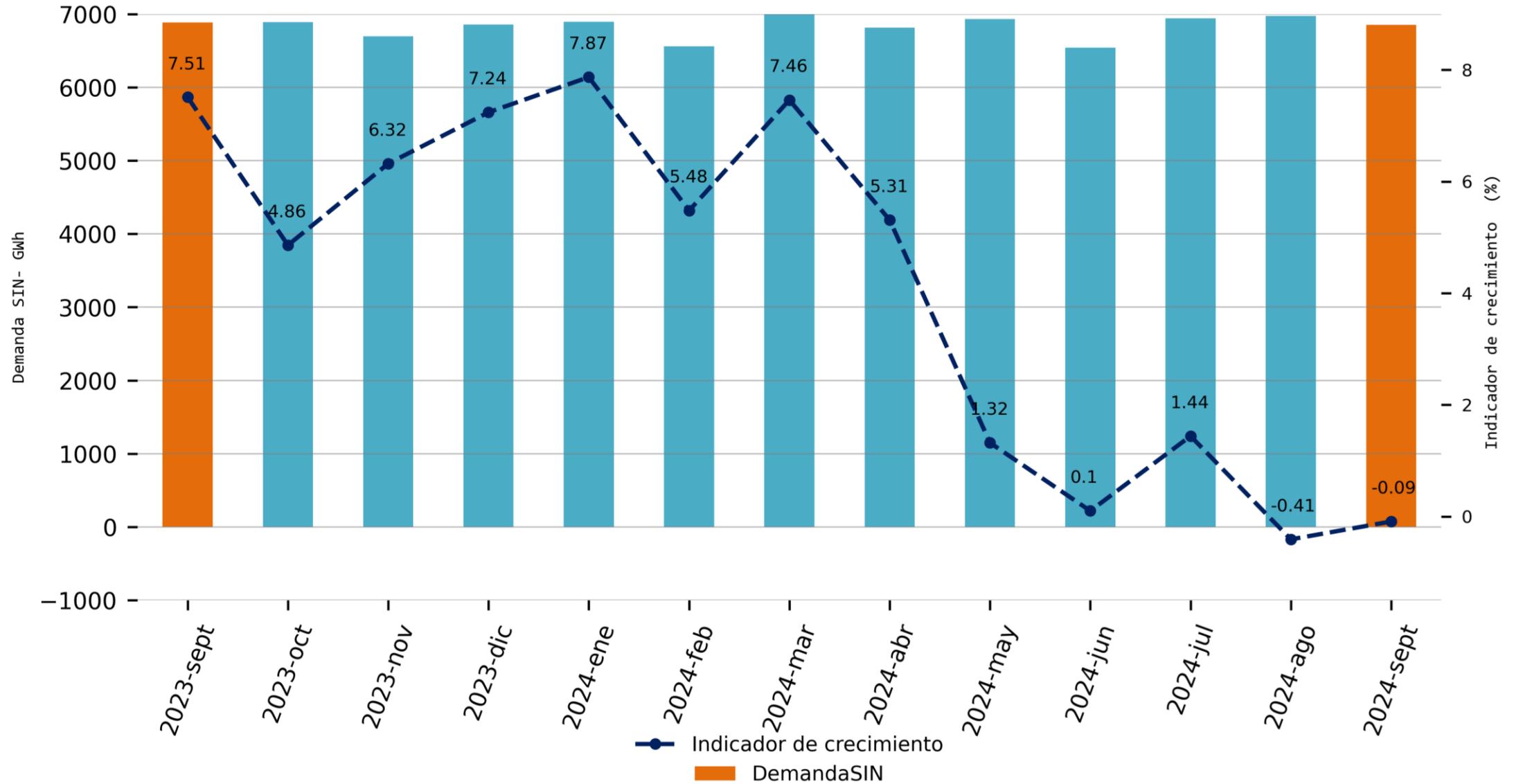
**3- SITUACIONES OPERATIVAS**

# 1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

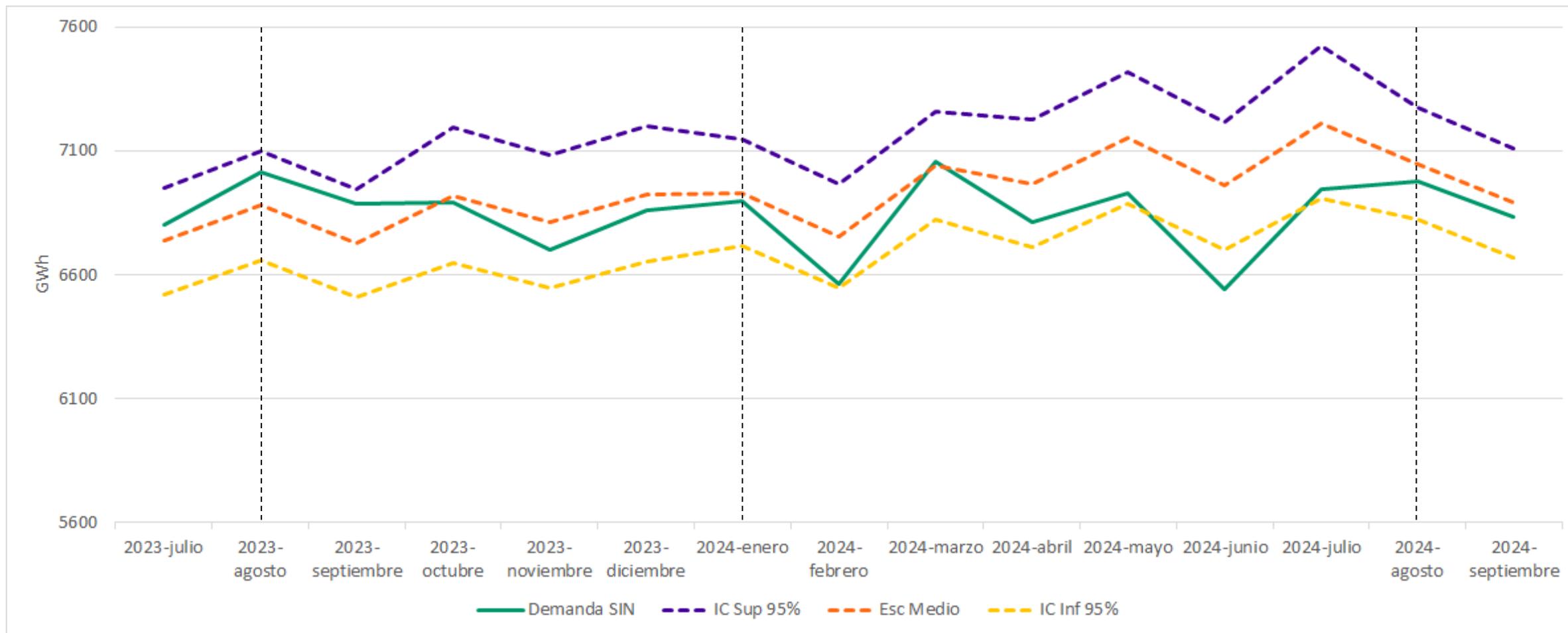


**¿Cómo ha venido  
evolucionando la demanda  
de energía?**

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



# Seguimiento Mensual 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.

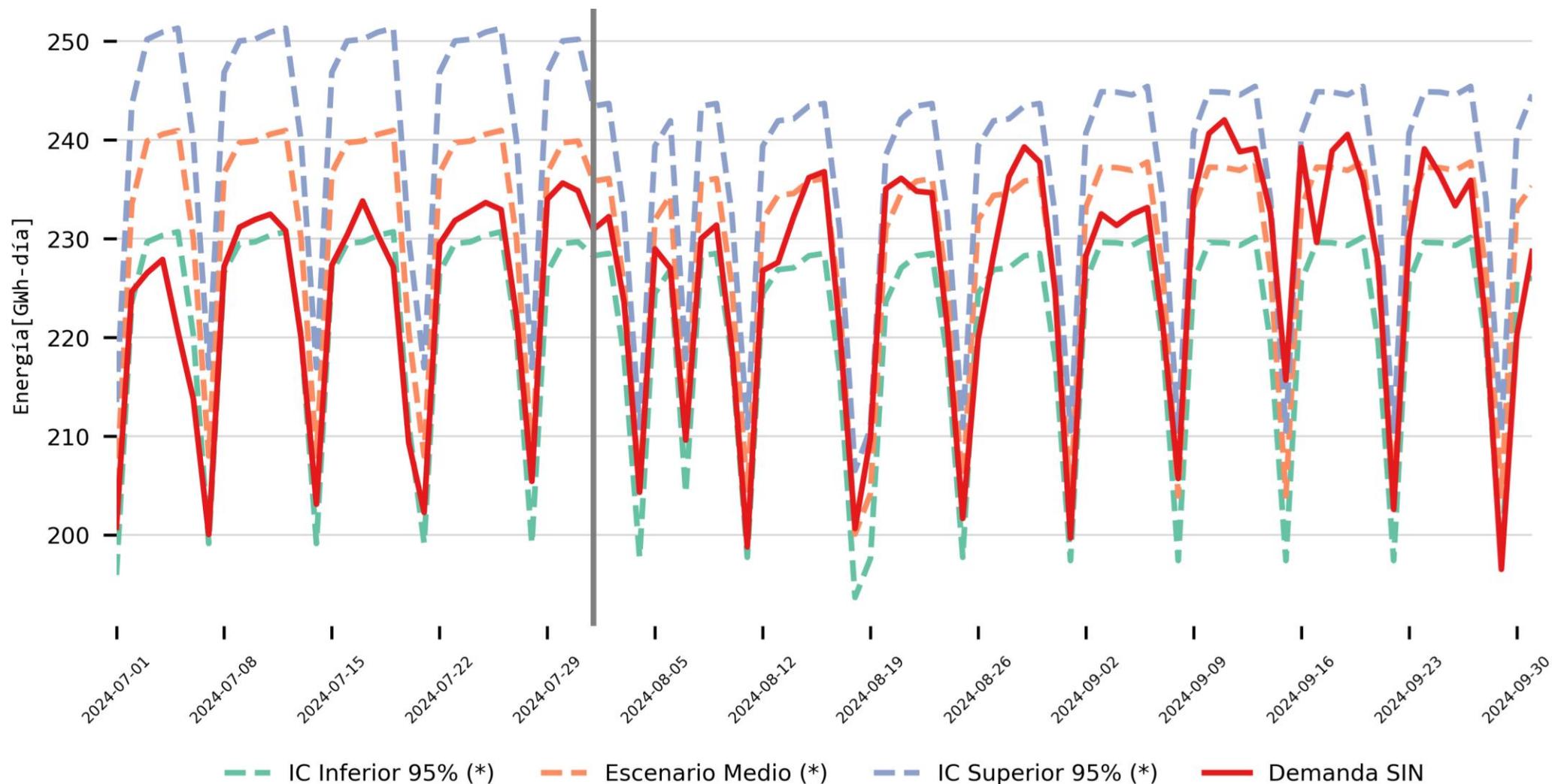
Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en septiembre de 2022, para los valores posteriores al 1 de agosto de 2023 son consideradas las proyecciones UPME de julio de 2023. Para los valores entre el 1 de enero de 2024 y 31 de julio se consideran las proyecciones UPME de enero de 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 se consideran las proyecciones UPME de agosto de 2024.

\* Información hasta el 2024-09-29

\* Información actualizada el 2024-09-30

\* Demanda para el 30 de septiembre estimada en 230 GWh-día

# 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 previos al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de agosto del 2024.

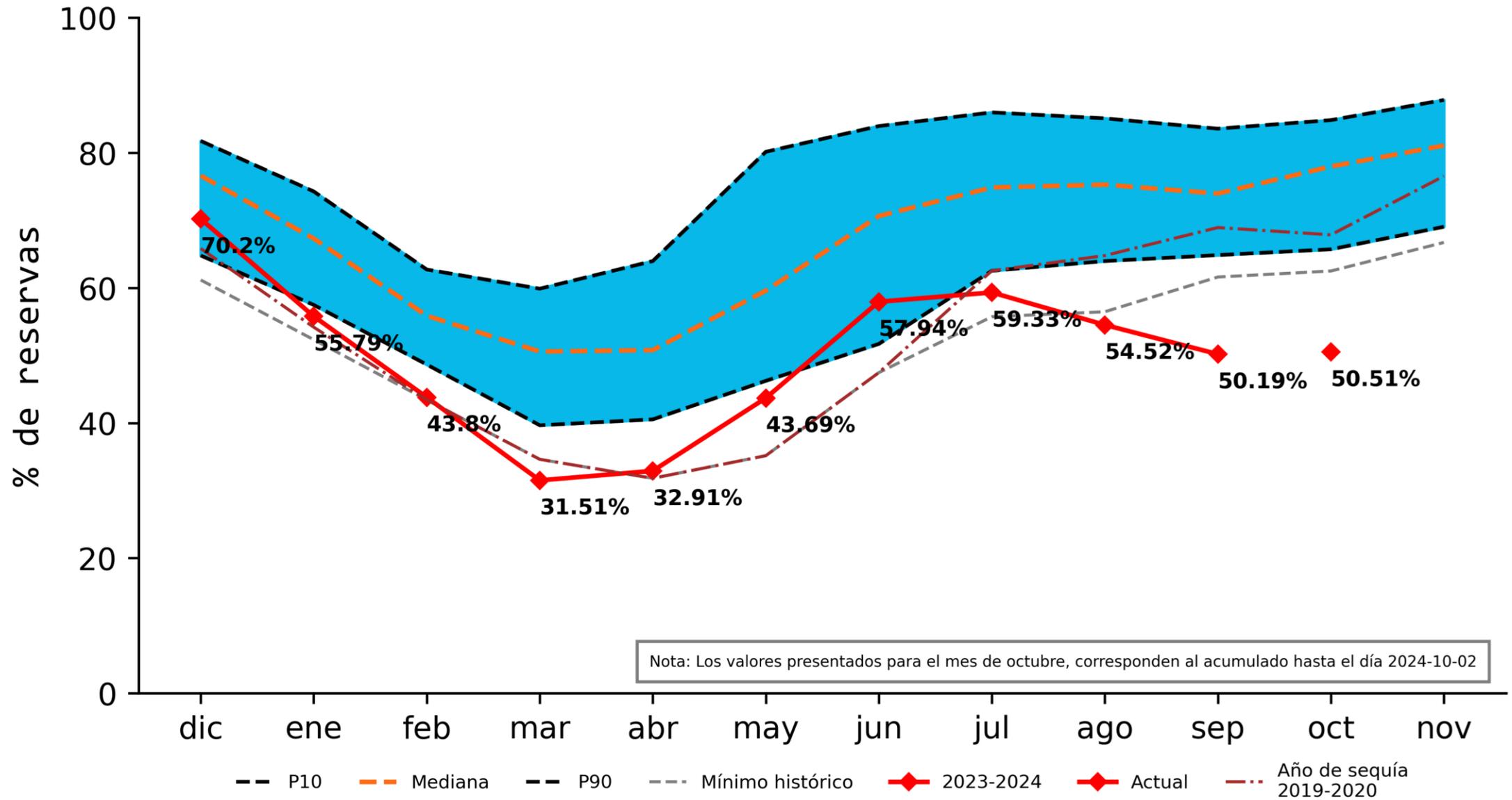
Información hasta el 2024-10-01

Información actualizada el 2024-10-03

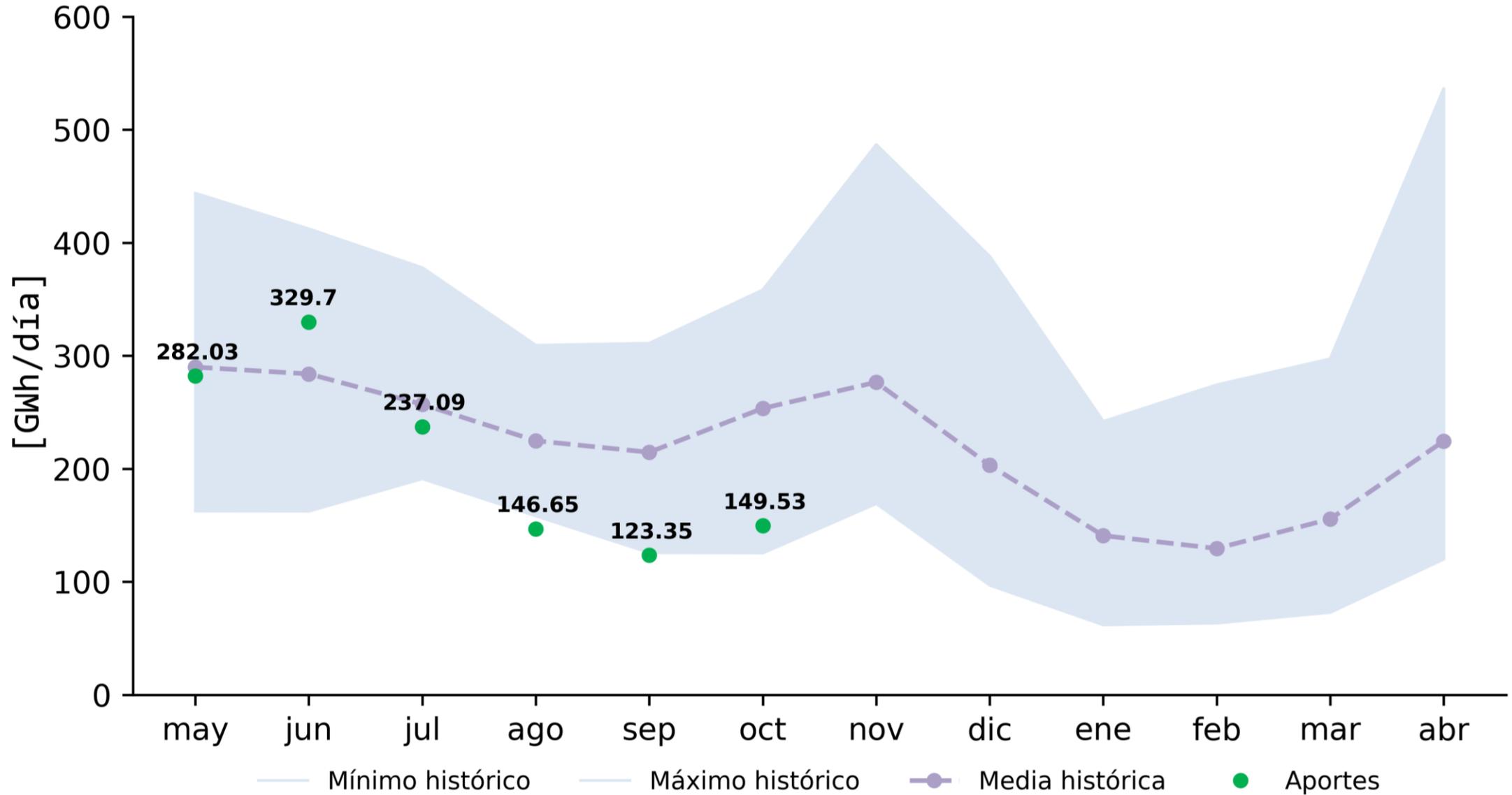
# ¿Cómo está la situación energética?



# Reservas hídricas

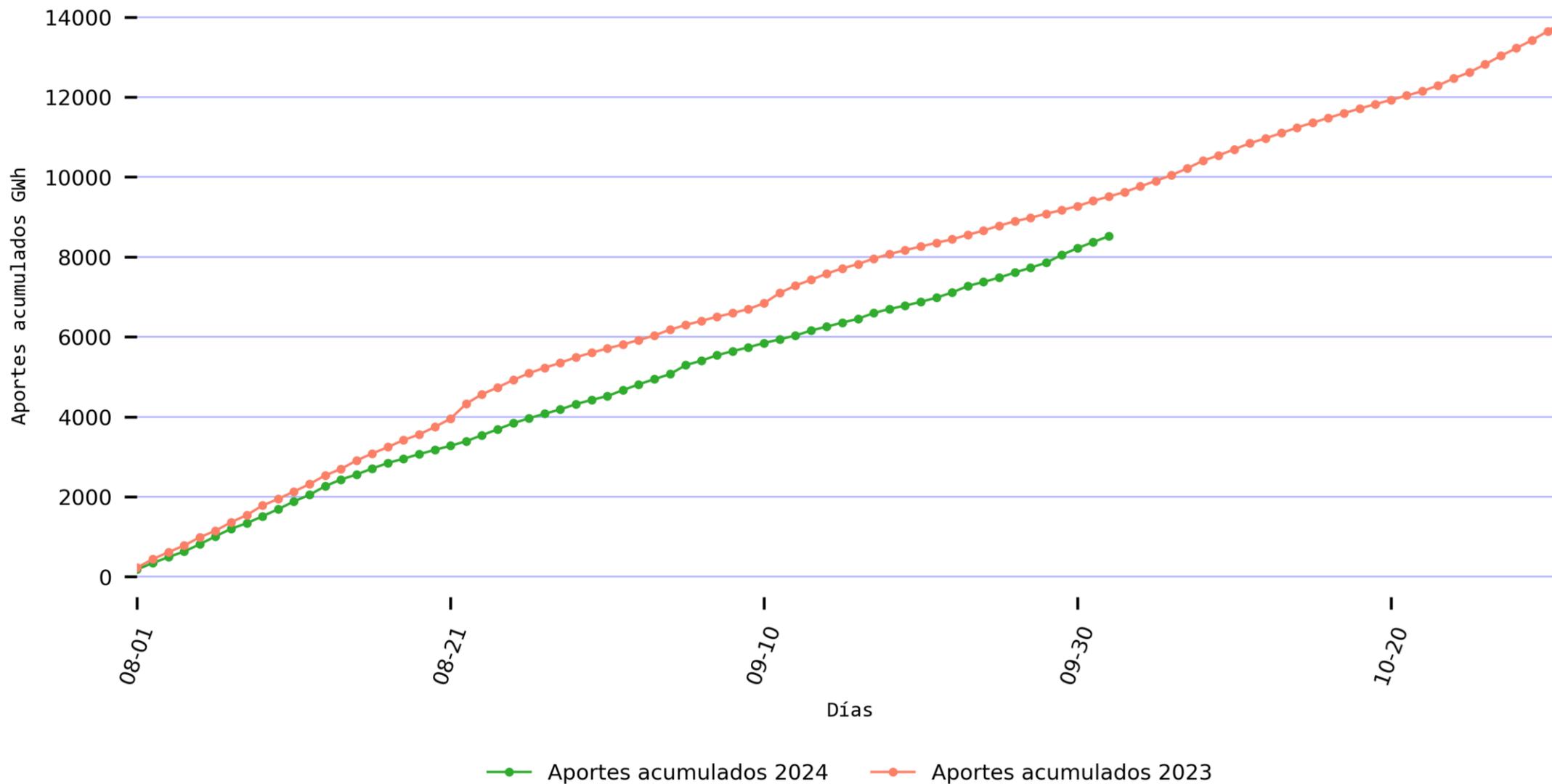


# Aportes históricos (desde 1982) vs Aportes reales (mes actual)



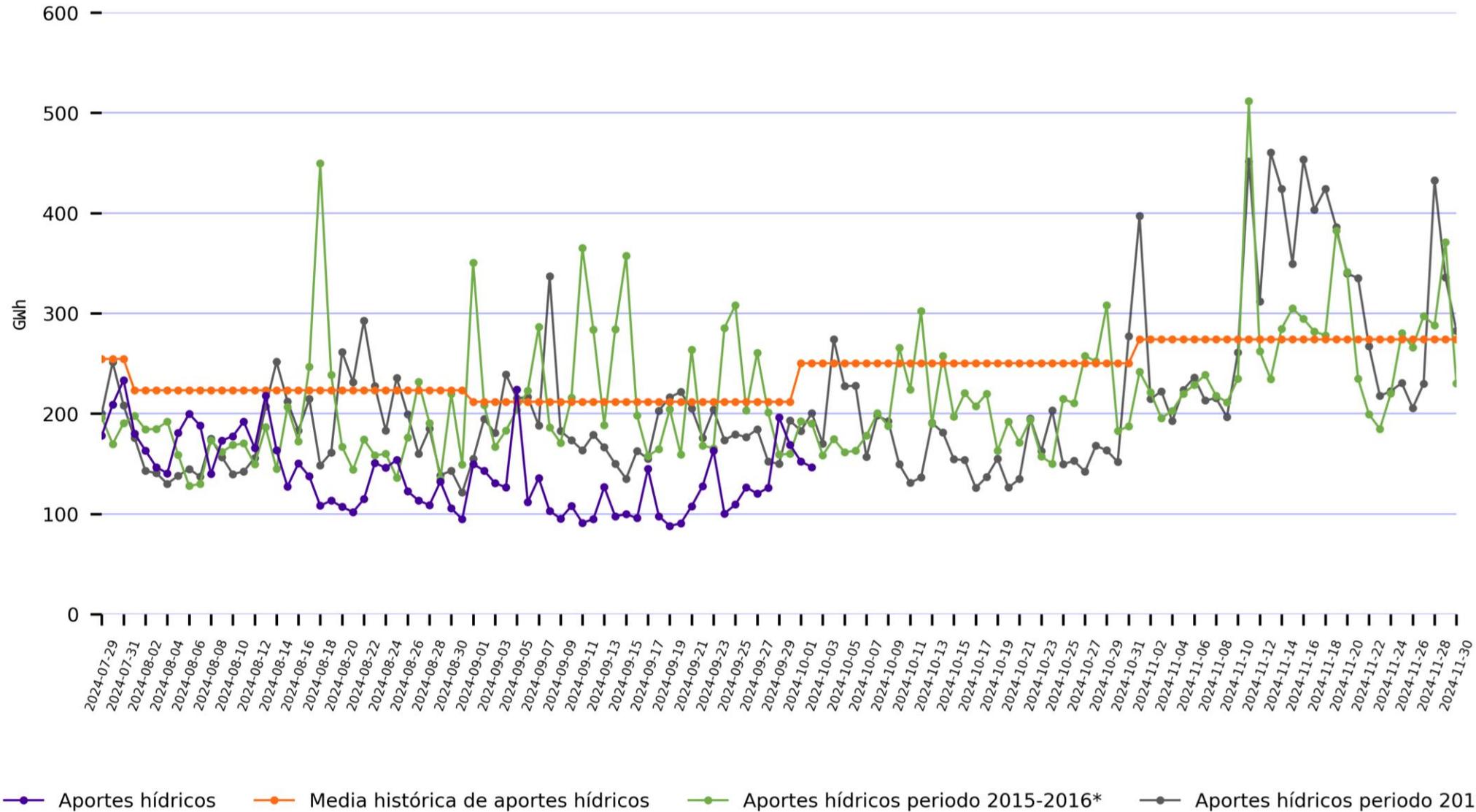
Información hasta el 2024-10-02  
 Información actualizada el 2024-10-03

# Aportes Diarios Acumulados desde agosto



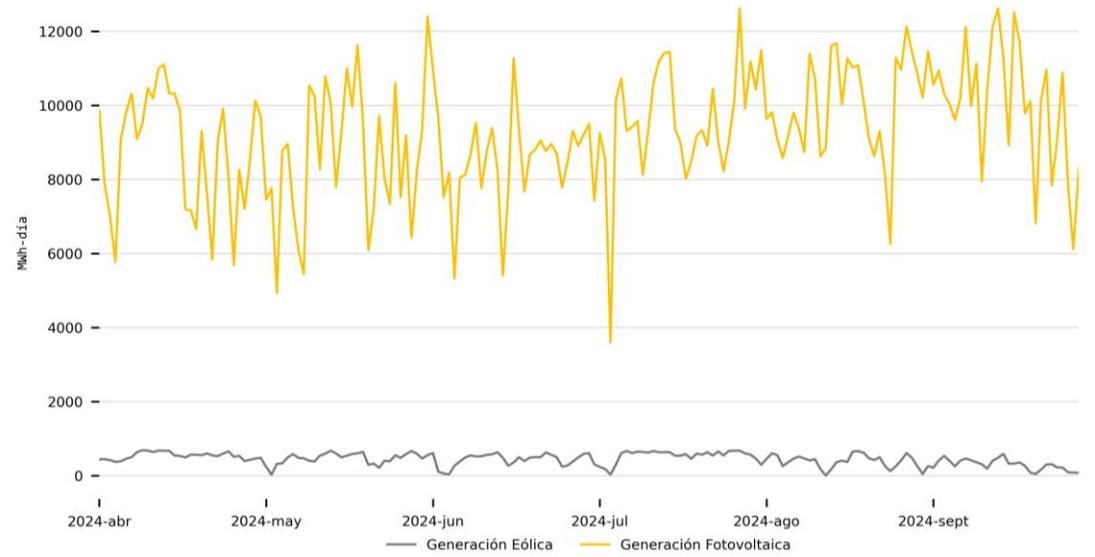
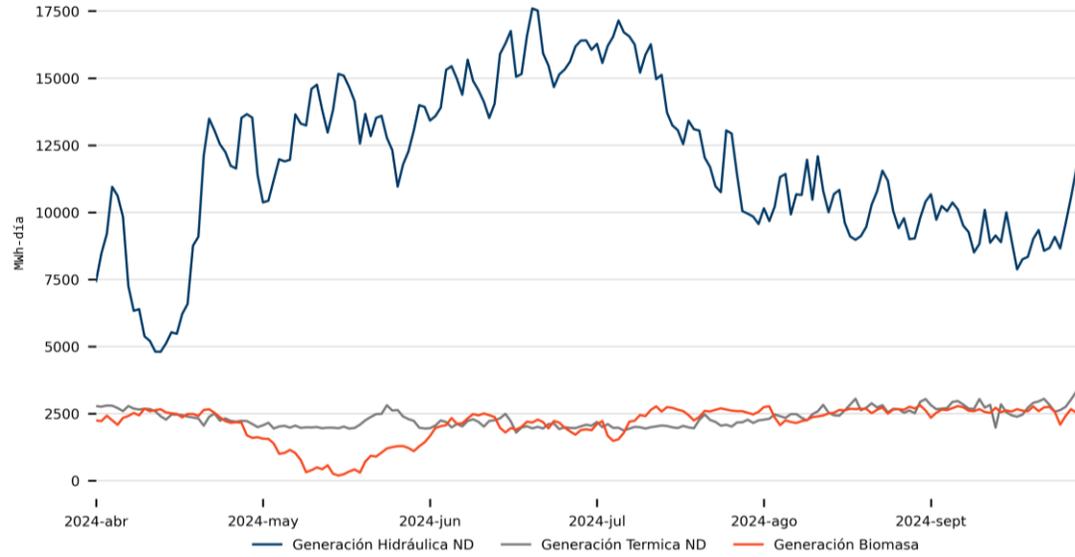
Información hasta el 2024-10-02  
Información actualizada el 2024-10-03

