

# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-017

Jueves, 05 de septiembre 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 – 017  
Jueves 05 de septiembre de 2024**

# AGENDA

**1- SEGUIMIENTO A VARIABLES**

**2- EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS**

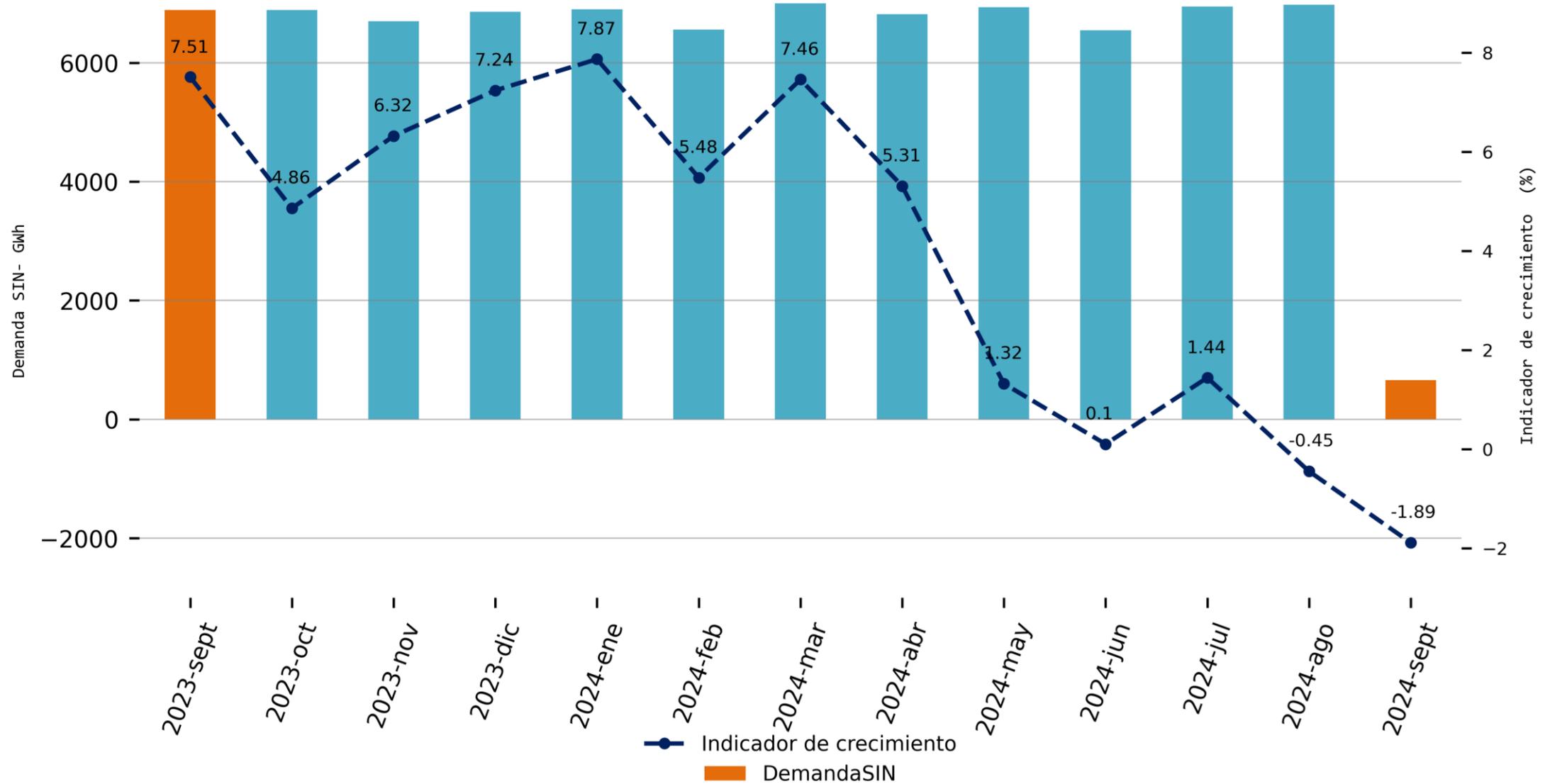
**3- SITUACIONES OPERATIVAS**

# 1 – SEGUIMIENTO A VARIABLES

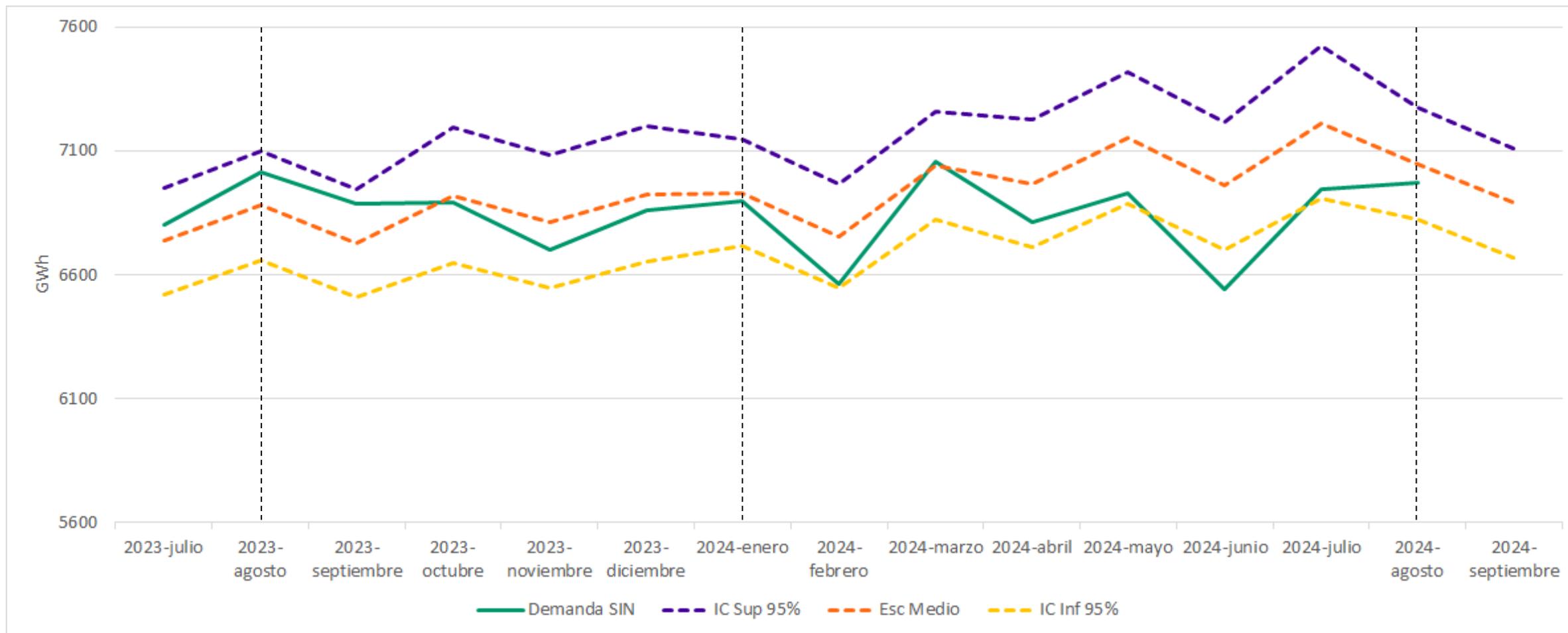


**¿Cómo ha venido  
evolucionando la demanda  
de energía?**

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



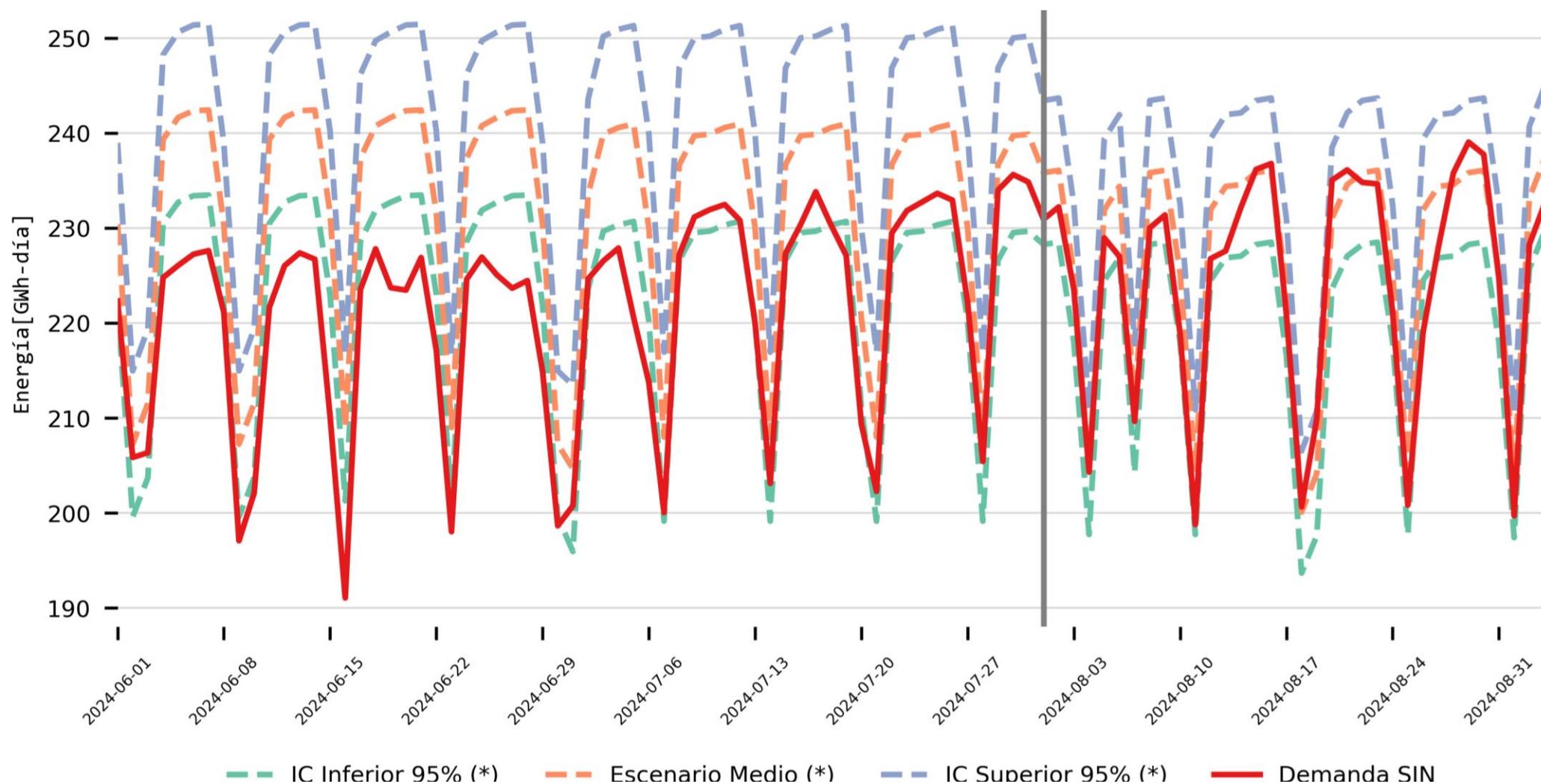
# Seguimiento Mensual Demanda



(\*) 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.

# Seguimiento Diario Demanda



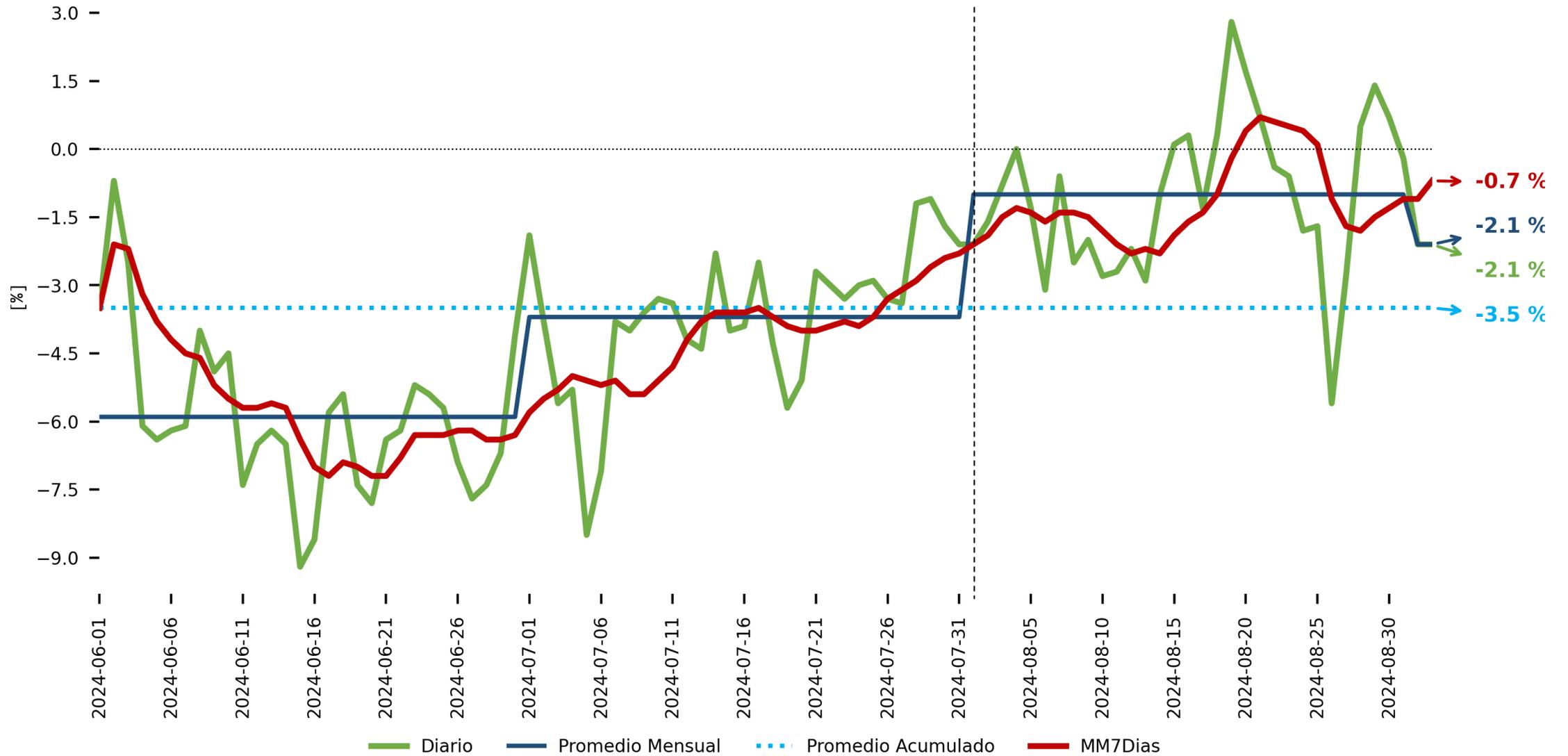
(\*) IC inferior 95%, Medio e IC Superior 95% son valores diarios calculados por el CND a partir de las proyecciones de demanda de la UPME.

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 2024-09-03

Información actualizada el 2024-09-05

# Seguimiento Diaria Demanda

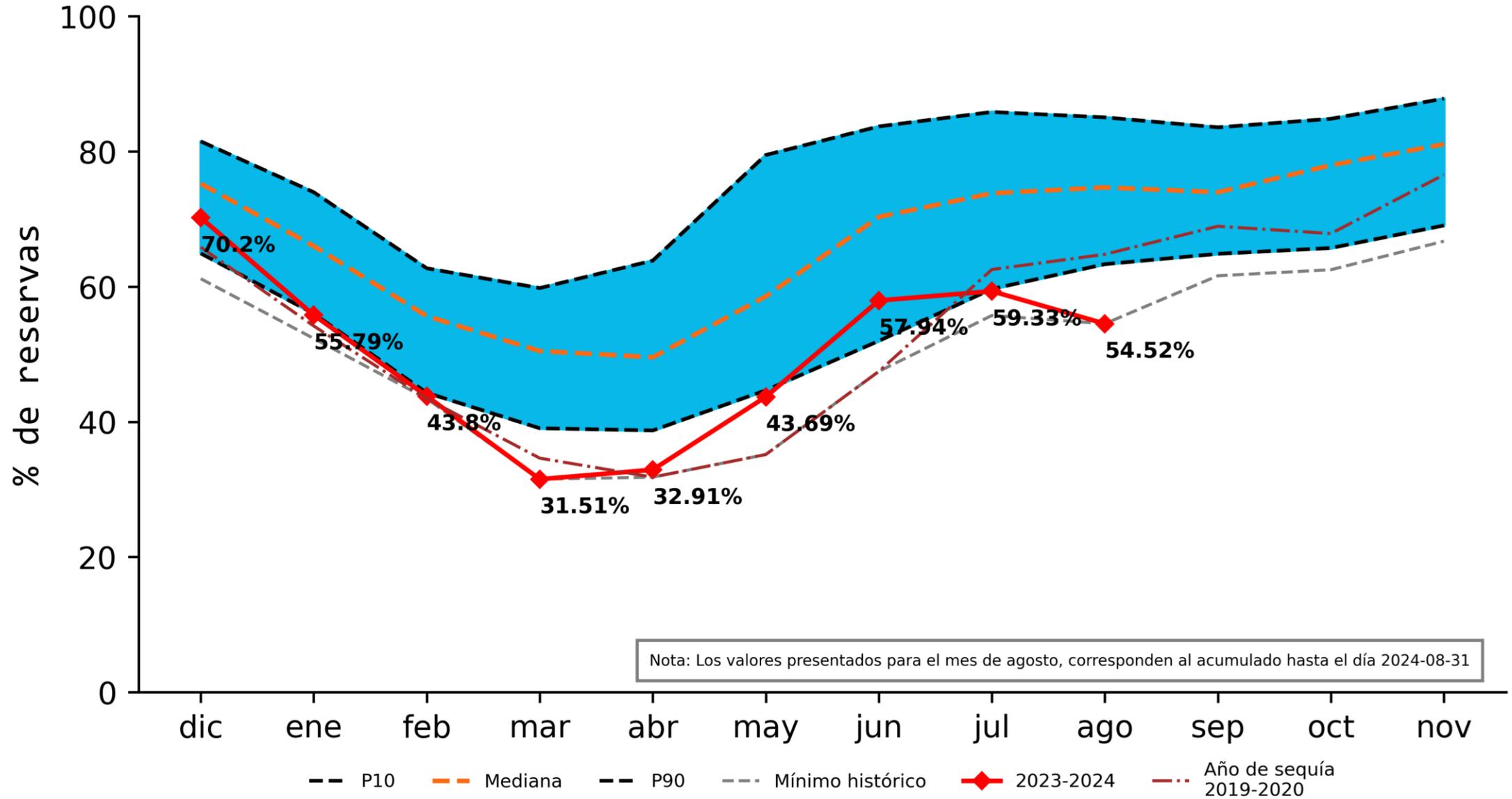


Para la determinación de los valores diarios calculados por el CND previos al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME actualizadas en enero del 2024 y para los valores posteriores al 1 de agosto de 2024 son consideradas las proyecciones UPME de agosto del 2024.

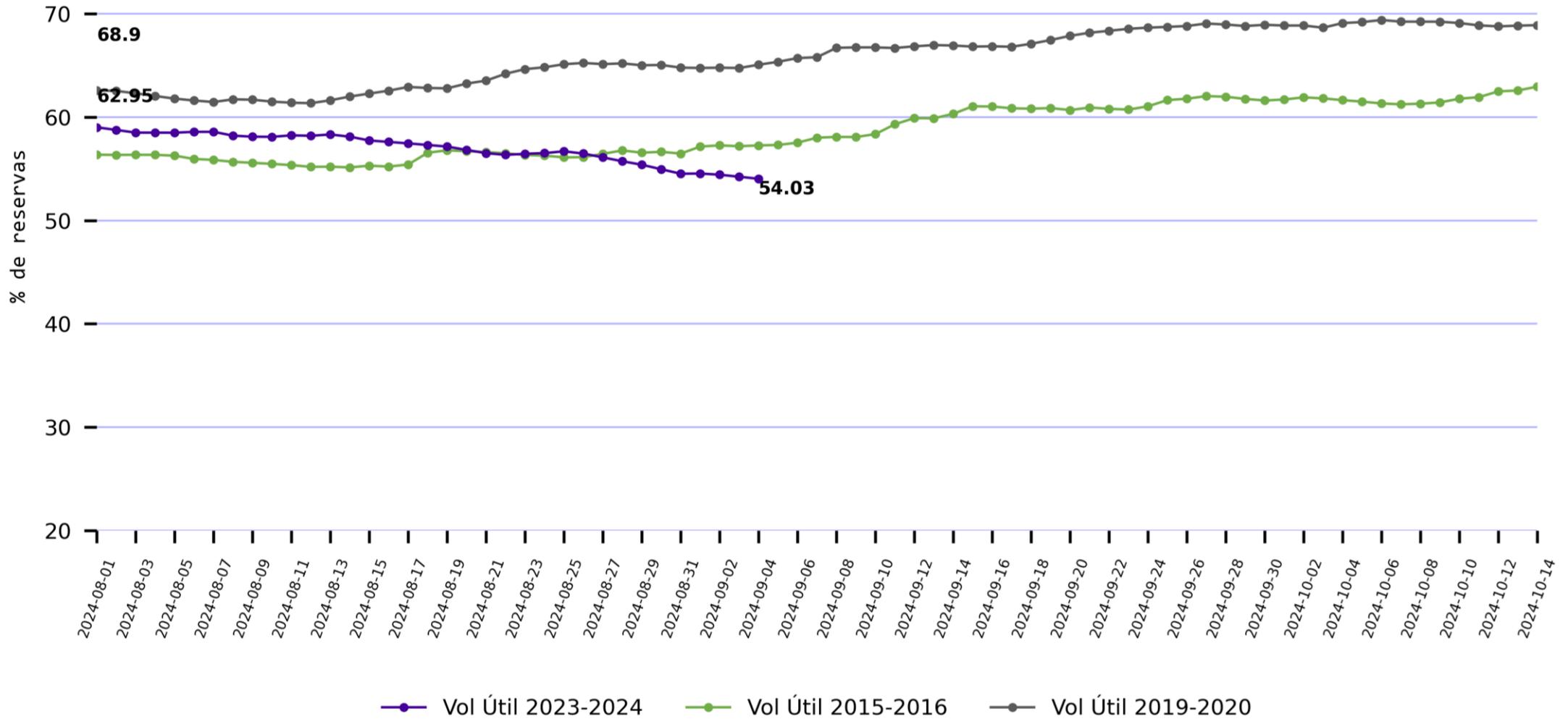
# ¿Cómo está la situación energética?



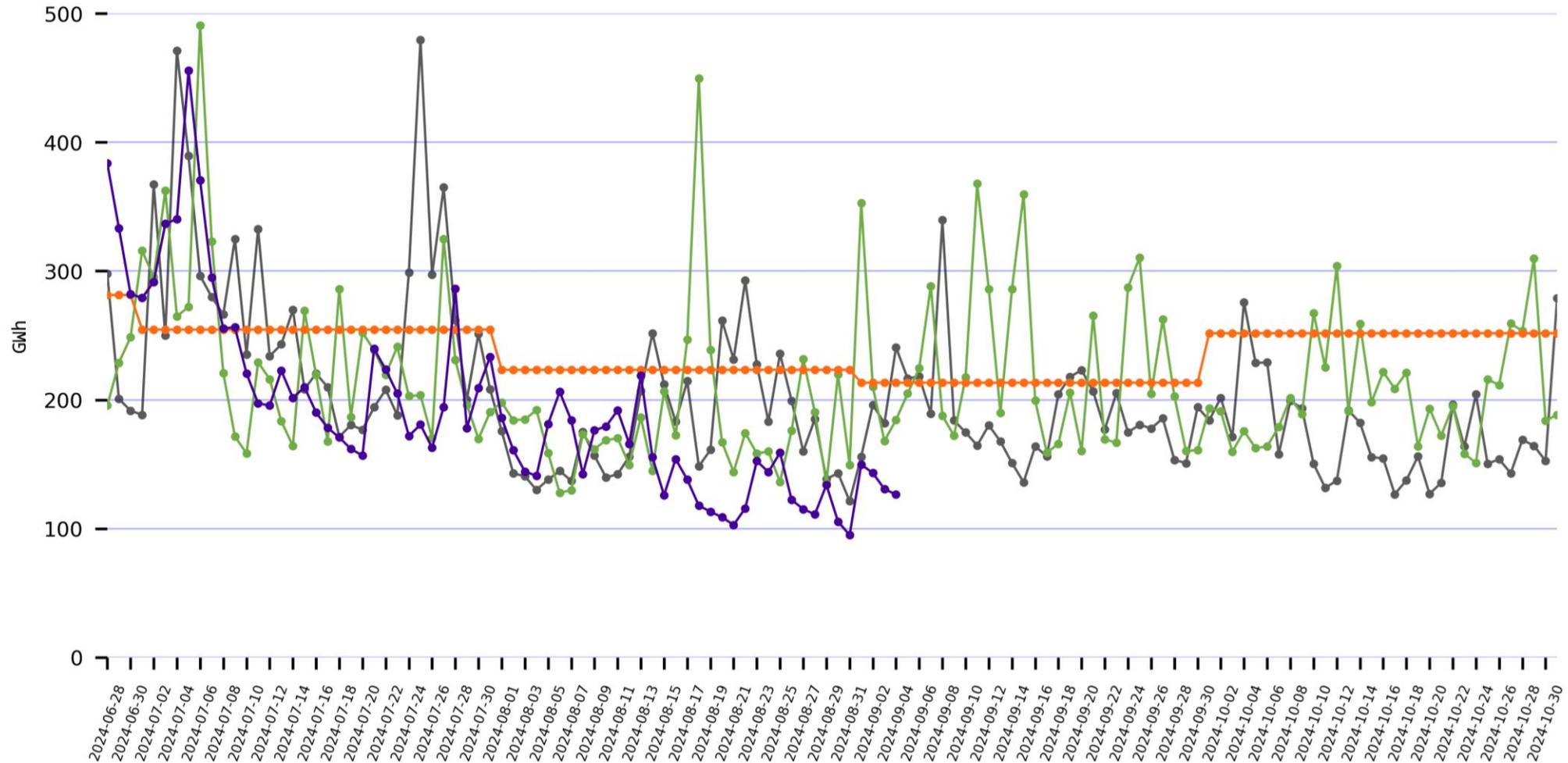
# Reservas hídricas



# Reservas hídricas diarias



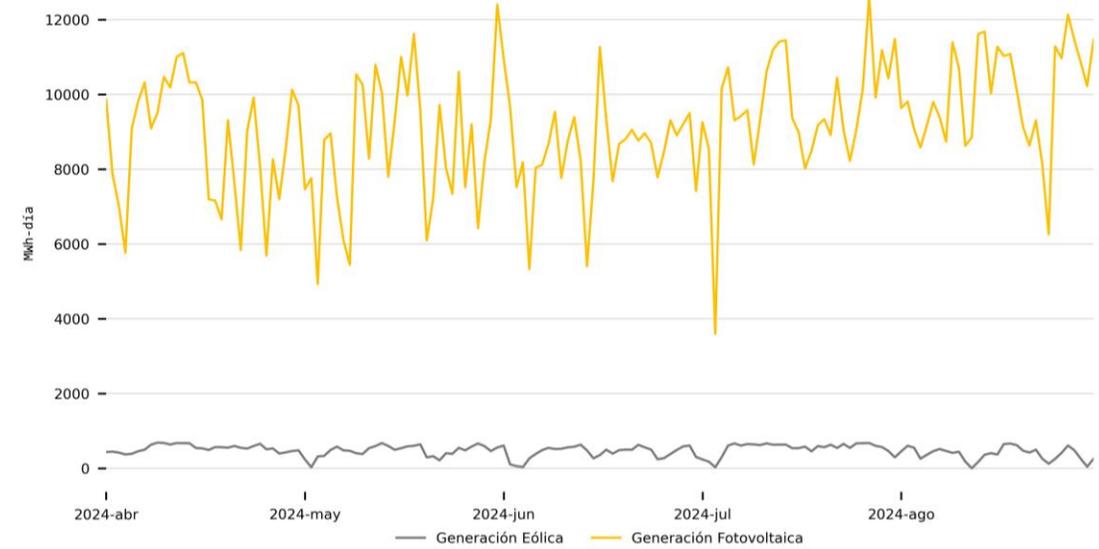
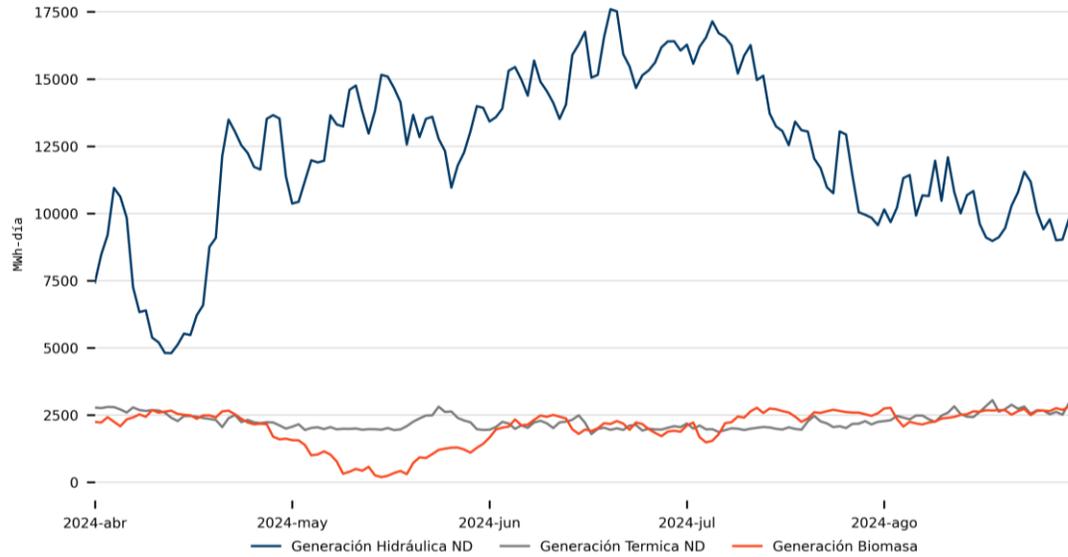
# Aportes hídricos diarios



—●— Aportes hídricos   
 —●— Media histórica de aportes hídricos   
 —●— Aportes hídricos periodo 2015-2016\*   
 —●— Aportes hídricos periodo 2019-2020\*

\*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

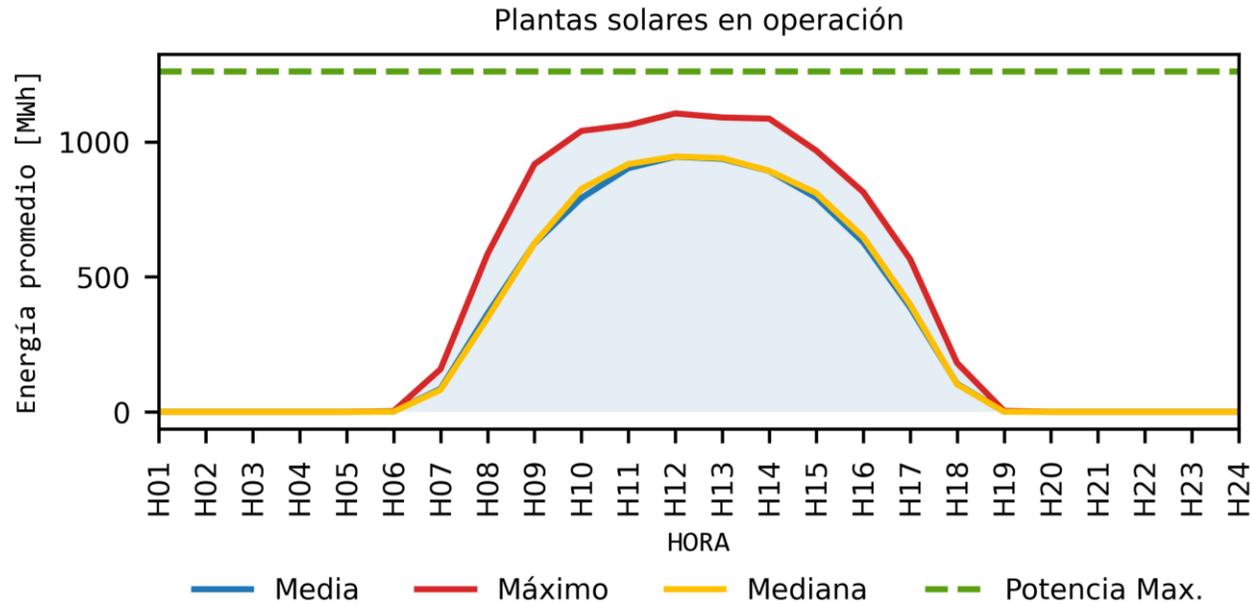


| Gen Prom [GWh/día] | Hidráulica | Térmica | Biomasa | Total |
|--------------------|------------|---------|---------|-------|
| abr-24             | 9.03       | 2.37    | 2.47    | 13.87 |
| may-24             | 12.96      | 0.88    | 2.15    | 15.99 |
| jun-24             | 15.24      | 2.09    | 2.09    | 19.42 |
| jul-24             | 14.07      | 2.36    | 2.07    | 18.50 |
| ago-24             | 10.25      | 2.52    | 2.55    | 15.31 |
| sep-24             | 10.09      | 2.99    | 2.71    | 15.79 |

| Gen Prom [GWh/día] | Solar | Eólica | Total |
|--------------------|-------|--------|-------|
| abr-24             | 8.7   | 0.5    | 9.3   |
| may-24             | 8.6   | 0.5    | 9.0   |
| jun-24             | 8.7   | 0.4    | 9.1   |
| jul-24             | 9.4   | 0.5    | 10.0  |
| ago-24             | 10.0  | 0.4    | 10.4  |
| sep-24             | 10.8  | 0.1    | 10.9  |

Al 31 de agosto del 2024 se tienen 1256.15 MW de Plantas solares en operación comercial y 568.36 MW en etapa de pruebas y 32MW de plantas eólicas en pruebas.

# Curva Generación Solar - Plantas en Operación



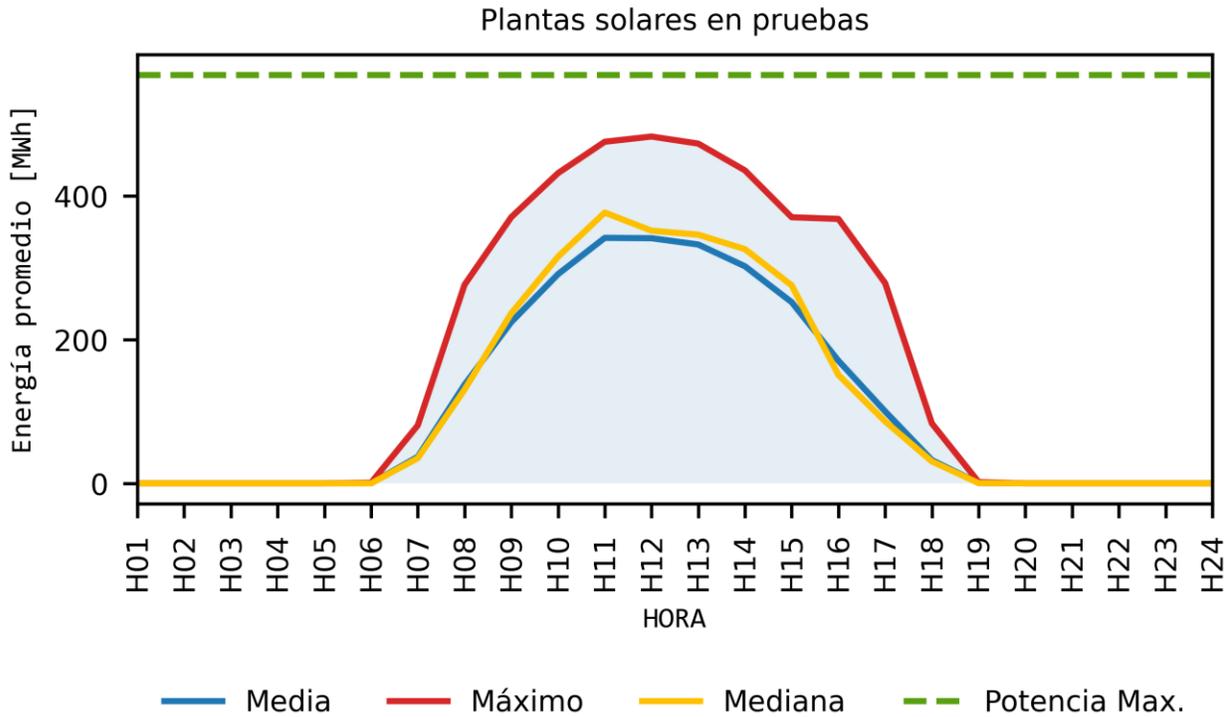
Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de agosto de 2024 hasta el 31 de agosto de 2024. Adicionalmente, al 31 de agosto de 2024 se cuentan con 33 plantas solares en operación con CEN menor a 5 MW.

Información actualizada el 2024-09-05

Información hasta el 2024-08-31

| Planta                      | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] | Factor de planta [%] |
|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| LATAM SOLAR LA LOMA         | 150                          | 721.09                        | 20.0%                |
| FUNDACION                   | 90                           | 654.47                        | 30.3%                |
| PARQUE SOLAR LA UNION       | 100                          | 645.15                        | 26.9%                |
| PORTON DEL SOL              | 102                          | 594.04                        | 24.3%                |
| PARQUE SOLAR TEPUY          | 83                           | 577.89                        | 29.0%                |
| LA MATA                     | 80                           | 501.14                        | 26.1%                |
| EL PASO                     | 68                           | 498.02                        | 30.5%                |
| Plantas no DC mayores a 5MW | 531.52                       | 3083.27                       |                      |
| Plantas menores a 5MW       | 61.53                        | 190.02                        |                      |
| Total                       | 1266.05                      | 7465.08                       |                      |

# Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

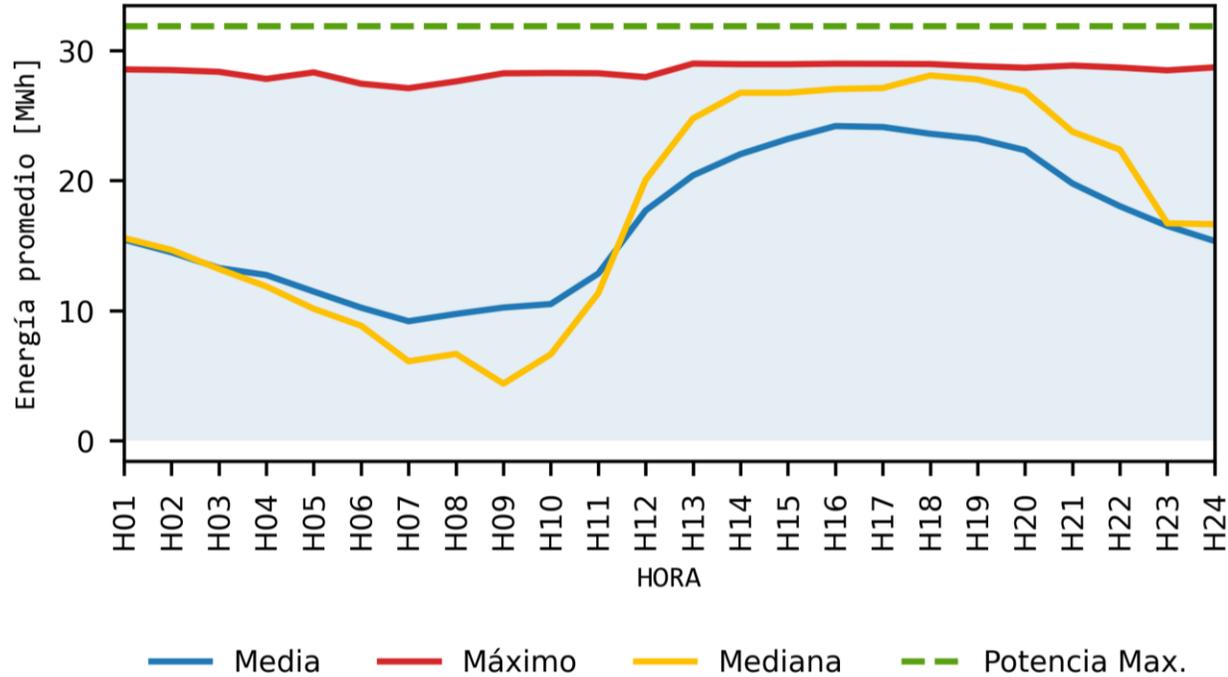


| Planta                     | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| GUAYEPO                    | 370                          | 1687.88                       |
| CARACOLI I                 | 50                           | 267.42                        |
| SUNNORTE                   | 35                           | 174.2                         |
| BSB 503                    | 19.9                         | 94.51                         |
| BSB 504                    | 19.9                         | 93.73                         |
| CELSIA SOLAR BUGALAGRANDE  | 9.9                          | 63.98                         |
| NUMBANA                    | 9.9                          | 54.31                         |
| GUAMO                      | 9                            | 52.12                         |
| JEQUES                     | 9.9                          | 51.7                          |
| CELSIA SOLAR PUERTO TEJADA | 19.9                         | 18.37                         |
| Plantas menores a 5MW      | 5.06                         | 3.65                          |
| <b>Total</b>               | <b>558.46</b>                | <b>2561.85</b>                |

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de agosto de 2024 hasta el 31 de agosto de 2024. Adicionalmente, al 31 de agosto de 2024 se cuentan con 3 plantas solares en pruebas con CEN menor a 5 MW.

# Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas

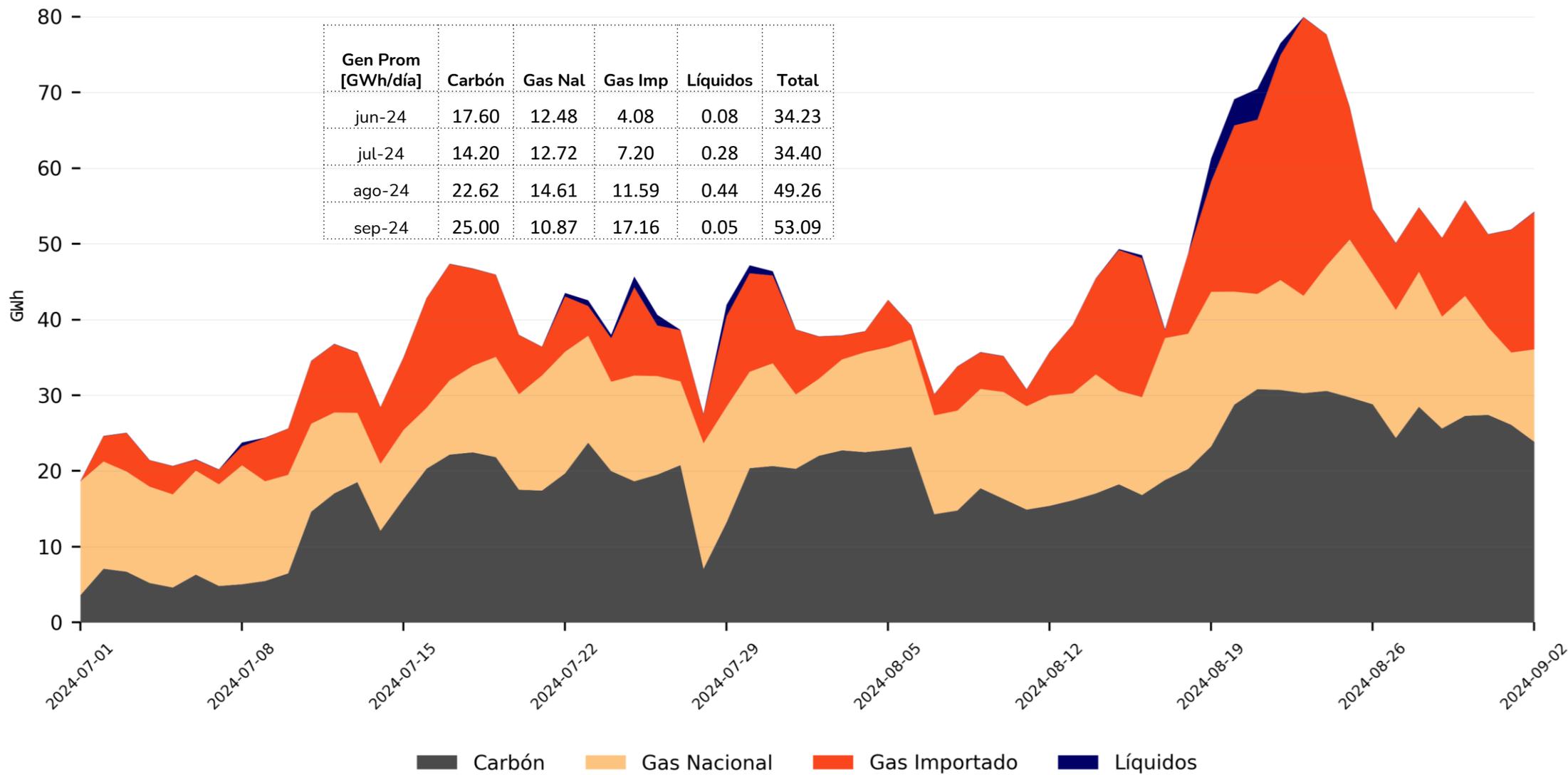
Plantas eólicas en pruebas

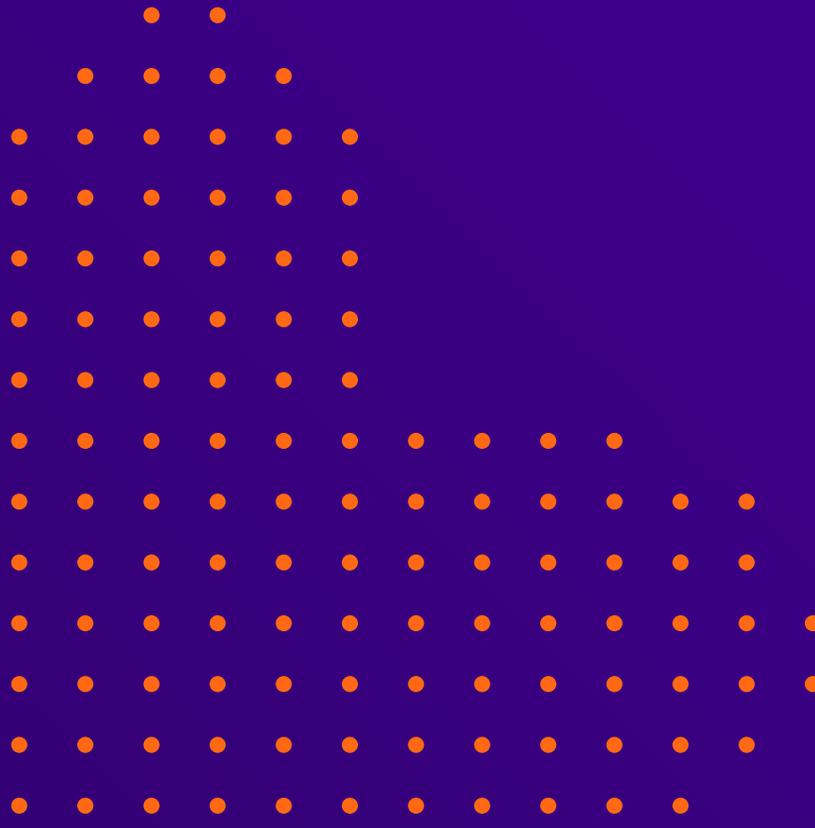


| Planta                  | Capacidad Efectiva Neta [MW] | Generación Promedio [MWh-día] |
|-------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| PARQUE EOLICO GUAJIRA I | 19.9                         | 227.82                        |
| PARQUE EOLICO WESP01    | 12                           | 172.79                        |
| Total                   | 31.9                         | 400.61                        |

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de agosto de 2024 hasta el 31 de agosto de 2024.

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente





# Exportaciones Ecuador

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión

Vigente desde el despacho del 17 de agosto para la operación del 18 de agosto hasta el 30 de noviembre de 2024.

Las exportaciones de energía eléctrica se realizarán únicamente haciendo uso de alguna de las siguientes alternativas de generación, siempre que la alternativa elegida, no se requiera en el despacho nacional:

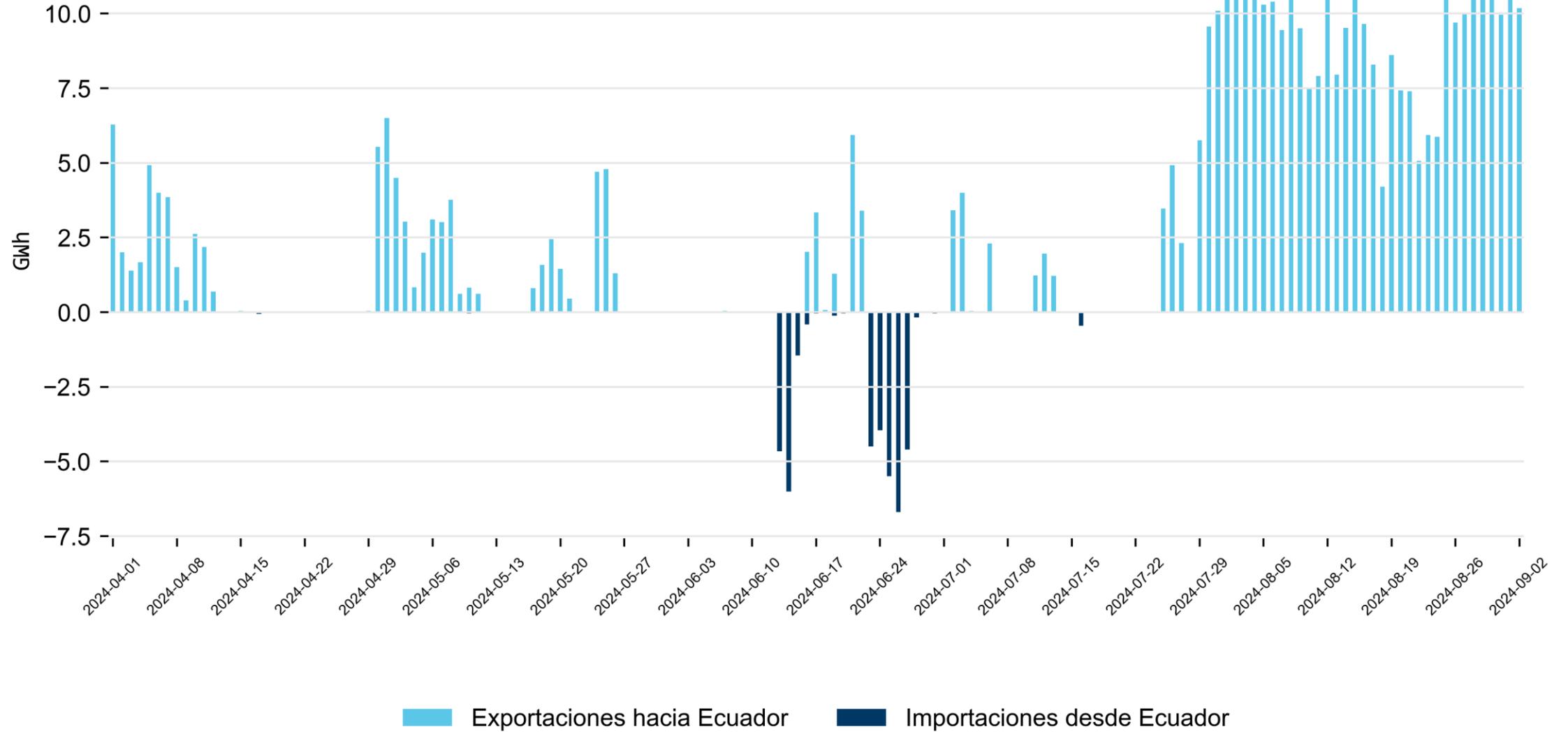
1. De la generación de plantas térmicas que operen con combustibles líquidos.
2. De la generación de plantas térmicas despachadas centralmente.
3. De la generación de cualquier planta del SIN, aplicando las reglas establecidas en las Resoluciones CREG 004 de 2003, CREG 014 de 2004, CREG 025 de 1995, CREG 112 de 1998.

Para dar cumplimiento a lo establecido en las alternativas 1 y 2 el CND usará las reglas establecidas en los numerales 1 y 2 del Anexo 4 de la Resolución CREG 155 de 2014.

Para las alternativas 1 y 2, el ASIC liquidará y facturará todos los costos en los que incurra el mercado exportador, usando las reglas establecidas en los numerales 2, 3 y 4 del Anexo 2 de la Resolución CREG 026 de 2014 y el numeral 3 del anexo 4 de la Resolución CREG 155 de 2014.

Se inicia aplicación con la alternativa 2, el MME conforme al seguimiento y análisis de las variables energéticas y eléctricas, podrá modificar mediante circular la alternativa de generación a utilizar, además podrá derogar o prorrogar la aplicación de las medidas dispuestas en la resolución mediante Circular.

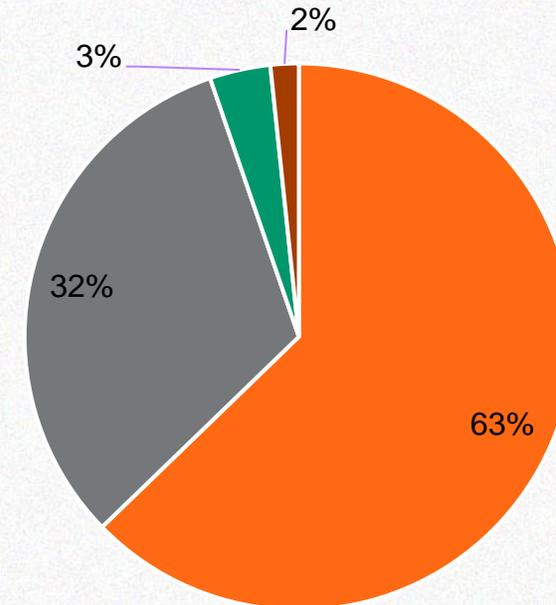
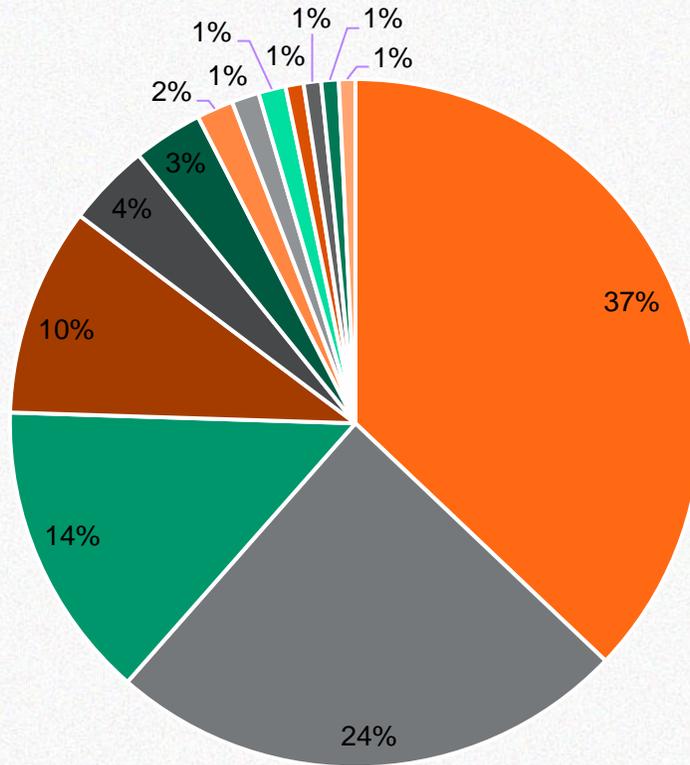
# Importaciones y exportaciones de energía



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

# Recursos programados para Ecuador 18 de agosto a 4 de septiembre

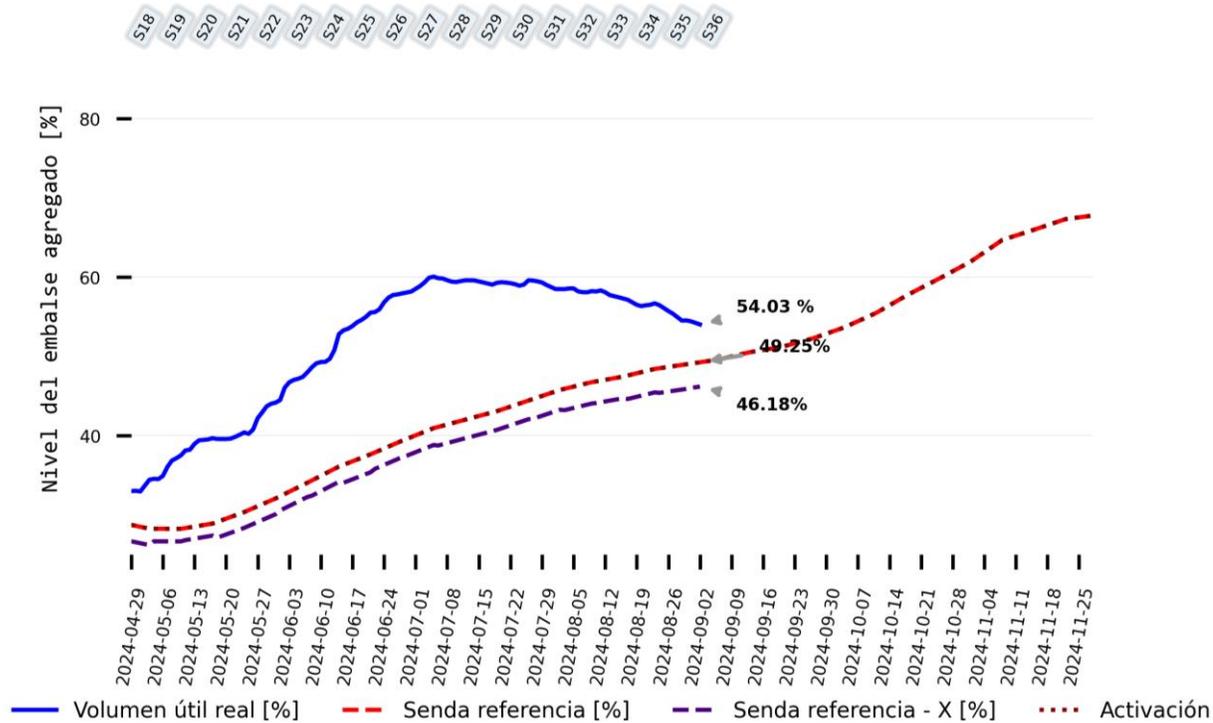
- TERMOVALLE CC
- TERMOEMCALI CC
- TEBSAB CC
- FLORES 4 CC
- FLORES I CC
- OTROS
- MERILECTRICA 1
- TERMOCARIBE III 1
- TESORITO
- GUAJIRA 1
- GUAJIRA 2
- GECELCA 32
- TASAJERO 1



- LIQUIDOS
- GAS
- CARBÓN
- MEZCLA GAS-CARBÓN

# 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 [%] |
|------------|-----------|--------------|----------------------|-----------------|--------------------|
| 2024-08-17 | 47.35     | 57.45        | 10.11                | 0.1             | -0.14              |
| 2024-08-18 | 47.45     | 57.3         | 9.85                 | 0.1             | -0.15              |
| 2024-08-19 | 47.59     | 57.15        | 9.56                 | 0.14            | -0.16              |
| 2024-08-20 | 47.73     | 56.82        | 9.1                  | 0.14            | -0.32              |
| 2024-08-21 | 47.86     | 56.51        | 8.64                 | 0.14            | -0.31              |
| 2024-08-22 | 48        | 56.34        | 8.34                 | 0.14            | -0.16              |
| 2024-08-23 | 48.14     | 56.45        | 8.3                  | 0.14            | 0.1                |
| 2024-08-24 | 48.28     | 56.51        | 8.23                 | 0.14            | 0.07               |
| 2024-08-25 | 48.42     | 56.69        | 8.27                 | 0.14            | 0.17               |
| 2024-08-26 | 48.5      | 56.47        | 7.97                 | 0.08            | -0.22              |
| 2024-08-27 | 48.59     | 56.1         | 7.51                 | 0.08            | -0.37              |
| 2024-08-28 | 48.67     | 55.72        | 7.06                 | 0.08            | -0.37              |
| 2024-08-29 | 48.75     | 55.39        | 6.63                 | 0.08            | -0.34              |
| 2024-08-30 | 48.84     | 54.95        | 6.11                 | 0.08            | -0.44              |
| 2024-08-31 | 48.92     | 54.52        | 5.6                  | 0.08            | -0.43              |
| 2024-09-01 | 49        | 54.54        | 5.53                 | 0.08            | 0.02               |
| 2024-09-02 | 49.09     | 54.42        | 5.34                 | 0.08            | -0.11              |
| 2024-09-03 | 49.17     | 54.23        | 5.06                 | 0.08            | -0.2               |
| 2024-09-04 | 49.25     | 54.03        | 4.78                 | 0.08            | -0.2               |

|                         | Desahorro frente a senda | Días Para cruzar la senda |
|-------------------------|--------------------------|---------------------------|
| <b>Promedio 7 días</b>  | -0,33%                   | 21                        |
| <b>Promedio 15 días</b> | -0,28%                   | 25                        |
| <b>Promedio 30 días</b> | -0,26%                   | 27                        |

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.

Información hasta el 2024-09-04

Información actualizada el 2024-09-05



## Seguimiento energético - Invierno 2024



### Rango de fechas

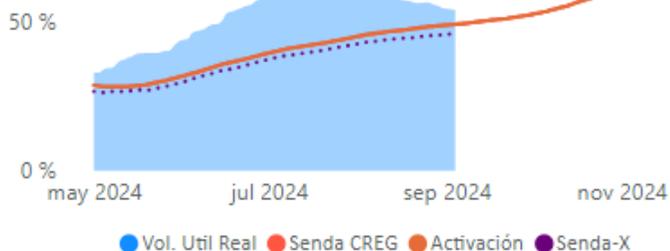
01/05/2024 30/11/2024

REFERENCIA CREG

### Comparación de valores Real vs Referencia ⓘ

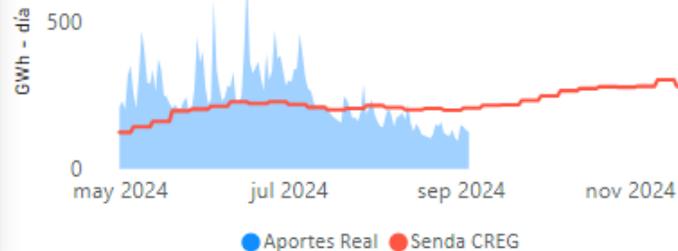
|       | Embalse | Aportes  | Demanda   | Hidráulica | Térmica   | Men&FERNC | Neto Acum. Imp-Exp |
|-------|---------|----------|-----------|------------|-----------|-----------|--------------------|
| [%]   | 4,78 %  | 22,26 %  | -4,28 %   | 6,76 %     | -41,48 %  | 33,88 %   |                    |
| [GWh] | 828,44  | 5.661,82 | -1.253,17 | 1.237,93   | -3.348,87 | 827,96    | -388,76            |

### Embalse Agregado



Información hasta el: 2024-09-04

### Aportes



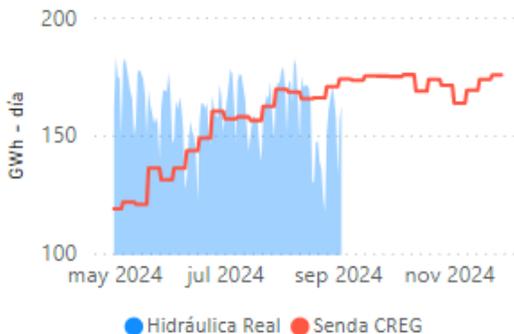
Información hasta el: 2024-09-04

### Demanda



Información hasta el: 2024-09-03

### Hidráulica



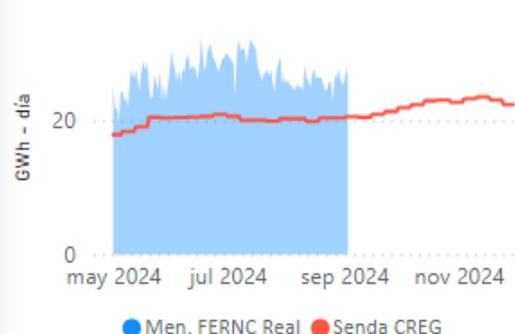
Información hasta el: 2024-09-03

### Térmica

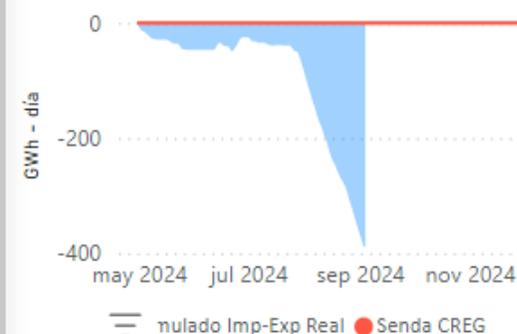


Información hasta el: 2024-09-03

### Menores y FERNC



### Acumulado Imp-Exp



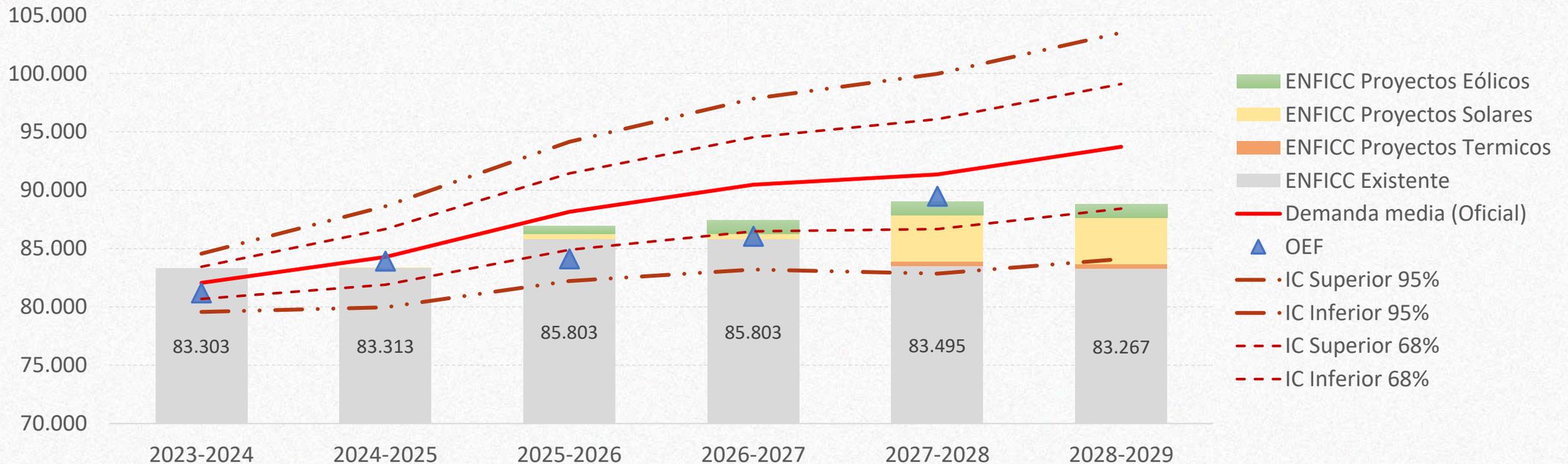


# 3 – EXPECTATIVAS ENERGÉTICAS

# Balance ENFICC - Demanda

# Balance ENFICC - Demanda

## ENFICC vs Demanda [GWh/año]



### Consideraciones

1. Para cada una de las siguientes vigencias no se considera la ENFICC de las plantas que no tienen OEF:

2023-2024 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro y Termoyopal1;

2024-2025 → Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termocentro, Termoyopal1 y Termoyopal2;

2025-2026 y 2026-2027 → Cartagena 3 y Termoyopal1;

2027-2028 → Guajira 1, Guajira 2, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Termoyopal 1, Termoyopal 2.

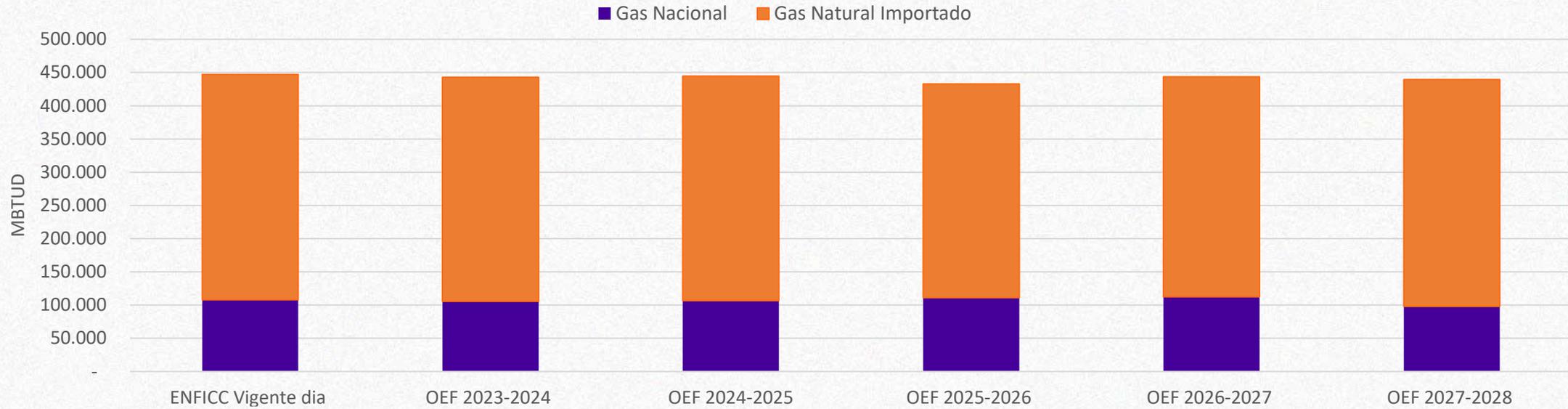
2. Se consideran las mejoras de IHF de Merilectrica para cada vigencia.

3. Se considera la ENFICC de los proyectos eólicos y solares de acuerdo con la vigencia para la cual tienen OEF. En el caso de las eólicas que se conectan a Colectora y Cuestecitas se consideran a partir de la vigencia para la cual se espera contar con el proyecto de transmisión.

4. Los valores de demanda tienen descontada la energía contratada por las PNDC. Para la última vigencia se supuso el mismo valor de la vigencia inmediatamente anterior.

5. La demanda de la vigencia 2023-2024, de dic2023 a mar2024, corresponde a la actualización de demanda presentada por UPME en diciembre de 2023, mientras que de abr2024 a nov2024 la demanda corresponde a la presentada por UPME en julio de 2024. El resto de vigencias tiene la actualización de demanda de julio de 2024 presentada por UPME.

# Consumo Gas Natural ENFICC - OEF



| Combustible           | ENFICC Vigente día |         | OEF 2023-2024 |         | OEF 2024-2025 |         | OEF 2025-2026 |         | OEF 2026-2027 |         | OEF 2027-2028 |         |
|-----------------------|--------------------|---------|---------------|---------|---------------|---------|---------------|---------|---------------|---------|---------------|---------|
|                       | [MWh/día]          | [MBTUD] | [MWh/día]     | [MBTUD] | [MWh/día]     | [MBTUD] | [MWh/día]     | [MBTUD] | [MWh/día]     | [MBTUD] | [MWh/día]     | [MBTUD] |
| Gas Nacional          | 12,913             | 108,066 | 12,774        | 105,447 | 13,037        | 106,559 | 13,312        | 111,111 | 13,487        | 112,699 | 12,110        | 98,085  |
| Gas Natural Importado | 47,175             | 338,893 | 47,176        | 337,483 | 47,247        | 337,997 | 44,917        | 321,657 | 46,207        | 331,014 | 47,503        | 341,228 |
| Total                 | 60,088             | 446,959 | 59,949        | 442,930 | 60,284        | 444,556 | 58,229        | 432,769 | 59,693        | 443,713 | 59,613        | 439,312 |

# Panorama Energético 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.

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>



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

\* cálculo por el CND a resolución semanal

## Hidrología

**1 H 1993-1995:**  
Hidrología histórica del periodo 1993 a 1995

**2 H 1992-1994:**  
Hidrología histórica del periodo 1992 a 1994

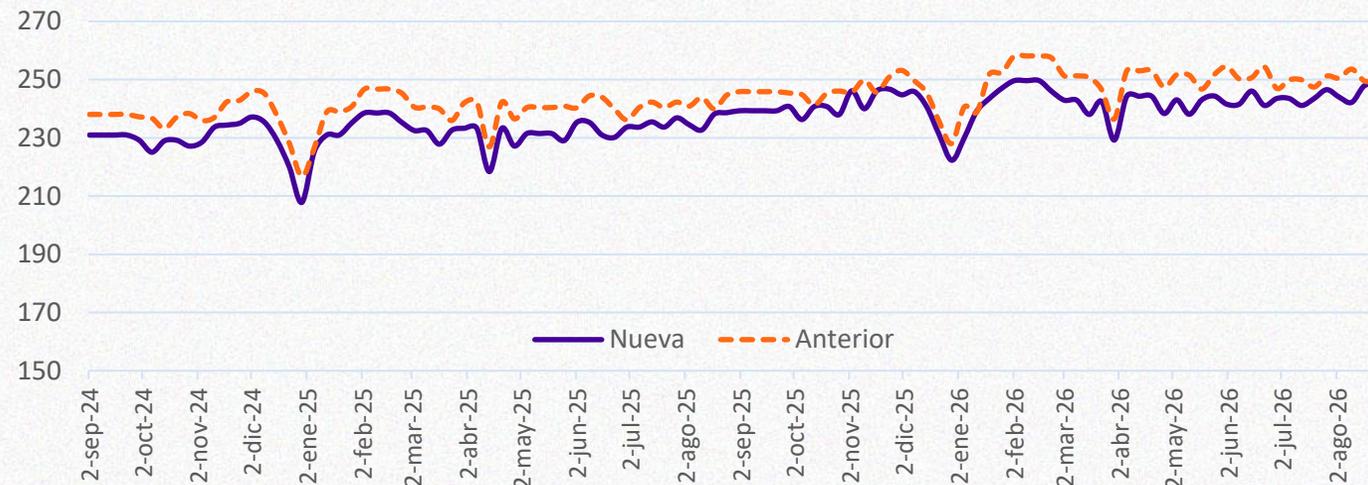
**3 H 2020-2022:**  
Hidrología histórica del periodo 2020 a 2022

**4 H Esperado CNO:**  
Hidrología esperada CNO

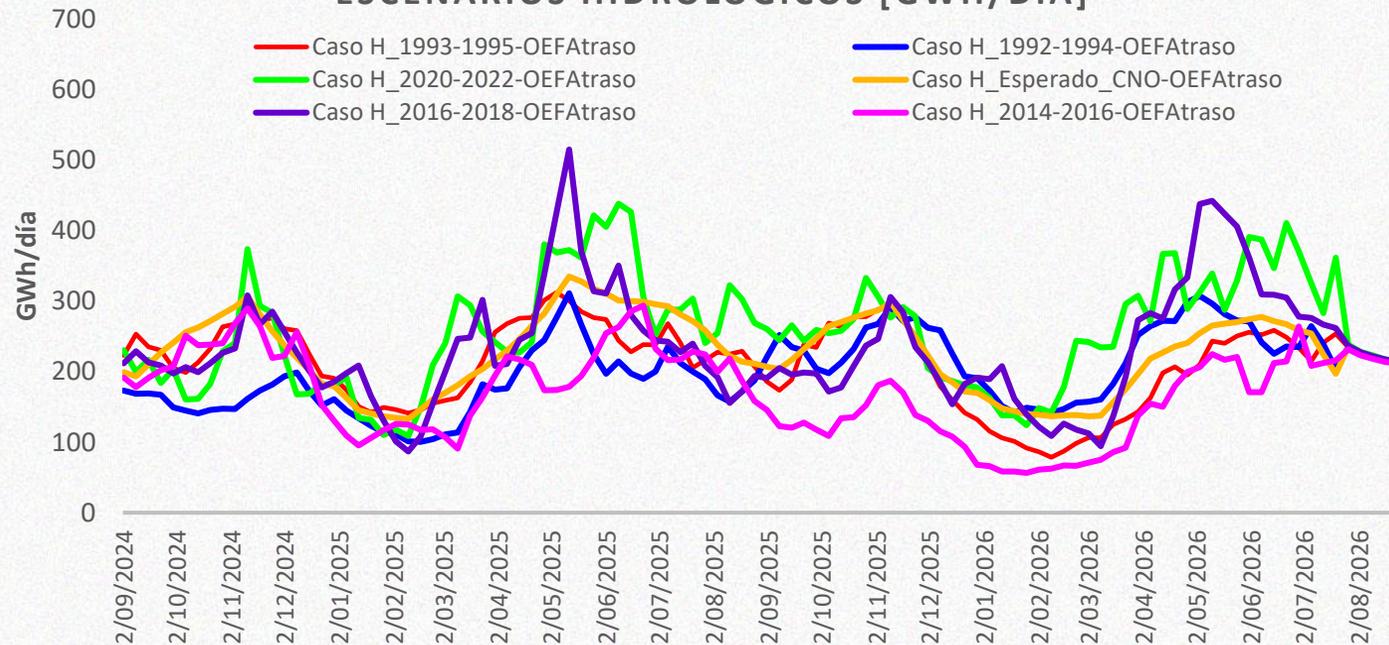
**5 H 2016-2018:**  
Hidrología histórica del periodo 2016 a 2018

**6 H 2014-2016:**  
Hidrología histórica del periodo 2014 a 2016

### Demanda total del SIN - [GWh/día]



### ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]



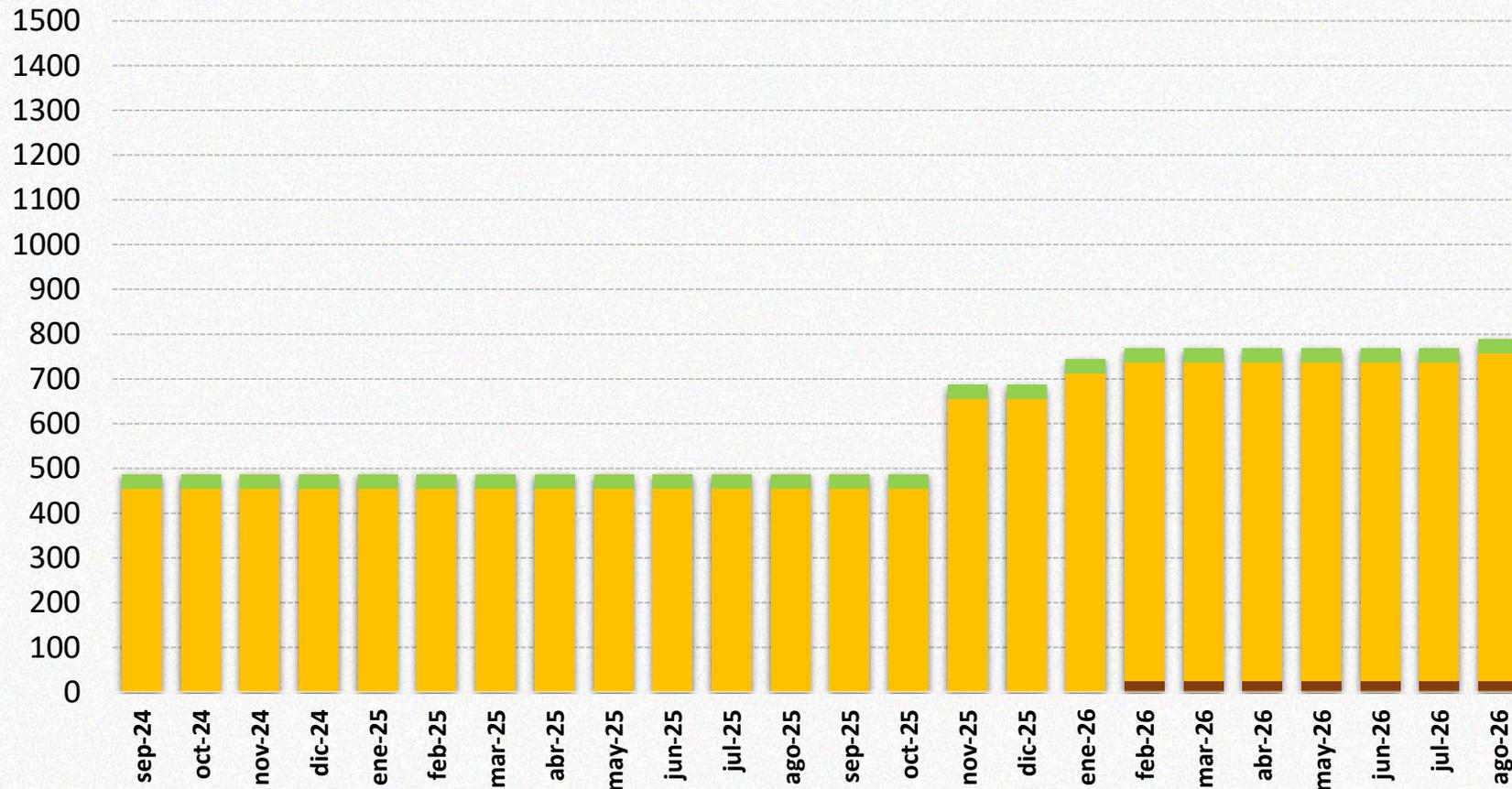
# Proyectos con OEF atrasando un año su FPO

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 1993-1995, 1992-1994, 2014-2016, 2016-2018, 2020-2022 y caso esperado CNO.

# Datos de entrada y supuestos considerados

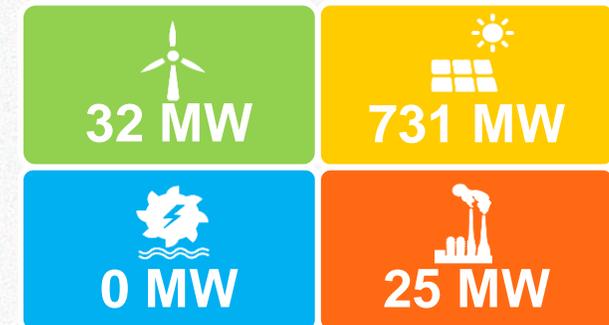
## Expansión de la Generación (MW)

Tmen y Cogeneración PCH Térmica Solar Hidro DC Eólica



Detalle proyectos de generación:

Total:  
788 MW



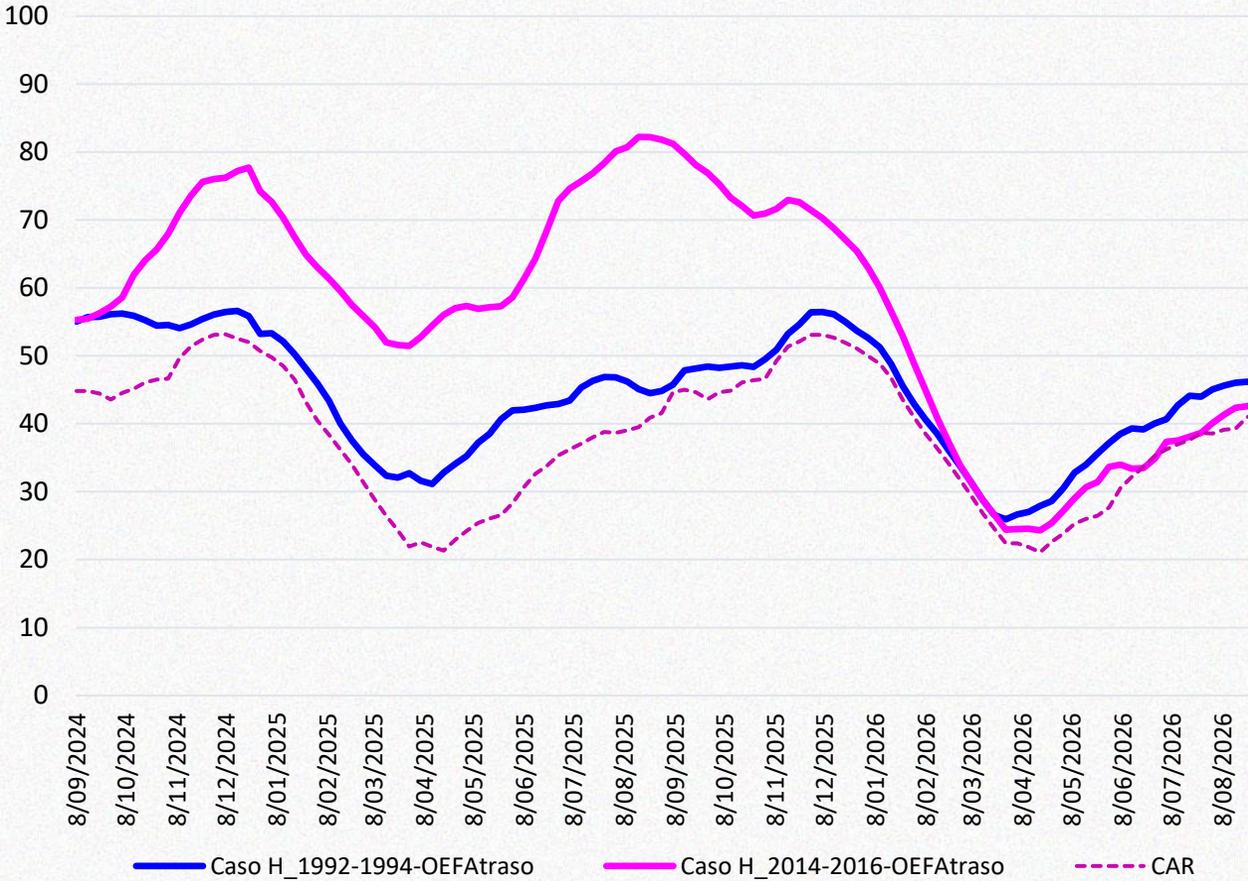
### Sensibilidad

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.

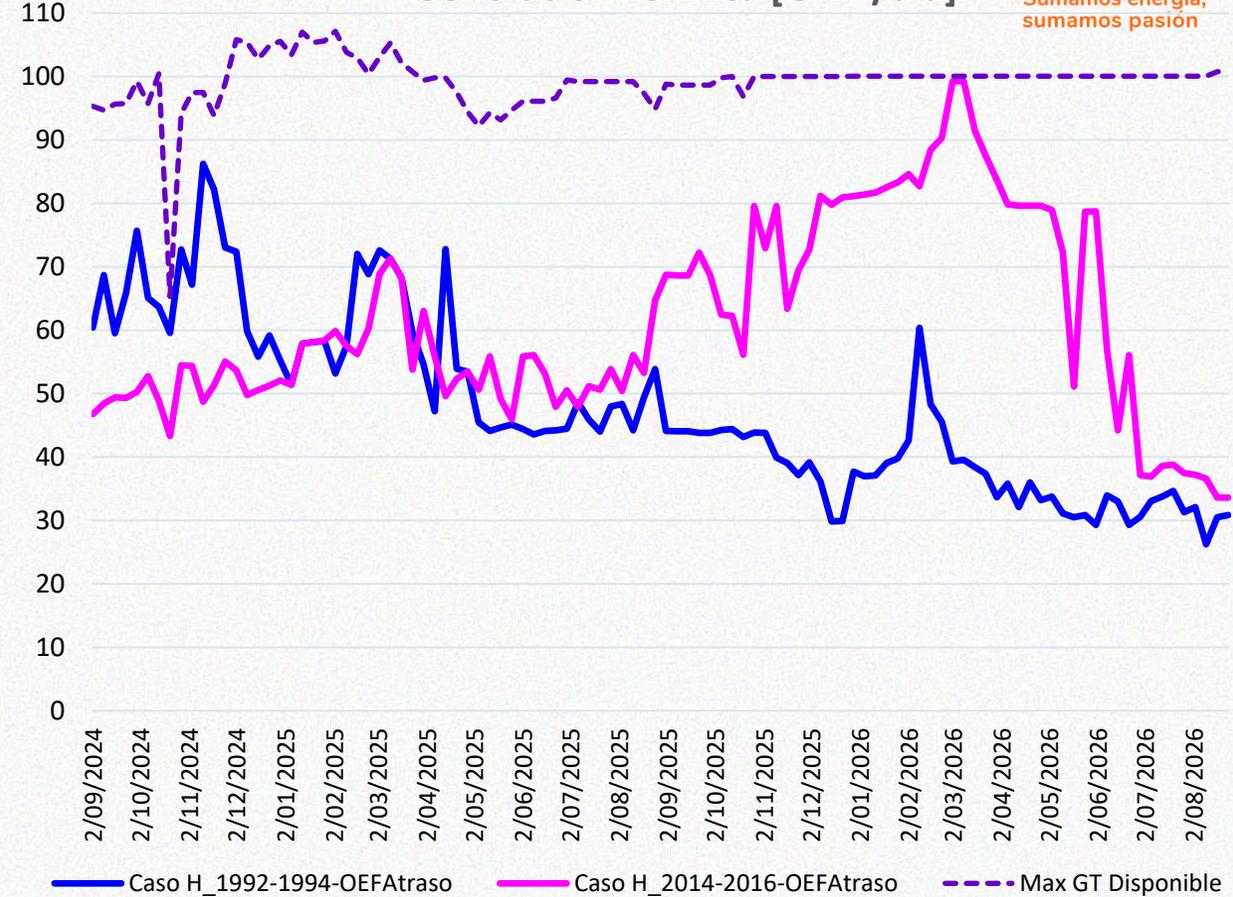
# Resultados Determinísticos



## Embalse Agregado SIN %



## Generación Térmica [GWh/día]



### Aportes promedio (% de la media)

| Caso      | Sep  | Oct  | Nov  | Dic  |
|-----------|------|------|------|------|
| 1992-1994 | 84.2 | 61.2 | 61.9 | 88.8 |
| 2014-2016 | 87.3 | 92.2 | 94.4 | 96.4 |

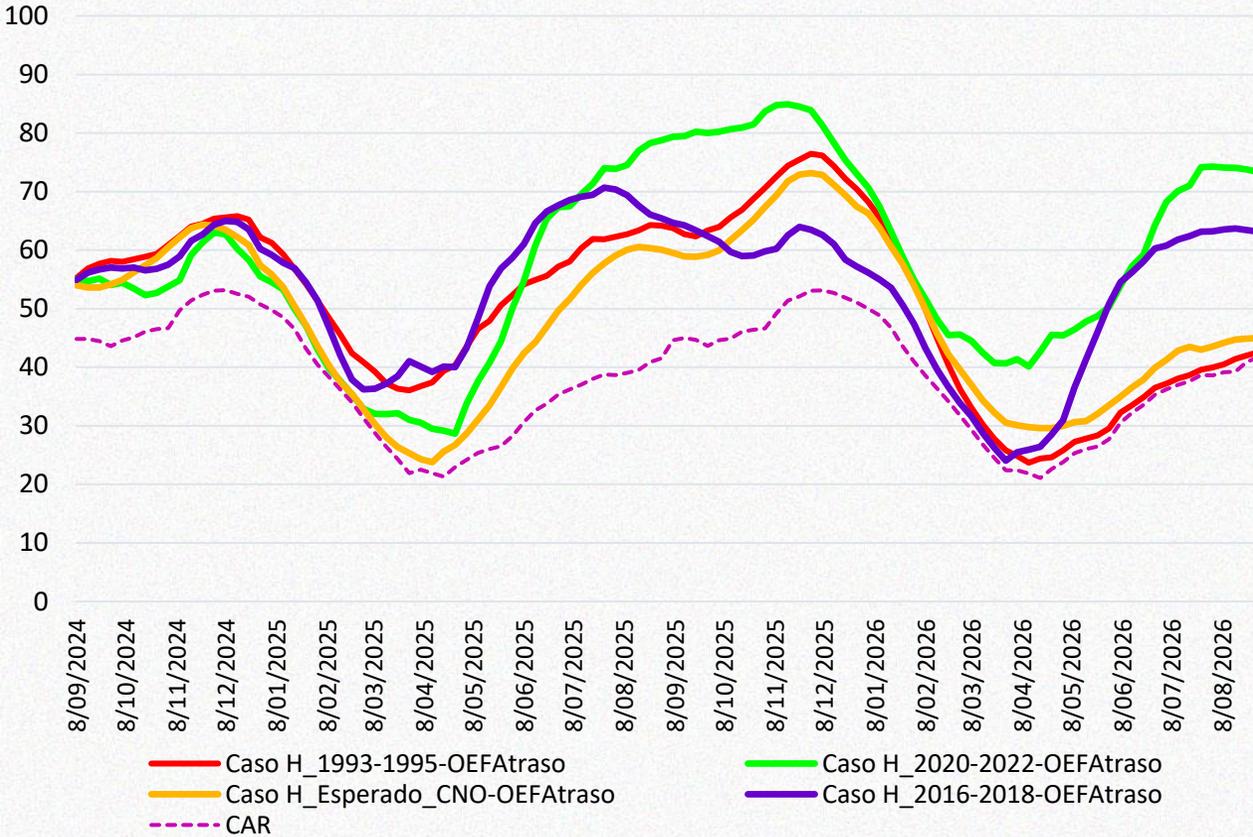
### Generación térmica Promedio (GWh/día)

| Caso                 | Sep  | Oct  | Nov  | Dic  |
|----------------------|------|------|------|------|
| 1992-1994 OEF Atraso | 66.1 | 65.3 | 77.2 | 60.5 |
| 2014-2016 OEF Atraso | 48.8 | 49.9 | 52.4 | 51.5 |

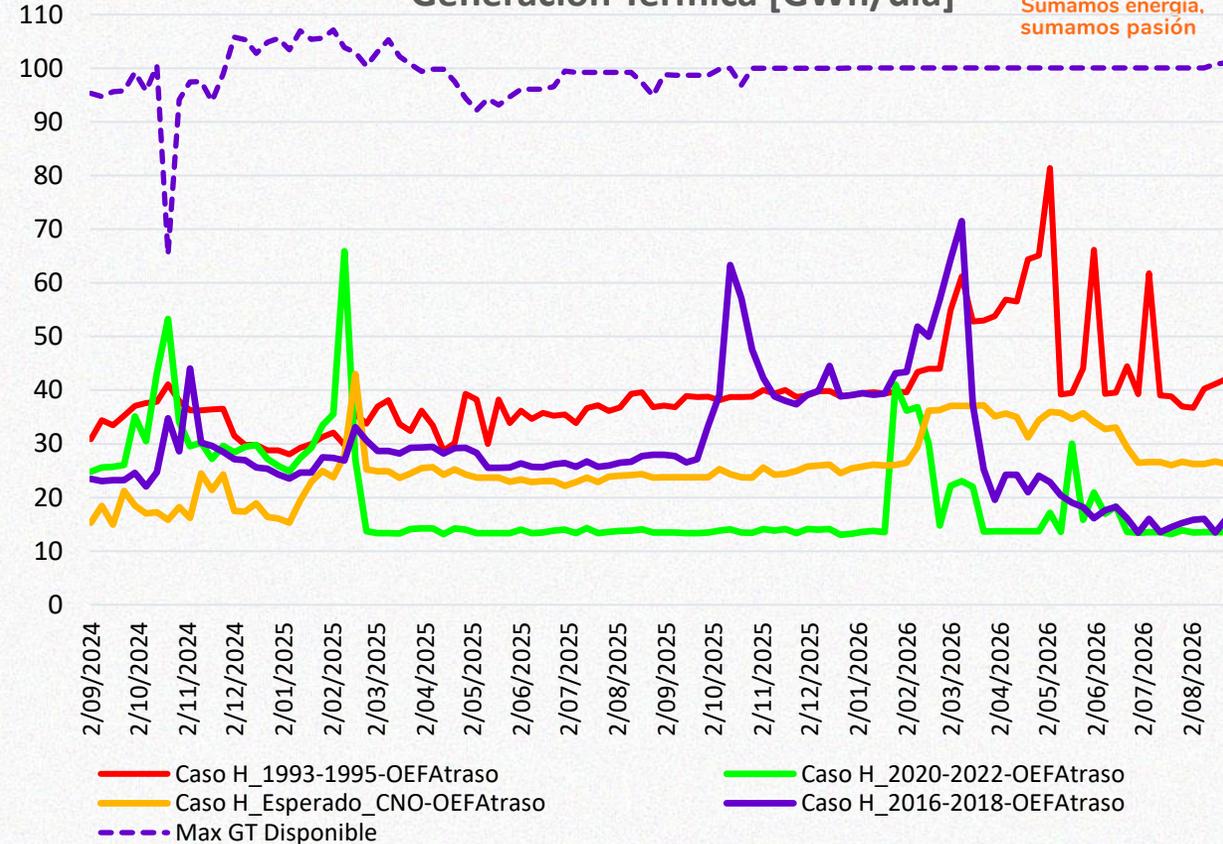
# Resultados Determinísticos



## Embalse Agregado SIN %



## Generación Térmica [GWh/día]



### Aportes promedio (% de la media)

| Caso         | Sep   | Oct   | Nov   | Dic   |
|--------------|-------|-------|-------|-------|
| 1993-1995    | 112.5 | 89.3  | 104.2 | 117.2 |
| 2020-2022    | 100.7 | 74.4  | 108.6 | 94.2  |
| Esperado CNO | 95.8  | 101.3 | 103.3 | 105.6 |
| 2016-2018    | 102.0 | 83.3  | 98.8  | 108.8 |

### Generación térmica Promedio (GWh/día)

| Caso                    | Sep  | Oct  | Nov  | Dic  |
|-------------------------|------|------|------|------|
| 1993-1995 OEF Atraso    | 34.2 | 38.6 | 36.4 | 29.7 |
| 2020-2022 OEF Atraso    | 27.5 | 40.2 | 29.1 | 28.2 |
| Esperado CNO OEF Atraso | 17.7 | 17.1 | 21.6 | 17.2 |
| 2016-2018 OEF Atraso    | 23.5 | 27.5 | 33.1 | 25.9 |

# **Análisis Energético**

## **Resumen Sensibilidades Veranos futuros**

# Análisis determinístico independiente para cada uno de los veranos futuros

## Objetivo

Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar posibles veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante escenarios hidrológicos tipo El Niño.

## Hidrología

- Hidrología histórica **Mayo 2015 - Abril 2017**
- Hidrología histórica **Mayo 2023 - Abril 2024 + Mayo 2020 – Abril 2021**

## Inicio de la Simulación

Las simulaciones tienen un horizonte de 2 años, iniciando en el mes de mayo. Para cada uno de los veranos se realiza una simulación independiente, presentando los resultados del primer año que corresponde al verano objeto de análisis.

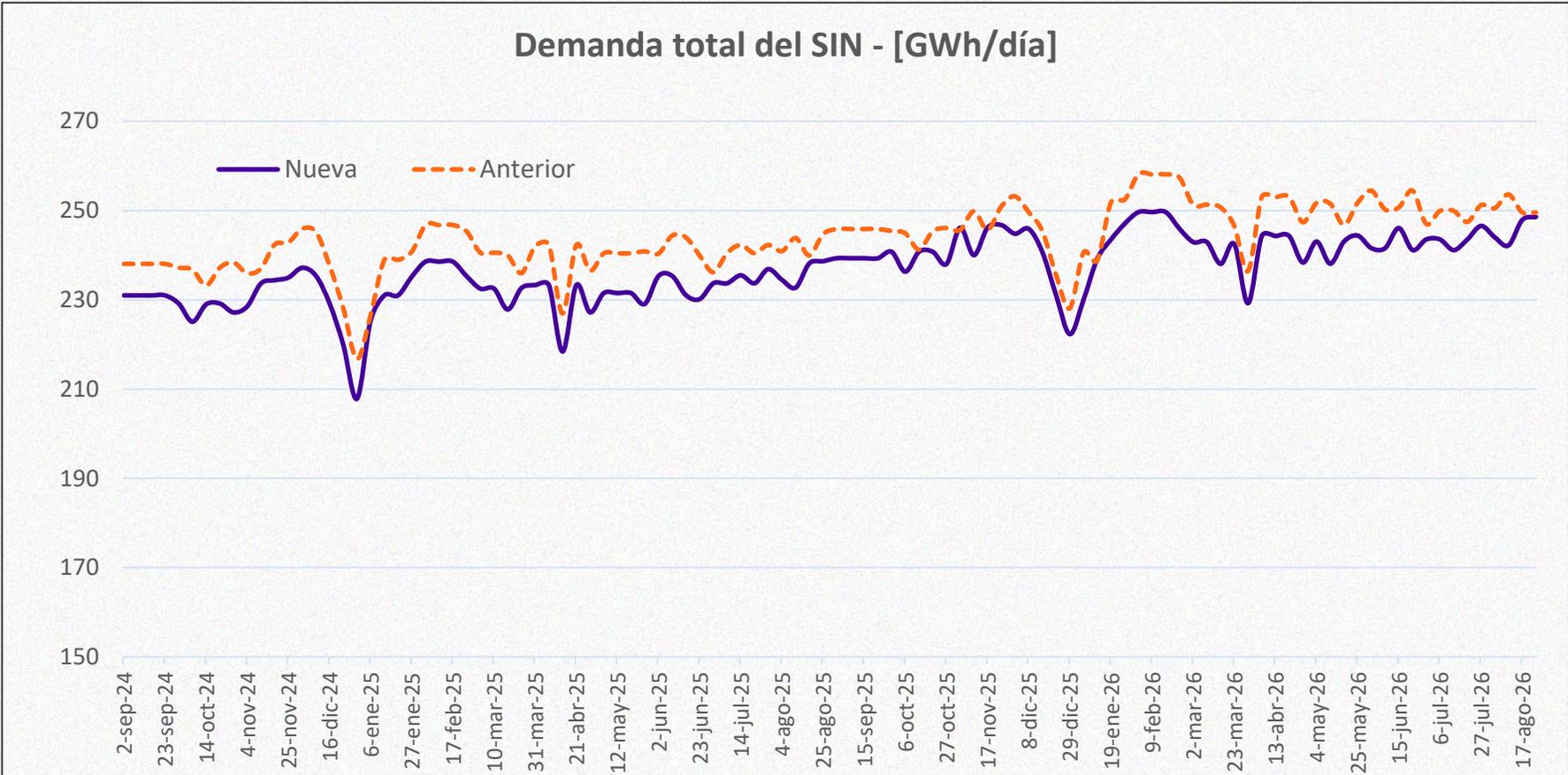
## Condición Inicial

Como condición inicial del embalse agregado del SIN, se consideraron los valores de embalse para el 01 de mayo del 2024, correspondiente a 33%.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Demanda

Escenario **medio\*** de la UPME (**Actualización Agosto 2024**)  
\* cálculo por el CND a resolución semanal



# 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>



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

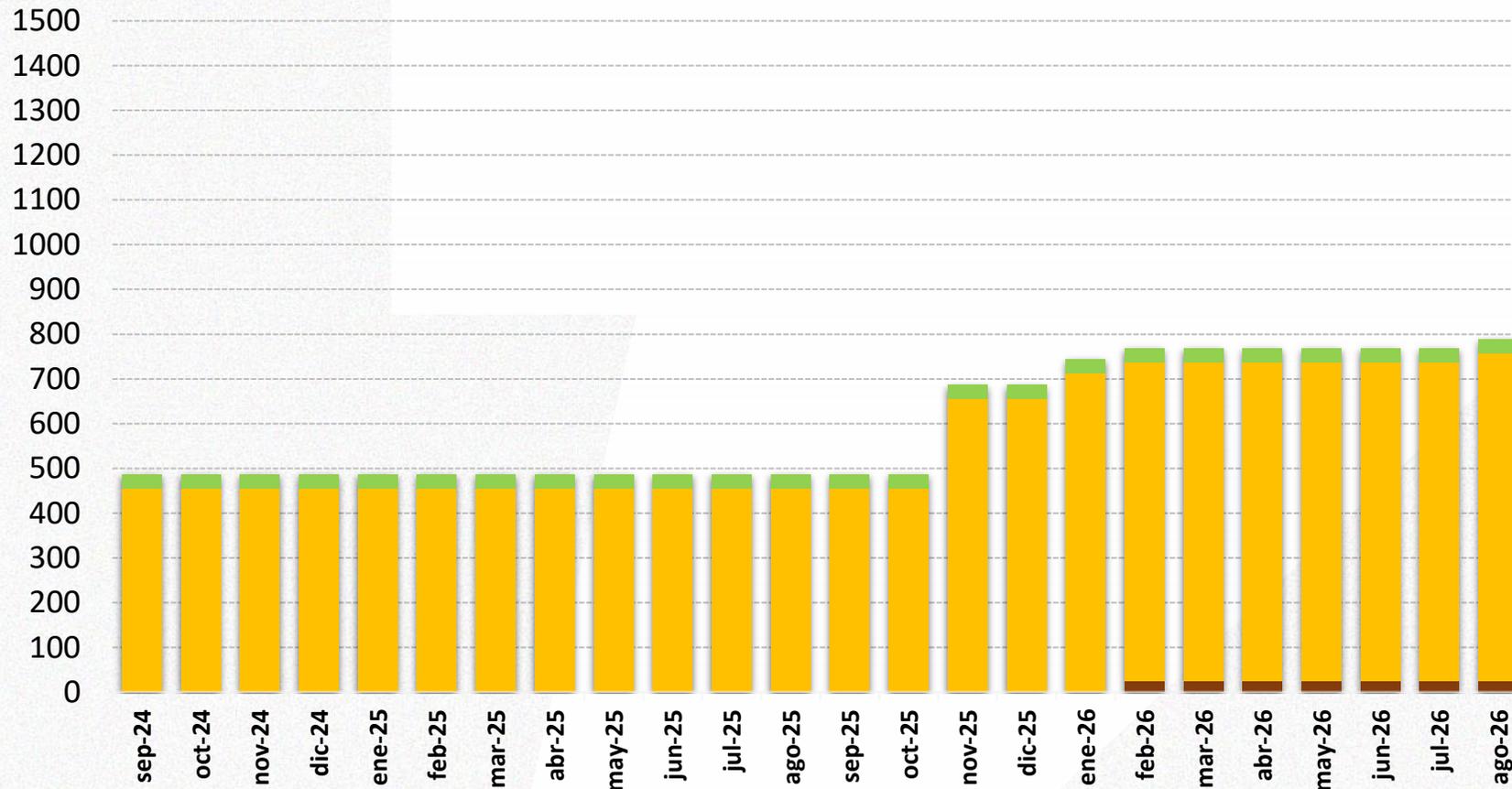
\* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

\* 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

## Expansión de la Generación (MW)

Tmen y Cogeneración PCH Térmica Solar Hidro DC Eólica



Detalle proyectos de generación:

Total:  
788 MW

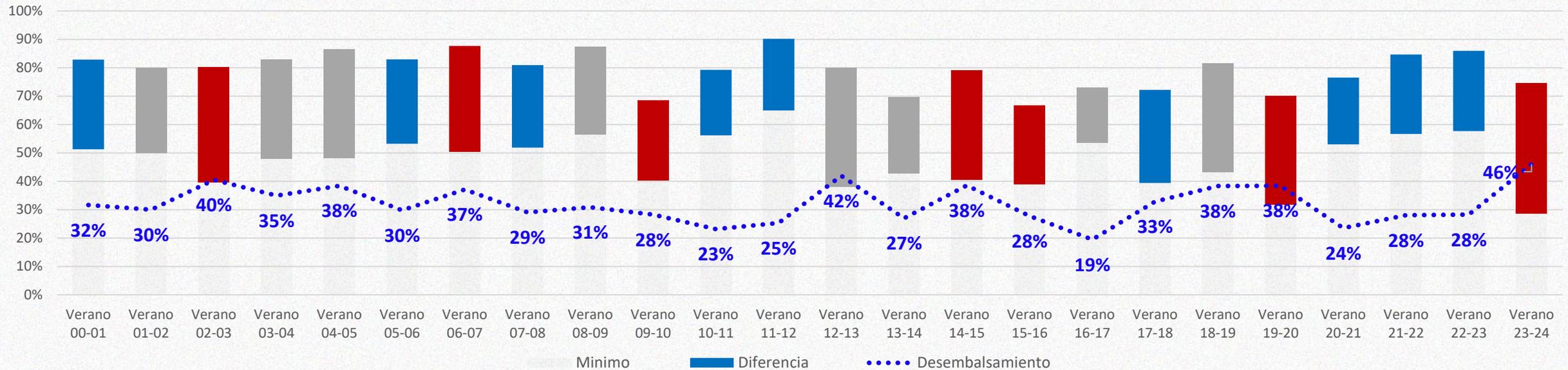


### Sensibilidad

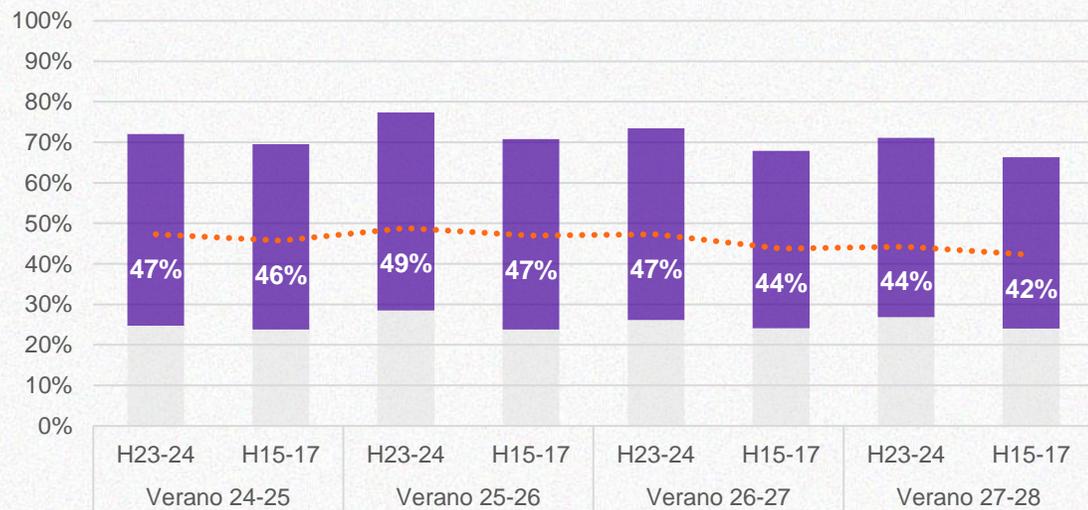
Los Proyectos Guajiral (19.9 MW), Wesp01 (12MW), Sunnorte (35 MW), Caracolí (50 MW) y Guayepo (370 MW) son considerados generando, dado el comportamiento de su generación en pruebas.

# Desembalsamiento máximo durante Veranos

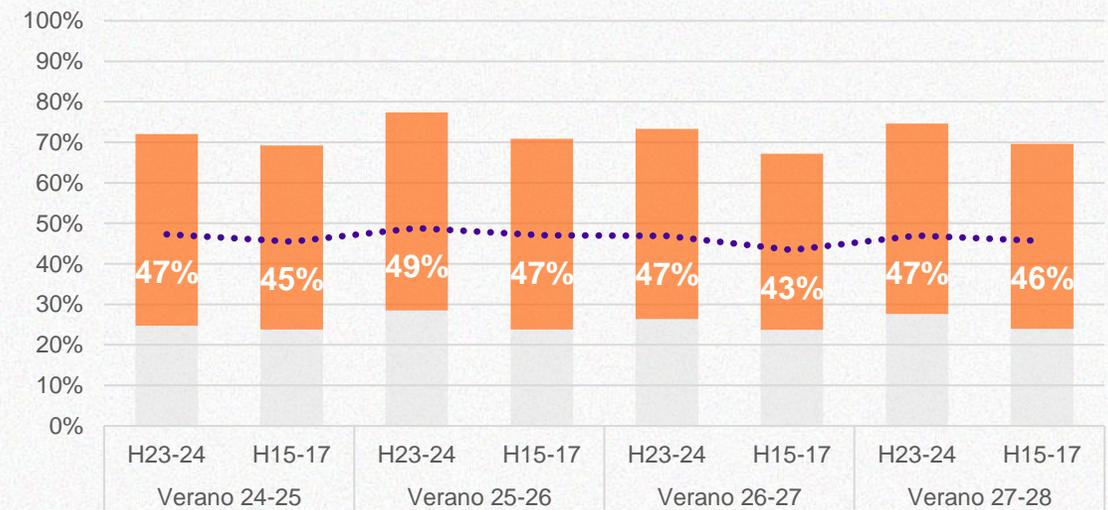
Histórico 2000 - 2024



Casos Simulados OEF Atraso

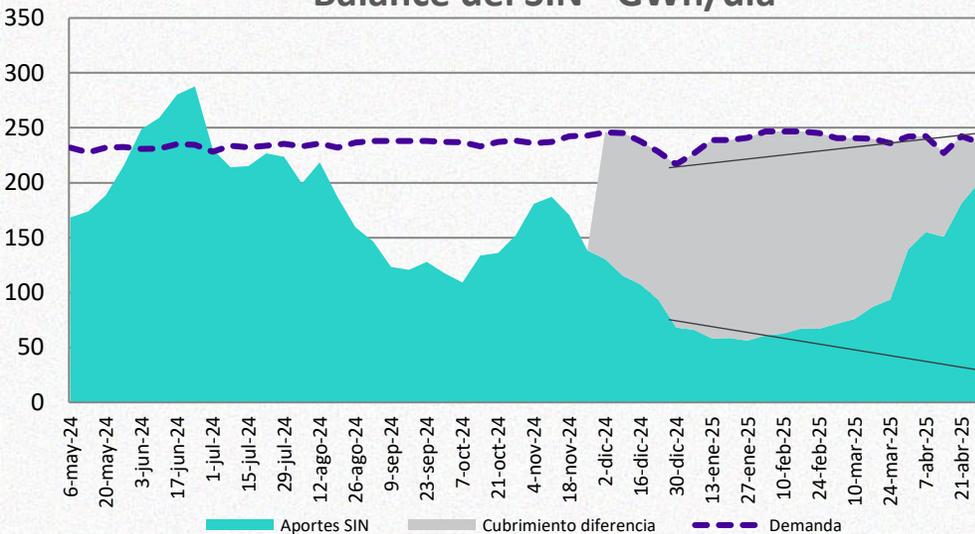


Casos Simulados Sin OEF Eolica

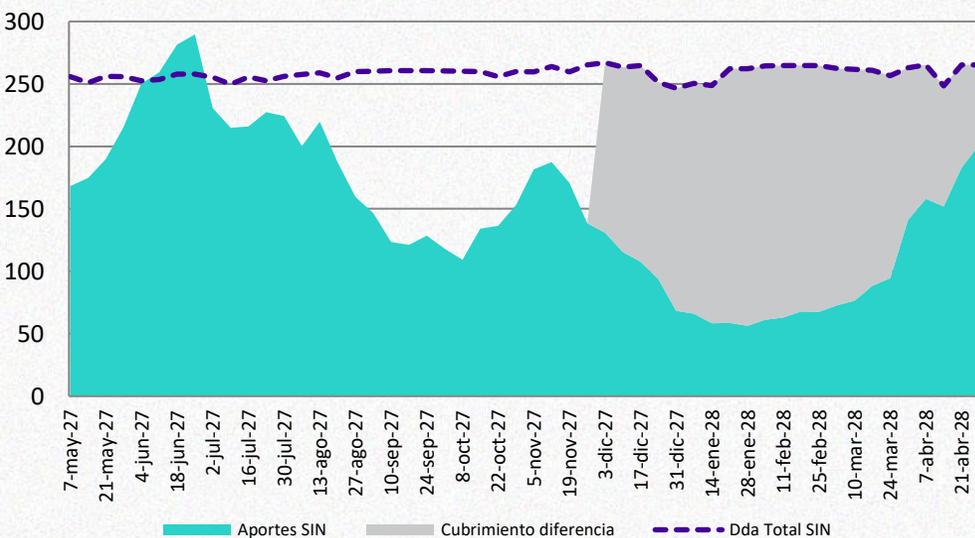
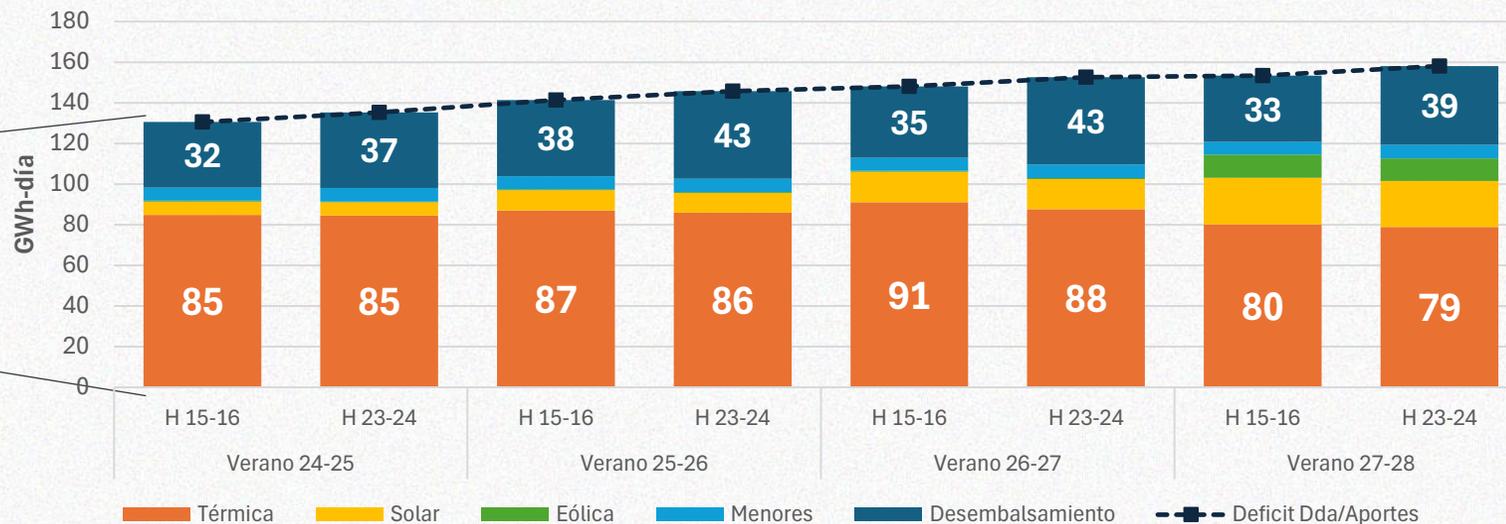


# Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda

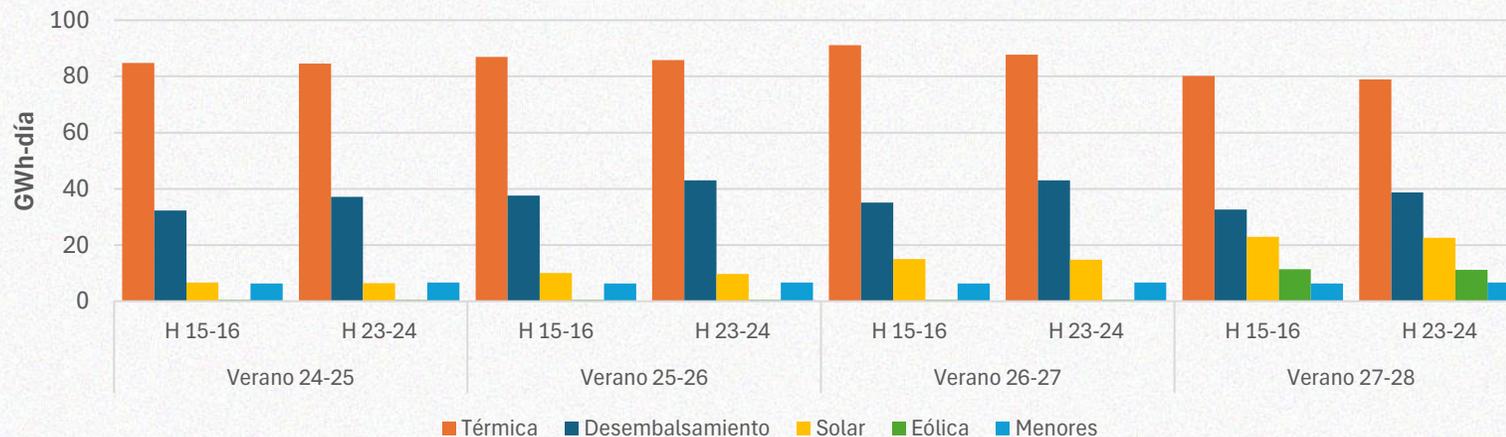
## Balance del SIN - GWh/día



## Cubrimiento Promedio Demanda-Aportes

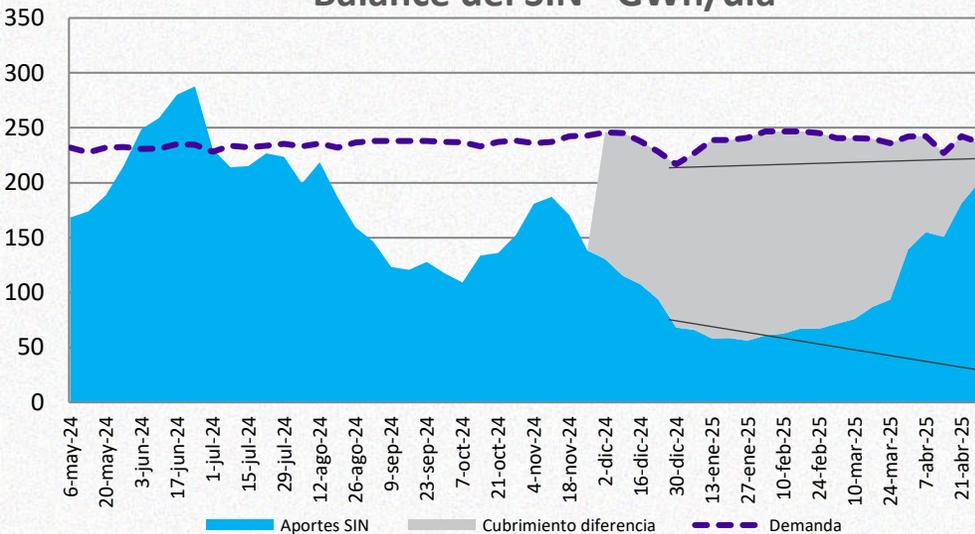


## Cubrimiento Déficit Demanda-Aportes

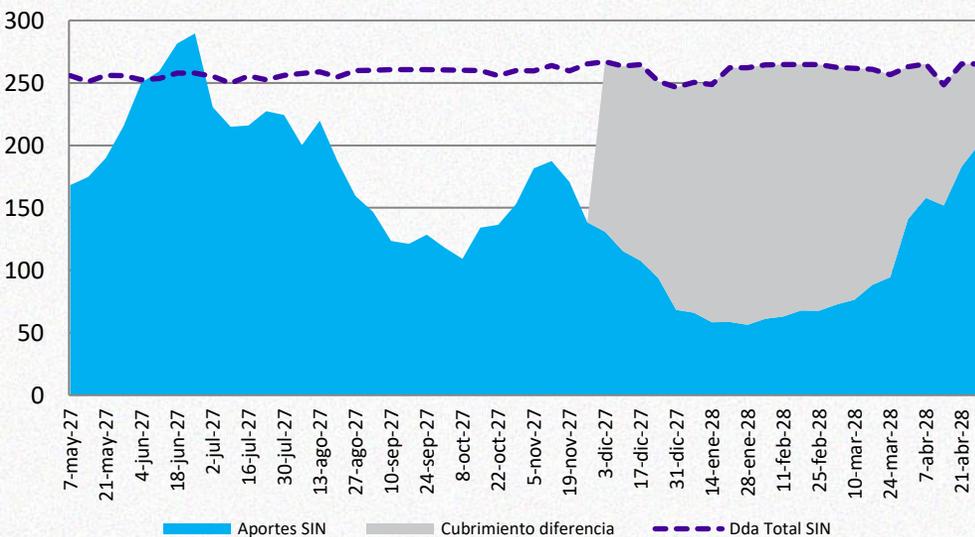
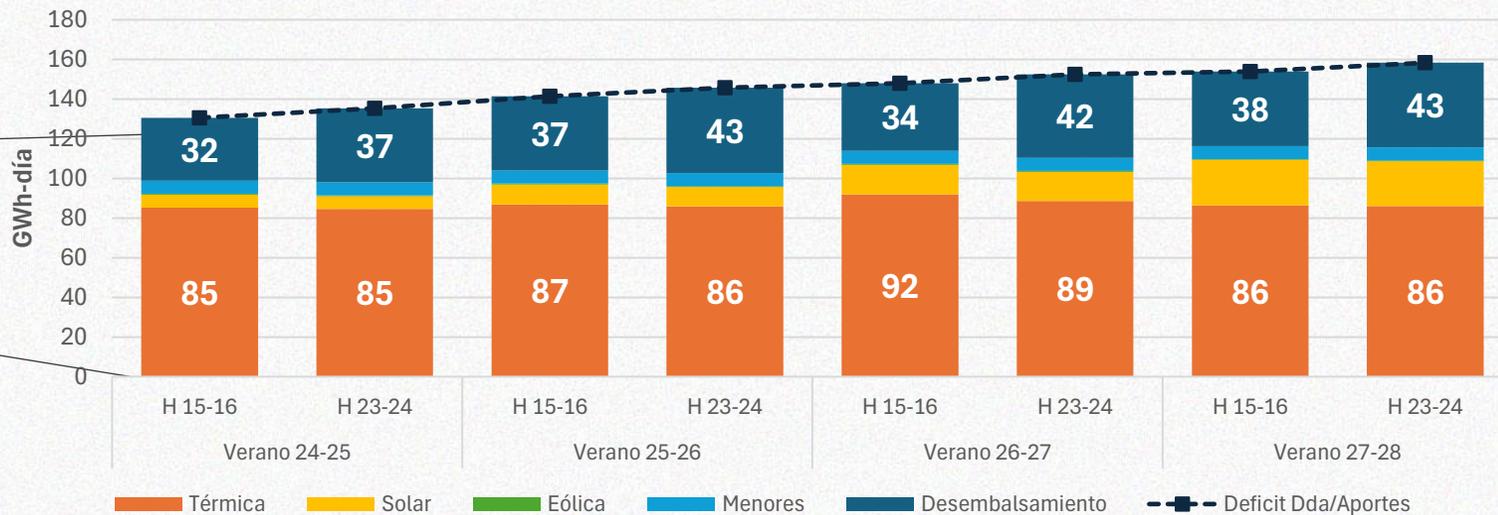


# Cubrimiento de bajos aportes frente a la demanda – Sin OEF Eólica

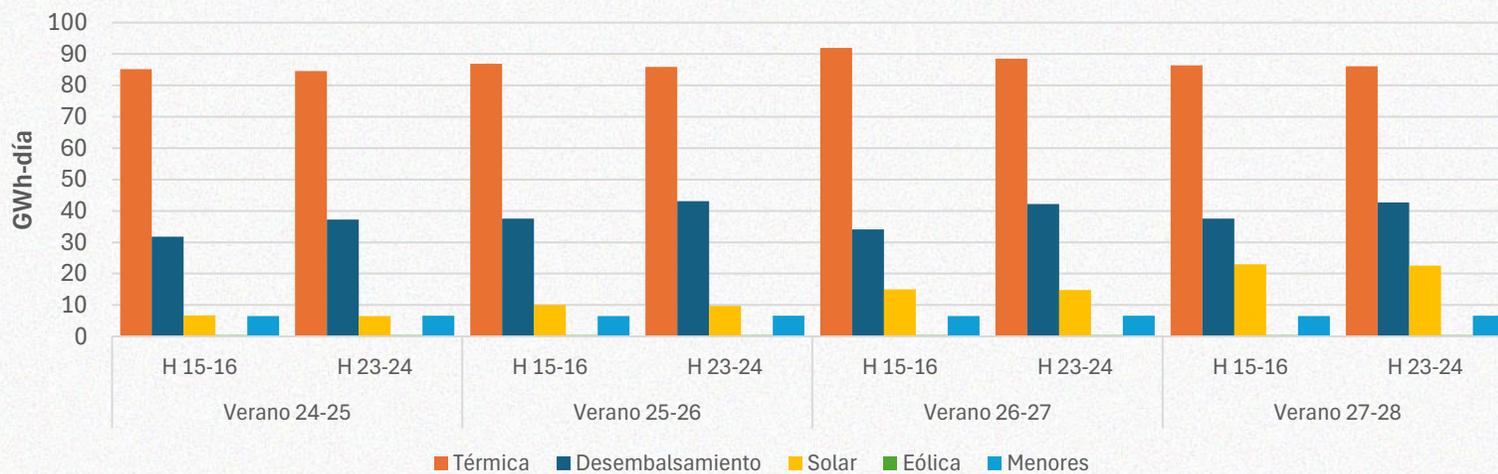
### Balance del SIN - GWh/día



### Cubrimiento Déficit Demanda-Aportes



### Cubrimiento Déficit Demanda-Aportes



# Resumen Sensibilidades Veranos futuros



Analizar la suficiencia energética de los recursos del SIN para afrontar los próximos veranos independientes durante los años 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 ante posibles escenarios hidrológicos tipo El Niño.

| Hidrología  | Verano    | Proyectos con OEF + 1 año atraso en FPO | Gen Térmica prom invierno (GWh/día) | Nivel Embalse agregado inicial | Nivel Embalse Agregado al final de invierno | Embalsamiento Invierno | Gen Térmica prom verano (GWh/día) | Nivel Embalse Agregado al final de verano | Desembalsamiento Verano |
|-------------|-----------|---|-------------------------------------|--------------------------------|---|------------------------|-----------------------------------|---|-------------------------|
|             | (dic-abr) |   | (Mayo- Noviembre)                   | (Mayo)                         | (Noviembre)                                 | (Mayo- Noviembre)      | (Diciembre-Abril)                 | (30 Abril)                                | (Diciembre-Abril)       |
| H_2015-2017 | 2024-2025 | Todos                                   | 72.73                               | 33%                            | 69.55%                                      | 36.55%                 | 84.80                             | 26.56%                                    | 42.99%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 72.84                               | 33%                            | 69.26%                                      | 36.26%                 | 85.19                             | 26.57%                                    | 42.70%                  |
|             | 2025-2026 | Todos                                   | 79.10                               | 33%                            | 70.82%                                      | 37.82%                 | 86.95                             | 25.28%                                    | 45.53%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 79.07                               | 33%                            | 70.87%                                      | 37.87%                 | 86.85                             | 25.40%                                    | 45.47%                  |
|             | 2026-2027 | Todos                                   | 87.95                               | 33%                            | 67.92%                                      | 34.92%                 | 91.15                             | 25.75%                                    | 42.17%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 87.24                               | 33%                            | 67.17%                                      | 34.17%                 | 91.89                             | 25.36%                                    | 41.82%                  |
|             | 2027-2028 | Todos                                   | 79.91                               | 33%                            | 66.29%                                      | 33.29%                 | 80.14                             | 26.01%                                    | 40.28%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 84.93                               | 33%                            | 69.63%                                      | 36.63%                 | 86.42                             | 25.04%                                    | 44.60%                  |
| H_2023-2024 | 2024-2025 | Todos                                   | 72.21                               | 33%                            | 72.04%                                      | 39.04%                 | 84.58                             | 26.75%                                    | 45.29%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 72.21                               | 33%                            | 72.04%                                      | 39.04%                 | 84.58                             | 26.75%                                    | 45.29%                  |
|             | 2025-2026 | Todos                                   | 78.48                               | 33%                            | 77.34%                                      | 44.34%                 | 85.86                             | 29.67%                                    | 47.66%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 78.48                               | 33%                            | 77.34%                                      | 44.34%                 | 85.86                             | 29.67%                                    | 47.66%                  |
|             | 2026-2027 | Todos                                   | 83.18                               | 33%                            | 73.43%                                      | 40.43%                 | 87.73                             | 27.78%                                    | 45.65%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 83.18                               | 33%                            | 73.31%                                      | 40.31%                 | 88.54                             | 28.12%                                    | 45.19%                  |
|             | 2027-2028 | Todos                                   | 78.69                               | 33%                            | 71.10%                                      | 38.10%                 | 78.97                             | 28.24%                                    | 42.86%                  |
|             |           | Sin Eólicos                             | 83.18                               | 33%                            | 74.62%                                      | 41.62%                 | 86.03                             | 29.10%                                    | 45.52%                  |

# Consumo de Gas Natural



| Hidrología  | Verano (dic-abr) | Proyectos con OEF | Generación Promedio Gas Natural SIN* GWh/día | Generación Promedio Líquidos SIN GWh/día | Consumo promedio Gas SIN * GBTUD | Consumo promedio Gas Caribe GBTUD | Consumo promedio Gas interior GBTUD | Consumo promedio Gas Nacional Agrupado** GBTUD | Consumo promedio Gas Caribe Agrupado** GBTUD | Consumo promedio Gas interior Agrupado** GBTUD |
|-------------|------------------|-------------------|--|--|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|
| H_2015-2017 | 2026-2027        | Todos             | 53.88  | 10.41                                    | <b>457.78</b>                    | 396.16                            | 61.62                               | <b>543.81</b>                                  | 422.11                                       | 121.70   |
|             |                  | Sin Eólicos       | 53.88  | 11.15                                    | <b>458.01</b>                    | 396.76                            | 61.25                               | <b>550.43</b>                                  | 423.54                                       | 126.89   |
|             | 2027-2028        | Todos             | 51.70  | 6.00                                     | <b>430.50</b>                    | 380.67                            | 49.83                               | <b>481.18</b>                                  | 403.27                                       | 77.90  |
|             |                  | Sin Eólicos       | 53.35  | 10.58                                    | <b>450.13</b>                    | 396.83                            | 53.29                               | <b>536.60</b>                                  | 420.91                                       | 115.69   |
| H_2023-2024 | 2026-2027        | Todos             | 54.13  | 6.72                                     | <b>458.78</b>                    | 395.27                            | 63.51                               | <b>515.37</b>                                  | 419.35                                       | 96.02  |
|             |                  | Sin Eólicos       | 54.12  | 7.54                                     | <b>458.70</b>                    | 395.19                            | 63.51                               | <b>521.73</b>                                  | 419.27                                       | 102.46   |
|             | 2027-2028        | Todos             | 52.39  | 4.10                                     | <b>436.01</b>                    | 381.72                            | 54.29                               | <b>472.13</b>                                  | 405.50                                       | 66.63  |
|             |                  | Sin Eólicos       | 53.86  | 9.65                                     | <b>454.87</b>                    | 400.11                            | 54.75                               | <b>534.09</b>                                  | 424.20                                       | 109.89   |

\*Corresponde a los recursos de generación térmicos que operan con Gas Natural, como combustible principal.