# Aportes hídricos diarios



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

# Generación plantas menores y FERNC

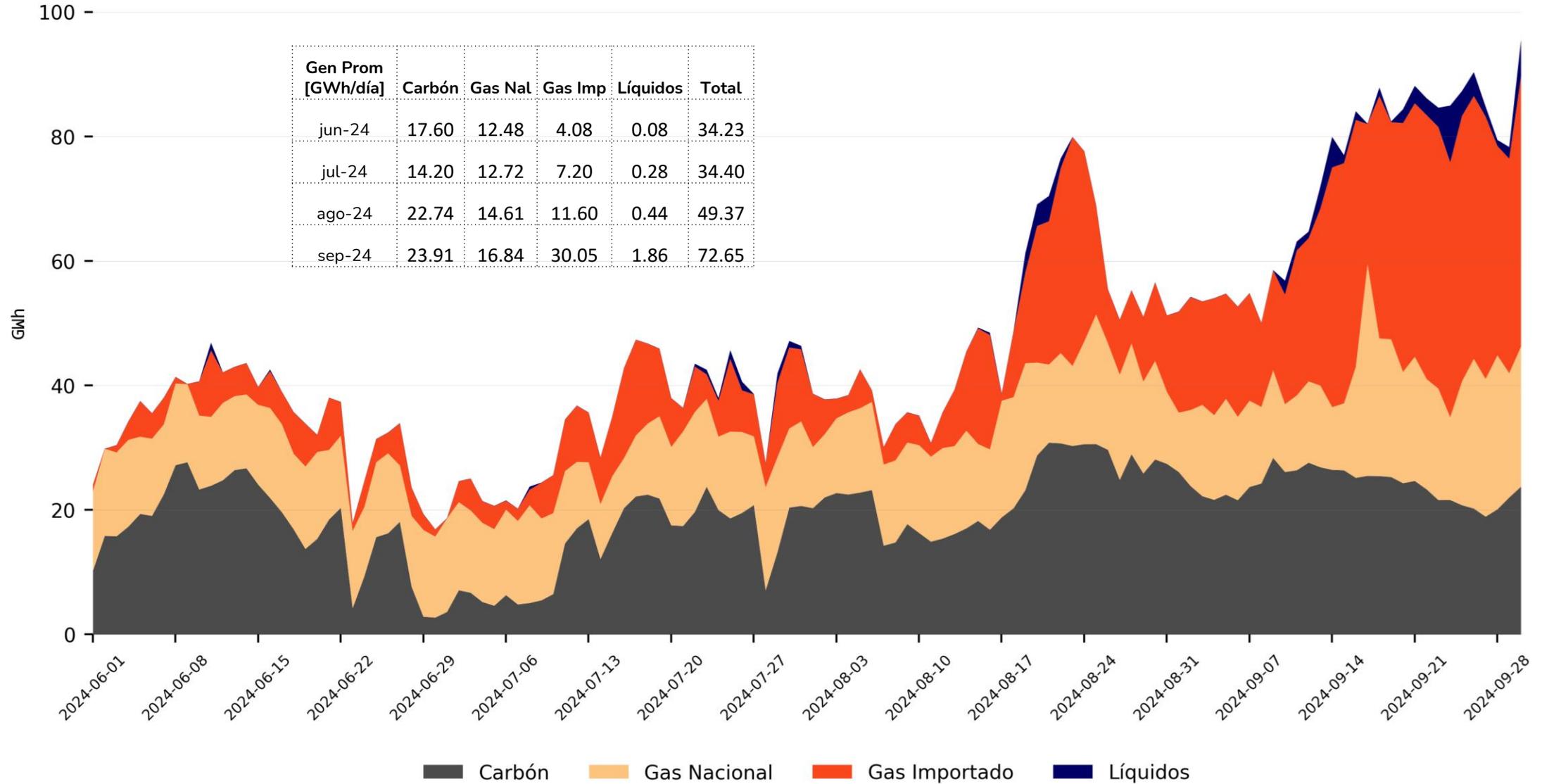


Gen Prom [GWh/día]	Hidráulica	Térmica	Biomasa	Total
abr-24	9.03	2.47	2.37	13.87
may-24	12.96	2.15	0.88	15.99
jun-24	15.24	2.09	2.09	19.42
jul-24	14.07	2.07	2.36	18.50
ago-24	10.25	2.55	2.52	15.31
sep-24	9.43	2.77	2.61	14.81

Gen Prom [GWh/día]	Solar	Eólica	Total
abr-24	8.74	0.54	9.27
may-24	8.55	0.46	9.02
jun-24	8.68	0.43	9.12
jul-24	9.43	0.54	9.98
ago-24	10.02	0.40	10.42
sep-24	10.06	0.28	10.35

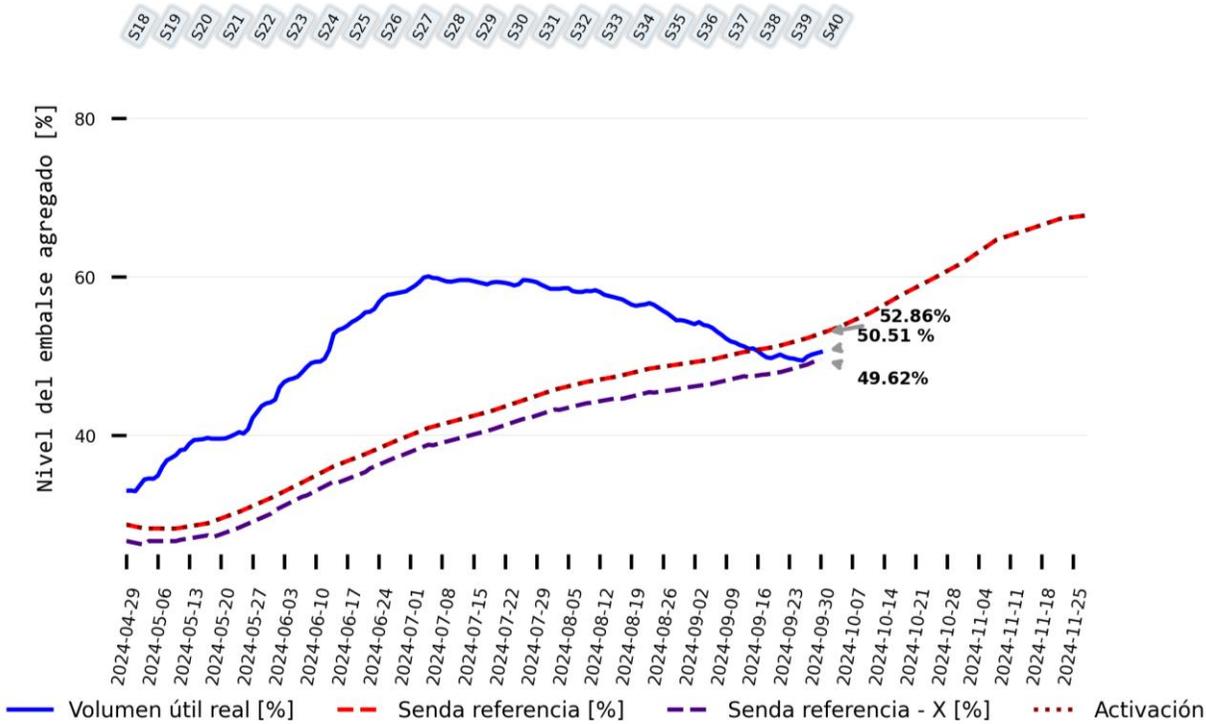
Al 30 de septiembre del 2024 se tienen 1338.22 MW de Plantas solares en operación comercial y 530.56 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



# 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 [%]
2024-09-14	50.39	51.41	1.02	0.13	-0.29
2024-09-15	50.52	51.22	0.69	0.13	-0.19
2024-09-16	50.62	50.92	0.31	0.09	-0.29
2024-09-17	50.71	50.97	0.26	0.09	0.04
2024-09-18	50.8	50.64	-0.16	0.09	-0.33
2024-09-19	50.9	50.2	-0.7	0.09	-0.44
2024-09-20	50.99	49.83	-1.16	0.09	-0.36
2024-09-21	51.09	49.74	-1.34	0.09	-0.09
2024-09-22	51.18	49.98	-1.2	0.09	0.23
2024-09-23	51.34	50.19	-1.14	0.16	0.22
2024-09-24	51.49	49.92	-1.57	0.16	-0.27
2024-09-25	51.65	49.74	-1.91	0.16	-0.18
2024-09-26	51.8	49.68	-2.12	0.16	-0.06
2024-09-27	51.96	49.51	-2.44	0.16	-0.16
2024-09-28	52.11	49.45	-2.66	0.16	-0.07
2024-09-29	52.27	49.93	-2.33	0.16	0.48
2024-09-30	52.47	50.19	-2.27	0.2	0.26
2024-10-01	52.66	50.35	-2.31	0.2	0.16
2024-10-02	52.86	50.51	-2.35	0.2	0.15

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.

Rango de fechas

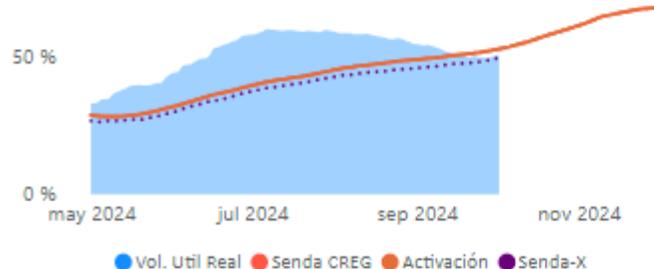
01/05/2024 30/11/2024

REFERENCIA CREG

Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

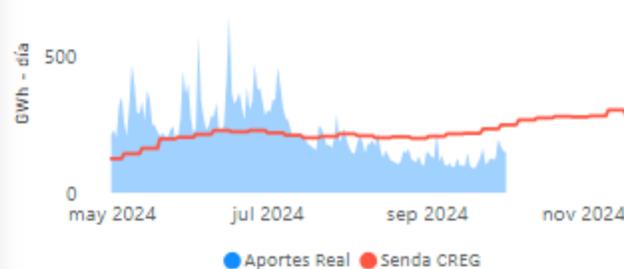
	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Acum. Imp-Exp
[%]	-2,35 %	9,12 %	-4,15 %	0,76 %	-26,44 %	31,20 %	
[GWh]	-409,06	2.887,01	-1.493,79	175,70	-2.458,79	945,12	-607,76

Embalse Agregado



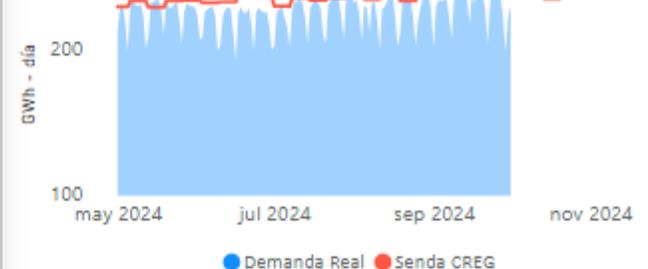
Información hasta el: 2024-10-02

Aportes



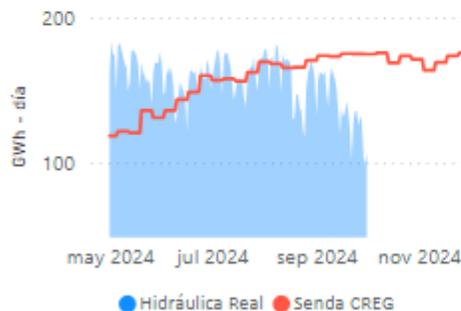
Información hasta el: 2024-10-02

Demanda



Información hasta el: 2024-10-01

Hidráulica



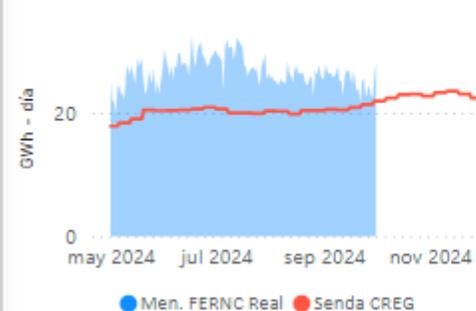
Información hasta el: 2024-10-01

Térmica

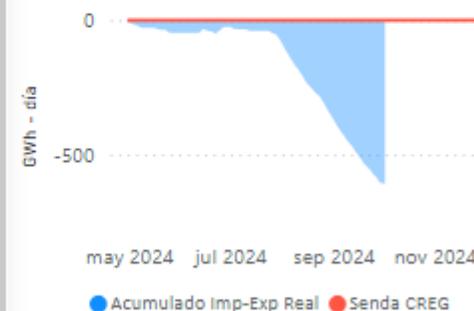


Información hasta el: 2024-10-01

Menores y FERNC



Acumulado Imp-Exp



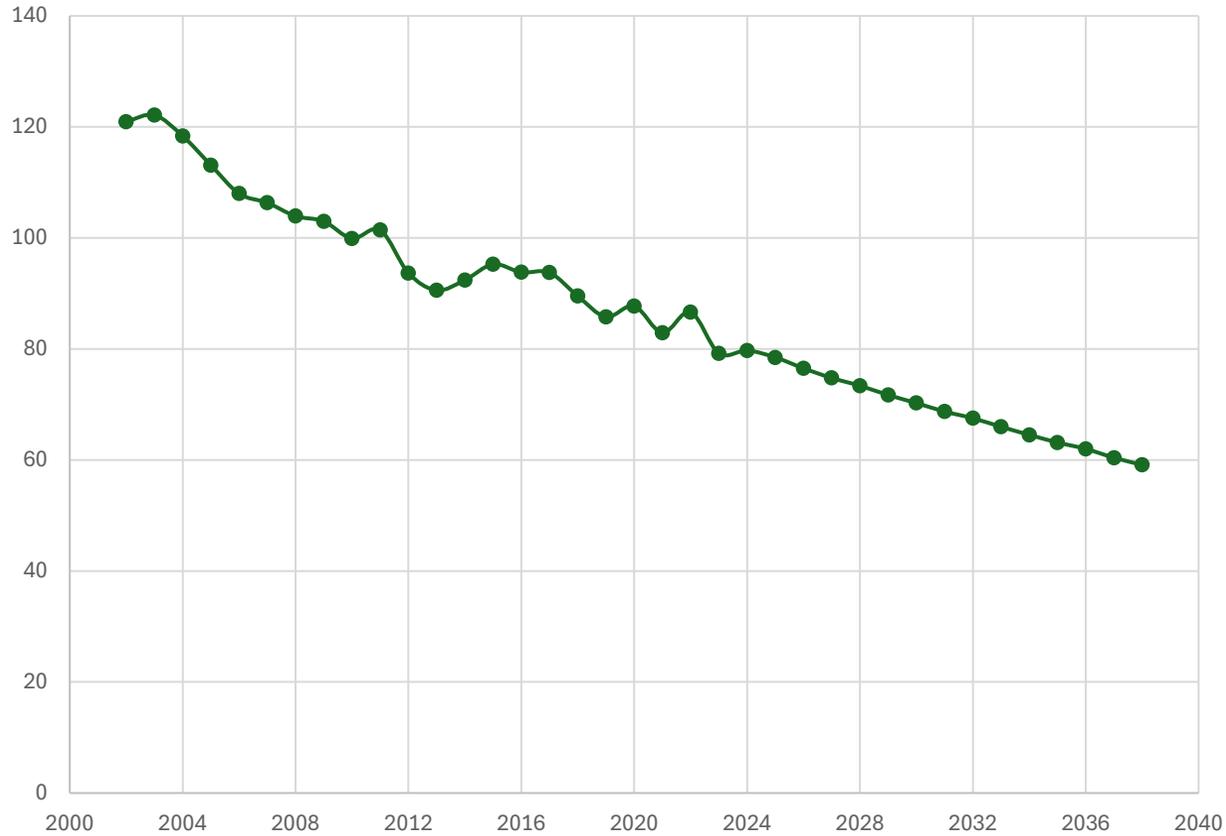


## 2 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

# Evolución Embalse vs Demanda

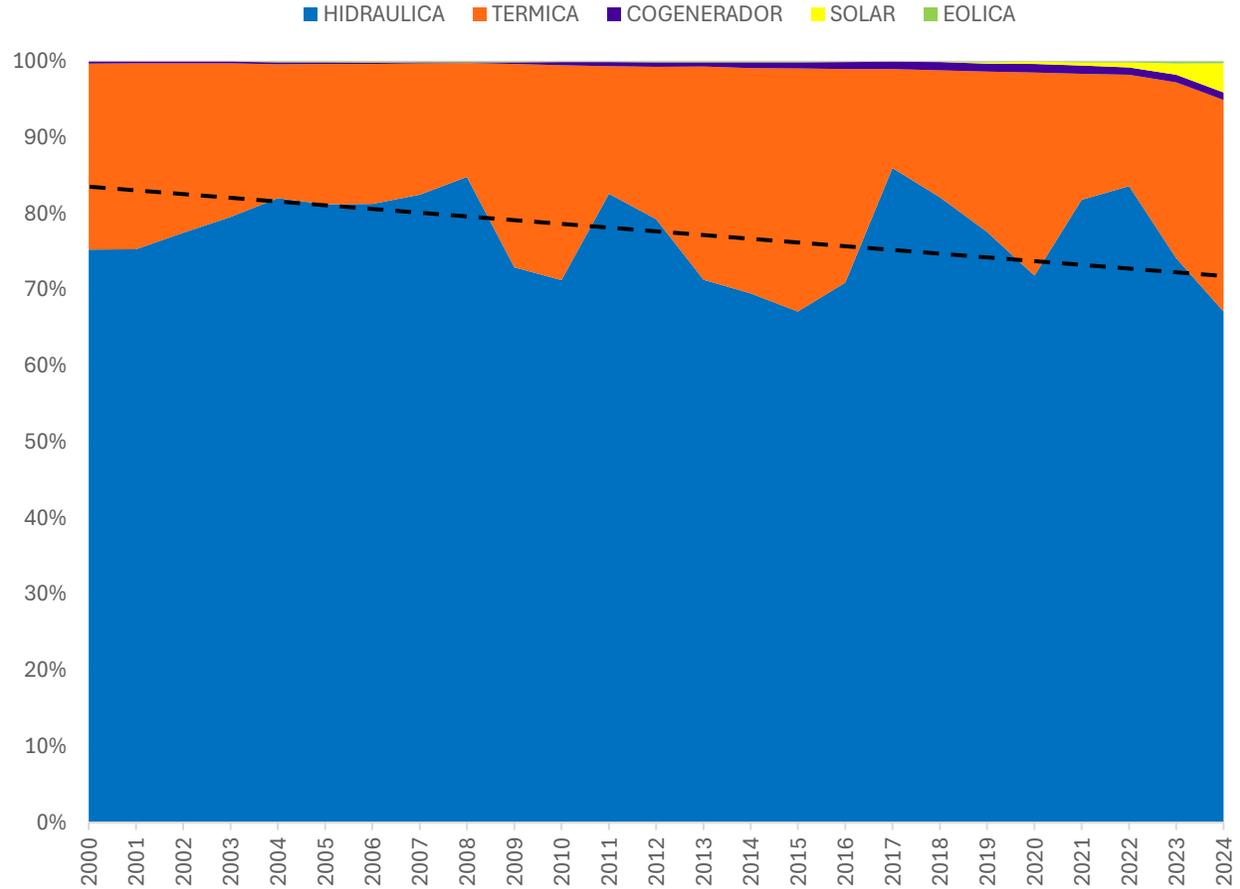
# Evolución De Demanda

Relación Capacidad Util Embalse (GWh) /  
Demanda Promedio diario (Gwh)



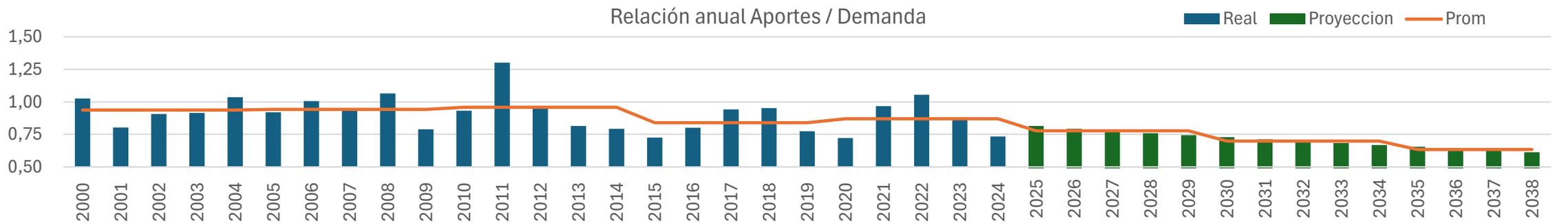
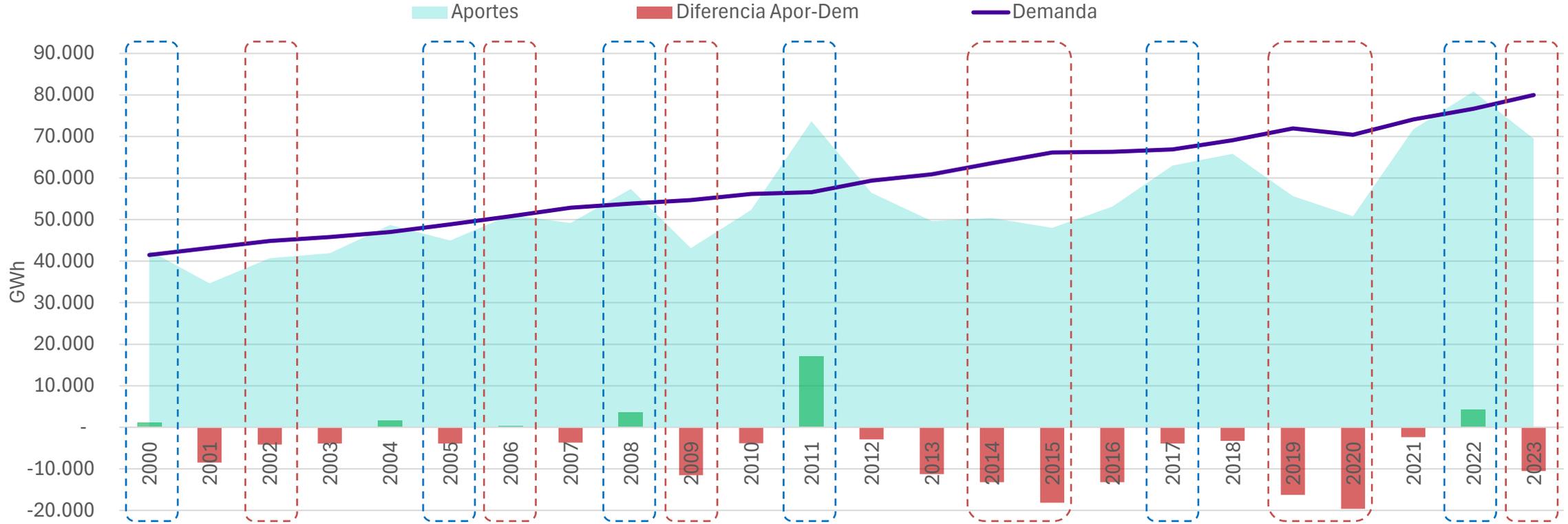
Se observa la tasa a la cual la capacidad útil del embalse agregado viene disminuyendo en relación con el crecimiento de la demanda, por lo cual se requiere diversificar el parque de generación del SIN.

Atención de la demanda por tecnología



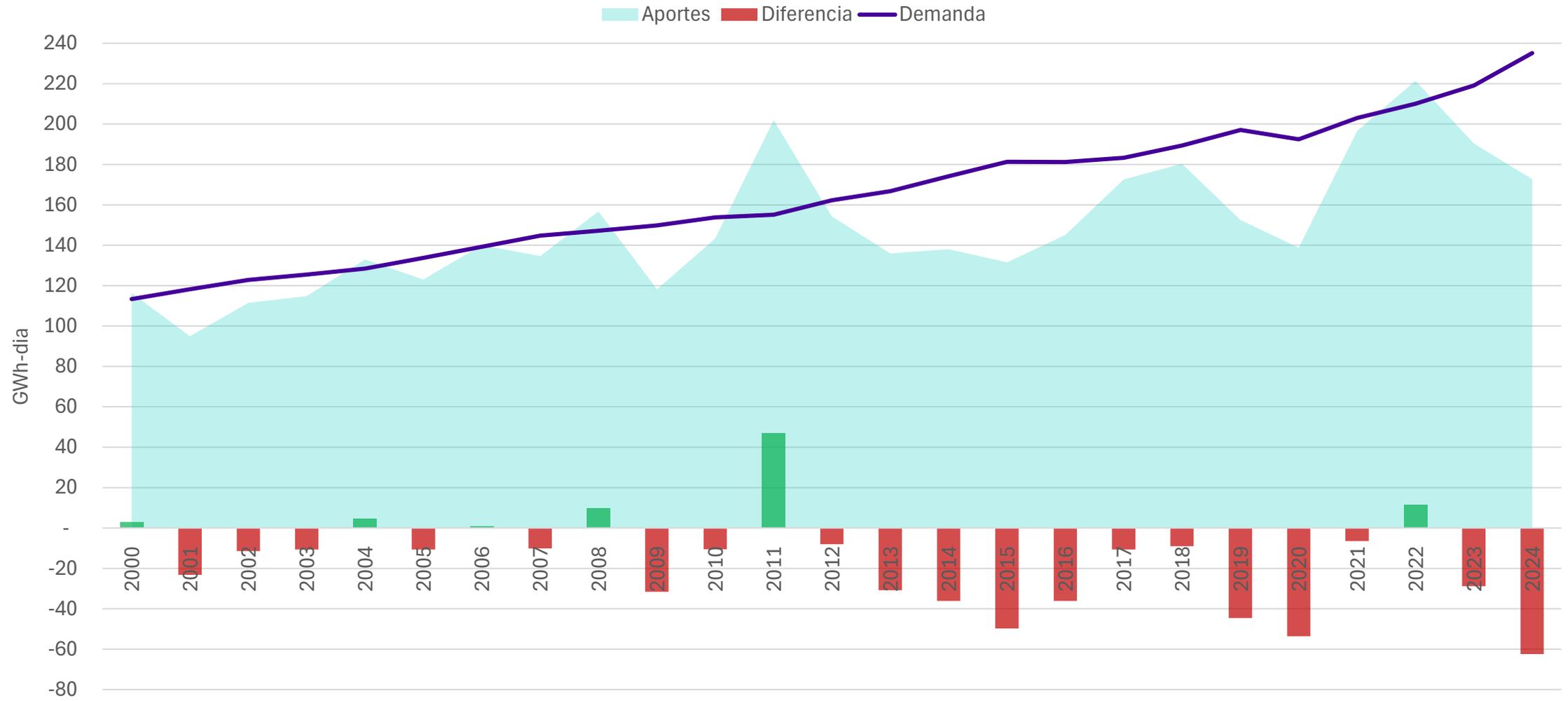
En esta grafica se presenta la participación por tipo de tecnología para atender la demanda de energía del SIN.

# Relación Aportes / Demanda (Acumulado anual)



Para la proyección se toman los aportes promedio de los últimos 5 años (2019-2023) y la proyección de demanda de la UPME (actualizada agosto 2024).

# Relación Aportes / Demanda (Promedio diario)



# Panorama Energético de Mediano Plazo

# Restricciones de los embalses - EPM

# Llenado Embalse Miraflores –Actualización de información



Medellín, 30 de septiembre de 2024

Ingeniero  
**CARLOS ANDRES CANO ISAZA**  
Director Planeación Operación  
XM S.A. E.S.P.  
Calle 12 sur N° 18-168  
Medellín

20240130213368

RADICADO 202444023427-3 XM  
MEDELLÍN, Sep 30, 2024, 7:06:11 PM  
DESTINO: 2121

**Asunto:** Llenado Embalse Miraflores – Alcance al comunicado radicado EPM 20230130136532 del 15 de junio de 2023.

Cordial saludo.

Con el objetivo de realizar obras de adecuación de la captación del embalse Miraflores, se identificó la necesidad de mantener el nivel del embalse en el 0% del volumen útil (cota 2030 m.s.n.m.) desde el 30 de abril de 2024 hasta el 30 de septiembre de 2024, lo cual se dio a conocer a ustedes en el comunicado EPM-20230130136532 del 15 de junio de 2023.

Las fechas de la intervención mencionada fueron programadas tomando en consideración la finalización del Evento Niño 2022-2023, contribuyendo al aseguramiento de la confiabilidad energética del Sistema. Sin embargo, de acuerdo con el avance actual de la ejecución, el cual no marcha según el cronograma previsto, debido a condiciones geológicas especiales que han dificultado las excavaciones requeridas, luego de implementar acciones para optimizar la ejecución hemos estimado que las obras civiles las finalizaremos el **31 de octubre del presente año**, por lo tanto, desde esta fecha el embalse estará en condiciones de almacenar energía para su propósito.

Atentamente

**GERMAN ALBERTO CAICEDO BELTRAN**  
Jefe de Unidad  
Planeación Producción Generación Energía

A partir del **31 de octubre del presente año**, el embalse estará en condiciones de almacenar energía.

# Respuesta a solicitud de actualización de parámetros de Ituango



Medellín, 25 de septiembre de 2024

Ingeniero  
**CARLOS ANDRÉS CANO ISAZA**  
Director Planeación Operación  
XM S.A. E.S.P.  
Calle 12 sur No. 18-168  
Medellín  
[info@xm.com.co](mailto:info@xm.com.co)

20240130209883

RADICADO 202444023006-3 XM  
MEDELLÍN, Sep 25, 2024, 10:43:26 AM  
DESTINO: 2121

**Asunto:** Respuesta a su comunicación con radicado **202444019384-1 XM**, asunto solicitud actualización de parámetros de la central HIDROITUANGO.

Cordial saludo,

De acuerdo con su comunicado referido en el asunto expresando lo siguiente:

*"Hemos recibido su comunicación con radicado EPM 20240130173920 (Radicado XM 202444019100-3) donde se informa que la restricción del nivel máximo operativo del embalse Ituango continuará, pese a que los trabajos del taponamiento definitivo del túnel de desviación derecho estarían finalizando a finales de septiembre de este año.*

*Al respecto, y dado lo informado en la comunicación del asunto, donde advierten que el levantamiento de esta restricción depende de tramites adicionales ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y por lo cual no se tiene una fecha definida, desde XM, en aras de garantizar que el planeamiento operativo se realice con la mejor información disponible en los horizontes de mediano y largo plazo, solicitamos a EPM actualizar el parámetro técnico Volumen*

EPM informó el pasado 25 de septiembre que se encuentran realizando las evaluaciones técnicas para definir el nivel máximo físico del embalse ITUANGO con el propósito de realizar los ajustes respectivos.

# Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

Se consideran los proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre series determinísticas.

# Datos de entrada y supuestos considerados

Se muestran los principales supuestos y datos de entrada que mayor impacto tienen en el modelo de simulación, considerando las características técnicas, disponibilidad y con cuánta generación se podrá contar, demanda pronosticada, la cantidad de energía que llegará a los embalses y los diferentes costos asociados a la operación de los recursos.

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

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



## Condición Inicial Embalse



Sep 29 49.93%

## Intercambios Internacionales



No se consideran

## Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

## Costos de racionamiento



Ultimo umbral UPME, para septiembre 2024

## Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

## Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)  
Desbalances de 7.52 GWh/día promedio  
Se incluye Restricción CAR sistémica

## Información combustibles



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

## Expansión Generación



Proyectos con OEF,  
Atraso un año en su FPO.

\* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 7 de nov de 2023

\* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

\* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo con información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023.

# Datos de entrada y supuestos considerados

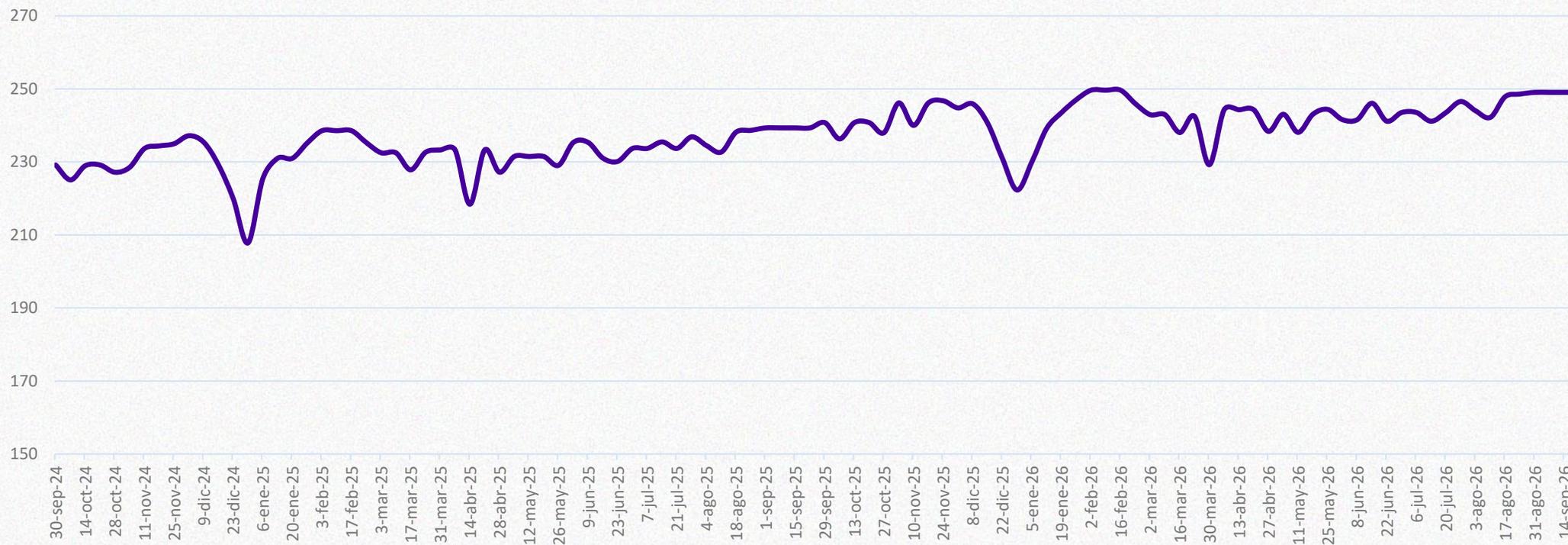
**Demanda**

**Escenario Nuevo**

Escenario **medio\*** de la UPME (Actualización Agosto 2024)

\* cálculo por el CND a resolución semanal

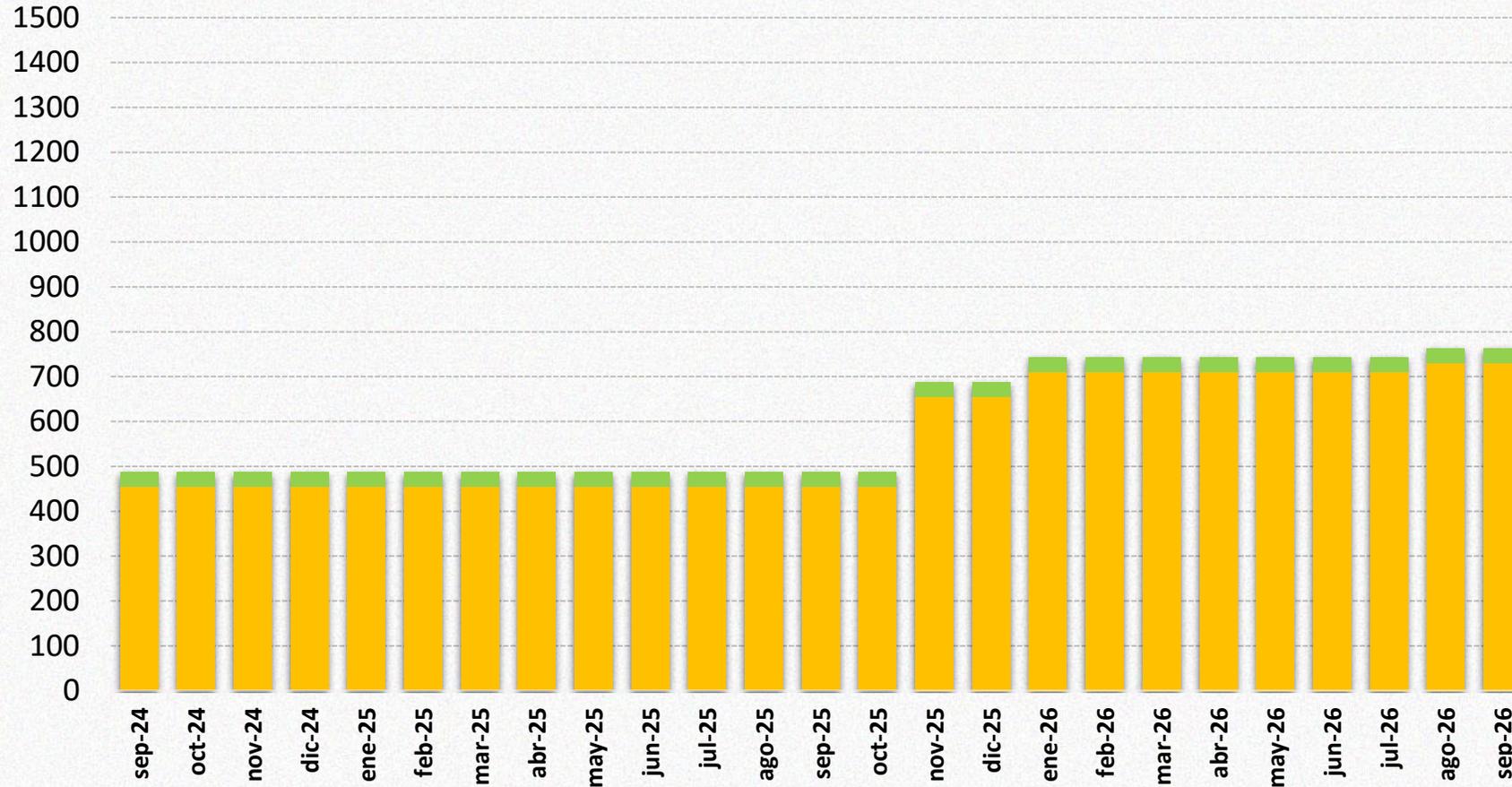
Demanda total del SIN - [GWh/día]



# Datos de entrada y supuestos considerados

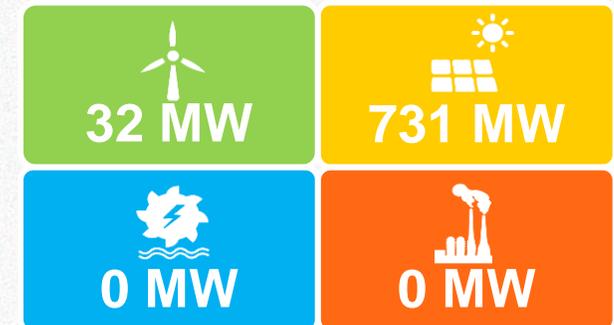
## Expansión de la Generación (MW)

■ Tmen y Cogeneración ■ PCH ■ Térmica ■ Solar ■ Hidro DC ■ Eólica



Detalle proyectos de generación:

Total:  
763 MW



### Sensibilidad

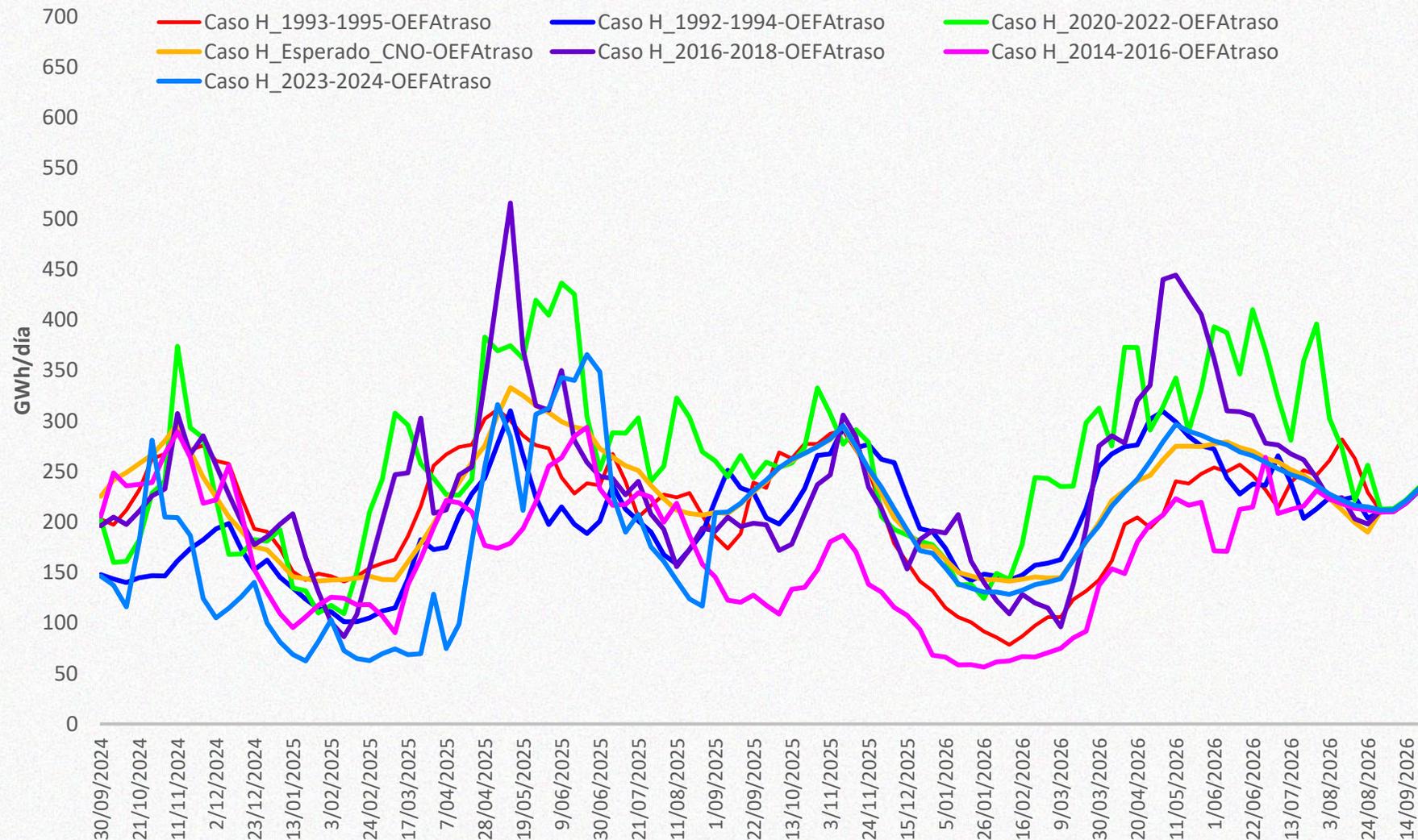
Los Proyectos Guajiral (19.9 MW), Wesp01 (12MW), Sunnorte (35 MW), Caracolí (50 MW) y Guayepo (370 MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Hidrología

1	<b>H 1993-1995:</b> hidrología histórica del periodo 1993 a 1995
2	<b>H 1992-1994:</b> hidrología histórica del periodo 1992 a 1994
3	<b>H 2020-2022:</b> hidrología histórica del periodo 2020 a 2022
4	<b>H Esperado CNO :</b> hidrología esperada CNO
5	<b>H 2016-2018:</b> hidrología histórica del periodo 2016 a 2018
6	<b>H 2014-2016:</b> hidrología histórica del periodo 2014 a 2016
7	<b>H 2023-2024:</b> hidrología histórica del periodo 2023 a 2024 + MH

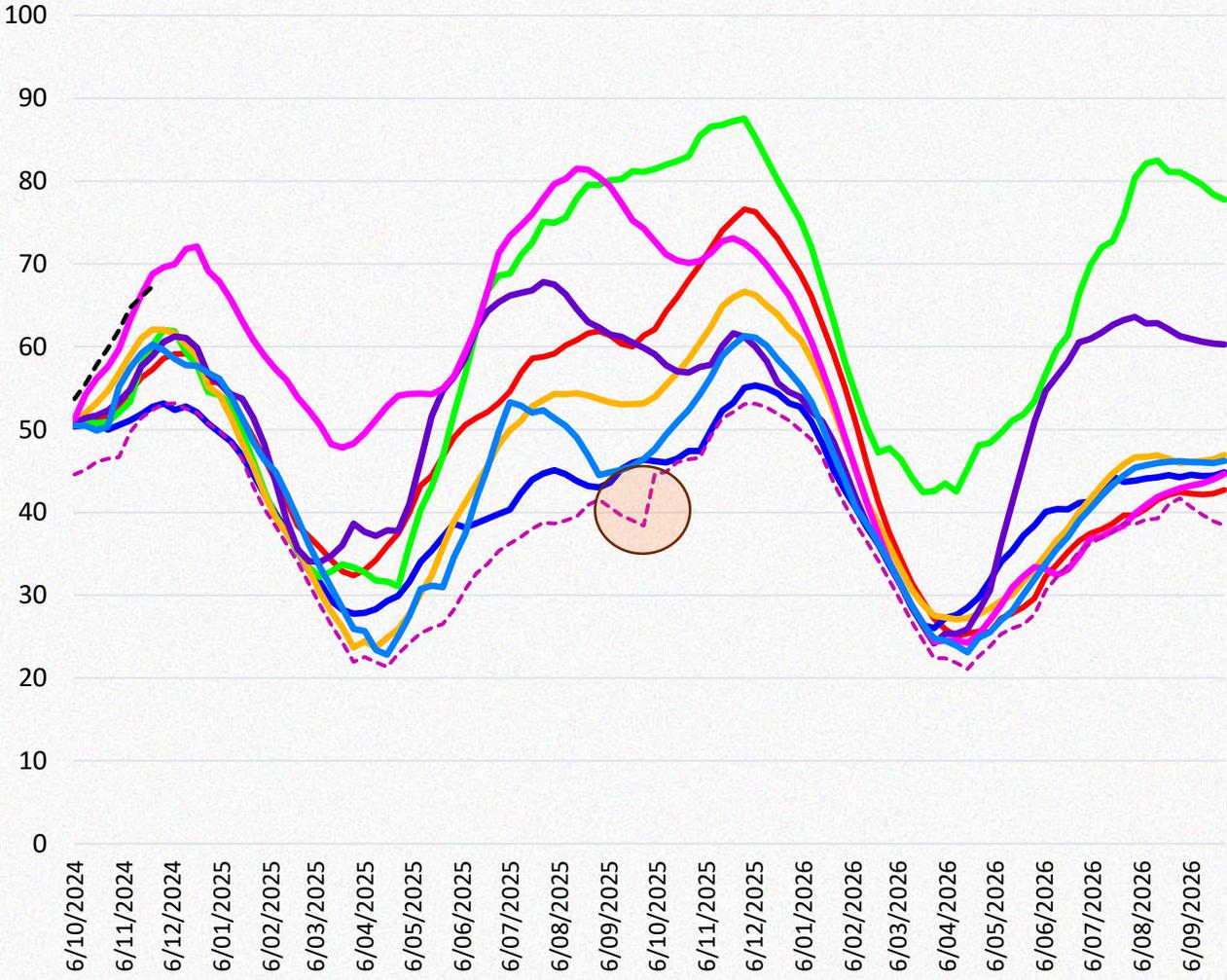
## ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



# Resultados Determinísticos

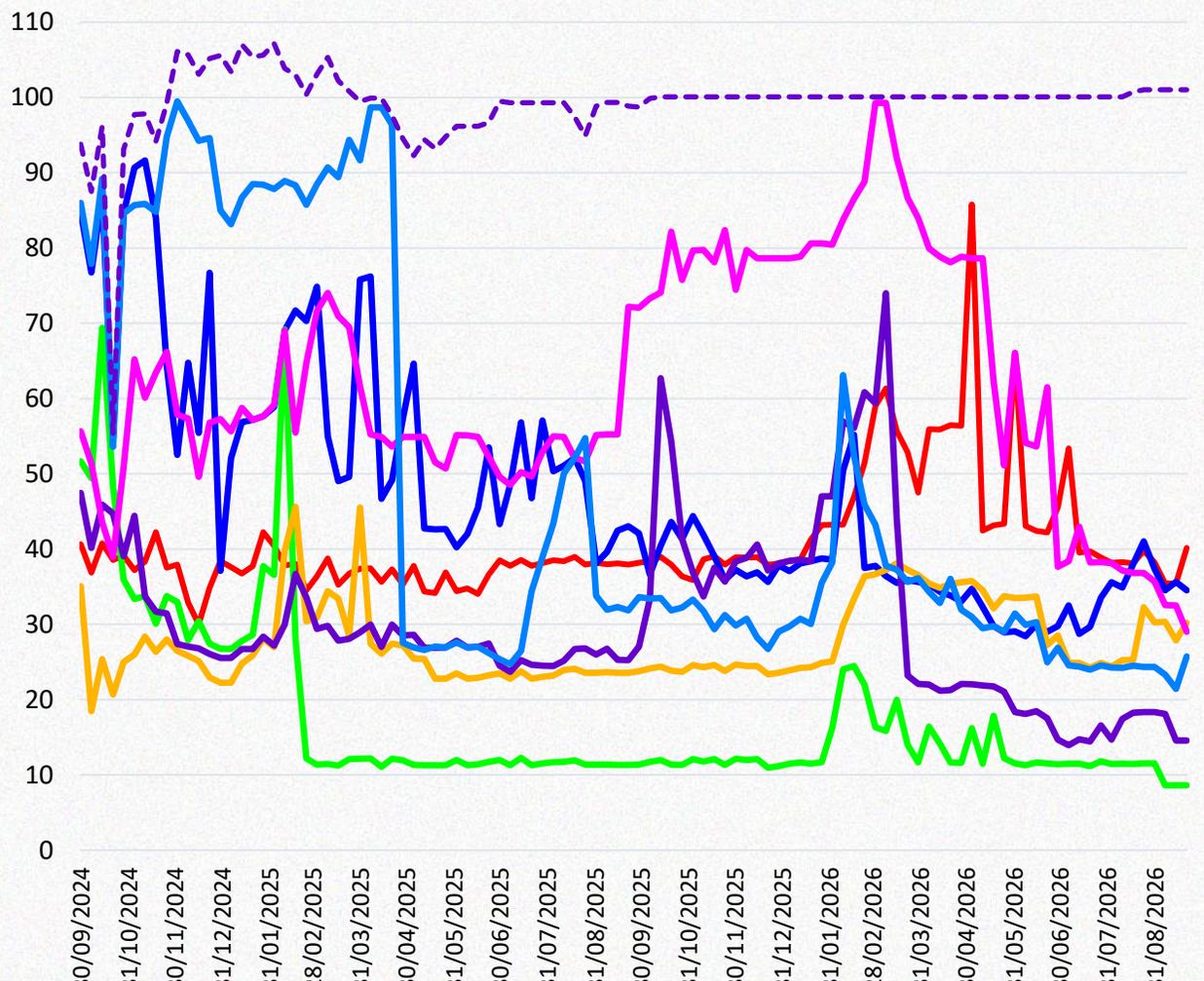


Embalse Agregado SIN %



- Caso H\_1993-1995-OEFAtraso
- Caso H\_1992-1994-OEFAtraso
- Caso H\_2020-2022-OEFAtraso
- Caso H\_Esperado\_CNO-OEFAtraso
- Caso H\_2016-2018-OEFAtraso
- Caso H\_2014-2016-OEFAtraso
- Caso H\_2023-2024-OEFAtraso
- CAR
- Senda

Generación Térmica [GWh/día]

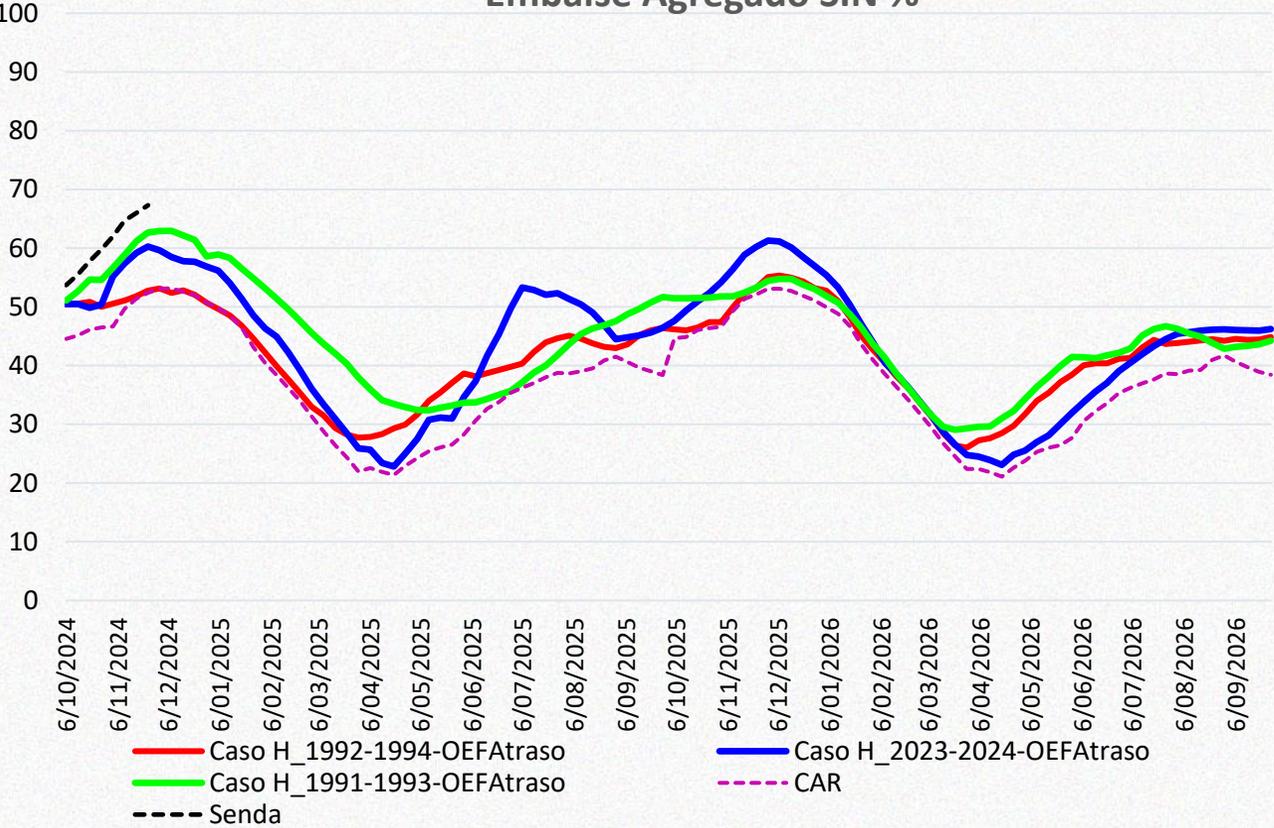


- Caso H\_1993-1995-OEFAtraso
- Caso H\_1992-1994-OEFAtraso
- Caso H\_2020-2022-OEFAtraso
- Caso H\_Esperado\_CNO-OEFAtraso
- Caso H\_2016-2018-OEFAtraso
- Caso H\_2014-2016-OEFAtraso
- Caso H\_2023-2024-OEFAtraso
- Max GT Disponible

# Resultados Determinísticos



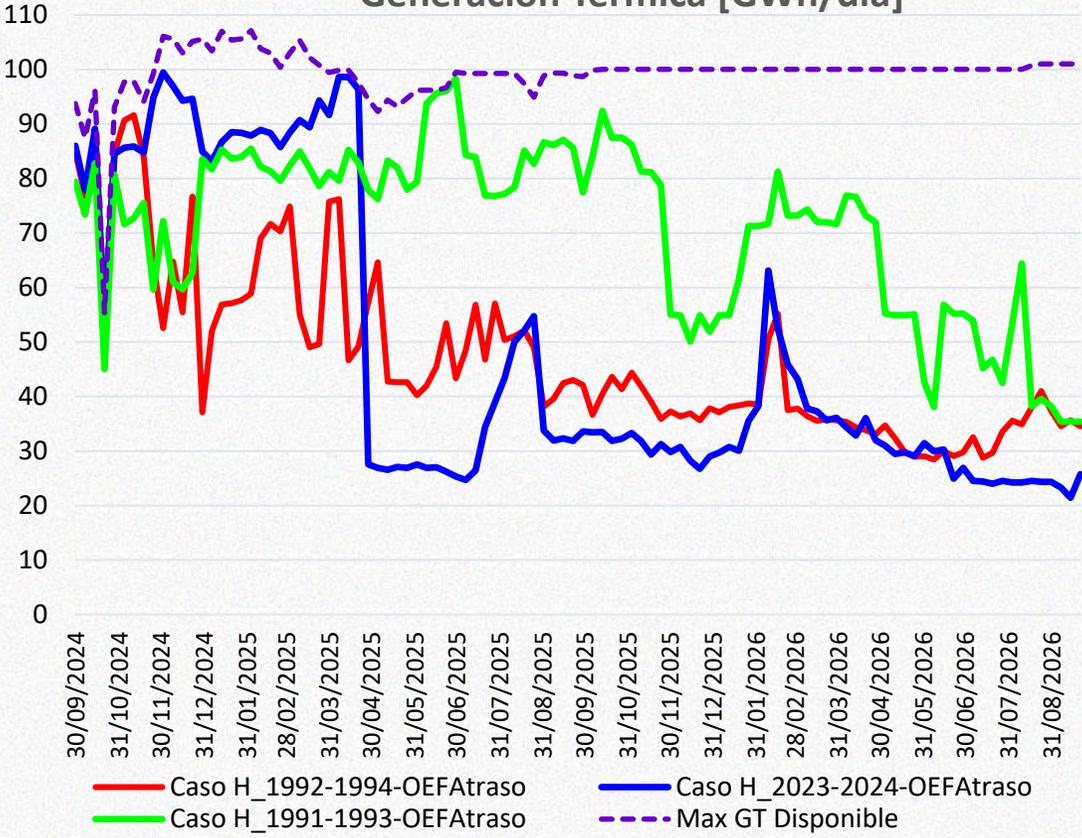
**Embalse Agregado SIN %**



**Aportes promedio (% de la media)**

Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1992-1994	84.2	61.2	61.9	88.8
2023-2024	57.9	61.9	77.0	59.0
1991-1993	78.9	73.7	84.6	83.0

**Generación Térmica [GWh/día]**



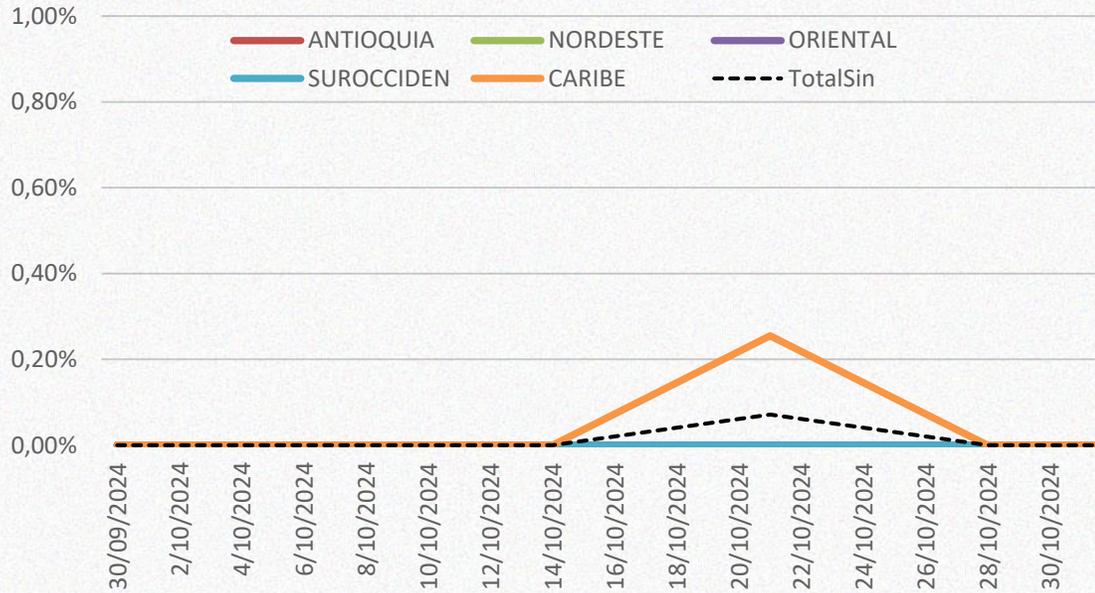
**Generación térmica Promedio (GWh/día)**