\*\*Agrupa el consumo de los recursos que operan con Gas Natural como combustible principal, y bajo el supuesto de que aquellos recursos que operan con combustibles líquidos lo podrían hacer con Gas Natural.

\*Plantas que operan con Gas, **Heat Rate + 15%**

# Sensibilidades para el Verano 2025 - 2026

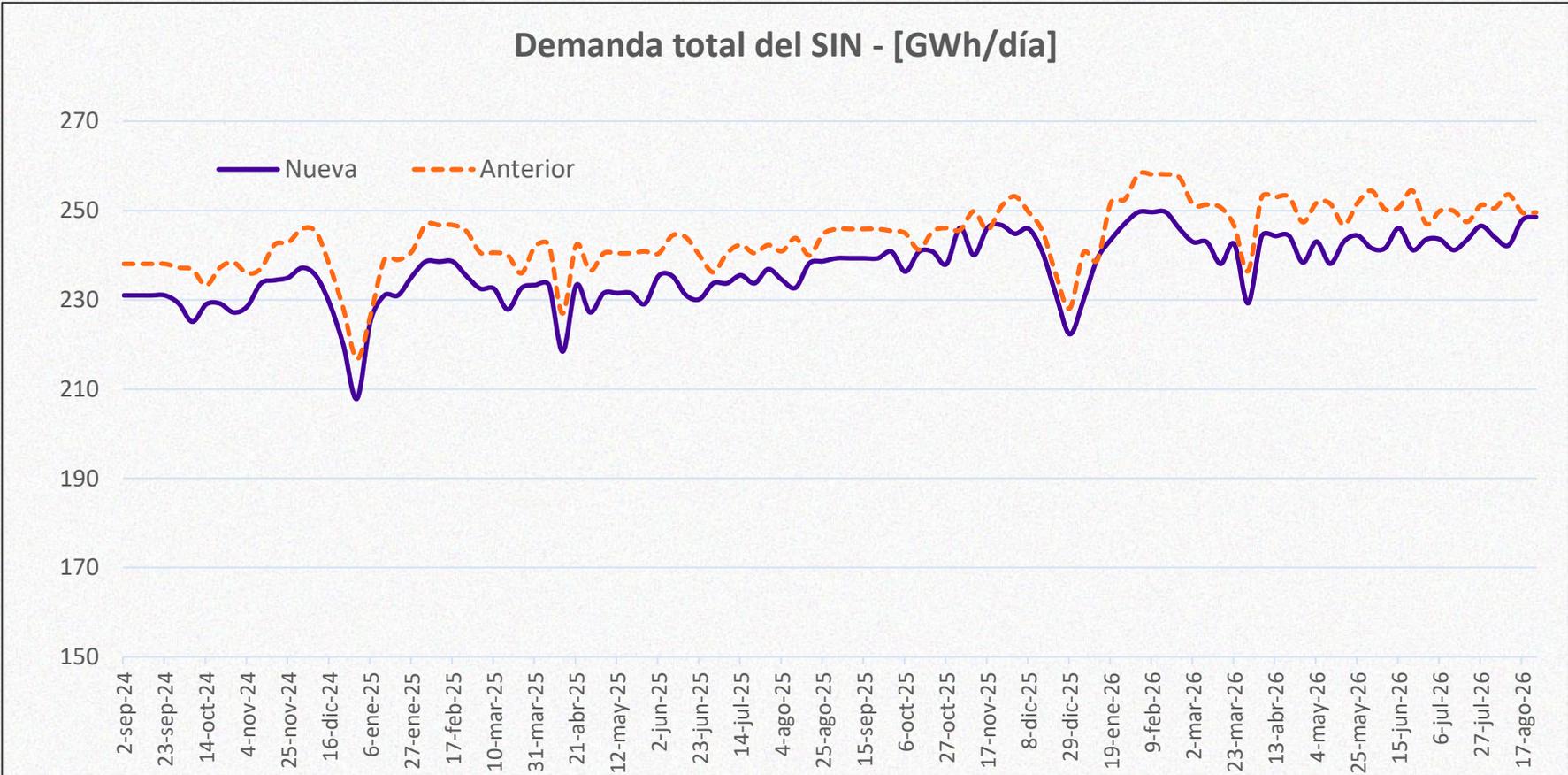
# Análisis con incertidumbre reducida

Se realiza simulación estocástica con **incertidumbre reducida en el verano 2025-2026**, considerando como escenario de expansión únicamente proyectos de generación que tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) y además un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO).

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Demanda

Escenario **medio\*** de la UPME (**Actualización Agosto 2024**)  
\* cálculo por el CND a resolución semanal



# 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>



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

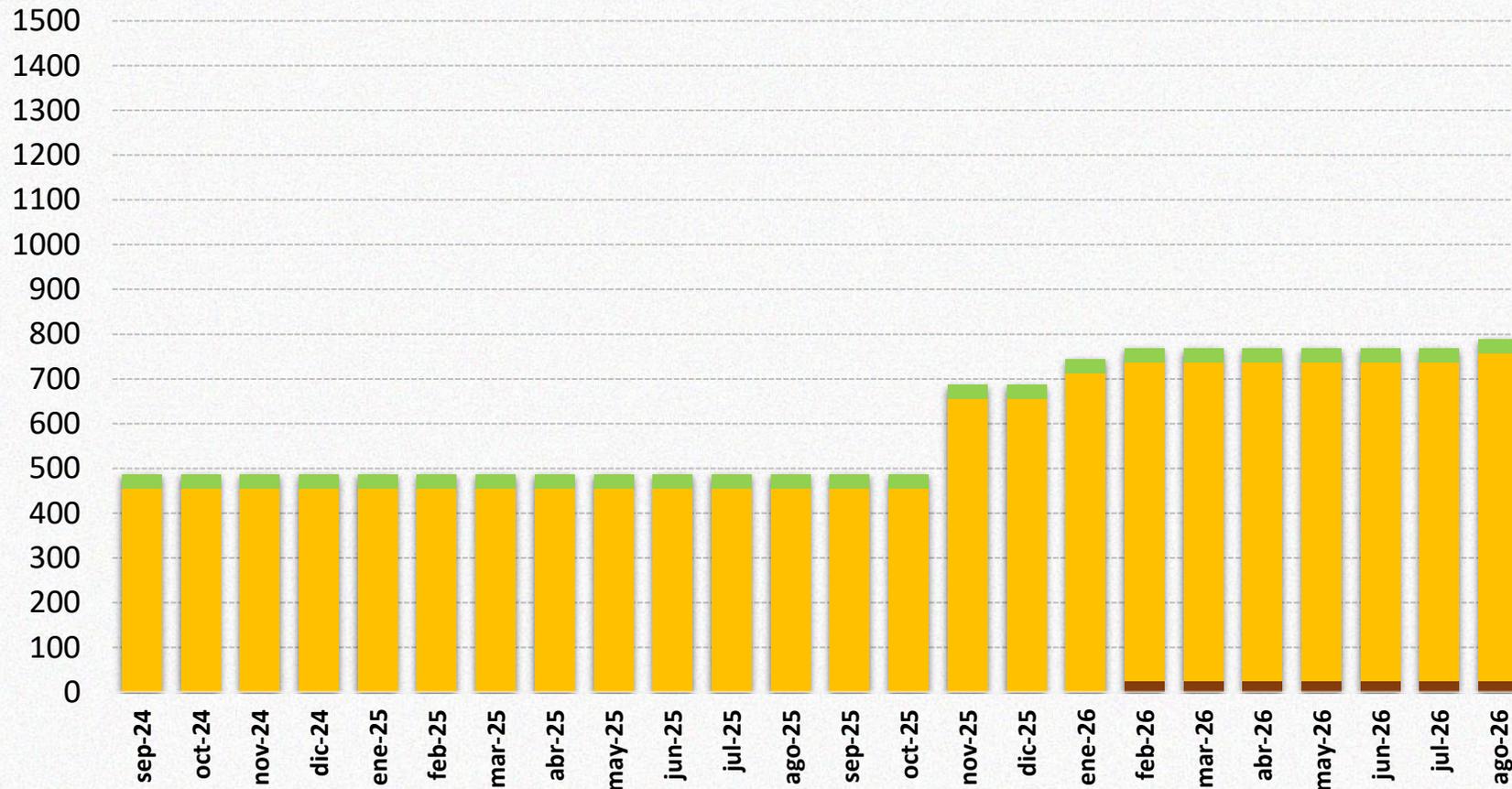
\* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio de 2023 y 21 de febrero de 2024 respectivamente.

\* 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

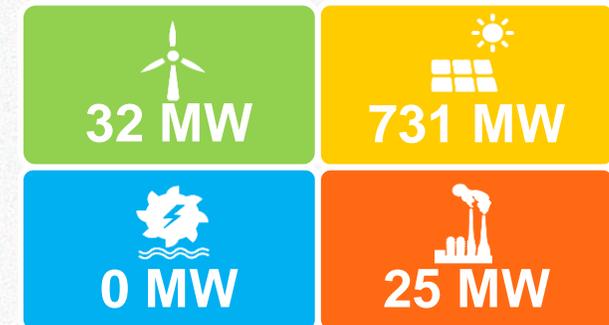
## Expansión de la Generación (MW)

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



Detalle proyectos de generación:

**Total:**  
**788 MW**



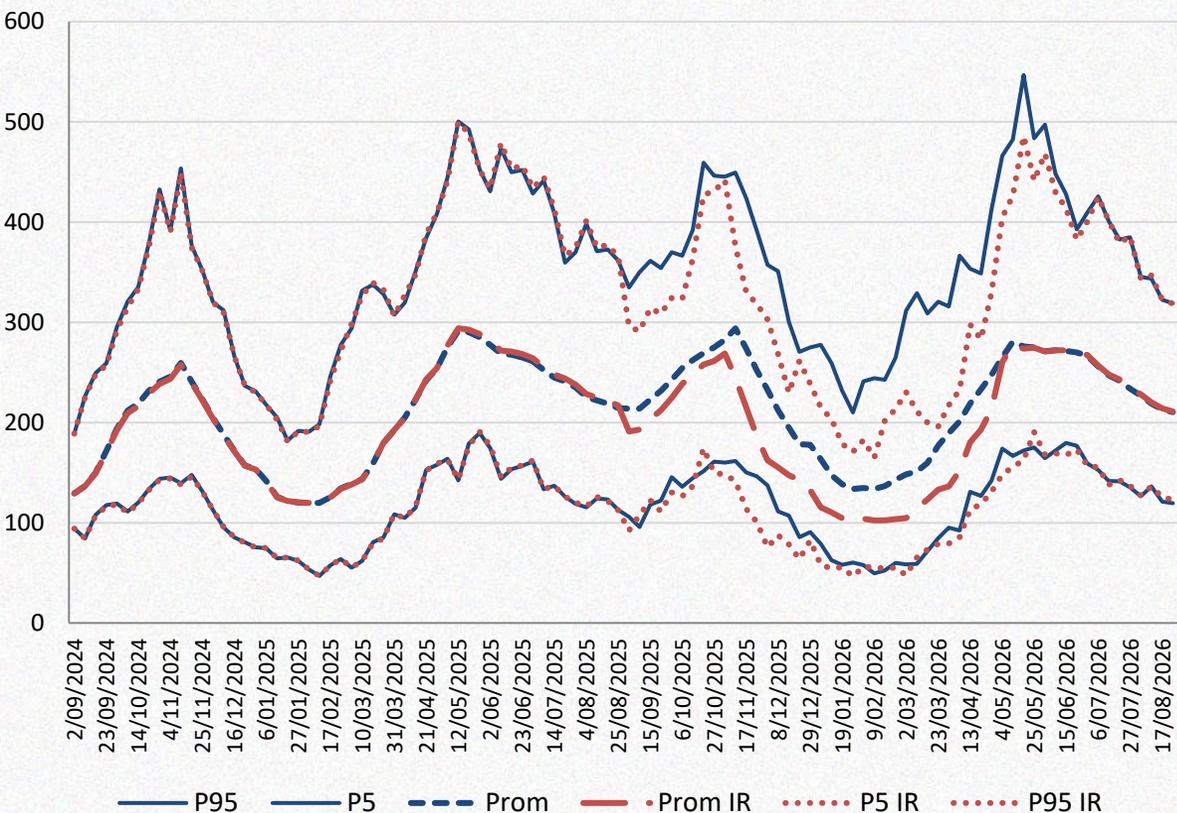
### Sensibilidad

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.

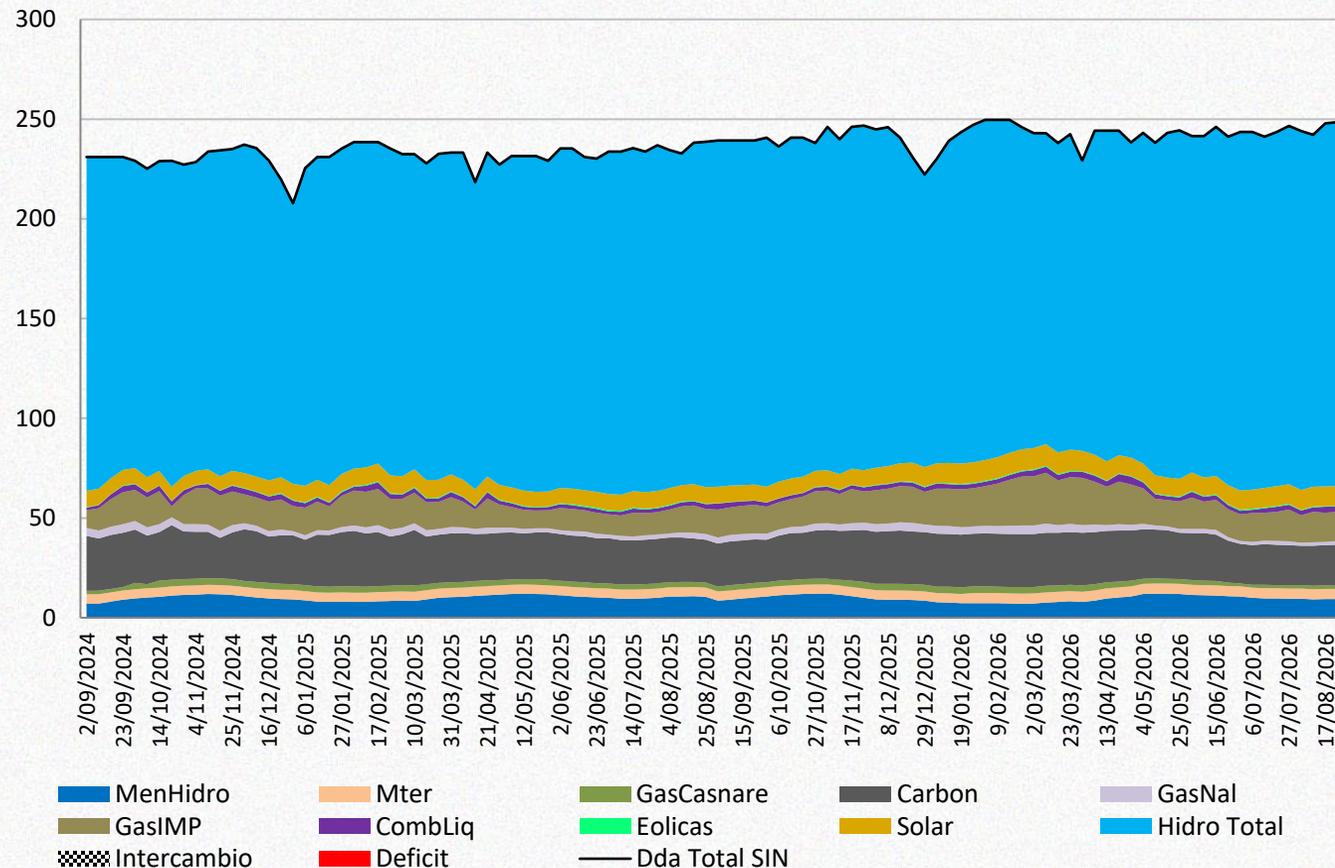
# Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026



Banda de aportes energéticos con y sin Incertidumbre Reducida en Verano 25-26 [GWh/día]



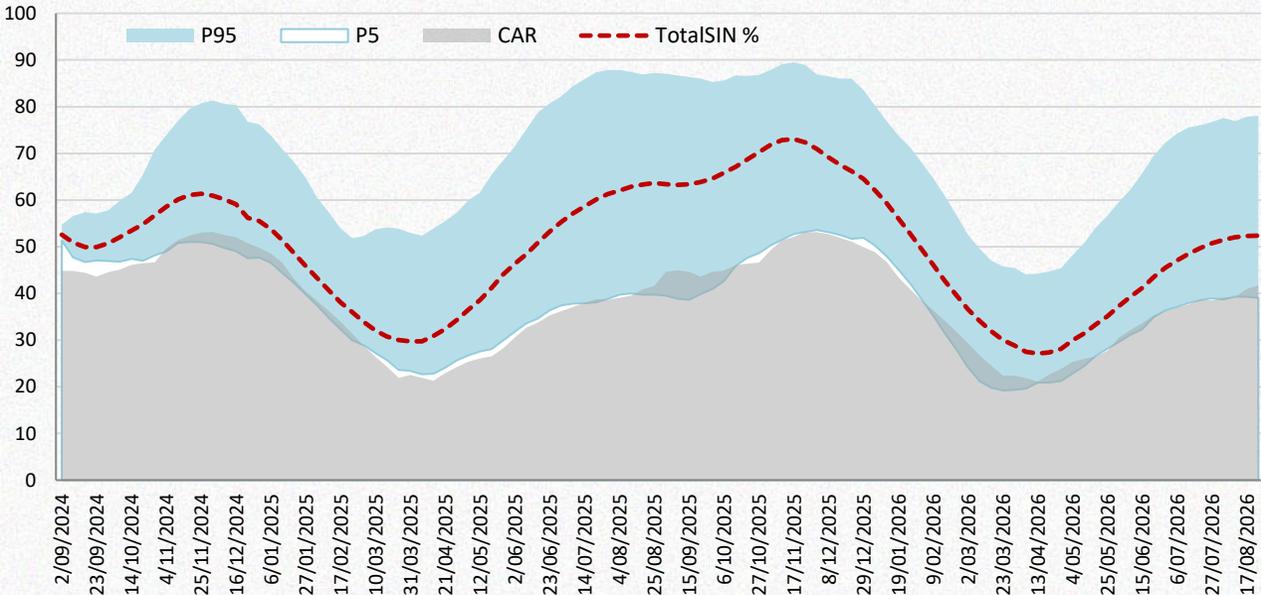
Balance del SIN - GWh/día



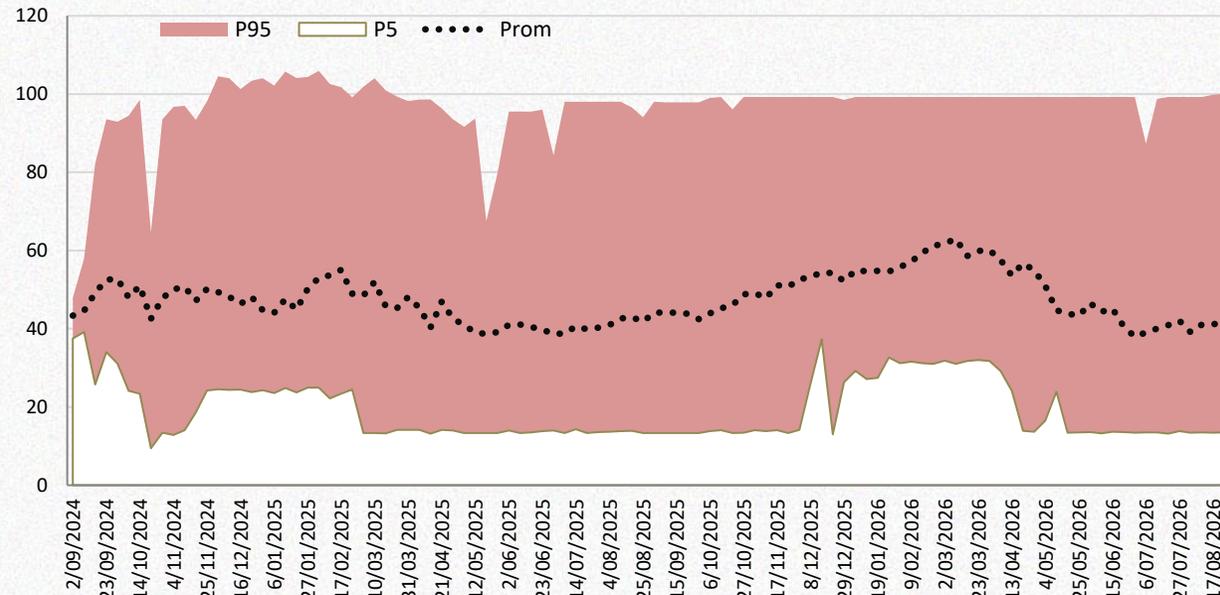
# Resultados simulación estocástica: Incertidumbre Reducida en verano 2025-2026



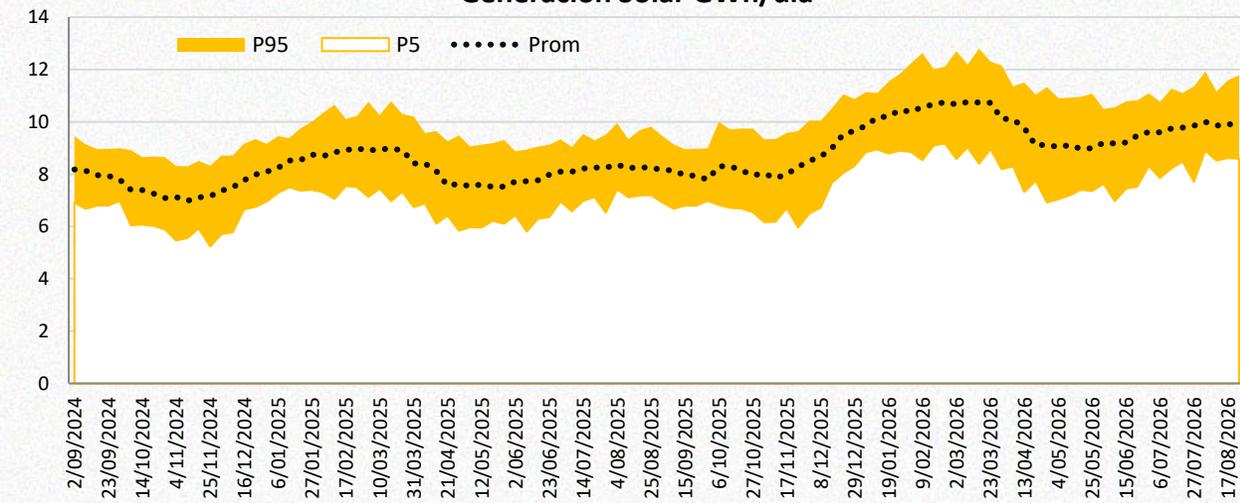
Embalse de SIN %



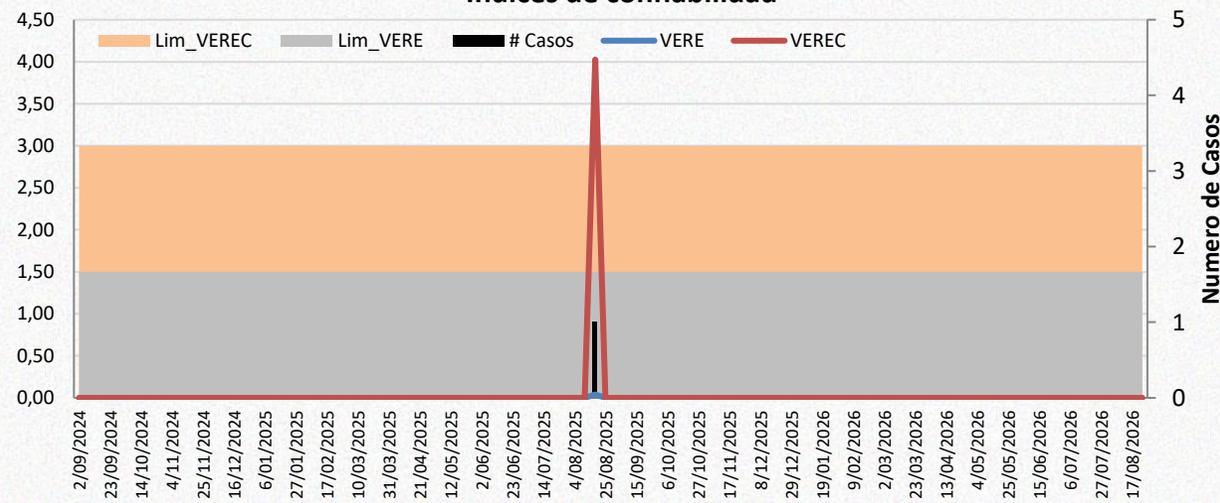
Generación Térmica GWh/día



Generación Solar GWh/día



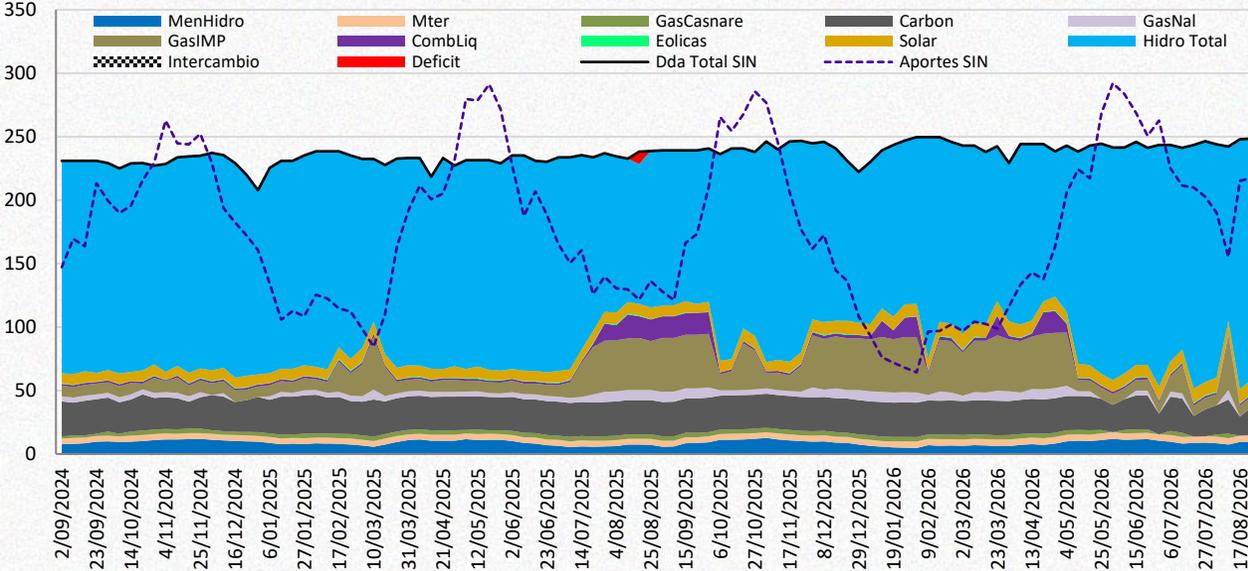
Indicadores de confiabilidad



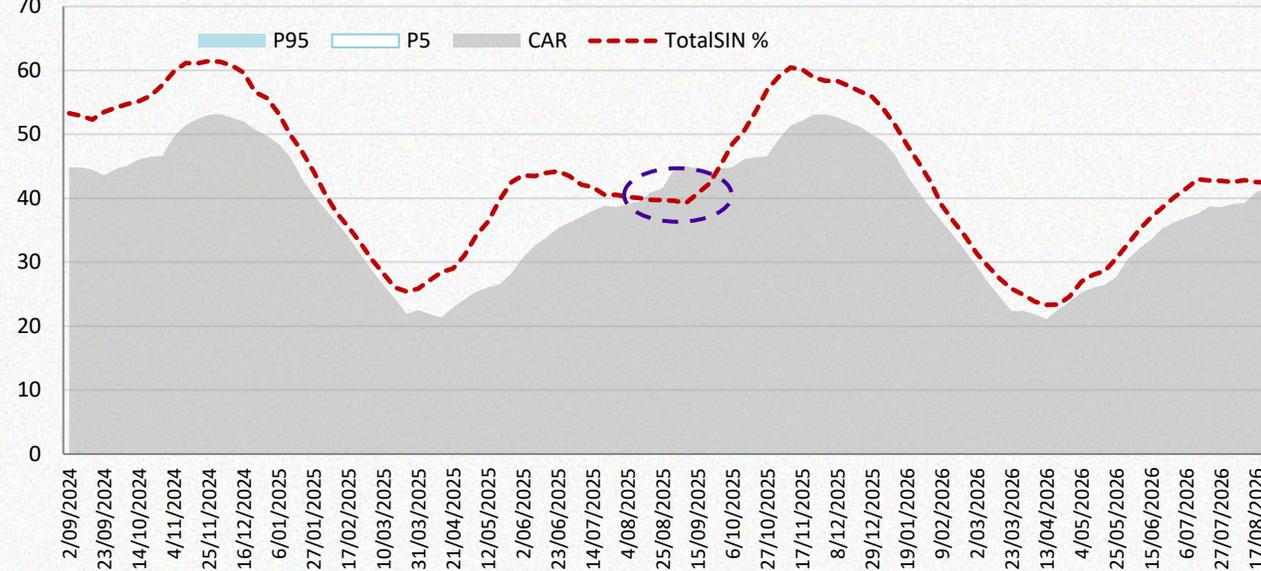
# Política Incertidumbre Reducida – Simulación Serie critica sintética:



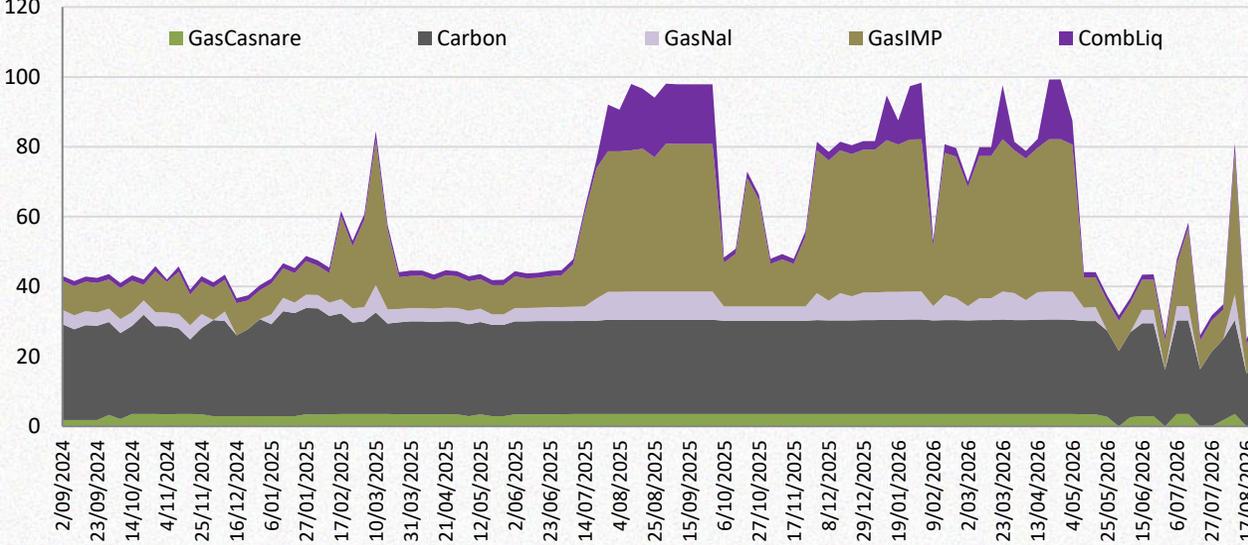
**Balace del SIN - GWh/día**



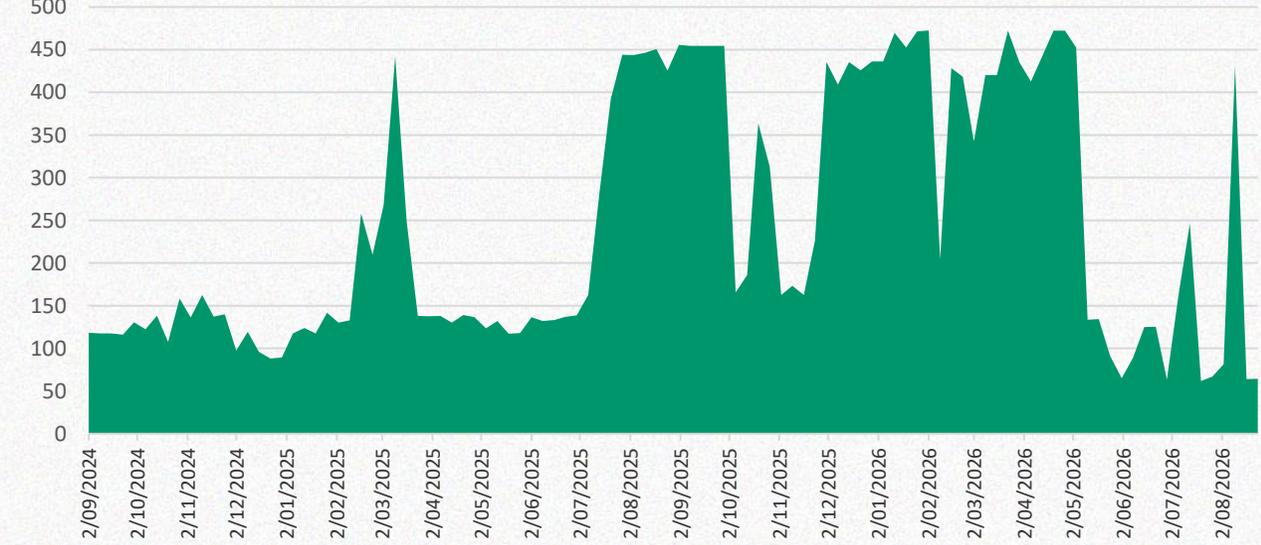
**Embalse de SIN %**



**Generación Térmica - GWh/día**



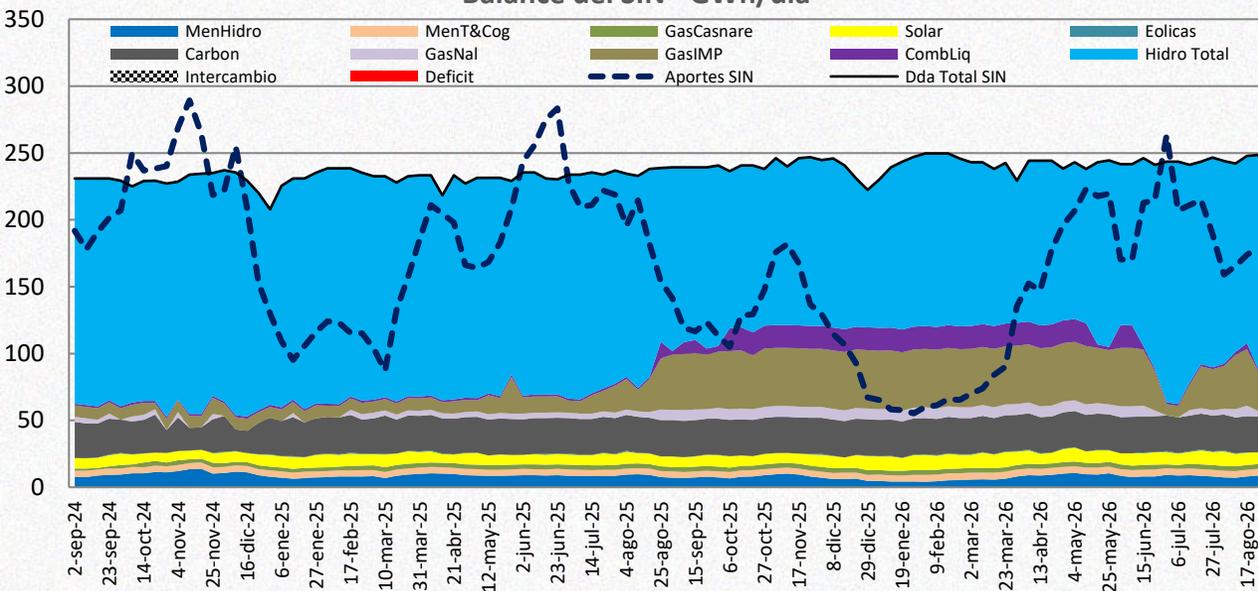
**Consumo de Gas Natural – GBTU/día**



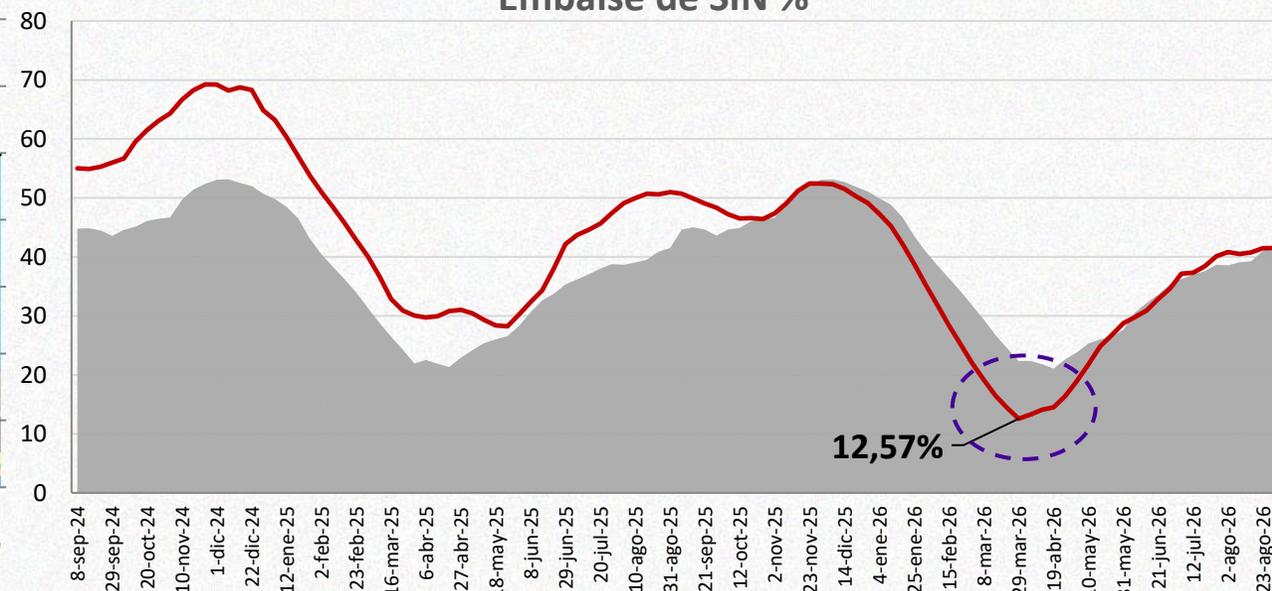
# Política Incertidumbre Reducida

## Simulación serie histórica 2014-2016

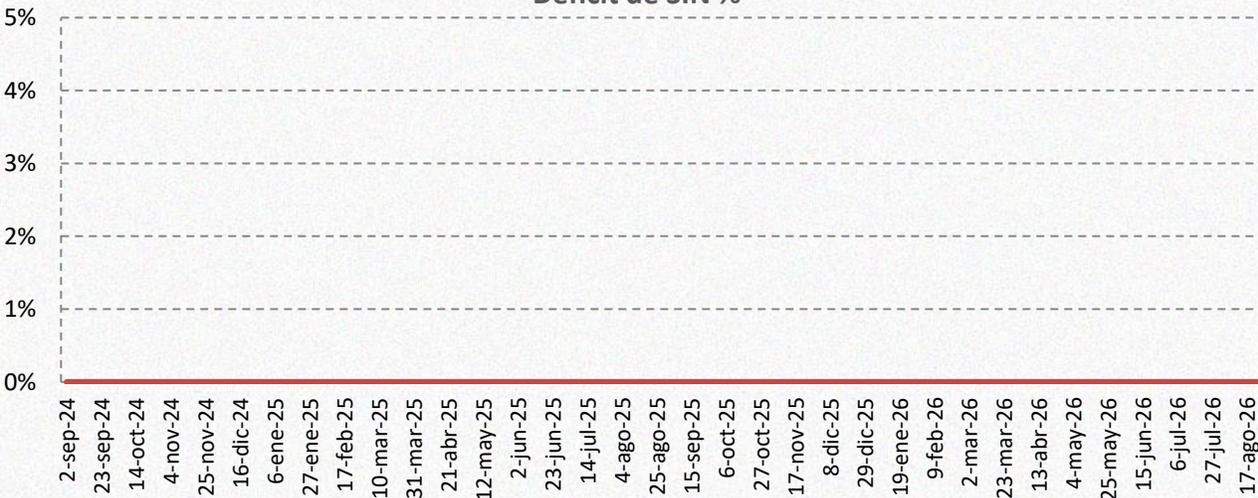
Balace del SIN - GWh/día



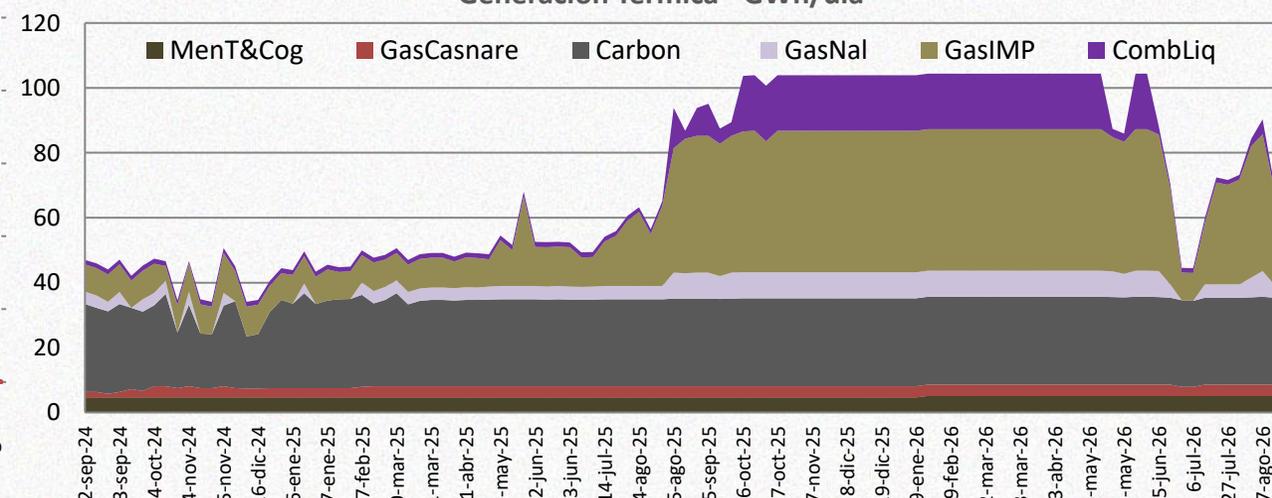
Embalse de SIN %



Déficit de SIN %



Generación Térmica - GWh/día



# Conclusiones

Estas sensibilidades no consideran eventos de alto impacto y baja probabilidad.

Dado el nuevo panorama de crecimiento de la demanda y la expansión esperada del parque generador en los próximos años, donde se mantiene la capacidad térmica e hidráulica actual del sistema, de presentarse fenómenos tipo El Niño en los próximos veranos se observa:

- **Desembalsamientos hasta del 47%** durante la estación de verano, valor superior al presentado en los últimos fenómenos el niño, alcanzando valores mínimos de **embalse al final de la estación de verano cercanos al 25,3%**, valor no alcanzado en la operación durante los últimos 30 años.
- Una alta exigencia del parque térmico, con valores promedio **durante el verano (Dic-Abr) de hasta 92 GWh-día**, lo que implica una alta exigencia sobre la cadena de suministro de combustibles fósiles como Carbón, gas y líquidos.
- Con el fin de mitigar riesgos para la atención segura y confiable de la demanda se debe tener un uso del embalse, de forma tal, que permita tener al **inicio del verano un nivel de embalse suficiente para enfrentar la estación de verano**, lo que implica en algunos casos contar con **generación térmica cercana a 88 GWh-día en la estación de invierno**.

# Conclusiones

- Al considerar atrasos adicionales en la entrada en operación de los proyectos eólicos la alta exigencia al parque térmico junto con las altas tasas de desembalsamiento durante el verano se extiende a todos los años considerados en el análisis.
- Al realizar **análisis estocásticos con incertidumbre reducida para el verano 2025-2026** y con los supuestos considerados **se presenta incumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación**, con valores de déficit en la serie más seca y niveles de embalse agregado del sistema cercanos al 12% en la simulación para la hidrología 2014-2016, valores nunca alcanzados en la operación real.

# Recomendaciones

Para **minimizar posibles riesgos** para la atención de la demanda futura **ante periodos de bajos aportes tipo El Niño**, se recomienda:

- » Trabajar de manera articulada para superar los obstáculos y mejorar los niveles de materialización de los planes de expansión de generación y transmisión.
- » Contar con la entrada en operación de las redes, equipos que aporten fortaleza a la red y plantas de generación futuras en las fechas esperadas.
- » Mantener un parque de generación diversificado en energéticos primarios para garantizar el abastecimiento de la demanda. Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda.
- » Garantizar la disponibilidad y flexibilidad de los combustibles requeridos por la generación térmica para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda, en especial el gas natural.
- » Realizar un monitoreo continuo al balance de la energía firme del sistema frente a los escenarios de demanda elaborados por la UPME.
- » Realizar levantamiento de las restricciones de cada uno de los embalses del sistema en aras de tener claridad de las reservas efectivamente utilizables para la generación eléctrica a considerar en el planeamiento energético.

## 3 – SITUACIONES OPERATIVAS



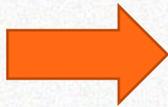
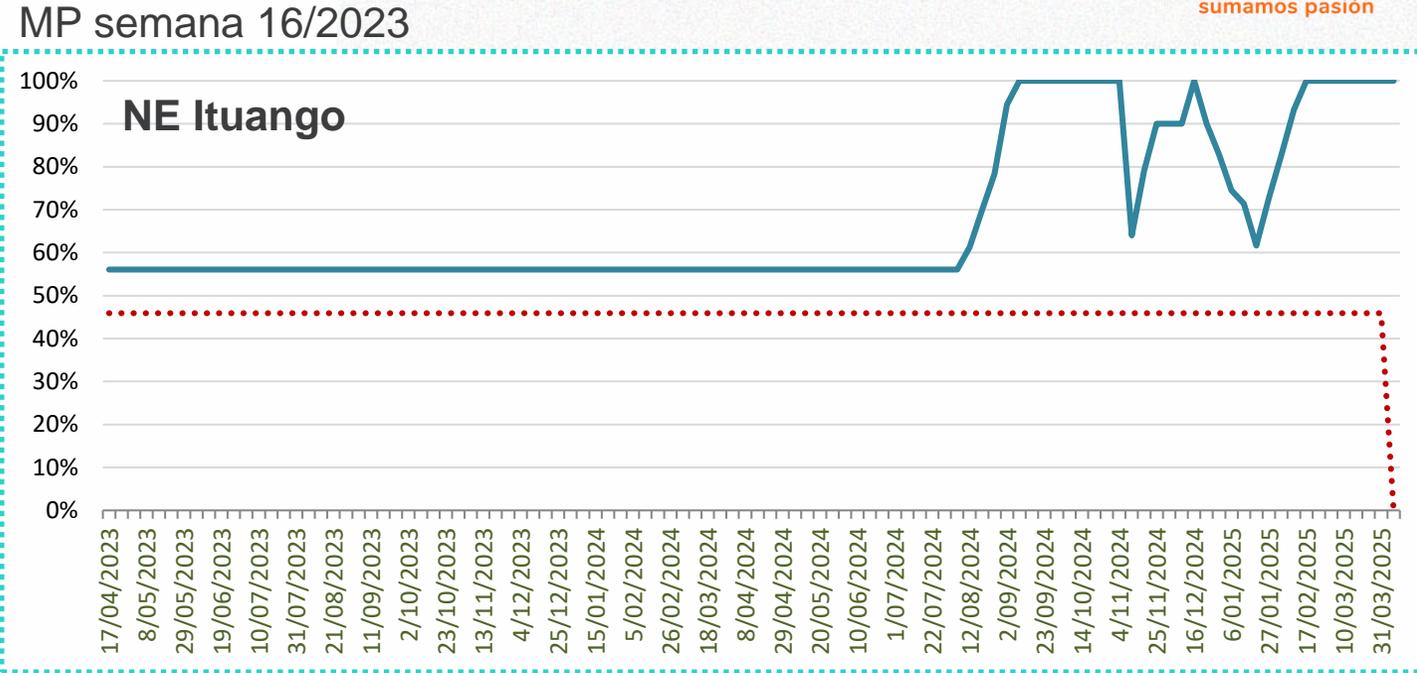
# Solicitud de cambio de parámetros de ITUANGO

# Antecedentes (Reunión 705 CNO 1 de junio de 2023)



Volumen Max = 56.2% hasta el 10/08/2024  
 (riesgo destaponamiento túnel de desviación)  
 Volumen Min = 45.9% hasta el 3/04/2025  
 (habilitación de la descarga intermedia de la presa)

Información reportada por EPM 11 de abril de 2023



**Se solicita a EPM revisar la necesidad de realizar actualización de los parámetros del embalse** hasta tanto se superen las restricciones actuales, de forma que se pueda realizar una adecuada modelación del mismo para todos los efectos operativos.

| EMBALSE     | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE |
|-------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| ITUANGO NEP | 90%   | 53%     | 16%   | 0%    | 0%   | 49%   | 80%   | 76%    | 52%        | 21%     | 25%       | 90%       |
| ITUANGO NPV | 90%   | 90%     | 90%   | 90%   | 90%  | 90%   | 90%   | 90%    | 90%        | 90%     | 90%       | 90%       |

Se advierte que el cambio de parámetros de embalse tiene repercusiones en el volumen real almacenado como NEP ya que el mismo es un % de Vol Útil y no es sujeto a recalcu lo ante cambio de parámetros.

# Antecedentes



Medellín, 21 de marzo de 2024

RADICADO 202444007710-3 XM  
MEDELLÍN, Mar 21, 2024, 5:01:58 PM  
DESTINO: 2121

20240130073000

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)

**Asunto:** Respuesta al comunicado e-mail (asunto: 202444006203-1 Condiciones operativas de los embalses) recibido el 19 de marzo de 2024.

Cordial saludo,

De acuerdo con su comunicado vía e-mail con asunto - 202444006203-1 Condiciones operativas de los embalses - donde expresa lo siguiente:

*"En el mes de febrero de 2023 se solicitó información sobre de posibles restricciones o limitaciones en la operación de los embalses con niveles próximos a sus mínimos operativos, de aquel levantamiento EPM mediante radicado XM 202344010979-3 de abril de 2023 indicó:*

(...)

*información se mantiene vigente."*

|              |   |           |  |
|--------------|---|-----------|--|
| Riogrande II | Nivel <= 10 % vol. útil                 | No aplica | (204 MW cuando volumen útil sea <=10% y 102 MW cuando volumen útil sea <=5%) en función del nivel de embalse para evitar la formación de vórtices en la captación en niveles inferiores al 10 %. |
| Ituango      | Nivel máximo:18.9 % vol. útil - 408msnm | No aplica | Hasta la construcción del tapón definitivo del túnel de desviación derecho (octubre de 2024)   |

Con respecto al reporte anterior se actualiza el nivel máximo de Ituango, teniendo en cuenta el cambio de Nivel mínimo físico a la cota 405 msnm cuyos volúmenes han sido aprobados en el acuerdo 1765 del 30 de octubre de 2023.

Así mismo, se actualiza la información del embalse de Riogrande II donde es necesario derratear la Central Tasajera cuando el nivel del embalse sea inferior al 10 % del volumen útil, con el fin de conservar la integridad de la central por la presencia de vórtices en la captación.

Agradecemos la atención a nuestra solicitud.

# Restricción actual en la operación del embalse ITUANGO

Información actualizada por EPM 09 de agosto de 2024

Ingeiero  
**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)

20240130173920

**Asunto:** Actualización de información enviada en el comunicado EPM 20240130073000, respecto a las restricciones del embalse Ituango.

Cordial saludo,

Mediante comunicado radicado **EPM 20240130073000** del 21 de marzo de 2024, enviamos información acerca de las restricciones operativas de nuestros embalses, entre ellos, el embalse de Ituango. Considerando los avances de las obras civiles de recuperación del túnel de desviación derecho de Ituango, se estima que a finales de septiembre de este año esté listo el taponamiento definitivo.

No obstante, esta nueva condición no es la única necesaria para que el nivel del embalse pueda llenarse hasta el nivel máximo operativo (Cota 420 m.s.n.m.) dado que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) debe levantar la condición de contingencia del proyecto impuesta con las resoluciones ANLA 820 de 2018 y las condiciones de descarga de agua asociadas con la resolución 2306 de 2019. La declaración del estado del proyecto en no contingencia depende de la terminación de algunas obras definidas como obras de recuperación y la consiguiente gestión ante la Autoridad Ambiental.



Se solicita a EPM adelantar los procedimientos requeridos para actualizar el parámetro técnico del embalse dado que esta condición de operación es una restricción que no tiene una fecha cierta de finalización y se requiere contar con la mejor información disponible para el planeamiento operativo.

# **Variabilidad de la generación solar en el SIN**

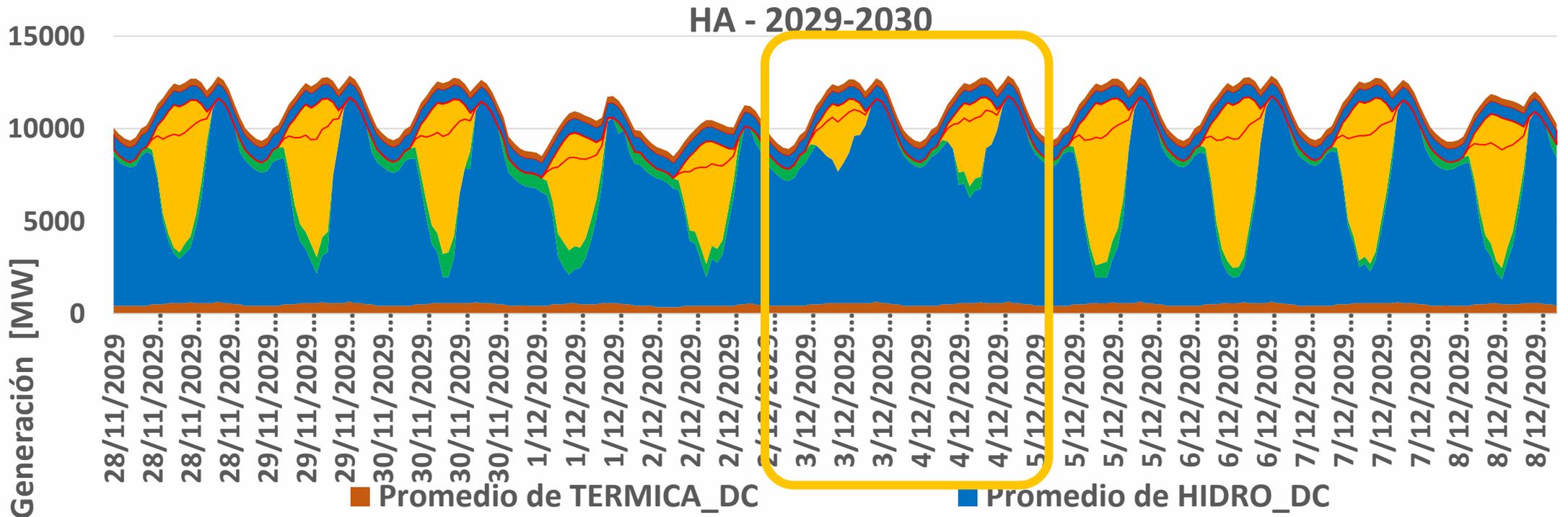
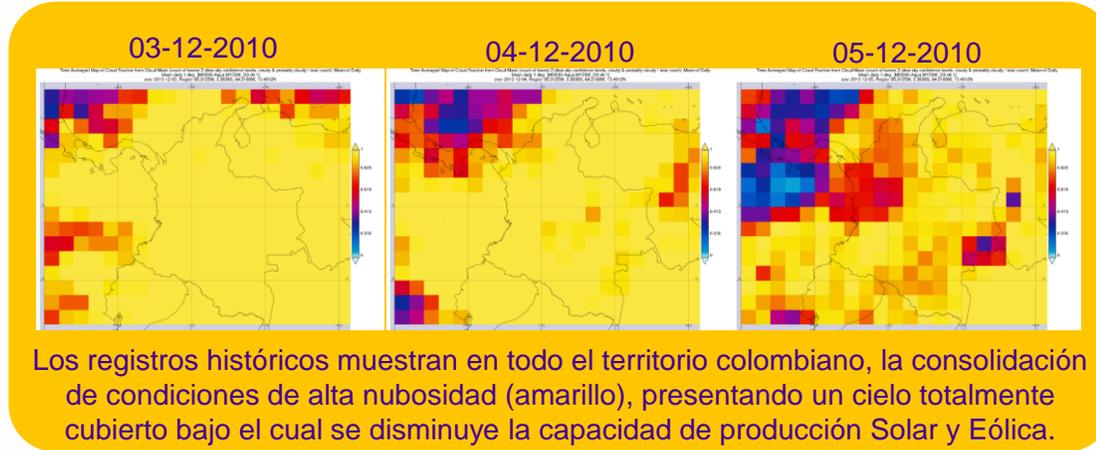


# Vulnerabilidad a eventos meteorológicos



## Estudio de Flexibilidad - 2029-2030

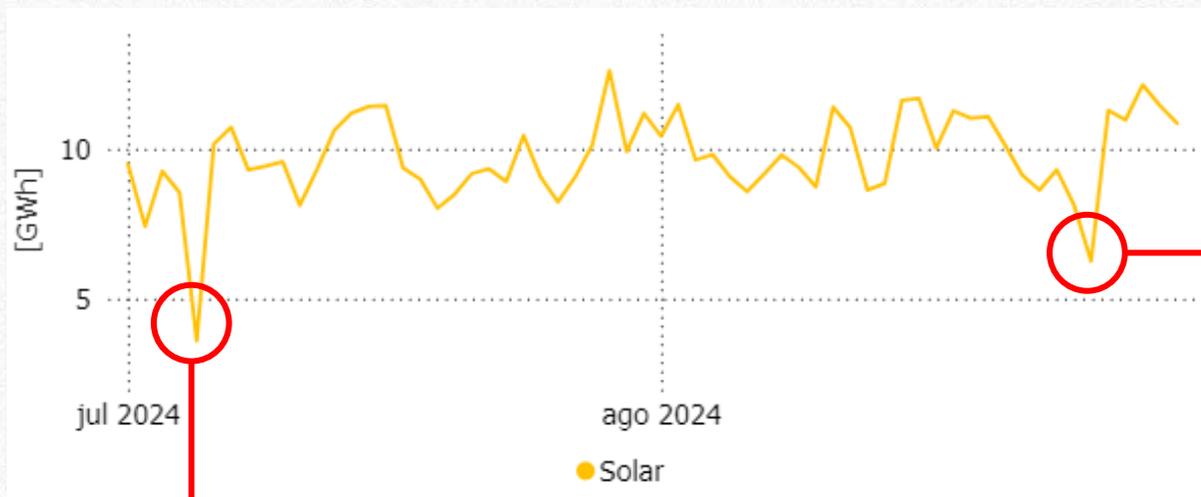
Se observan periodos de disminución generalizada del recurso solar y eólico, producto de fenómenos meteorológicos que favorecen un clima lluvioso en el país. Frente a lo anterior, **mantener un parque de generación flexible y complementario a las fuentes de generación Solar y Eólica se torna indispensable para garantizar el abastecimiento de la demanda.** Lo anterior, cobra aun mayor relevancia en un escenario de crecimiento acelerado de la demanda, producto de la electrificación del sector transporte e industrial.



# Evolución plantas en operación comercial.



# Generación solar en el SIN



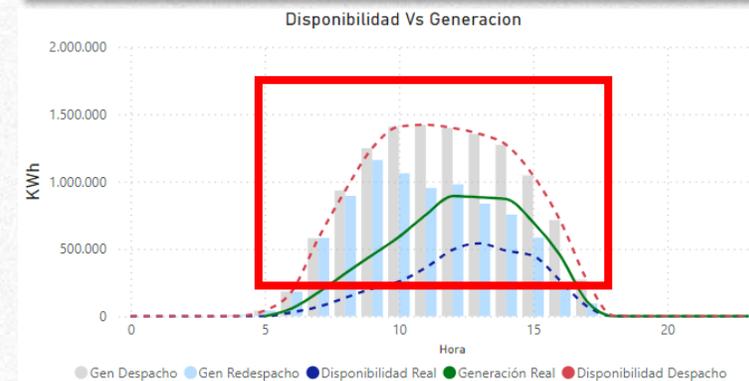
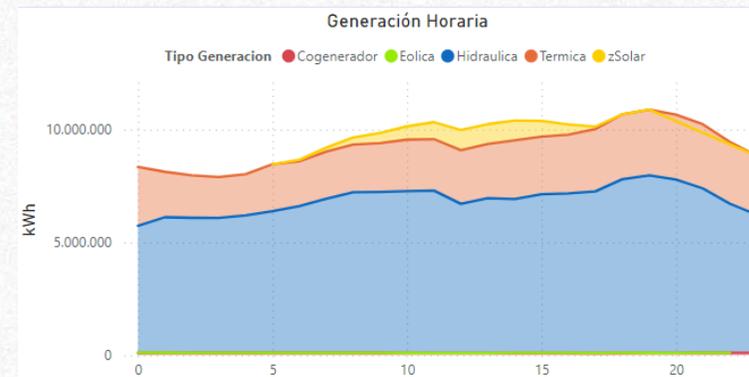
## Generación solar\* – Agosto 26

Generación SIN kWh

228.715.931

Generación Solar kWh

6.254.946



Generación solar en el día 2.73 % de la generación del SIN.

Desviación entre lo programado y lo real cercana a 818 MW

## Generación solar\* – Julio 5

Generación solar en el día 1.63% de la generación del SIN.

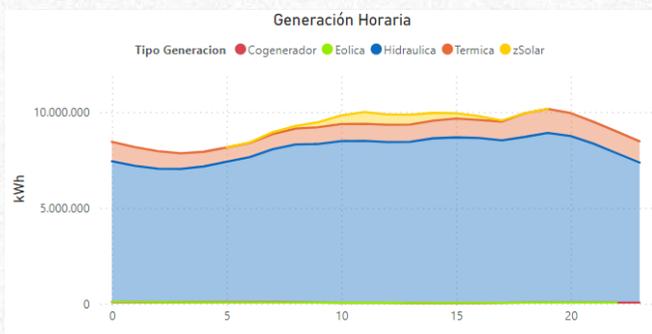
Desviación entre lo programado y lo real cercana a 666 MW

Generación SIN kWh

220.425.333

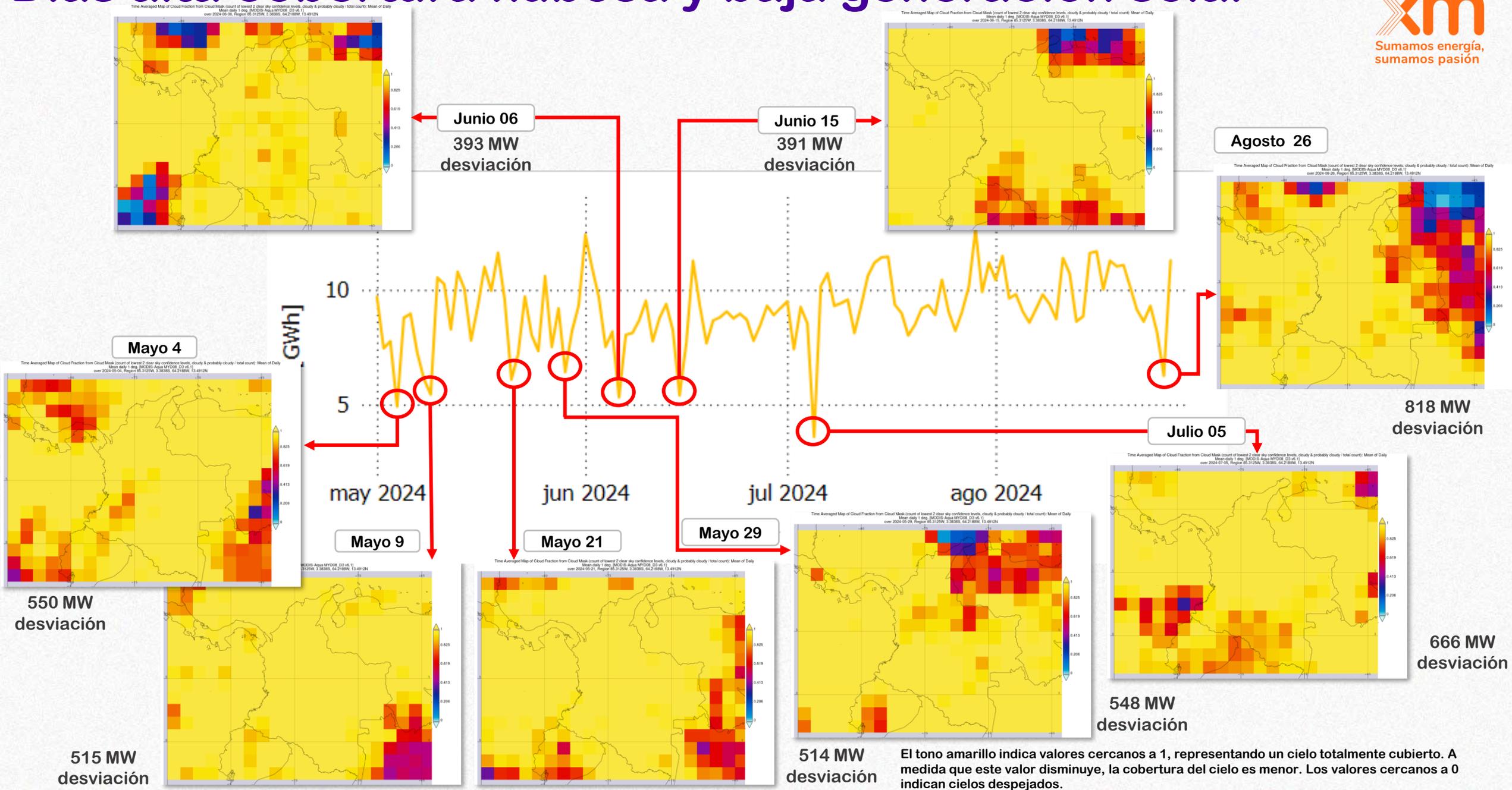
Generación Solar kWh

3.595.164



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

# Días alta cobertura nubosa y baja generación solar



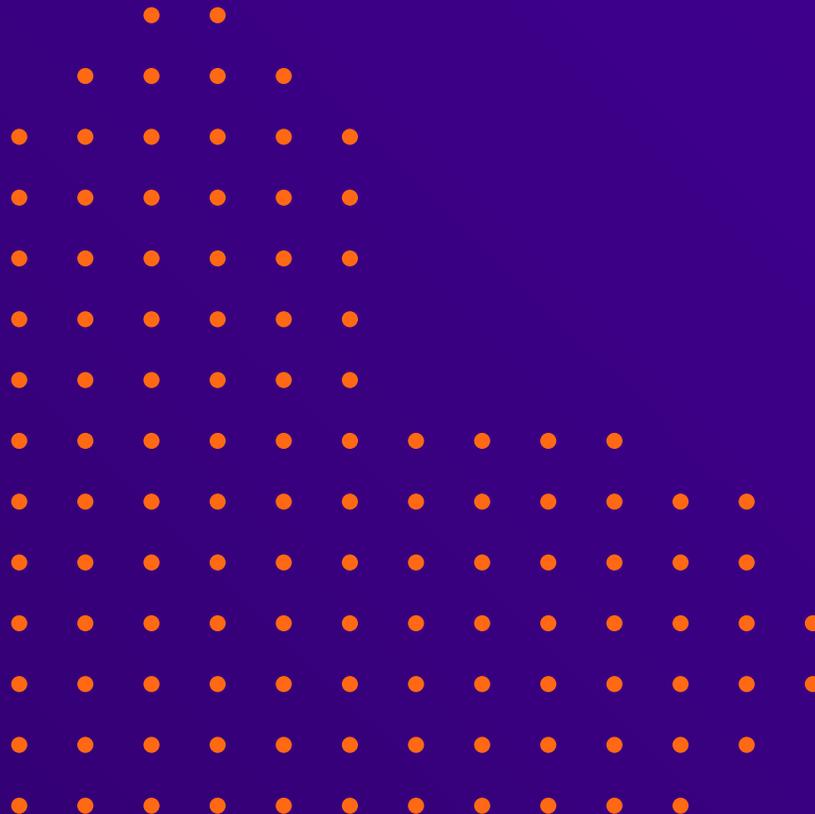
# Conclusiones y recomendaciones

Se evidencia la ocurrencia de fenómenos meteorológicos que impactan la generación de las fuentes renovables con una mayor frecuencia a la esperada en estudios previos, lo que refleja la variabilidad natural intrínseca del recurso y la necesidad e importancia de analizar e incorporar estas señales en la operación del sistema.

Se recomienda iniciar las actividades del nuevo grupo de trabajo del SURER, priorizando el análisis de la caracterización e identificación de fenómenos meteorológicos que tengan impacto sobre la operación del sistema en los diferentes horizontes temporales.

Mejorar la capacidad institucional para la medición meteorológica y la generación de pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo, de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala, con el fin de mejorar la capacidad de reacción frente a la variabilidad del recurso primario en los diferentes horizontes de tiempo.

Se recomienda continuar con actividades de seguimiento a la generación solar en el sistema, así como a los pronósticos de generación de cada una de las plantas, con el fin de identificar los eventos y días en los que se presenten impactos en la operación asociados a causales meteorológicos, buscando obtener información que permita ahondar en el conocimiento y detalle de este tipo de fenómenos.



# 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-dia |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------------|
| Guajira (Carbón)                      | 275         | 275         | 275         | 275         | 275         | SR                                 |
| TERMOCARIBE (GLP)                     | 52          | 52          | 52          | 52          | 52          | SR                                 |
| Teba (Gas)                            | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | -791                               |
| Flores 4B (Gas)                       | 240         | 240         | 240         | 240         | 240         | -210                               |
| Flores I (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>1720</b> | <b>1720</b> | <b>1720</b> | <b>1720</b> | <b>1720</b> | <b>-2024</b>                       |

Se espera una disponibilidad del parque de generación de 1720 MW aproximadamente en Caribe, lo que representa el 45.94% 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                       | 2           |
| Atlántico    | Flores IV Gen 2     | 1               | 0.65            | 0.65                    | 0           |
| Atlántico    | Tebasa Gas 110      | 2               | 0.5             | 1                       | 0           |
| Atlántico    | Tebasa Gas 220      | 3               | 0.5             | 1.5                     | 0           |
| Atlántico    | Tebasa 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>4.87</b> |

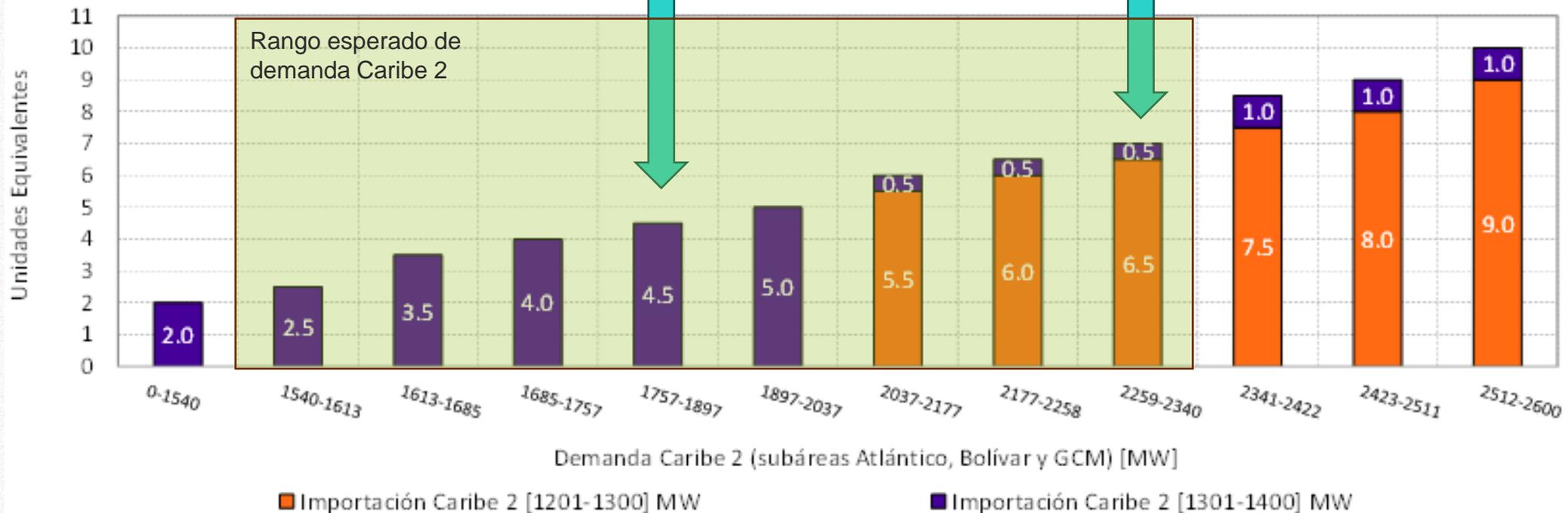
Total de **unidades equivalentes disponibles** en Caribe 2 durante el mantenimiento, de acuerdo con información reportada por los agentes:  
**4.87**

**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

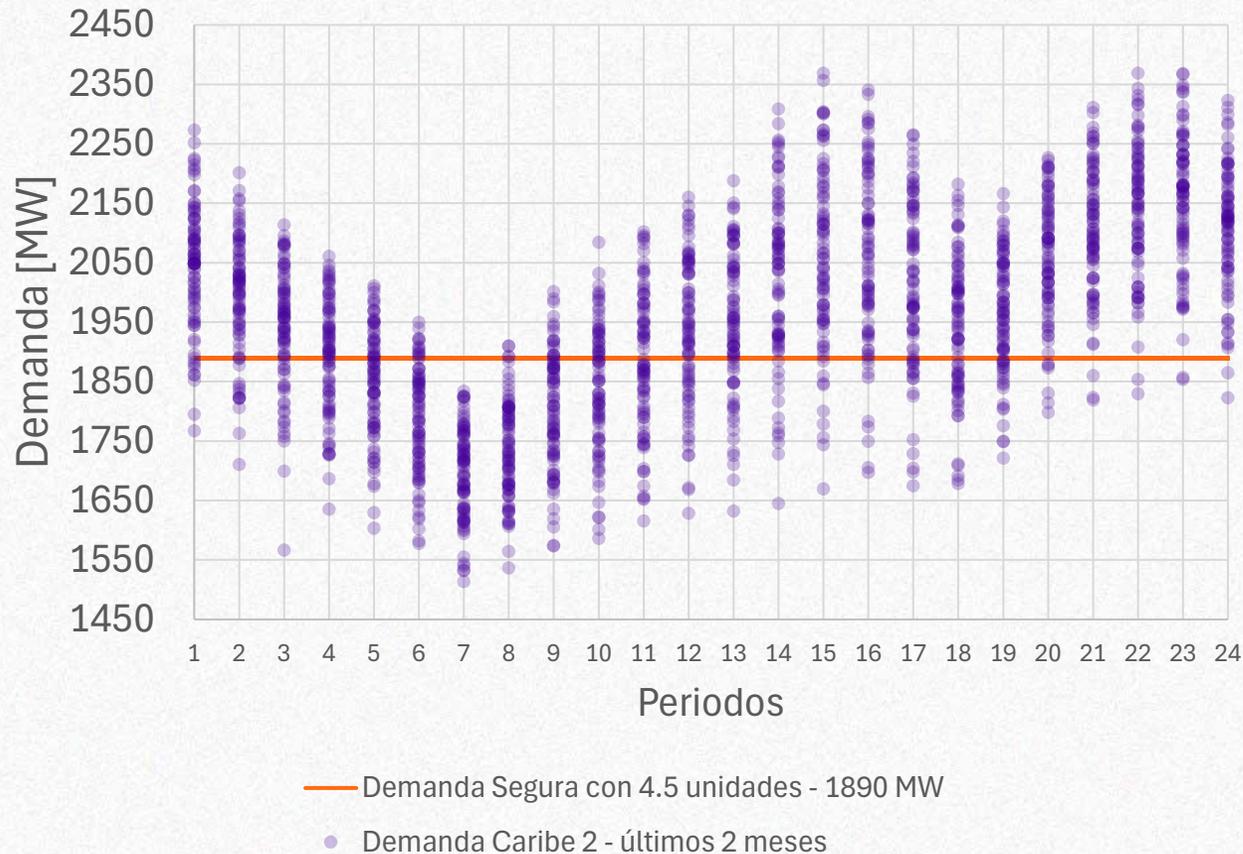
Número de unidades equivalentes disponibles (4.87)

Número de unidades equivalentes disponibles, considerando gas para Candelaria al MT (7.12)



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

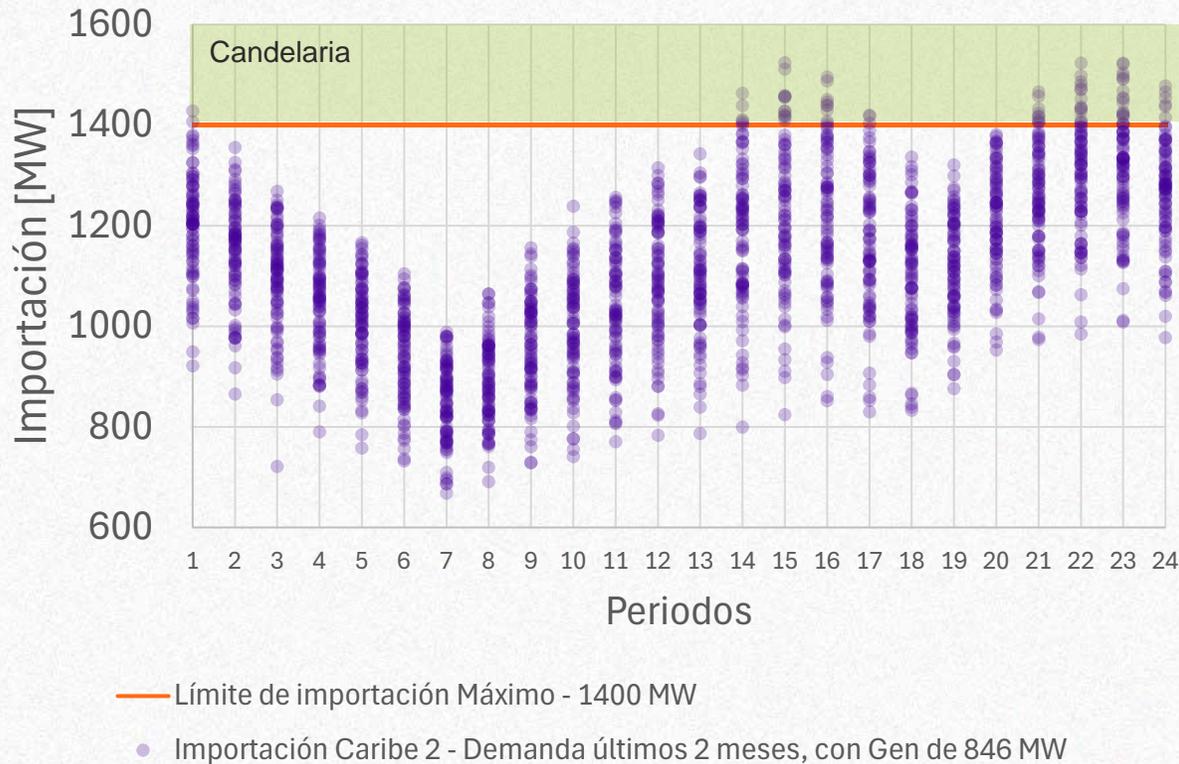
# Requerimiento de unidades equivalentes (Caribe 2)



De mantenerse el número de unidades esperado (4.87), se podrían presentar cerca de 23 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)



Con la disponibilidad máxima de 846 MW de las plantas que han informado estarían disponibles y considerando, además:

- Termocandelaria al mínimo técnico (permitiría contar con 330 MW adicionales)
- Mas de 7 unidades equivalentes disponibles en el área
- Límite de importación de 1400 MW (topología completa)

Sería posible atender la demanda esperada para Caribe 2.

# Riesgos y recomendaciones operativas

## Riesgos Operativos

- La potencia segura que se puede atender en Caribe 2, teniendo en cuenta la disponibilidad de las plantas durante el mantenimiento, es cercana a 1890 MW.
- Para cumplir los criterios de confiabilidad y seguridad sería necesario programar DNA en Caribe 2, tratando de ubicarla en los nodos más susceptibles a la recuperación de tensión, con el fin de minimizar la DNA.
- En el modelo eléctrico se observa una recuperación de algunos nodos hasta de 1.4 s, valor que es mayor a los 500 ms establecidos en la normatividad. Una recuperación más lenta de tensión puede hacer más susceptible el sistema a fenómenos de FIDVR y posibles colapsos de tensión.
- En cuanto a restricciones ante contingencia N-1, no se observan restricciones adicionales a las identificadas en el IPOEMP.