Caso	Sep	Oct	Nov	Dic
1992-1994 OEF Atraso	84.8	75.8	82.7	57.3
2023-2024 OEF Atraso	86.0	76.3	87.8	94.1
1991-1993 OEF Atraso	79.4	70.5	69.9	67.8

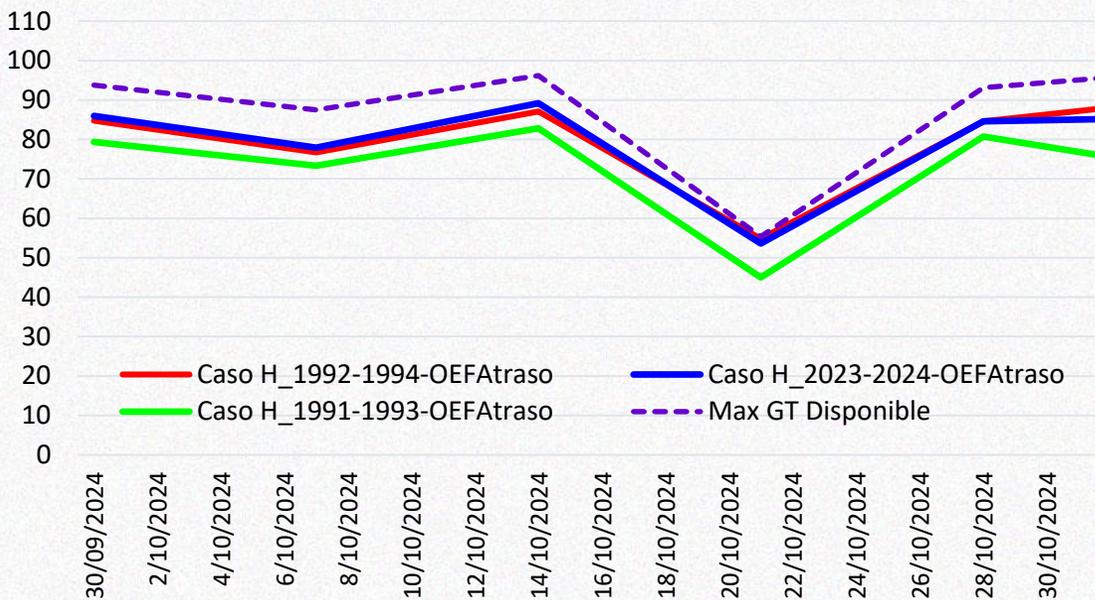
# Resultados Determinísticos



Deficit- %



Generación Térmica [GWh/día]

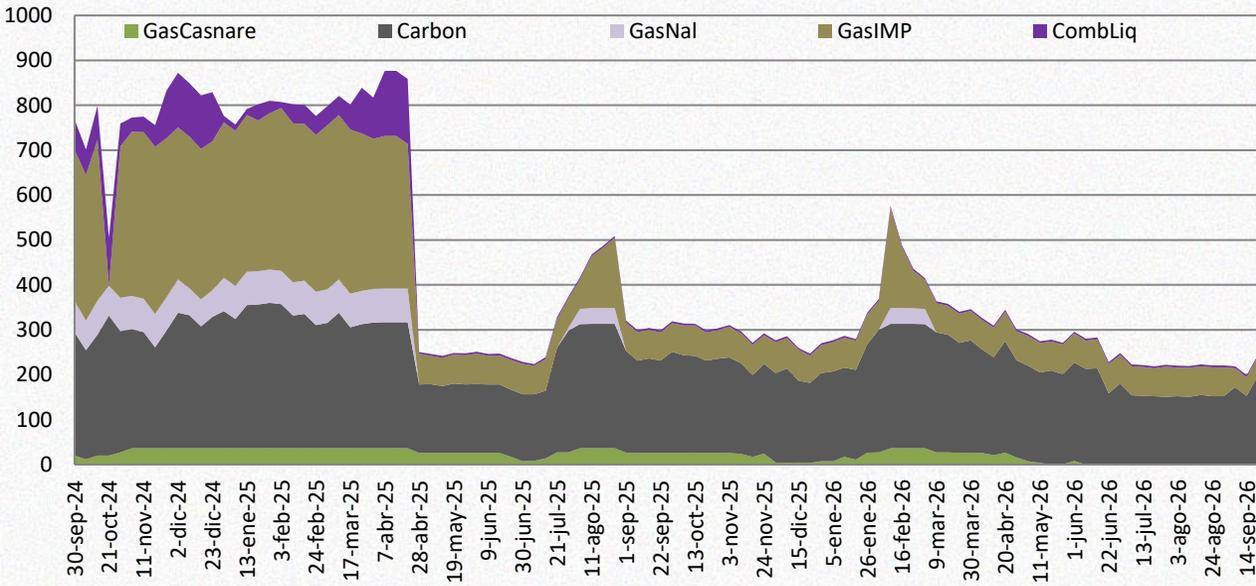


Como consecuencia del **mantenimiento de la planta de Regasificación**, en la semana 43 (24 al 28 de octubre), a la fecha, no se dispone de las plantas del Grupo Térmico (Tebasa, Barranquillas, Flores I, flores IV y Candelaria) y a que se copa el límite de importación Caribe 2 , lo que ocasiono que para todas las hidrologías se presentara un déficit durante el bloque horario 1 en la región Caribe cercano al 0.25% de la demanda, equivalente a 280 MWh para dichos periodos. A nivel del SIN, dicho déficit seria cerca del 0.07% de la demanda.

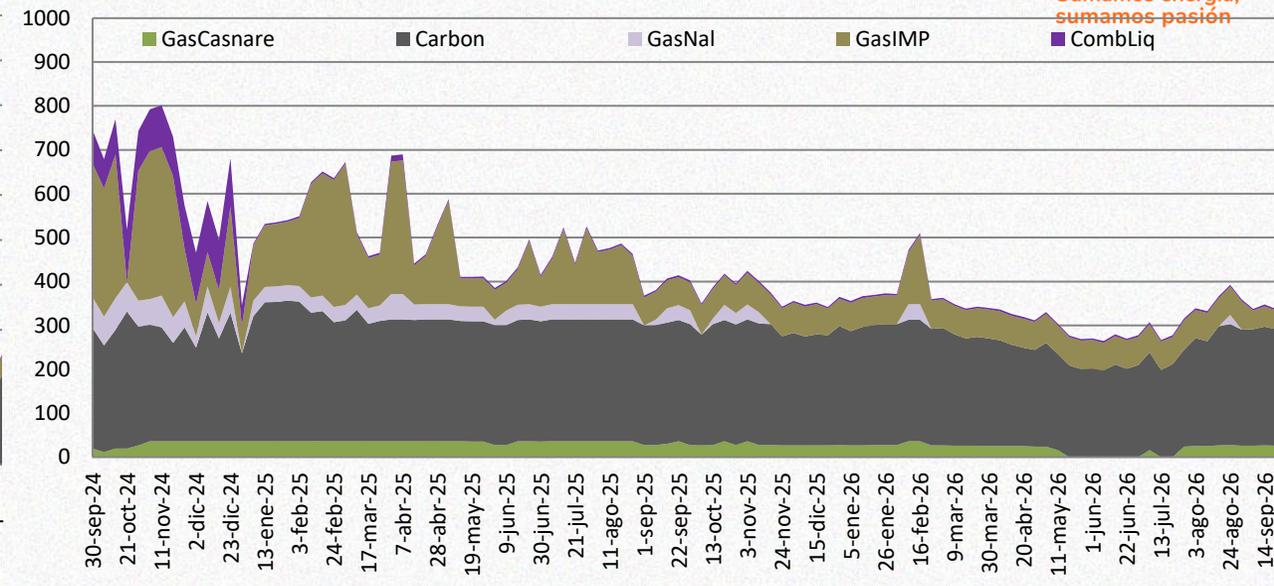
# Consumo Combustibles – GBTU/dia



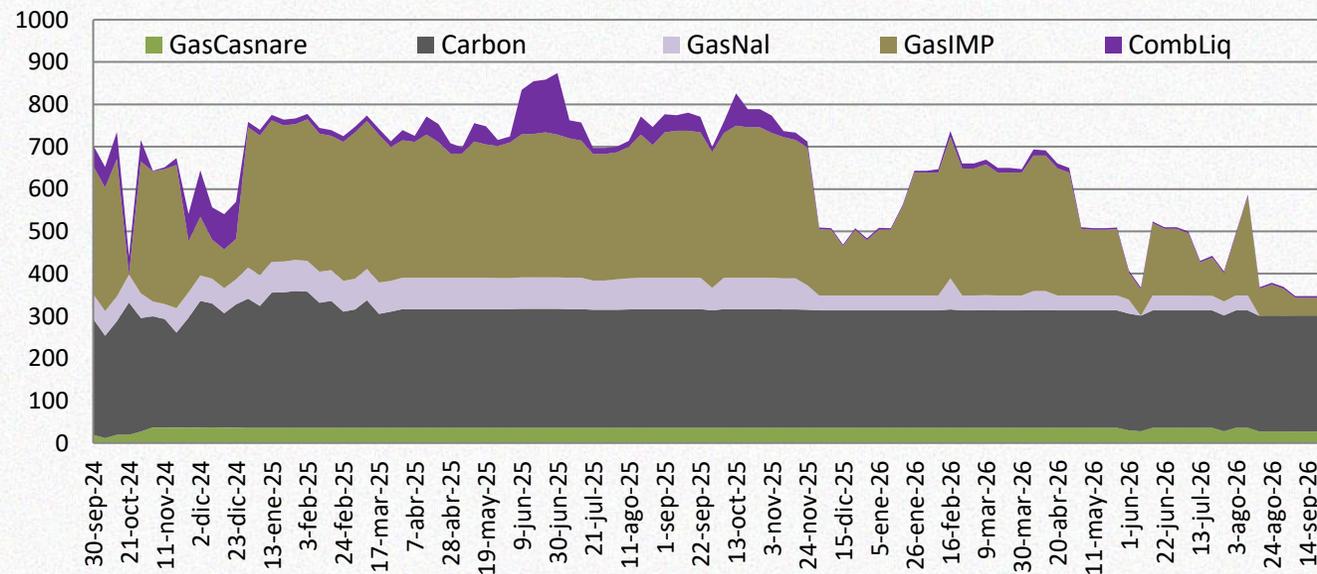
## H 2023-2024



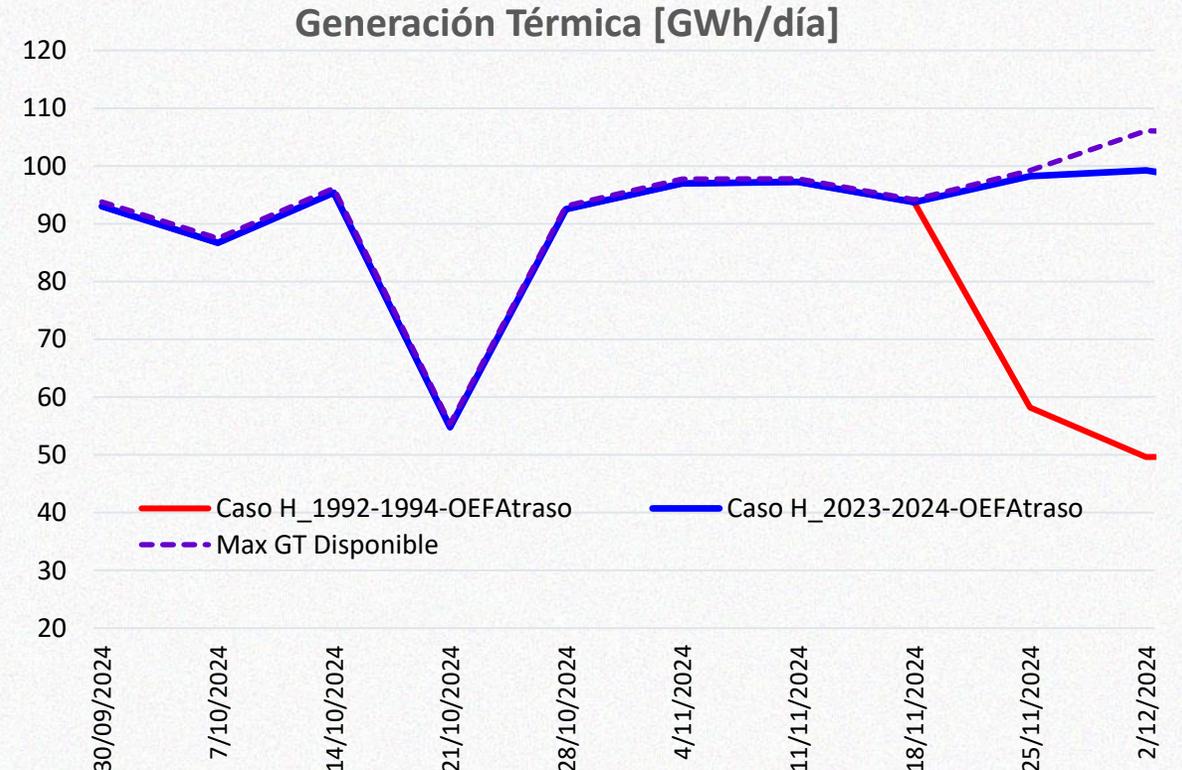
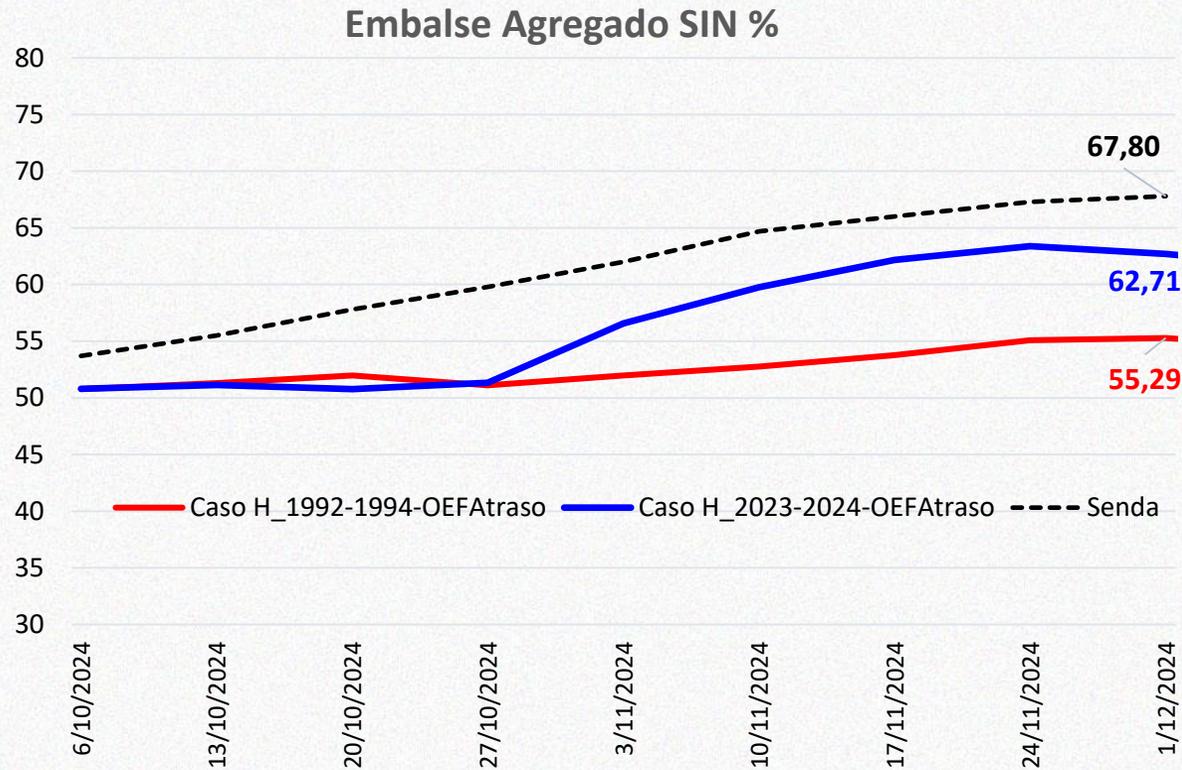
## H 1992-1994



## H 1991-1993



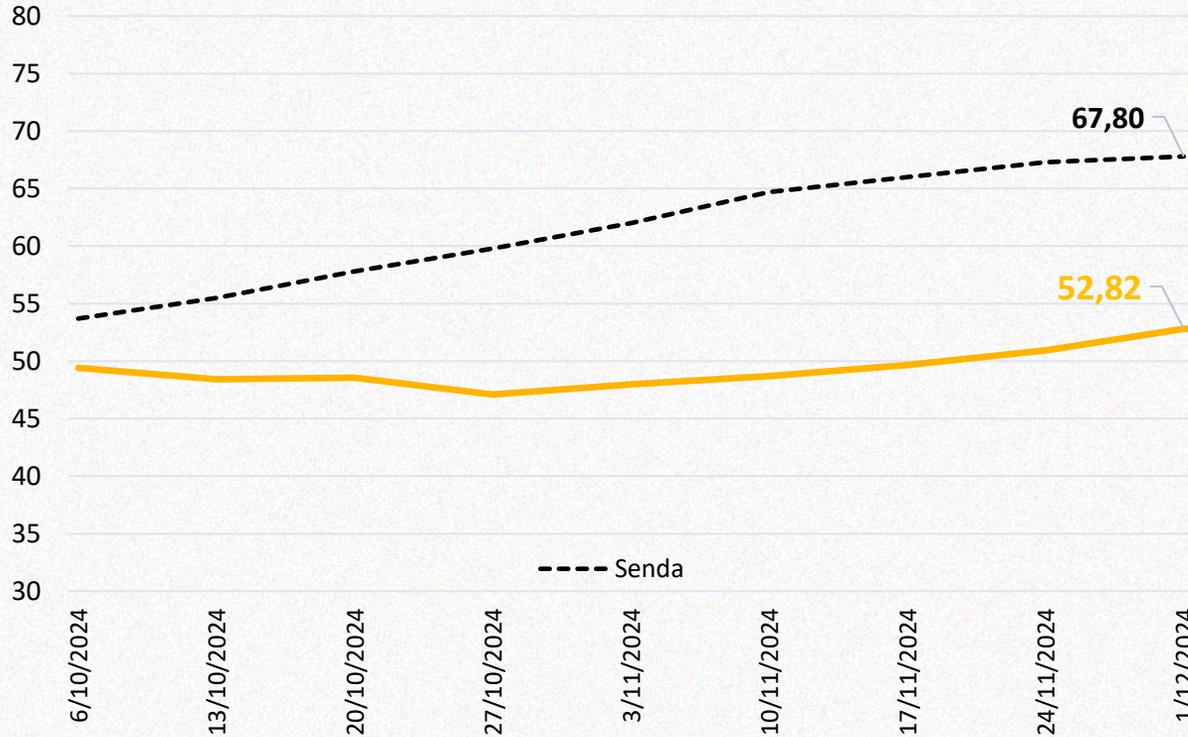
# Sensibilidad a la senda de Referencia estación de invierno 2024



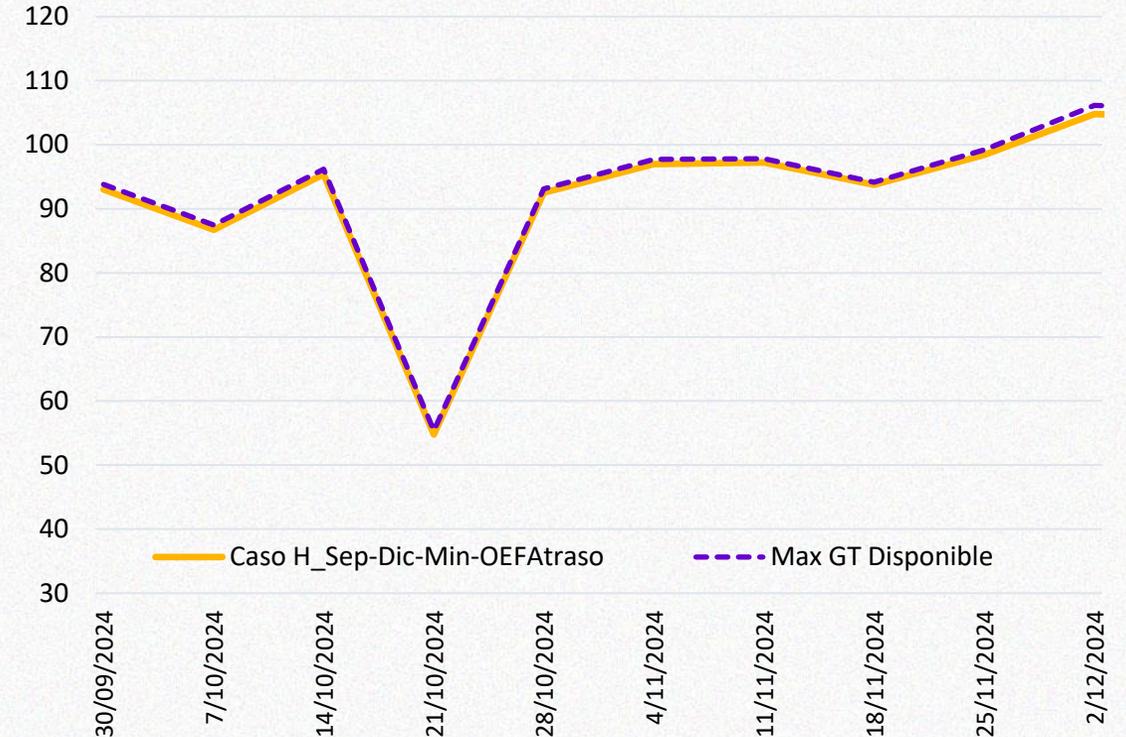
Con las hidrologías históricas H1992-1994 y H2023-2024, utilizando la máxima disponibilidad del parque térmico, el modelo no es capaz de alcanzar la senda de referencia en los meses restantes de la estación de invierno.

# Sensibilidad a la senda de Referencia estación de invierno 2024

### Embalse Agregado SIN %



### Generación Térmica [GWh/día]



De presentarse, para los próximos meses los aportes mínimos históricos para octubre (49.59% MH) y noviembre (61.26% MH), se requiere la máxima disponibilidad de generación térmica, y, aun así, el embalse no alcanzaría el valor requerido para el final de la senda de invierno, ubicado en 67,80%

# Conclusiones y Recomendaciones

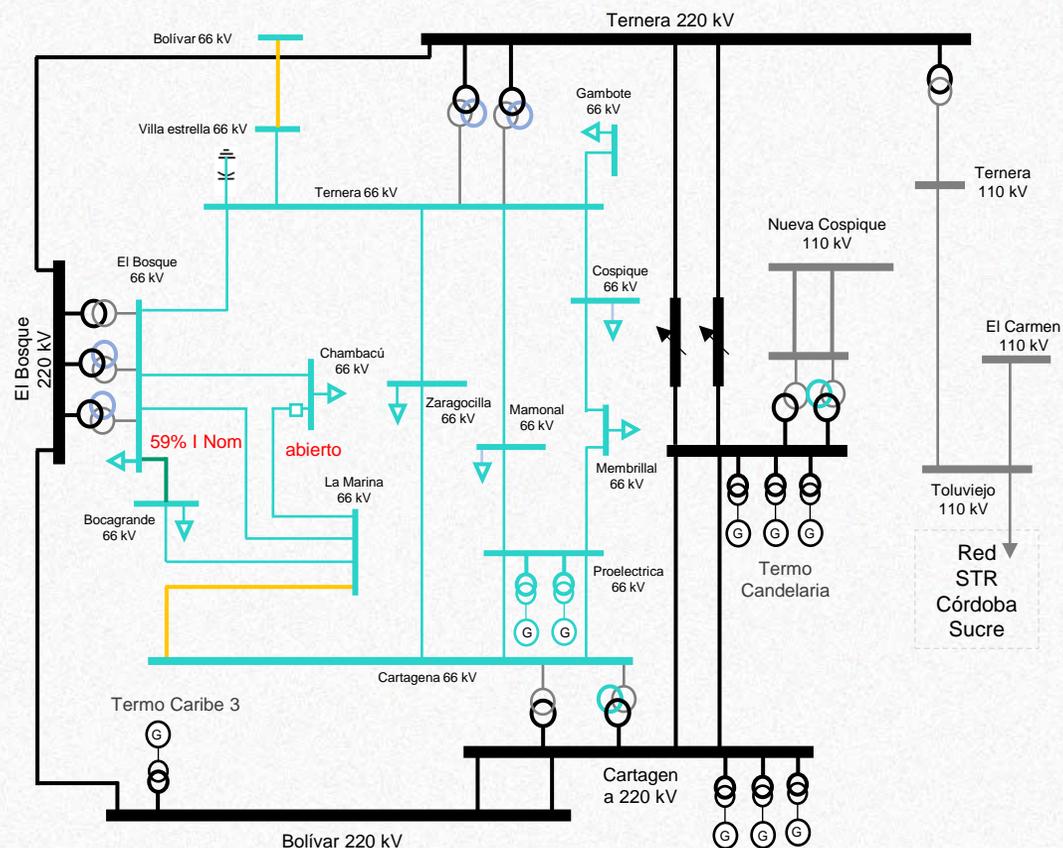
- » Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su fecha de puesta en operación se observa que de presentarse aportes deficitarios como los presentados en el año 1992 o en el 2023 en lo que resta del año, se tendría una exigencia alta de la generación térmica durante los meses de la estación de invierno 2024 para lograr una recuperación de los embalses antes de la siguiente estación de verano, lo que implica a su vez la necesidad de contar con suministro y transporte de carbón, gas y líquidos.
- » De persistir los bajos aportes en el sistema se observa **una exigencia a la disponibilidad del parque térmico** y su infraestructura de abastecimiento de combustible, con valores de generación térmica cercanos a los 90 GWH/día.
- » Tanto para el cumplimiento de las OEF asignadas, como para alcanzar la generación térmica requerida en los casos de bajas hidrologías, se hace necesario **garantizar el suministro de gas a las plantas térmicas en el corto, mediano y largo plazo.**
- » **La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión y de generación**, de acuerdo con las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.
- » El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.
- » Considerando la información reportada por los agentes sobre el **mantenimiento de la planta de Regasificación, del 24 al 28 de octubre del 2024 (semana 43)**, se presenta un déficit durante el bloque horario 1 en la región Caribe cercano al 0.25% de la demanda, equivalente a 280 MWh para dichos periodos. A nivel del SIN, dicho déficit sería cerca del 0.07% de la demanda.

### 3 – SITUACIONES OPERATIVAS



**Condición operativa Bolívar**

# Condición operativa Bolívar: Declarada en ALERTA desde 19-07-24



**El 30-09-2024: TERMOCANDELARIA - TERNERA 1 220 kV recuperó su capacidad subiendo a 787 A.** Esto libera atrapamientos de generación.

## Indisponibilidades en la subárea Bolívar

- Bocagrande - El Bosque 66 kV desde el 08/07/2024. Daño cable submarino.
- Cartagena – La Marina 66 kV desde el 23/08/2024. Daño cable submarino.
- Bolívar – Villa Estrella 66 kV desde el 20/09/2024.

## Acción ejecutada

- Debido a la imposibilidad de ajustar el ESPS por parte de AFINIA, como operador de estos activos y de las cargas asociadas a las subestaciones, optó por disminuir la confiabilidad en Chambacú 66 kV para restablecer la confiabilidad en Bocagrande 66 kV.

■ 220 kV   ■ 66 kV   ■ Circuitos indisponibles

**Evento de planta de regasificación 21 de  
septiembre de 2024**

# Antecedentes

A las 4:30 pm del 10 de enero de 2024 se presentó un evento técnico en la terminal de regasificación, lo que llevó a las entregas de gas a cero (0). Durante los primeros 30 minutos del evento con el apoyo del transportador se tuvo un sostenimiento de las presiones en el gasoducto.

Se identificó falla en componente electrónico de válvula que hace parte de la línea de entrega de gas de la planta de regasificación al SNT.

Calamarí informó que **desde las 07:43 pm. de este día la terminal de regasificación retomó la entrega de gas**, alcanzando el flujo máximo de 400 MPCD a partir de las 08:08 p.m.