## Recomendaciones

- Se recomienda gestionar gas para unidades adicionales que permitan contar con al menos 7 unidades equivalentes en el área (p.e. candelaria al MT).
- Se recomienda coordinar la mayor disponibilidad de la red, de los equipos de compensación y de las unidades de generación.
- No realizar pruebas autorizadas de generación en el área Caribe.
- Gestionar por parte de Afinia y Air-E la maximización de la autogeneración de los clientes No Regulados de las áreas Caribe y Caribe 2.
- Gestionar y ajustar por parte de los responsables de los pronósticos de la Demanda Regulada y No Regulada del área Caribe

# Riesgos y recomendaciones operativas

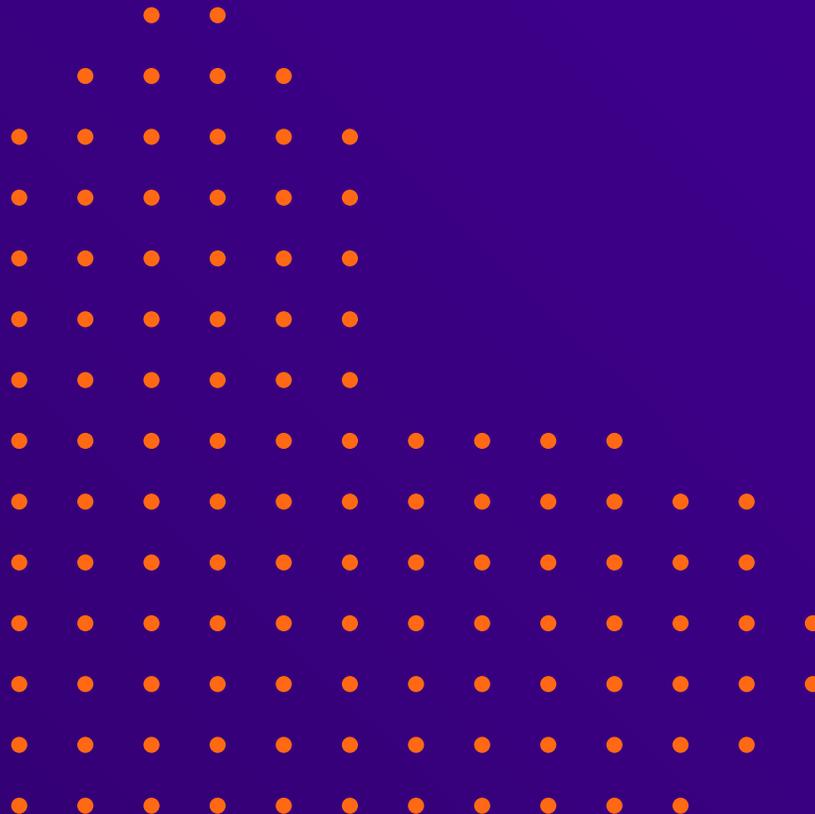
## Recomendaciones

- Las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR deben operar en modo control tensión.
- Se recomienda a la UPME evaluar obras de expansión que mitiguen la dependencia del parque térmico del área para el control dinámico de tensión (unidades equivalentes).
- Realización de teleconferencias diarias de seguimiento a la evolución del mantenimiento (CNO-Gas, CNO Eléctrico).

## Acciones adelantadas XM

- Comunicaciones a Tebsa (Tebsa, Termobarranquillas 3 y 4), Termocandelaria y Prime Energy (Flores 1 y Flores 4) solicitando gestionar la consecución de gas nacional para los días del mantenimiento. 20 de agosto.
- Comunicación a Gecelca S.A. E.S.P. solicitando reprogramar las fechas del mantenimiento planeado de la planta de generación Gecelca 32. 22 de agosto.
- Comunicación a Calamarí LNG S.A. E.S.P. solicitando revisar la viabilidad de optimizar las actividades a realizar. 23 de agosto
- Comunicación a todos los agentes del área Caribe con las recomendaciones a tener en cuenta durante la ejecución del mantenimiento. 24 de agosto.

XM realizará declaración de estado de alerta o emergencia de la operación de las áreas Caribe o Caribe 2, de acuerdo con la disponibilidad de las plantas de generación de las áreas Caribe y Caribe 2 y los balances diarios que se realizarán desde el Despacho Económico durante los días del mantenimiento.



# Interconexión Venezuela: Corozo – San Mato 220 kV

---

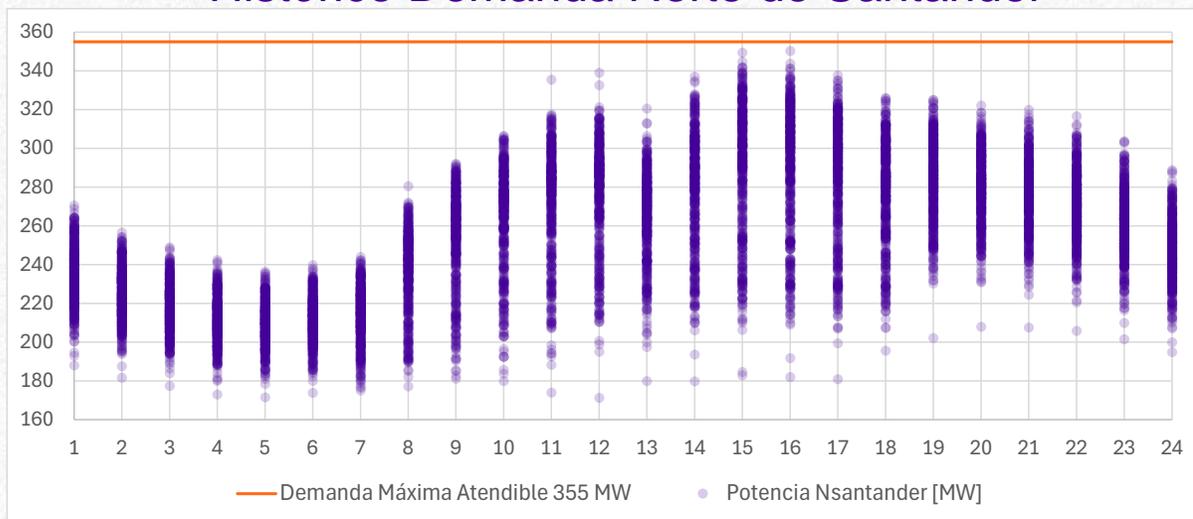


Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Capacidad máxima enlace San Mateo – Corozo 220 kV

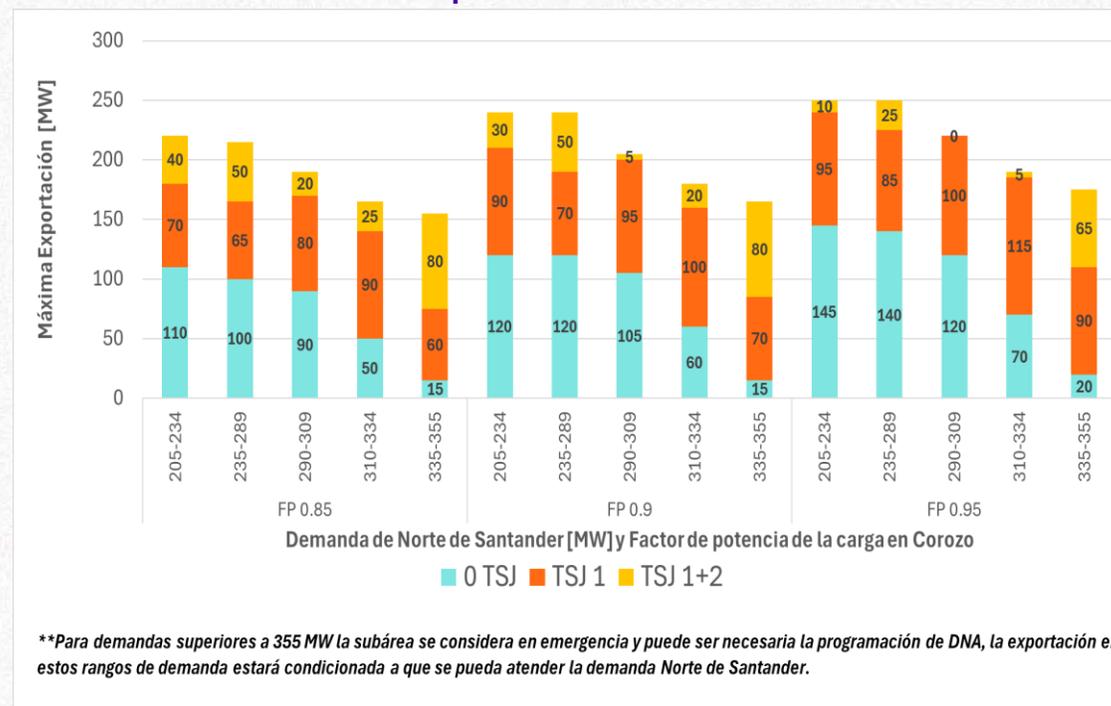
La capacidad de exportación por el corredor San Mateo – Corozo 220 kV, dependerá de la demanda de Norte de Santander y la disponibilidad de unidades de Termo Tasajero

## Histórico Demanda Norte de Santander



Máxima demanda atendible en Norte de Santander – 355 MW (red del STR)

## Máxima Exportación a Venezuela



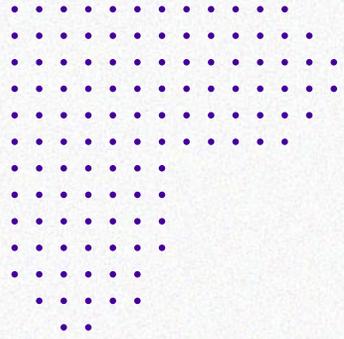
**\*\*Para demandas superiores a 355 MW la subárea se considera en emergencia y puede ser necesaria la programación de DNA, la exportación en estos rangos de demanda estará condicionada a que se pueda atender la demanda Norte de Santander.**

## Contingencias Críticas

Ocaña-San Mateo 220 kV / bajas tensiones Norte de Santander

Cúcuta 220/115 kV / bajas tensiones Norte de Santander

Restricción Tasajero-Cúcuta 220 kV / Sobrecarga Tasajero – San Mateo 220 kV



# Capacidad máxima enlace San Mateo – Coroza 220 kV

Capacidad  
transporte

Parámetros  
técnicos

Protecciones

SOE

Supervisión

Registro  
Fronteras

Certificado  
cumplimiento  
reglamentación

**Concepto conexión UPME**  
**Se requiere para establecer la capacidad de transporte y definir contrato de conexión entre transportador y representante de la frontera comercial.**

1) Gecelca revisará los términos para realizar la solicitud de concepto de conexión a la UPME.  
2) La UPME está revisando el tema y procedimiento internamente

Se están trabajando con los parámetros que se tenía declarados cuando se tenía activo el enlace.  
1) CENS debe remitir a XM los parámetros del tramo de línea en el lado Colombiano en el formato del Acuerdo CNO 1816  
2) GECELCA está a la espera que CORPOELEC le envíe formalmente los parámetros de la línea del tramo venezolano y los parámetros de transformador y de la carga

**Estudio de ajuste y coordinación de protecciones**  
El CND envió comentarios a la versión 1.  
**INTERCOLOMBIA requiere los parámetros de la línea como prerrequisito para enviar la versión 2 del estudio de protecciones**

**INTERCOLOMBIA enviará las señales de SOE que tiene disponible. No se tienen todas las señales de SOE**

Se realizaron pruebas se supervisión simuladas el 20/08/2024.  
**Pendiente realizar pruebas de las líneas telefónicas punto a punto**

**Fronteras**  
1) Los equipos actuales no cumplen código de medida. INTERCOLOMBIA informó de esta situación a través de comunicación remitida a la UPME con copia a la CREG y al CNO, se espera la respuesta.  
2) GECELCA solicita realizar una reunión con el equipo de fronteras de XM para resolver inquietudes con relación al registro de fronteras



**Radar de proyectos  
Acuerdo CNO 696**

## Objetivo del Radar

Identificar oportunamente posibles atrasos en la definición de obras y en el desarrollo de proyectos, así como el impacto de los mismos con respecto a la fecha de puesta en servicio definida en el plan de expansión, concepto UPME o en la convocatoria.

## Metodología

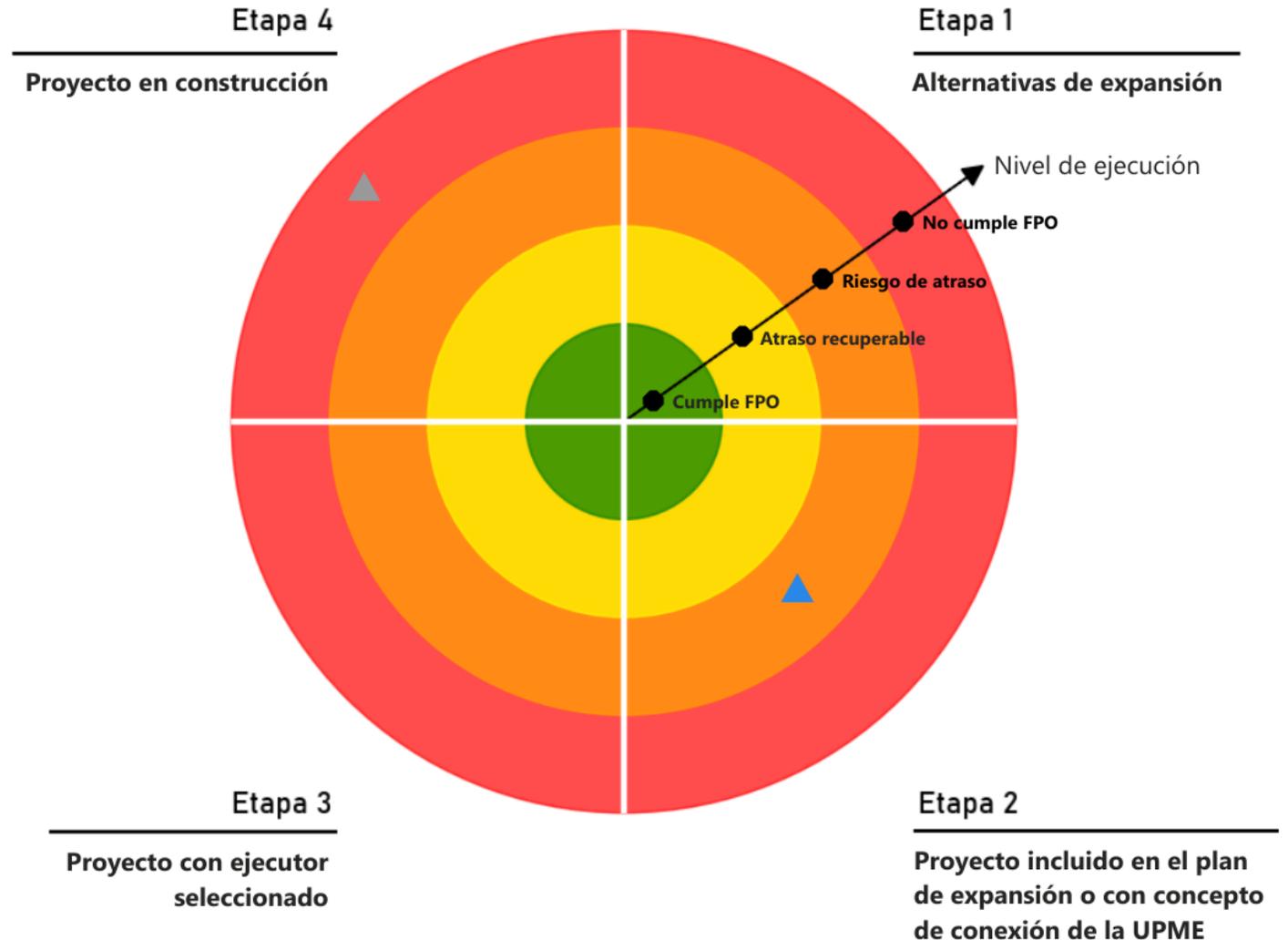
Los proyectos se clasifican por etapas, que indican cuán cerca se encuentra un proyecto específico de entrar en operación comercial.

Se deben monitorear:

- El **nivel** de ejecución de cada proyecto, que indica cómo se encuentra respecto al cumplimiento de su FPO.
- El **impacto** por la entrada o atraso del proyecto.

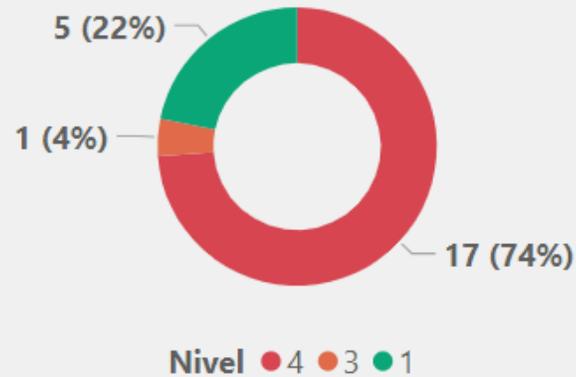
### Impacto operativo

- ▲ - Aumento de confiabilidad
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones operativas
- ▲ - Disminución o eliminación de restricciones eléctricas
- ▲ - Disminución DNA

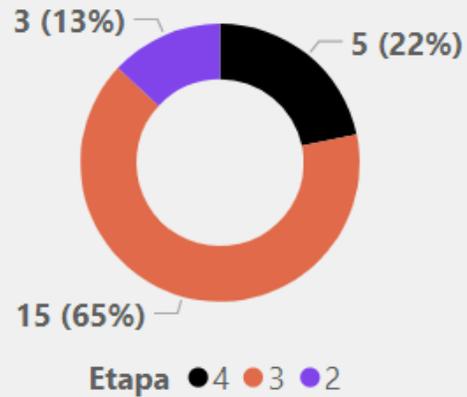


# Proyectos del STN por convocatoria

Conteo proyectos STN por Nivel



Conteo proyectos STN por Etapa



\*Proyectos con nivel (en blanco) son aquellos para los cuales no suministraron información.

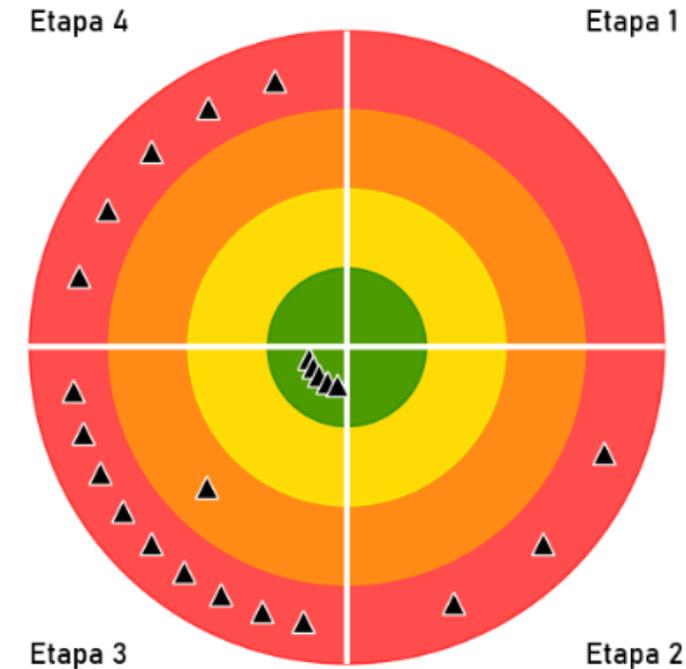
Actualmente se hace seguimiento a **23** proyectos en el nivel de STN, de los cuales **18** se encuentran en nivel 3 o 4

## Del total:

Los meses de atraso promedio de los proyectos del STN son de **55,58** meses.

Proyectos en construcción

Alternativas de expansión



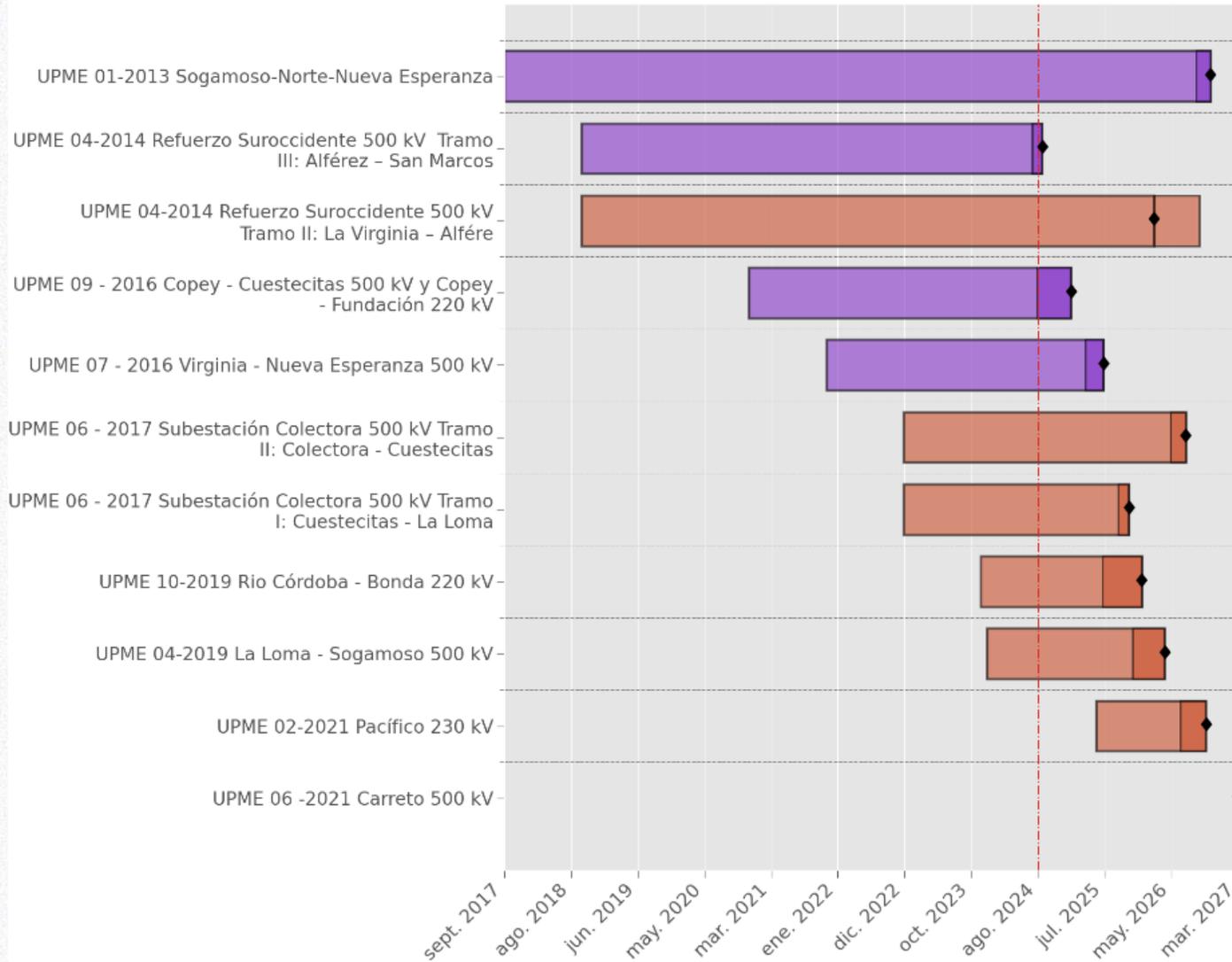
Proyectos con ejecutor  
seleccionado

Proyectos incluidos en el plan de  
expansión

# Proyectos del STN por convocatoria que se encuentran en nivel 3 y 4 (continuación)

| NOMBRE DEL PROYECTO   | FPO primera resolución | FPO oficial | FPO prevista por ejecutor | Etapas | Nivel |
|---|------------------------|-------------|---------------------------|--------|-------|
| UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza                                   | 30/09/2017             | 01/02/2025  | 21/11/2026                | 4      | 4.0   |
| UPME 01-2023 - 2do Transformador de Primavera 500/230 kV                      | 30/06/2024             |             |                           | 3.1    | 4.0   |
| UPME 02-2021 Pacífico 230 kV  | 30/11/2023             | 31/05/2025  | 30/10/2026                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 02-2023 - 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV                       | 30/06/2024             |             |                           | 3.1    | 4.0   |
| UPME 03-2010 Chivor II  | 30/11/2013             | 03/11/2024  | 08/11/2026                | 4      | 4.0   |
| UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo II: La Virginia – Alférez     | 30/09/2018             | 01/03/2025  | 27/02/2026                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidente 500 kV Tramo III: Alférez – San Marcos     | 30/09/2018             | 01/03/2025  | 16/09/2024                | 4      | 4.0   |
| UPME 04-2019 La Loma - Sogamoso 500 kV  | 31/12/2023             | 20/03/2025  | 18/04/2026                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 05 -2021 Pasacaballos 220 kV   | 30/06/2024             | 31/01/2027  |                           | 3.1    | 4.0   |
| UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo I: Cuestecitas - La Loma    | 30/11/2022             | 22/07/2025  | 30/10/2025                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 06 - 2017 Subestación Colectora 500 kV Tramo II: Colectora - Cuestecitas | 30/11/2022             | 22/07/2025  | 26/07/2026                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 07 - 2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV                              | 30/09/2020             | 22/06/2025  | 03/07/2025                | 4      | 4.0   |
| UPME 08-2021 La Paz 230 kV  | 30/11/2021             |             |                           | 2.1b   | 4.0   |
| UPME 09 - 2016 Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV          | 30/11/2019             | 25/08/2024  | 30/01/2025                | 4      | 4.0   |
| UPME 09- 2021 Cabrera 230 kV  | 31/12/2022             |             |                           | 2.1b   | 4.0   |
| UPME 10-2019 Rio Córdoba - Bonda 220 kV                                       | 30/11/2023             | 31/07/2024  | 30/12/2025                | 3.3    | 4.0   |
| UPME 10-2021 San Lorenzo 230 kV   | 30/11/2020             |             |                           | 2.1b   | 4.0   |
| UPME 03-2023 Bahía Nueva Esperanza 500 kV                                     | 30/12/2023             | 30/06/2026  |                           | 3.1    | 3.0   |

# Proyectos del STN por convocatoria (continuación)



## Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió

### Proyectos STN Convocatorias

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del DSI y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante). La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

\* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

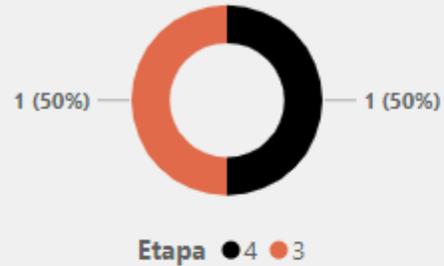
Proyectos con retraso que no cambiaron la FPO respecto al radar anterior:

- UPME 03-2010 Chivor II
- UPME 03-2021 Carreles 230 kV
- UPME 01-2023- 2do Transformador de Primavera 500/230 kV.
- UPME 02-2021 Pacífico 230 kV
- UPME 02-2023- 4to Transformador de Sogamoso 500/230 kV
- UPME 05-2021 Pasacaballos 220kV.
- UPME 08-2021 La Paz 230 kV

# Proyectos por ampliación

## Conteo de proyectos por Etapa

Ampliaciones



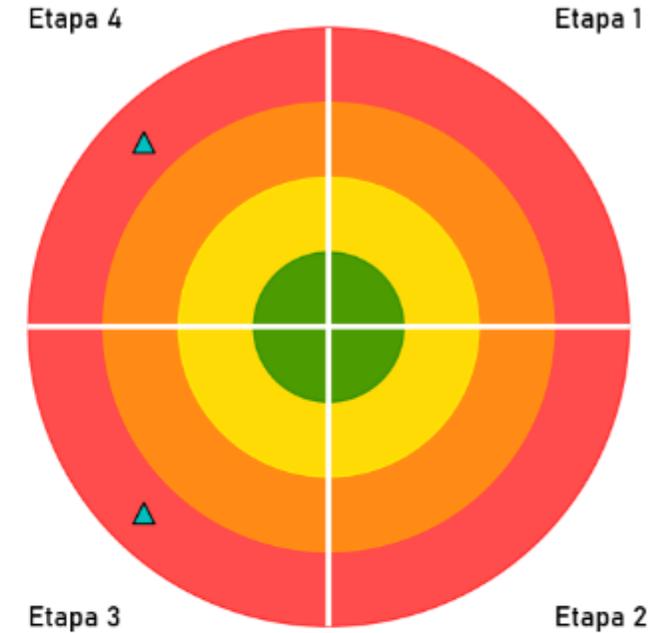
## Conteo de proyectos por Nivel

Ampliaciones



\* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

**Actualmente se hace seguimiento a 2 proyectos de ampliaciones, de los cuales 2 se encuentran con atrasos respecto a su FPO.**



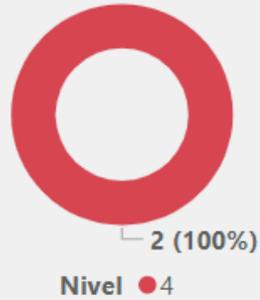
| NOMBRE DEL PROYECTO                                       | Meses de Atraso | FPO concepto UPME | FPO prevista por ejecutor | Etapa | Nivel | Transmisor    |
|---|-----------------|-------------------|---------------------------|-------|-------|---------------|
| Ampliación. Segundo circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV | 30              | 30/12/2023        | 27/06/2026                | 3.2.1 | 4     | ENLAZA-GEB    |
| Segundo circuito Cuestecitas-Copey 500 kV                 | 30              | 31/08/2022        | 28/02/2025                | 4     | 4     | INTERCOLOMBIA |

1 Proyecto entró en operación respecto al último radar:

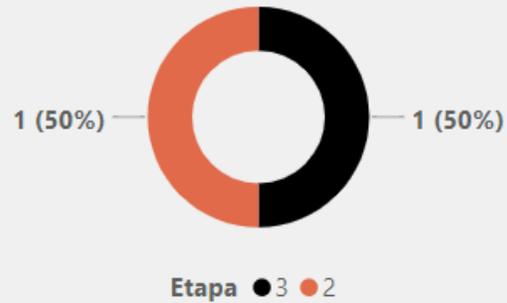
FACTS Tebsa - Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nva Barranquilla - Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí - Sabanalarga 220 kV

# Proyectos del STR por convocatoria

Conteo proyectos STR por Nivel  
Convocatorias

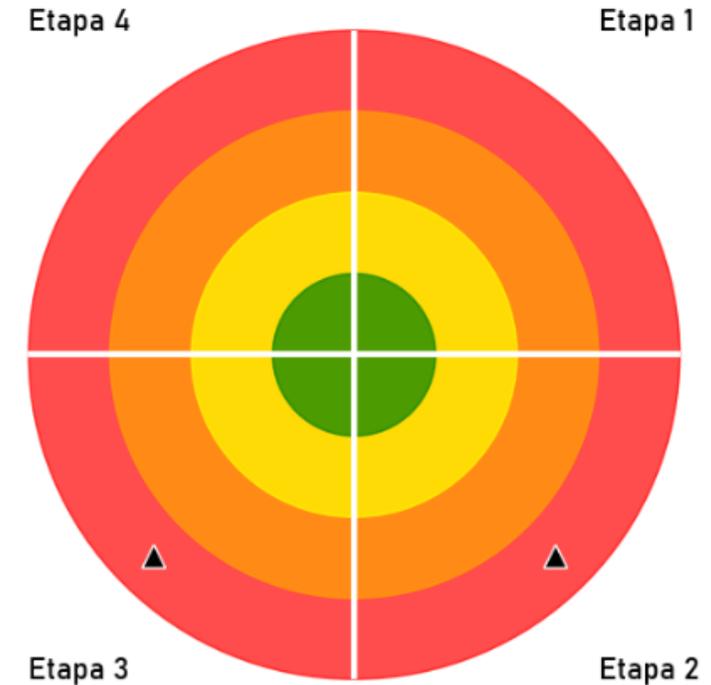


Conteo proyectos STR por Etapa  
Convocatorias



\* El conteo de proyectos con etapa o nivel (en blanco) son aquellos para los cuales los OR no suministraron información.

| NOMBRE DEL PROYECTO                          | Meses de atraso reales | FPO DSI    | FPO prevista por el ejecutor | Etapa | Nivel |
|--|------------------------|------------|------------------------------|-------|-------|
| UPME STR 01 - 2021 SAEB (Baterías Atlántico) | 30                     | 30/06/2023 | 25/12/2025                   | 3.3   | 4     |
| UPME STR 11-2021 Alcaravan 110 kV            |                        |            |                              | 2.1b  | 4     |



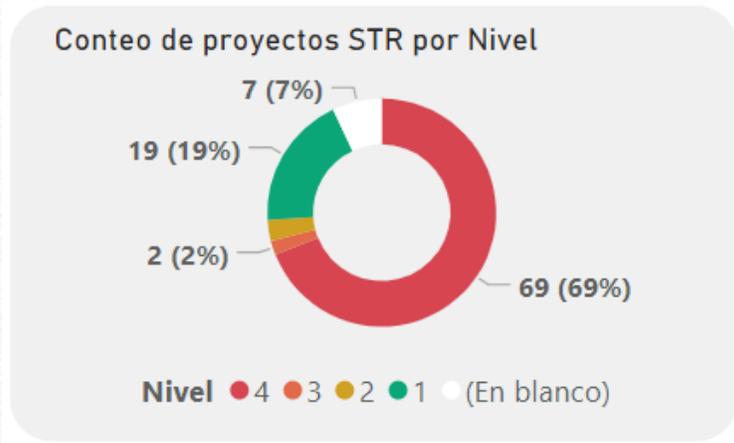
## Radar STR Convocatorias

JULIO 2024

Actualmente se tienen **2** proyectos en la modalidad de convocatorias en el STR.

\* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2024.

# Proyectos del STR



\*Proyectos con nivel en blanco corresponden a aquellos para los cuales el OR no reportó información.

Actualmente se hace seguimiento a **100** proyectos en los STR, de los cuales **72** se encuentran en nivel 3 o 4

**Del total:**

**19** son proyectos de repotenciación.

Los meses de atraso promedio de los proyectos de los STR son de **33,4** meses.



69 proyectos del STR presentan atraso

| PROYECTO                          | OR     | FPO        |
|-----------------------------------|--------|------------|
| Subestación Arroyohondo 115 kV    | EMCALI | 05/04/2024 |
| Nueva Subestación Estambul 115 kV | CELSIA | 26/08/2024 |

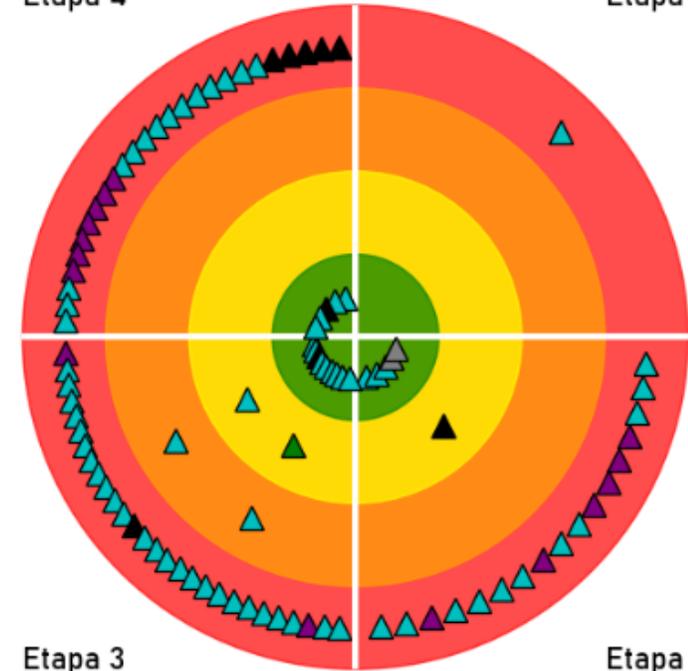
Proyectos que entraron en operación comercial

28 proyectos (31%)

1 proyectos (1%)

Etapa 4

Etapa 1



Etapa 3

Etapa 2

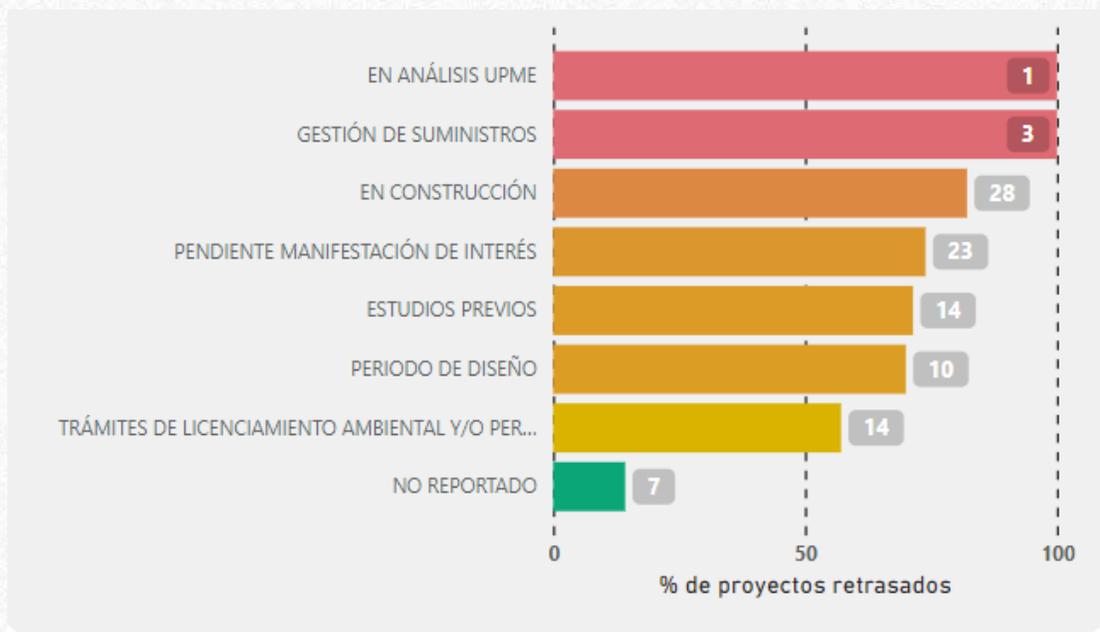
41 proyectos (41%)

23 proyectos (23%)

\*Solo la CHEC reportó 1 proyecto en etapa 1

# Proyectos del STR (continuación)

## Proyectos por estado



## Operadores de red con mayor tasa de proyectos retrasados

### Operadores de Red con mayor tasa de proyectos retrasados

Relación entre proyectos retrasados del OR y el total de proyectos del OR



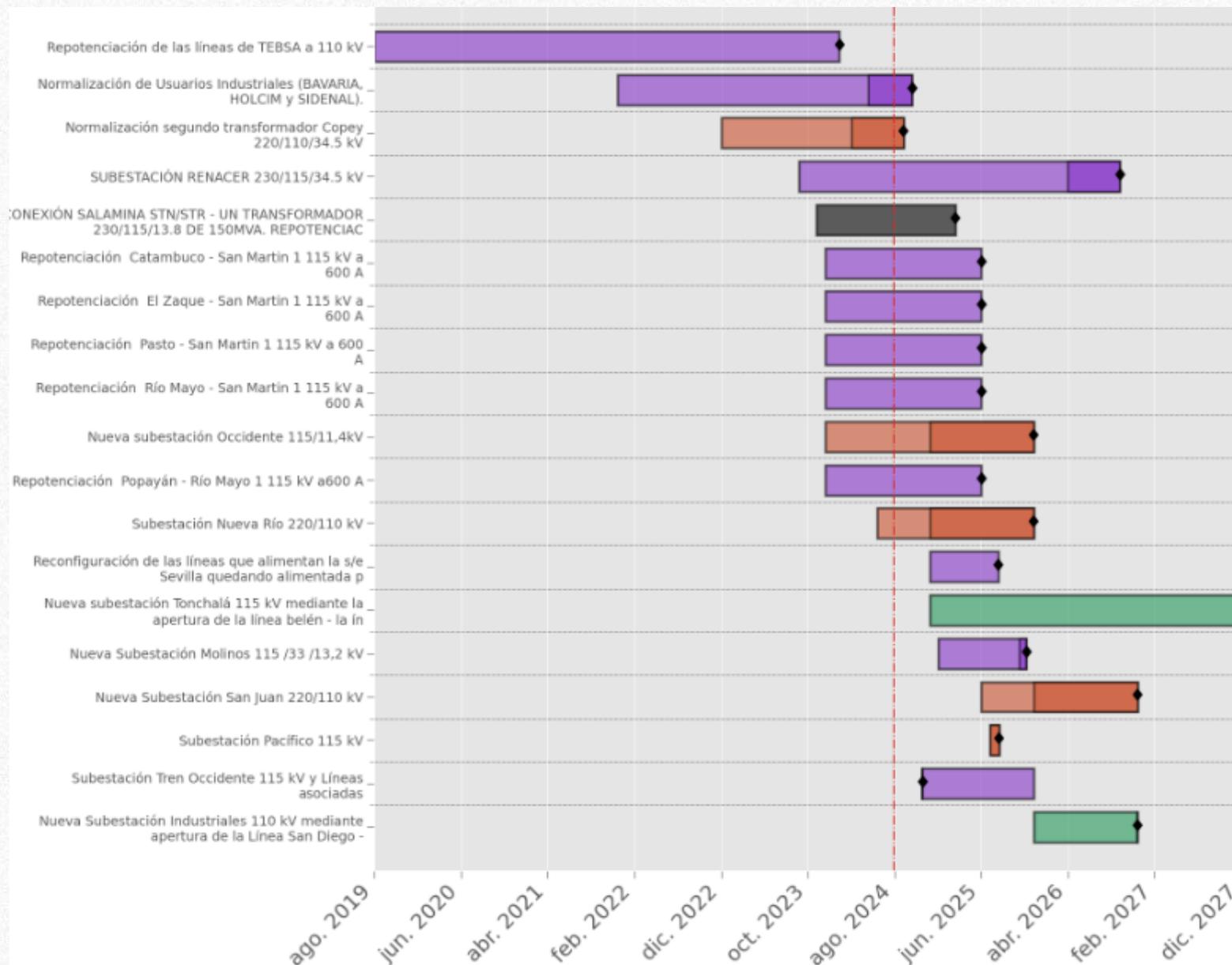
\* Los números en las etiquetas indican el número de proyectos totales en cada categoría.

\* Reporte creado con información de la UPME a corte de JULIO de 2024.

## Radar Proyectos STR

JULIO 2024

# Proyectos del STR (continuación)



## Proyectos que presentan retrasos y cuya FPO prevista por el ejecutor cambió

### Proyectos STR

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO del concepto UPME y la FPO prevista más reciente aportada por el ejecutor (indicada por el diamante).

La tercera línea en los umbrales indica la FPO prevista por el ejecutor que se tenía en el radar anterior si es que esta fue proporcionada.

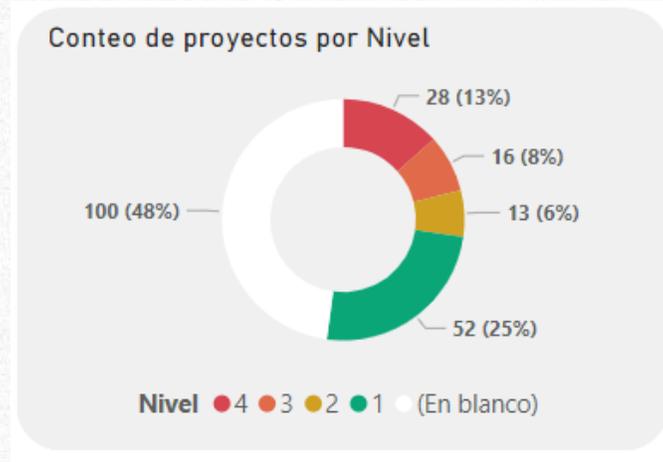
■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa 3 - ■ Etapa 4

\* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

Los otros **56** proyectos con retraso (que se encuentran en etapa 3 y 4) no cambiaron la FPO respecto al radar anterior.

# Radar de proyectos de generación

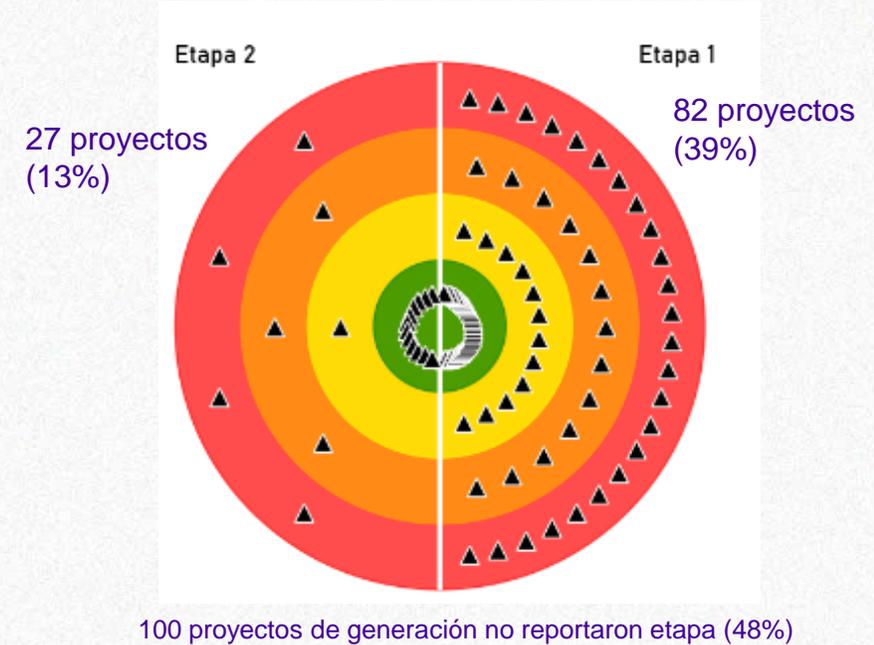


\*Proyectos con nivel en blanco corresponden a aquellos para los cuales no se reportó información.

Se hace seguimiento de **209** proyectos de generación.

**3** proyectos cambiaron a un nivel más crítico, mientras que, **0** proyectos avanzaron de etapa.

\* Reporte creado con información del CNO a corte de JULIO de 2024.



Proyectos que avanzaron a un nivel más crítico

| Proyecto           | Nivel |
|--------------------|-------|
| Solar Paloblanco 1 | 2     |
| Solar Paloblanco 2 | 2     |
| Solar Paloblanco 3 | 2     |

# Proyectos de generación (continuación)

## Proyectos de generación con avance en porcentaje de cumplimiento de FPO

Se muestran los proyectos que cambiaron su porcentaje de avance de cumplimiento de la FPO respecto al radar anterior.

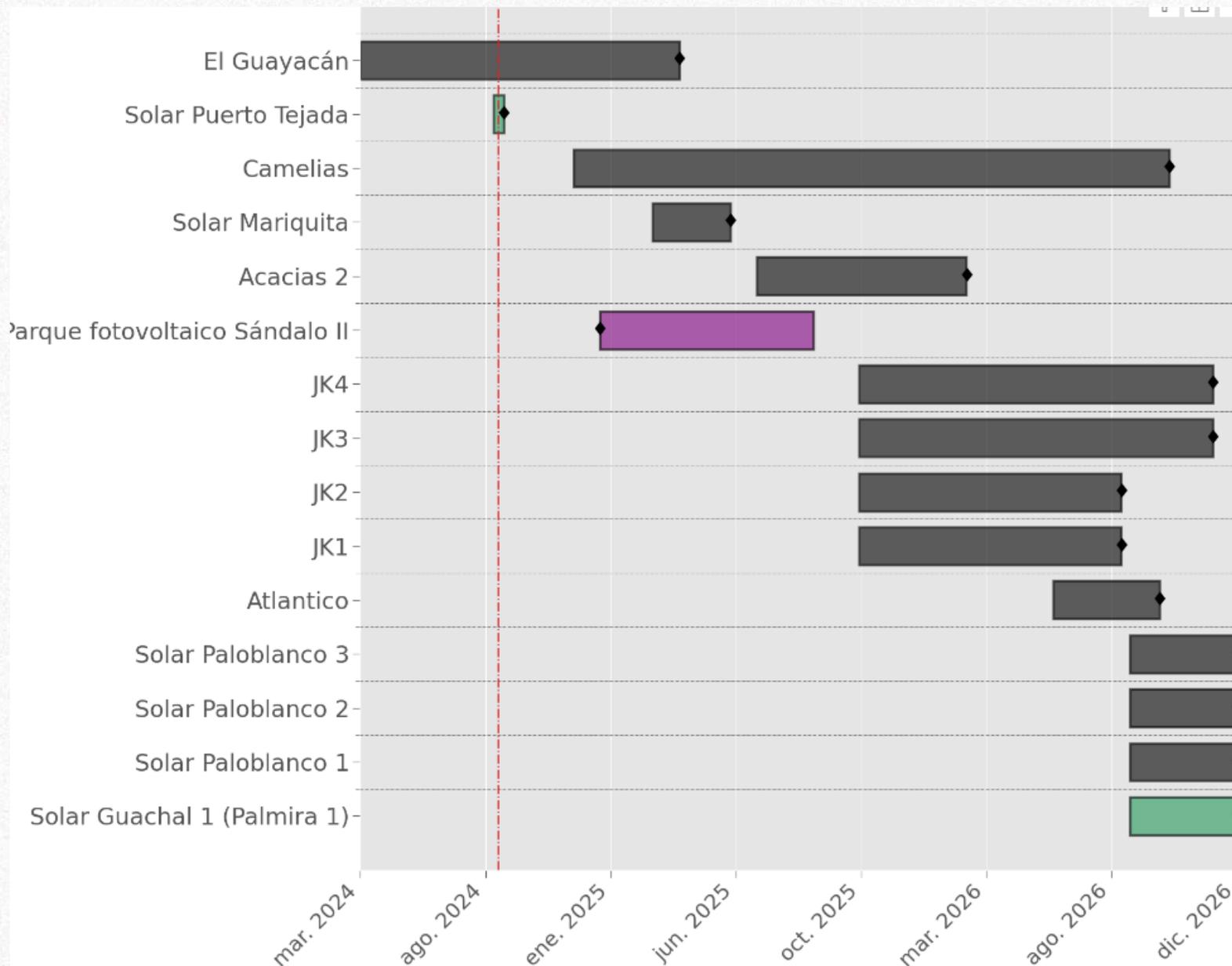
| Proyecto                       | Empresa                          | Avance actual | Cambio en porcentaje de avance |
|--------------------------------|----------------------------------|---------------|--------------------------------|
| Solar Puerto Tejada            | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 90,00 %       | 27,00 %                        |
| Solar Malambo                  | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 70,00 %       | 23,00 %                        |
| Solar Guachal 1 (Palmira 1)    | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 80,00 %       | 21,00 %                        |
| Solar Bugalagrande (Andalucía) | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 90,00 %       | 20,00 %                        |
| Atlantico                      | ENEL GREEN POWER                 | 61,00 %       | 12,00 %                        |
| Solar Mariquita                | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 28,00 %       | 11,00 %                        |
| Solar Valledupar 3             | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 37,00 %       | 7,00 %                         |
| JK4                            | AES CHIVOR Y CIA SCA ESP         | 27,00 %       | 5,00 %                         |
| El Guayacán                    | Castellana de Proyectos Solar... | 66,00 %       | 3,60 %                         |
| Caracolí                       | Canadian Solar Energy SAS /...   | 93,00 %       | 3,00 %                         |
| Solar Valledupar 1 y 2         | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 74,00 %       | 2,00 %                         |
| Solar Cenit Copey              | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.      | 97,00 %       | 1,00 %                         |

## Proyectos de generación con retroceso en porcentaje de cumplimiento de FPO

Se muestran los proyectos que cambiaron su porcentaje de avance de cumplimiento de la FPO respecto al radar anterior.

| Proyecto                       | Empresa                     | Avance actual | Cambio en porcentaje de avance |
|--------------------------------|-----------------------------|---------------|--------------------------------|
| Parque fotovoltaico Sándalo II | Grenergy Colombia SAS       | 20,00 %       | -15,00 %                       |
| Solar Chicamocha 4             | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. | 20,00 %       | -14,00 %                       |
| Solar Escobal 6                | CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. | 13,00 %       | -13,00 %                       |
| JK1                            | AES CHIVOR Y CIA SCA ESP    | 36,00 %       | -1,00 %                        |
| JK2                            | AES CHIVOR Y CIA SCA ESP    | 36,00 %       | -1,00 %                        |
| JK3                            | AES CHIVOR Y CIA SCA ESP    | 36,00 %       | -1,00 %                        |

# Proyectos de generación (continuación)



## Proyectos cuya FPO prevista por el ejecutor cambió

### Proyectos de Generación

El ancho del umbral representa la diferencia en tiempo entre la FPO prevista por el ejecutor proporcionada en el informe actual y el inmediatamente anterior. El diamante representa la FPO prevista por ejecutor más actual.

■ Etapa 1 - ■ Etapa 2 - ■ Etapa no declarada

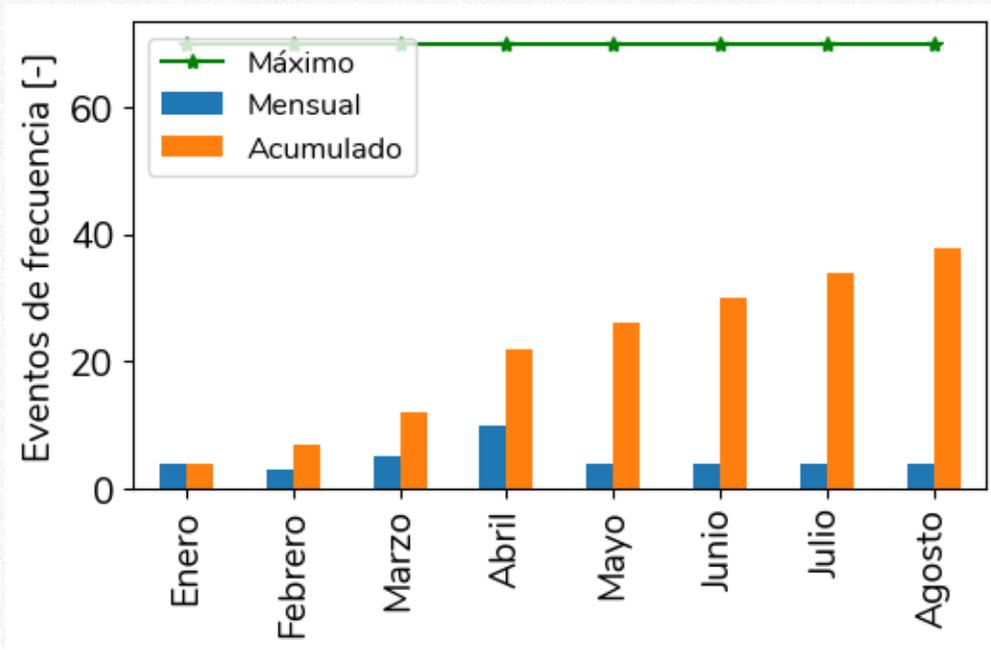
\* La línea roja vertical indica el día presente.

El diamante ◆ indica la FPO prevista actual.

Los otros **29** proyectos con retraso (que se encuentran en etapa 3 y 4) no cambiaron la FPO respecto al radar anterior.

# **Indicadores de la Operación**

# Eventos Transitorios de Frecuencia

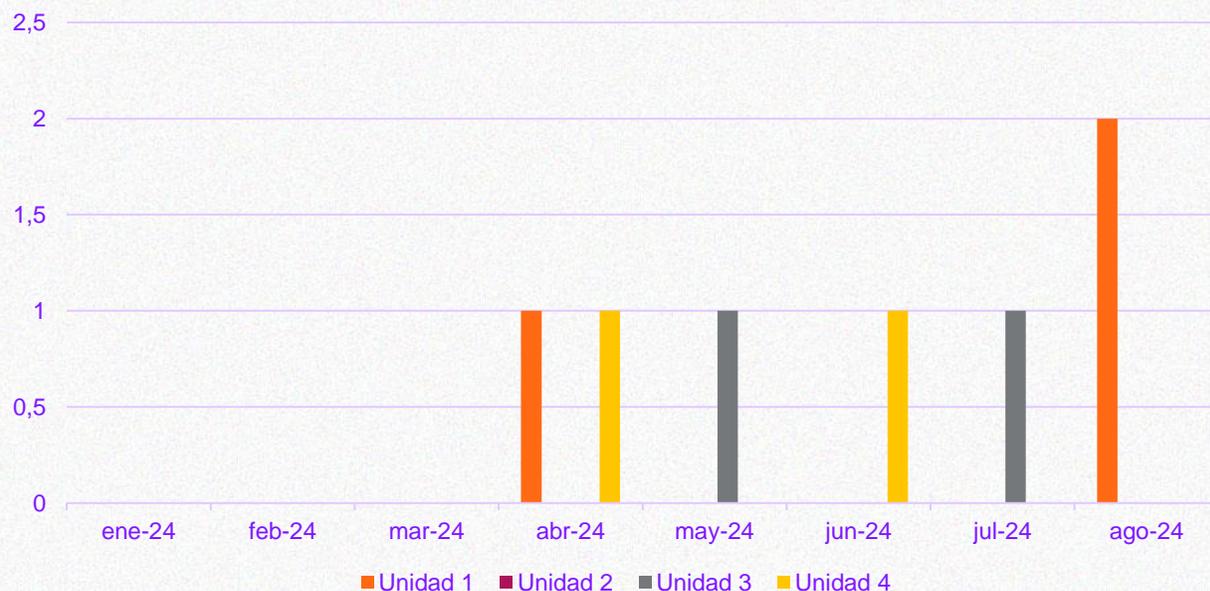


Durante el mes de agosto de 2024 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

| Fecha            | Duracion | Frecuencia | Descripcion   | EDAC |
|------------------|----------|------------|---|------|
| 2024-08-27 05:45 | 1.0      | 59.72      | Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 265 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,7233 Hz. | No   |
| 2024-08-24 23:16 | 1.0      | 59.76      | Evento de frecuencia por disparo de la Unidad 1 de Ituango con 265 MW, la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,76 Hz.   | No   |
| 2024-08-06 13:37 | 1.0      | 59.79      | Evento de frecuencia por disparo de la unidad 2 de SOGAMOSO con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.792 Hz. | No   |
| 2024-08-19 05:01 | 1.0      | 59.79      | Evento de frecuencia por disparo de la unidad GECELCA3 con 180 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.79 Hz.       | No   |

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

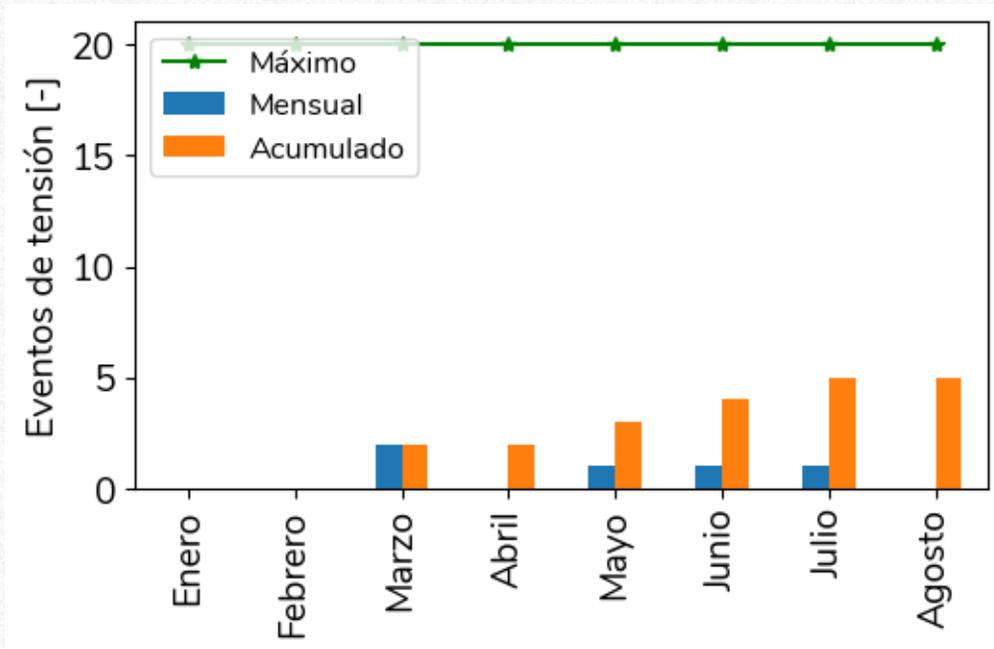
Eventos Transitorios de Frecuencia ocasionados por disparo de Unidades de Ituango



| 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        | 0        |
| may-24 | 0        | 0        | 1        | 0        |
| jun-24 | 0        | 0        | 0        | 1        |
| jul-24 | 0        | 0        | 1        | 0        |
| ago-24 | 2        | 0        | 0        | 0        |

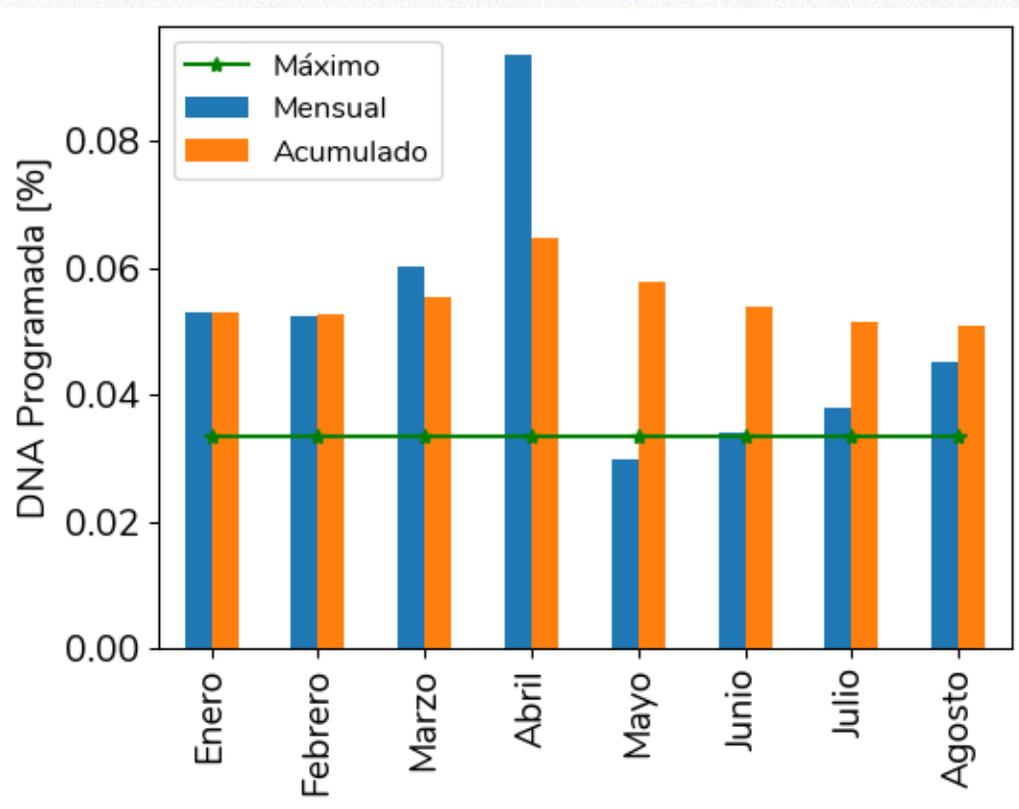
Durante el mes de agosto de 2024 se presentó 2 eventos de frecuencia transitoria en el sistema a causa de los disparos de las unidades en ITUANGO.

# Eventos de Tensión Fuera de Rango



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

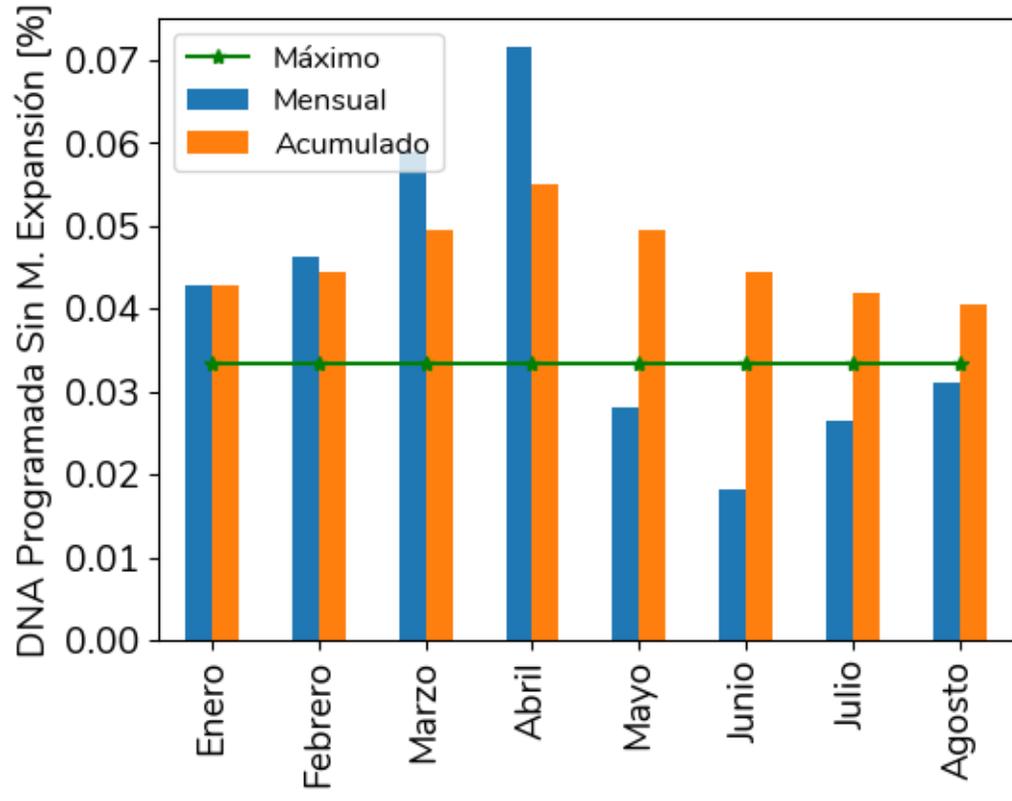
# DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.060 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

| Fecha/ni         | Energía | Descripcion   |
|------------------|---------|---|
| 2024-08-04 05:00 | 486.7   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014409 del activo BARRA LIBERTADOR 110 kV.  |
| 2024-08-23 05:06 | 373.6   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2021443 y C2023011 de los activos BT SABANALARGA 2 60 MVA 220 kV y BT SABANALARGA 2 60 MVA 34.5 kV.   |
| 2024-08-13 05:05 | 224.4   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2006493, C2014135 y C2014136 de los activos SABANALARGA - SALAMINA (MAGDALENA) 1 110 kV, BL1 SALAMINA (MAGDALENA) A SABANALARGA 110 kV y SALAMINA (MAGDALENA) 1 30 MVA 110/34.5/13.8 kV, respectivamente.             |
| 2024-08-31 06:48 | 221.5   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2023879 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.  |
| 2024-08-11 07:28 | 202.6   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2016244, C2016245, C2020388 y C2023351 de los activos VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV y BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, respectivamente. |
| 2024-08-25 06:30 | 179.8   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2016048 y C2016047 de los activos BETANIA - TSEBORUCO 1 115 kV y BETANIA - EL BOTE 1 115 kV.  |

# DNA Programada sin M. Expansión

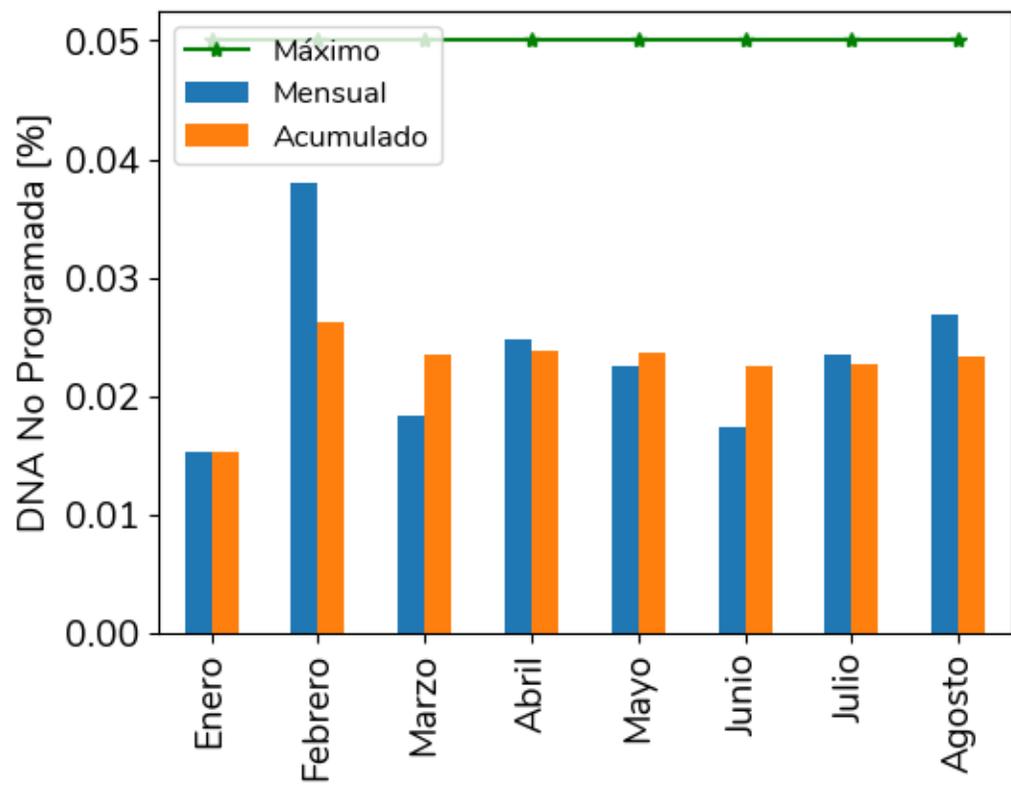


Por causas programadas se dejaron de atender 2.104 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

| Fecha            | Energía | Descripcion   |
|------------------|---------|---|
| 2024-08-04 05:00 | 486.7   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2014409 del activo BARRA LIBERTADOR 110 kV.  |
| 2024-08-31 06:48 | 221.5   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2023879 del activo TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV.  |
| 2024-08-11 07:28 | 202.6   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2016244, C2016245, C2020388 y C2023351 de los activos VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV, BL1 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 1 60 MVA 34.5 kV y BL2 VALLEDUPAR A GUATAPURI 34.5 kV, respectivamente. |
| 2024-08-25 06:30 | 179.8   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2016048 y C2016047 de los activos BETANIA - TSEBORUCO 1 115 kV y BETANIA - EL BOTE 1 115 kV.  |
| 2024-08-09 06:30 | 150.1   | Demanda no atendida por trabajos en la consignación C2022814 del activo BT CERETE 4 30 MVA 110 kV.  |
| 2024-08-21 07:38 | 144.0   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2014440 y C2014442 de los activos BT CARACOLI 1 30 MVA 110 KV y CARACOLI 1 30 MVA 110/13.8 kV.  |
| 2024-08-07 08:22 | 116.2   | Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2017135 y C2017116 de los activos MAMONAL 2 33 MVA 66/13.8/8.8 kV y BT MAMONAL 2 33 MVA 66 kV, respectivamente.   |

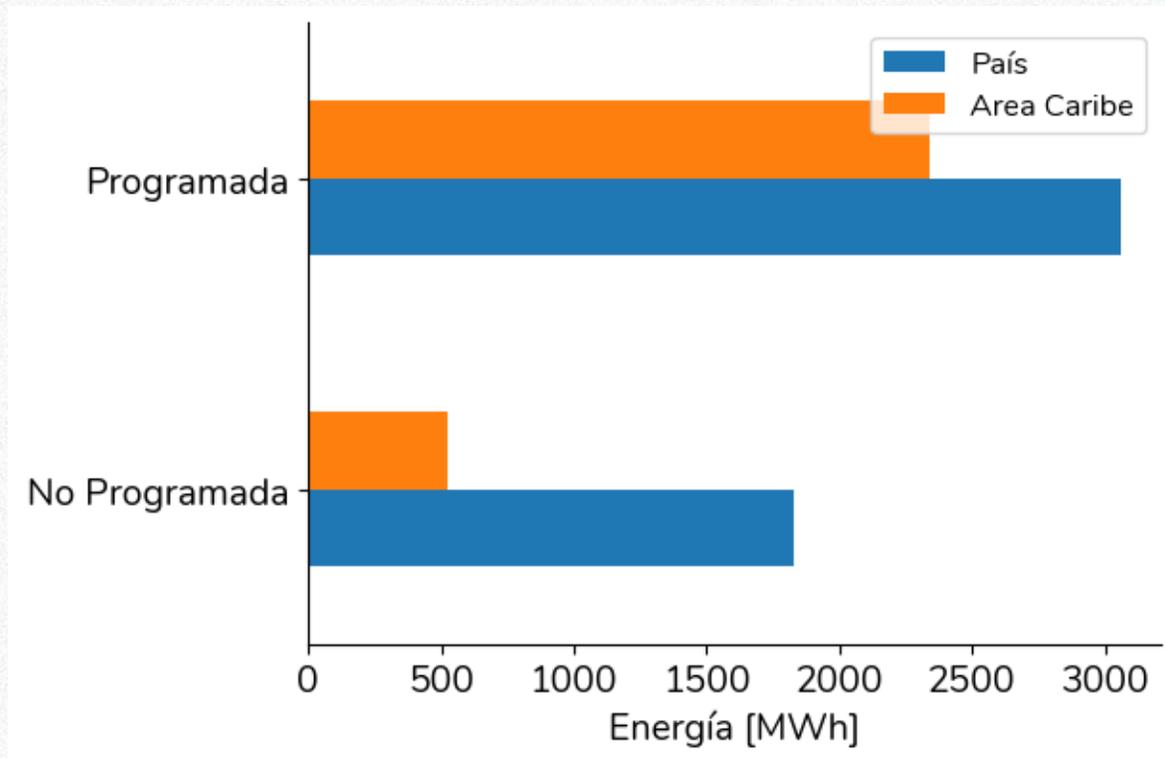
# DNA No Programada

Por causas no programadas se dejaron de atender 1.826 GWh en el mes de Agosto. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:



| Fecha/h          | Energía | Descripcion  |
|------------------|---------|--|
| 2024-08-19 03:32 | 208.9   | Demanda no atendida por disparo del activo BL1 DONCELLO A CENTRO (FLORENCIA) 115 kV, dejando sin tensión la S/E DONCELLO 115 KV.   |
| 2024-08-22 06:00 | 182.8   | Demanda no atendida por disparo del activo CHINU - SINCE 1 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales SINCE 110 kV, MAGANGUE 110 kV y MOMPOX 110 kV.         |
| 2024-08-02 00:00 | 132.0   | Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV. |
| 2024-08-04 00:00 | 131.9   | Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV. |
| 2024-08-01 00:00 | 131.9   | Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV. |
| 2024-08-03 00:00 | 131.9   | Continúa demanda no atendida por disparo del activo GUAPI - SAN BERNARDINO 1 115 kV, dejando sin tensión las subestaciones radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV. |
| 2024-08-21 10:46 | 113.2   | Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CENTRO (FLORENCIA) A DONCELLO 115 kV, dejando sin tensión la subestación radial DONCELLO 115 kV.                          |

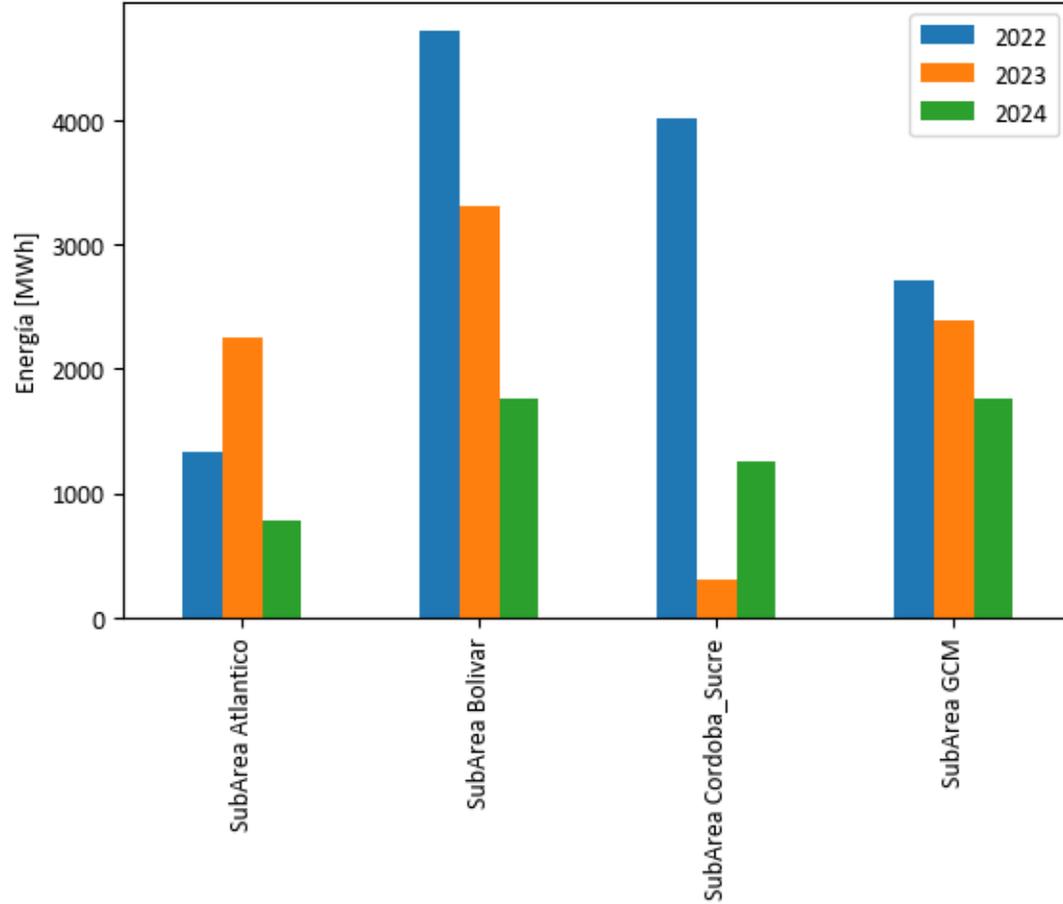
# DNA Caribe vs. País



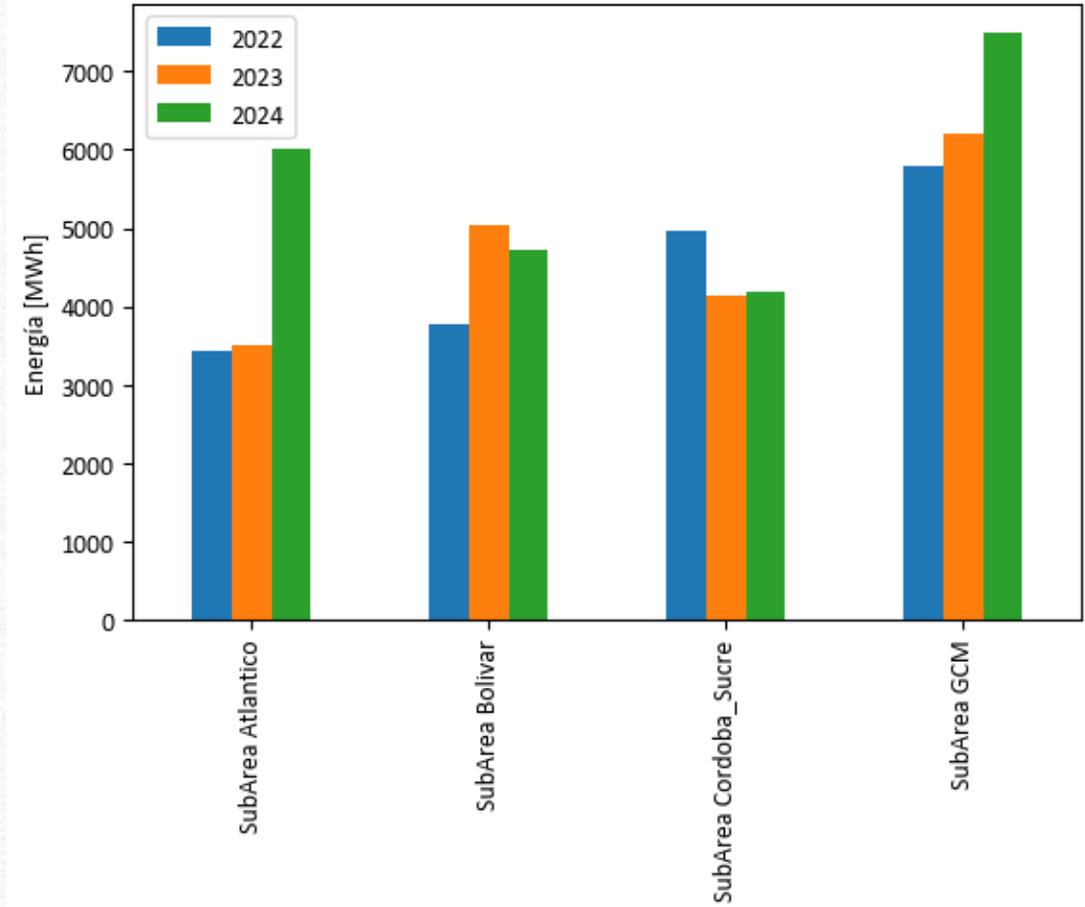
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 2.337 GWh, siendo un 76.35% de la demanda no atendida programada nacional (3.060 GWh) para el mes de Agosto.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 0.525 GWh, siendo un 28.76% de la demanda no atendida no programada nacional (1.826 GWh) para el mes de Agosto.

### DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Agosto



### DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Agosto



# Demanda no atendida

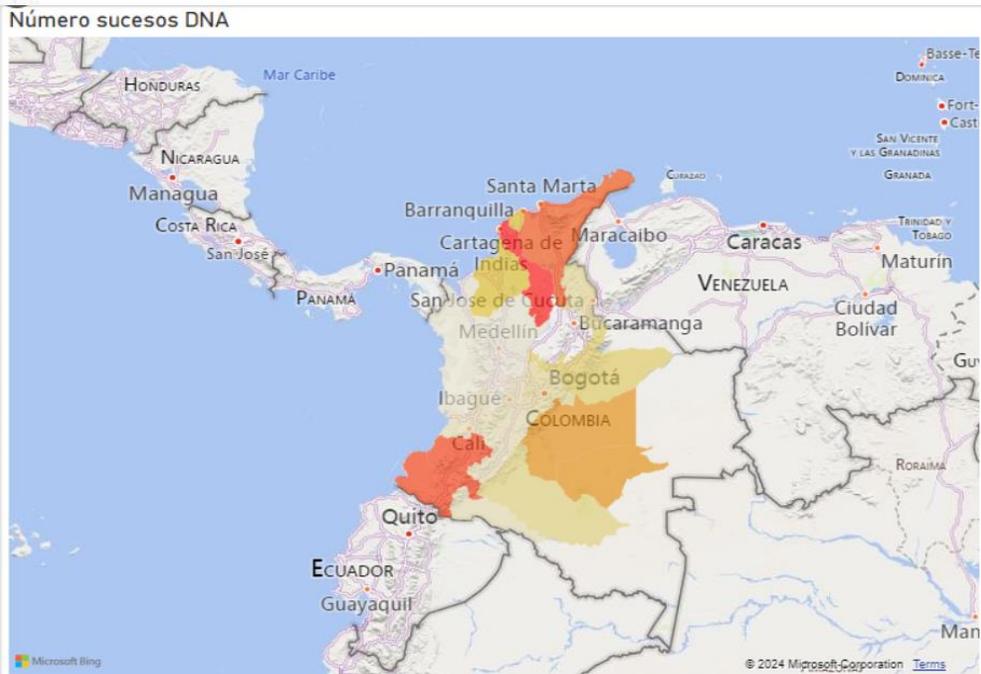


**90**  
Eventos de  
DNA

**4,89 GWh**

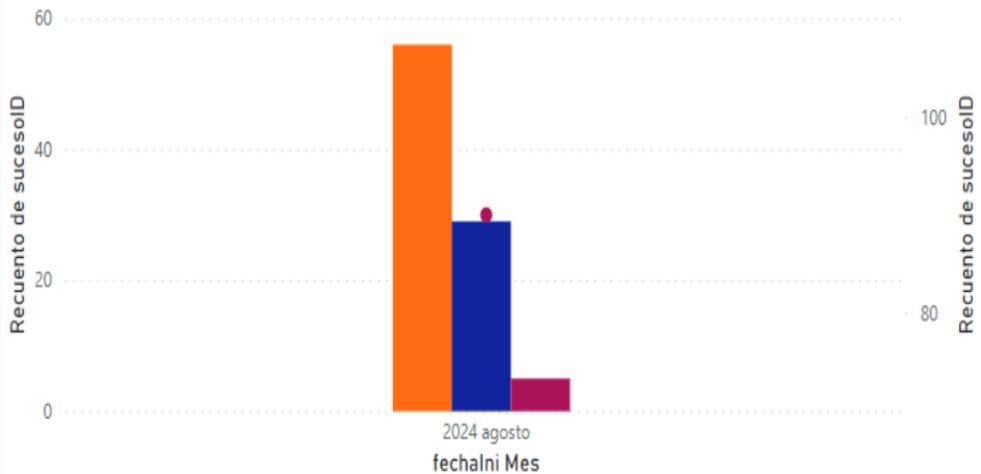
Suma de  
energía de DNA

Información del 01 al 31 de agosto



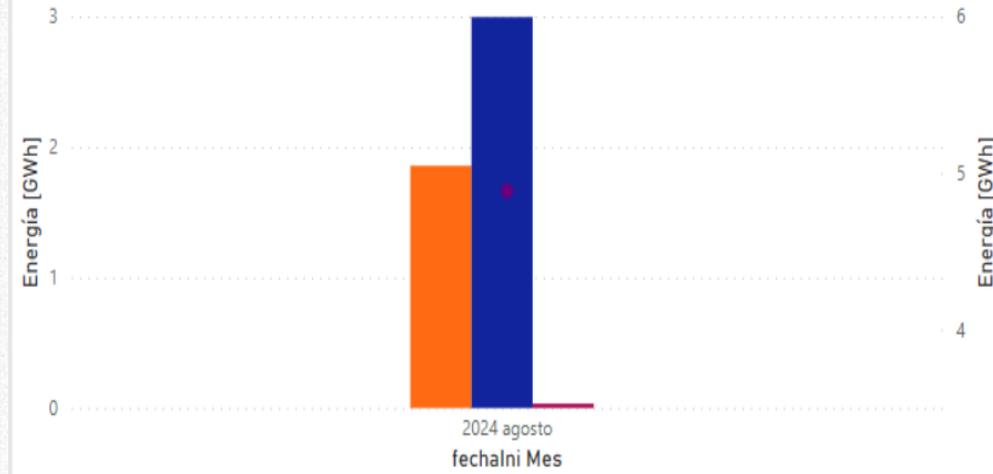
Sumatoria mensual de sucesos DNA por tipo

TipoDNA\_ ● No programada ● Programada ● Seguridad ● Recuento de sucesosID



Suma mensual de energía por DNA por tipo [GWh]

TipoDNA\_ ● No programada ● Programada ● Seguridad ● Energía [GWh]

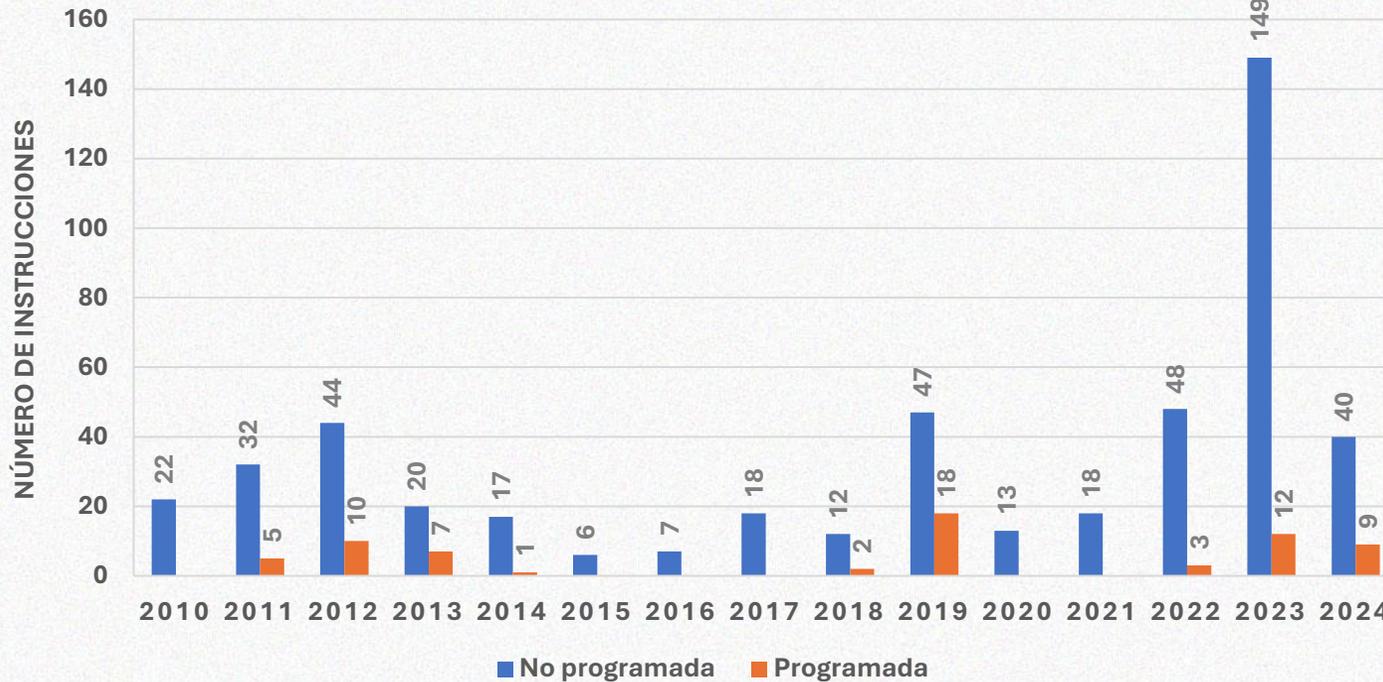


# Evolución eventos de DNA por agotamiento

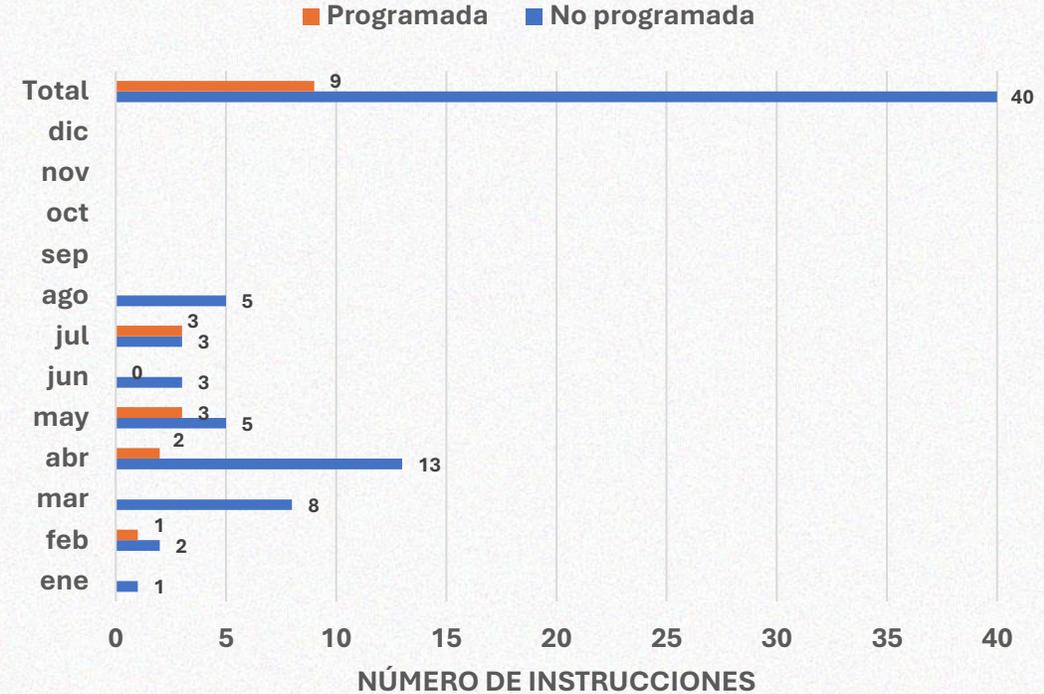
\*Los eventos indican degradación de la seguridad y confiabilidad en las sub área de Bolívar y GCM.



EVOLUCIÓN HISTORICA INSTRUCCIONES DE DNA



Instrucciones DNA 2024



\* Corte a 31 de agosto de 2024 – Información HEROPE

Caribe 12/08/2024 Demanda no atendida por criterios de seguridad de la subárea GCM.

Caribe 16/08/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea GCM asociado a la cargabilidad del activo VALLEDUPAR 12 60 MVA 220/34.5/13.8 kV y VALLEDUPAR 1 60 MVA 220/34.5/13.8 kV.

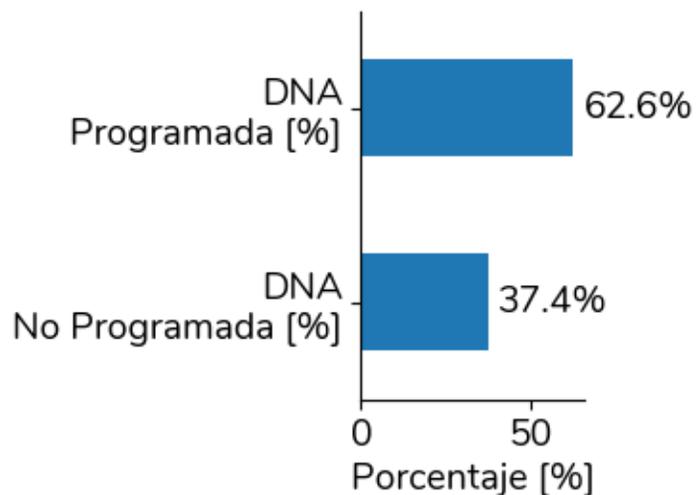
Caribe 28/08/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar.

Caribe 29/08/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Bolívar

Nordeste 18/08/2024 Demanda no atendida por criterios de confiabilidad de la subárea Nordeste asociados a trabajos de la consignación C2022777.

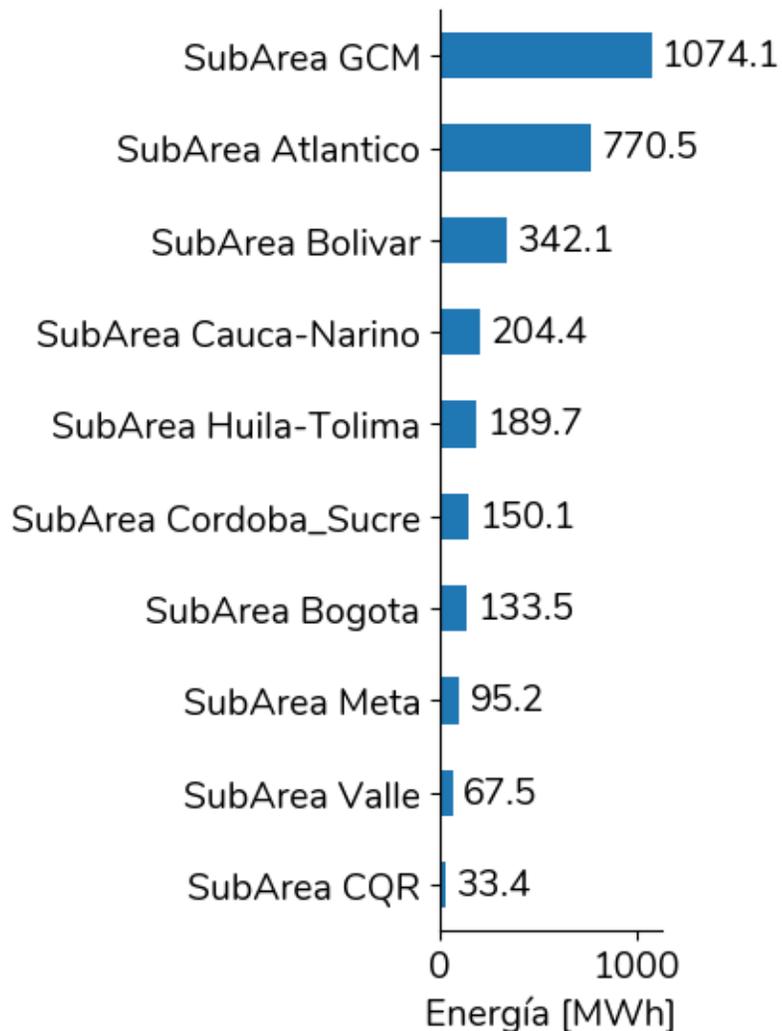
# Resumen – Demanda no atendida

## % DNA

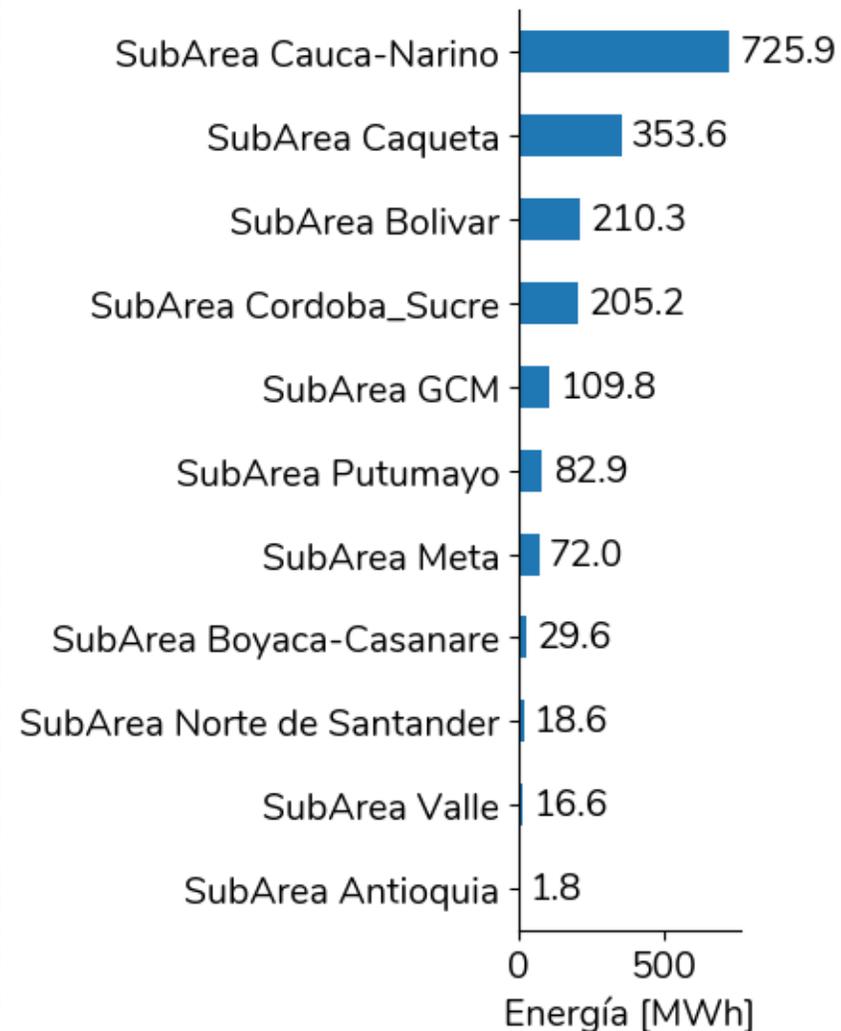


El total de demanda no atendida en agosto fue 4.89 GWh

## DNA Programada

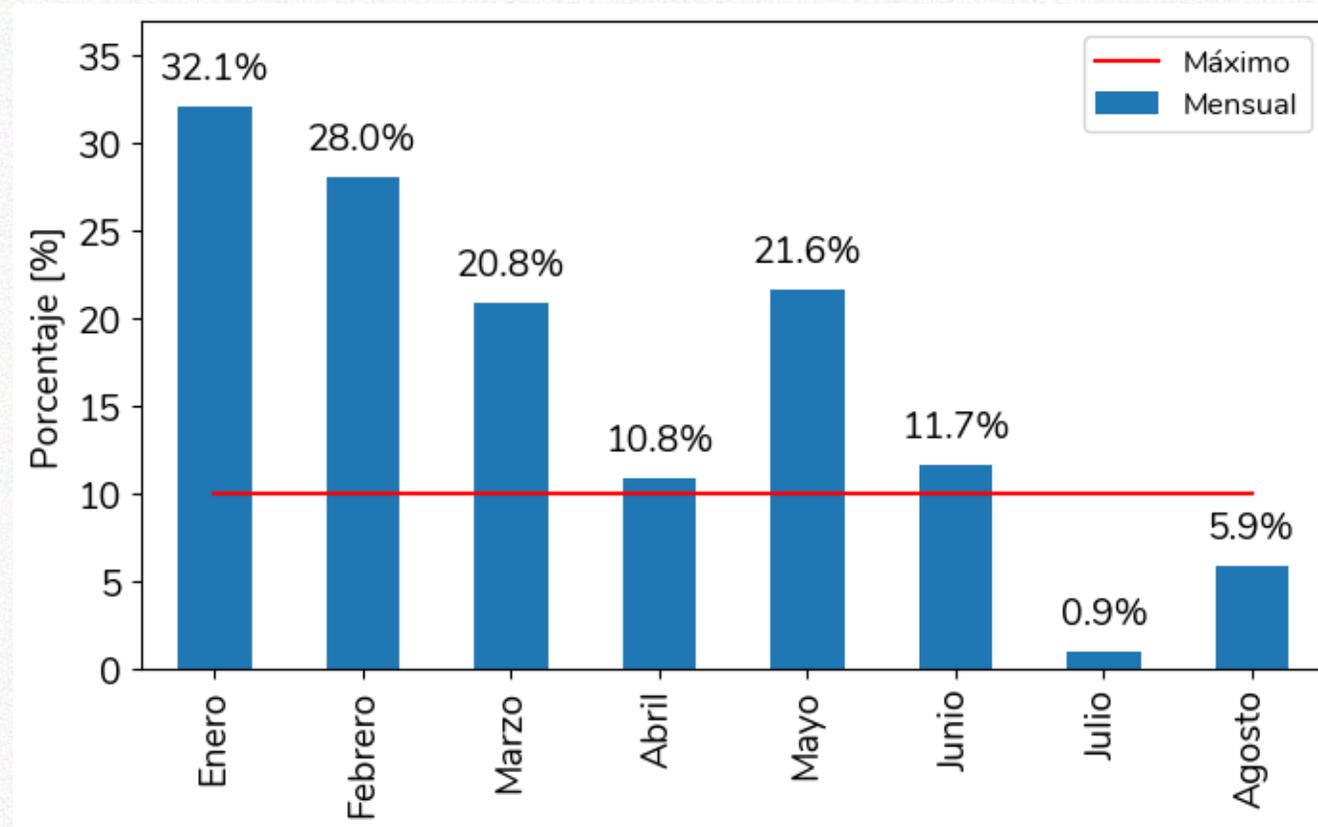


## DNA No Programada



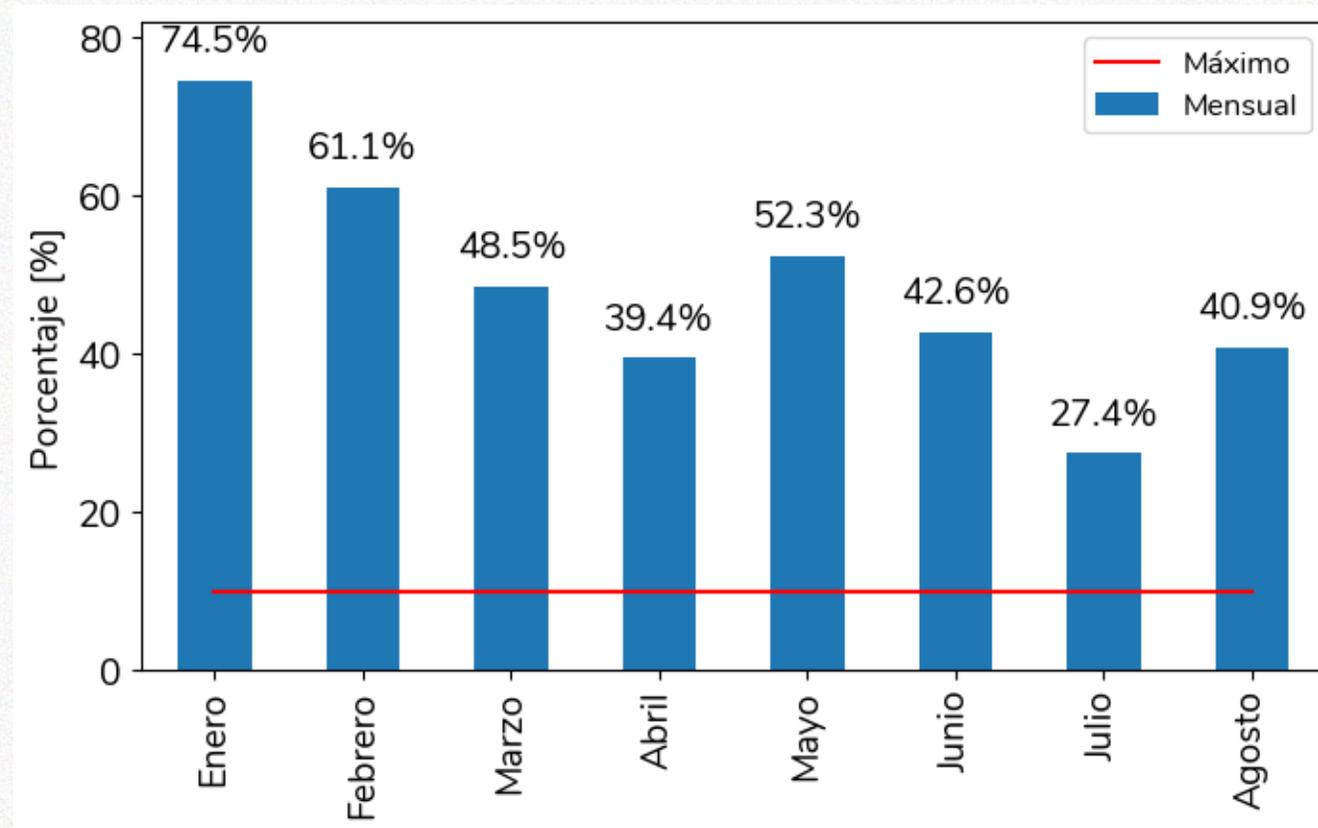
# Desviación Plantas Menores

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



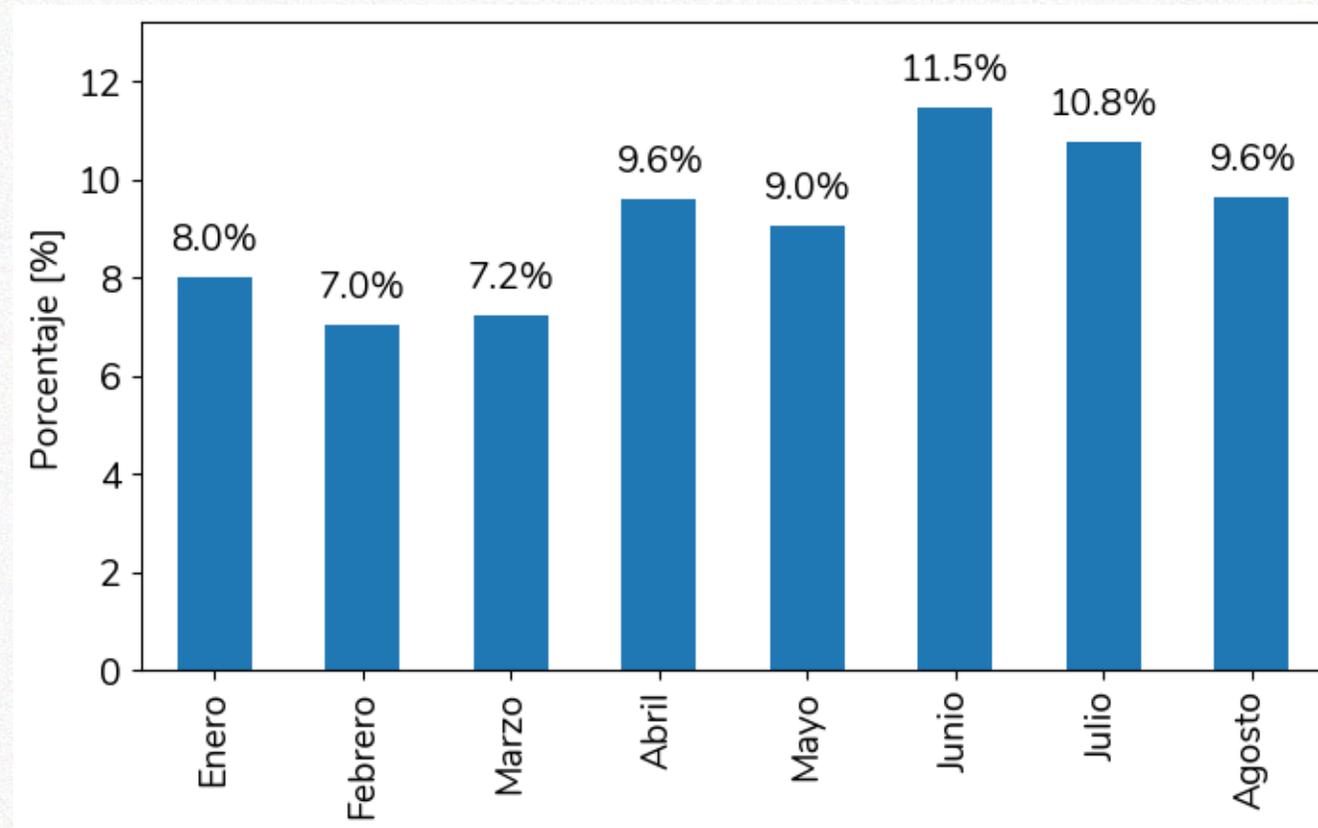
# Desviación Plantas Menores

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



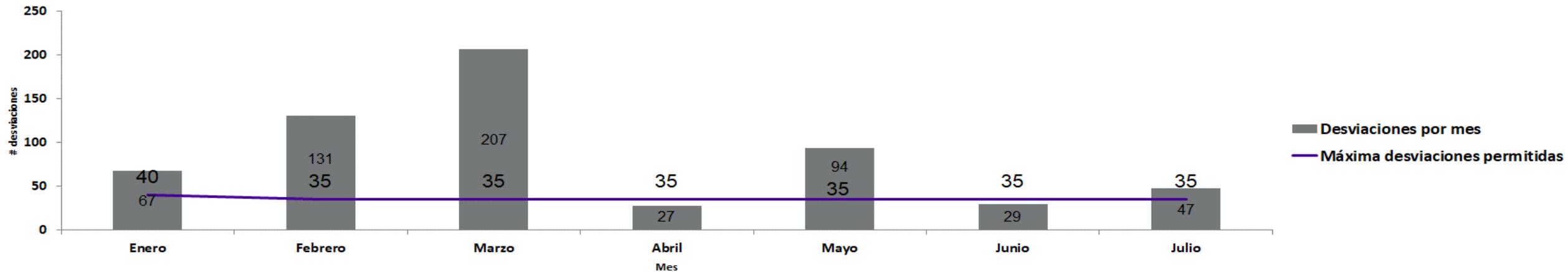
# Participación PNDC en la generación total del SIN

## Participación PNDC en la generación total del SIN

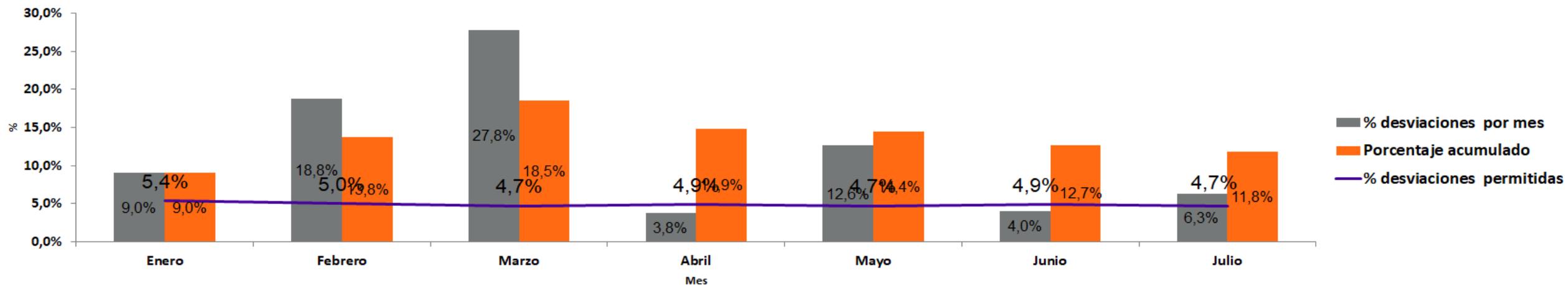


# Indicador calidad del pronóstico

## Número de desviaciones mayores al 5%



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

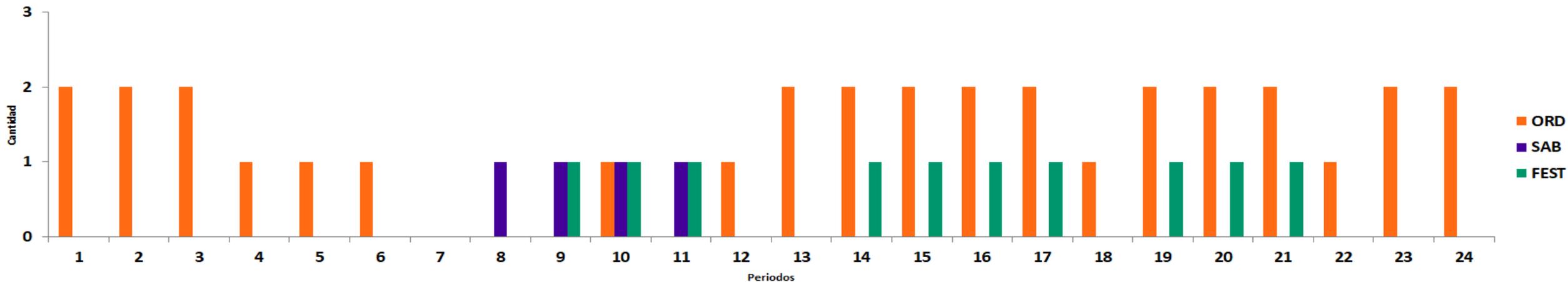


\*Información actualizada el 30 de agosto de 2024

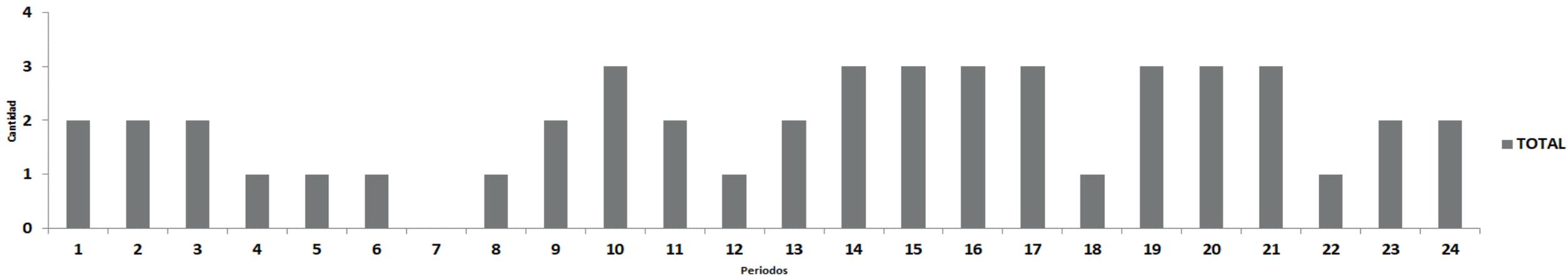
\*Información hasta el 31 de julio de 2024

# 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 agosto de 2024

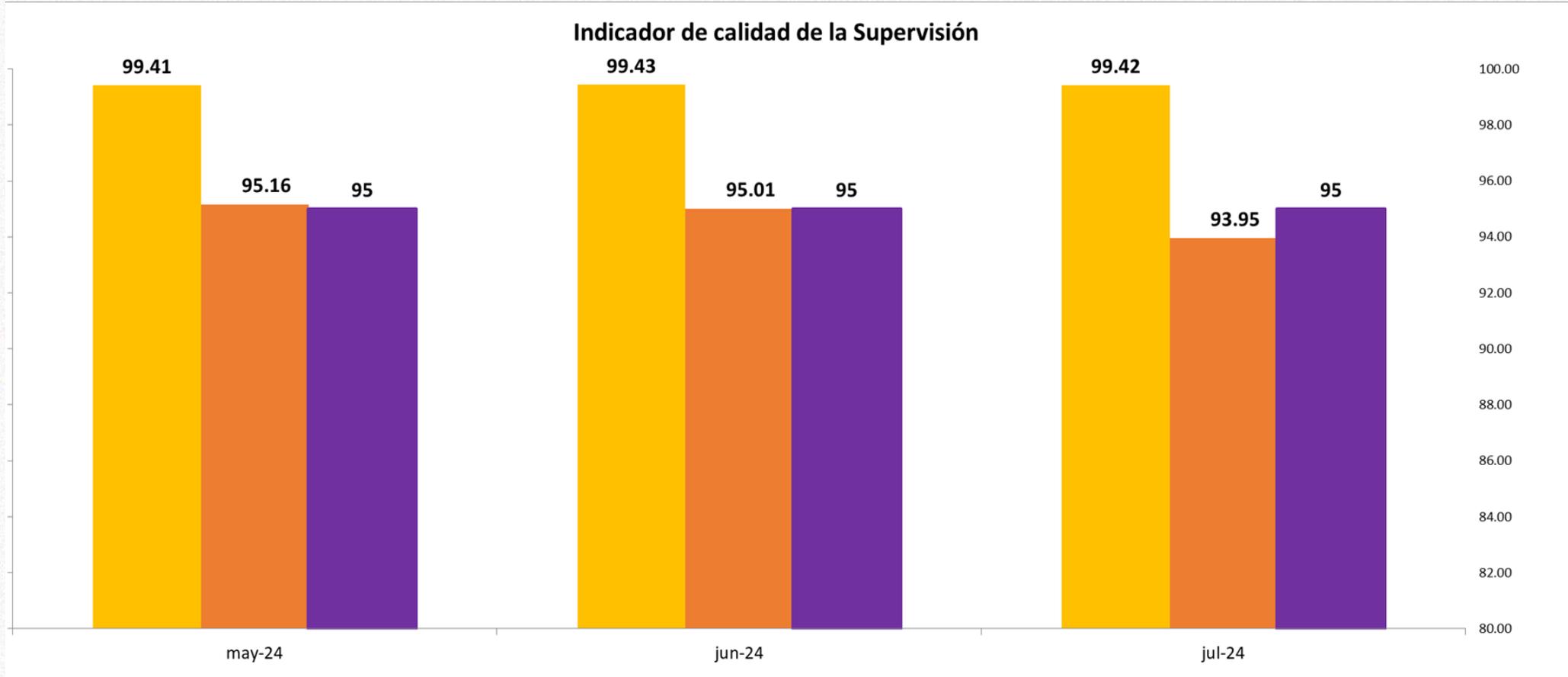
\*Información hasta el 31 de julio de 2024

# Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo

| MC               | # Dias | Máxima desviaciones permitidas | % desviaciones permitidas | % desviaciones Mayo | % desviaciones Junio | % desviaciones Julio | Desviaciones Julio | # Dias acumulados | Desviaciones acumuladas | Porcentaje acumulado |
|------------------|--------|--------------------------------|---------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|----------------------|
| MC-Centro        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 0.9%                | 0.3%                 | 3.4%                 | 25                 | 213               | 85                      | 1.7%                 |
| MC-Pereira       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 17.7%               | 14.4%                | 6.2%                 | 46                 | 213               | 1007                    | 19.7%                |
| MC-Oxy           | 31     | 60                             | 8.1%                      | 10.1%               | 24.7%                | 7.1%                 | 53                 | 213               | 595                     | 11.6%                |
| MC-Nariño        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 10.9%               | 6.3%                 | 10.5%                | 78                 | 213               | 512                     | 10.0%                |
| MC-Quindio       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 14.4%               | 17.5%                | 10.6%                | 79                 | 213               | 981                     | 19.2%                |
| MC-Rubiales      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 11.6%               | 1.4%                 | 14.2%                | 106                | 213               | 980                     | 19.2%                |
| MC-NorSantander  | 31     | 60                             | 8.1%                      | 16.4%               | 19.7%                | 16.4%                | 122                | 213               | 1147                    | 22.4%                |
| MC-Caldas        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 14.1%               | 14.2%                | 17.1%                | 127                | 213               | 835                     | 16.3%                |
| MC-Antioquia     | 31     | 60                             | 8.1%                      | 16.0%               | 14.9%                | 17.3%                | 129                | 213               | 1077                    | 21.1%                |
| MC-Santander     | 31     | 60                             | 8.1%                      | 30.6%               | 19.6%                | 19.1%                | 142                | 213               | 1511                    | 29.6%                |
| MC-Celsia        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 37.6%               | 29.9%                | 20.0%                | 149                | 213               | 1976                    | 38.7%                |
| MC-Meta          | 31     | 60                             | 8.1%                      | 34.4%               | 16.3%                | 21.6%                | 161                | 213               | 1389                    | 27.2%                |
| MC-Cali          | 31     | 60                             | 8.1%                      | 20.4%               | 25.6%                | 22.8%                | 170                | 213               | 1465                    | 28.7%                |
| MC-Bolivar       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 46.0%               | 26.7%                | 24.1%                | 179                | 213               | 1866                    | 36.5%                |
| MC-Atlantico     | 31     | 60                             | 8.1%                      | 48.0%               | 40.0%                | 26.1%                | 194                | 213               | 1890                    | 37.0%                |
| MC-Huila         | 31     | 60                             | 8.1%                      | 31.5%               | 41.5%                | 26.7%                | 199                | 213               | 2280                    | 44.6%                |
| MC-Cesar         | 31     | 60                             | 8.1%                      | 64.8%               | 44.0%                | 29.2%                | 217                | 213               | 2757                    | 53.9%                |
| MC-CiraInfanta   | 31     | 60                             | 8.1%                      | 38.2%               | 27.6%                | 32.1%                | 239                | 213               | 1925                    | 37.7%                |
| MC-Tuluá         | 31     | 60                             | 8.1%                      | 34.1%               | 39.2%                | 33.1%                | 246                | 213               | 1936                    | 37.9%                |
| MC-CordobaSucre  | 31     | 60                             | 8.1%                      | 50.1%               | 42.5%                | 34.9%                | 260                | 213               | 2027                    | 39.7%                |
| MC-Tolima        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 40.6%               | 42.9%                | 36.3%                | 270                | 213               | 1939                    | 37.9%                |
| MC-Caqueta       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 46.0%               | 28.9%                | 37.1%                | 276                | 213               | 1943                    | 38.0%                |
| MC-Cauca         | 31     | 60                             | 8.1%                      | 31.6%               | 60.3%                | 37.4%                | 278                | 213               | 1849                    | 36.2%                |
| MC-Boyaca        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 28.5%               | 30.0%                | 38.8%                | 289                | 213               | 2128                    | 41.6%                |
| MC-Planeta       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 52.4%               | 38.9%                | 39.9%                | 297                | 213               | 1993                    | 39.0%                |
| MC-Cartago       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 42.9%               | 40.8%                | 40.2%                | 299                | 213               | 2491                    | 48.7%                |
| MC-Casanare      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 44.4%               | 27.9%                | 44.5%                | 331                | 213               | 2012                    | 39.4%                |
| MC-Choco         | 31     | 60                             | 8.1%                      | 27.2%               | 37.8%                | 44.6%                | 332                | 213               | 1965                    | 38.4%                |
| MC-GM            | 31     | 60                             | 8.1%                      | 62.4%               | 45.6%                | 45.4%                | 338                | 213               | 2601                    | 50.9%                |
| MC-Guaviare      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 53.4%               | 43.9%                | 46.2%                | 344                | 213               | 2559                    | 50.1%                |
| MC-SanFernando   | 31     | 60                             | 8.1%                      | 40.7%               | 38.2%                | 46.9%                | 349                | 213               | 2545                    | 49.8%                |
| MC-Arauca        | 31     | 60                             | 8.1%                      | 59.7%               | 44.0%                | 46.9%                | 349                | 213               | 2330                    | 45.6%                |
| MC-Putumayo      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 59.7%               | 37.1%                | 53.2%                | 396                | 213               | 2279                    | 44.6%                |
| MC-BajoPutumayo  | 31     | 60                             | 8.1%                      | 57.4%               | 50.4%                | 56.0%                | 417                | 213               | 2841                    | 55.6%                |
| MC-Cerromatoso   | 31     | 60                             | 8.1%                      | 43.1%               | 50.0%                | 70.7%                | 526                | 213               | 2739                    | 53.6%                |
| MC-TubosCaribe   | 31     | 60                             | 8.1%                      | 84.0%               | 86.3%                | 76.3%                | 568                | 213               | 4294                    | 84.0%                |
| MC-Emec          | 31     | 60                             | 8.1%                      | 82.1%               | 84.4%                | 77.4%                | 576                | 213               | 4111                    | 80.4%                |
| MC-MagdalenaEcop | 31     | 60                             | 8.1%                      | 0.0%                | 65.8%                | 87.0%                | 647                | 213               | 1121                    | 21.9%                |
| MC-Ternium       | 31     | 60                             | 8.1%                      | 80.2%               | 84.2%                | 87.2%                | 649                | 213               | 3586                    | 70.1%                |
| MC-Intercor      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 85.3%               | 80.8%                | 89.4%                | 665                | 213               | 4256                    | 83.3%                |
| MC-Drummond      | 31     | 60                             | 8.1%                      | 81.3%               | 91.4%                | 89.9%                | 669                | 213               | 4101                    | 80.2%                |
| MC-DrummondLoma  | 31     | 60                             | 8.1%                      | 90.1%               | 88.5%                | 91.5%                | 681                | 213               | 4274                    | 83.6%                |

# Indicador de calidad de la supervisión

■ %Supervisión ■ %Confiabilidad ■ %Indicador CND



\*Información correspondiente al indicador del mes de julio 2024

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

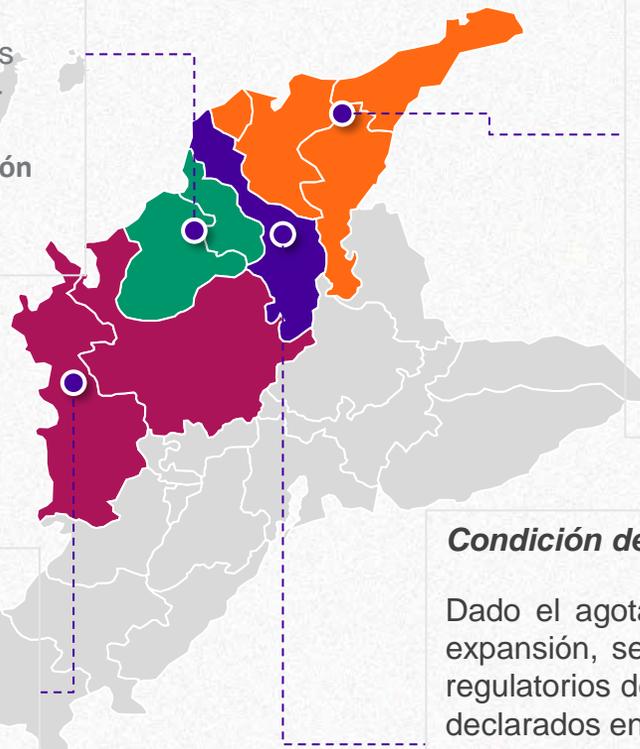
## Definiciones de los estados de alerta y emergencia

**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

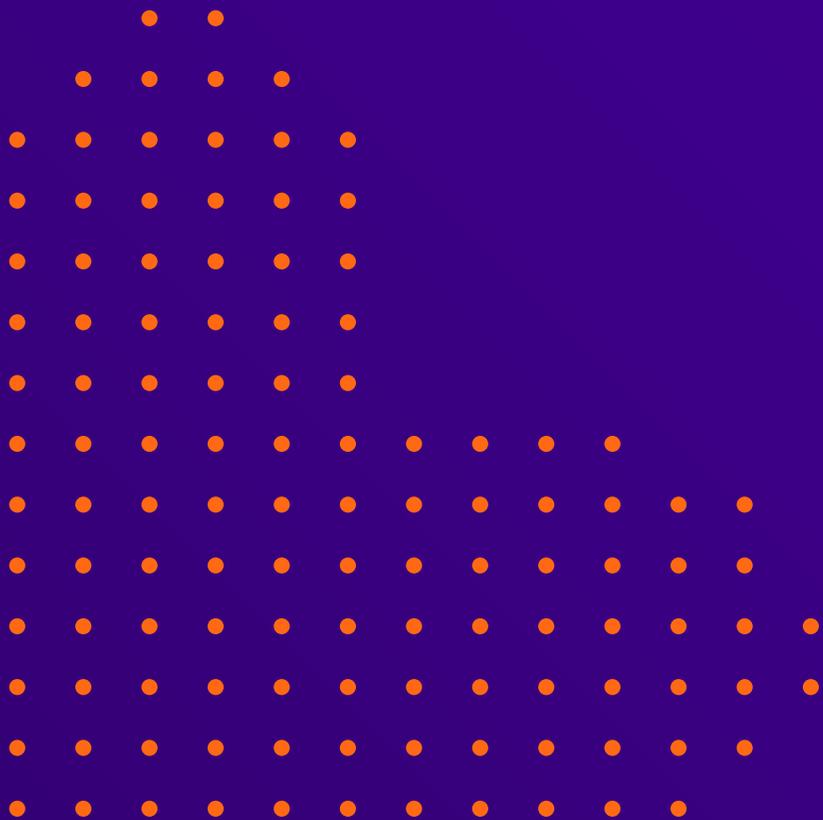
Dado el agotamiento de red, el crecimiento de la demanda y la no entrada de proyectos de expansión, se ha identificado dificultad para cumplir en condición de red completa los criterios regulatorios de tensión de estado estacionario y dinámico, por lo que desde junio de 2023 fueron declarados en condición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