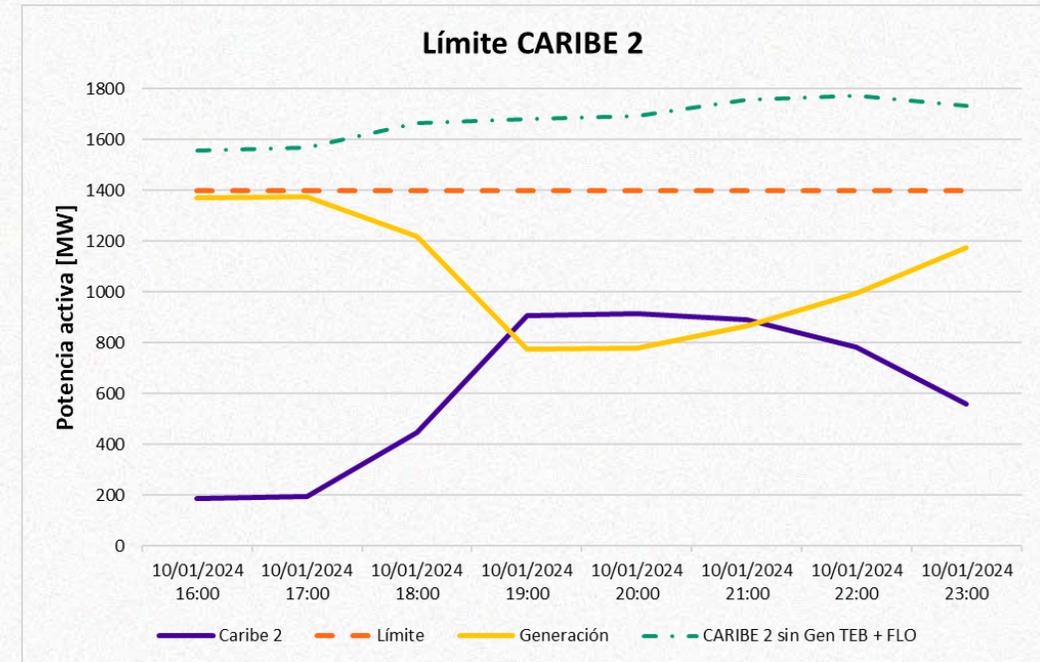
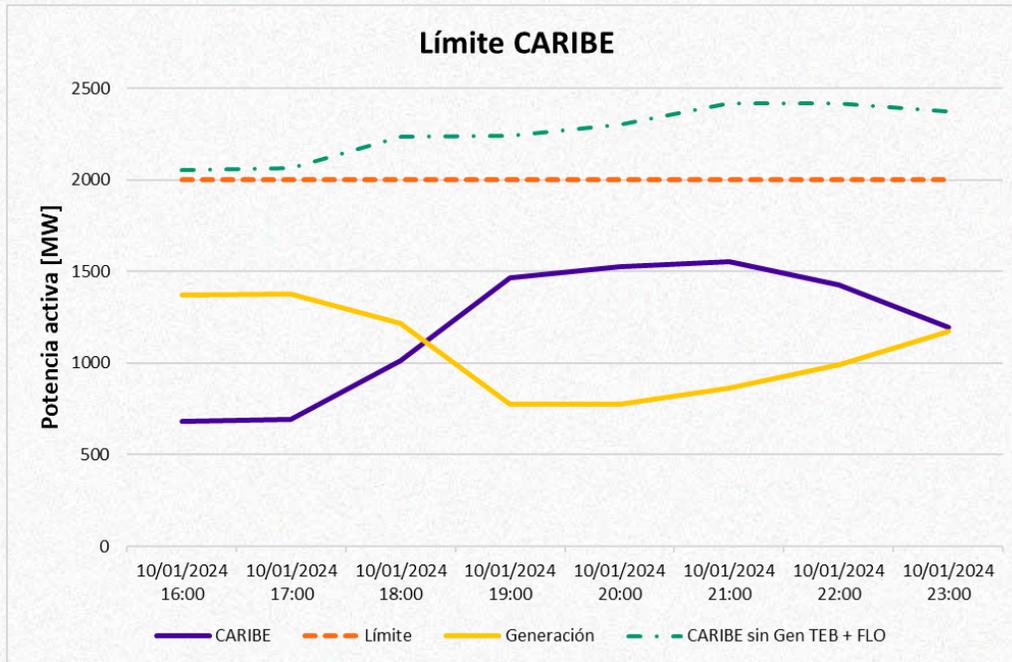


Fuente: <https://www.portafolio.co/contenido-patrocinado/spec-Ing-garantiza-abastecimiento-de-gas-natural-a-largo-plazo-553325>

# Antecedentes

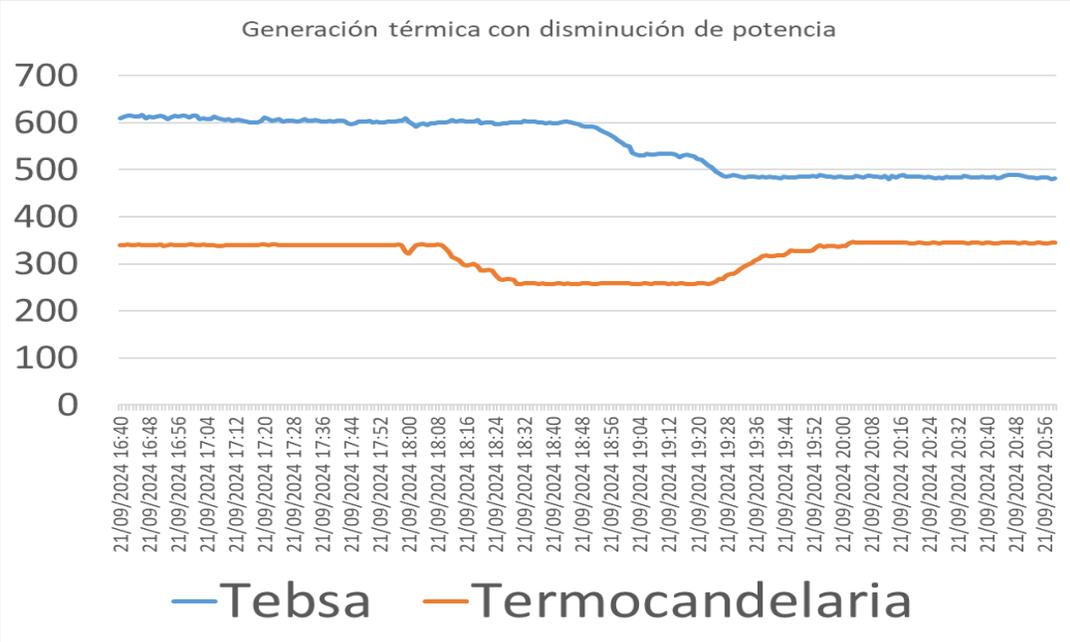
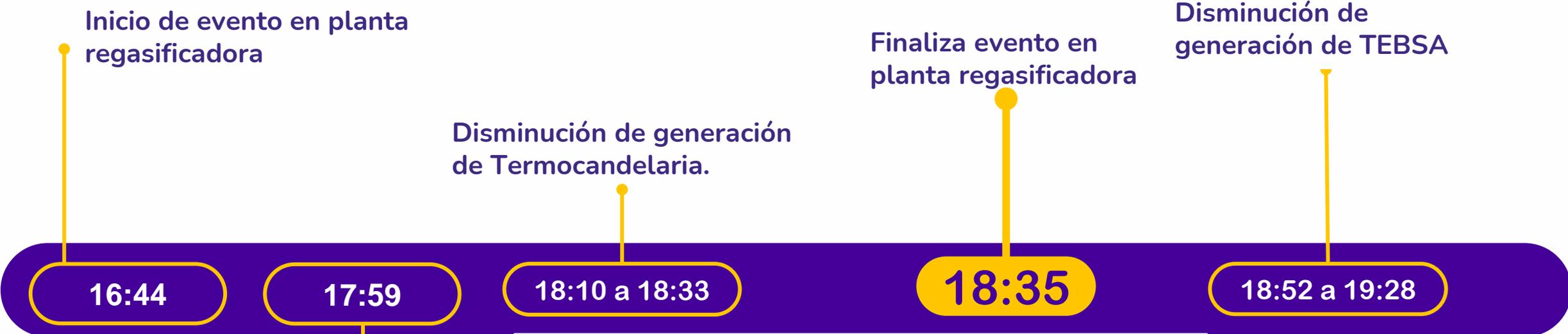
## Cortes

No se presentaron superaciones de cortes en el área CARIBE.

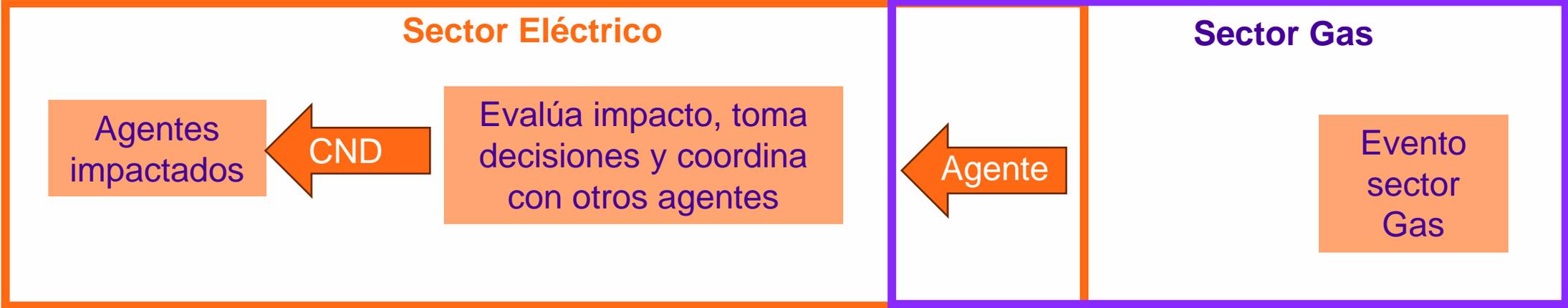
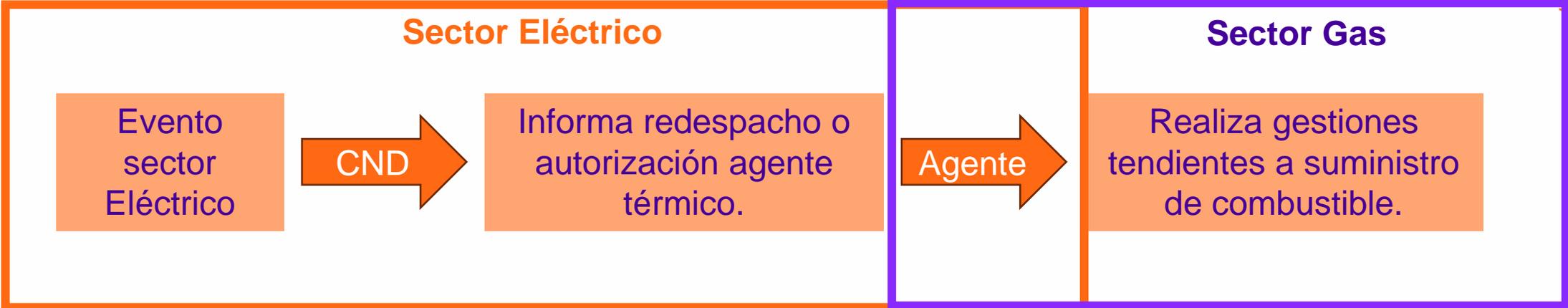


En caso de haber tenido indisponibilidad de los recursos de generación Tebsa y TermoFloresIV y TermoFlores1 se hubiese presentado superación de los límites de seguridad del área Caribe y Caribe 2 con la necesidad de programar demanda no atendida para operar en un punto de operación seguro.

# Situación Operativa: 21 de Septiembre de 2024



# Flujo información entre sectores.



# Conclusiones y Recomendaciones

- » Eventos de indisponibilidad de la regasificadora se reflejan en una pérdida de presión en el SNT de la región caribe, que de no poder recuperarse la inyección rápidamente, puede llevar a la reducción o incluso salida de servicio de las plantas térmicas de la región caribe por baja presión de gas.
- » Dada la cada vez mayor dependencia que tiene el área caribe y en especial el área caribe 2, de la generación de las plantas térmicas que se alimentan de la estación regasificadora, la indisponibilidad de estas plantas podría generar la necesidad de programar DNA en los departamentos de Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar y Magdalena.
- » Se requiere un flujo de información oportuno entre el sector Gas y electricidad, que permita al CND prever posibles acciones operativas ante la materialización del impacto de un evento del sector gas en el sector eléctrico.

# Mantenimiento Planta de Regasificación Cartagena 24 al 28 de octubre de 2024



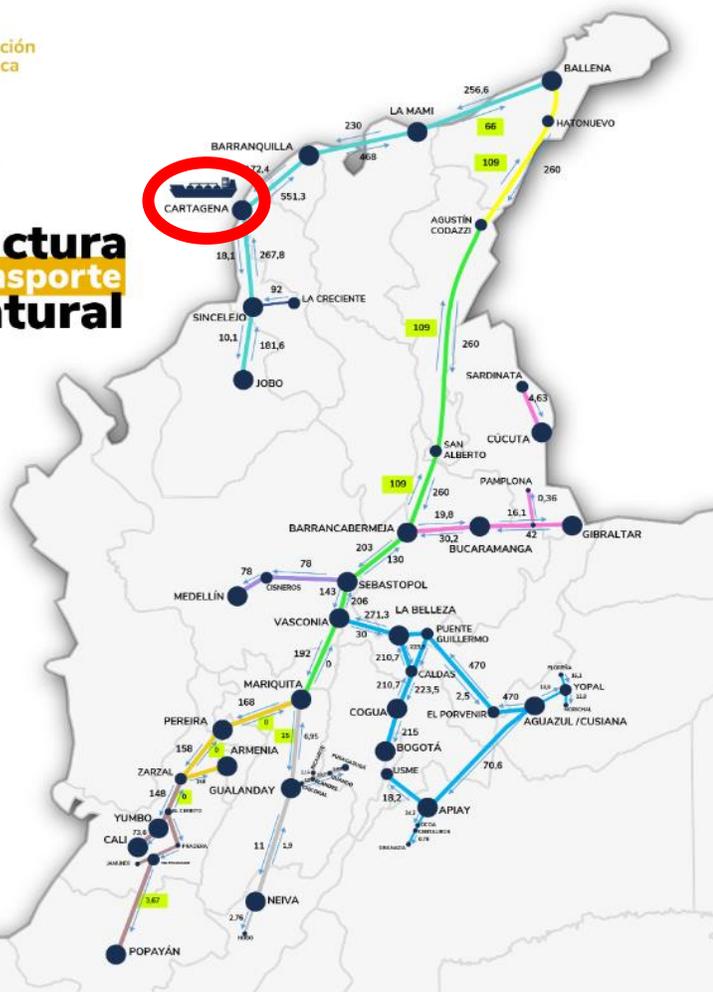
Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Mantenimiento planta de Regasificación de Cartagena



## Infraestructura actual de transporte de gas natural

- Costa Atlántica
  - Costa Interior
  - Magdalena Medio
  - NorOriente
  - NorOccidente
  - Centro
  - CQR
  - SurOccidente
  - Tolima-Huila
  - IPAT (Res. MME 40304 de 2020)
- \*Cifras en MPCD



Mantenimiento en la Planta de Regasificación de Cartagena del 24 al 28 de octubre de 2024, durante el cual no se tendrá suministro de gas para las plantas térmicas a gas del área Caribe 2 desde esta fuente y su única fuente de abastecimiento de gas serán los campos nacionales.

Diponibilidad plantas área Caribe MWh	oct-24	oct-25	oct-26	oct-27	oct-28	Disminucion Disponibilidad GWh-día
Guajira (Carbón)	275	275	275	275	275	SR
TERMOCARIBE (GLP)	52	52	52	52	52	SR
Tebesa (Gas)	0	0	0	0	0	-791
Flores 4B (Gas)	0	0	0	0	0	-450
Flores 1 (Gas)	0	0	0	0	0	-160
Barranquillas 3-4 (Gas)	0	0	0	0	0	-120
Poreléctrica (Gas)	90	90	90	90	90	SR
Gecelca 3 (Carbón)	164	164	164	164	164	SR
Candelaria C.C. (Gas)	0	0	0	0	0	-560
Urra (Agua)	240	240	240	240	240	-98
Cartagenas 1-2-3 (Líquidos)	109	109	109	109	109	-75
Gecelca 32 (Carbón)	270	270	270	270	270	SR
Termonorte (ACPM)	80	80	80	80	80	-10
Tesorito (Gas)	200	200	200	200	200	SR
<b>Total Costa</b>	<b>1480</b>	<b>1480</b>	<b>1480</b>	<b>1480</b>	<b>1480</b>	<b>-2264</b>

Se espera una disponibilidad del parque de generación de 1480 MW aproximadamente en Caribe, lo que representa el 39,52% de la capacidad de generación hidráulico y térmico del área, la cual se ubica en 3.8 GW aproximadamente.

# Impacto en unidades equivalentes disponibles (Caribe 2)

Subárea	Planta	Unidades planta	Peso por unidad	Equivalentes por planta	Disponibles
Atlántico	Barranquilla	2	0.25	0.5	0
Atlántico	Flores 1 Gas	1	0.5	0.5	0
Atlántico	Flores 1 Vapor	1	0.4	0.4	0
Atlántico	Flores IV Gen 3 y 4	2	1	2	0
Atlántico	Flores IV Gen 2	1	0.65	0.65	0
Atlántico	Tebesa Gas 110	2	0.5	1	0
Atlántico	Tebesa Gas 220	3	0.5	1.5	0
Atlántico	Tebesa Vapor	2	0.85	1.75	0
Bolívar	Candelaria 1, 2 y 3	3	0.75	2.25	0
Bolívar	Cartagena 3	1	0.25	0.25	0
Bolívar	Cartagena 1 y 2	2	0.25	0.5	0.5
Bolívar	Proeléctrica	2	0.25	0.5	0.5
Bolívar	Termo Caribe 3 (*)	1	0.2	0.2	0.2
GCM	Guajira	2	0.7	1.4	1.4
GCM	Termonorte	1	0.01	0.01	0
GCM	Termonorte	9	0.01	0.09	0.09
GCM	Fundación Solar	1	0.05	0.05	0.05
GCM	Latam Solar	1	0.06	0.06	0.06
GCM	El Paso Solar	1	0.07	0.07	0.07
			<b>Total</b>	<b>13.68</b>	<b>2.87</b>

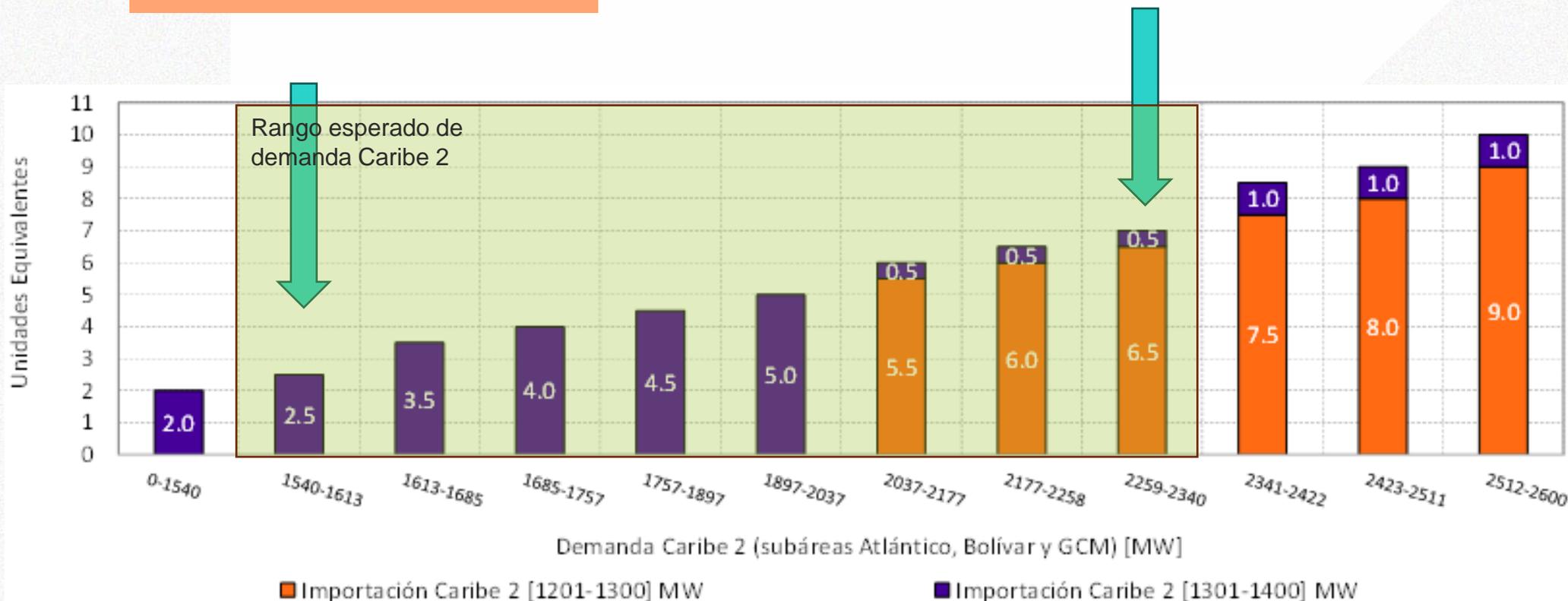
Total de **unidades equivalentes disponibles** en Caribe 2 durante el mantenimiento, de acuerdo con información reportada por los agentes: **2.87**

Se requiere priorizar gas para contar con un número mayor de unidades equivalentes **disponibles** en el área Caribe 2, se recomienda priorizar aquellas de mayor peso y menor Mínimo Técnico.

# Impacto en el control de tensión: Unidades de Caribe 2

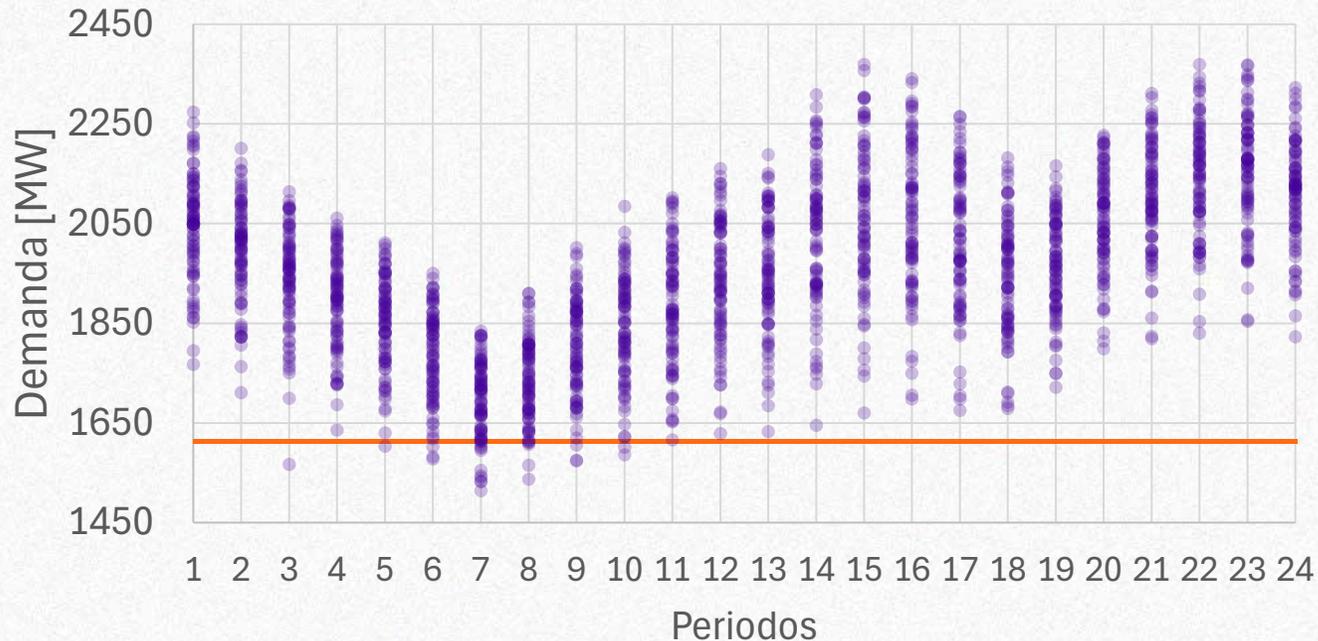
Número de unidades equivalentes disponibles  
(2.87)

Número de unidades equivalentes disponibles,  
(considerando gas para más  
de 7 unidades)



La demanda máxima esperada para la subárea en día ordinario estaría del orden de 2360 MW

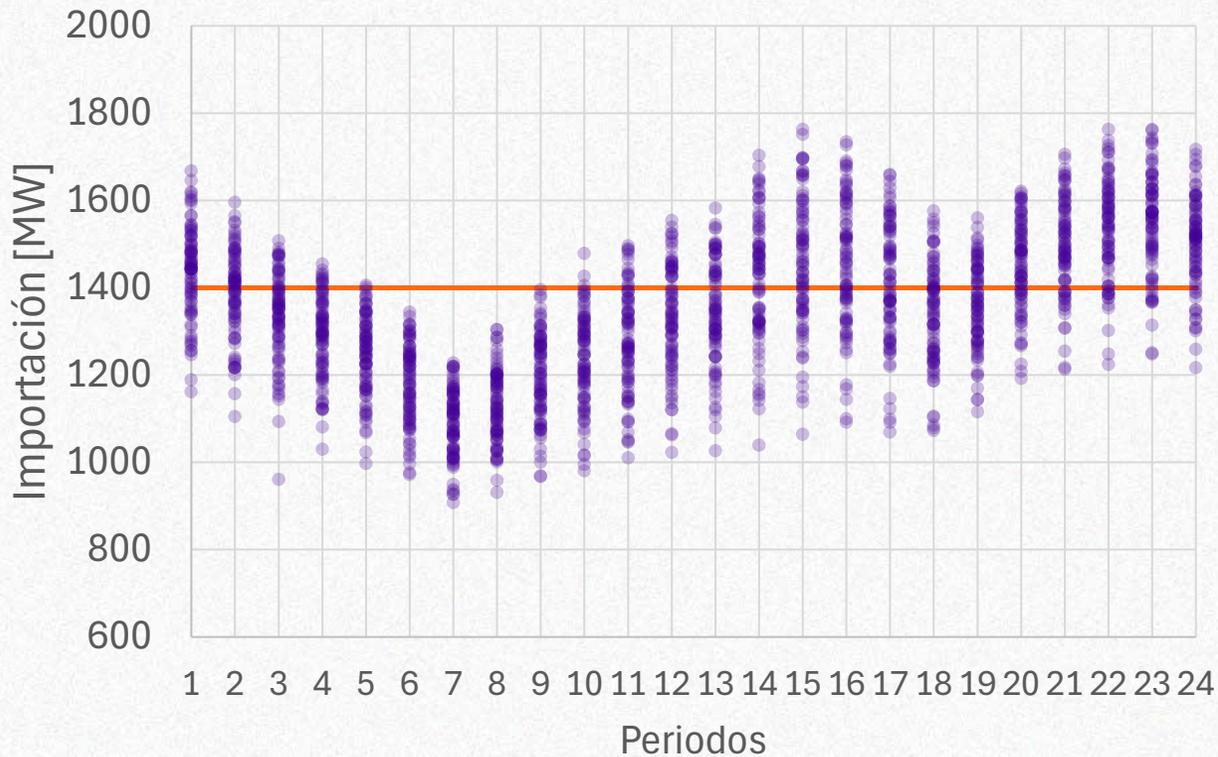
# Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



De mantenerse el número de unidades esperado (2.87), se podrían presentar cerca de 24 periodos al día donde se supera la demanda máxima atendible de forma segura\*.

\* Recuperación de tensión en los tiempos establecidos en la regulación

# Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



— Límite de importación Máximo - 1400 MW

• Importación Caribe 2 - Demanda últimos 2 meses, con Gen de 606 MW

Con la disponibilidad máxima de 606 MW de las plantas que han informado estarían disponibles y considerando, además:

- O que Tebsa esté al mínimo técnico con 7 unidades (permitiría contar con 425 MW adicionales (90 MPCD)).
- O que TermoCandelaria 330/555 MW (55/90 MPCD) + Flores 4 (unidades 3 y 4) 120/240 MW (28/40 MPCD), total 450/795 MW (83/130 MPCD)

Límite de importación de 1400 MW (topología completa)

Sería posible atender la demanda esperada para Caribe 2.

# Racionamiento déficit de generación área Caribe 2



Según lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 1998, se aplicaría un racionamiento programado de cobertura regional en el área Caribe 2:

**Racionamiento Programado.** Déficit originado en una limitación técnica identificada (incluyendo la falta de recursos energéticos) o en una catástrofe natural, que implican que el parque de generación es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional.

**Racionamiento Programado con Cobertura Regional.** Déficit originado en una limitación técnica identificada o en una catástrofe natural, que implica que el parque de generación es insuficiente para cubrir la demanda total esperada del Sistema Interconectado Nacional y no es técnicamente posible distribuir el déficit a nivel nacional.

# Racionamiento déficit de generación área Caribe 2



Jueves	Periodos	Caribe 2	Dda Atendible	Oferta	DNA-MW-h
	1	2182	1613	606	-569
	2	2108	1613	606	-495
	3	2043	1613	606	-430
	4	1978	1613	606	-365
	5	1927	1613	606	-314
	6	1840	1613	606	-227
	7	1759	1613	606	-146
	8	1823	1613	606	-210
	9	1935	1613	606	-322
	10	1991	1613	606	-378
	11	2053	1613	606	-440
	12	2110	1613	606	-497
	13	2085	1613	606	-472
	14	2170	1613	606	-557
	15	2232	1613	606	-619
	16	2242	1613	606	-629
	17	2180	1613	606	-567
	18	2088	1613	606	-475
	19	2134	1613	606	-521
	20	2224	1613	606	-611
	21	2279	1613	606	-666
	22	2326	1613	606	-713
	23	2328	1613	606	-715
	24	2242	1613	606	-629
					-11566

Viernes	Periodos	Caribe 2	Dda Atendible	Oferta	DNA-MW-h
	1	2123	1613	606	-510
	2	2069	1613	606	-456
	3	2016	1613	606	-403
	4	1963	1613	606	-350
	5	1915	1613	606	-302
	6	1844	1613	606	-231
	7	1747	1613	606	-134
	8	1814	1613	606	-201
	9	1914	1613	606	-301
	10	1997	1613	606	-384
	11	2013	1613	606	-400
	12	2040	1613	606	-427
	13	2057	1613	606	-444
	14	2155	1613	606	-542
	15	2223	1613	606	-610
	16	2219	1613	606	-606
	17	2155	1613	606	-542
	18	2093	1613	606	-480
	19	2145	1613	606	-532
	20	2220	1613	606	-607
	21	2295	1613	606	-682
	22	2342	1613	606	-729
	23	2357	1613	606	-744
	24	2295	1613	606	-682
					-11300

Se resaltan en rojo las magnitudes horarias del racionamiento a aplicar.

# Racionamiento déficit de generación área Caribe 2



Sabado	Periodos	Caribe 2	Dda Atendible	Oferta	DNA-MW-h
	1	2214	1613	606	-601
	2	2144	1613	606	-531
	3	2068	1613	606	-455
	4	2010	1613	606	-397
	5	1963	1613	606	-350
	6	1870	1613	606	-257
	7	1782	1613	606	-169
	8	1853	1613	606	-240
	9	1980	1613	606	-367
	10	2028	1613	606	-415
	11	2071	1613	606	-458
	12	2112	1613	606	-499
	13	2099	1613	606	-486
	14	2162	1613	606	-549
	15	2194	1613	606	-581
	16	2146	1613	606	-533
	17	2082	1613	606	-469
	18	2047	1613	606	-434
	19	2128	1613	606	-515
	20	2195	1613	606	-582
	21	2228	1613	606	-615
	22	2259	1613	606	-646
	23	2278	1613	606	-665
	24	2257	1613	606	-644
					-11459

Domingo	Periodos	Caribe 2	Dda Atendible	Oferta	DNA-MW-h
	1	2196	1613	606	-583
	2	2139	1613	606	-526
	3	2097	1613	606	-484
	4	2036	1613	606	-423
	5	1981	1613	606	-368
	6	1880	1613	606	-267
	7	1768	1613	606	-155
	8	1788	1613	606	-175
	9	1816	1613	606	-203
	10	1827	1613	606	-214
	11	1851	1613	606	-238
	12	1891	1613	606	-278
	13	1922	1613	606	-309
	14	1990	1613	606	-377
	15	2053	1613	606	-440
	16	2029	1613	606	-416
	17	1997	1613	606	-384
	18	1996	1613	606	-383
	19	2059	1613	606	-446
	20	2171	1613	606	-558
	21	2258	1613	606	-645
	22	2298	1613	606	-685
	23	2303	1613	606	-690
	24	2259	1613	606	-646
					-9893

Se resaltan en rojo las magnitudes horarias del racionamiento a aplicar.

# Racionamiento déficit de generación área Caribe 2

Lunes	Periodos	Caribe 2	Dda Atendible	Oferta	DNA-MW-h
	1	2171	1613	606	-558
	2	2114	1613	606	-501
	3	2066	1613	606	-453
	4	2022	1613	606	-409
	5	1977	1613	606	-364
	6	1881	1613	606	-268
	7	1796	1613	606	-183
	8	1856	1613	606	-243
	9	1958	1613	606	-345
	10	1995	1613	606	-382
	11	2059	1613	606	-446
	12	2141	1613	606	-528
	13	2076	1613	606	-463
	14	2190	1613	606	-577
	15	2284	1613	606	-671
	16	2278	1613	606	-665
	17	2218	1613	606	-605
	18	2136	1613	606	-523
	19	2200	1613	606	-587
	20	2282	1613	606	-669
	21	2339	1613	606	-726
	22	2365	1613	606	-752
	23	2348	1613	606	-735
	24	2266	1613	606	-653
					-12307

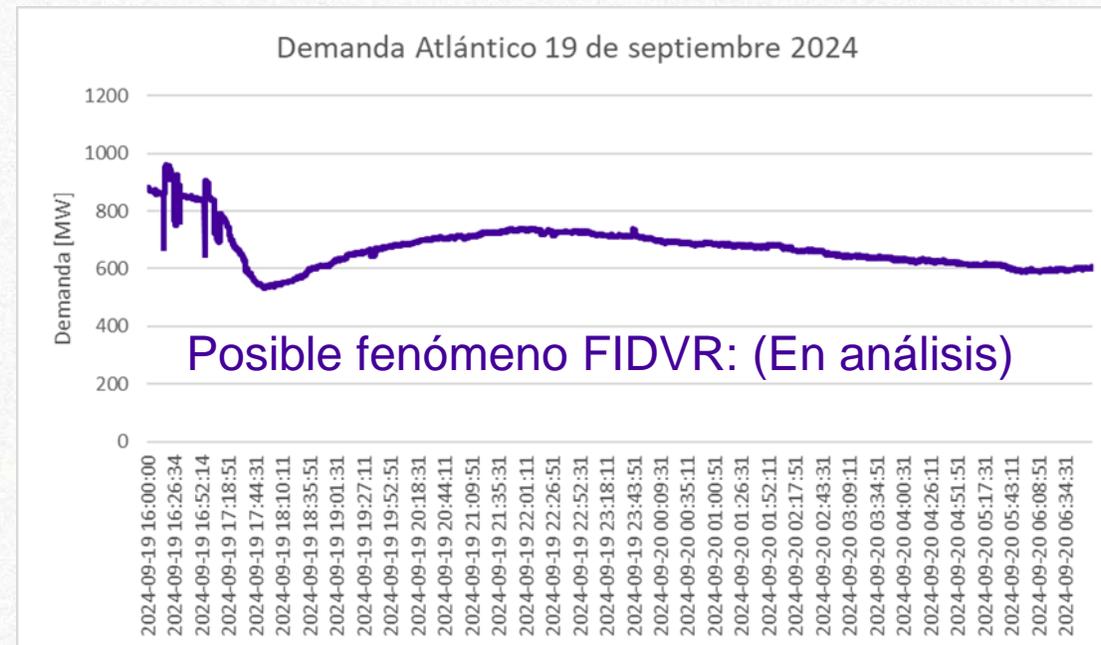
# Recomendaciones

Teniendo en cuenta los análisis eléctricos y energéticos realizados la opción segura para atender la demanda del área Caribe 2 sería unidades adicionales en la subárea para sumar más de 7 unidades equivalentes para todos los días del mantenimiento.

- Los agentes del sector eléctrico deben hacer las gestiones pertinentes para contar con la disponibilidad de energía eléctrica requerida en Caribe y Caribe 2, con el objetivo de preservar la seguridad y confiabilidad de la demanda.
- Se deben revisar las cantidades de gas disponibles para atender los requerimientos de las plantas de generación térmica durante el mantenimiento. CNOg
- Se deben habilitar los mecanismos que sean necesarios para que se suministre el gas requerido para dichas plantas. MME y CREG
- Se deben hacer las revisiones necesarias para la aplicación de los mecanismos que se definan para atender la demanda durante el mantenimiento de la planta de regasificación. CNOg, CNOe y XM

# **Situación Operativa Atlántico**

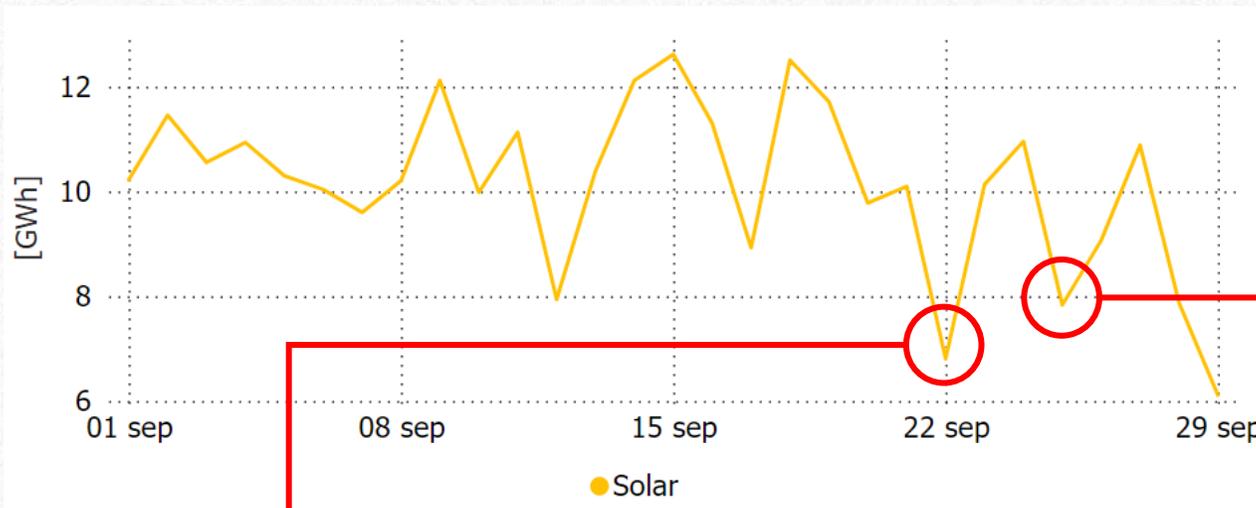
# Operación Atlántico: 16 y 19 de septiembre de 2024



- XM envió a AIR-E comunicación el 24 de septiembre para cuantificar el impacto de estos fenómenos y las medidas tomadas. Sin respuesta a la fecha.
- Estos datos son estimados por el Sistema SCADA del CND, ya que del 2 al 30 de septiembre de 2024 estuvieron preventivamente deshabilitados los canales de comunicación por incidente de ciberseguridad en AIR-E.
- AIR-E no ha podido habilitar el envío de datos de su SCADA al centro de control del CND por inconvenientes internos. Sin fecha de normalización.

**Seguimiento eventos de alta nubosidad -  
Variabilidad de la generación solar en el SIN**

# Generación solar en el SIN



## Generación solar\* – Sept 25

Generación SIN kWh  
245,333,941

Generación Solar kWh  
7,833,958

## Generación solar\* – Sept 22

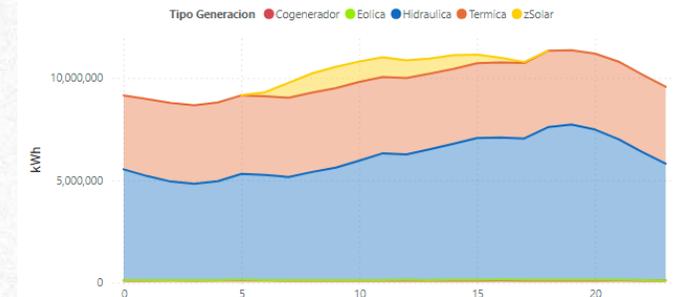
Generación SIN kWh  
205,840,023

Generación Solar kWh  
6,113,773

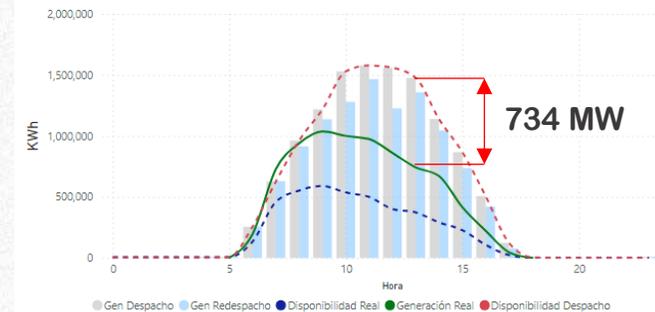
Generación solar en el día 2.97% de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 650 MW

Generación Horaria



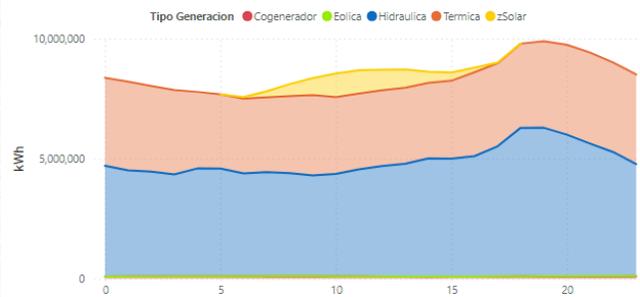
Disponibilidad Vs Generación



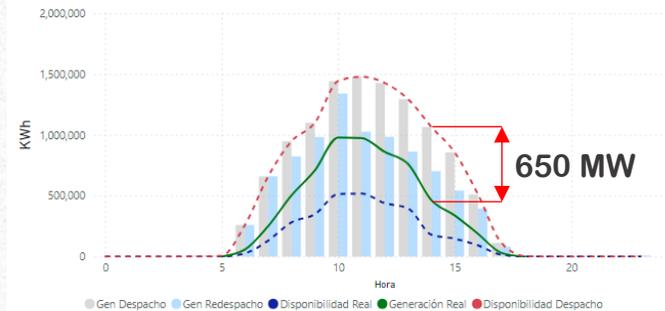
Generación solar en el día 3.19 % de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 734 MW

Generación Horaria



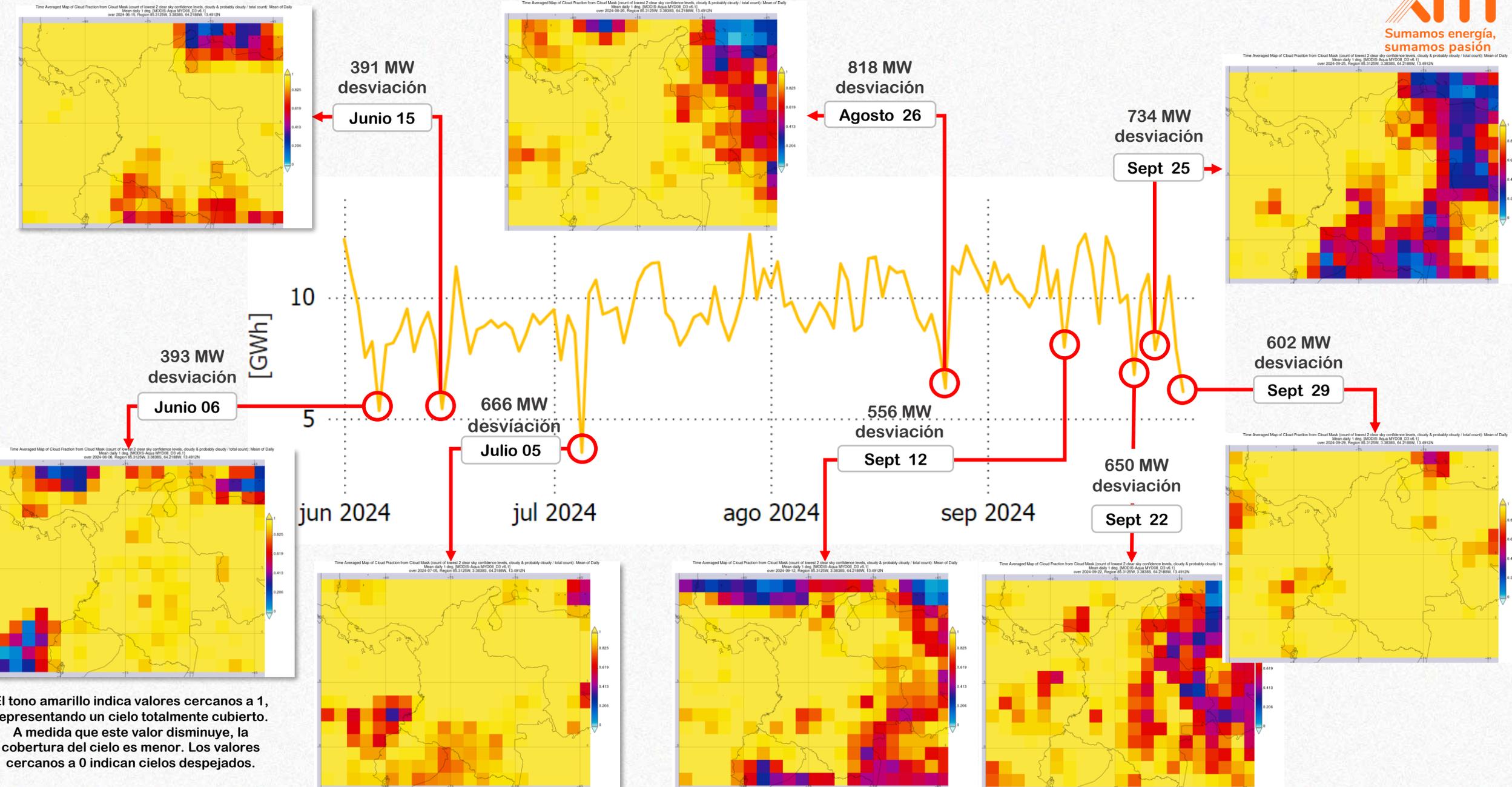
Disponibilidad Vs Generación



\*Generación solar de plantas en operación comercial y en pruebas.

Los días 22 y 29 se presentaron las mayores desviaciones de generación solar del mes de septiembre.

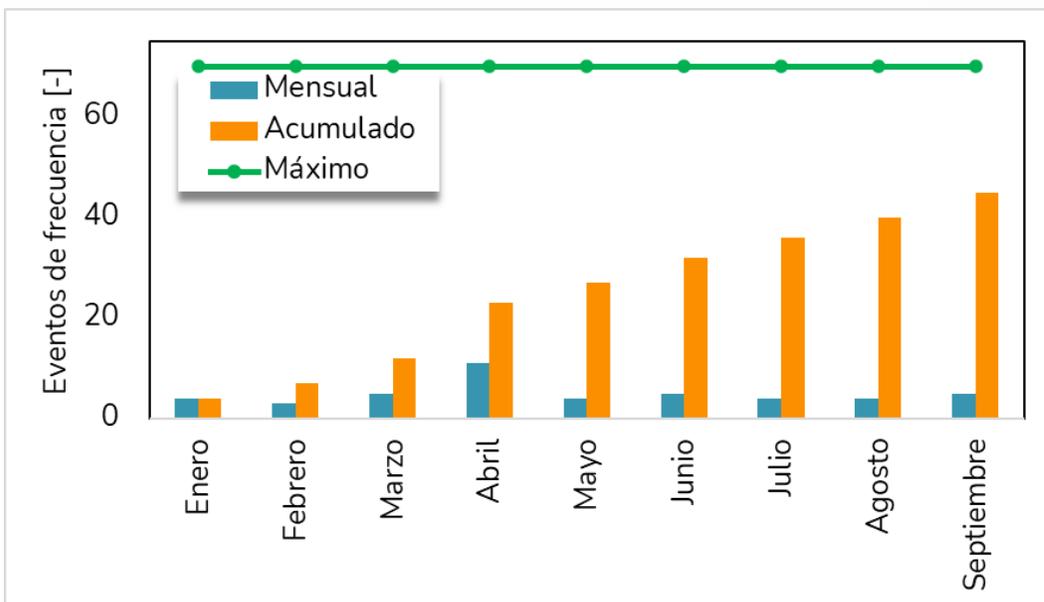
# Días alta cobertura nubosa y baja generación solar



El tono amarillo indica valores cercanos a 1, representando un cielo totalmente cubierto. A medida que este valor disminuye, la cobertura del cielo es menor. Los valores cercanos a 0 indican cielos despejados.

# + Indicadores de la Operación +

# Eventos Transitorios de Frecuencia

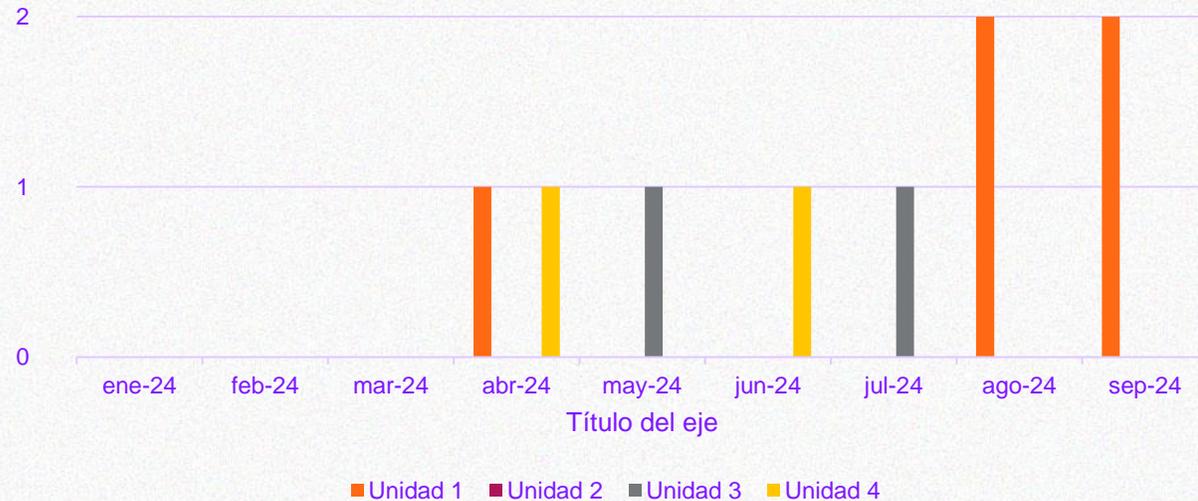


Durante el mes de septiembre de 2024 se presentaron 5 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duración [s]	Frecuencia	Descripción	EDAC
23/09/2024 18:34	1	59,8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Sogamoso con 207 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,79 Hz.	No
06/09/2024 01:32	2	59,8	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 225 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,78 Hz.	No
07/09/2024 08:38	1	59,8	Evento de frecuencia por actuación del esquema de separación de áreas Colombia - Ecuador (ESA). CENACE reporta disparo total de central hidroeléctrica Paute con aproximadamente 500 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,762 Hz y Máximo de 60.3176 Hz.	No
06/09/2024 13:08	4	59,7	Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 227 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,74 Hz.	No
20/09/2024 01:12	1	60,4	Evento de frecuencia ante disparo de la interconexión internacional entre Colombia y Ecuador, JAMONDINO- PIMAMPIRO 230 kV, por actuación del esquema de separación de áreas (ESA). CENACE reporta evento en Ecuador con aproximadamente 400MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,8 Hz y máximo de 60,39 Hz	No

# Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparo de Unidades de Ituango

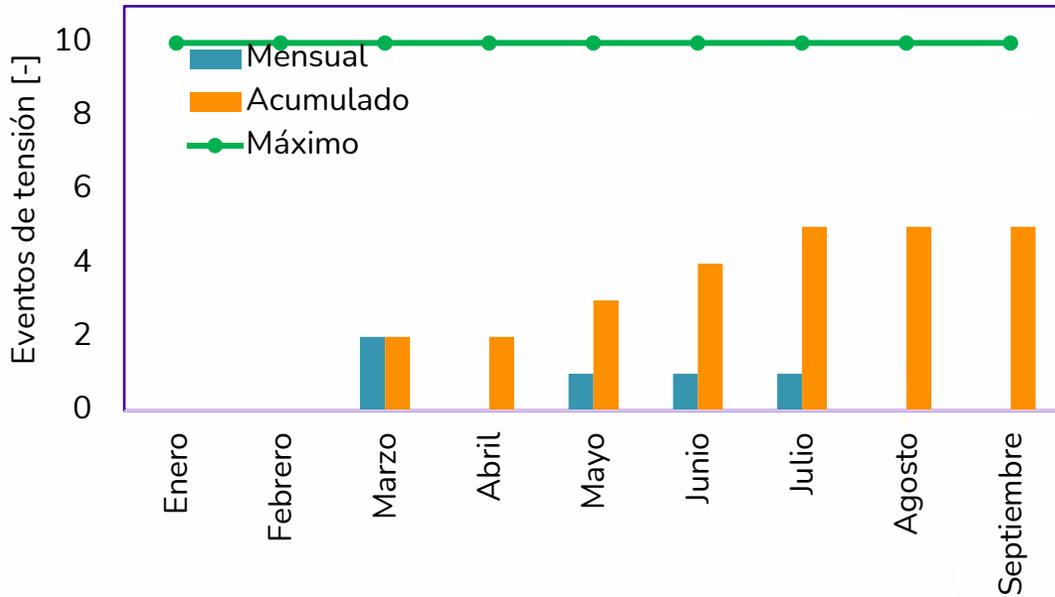
Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparo de Unidades de Ituango



Mes	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
ene-24	0	0	0	0
feb-24	0	0	0	0
mar-24	0	0	0	0
abr-24	1	0	0	1
may-24	0	0	1	0
jun-24	0	0	0	1
jul-24	0	0	1	0
ago-24	2	0	0	0
sep-24	2	0	0	0

Durante el mes de septiembre de 2024 se presentaron 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema a causa de los disparos de las unidades en ITUANGO.

# Eventos de Tensión Fuera de Rango

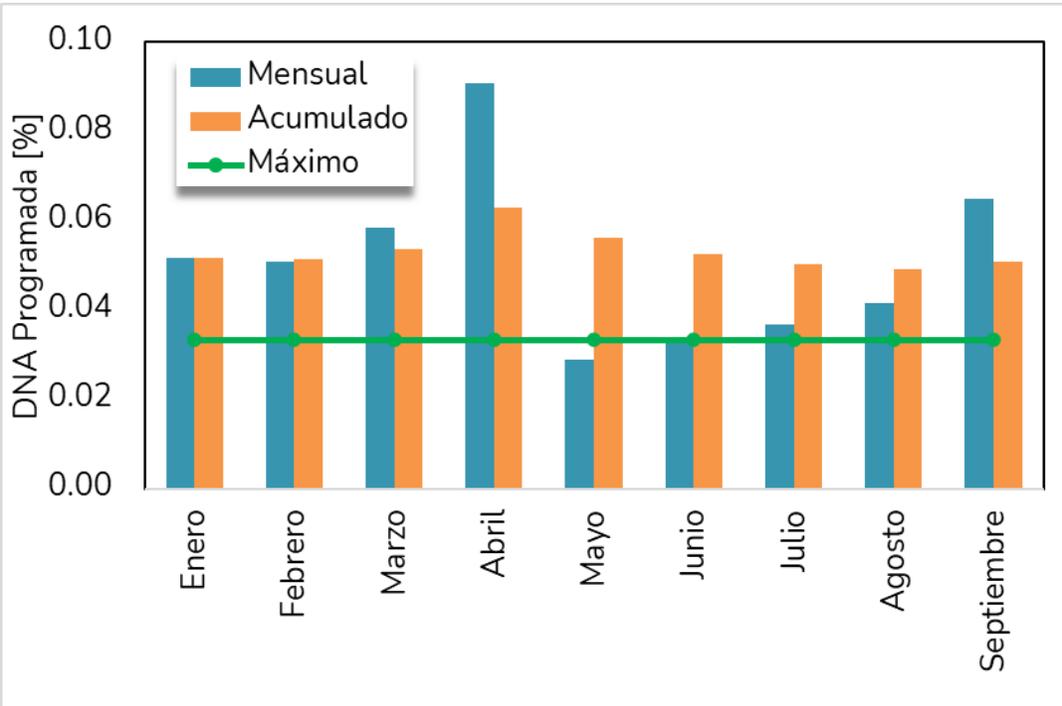


Durante el mes de septiembre de 2024 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

# DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 4.186 GWh en el mes de septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:



Fecha/hni	Energía	Descripcion
18/09/2024 07:00	563.5	Continua Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015679 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C2025367 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C0224021 del activo LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV, C0224290 del activo BANADIA - SAMORE 1 230 kV y C0224293 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV.
17/09/2024 07:04	506.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015679 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C0224021 del activo LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV y C2025367 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV.
15/09/2024 03:25	484.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2017839 del activo BARRA YOPAL 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones YOPAL 115kV, PAZ DE ARIPORO 115kV, YOPALOSA 115kV, SAN LUIS DE PALENQUE 115kV y SANTA ROSALÍA 115kV.
19/09/2024 12:00	359	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025367 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C2027079 del activo BANADIA - TAME 1 115 kV y C0224290 del activo BANADIA - SAMORE 1 230 kV.
15/09/2024 03:59	285.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2024176 del activo CERROMATOSO 1 30 MVA 110/34.5 KV y consignación C2024175 del activo BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV.

# DNA Programada sin M. Expansión

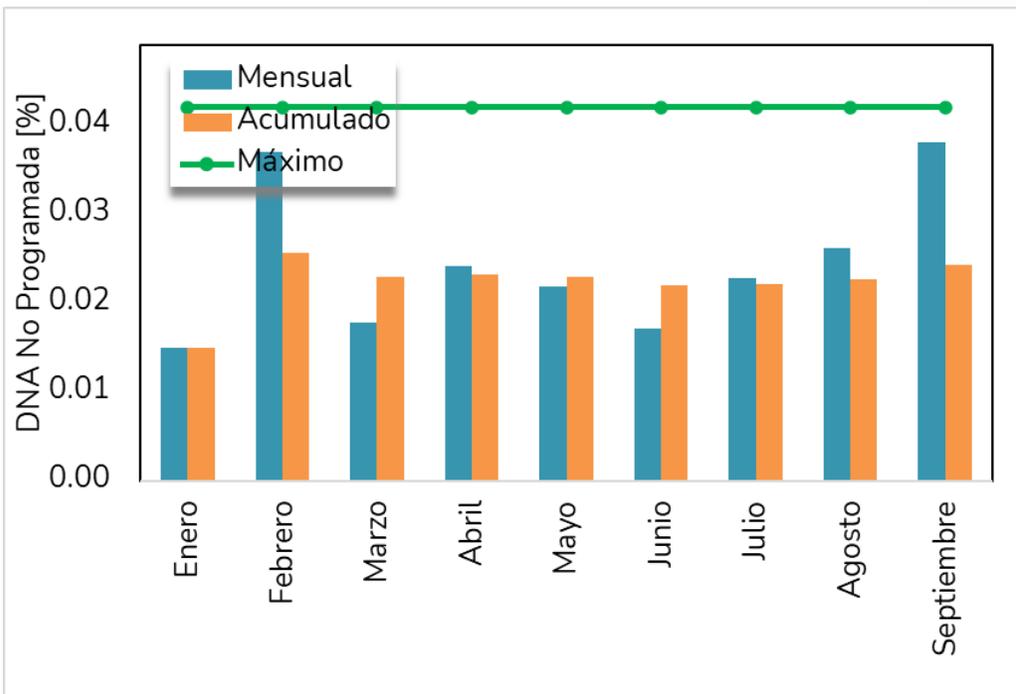


Por causas programadas se dejaron de atender 3237.1 GWh en el mes de Septiembre. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
18/09/2024 07:00	563.5	Continua Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2015679 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C2025367 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C0224021 del activo LOS PALOS - TOLEDO 1 230 kV, C0224290 del activo BANADIA - SAMORE 1 230 kV y C0224293 del activo SAMORE - TOLEDO 1 230 kV.
15/09/2024 03:25	484.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2017839 del activo BARRA YOPAL 115 KV, dejando sin tensión las subestaciones YOPAL 115kV, PAZ DE ARIPORO 115kV, YOPALOSA 115kV, SAN LUIS DE PALENQUE 115kV y SANTA ROSALÍA 115kV.
19/09/2024 12:00	359	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2025367 del activo BL1 LOS PALOS A TOLEDO 230 kV, C2027079 del activo BANADIA - TAME 1 115 kV y C0224290 del activo BANADIA - SAMORE 1 230 kV.
15/09/2024 03:59	285.9	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2024176 del activo CERROMATOSO 1 30 MVA 110/34.5 KV y consignación C2024175 del activo BT CERROMATOSO 1 30 MVA 34.5 kV.
08/09/2024 05:11	250.2	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0224207 del activo BT FUNDACION 2 42 MVA 110 kV y C2016223 del activo FUNDACION 2 42 MVA 110/34.5/13.8 kV.
04/09/2024 06:11	175.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2024484 del activo CHINU - COVEÑAS 1 110 kV.
28/09/2024 07:33	166	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027108 del activo EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV.

# DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 2.449 GWh en el mes de septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



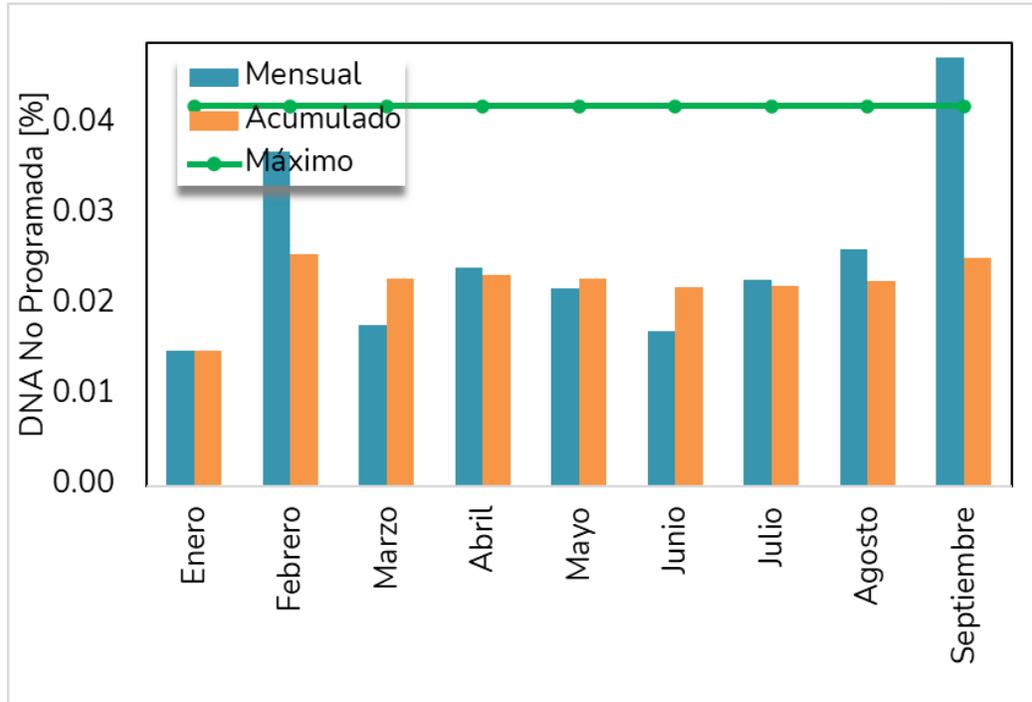
Fecha/ni	Energía	Descripcion
17/09/2024 00:00	384.9	Continuación demanda no atendida parcial por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV dejando sin tensión la subestación GAMBOTE 66 kV que opera normalmente radial
01/09/2024 07:13	229.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2023122 del activo CERROMATOSO 30 MVA 110/34.5 kV.
11/09/2024 07:02	227.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2012662 del activo BT TIBU 23 18 MVA 115 kV.
30/09/2024 06:26	180.5	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo GRAN SABANA - T_LEONA 1 115 KV
09/09/2024 02:03	158.7	Demanda no atendida por disparo del activo GAMBOTE - TERNERA 1 66 KV dejando sin tensión la subestación temporalmente radial GAMBOTE 66 KV
11/09/2024 16:21	150.4	Demanda no atendida por disparo del activo TERNERA-GAMBOTE 66 kV, dejando sin tensión la subestación Gambote 66 kV.
16/09/2024 15:47	127.8	Demanda no atendida parcial por disparo del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV dejando sin tensión la subestación GAMBOTE 66 kV que opera normalmente radial
23/09/2024 14:24	80.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2027291 del activo BT TEBSA 4 20 MVA 110 kV.
21/09/2024 09:54	80	Demanda no atendida por indisponibilidad del activo MAGANGUE - SINCE 1 110 kV

# DNA No Programada – con reportes SDL\*



Las mejoras al aplicativo en que se reporta la DNA permiten ahora el ingreso de información del SDL. A la fecha, solamente **EPM** ingresa esta información.

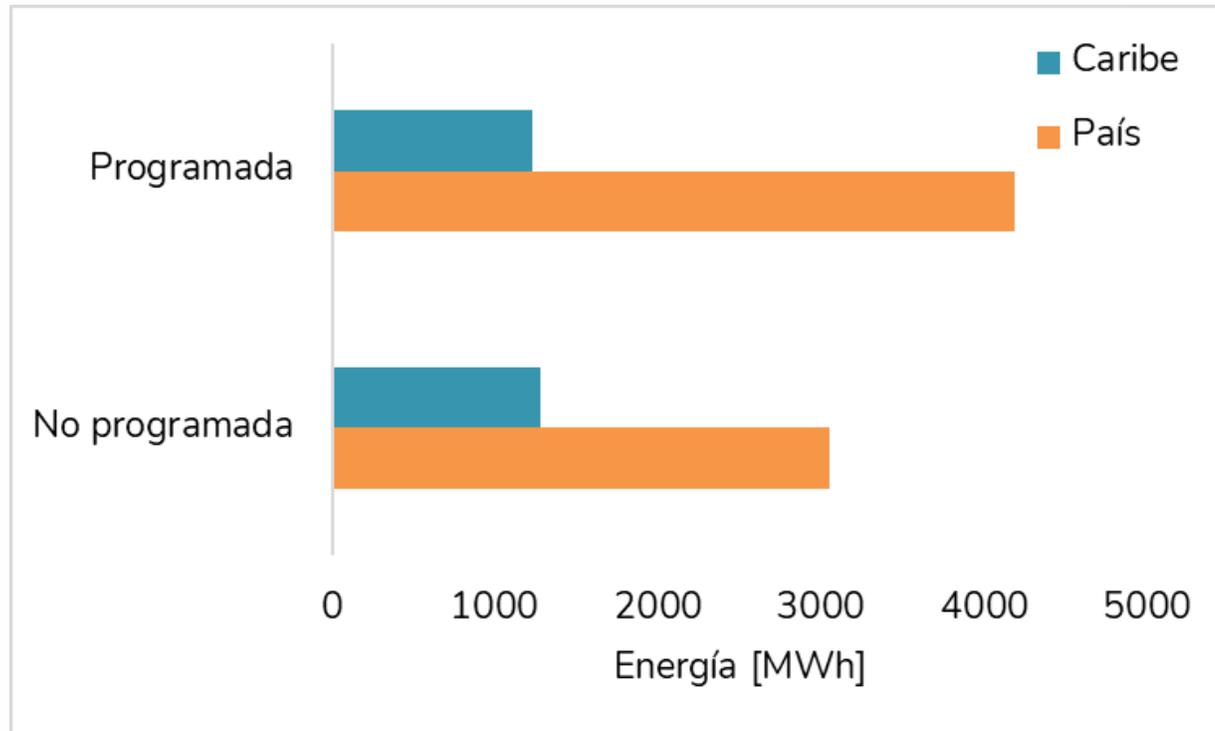
Teniendo en cuenta el reporte de SDL, se dejaron de atender por causas no programadas 3.049 GWh en el mes de septiembre. Las demandas no atendidas no programadas más significativas en el SDL fueron:



FechaIni	Energía [MWh]	Descripción
02/09/2024	69	Eventos programados locales del SDL
27/09/2024	63	Sumatoria de evento no programados del SDL en varias subestaciones
29/09/2024	39	Sumatoria de evento programados del SDL
28/09/2024	37	Sumatoria de eventos no programados del SDL

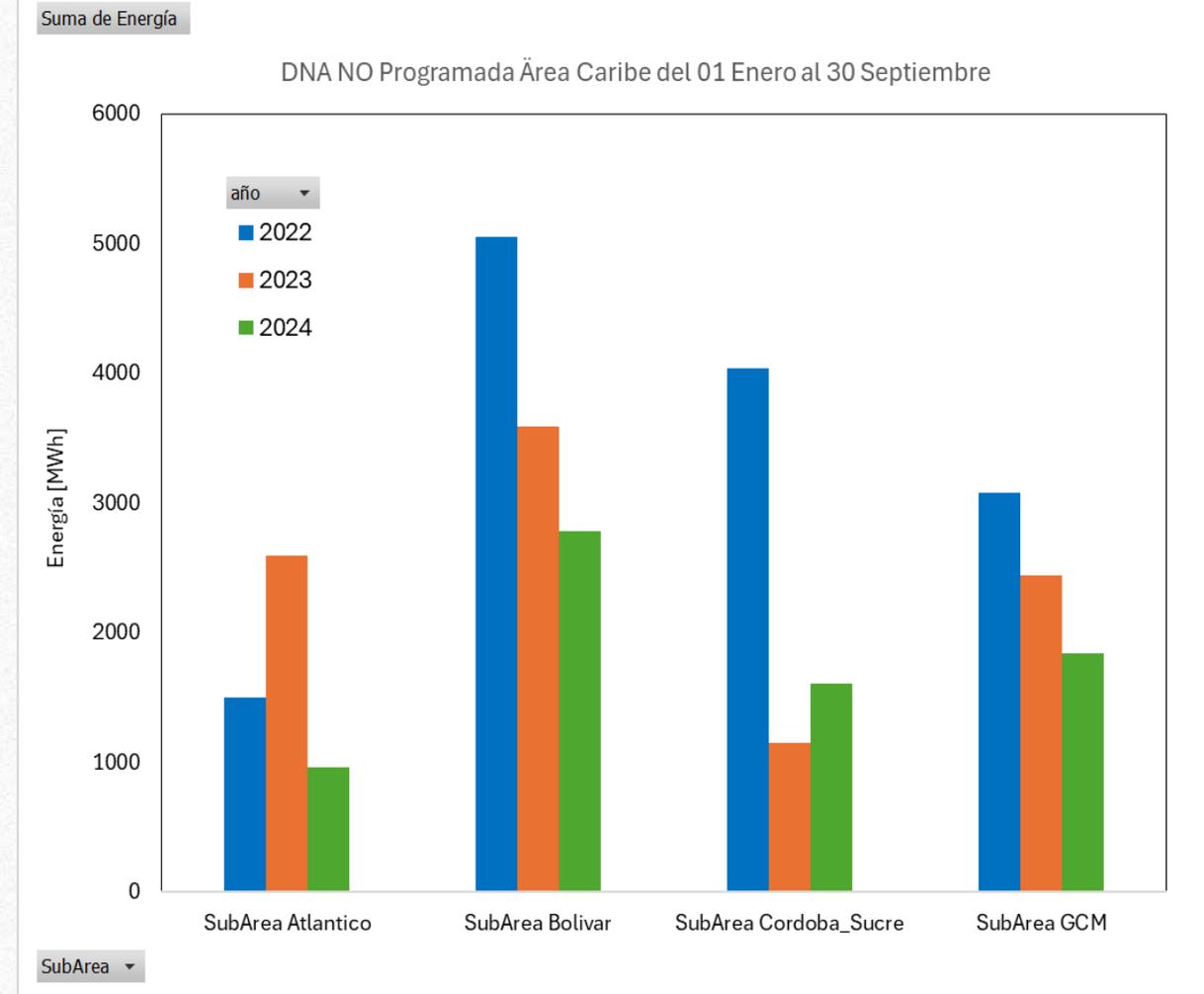
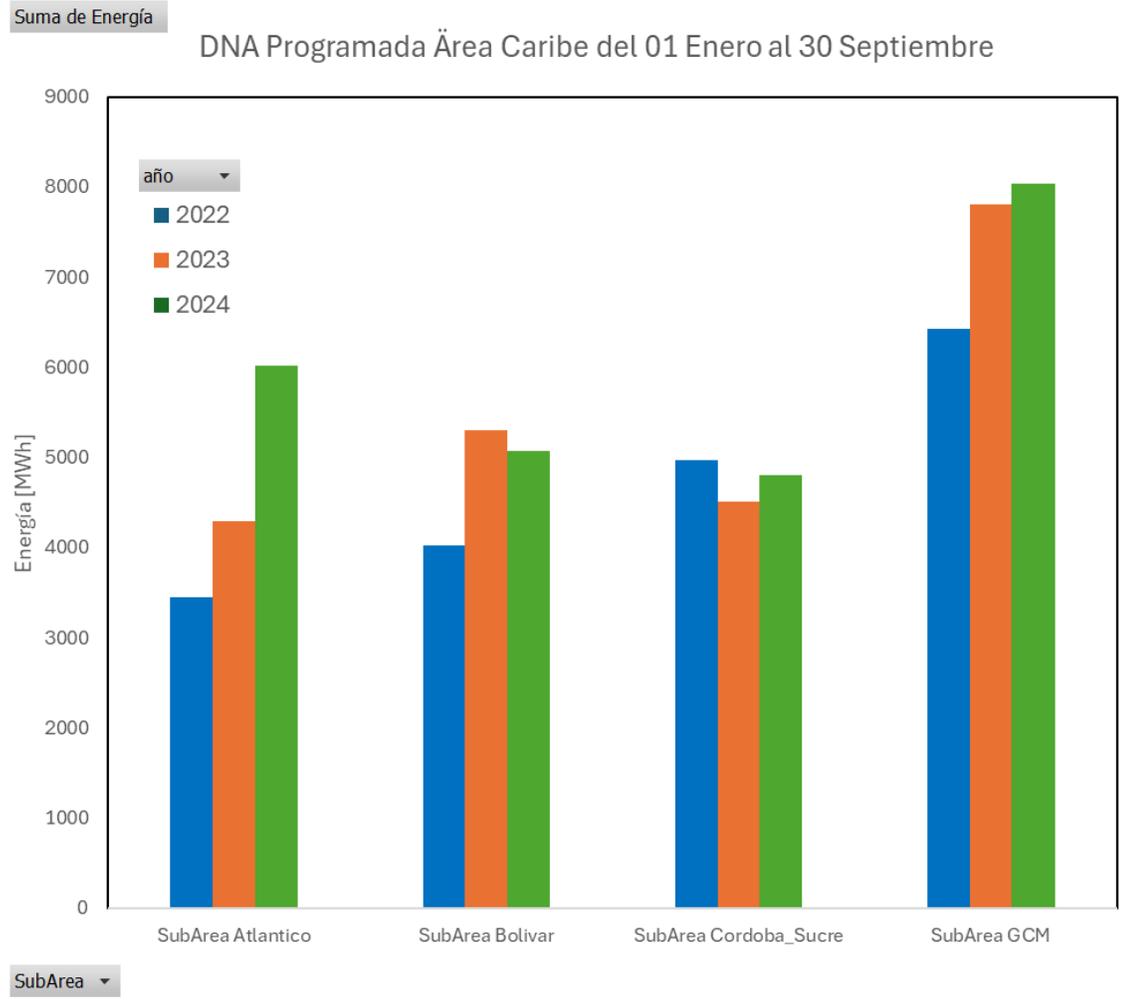
Invitamos al resto de agentes a que hagan sus reportes de DNA en el SDL en el aplicativo dispuesto para este fin.

# DNA Caribe vs. País

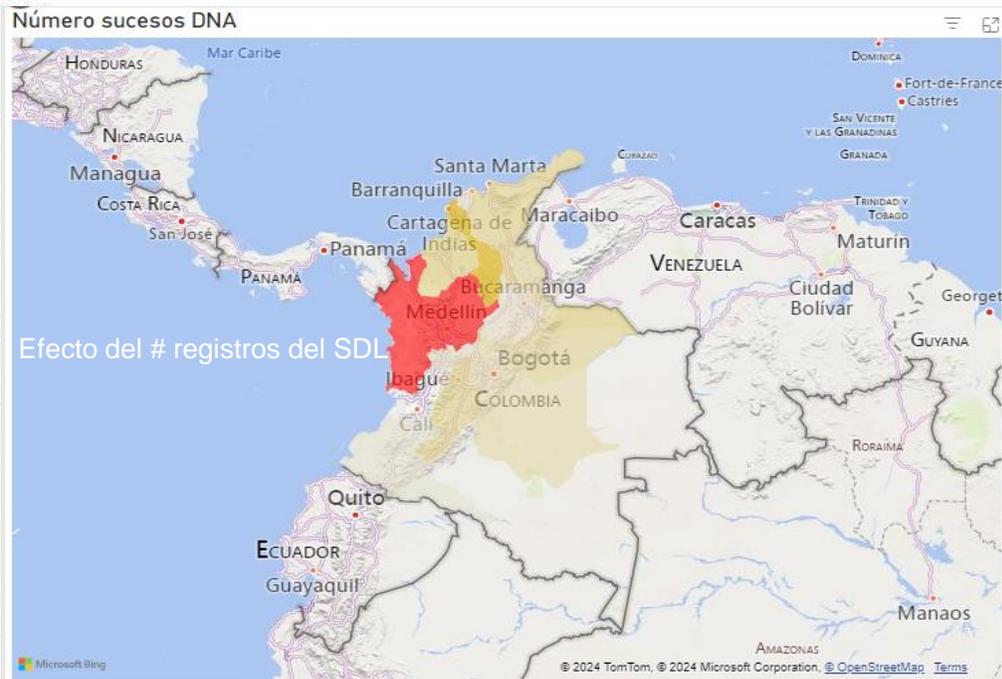


La demanda no atendida programada para el área caribe fue de 1.230 GWh, siendo un 29.38% de la demanda no atendida programada nacional (4.186 GWh) para el mes de septiembre.

La demanda no atendida no programada para el área caribe fue de 1.277 GWh, siendo un 52.14% de la demanda no atendida no programada nacional (2448.5 GWh) para el mes de septiembre.



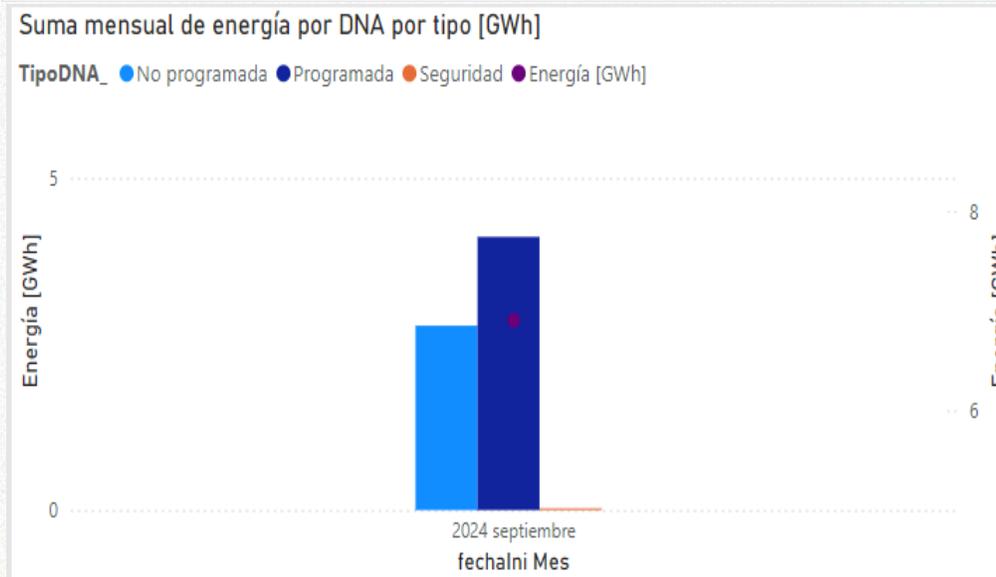
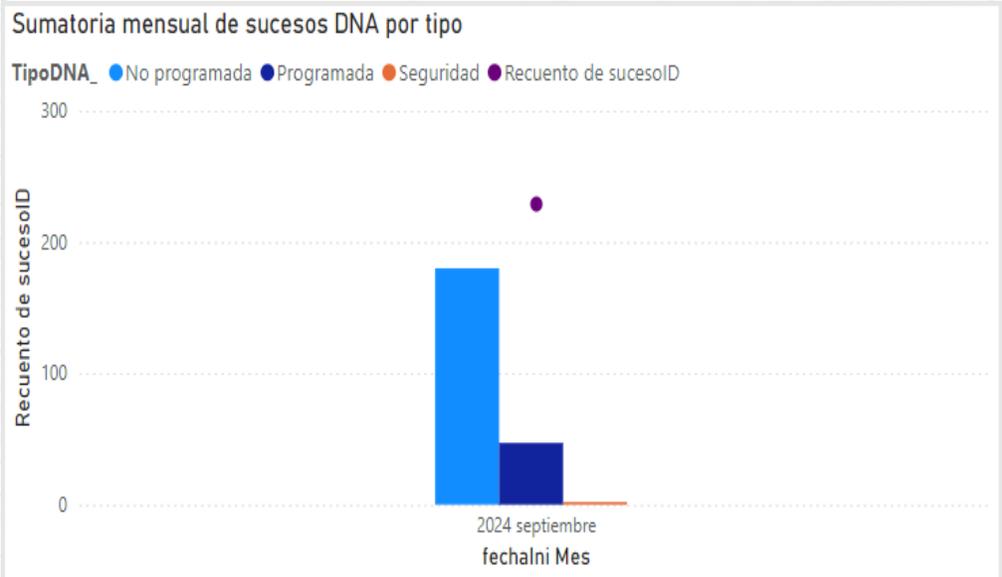
# Demanda no atendida



**132**  
Eventos de  
DNA

**6,91 GWh**

Suma de  
energía de DNA



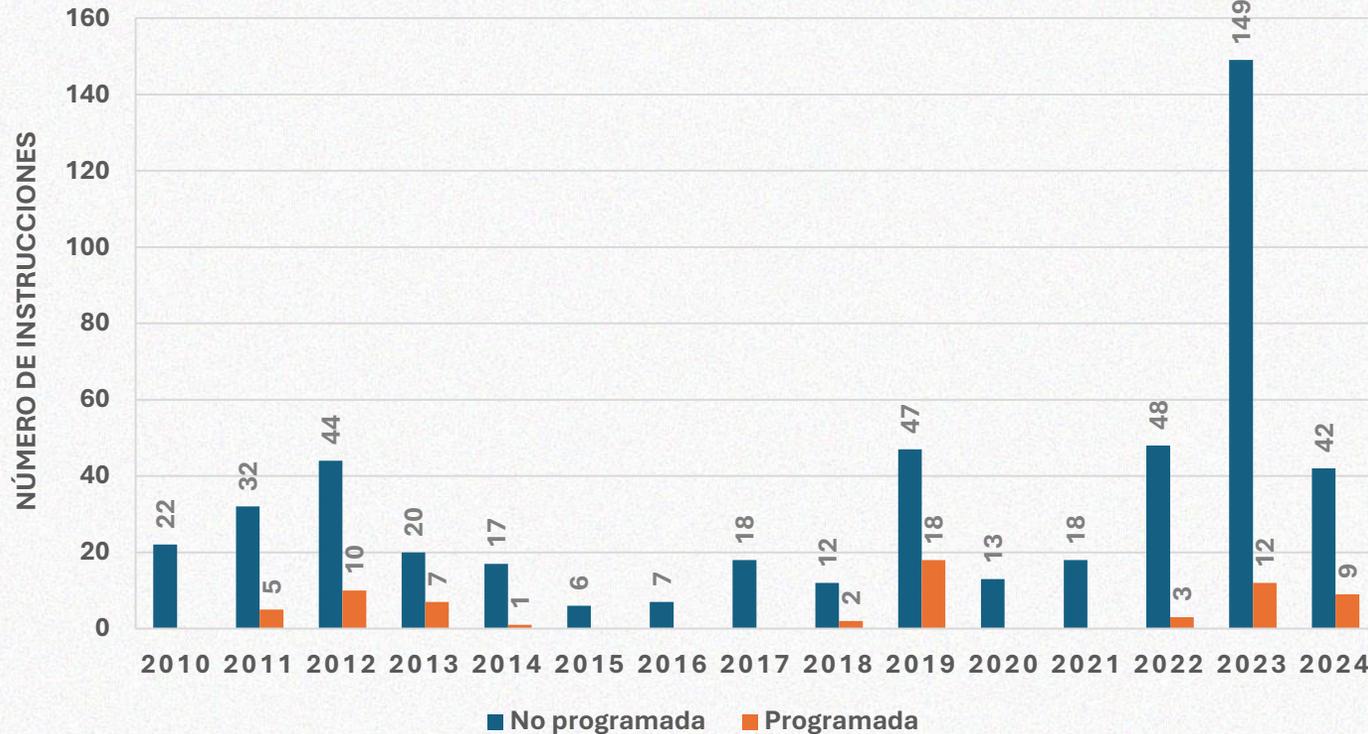
Información del 01 al 29 de  
septiembre considerando SDL

# Evolución eventos de DNA por agotamiento

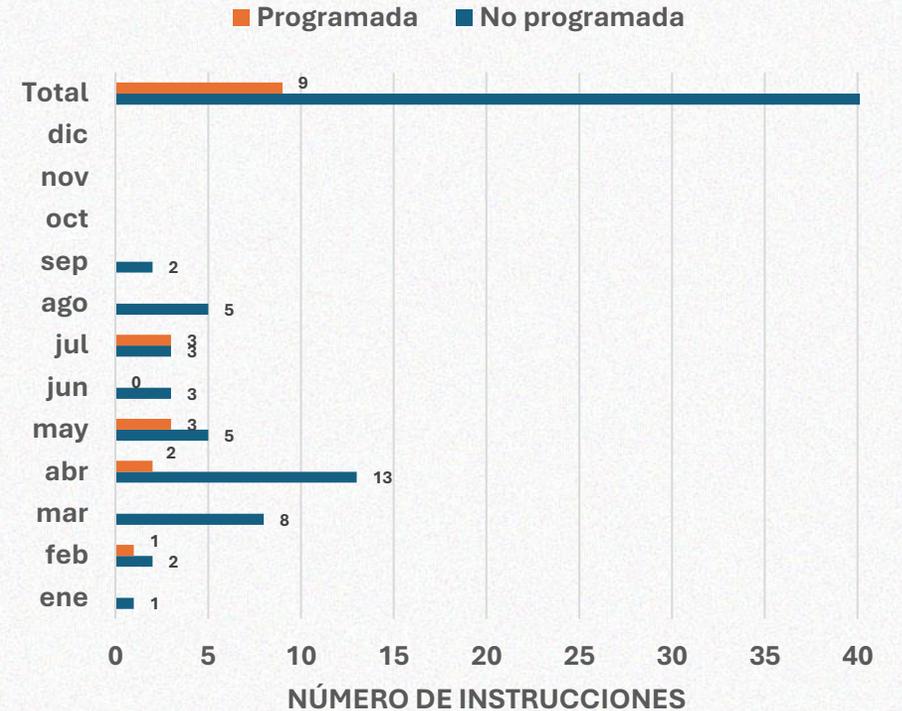
\*Los eventos indican degradación de la seguridad y confiabilidad en las sub área de Bolívar.



EVOLUCIÓN HISTORICA INSTRUCCIONES DE DNA



Instrucciones DNA 2024



\* Corte a 29 de septiembre de 2024 – Información SIO

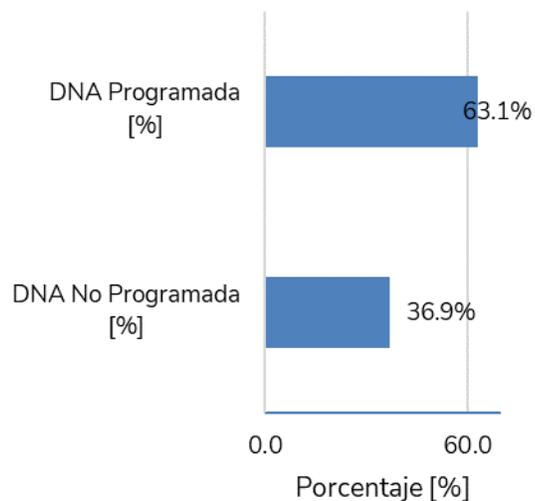
Caribe 19/09/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.

Caribe 29/09/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.

# Resumen – Demanda no atendida

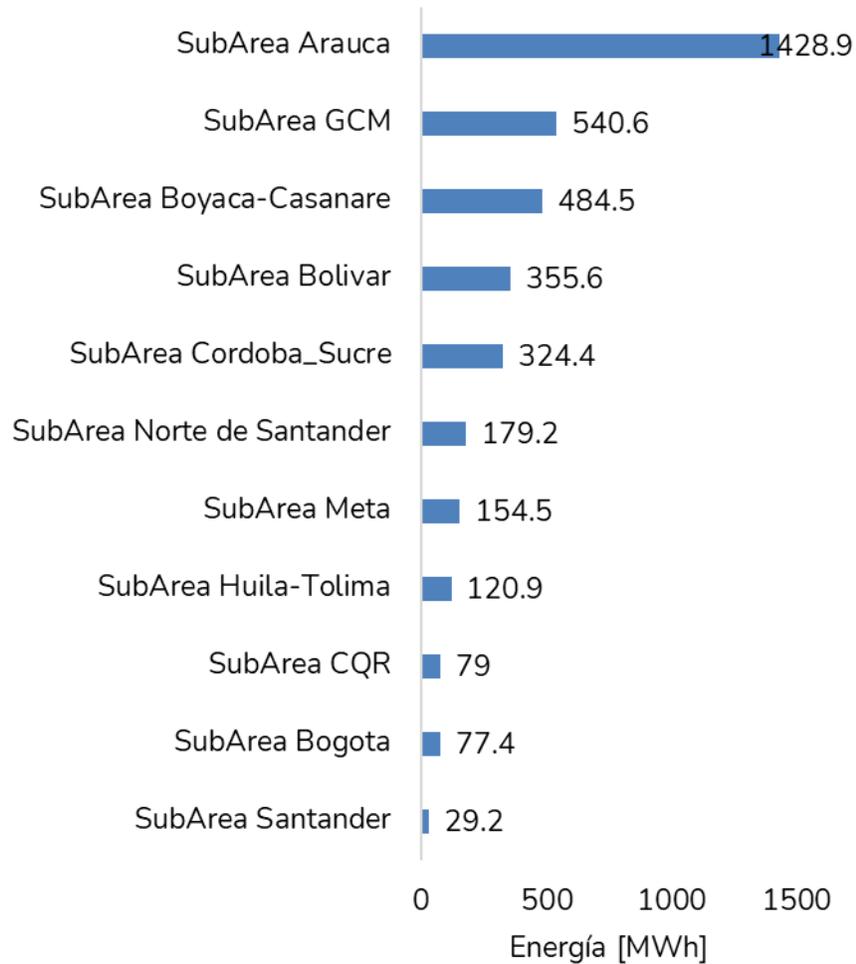


## % DNA

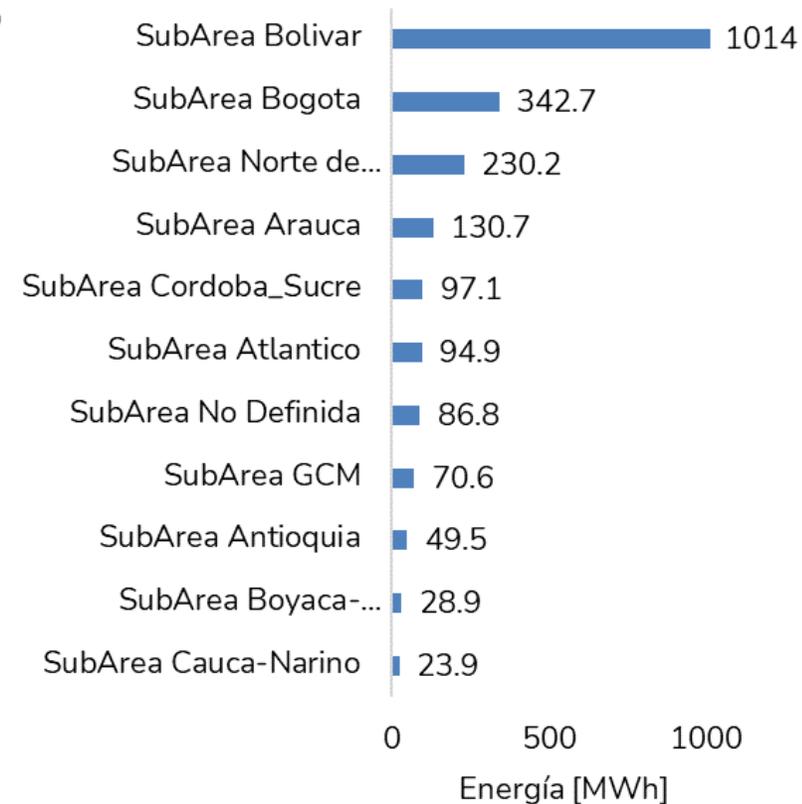


El total de demanda no atendida en septiembre fue 6.6 GWh

## DNA Programada



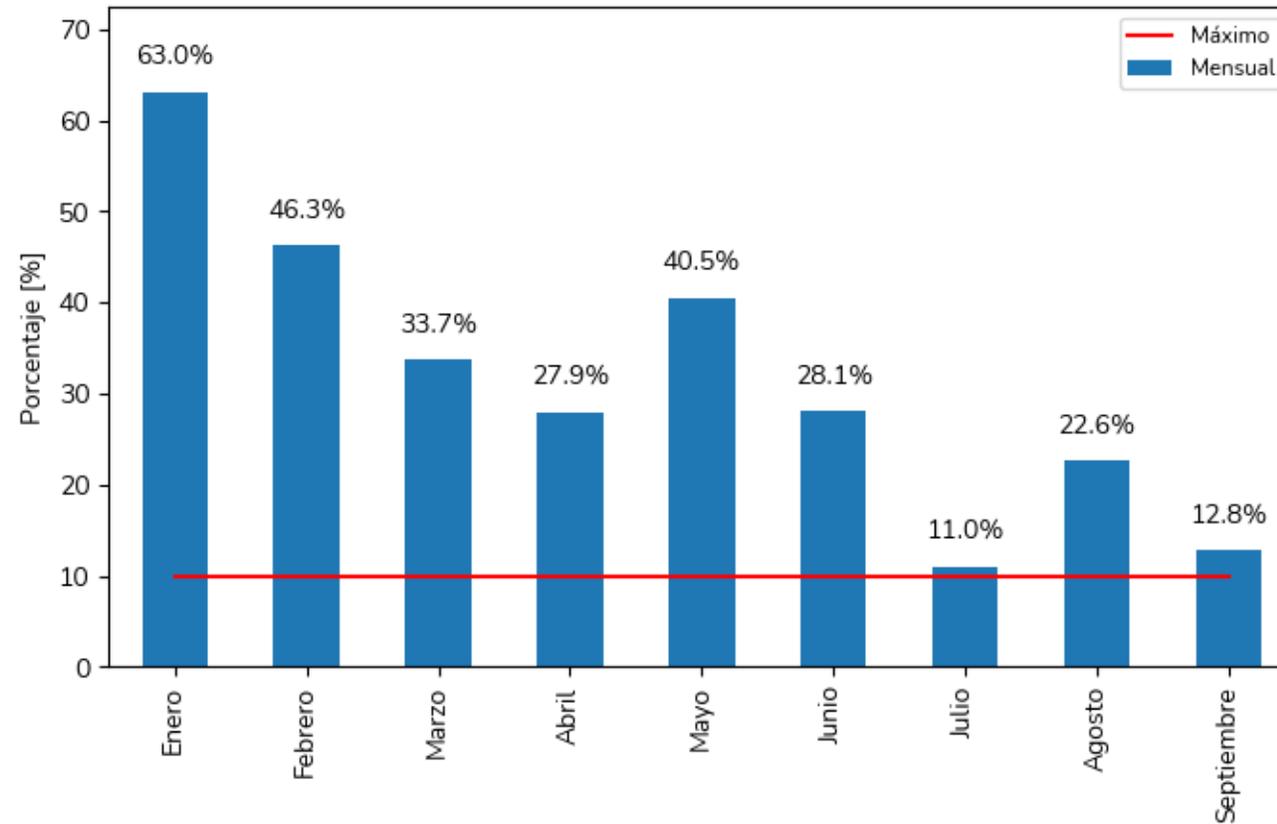
## DNA No Programada



# Desviación Plantas Menores



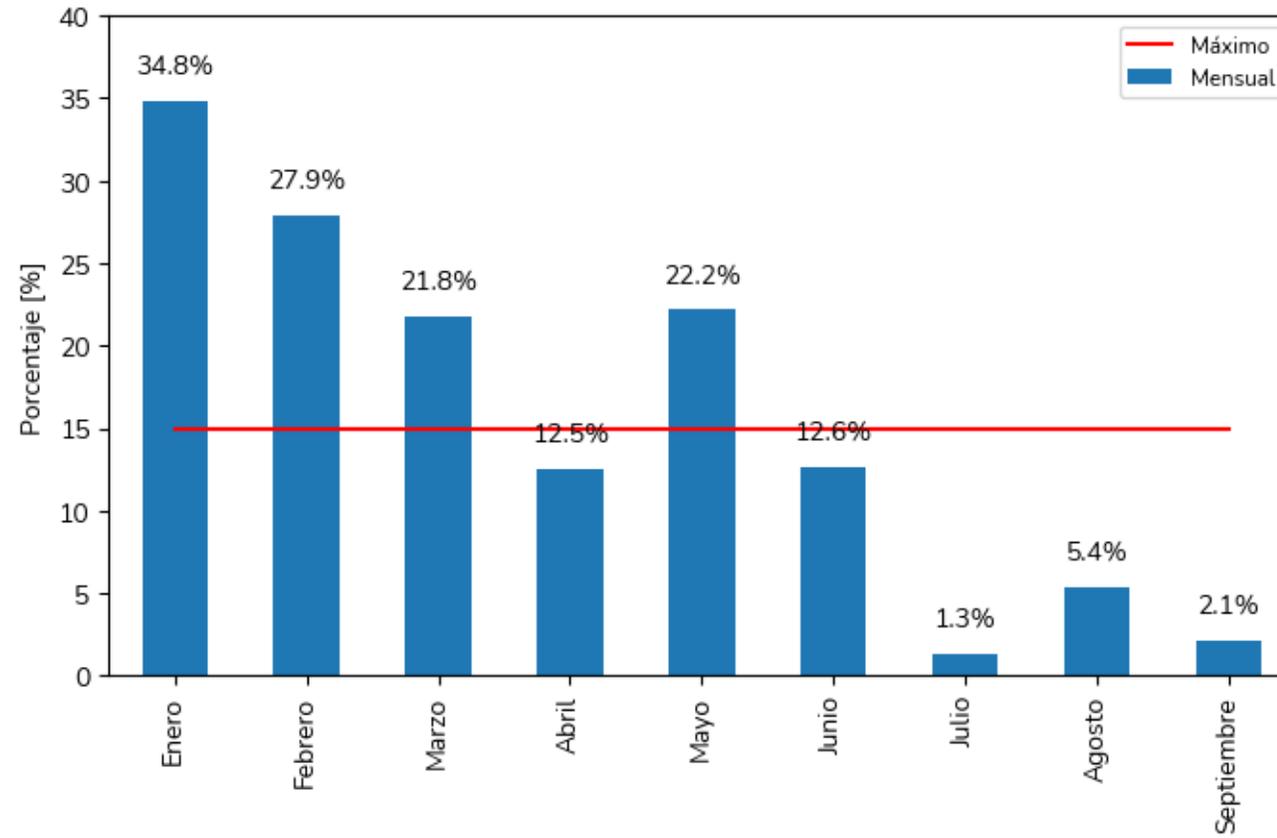
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



# Desviación Plantas Menores



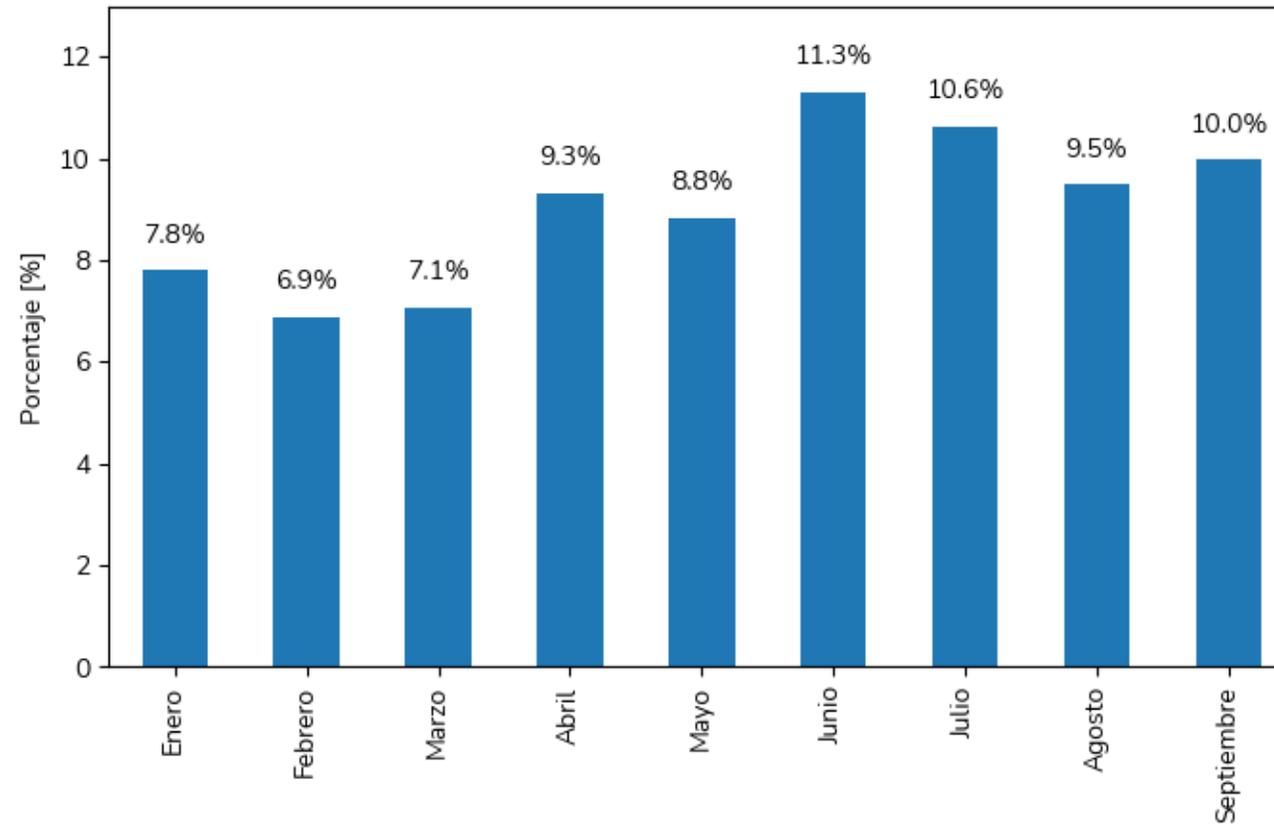
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



# Participación PNDC en la generación total del SIN

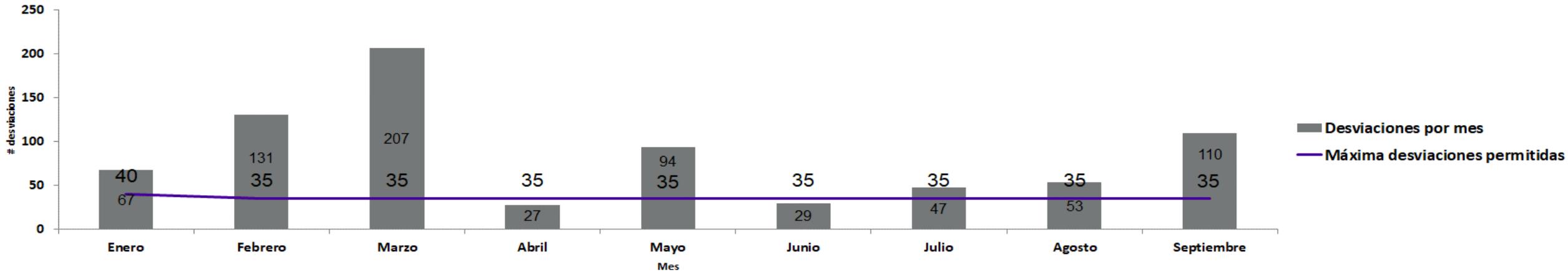


## Participación PNDC en la generación total del SIN

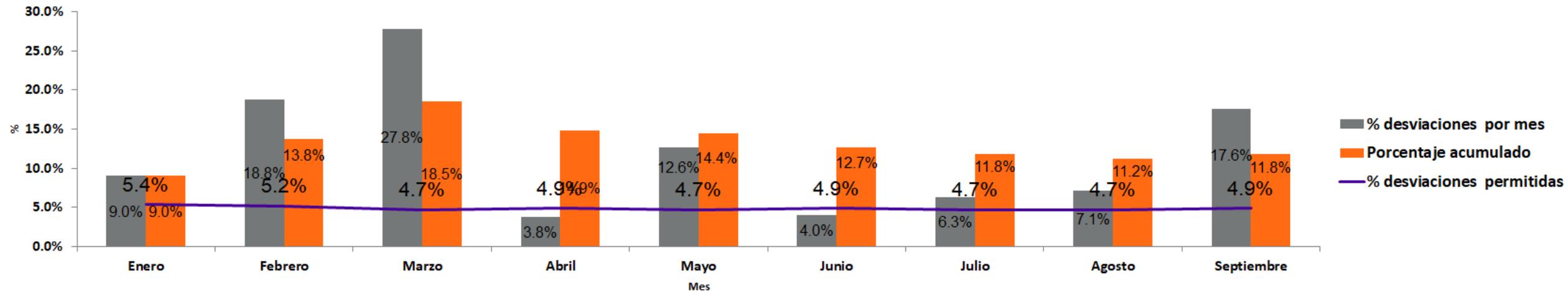


# Indicador calidad del pronóstico

### Número de desviaciones mayores al 5%



### Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

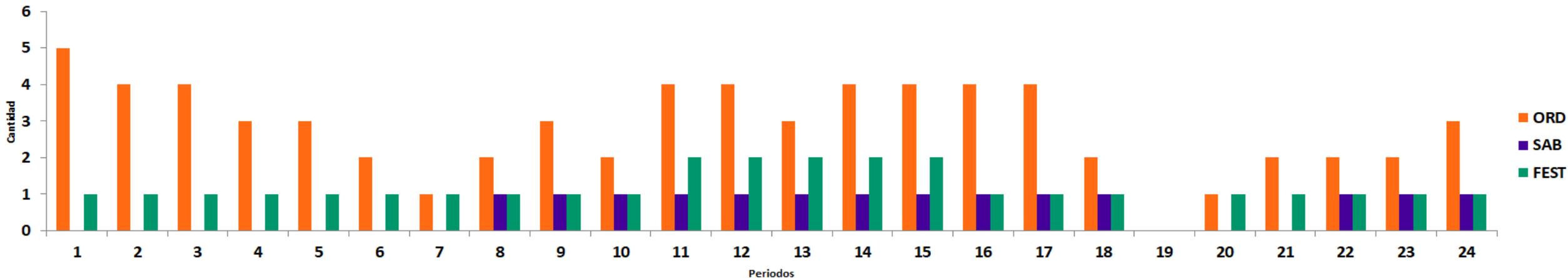


\*Información actualizada el 30 de septiembre de 2024

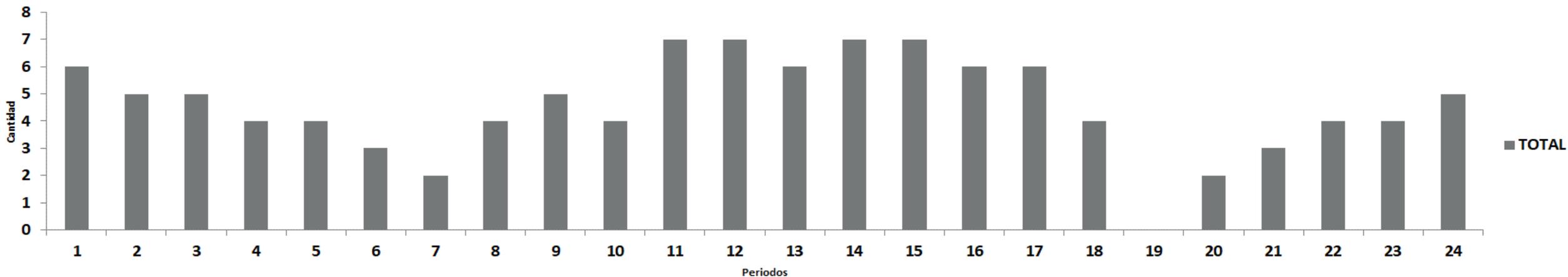
\*Información hasta el 26 de septiembre de 2024

# 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 30 de septiembre de 2024

\*Información hasta el 26 de septiembre de 2024

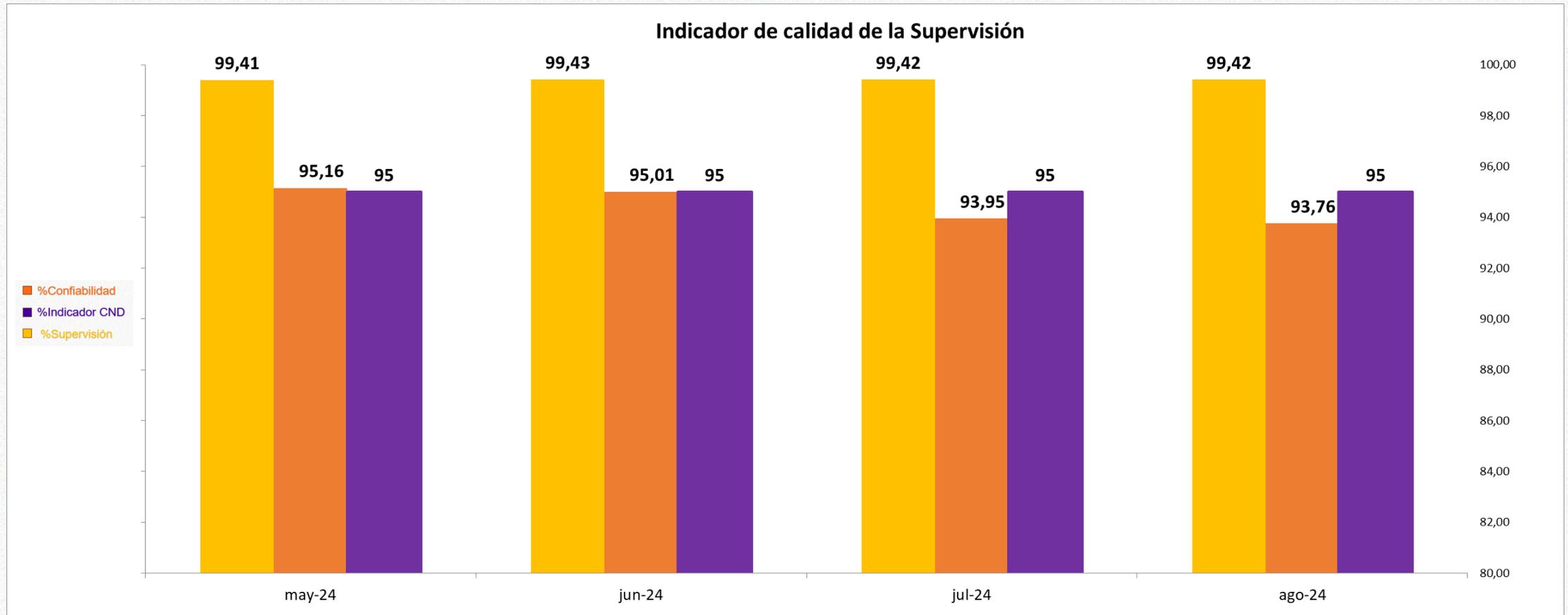
# Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

MC	# Días	Máxima desviaciones permitidas	% desviaciones permitidas	% desviaciones Junio	% desviaciones Julio	% desviaciones Agosto	Desviaciones Agosto	# Días acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Centro	31	60	8.1%	0.3%	3.4%	0.1%	1	244	86	1.5%
MC-Oxy	31	60	8.1%	24.7%	7.1%	0.9%	7	244	602	10.3%
MC-Quindio	31	60	8.1%	17.5%	10.6%	5.6%	42	244	1023	17.5%
MC-Pereira	31	60	8.1%	14.4%	6.2%	7.4%	55	244	1062	18.1%
MC-Rubiales	31	60	8.1%	1.4%	14.2%	7.5%	56	244	1036	17.7%
MC-Antioquia	31	60	8.1%	14.9%	17.3%	9.0%	67	244	1144	19.5%
MC-Caldas	31	60	8.1%	14.2%	17.1%	14.4%	107	244	942	16.1%
MC-Nariño	31	60	8.1%	6.3%	10.5%	16.1%	120	244	632	10.8%
MC-Santander	31	60	8.1%	19.6%	19.1%	16.5%	123	244	1634	27.9%
MC-NorSantander	31	60	8.1%	19.7%	16.4%	22.3%	166	244	1313	22.4%
MC-Cirainfanta	31	60	8.1%	27.6%	32.1%	22.8%	170	244	2095	35.8%
MC-Tolima	31	60	8.1%	42.9%	36.3%	28.1%	209	244	2148	36.7%
MC-Tulua	31	60	8.1%	39.2%	33.1%	28.8%	214	244	2150	36.7%
MC-Celsia	31	60	8.1%	29.9%	20.0%	29.2%	217	244	2193	37.4%
MC-Bolivar	31	60	8.1%	26.7%	24.1%	30.8%	229	244	2095	35.8%
MC-Planeta	31	60	8.1%	38.9%	39.9%	32.0%	238	244	2231	38.1%
MC-Boyaca	31	60	8.1%	30.0%	38.8%	33.5%	249	244	2377	40.6%
MC-Choco	31	60	8.1%	37.8%	44.0%	35.8%	266	244	2226	38.0%
MC-Huila	31	60	8.1%	41.5%	26.7%	37.6%	280	244	2560	43.7%
MC-CordobaSucre	31	60	8.1%	42.5%	34.9%	39.0%	290	244	2317	39.6%
MC-Meta	31	60	8.1%	16.3%	21.6%	39.8%	296	244	1685	28.8%
MC-Casanare	31	60	8.1%	27.9%	44.5%	40.3%	300	244	2312	39.5%
MC-Cali	31	60	8.1%	25.6%	22.8%	41.5%	309	244	1774	30.3%
MC-Cesar	31	60	8.1%	44.0%	29.2%	41.9%	312	244	3069	52.4%
MC-Caqueta	31	60	8.1%	28.9%	37.1%	42.9%	319	244	2262	38.6%
MC-Cartago	31	60	8.1%	40.8%	40.2%	44.1%	328	244	2819	48.1%
MC-Atlantico	31	60	8.1%	40.0%	26.1%	45.6%	339	244	2229	38.1%
MC-SanFernando	31	60	8.1%	38.2%	46.9%	47.4%	353	244	2898	49.5%
MC-Cauca	31	60	8.1%	60.3%	37.4%	47.8%	356	244	2205	37.7%
MC-GM	31	60	8.1%	45.6%	45.4%	48.8%	363	244	2964	50.6%
MC-Guaviare	31	60	8.1%	43.9%	46.2%	51.2%	381	244	2940	50.2%
MC-Putumayo	31	60	8.1%	37.1%	53.2%	54.7%	407	244	2686	45.9%
MC-BajoPutumayo	31	60	8.1%	50.4%	56.0%	55.1%	410	244	3251	55.5%
MC-Arauca	31	60	8.1%	44.0%	46.9%	55.8%	415	244	2745	46.9%
MC-Cerromatoso	31	60	8.1%	50.0%	70.7%	63.4%	472	244	3211	54.8%
MC-Emec	31	60	8.1%	84.4%	77.4%	77.0%	573	244	4684	80.0%
MC-Drummond	31	60	8.1%	91.4%	89.9%	80.2%	597	244	4698	80.2%
MC-MagdalenaEcop	31	60	8.1%	65.8%	87.0%	80.2%	597	244	1718	29.3%
MC-Intercor	31	60	8.1%	80.8%	89.4%	87.2%	649	244	4905	83.8%
MC-DrummondLoma	31	60	8.1%	88.5%	91.5%	87.8%	653	244	4927	84.1%
MC-Ternium	31	60	8.1%	84.2%	87.2%	89.2%	664	244	4250	72.6%
MC-TubosCaribe	31	60	8.1%	86.3%	76.3%	90.1%	670	244	4964	84.8%

\*Información actualizada el 30 de septiembre de 2024

# Indicador de calidad de la supervisión

■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Indicador CND



\*Información correspondiente al indicador del mes de agosto 2024

**Estados de emergencia y alerta en el SIN**

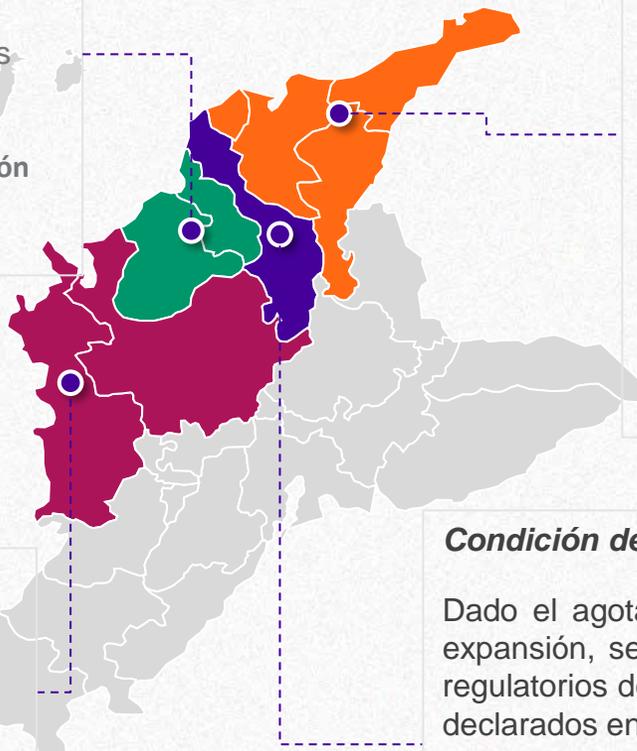
## Definiciones de los estados de alerta y emergencia

**Estado de Alerta:** Es un 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.

**Estado de Emergencia:** Es el 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.

# Subáreas del SIN que mantienen, en el horizonte del largo plazo, la declaración de estado de alerta o emergencia

**Sub área Córdoba – Sucre:** Ante los altos niveles de carga, durante la operación se han presentados sobrecargas en red completa de los ATR's de Chinú, insuficiencia del esquema asociado a estos equipos y condiciones de colapso de tensión frente a las contingencias **Nueva Montería – Río Sinú 110 kV, Sierra Flor – Tolviejo 110 kV, Chinú – Coveñas 110 kV** que genera baja tensión Río Sinú y riesgo desatención de la demanda de Tierra Alta y Río Sinú.



## Red de DISPAC - Chocó:

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

**Subárea GCM:** Dada la evidencia de que algunos nodos del área Caribe, especialmente en los nodos de las subáreas GCM y Bolívar, son vulnerables a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión por falla (FIDVR), desde abril de 2022 se declaró en condición de emergencia la subárea GCM. En el horizonte del largo plazo no se tienen proyectos definidos que eliminen la susceptibilidad de la subárea GCM a la ocurrencia de este fenómeno.

Los proyectos que brindan fortaleza de red permiten mitigar la probabilidad de ocurrencia del FIDVR al reducir ante fallas la magnitud de la caída de tensión.

- Valledupar 1 y 12 220/34,5/13,8 kV / demanda en Valledupar 34.5 y 13.8 kV y Guatapurí 34.5 kV.
- Tolviejo – Sierra Flor, Boston - Sierra Flor, Chinú – Coveñas, Coveñas–Tolviejo 110 kV / Baja tensión en nodos de Córdoba – Sucre y Bolívar.

## Condición de emergencia nodos en configuración radial del área Caribe

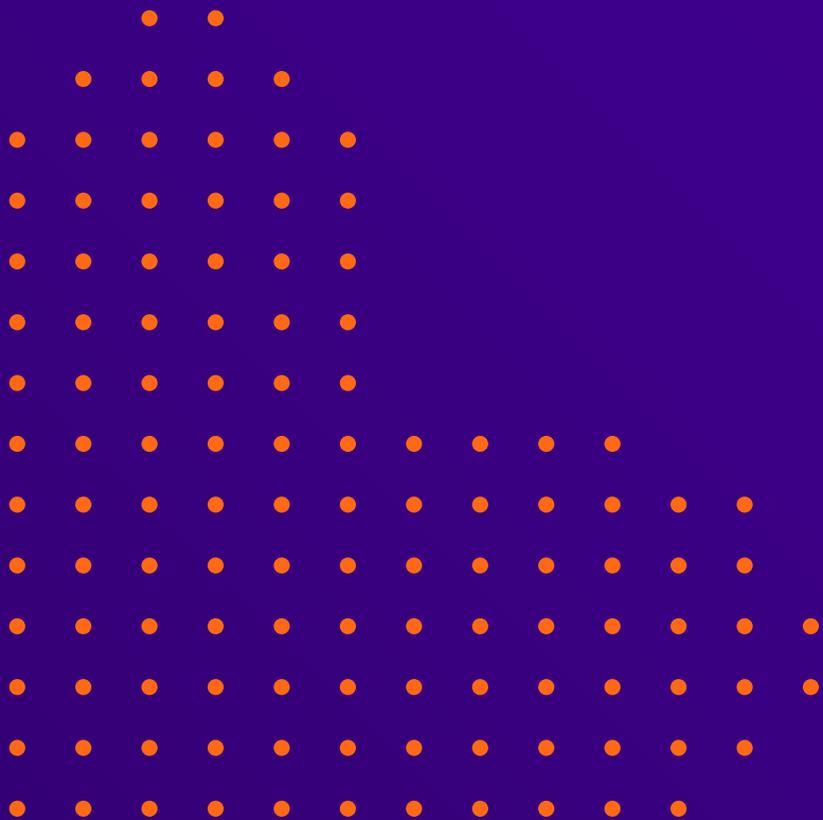
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición de emergencia los nodos:

**GCM:** El Banco, San Juan 110 kV y Guatapurí 34.5 kV.

**Bolívar:** San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV, Plato 34.5 kV.

**Córdoba Sucre:** Mompox 110 kV.

De estos nodos, es de resaltar que no hay proyectos definidos en el horizonte del largo plazo para solventar la condición de emergencia en los nodos El Banco 110 kV y Mompox 110 kV.



# Gracias

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión