

# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-015  
Jueves, 4 de agosto de 2022



# Contenido

## 1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones

## 2. Expectativas Energéticas

- Análisis energético de Mediano plazo
- Análisis energético de Largo plazo

## 3. Curva S

- Seguimiento curva S

## 4. Situación Operativa

- Impacto proyectos Caribe
- Análisis del Área Oriental
- Conexión proyecto Solar La Loma
- Situación DISPAC
- Seguimiento Entrada proyecto Sahagún
- Entrada en operación proyectos generación
- Situación operativa GCM
- Resumen segundo IPOEMP e ITR
- Indicadores operación

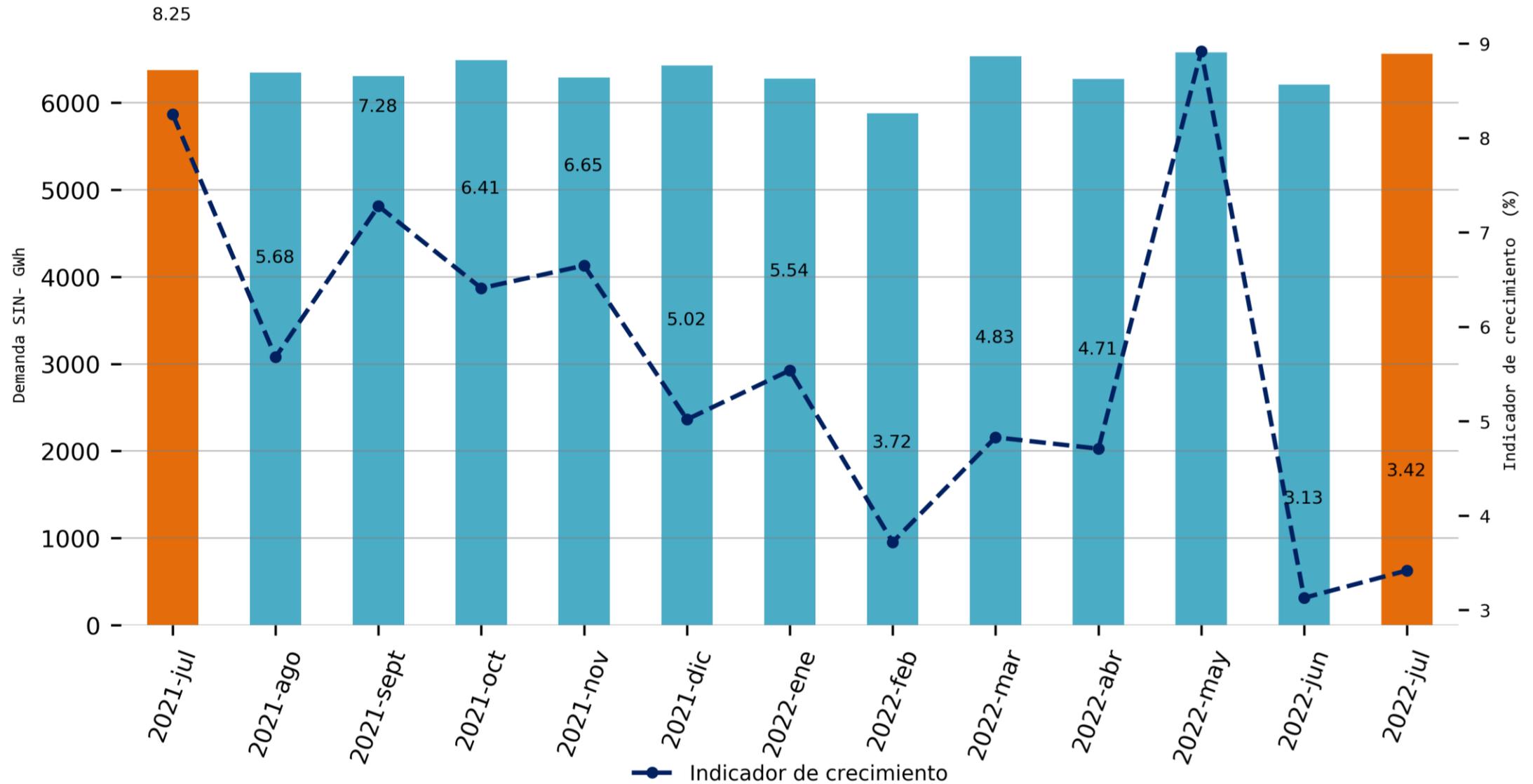
# 1. Variables del SIN

- Demanda del SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones



# ¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2022-07-30  
Información actualizada el 2022-08-01

# Crecimiento Demanda del SIN

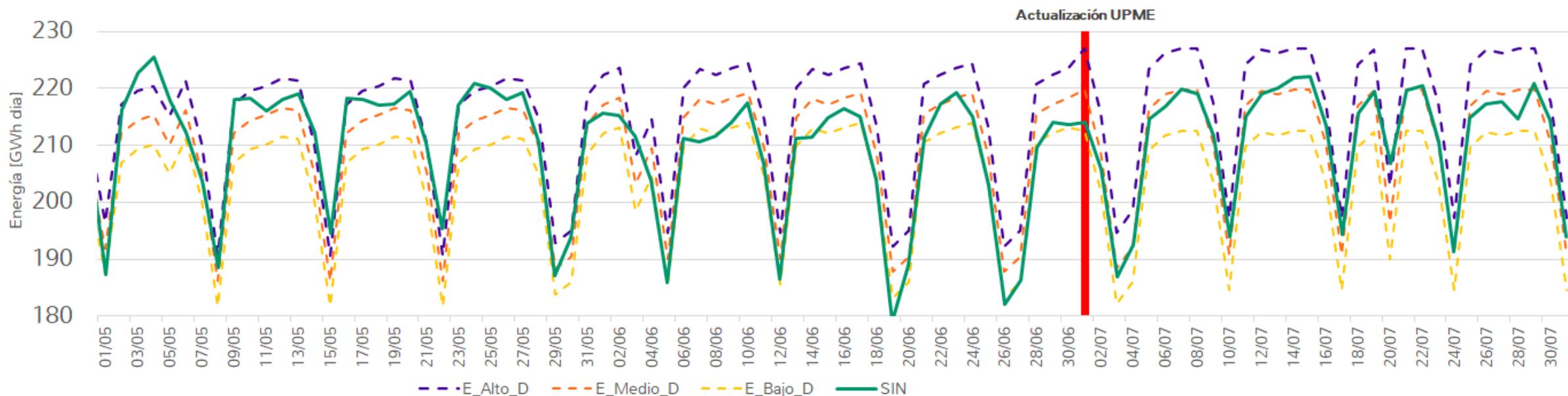


Información hasta el 2022-07-30  
 Información actualizada el 2022-08-01

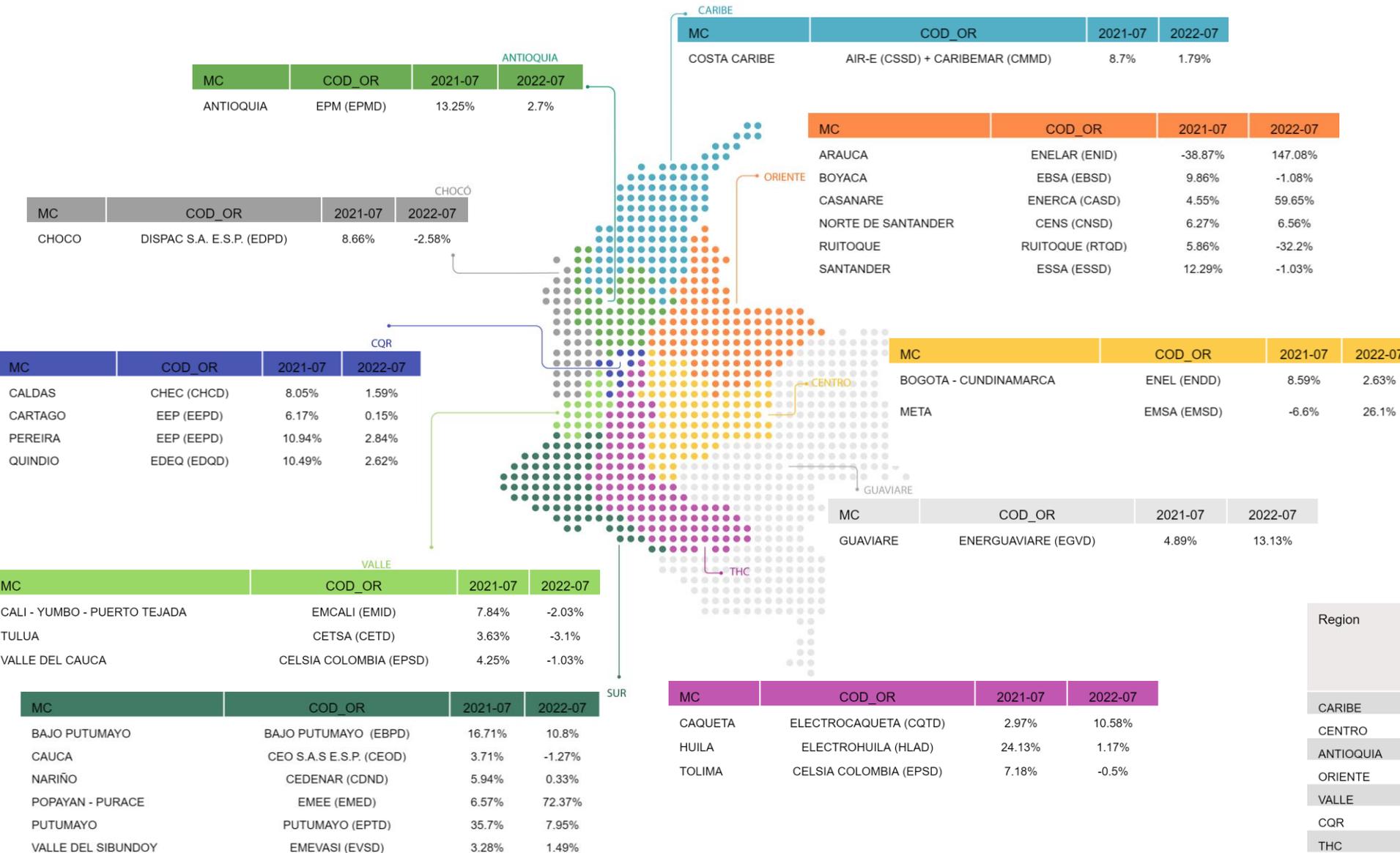
# Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN



## Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



# Demanda comercial de energía del SIN - julio 2022



- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

\*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

\*\*No considera consumos propios

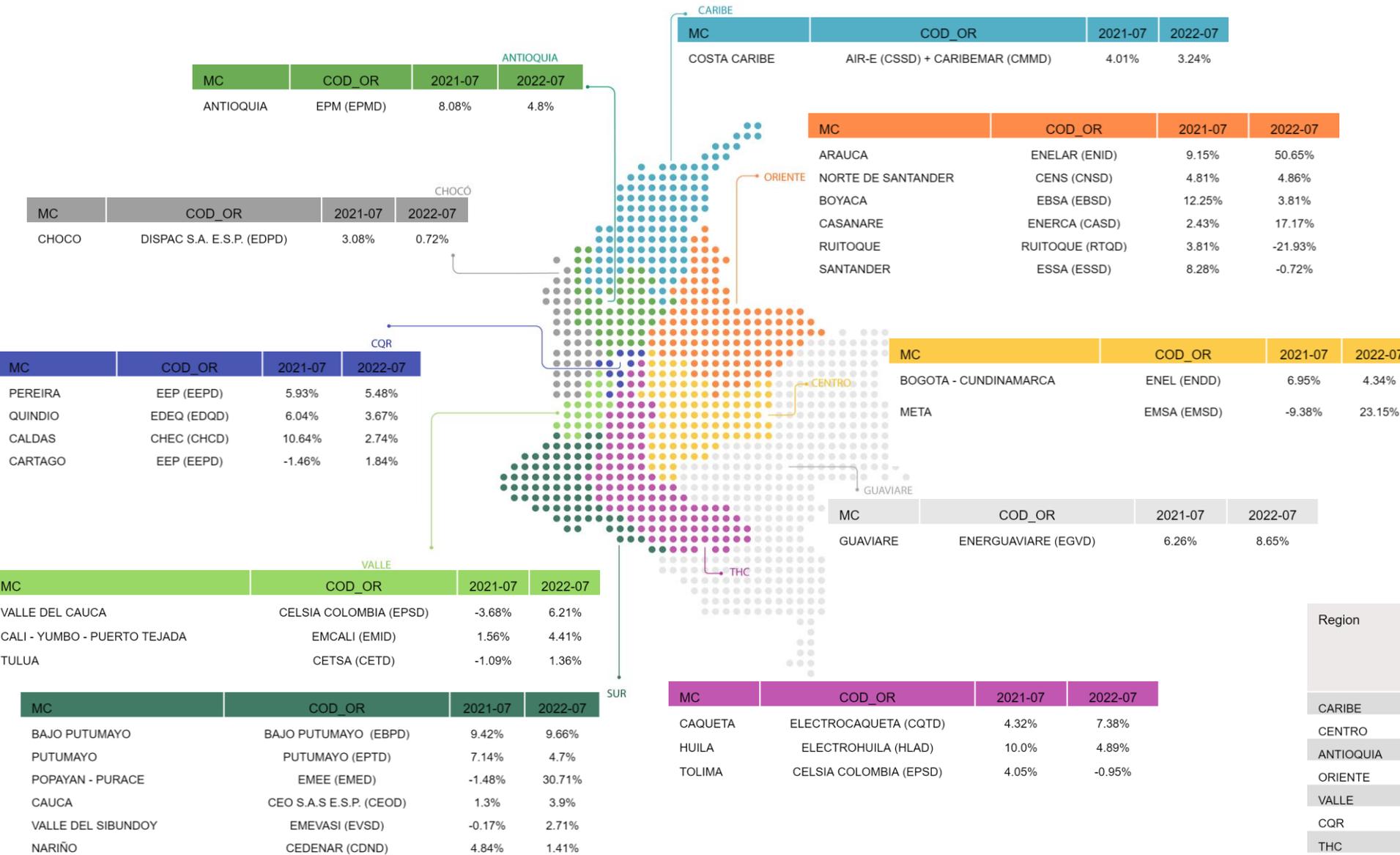
\*\*\*Tiene en cuenta la demanda de los usuarios conectados al STN que pertenecen al mercado de comercialización según la resolución.

Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-07	Demanda Comercial [GWh] 2022-07	Variación 2021-07	Variación 2022-07
CARIBE	1788.6	1759.01	8.7%	1.79%
CENTRO	1513.32	1541.2	6.57%	5.37%
ANTIOQUIA	887.85	880.82	13.25%	2.7%
ORIENTE	813.86	871.1	5.74%	10.7%
VALLE	604.25	573.97	6.3%	-1.69%
COR	266.72	262.81	8.94%	1.94%
THC	261.82	255.93	13.0%	1.1%
SUR	178.86	173.57	6.1%	0.38%
CHOCO	22.2	20.91	8.66%	-2.58%
GUAVIARE	5.31	5.81	4.89%	13.13%

Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-02

# Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta julio 2022



- MC: Mercado de comercialización
- OR: Operador de red

\*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

\*\*No considera consumos propios

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

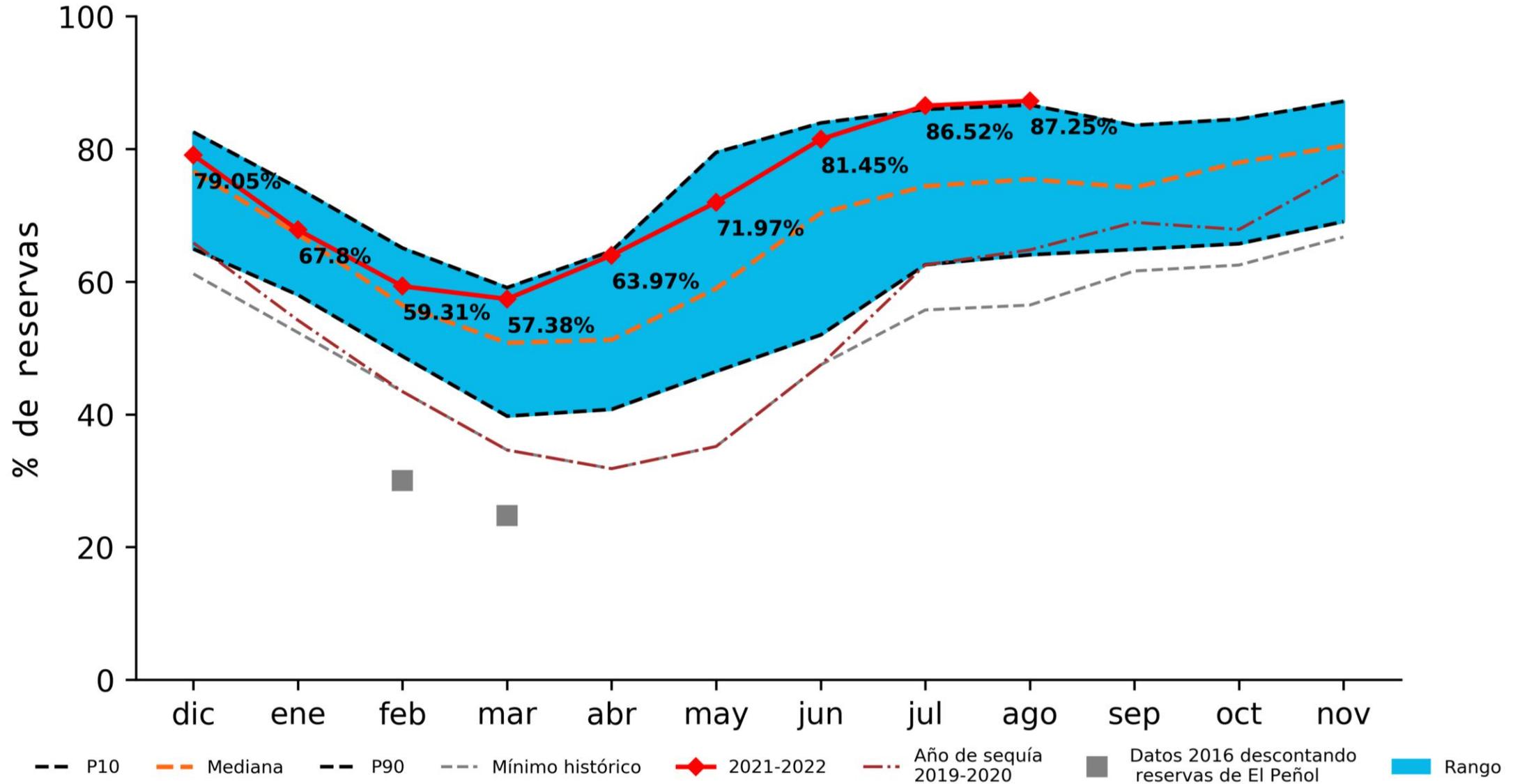
Region	Demanda Comercial [GWh] 2021-07	Demanda Comercial [GWh] 2022-07	Variación 2021-07	Variación 2022-07
CARIBE	11701.96	12025.25	4.01%	3.24%
CENTRO	10163.24	10792.7	4.66%	6.62%
ANTIOQUIA	5864.47	6120.14	8.08%	4.8%
ORIENTE	5564.91	5902.24	8.34%	6.54%
VALLE	3881.59	4058.76	-0.55%	4.97%
CQR	1777.47	1830.8	7.97%	3.43%
THC	1736.09	1765.77	6.37%	2.15%
SUR	1188.81	1221.48	3.26%	3.17%
CHOCO	150.07	150.45	3.08%	0.72%
GUAVIARE	39.29	42.51	6.26%	8.65%

Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-02

# ¿Cómo está la situación energética?

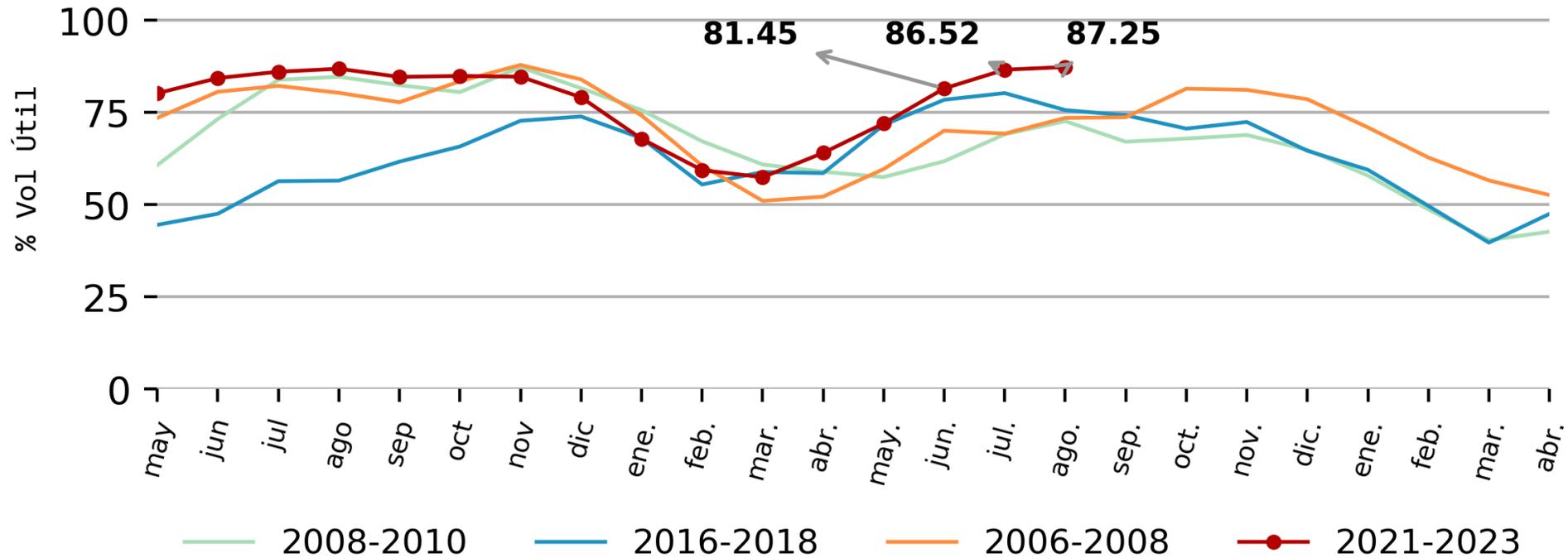
# Reservas hídricas



Información hasta el 2022-08-03  
 Información actualizada el 2022-08-04

# Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses  
Reservas hídricas



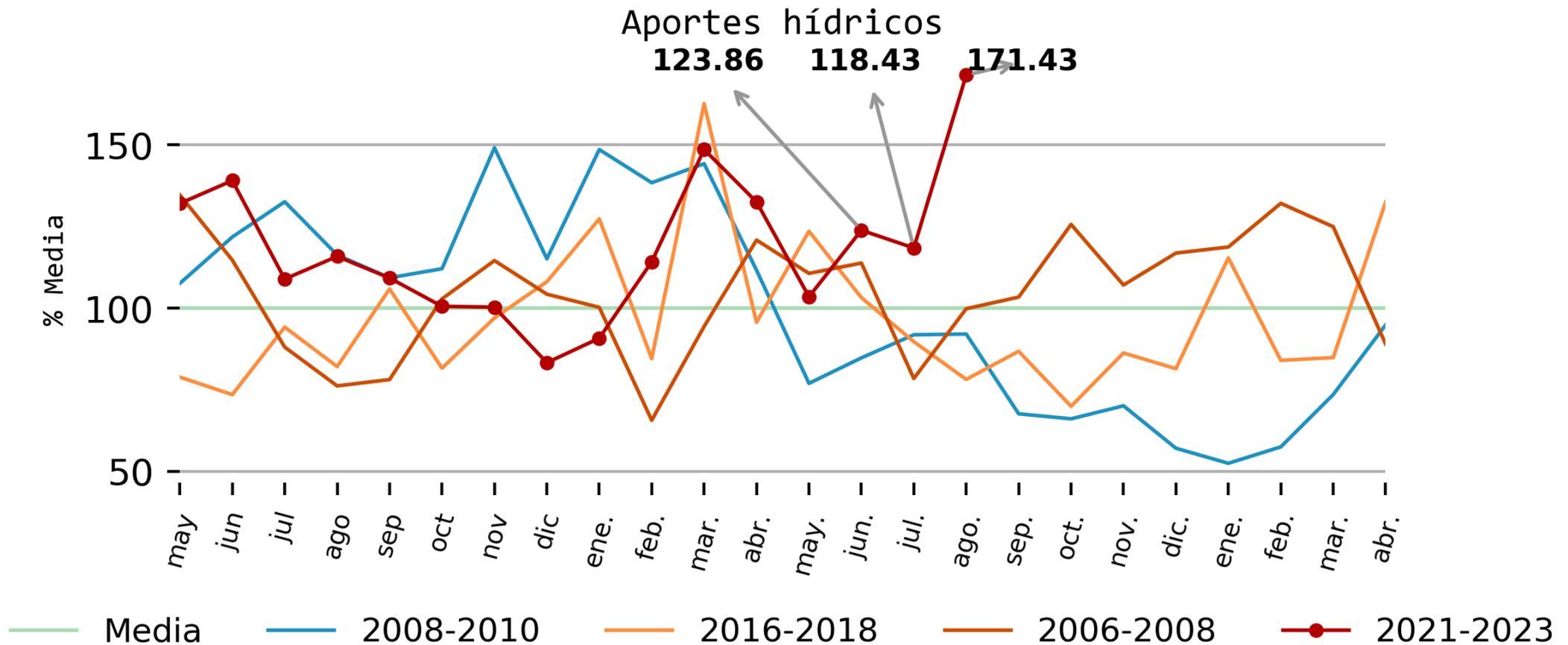
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-08-03

Información actualizada el 2022-08-04

# Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

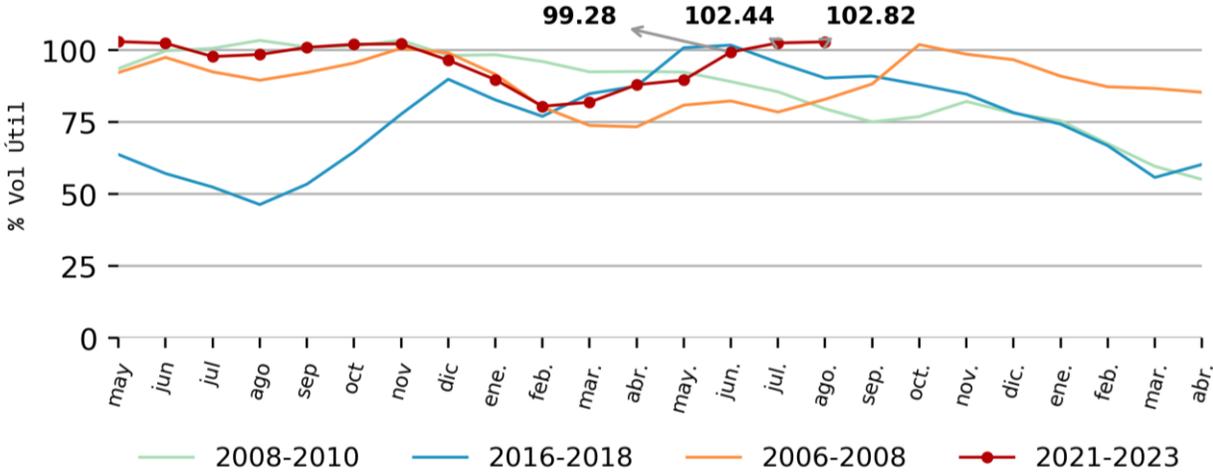


Información hasta el 2022-08-03

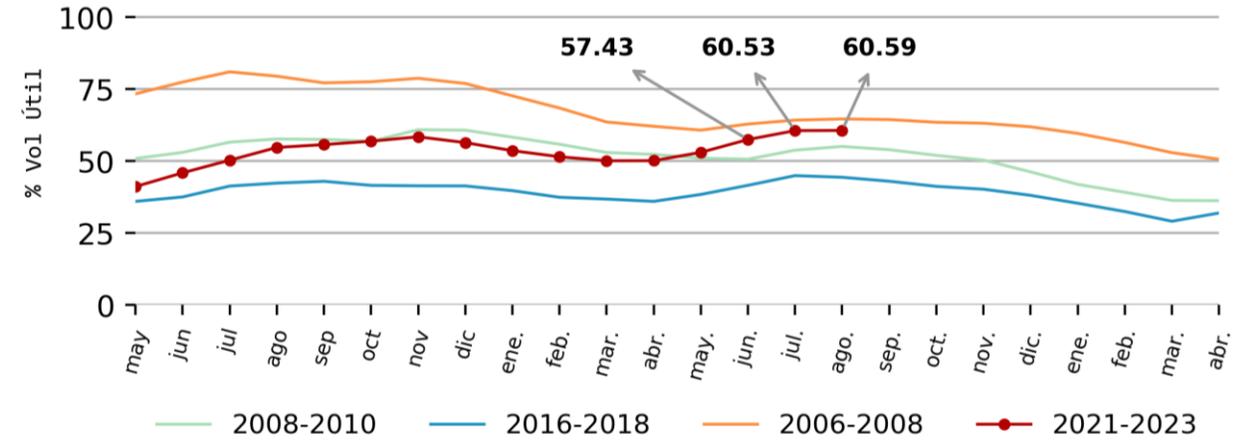
Información actualizada el 2022-08-04

# Evolución de principales embalses

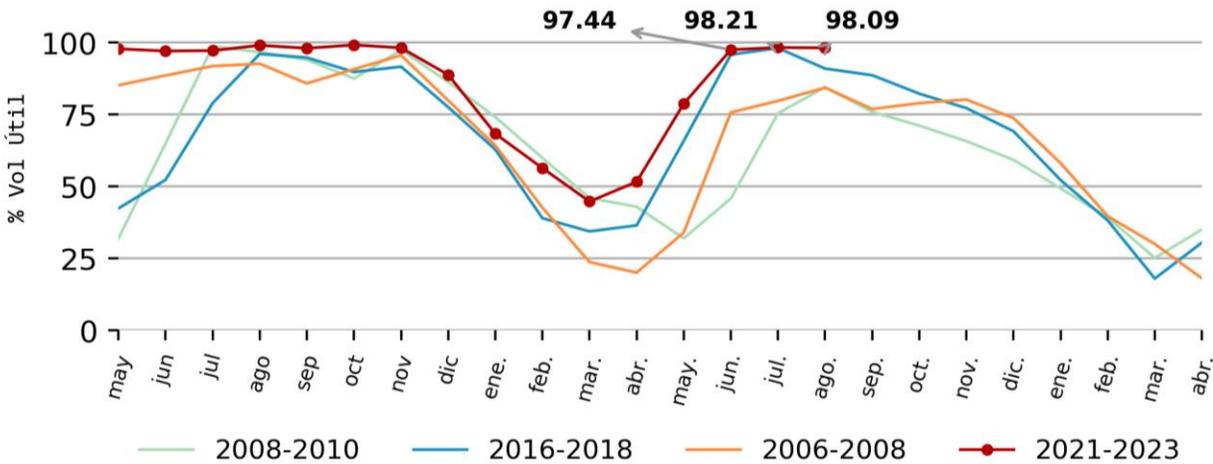
PENOL



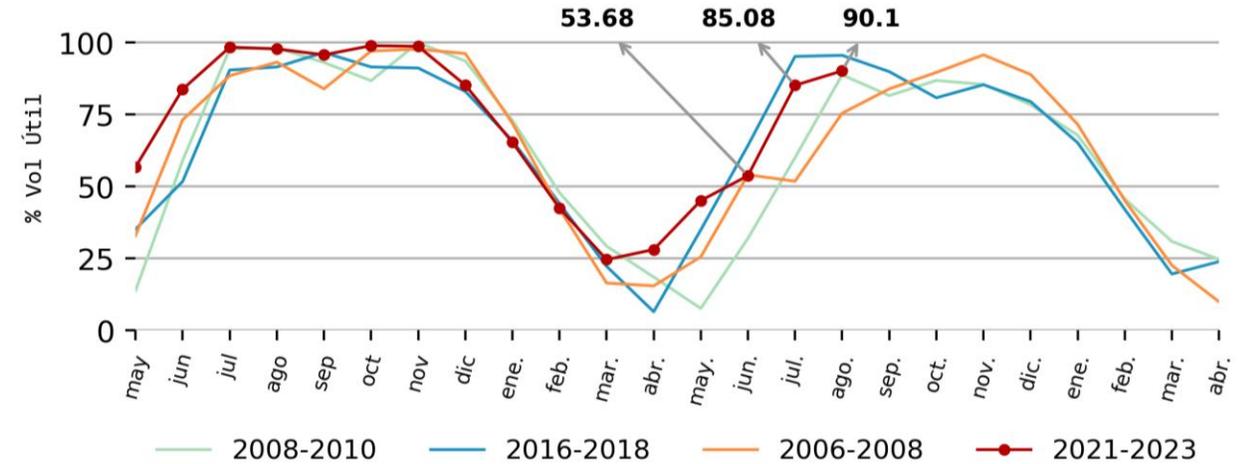
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



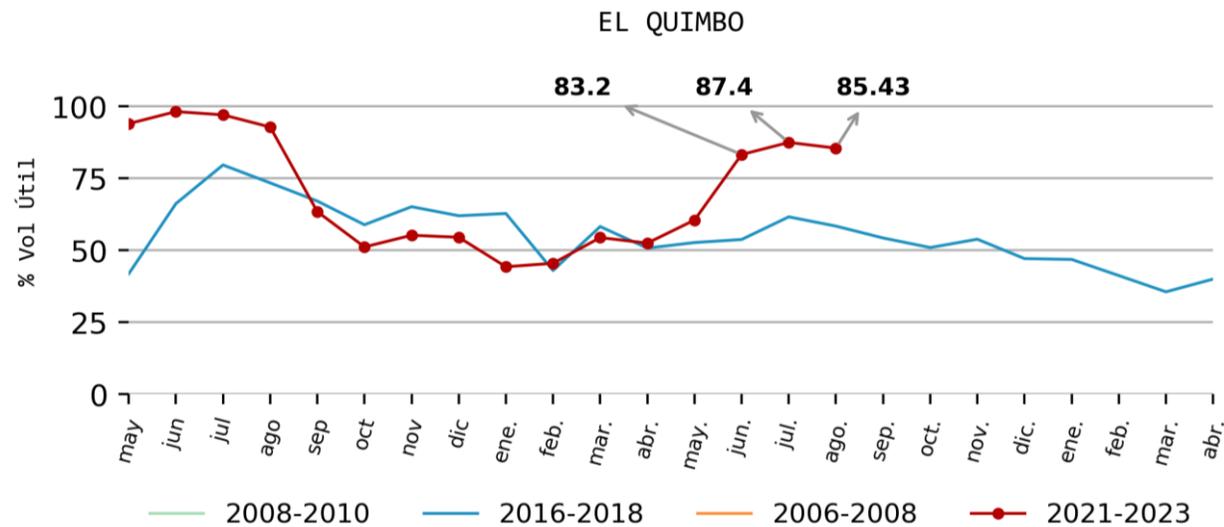
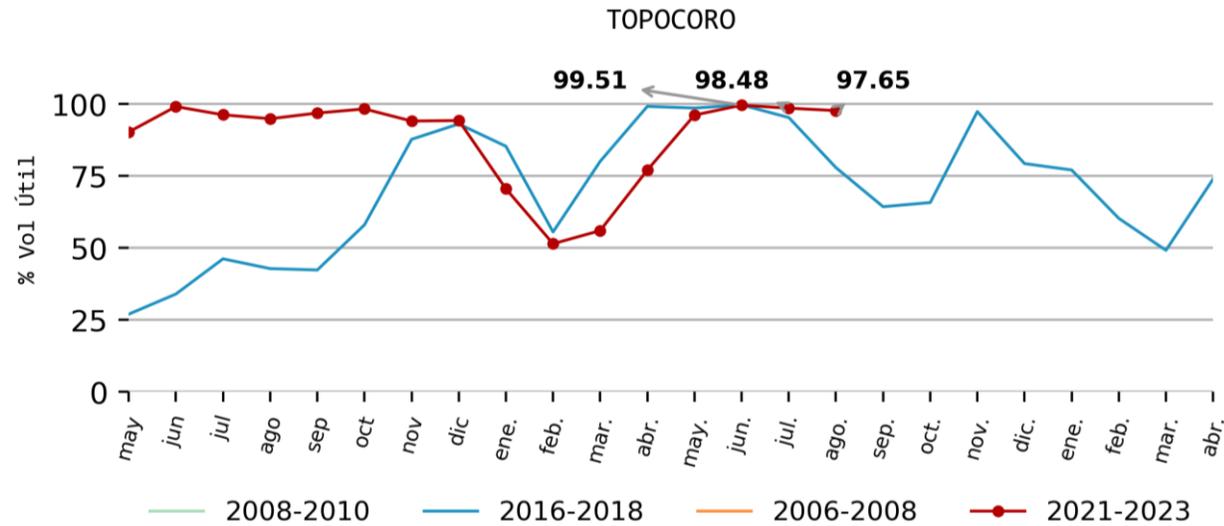
ESMERALDA



Información hasta el 2022-08-03

Información actualizada el 2022-08-04

# Evolución de principales embalses

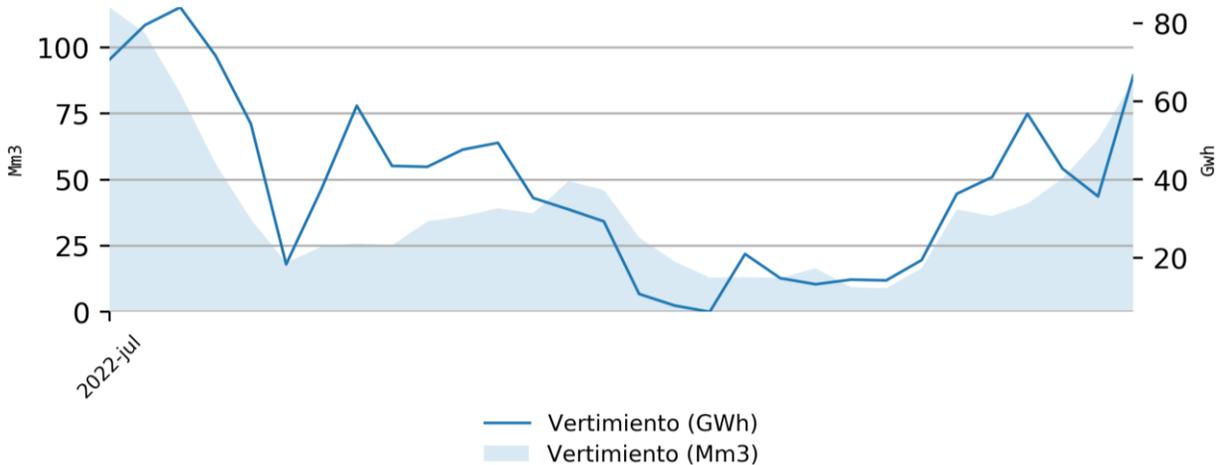


Información hasta el 2022-08-03

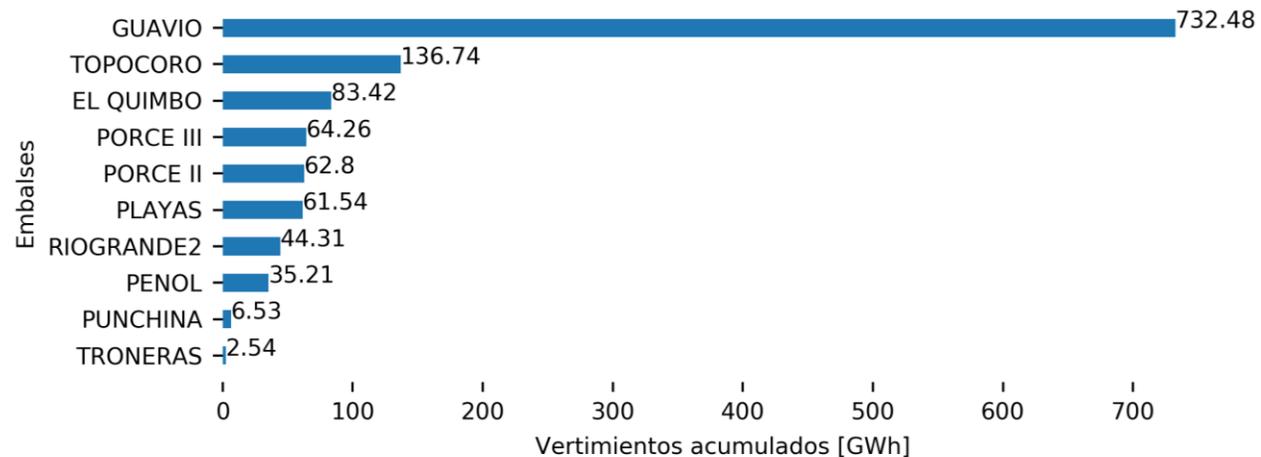
Información actualizada el 2022-08-04

# Vertimientos del SIN julio

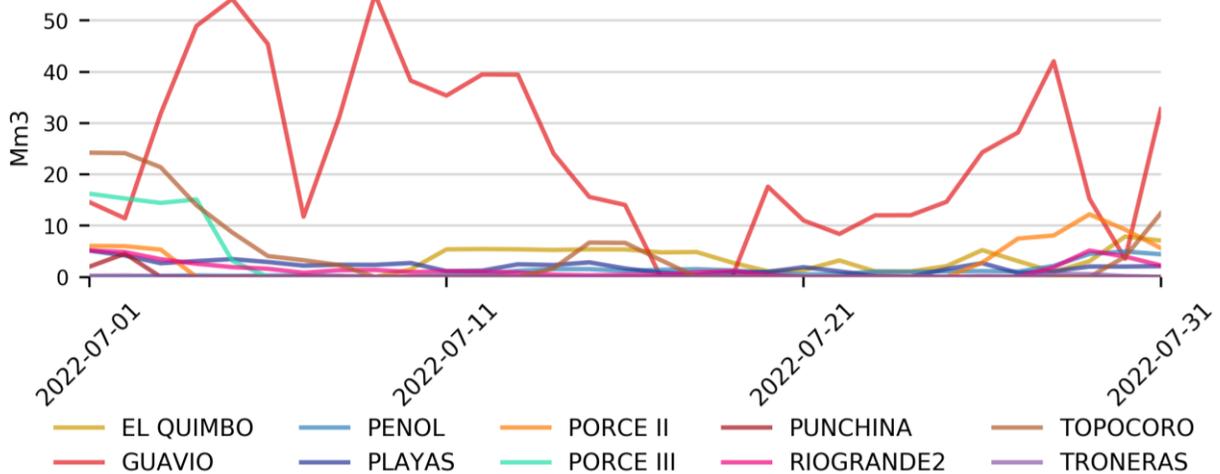
Vertimientos



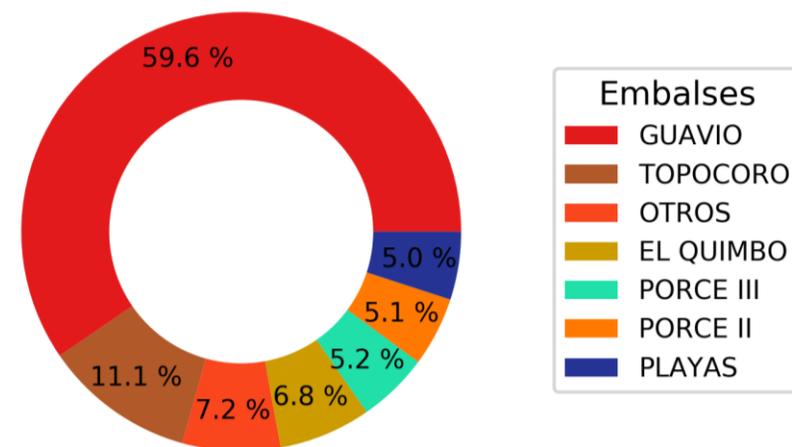
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse

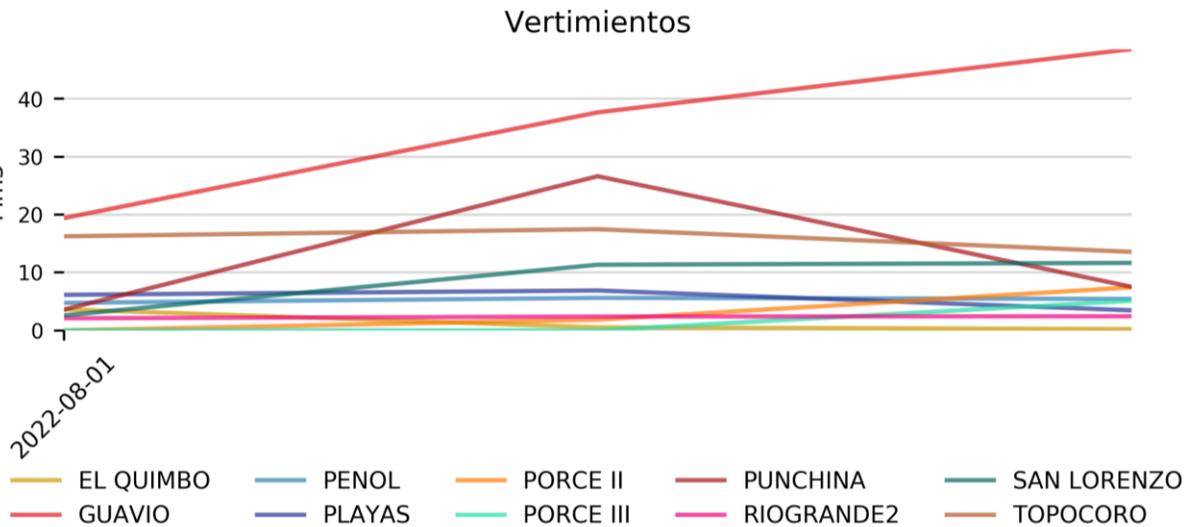
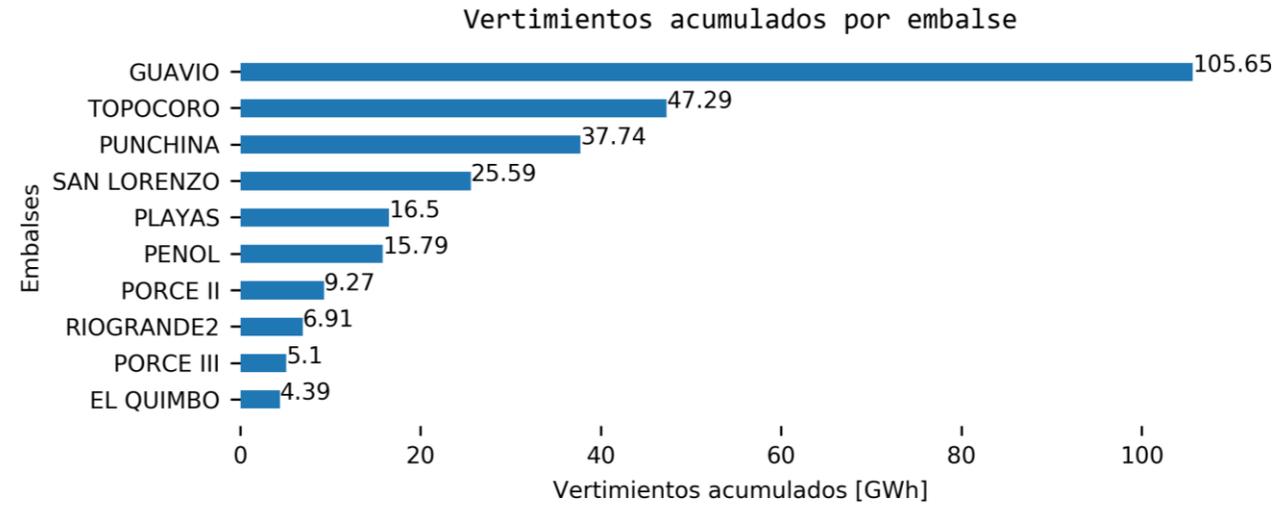
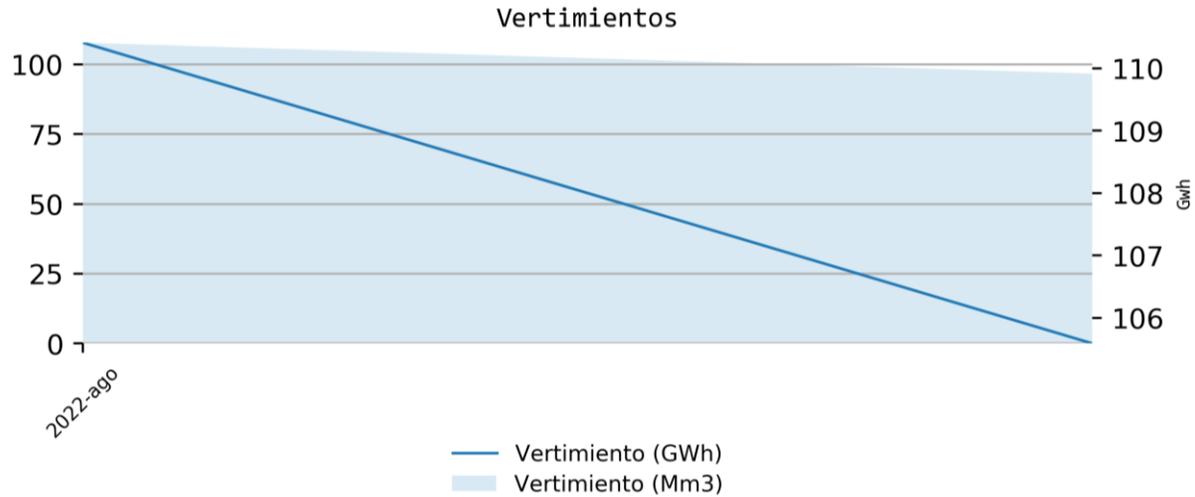


Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-07-01 hasta 2022-07-31.

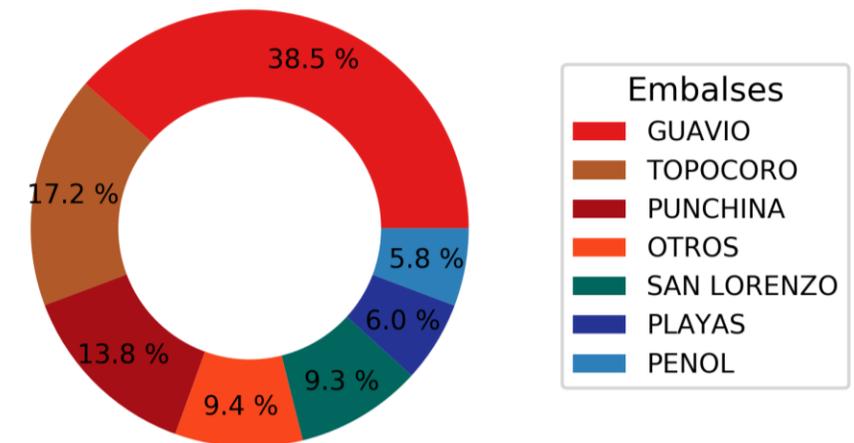
OTROS agrupa embalses con vertimientos menores al 5% del total.

Información hasta el 2022-07-31  
Información actualizada el 2022-08-01

# Vertimientos del SIN agosto



### Participación vertimientos por embalse

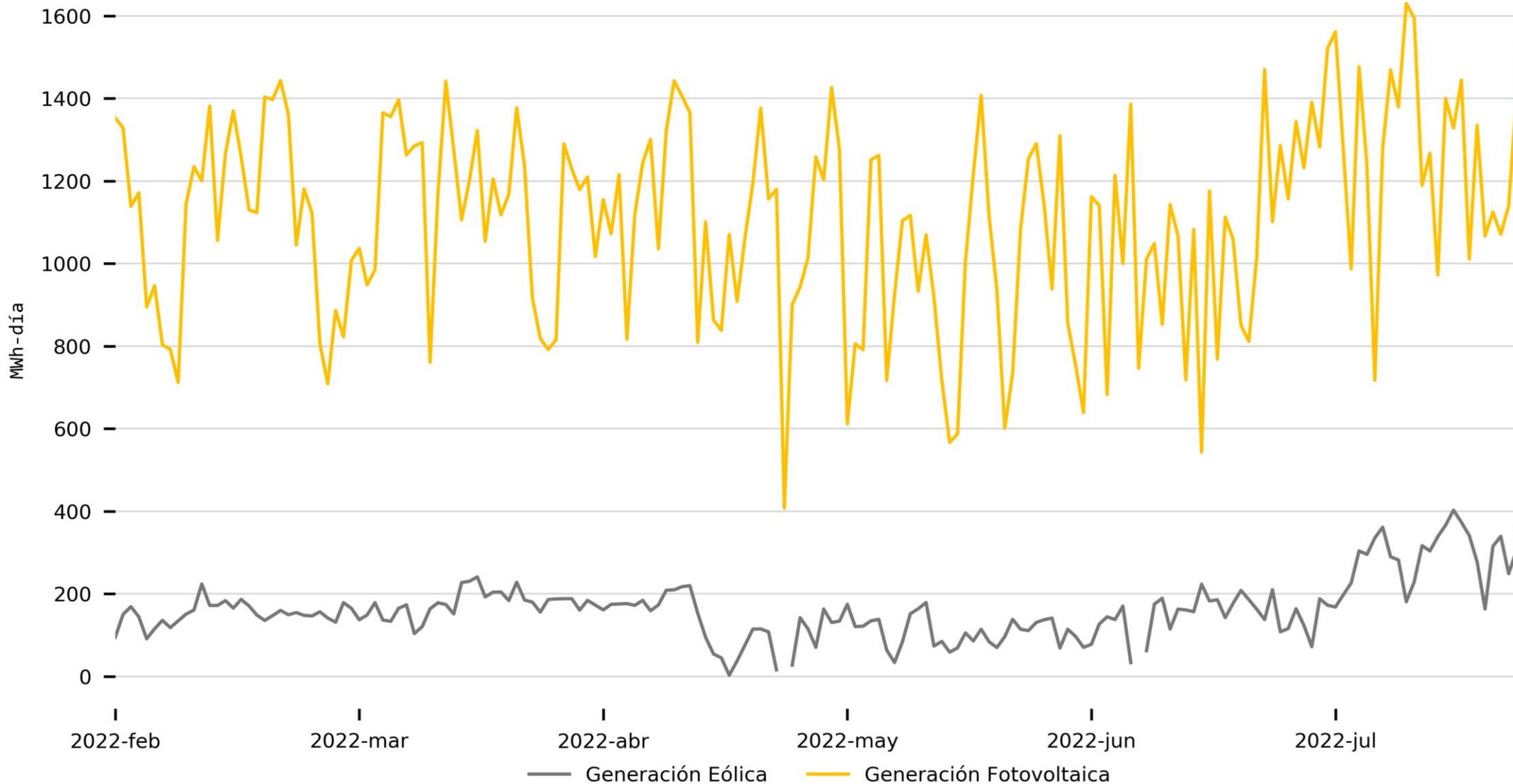


Los vertimientos acumulados se consideran desde 2022-08-01 hasta 2022-08-03.

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

Información hasta el 2022-08-03  
 Información actualizada el 2022-08-04

# Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 - 15, Parque Eólico Guajira I

Recursos Solares: Autog Celsia Solar Levapan, Autog Celsia Solar Yumbo, Autog Colombina Del Cauca, Bosques Solares De Los Llanos 4, Bosques Solares De Los Llanos 5, Celsia Solar Bolivar, Celsia Solar Carmelo, Celsia Solar Espinal, Celsia Solar La Paila, El Paso, Gr Parque Solar Tucanes, Granja Solar Belmonte, Helios I, La Sierpe, Latam Solar La Loma, Petalo De Cordoba I, Planta Solar Bayunca I, Since, Trinaculo, BSLI, Tera, Vado de BSLI, Aires, Paila BSLIII

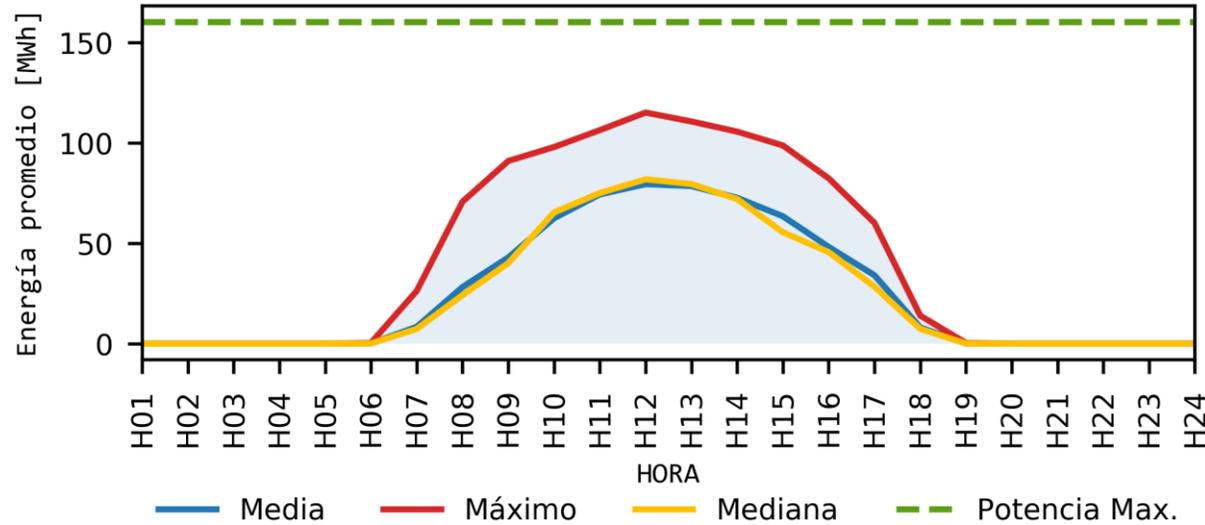
Información hasta el 2022-07-30

Información actualizada el 2022-08-01

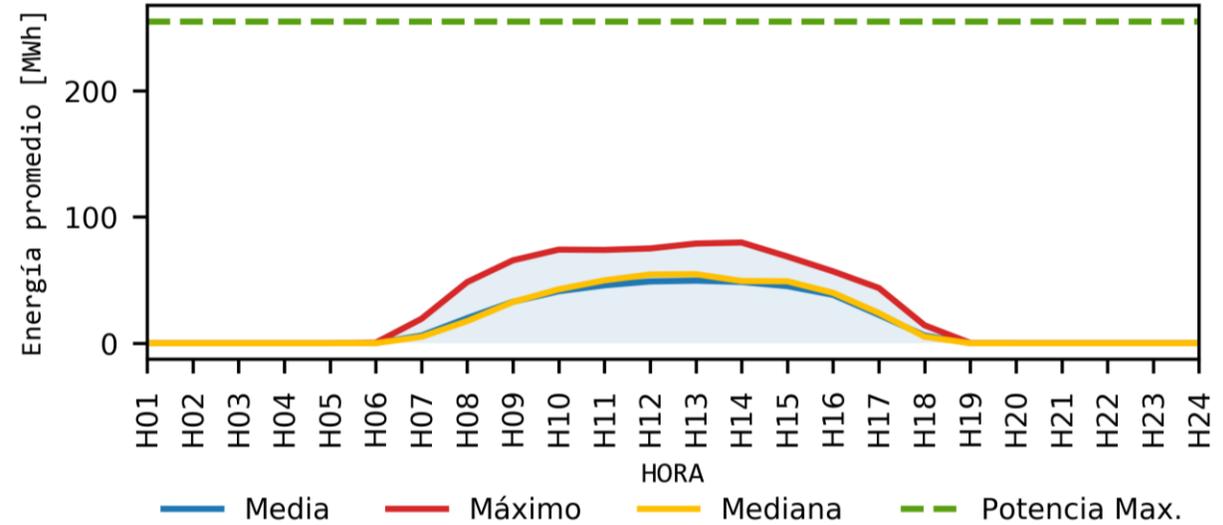
# Curva Generación Solar



Plantas solares en operación



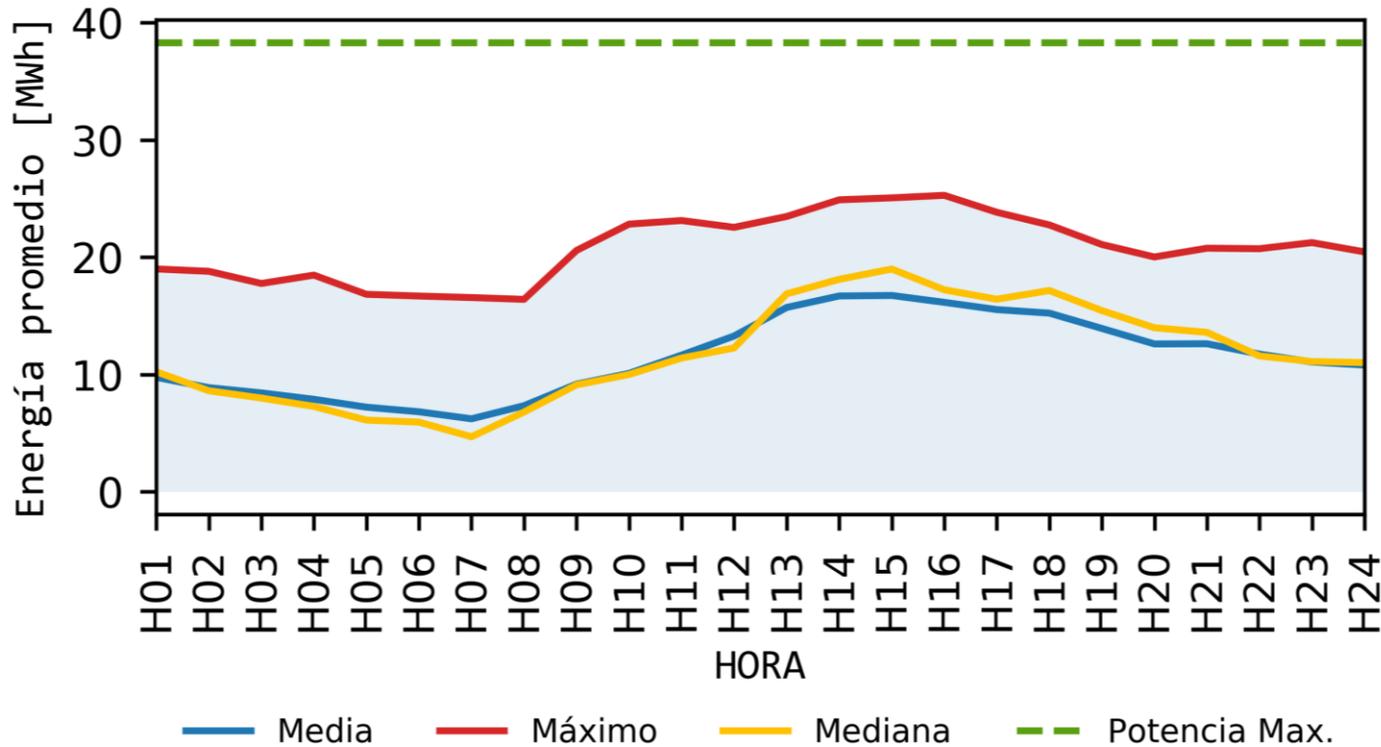
Plantas solares en pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
LA SIERPE	19.9	122.51
TRINA-VATIA BSLII	19.9	106.27
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	105.87
TRINA-VATIA BSLI	19.9	105.24
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	66.12
HELIOS I	9.9	41.97
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	38.7
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	33.35
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	17.14
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	14.99
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	13.37
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	10.69
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	8.67
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	7.47
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	0.19
<b>Total</b>	<b>160.31</b>	<b>692.55</b>

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	430.43
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	90.03
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	72.26
LATAM SOLAR LA LOMA	150	10.23
SINCE	19.9	10.17
PETALO DE CORDOBA I	9.9	5.42
<b>Total</b>	<b>284.6</b>	<b>618.54</b>

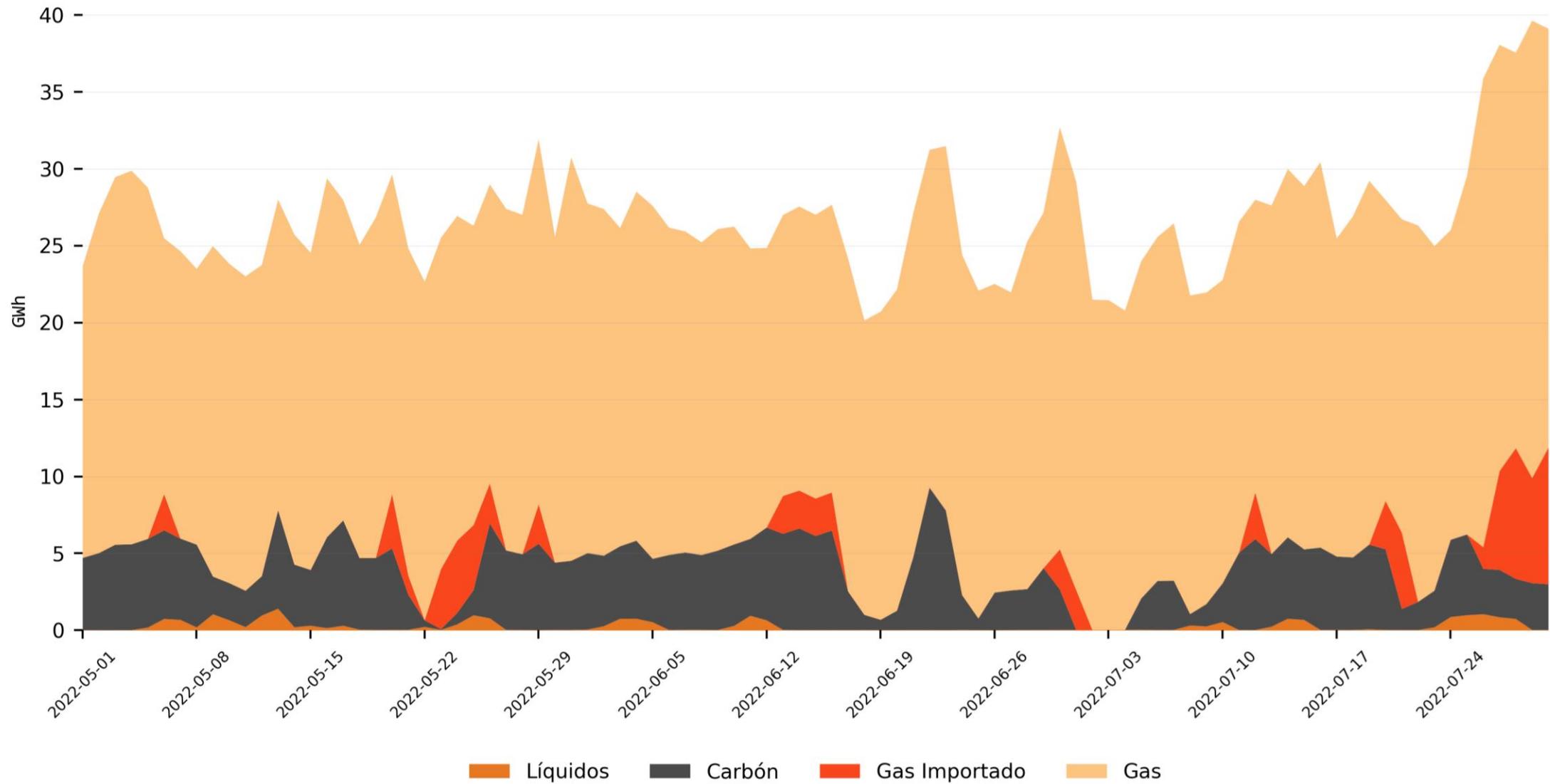
# Curva Generación Eólica



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Estado
<b>JEPIRACHI 1 - 15</b>	18.42	162.59	Operación
<b>PARQUE EOLICO GUAJIRA I</b>	19.9	113.1	Pruebas

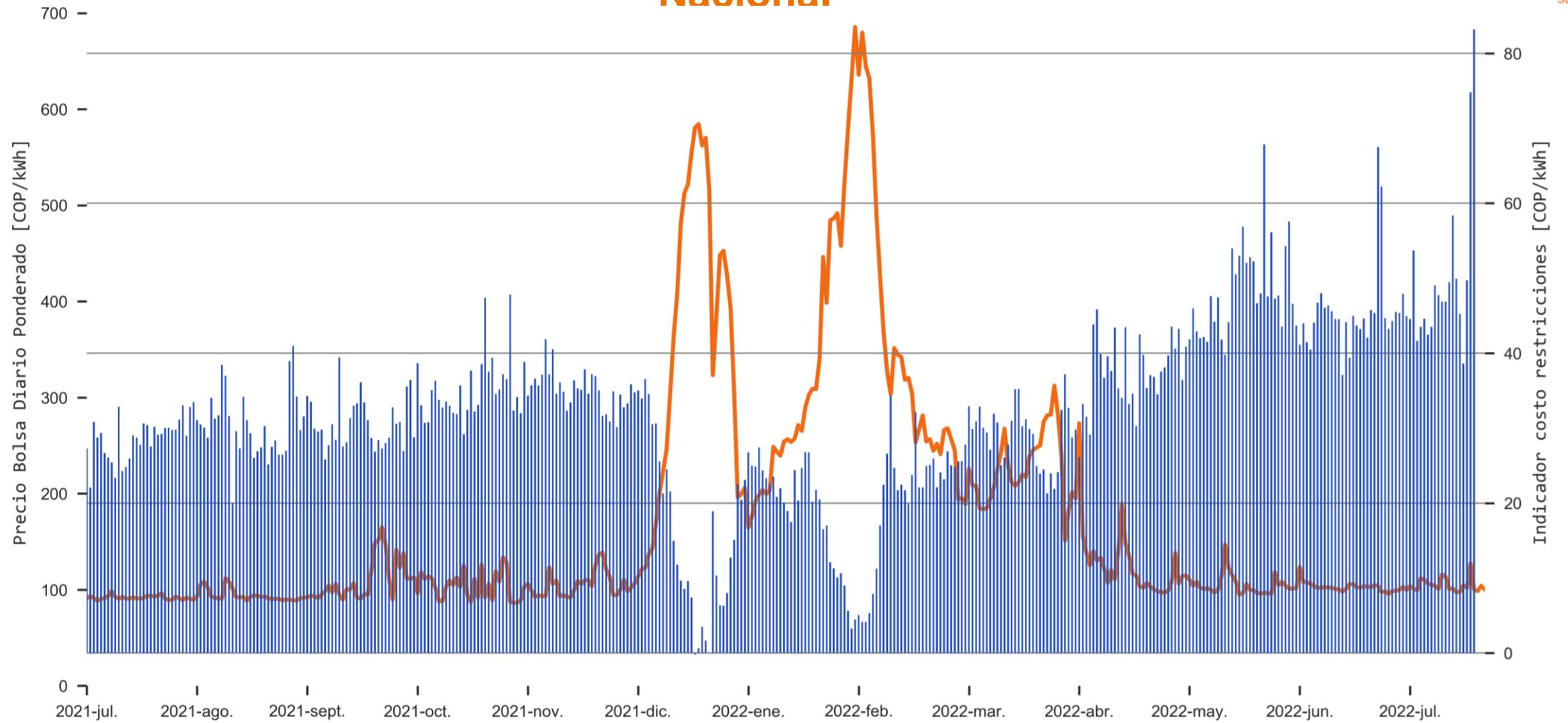
Corresponde a la generación real de todos los recursos eólicos que inyectaron energía al SIN desde el 01 de julio de 2022 hasta el 31 de julio de 2022. Incluye la potencia de las plantas que se encuentran en pruebas.

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



Información hasta el 2022-07-30  
Información actualizada el 2022-08-01

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



— PPPBolsaDiario

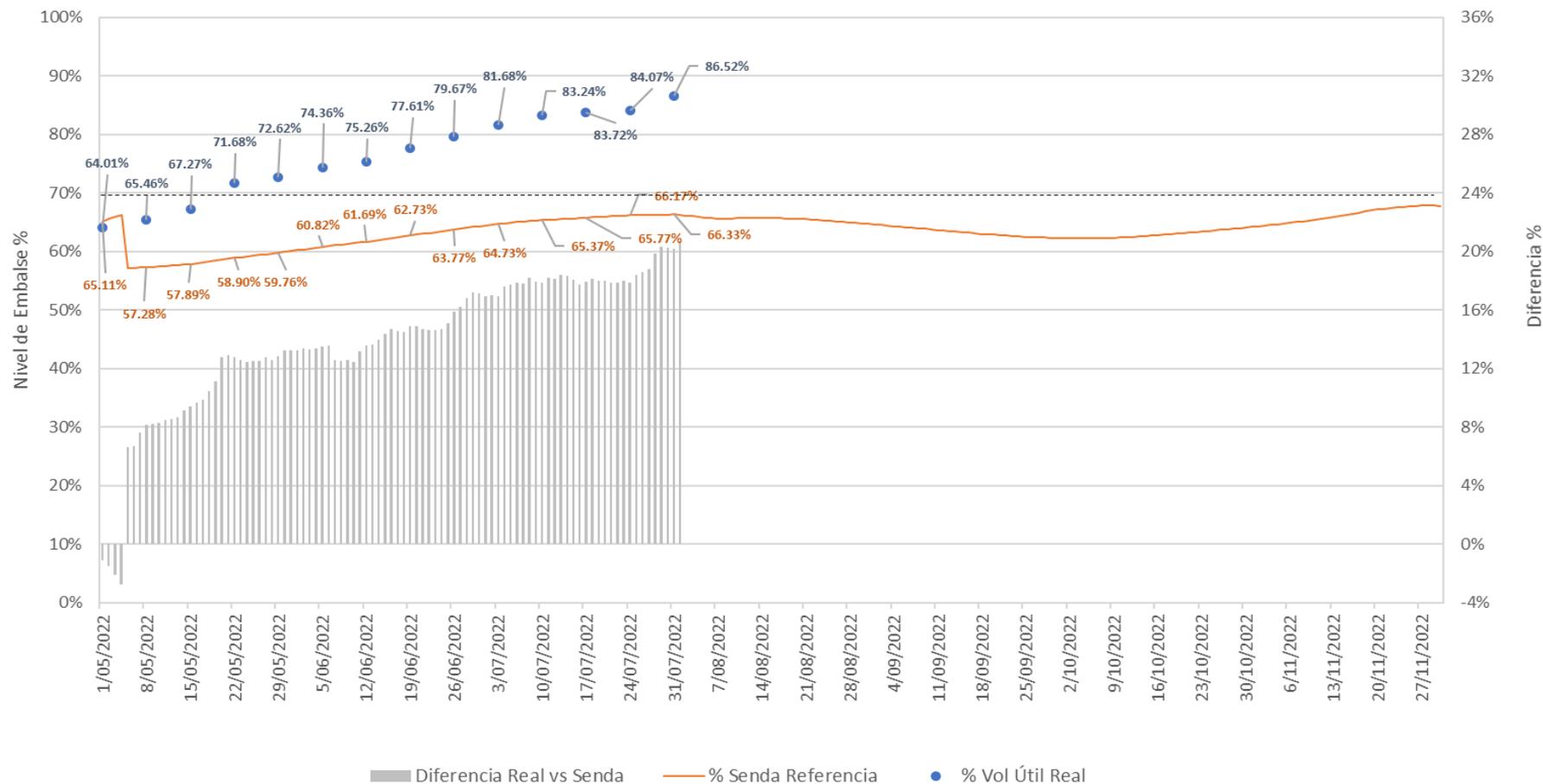
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2022-07-31  
Información actualizada el 2022-08-01

# Senda de referencia Invierno 2022



Evolución del embalse del SIN



## 2. Expectativas Energéticas

# Análisis Energético Mediano Plazo

## Horizonte 2 años

# 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.

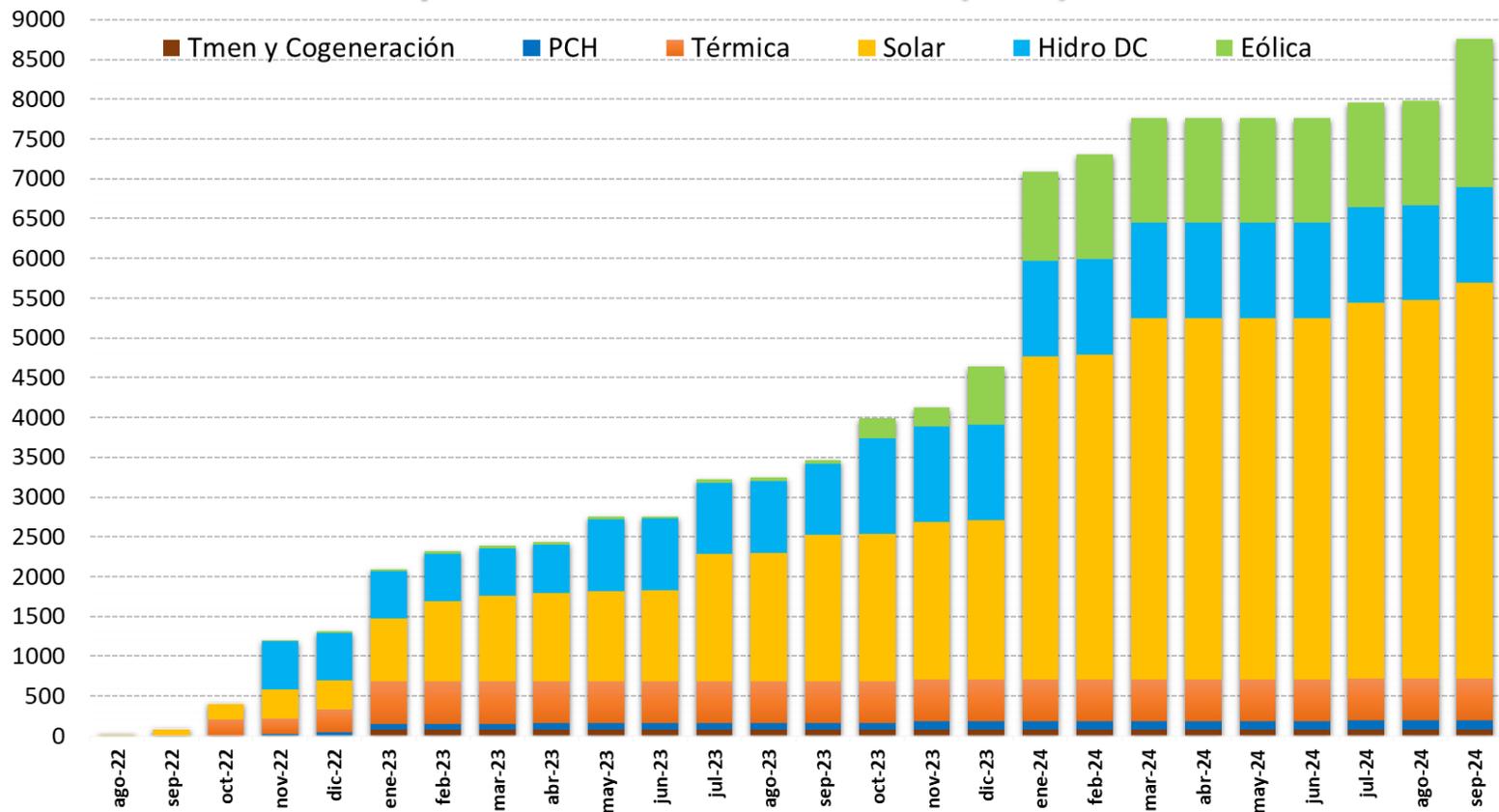


El detalle y explicación de los supuestos considerados pueden ser consultados en el siguiente enlace

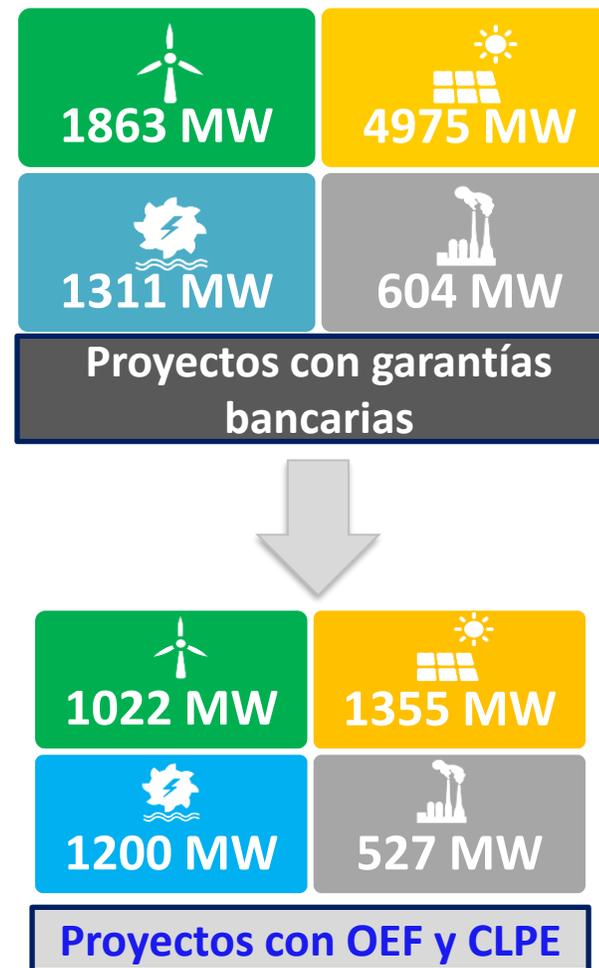
<http://www.xm.com.co/Paginas/Operacion/Resultados-mediano-plazo.aspx>

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Expansión de la Generación (MW)



## Detalle de proyectos de generación a agosto del 2024:



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

- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Proyecto HidroItuango información reportada por EPM (27 de julio)

**Expansión  
Generación**



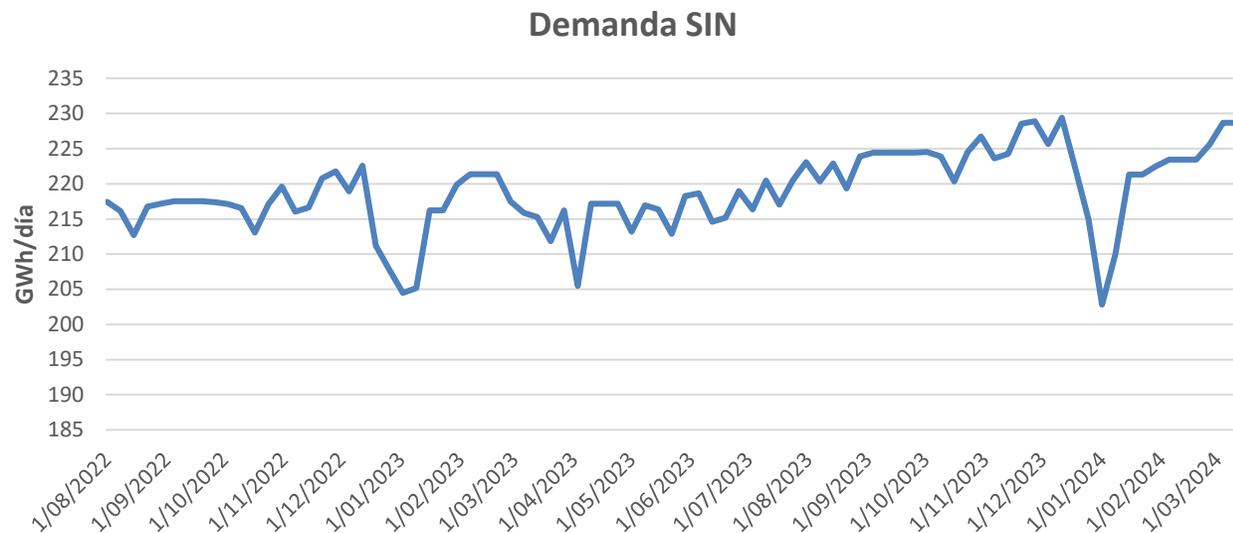
Proyectos con  
garantía bancaria de  
Res. CREG 075 de  
2021.

Proyecto Hidroeléctrico Ituango	
Puesta en operación comercial	
Unidades Generadoras	Fecha
Unidad 1	Octubre 15 de 2022
Unidad 2	Octubre 20 de 2022
Unidad 3	Agosto 12 de 2023
Unidad 4	Septiembre 10 de 2023
Unidad 5	Julio 28 de 2026
Unidad 6	Agosto 27 de 2026
Unidad 7	Noviembre 5 de 2026
Unidad 8	Diciembre 5 de 2026

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Demanda

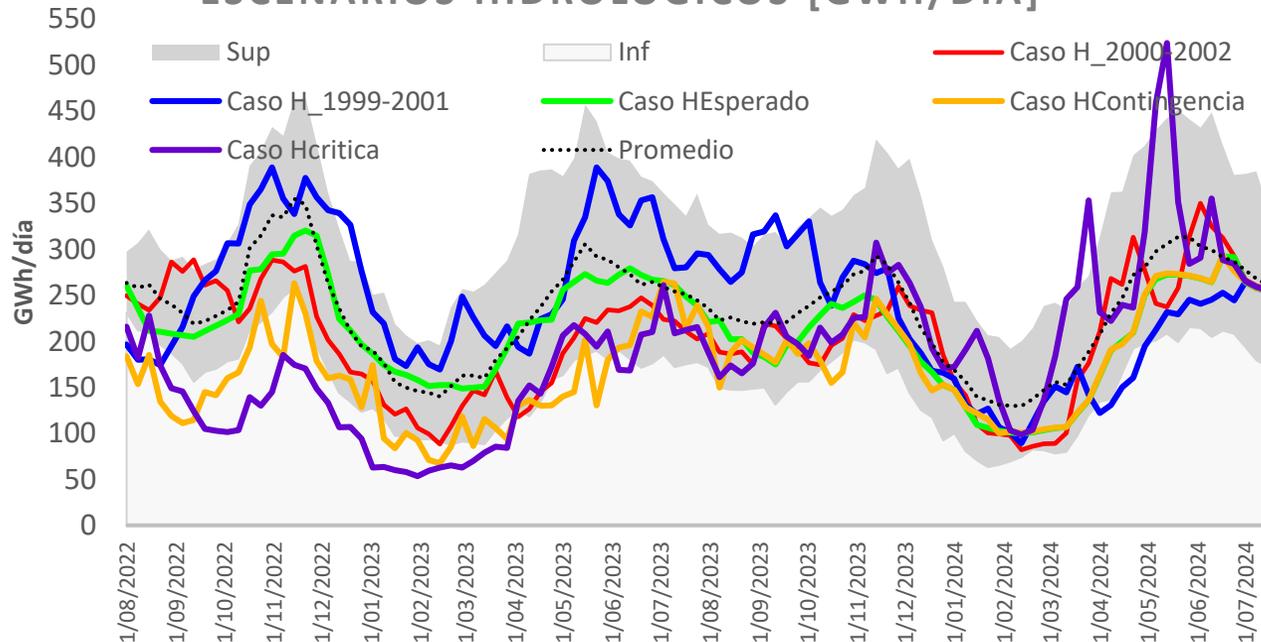
Escenario **medio** de la UPME (Actualización julio 2022)



## Hidrología

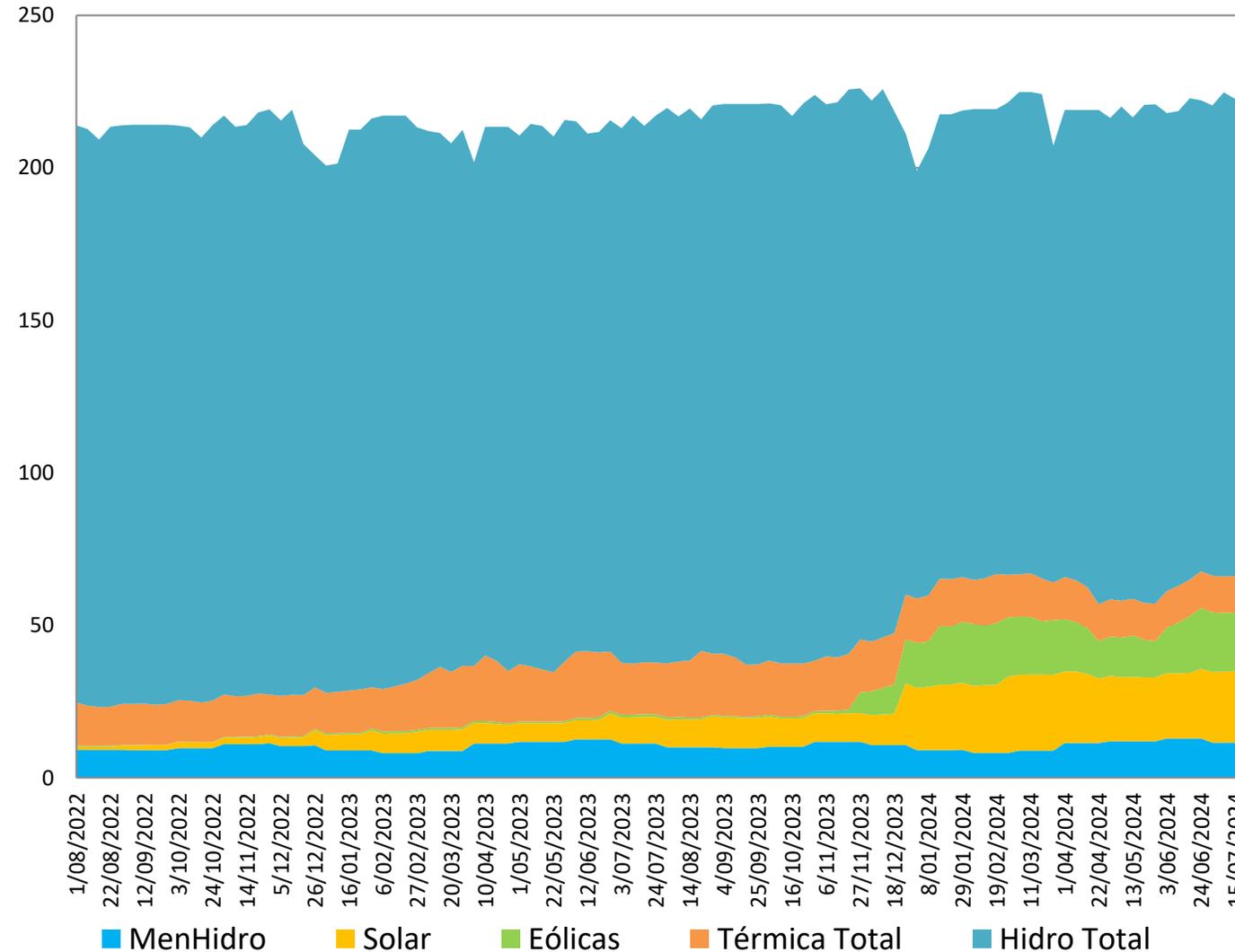
<p><b>1</b> <b>H 2000-2002:</b> hidrología histórica del periodo ago de 2000 a jul de 2002</p>	<p><b>4</b> <b>Caso Contingencia CNO:</b> hidrología del escenario contingencia del CNO.</p>
<p><b>2</b> <b>H 1999-2001:</b> hidrología histórica del periodo ago de 1999 a jul de 2001</p>	<p><b>5</b> <b>Caso H Crítica :</b> Hidrología histórica del periodo ago 2015 a jul de 2017 .</p>
<p><b>3</b> <b>Caso Esperado CNO:</b> hidrología del escenario esperado del CNO.</p>	<p><b>Estocástico</b> 100 Series Sintéticas: Hidrología Histórica</p>

## ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

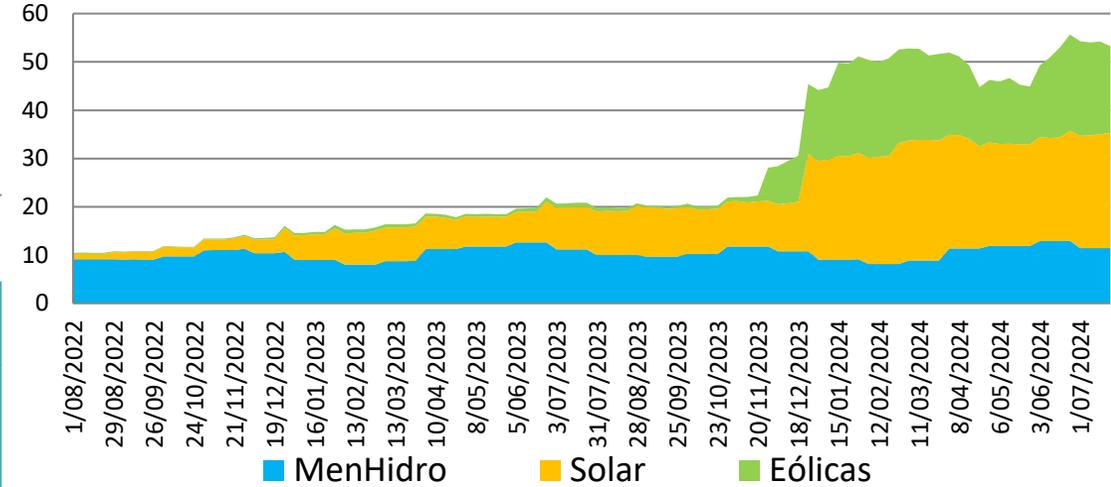


# Resultados Estocásticos

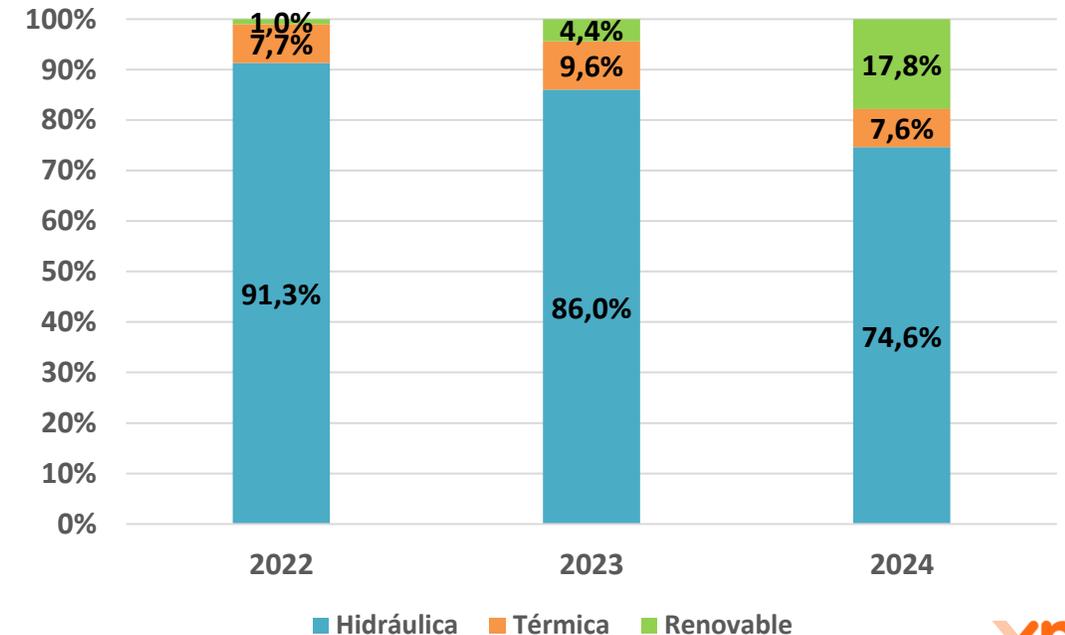
## Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



## Generación Renovable Promedio - GWh/día

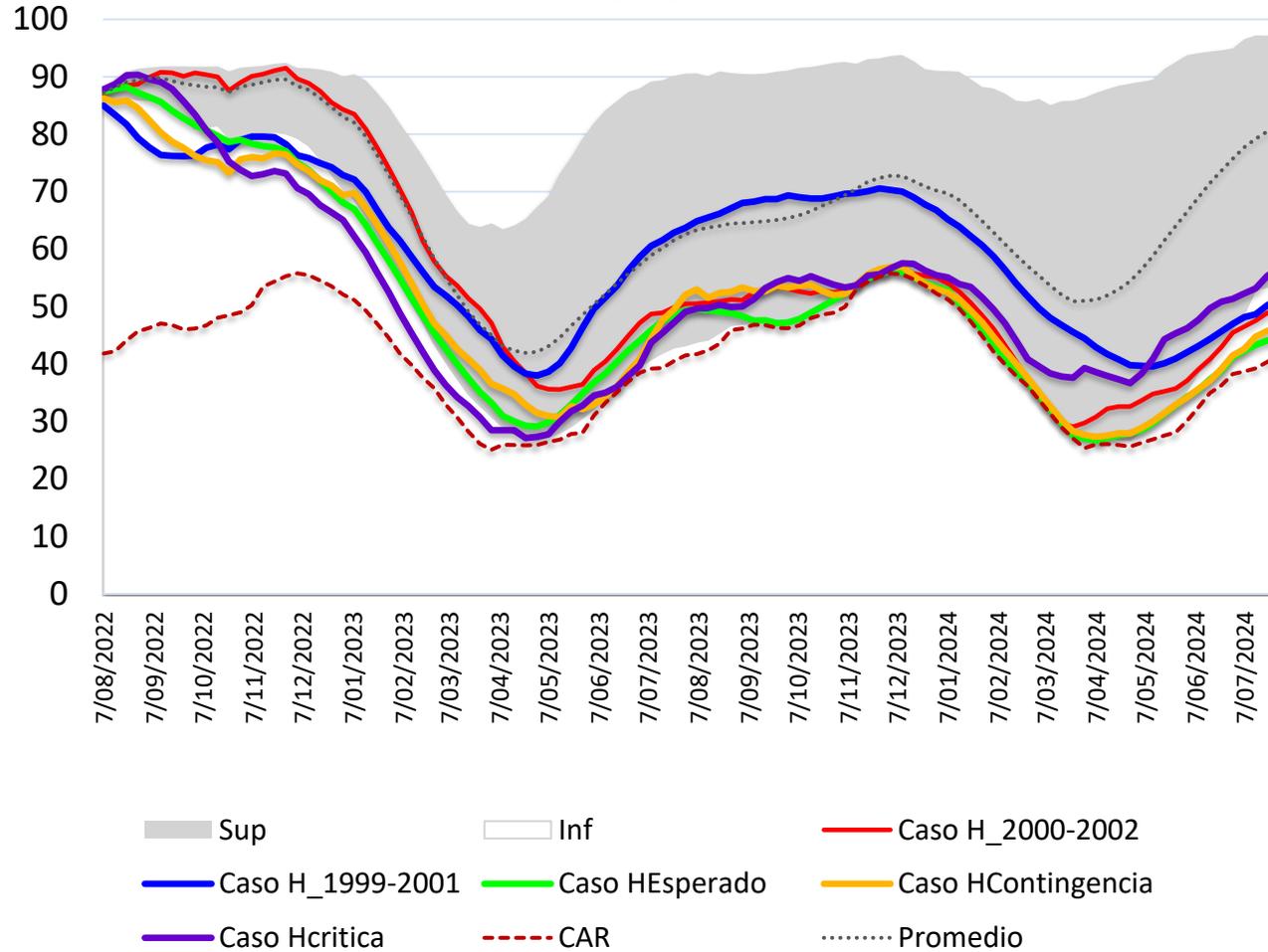


## Participación de la generación en la atención de la demanda

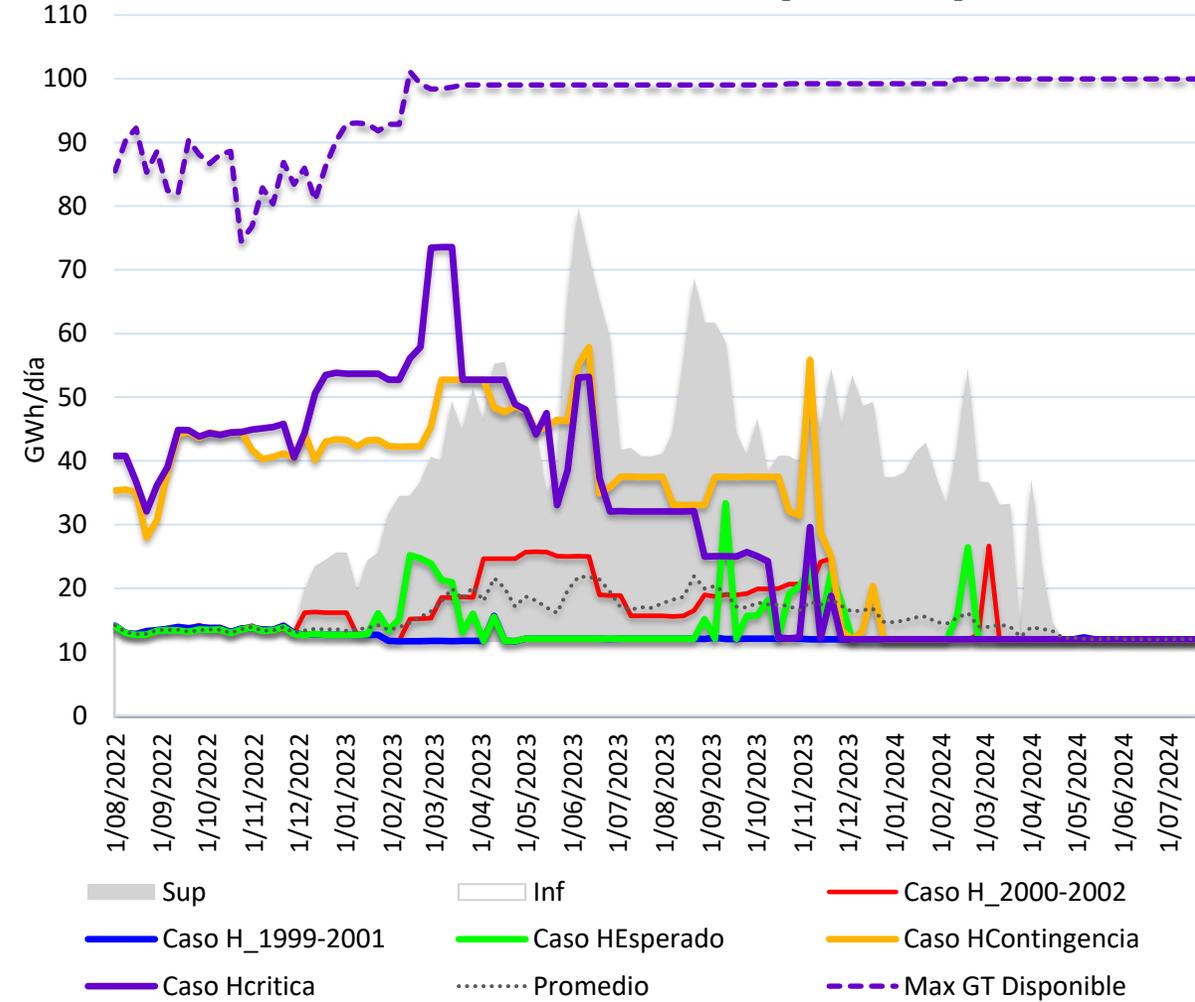


# Resultados Determinísticos

Embalse agregado SIN %



Generación Térmica [GWh/día]

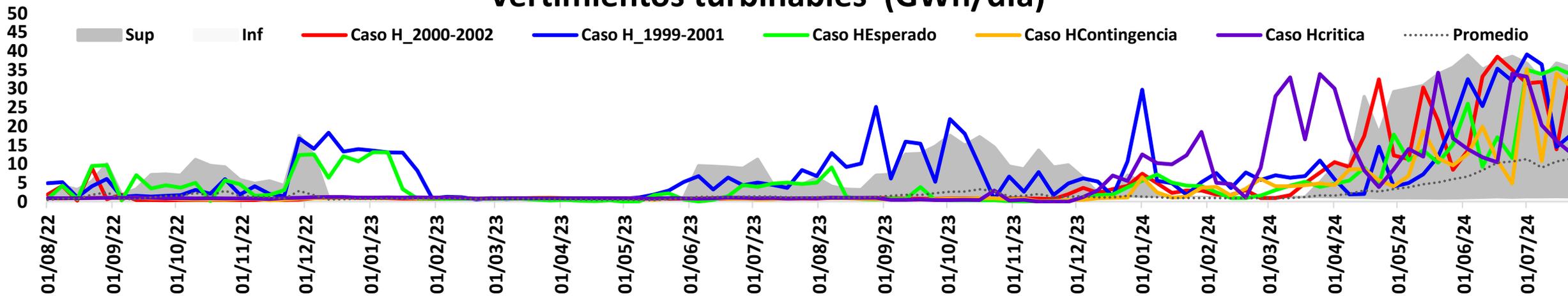


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda establecida en la regulación.

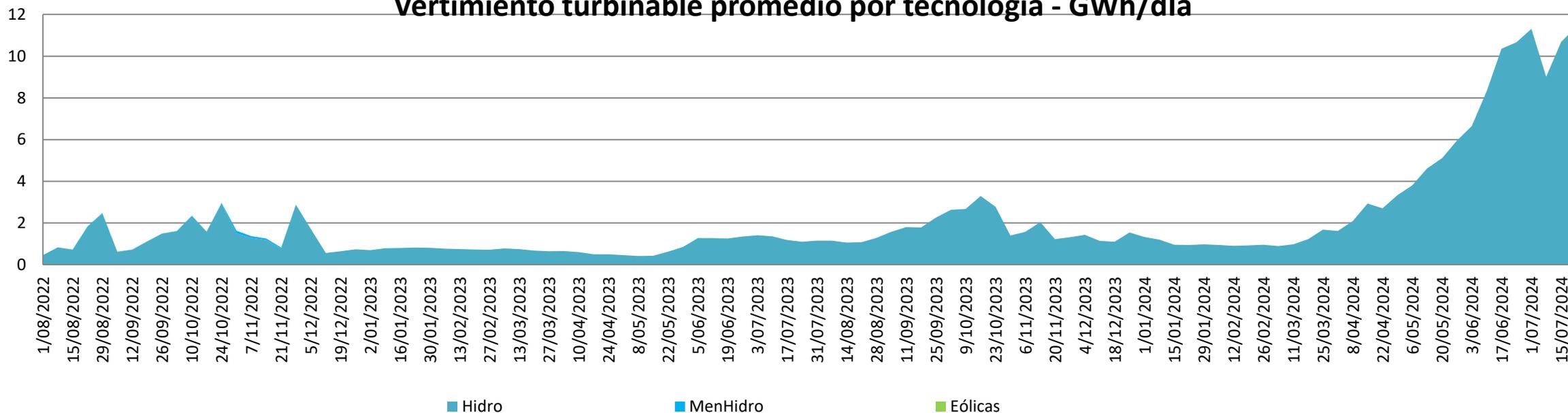
cumpliendo con los índices de confiabilidad

# Resultados de Vertimientos Turbinables

## Vertimientos turbinables (GWh/día)



## Vertimiento turbinable promedio por tecnología - GWh/día

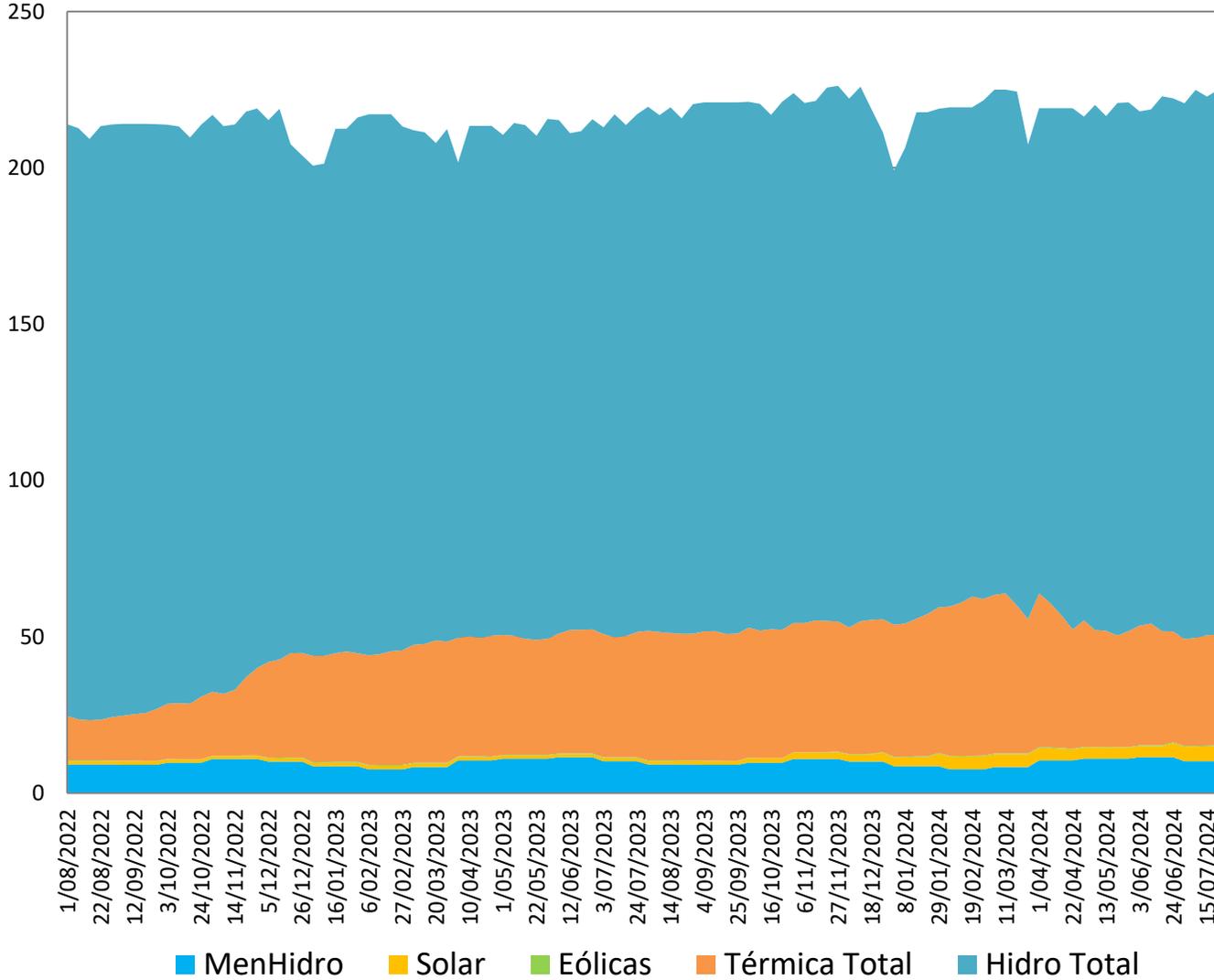




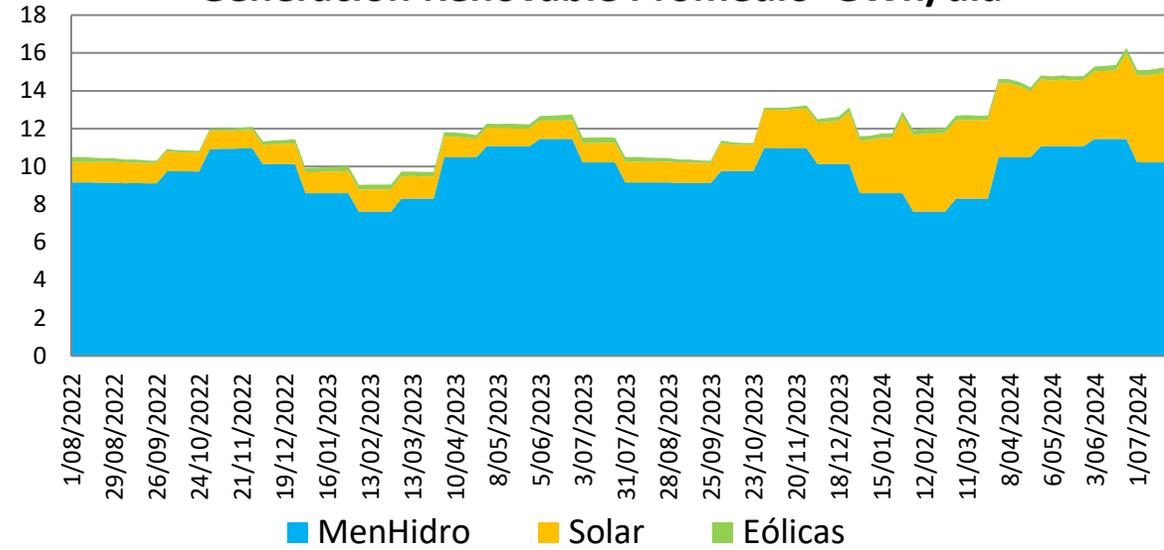
**Sensibilidad caso estocástico**  
**Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año a**  
**excepción de Tesorito.**

# Resultados Estocásticos

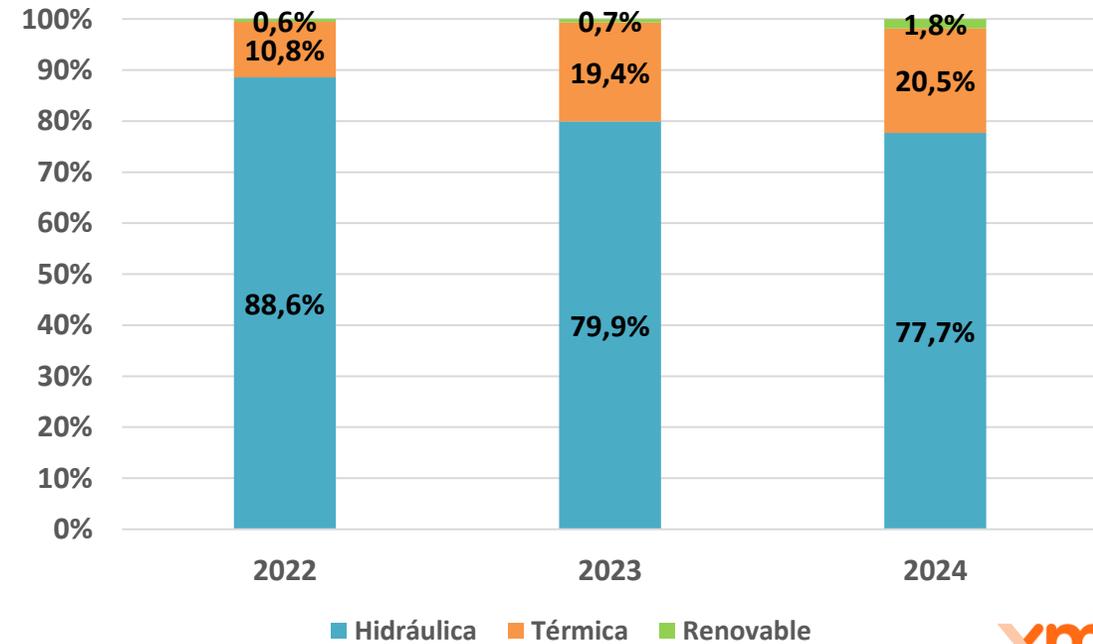
## Generación Promedio por Tecnología - GWh/día



## Generación Renovable Promedio GWh/día

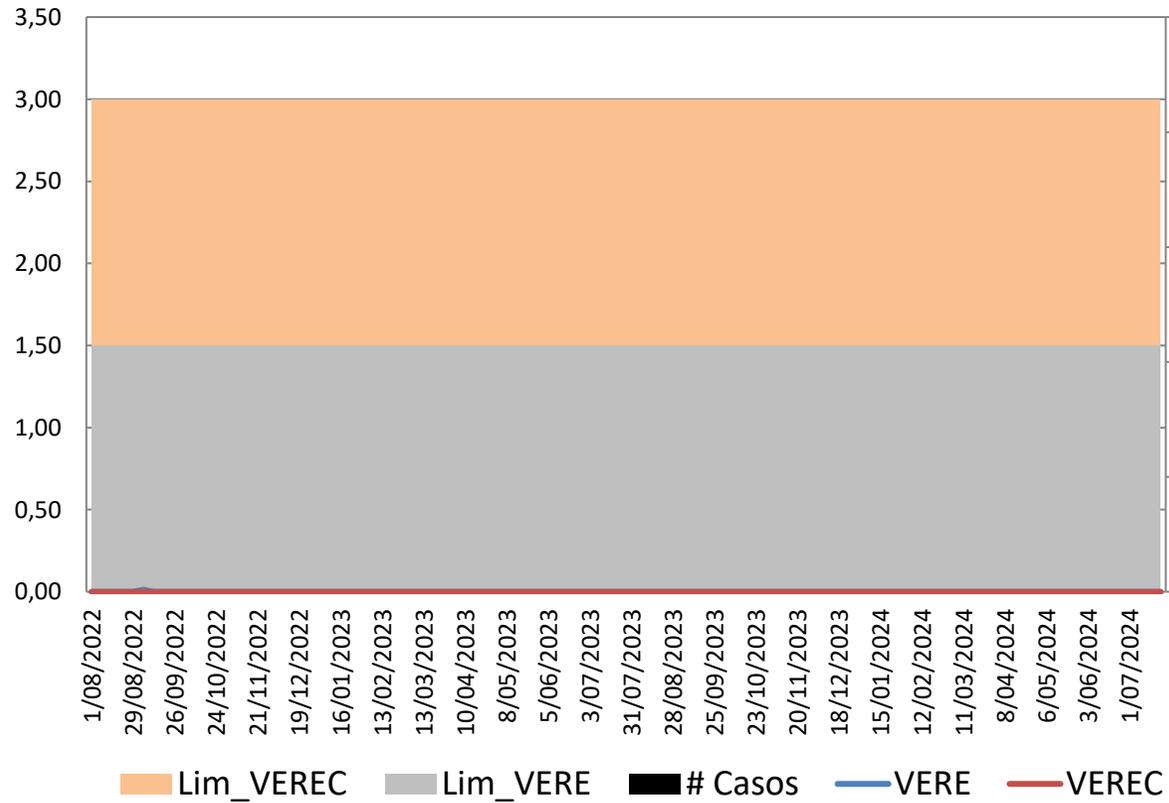


## Participación de la generación en la atención de la demanda

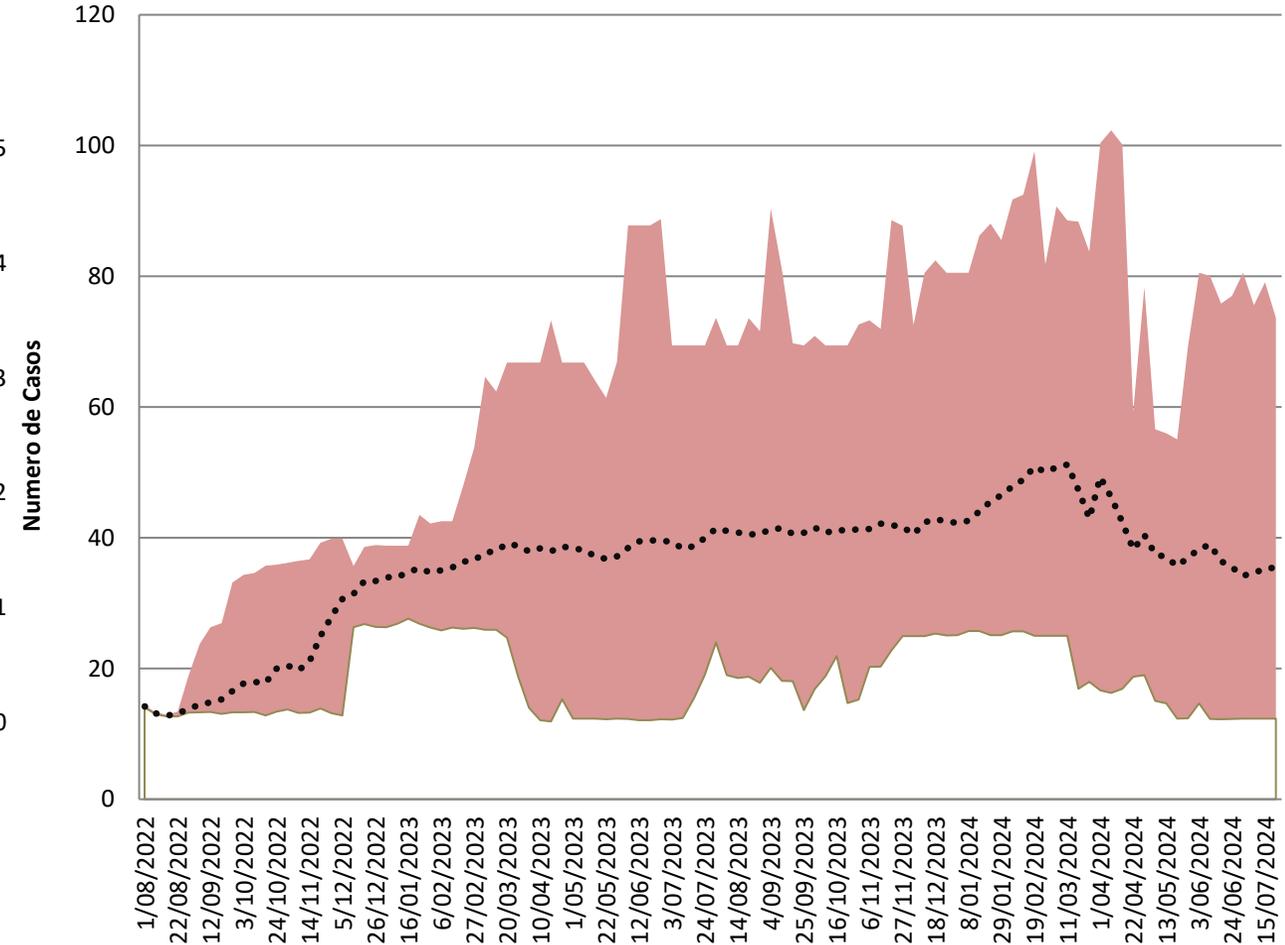


# Resultados Estocásticos

## Indices de confiabilidad



## Generación Térmica GWh/día

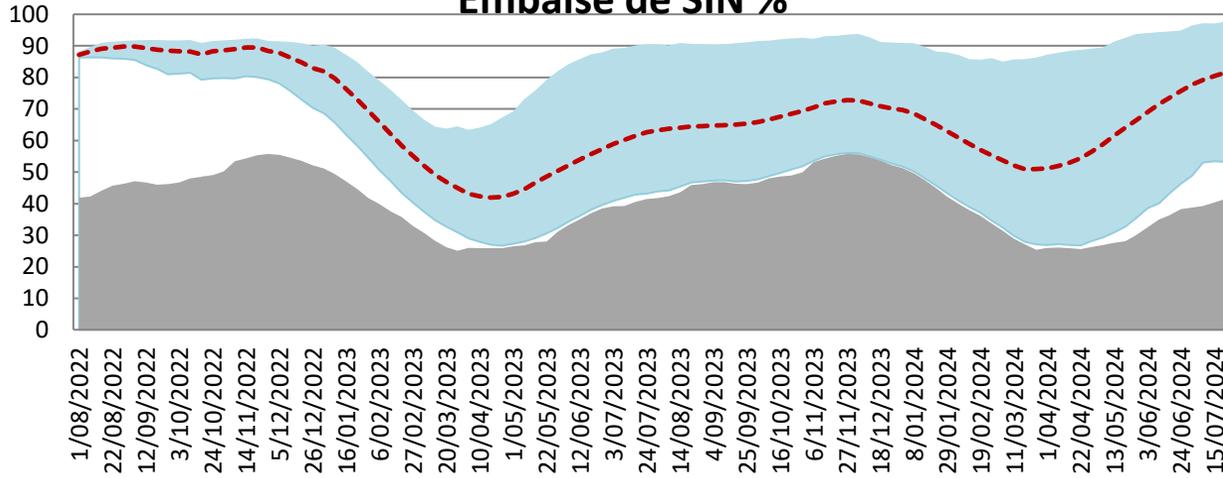


- Para los 100 escenarios simulados se cumple con los criterios de confiabilidad.

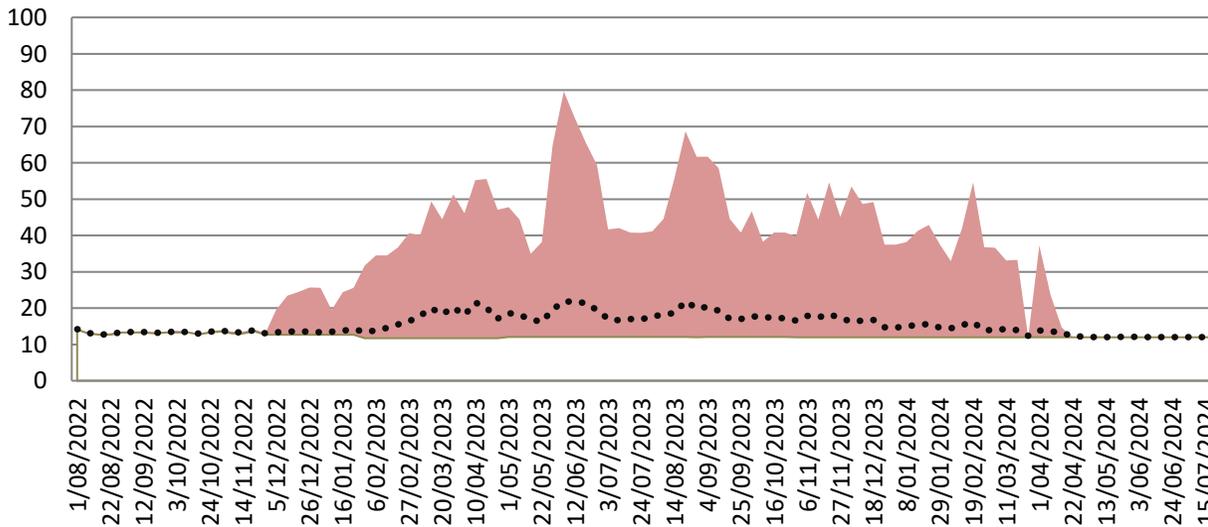
# Comparación resultados

## Resultados – Todos los proyectos

### Embalse de SIN %

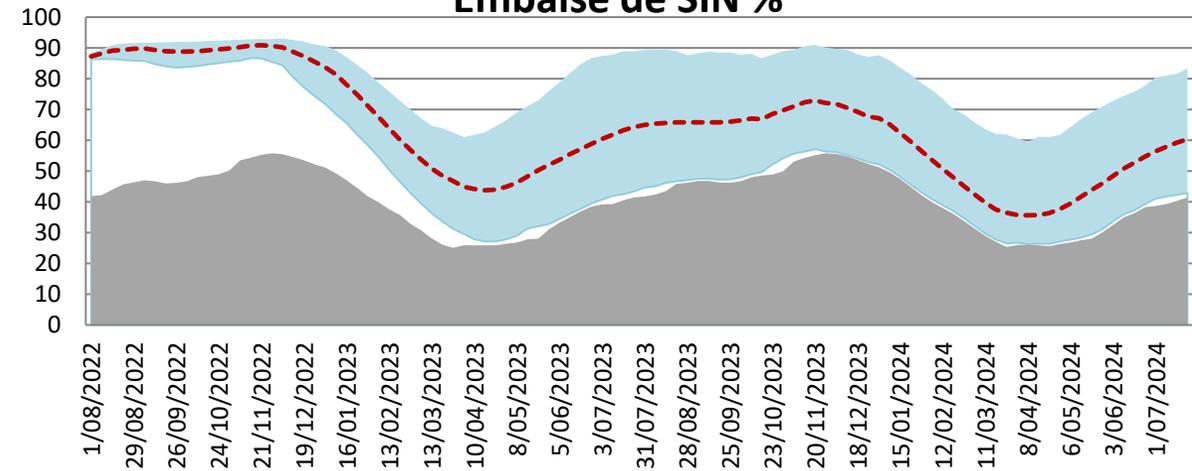


### Generación Térmica GWh/día

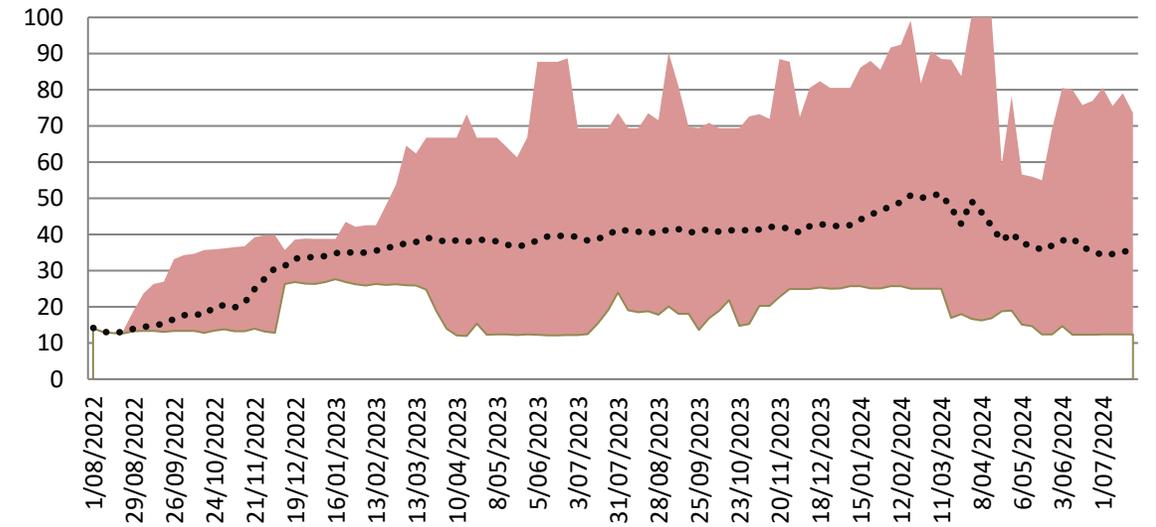


## Resultados – Proyectos OEF y CLPE con atraso

### Embalse de SIN %



### Generación Térmica GWh/día



# Análisis Energético Largo Plazo

## Horizonte 5 años

# Datos de entrada y supuestos considerados

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

## Condición Inicial Embalse



Julio 31, 86.52%

## Intercambios Internacionales



No se consideran

## Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

## Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para junio 2022

## Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

## Demanda del SIN



Escenario Medio  
Ultima revisión UPME julio 2022

## Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)  
Desbalances de 3.99 GWh/día promedio  
Se incluye Restricción CAR sistémica

## Información combustibles



Precios: Reportados por UPME (Act. Dic/2021).  
Disponibilidad: Se considera que no hay limitación.

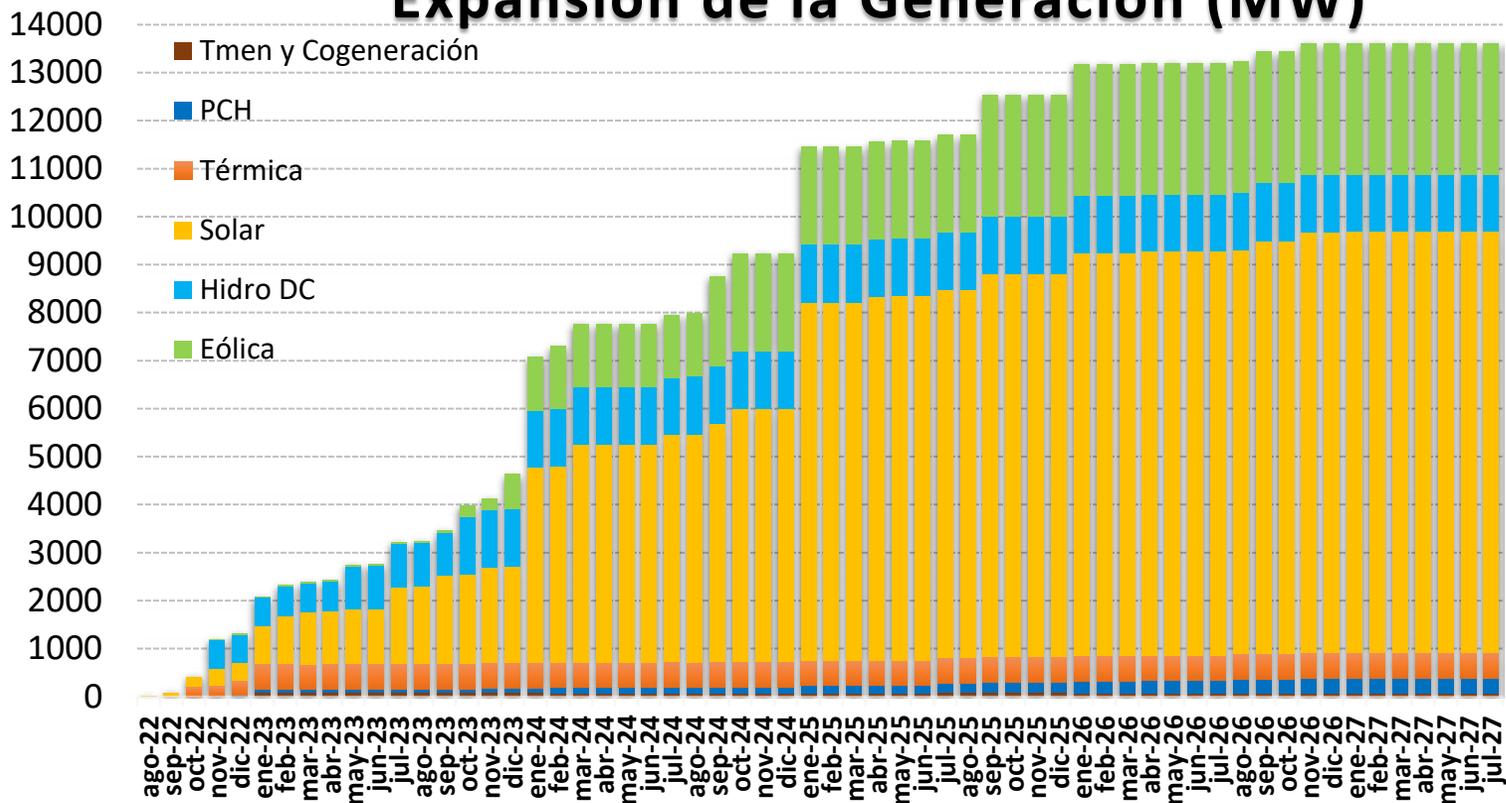
## Expansión Generación



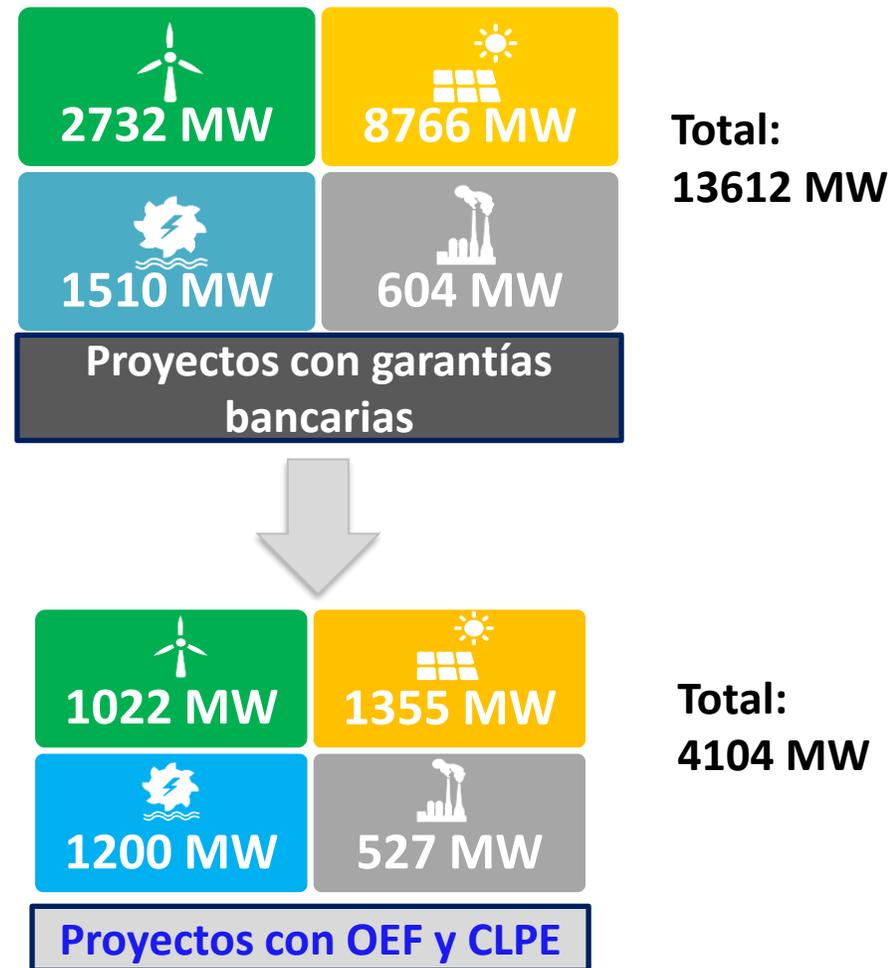
Proyectos con garantía bancaria de Res. CREG 075 de 2021.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Expansión de la Generación (MW)



## Detalle de proyectos de generación a junio del 2024:

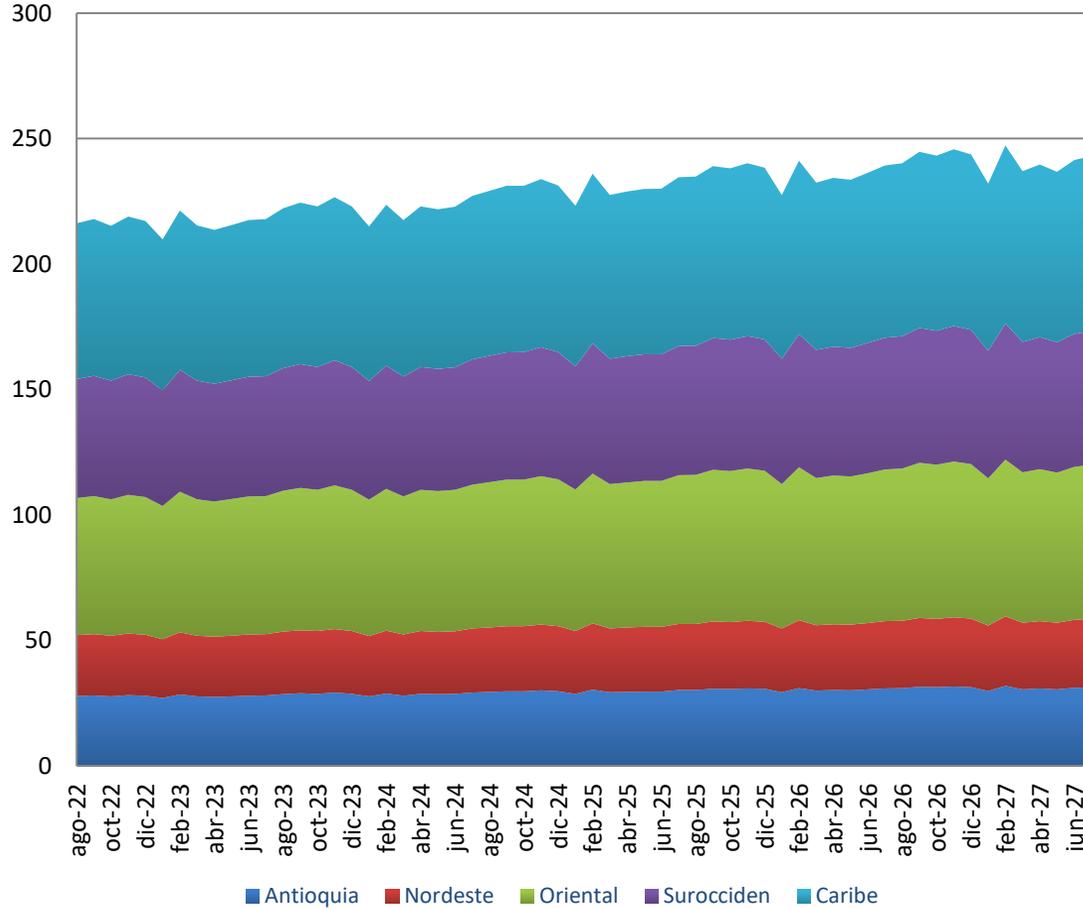


Fueron considerados los siguientes proyectos en todo el horizonte de análisis:

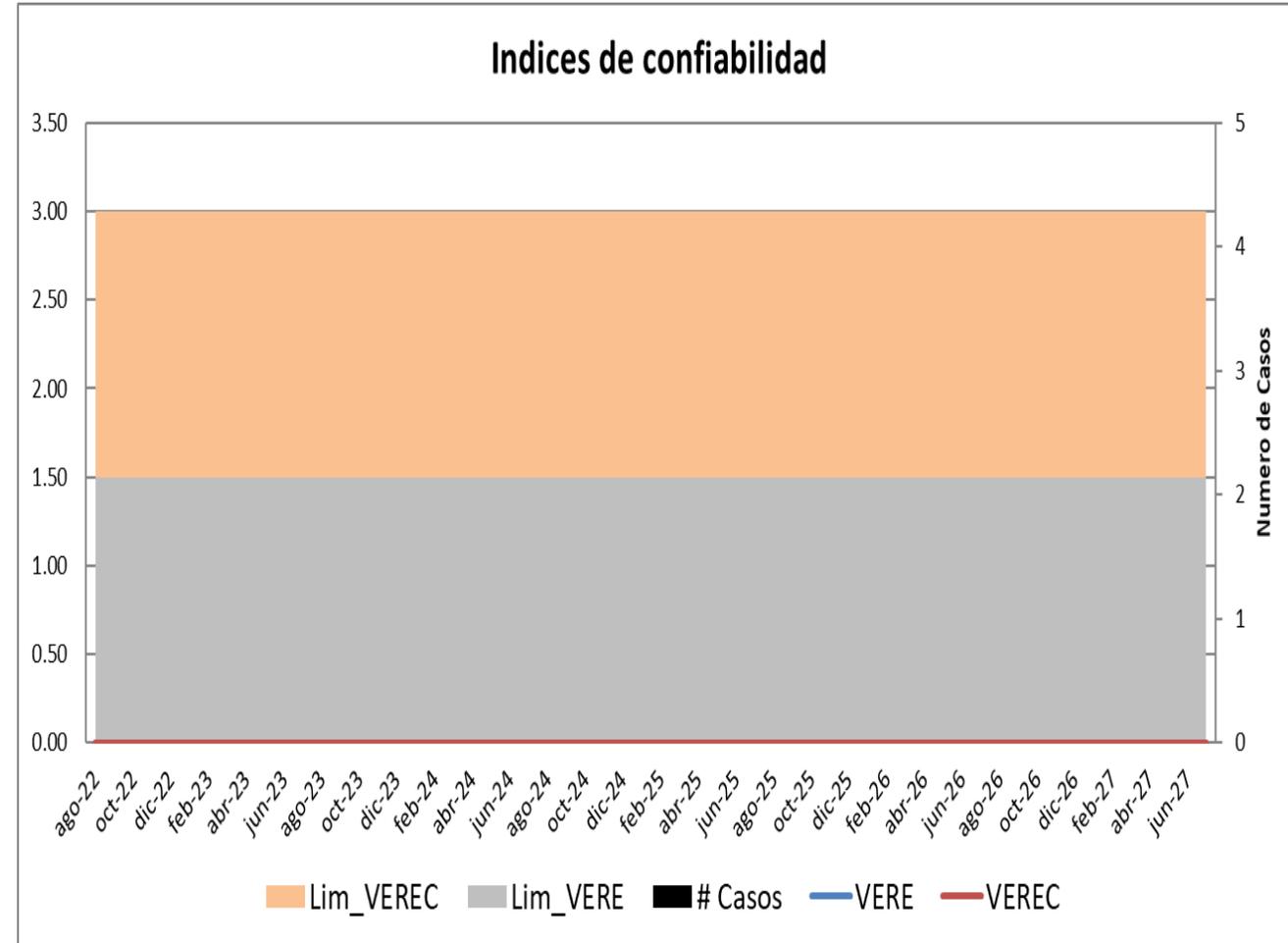
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.

# Resultados Estocásticos

## Demandas Region - GWH

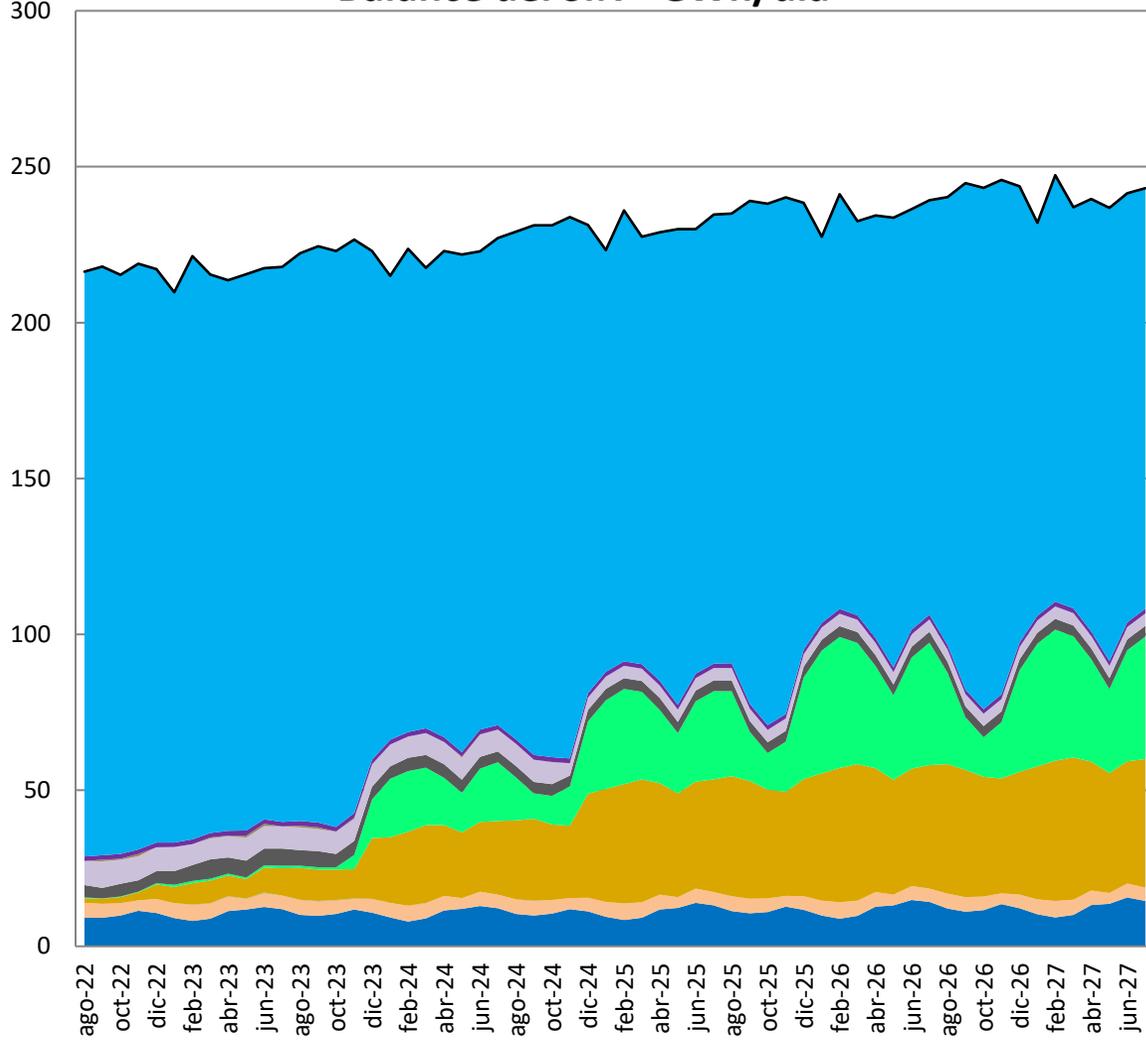


## Indices de confiabilidad

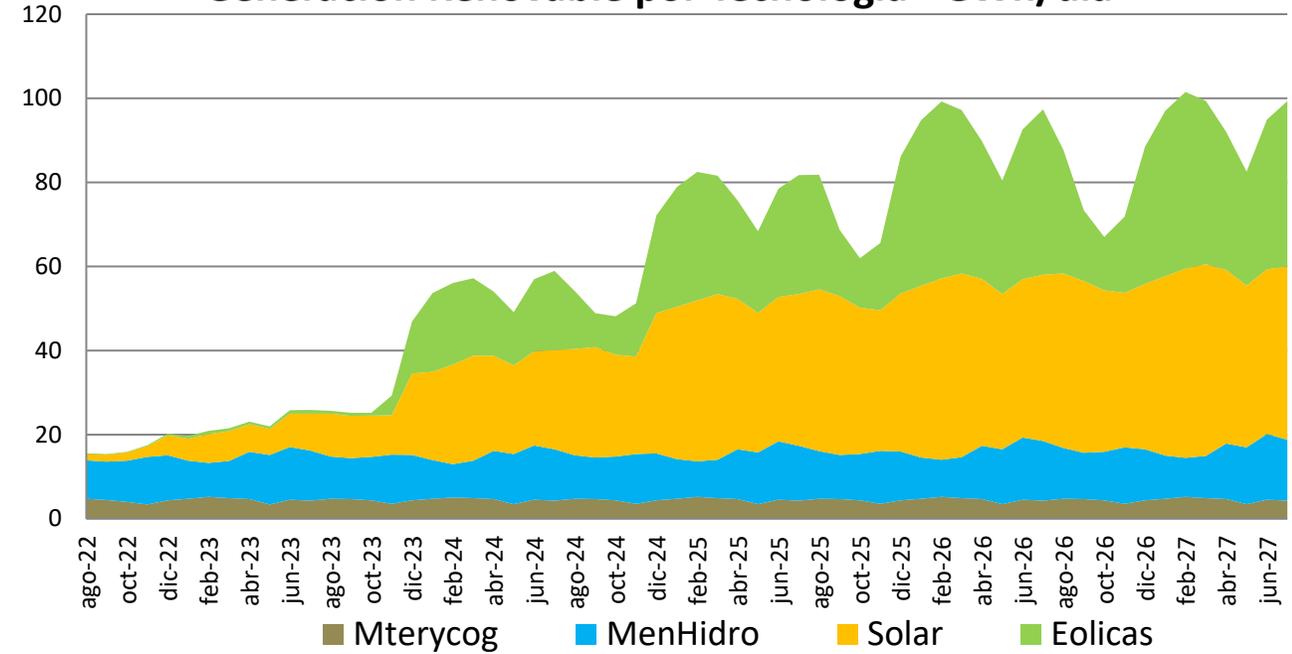


# Resultados Estocásticos

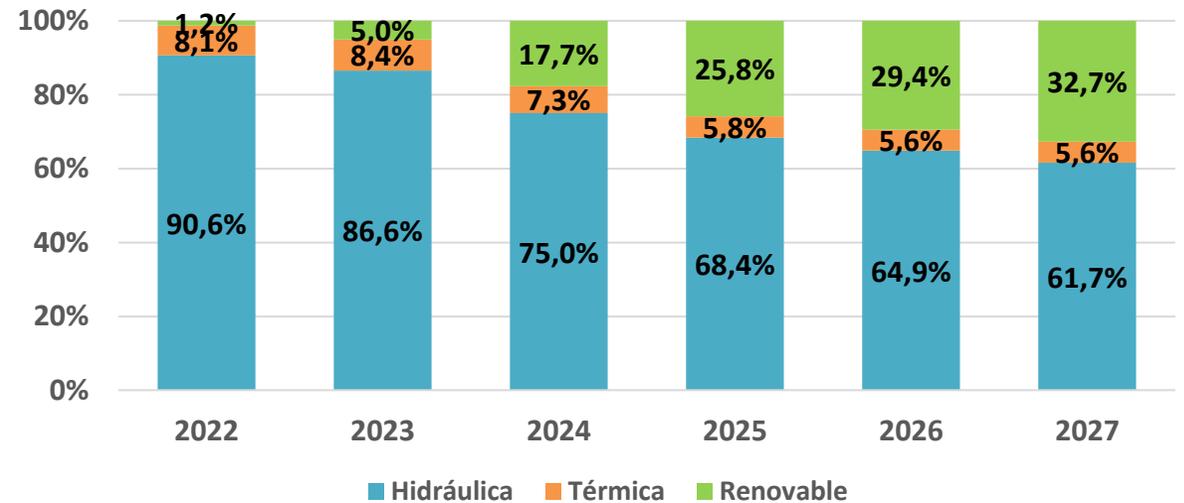
## Balance del SIN - GWh/día



## Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

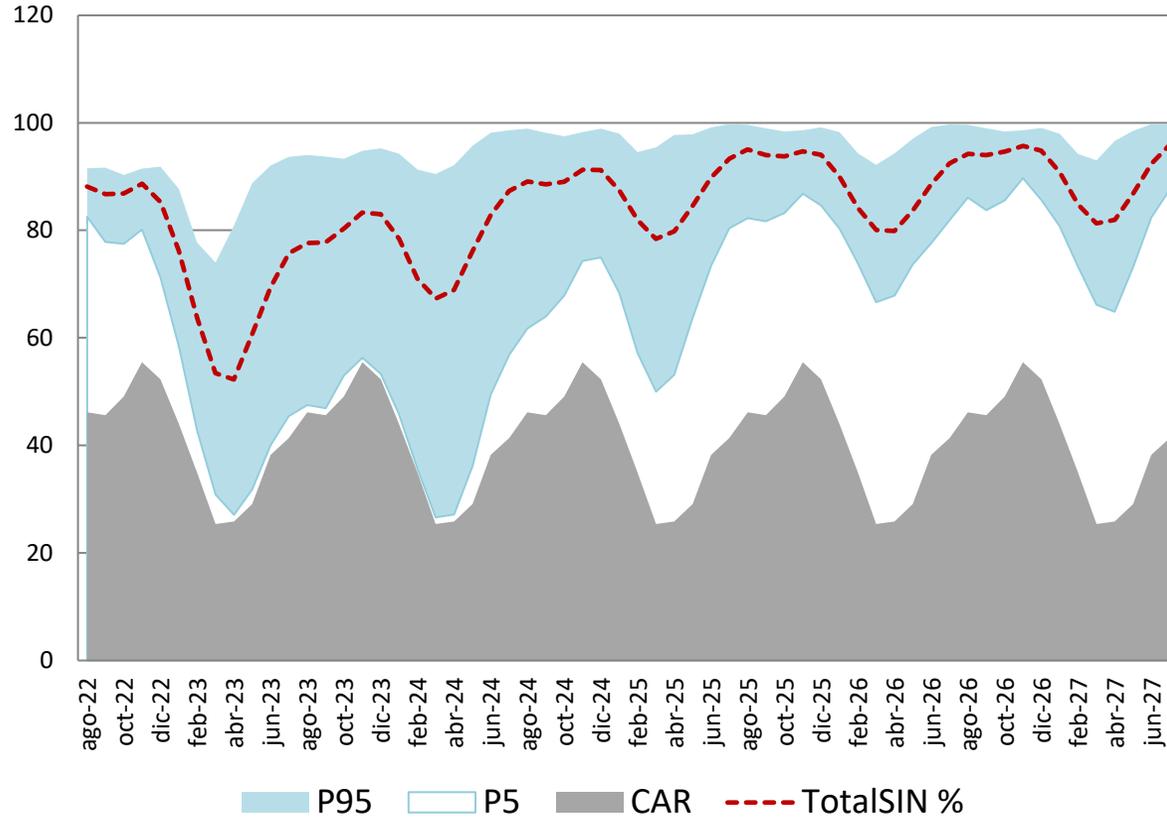


## Participación de la generación en la atención de la demanda

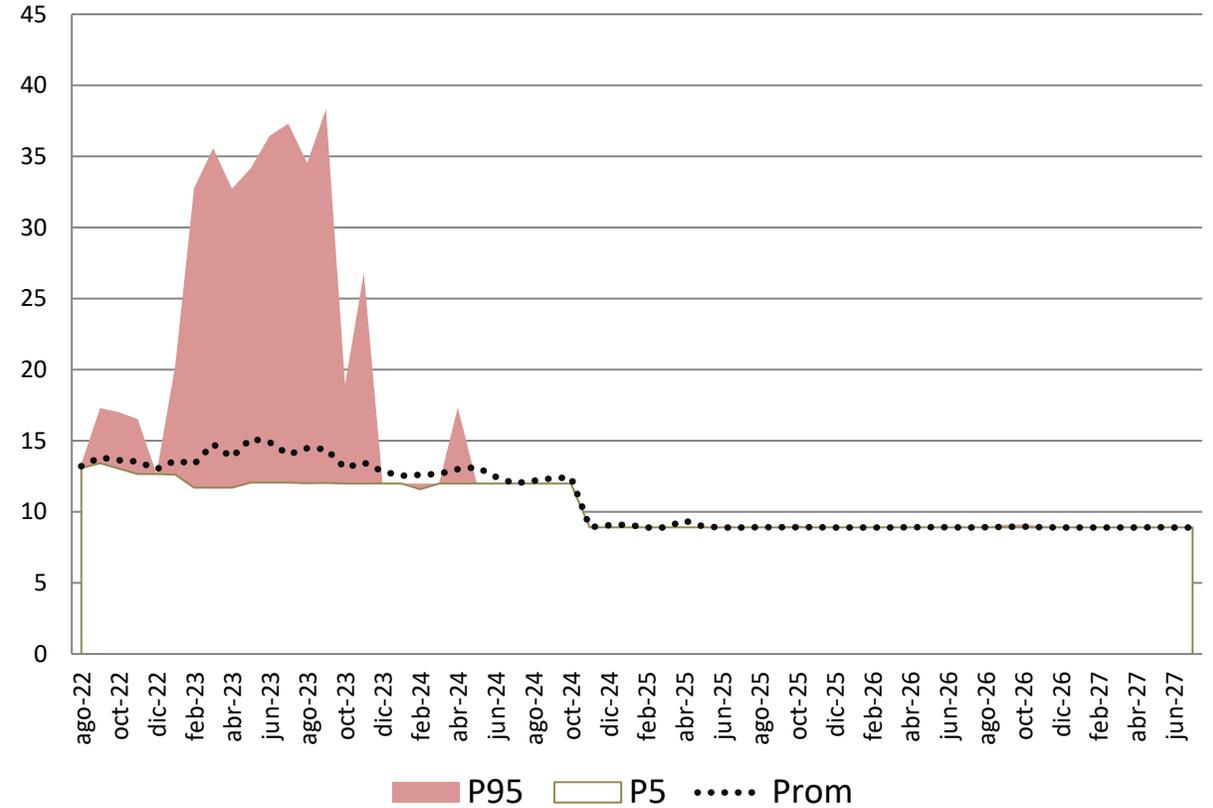


# Resultados Estocásticos

## Embalse de SIN %

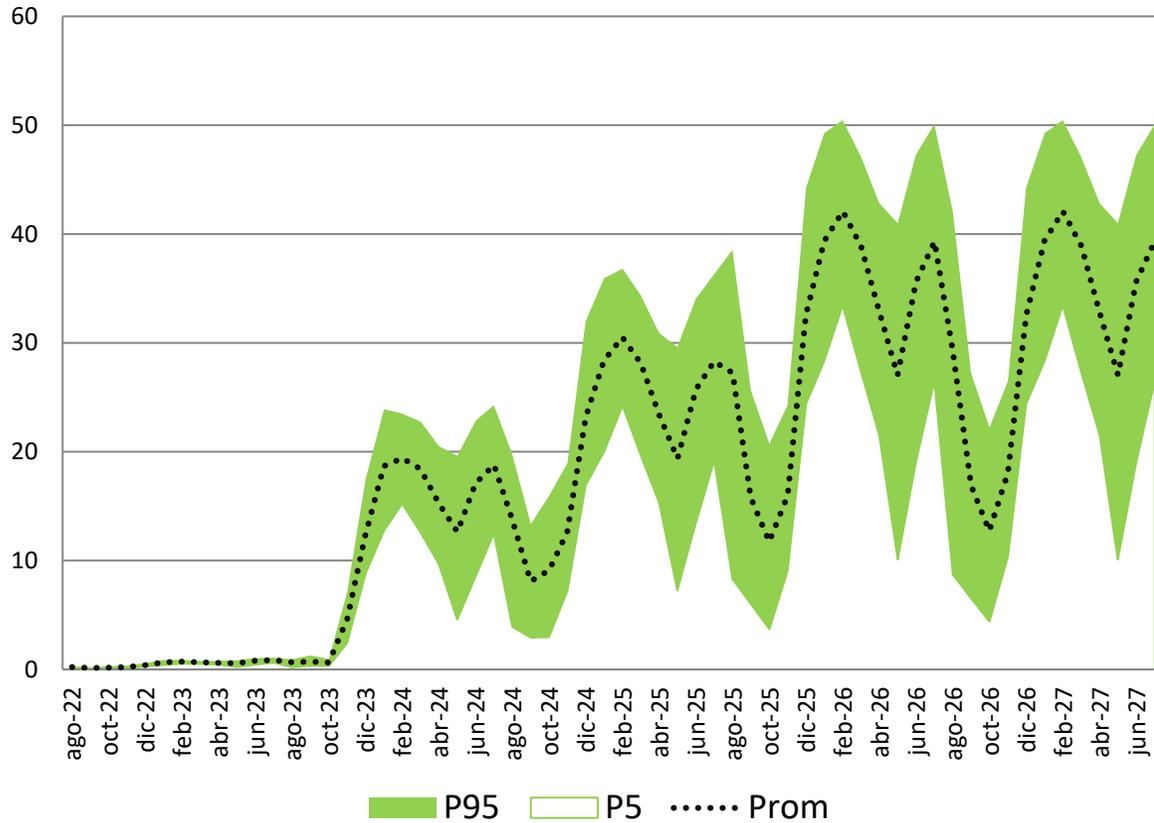


## Generación Termica GWh/dia

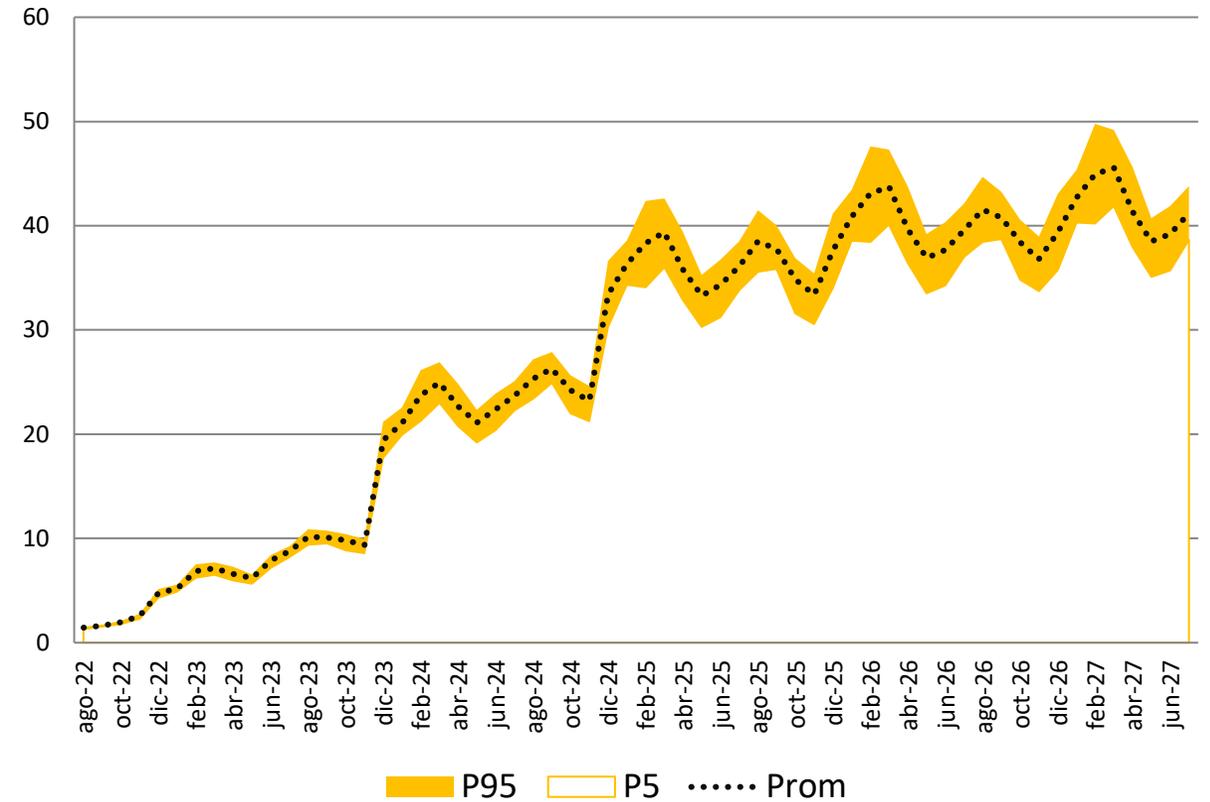


# Resultados Estocásticos

## Generación Eolica- GWh/dia

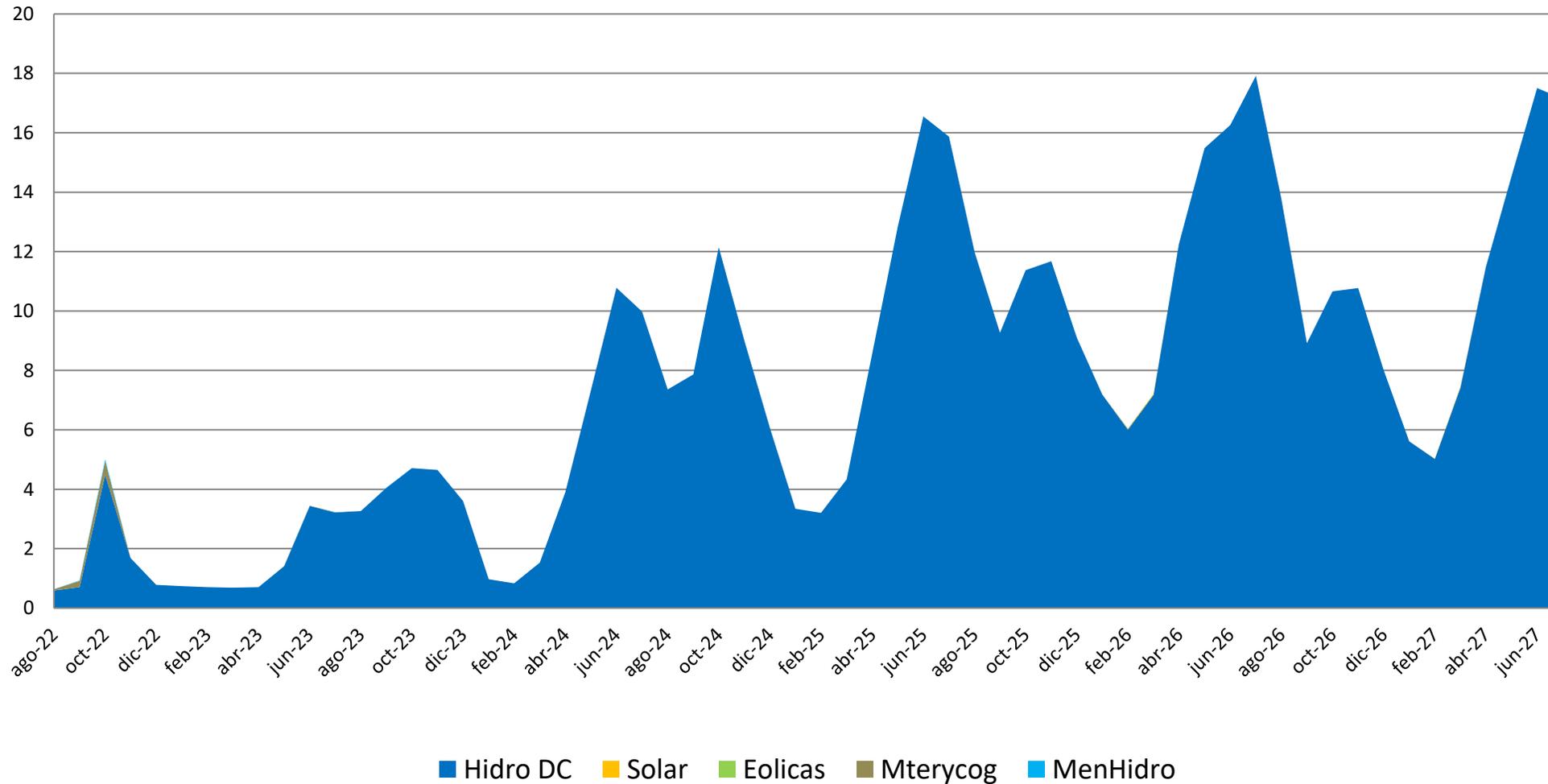


## Generación Solar GWh/dia



# Resultados de Vertimientos Turbinables

## Vertimientos Energéticos del SIN - GWH/día

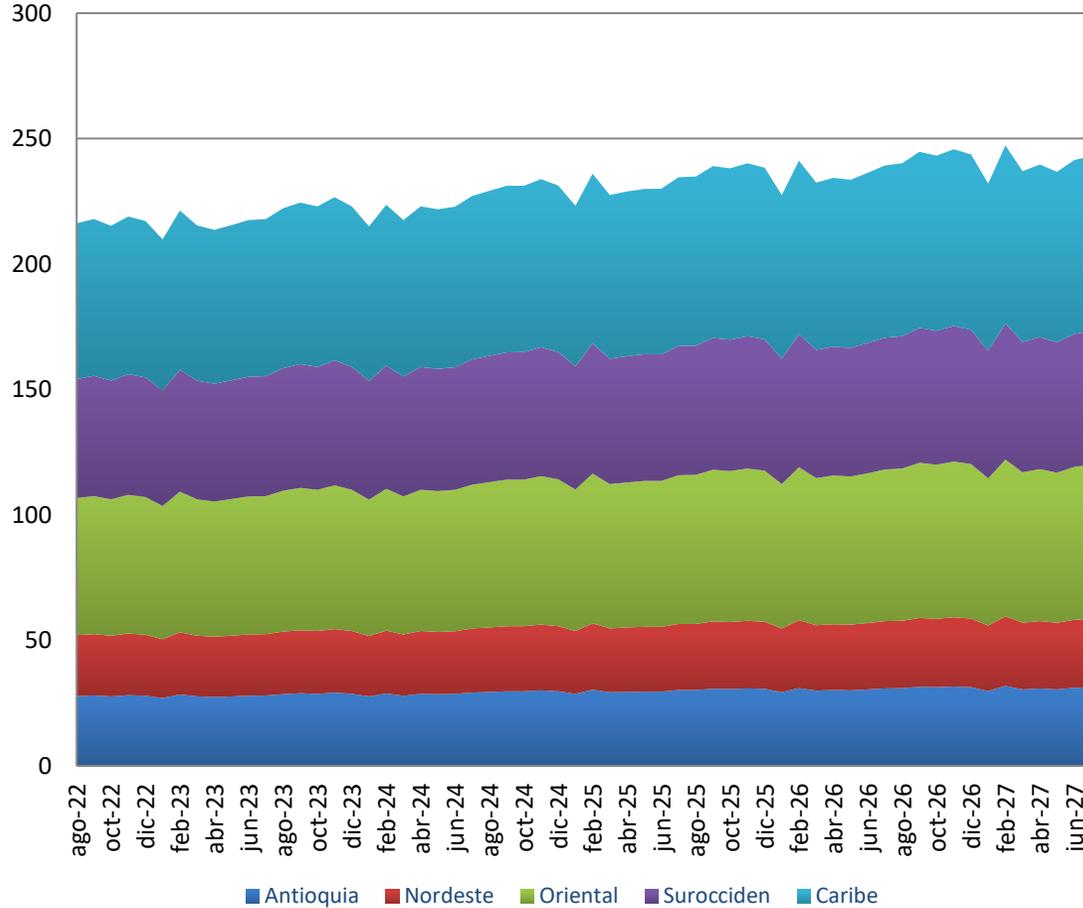




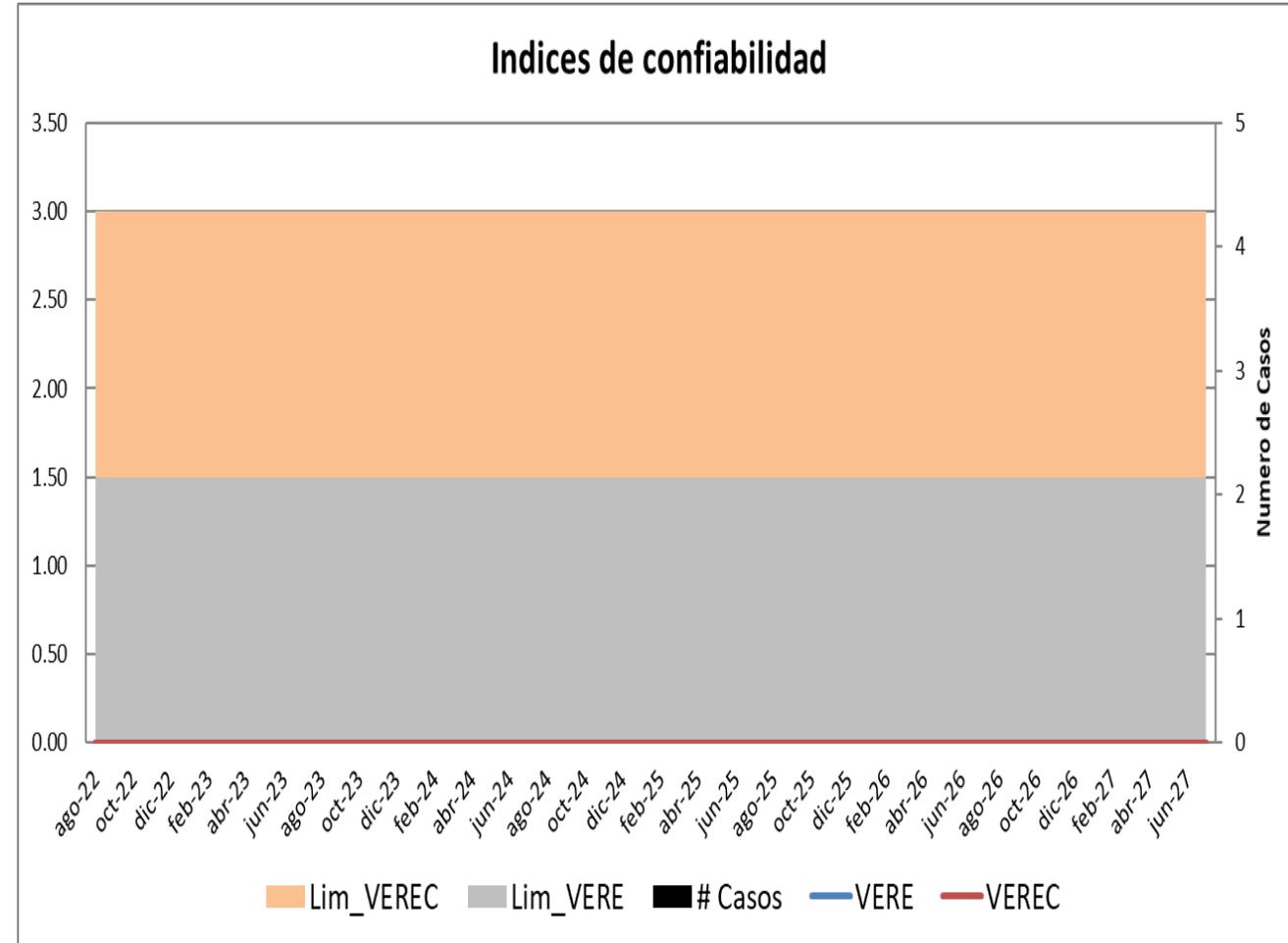
**Sensibilidad caso estocástico**  
**Proyectos con CLPE-OEF con retraso de un año.**  
**(Tesorito sin atrasos)**

# Resultados Estocásticos

## Demandas Region - GWH

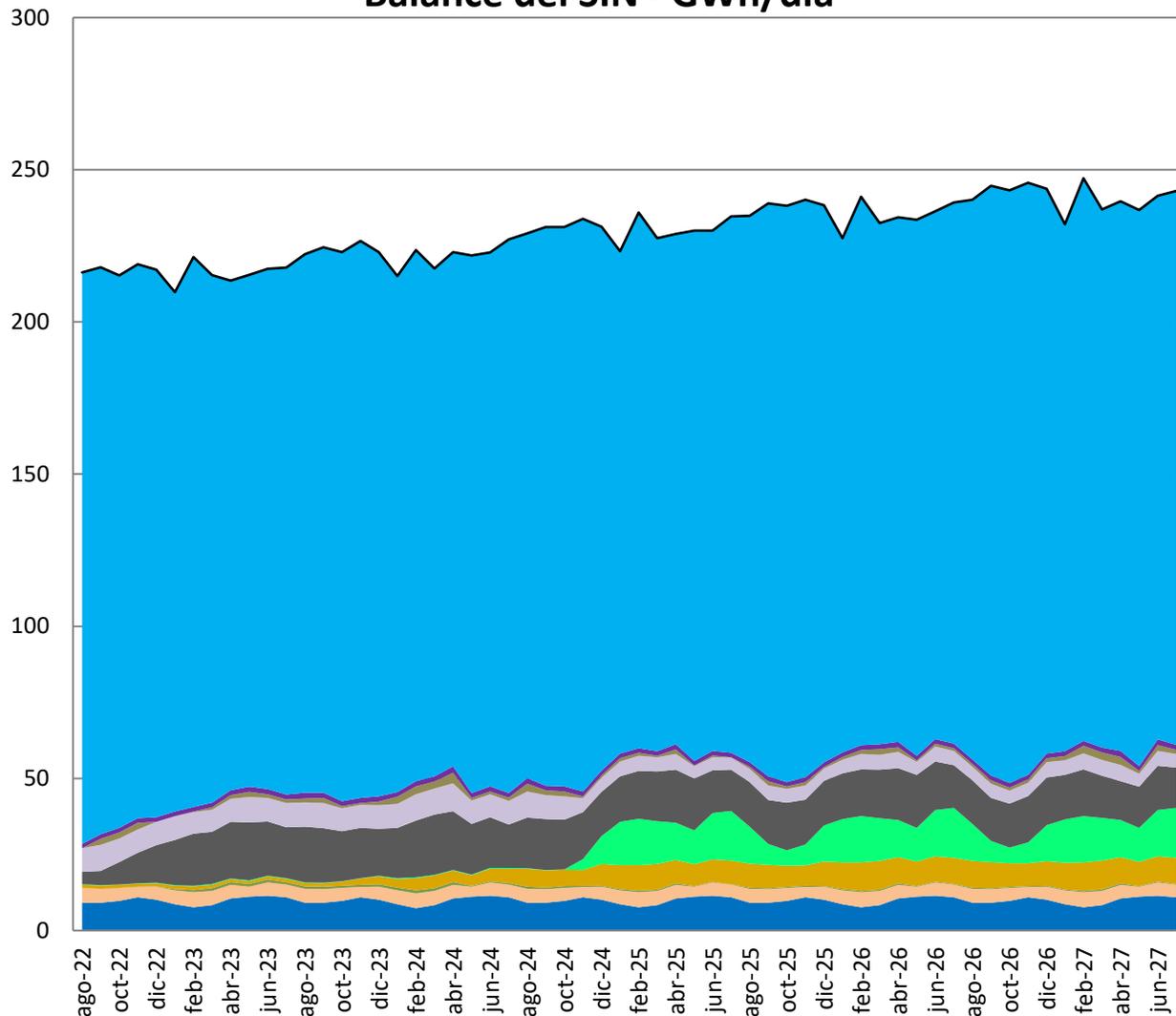


## Indices de confiabilidad



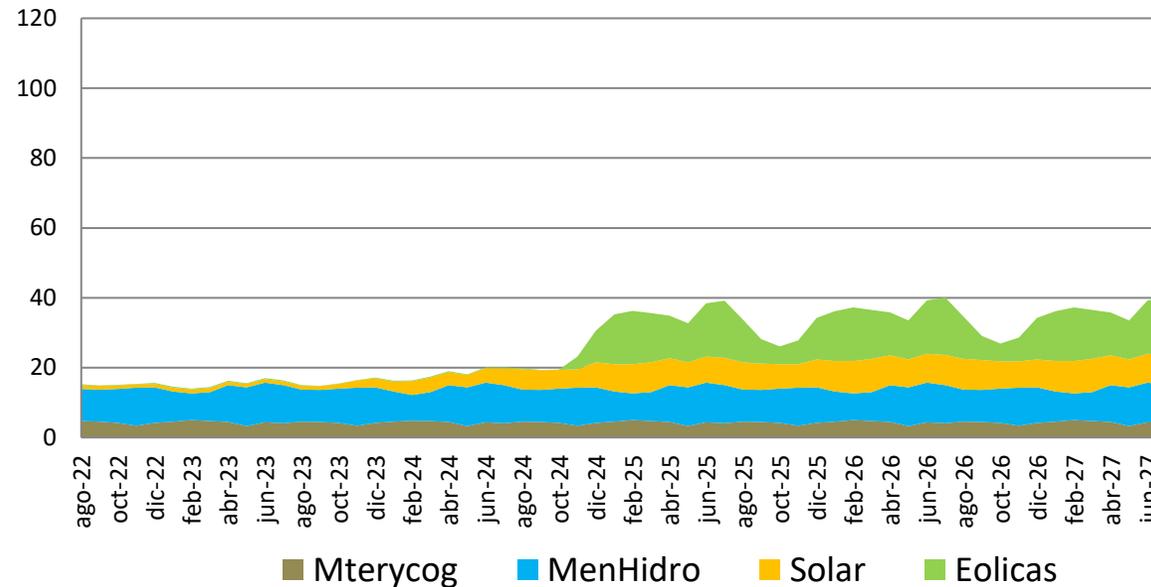
# Resultados Estocásticos

## Balance del SIN - GWh/día

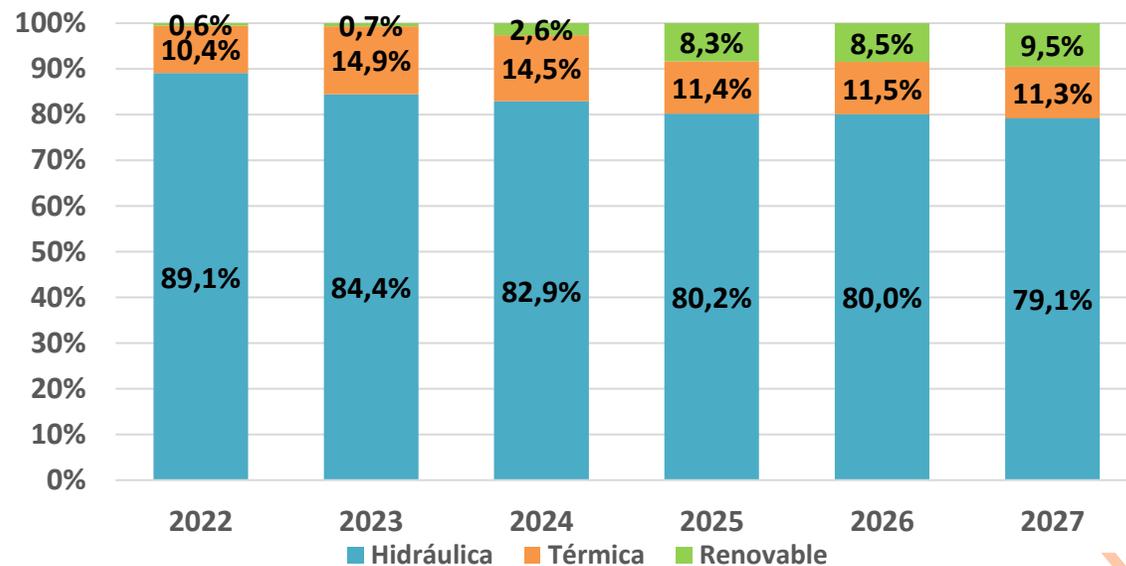


- MenHidro
- Mter
- GasCasnare
- Solar
- CombLiq
- Carbon
- GasNal
- GasIMP
- Hidro Total
- Intercambio
- Deficit

## Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

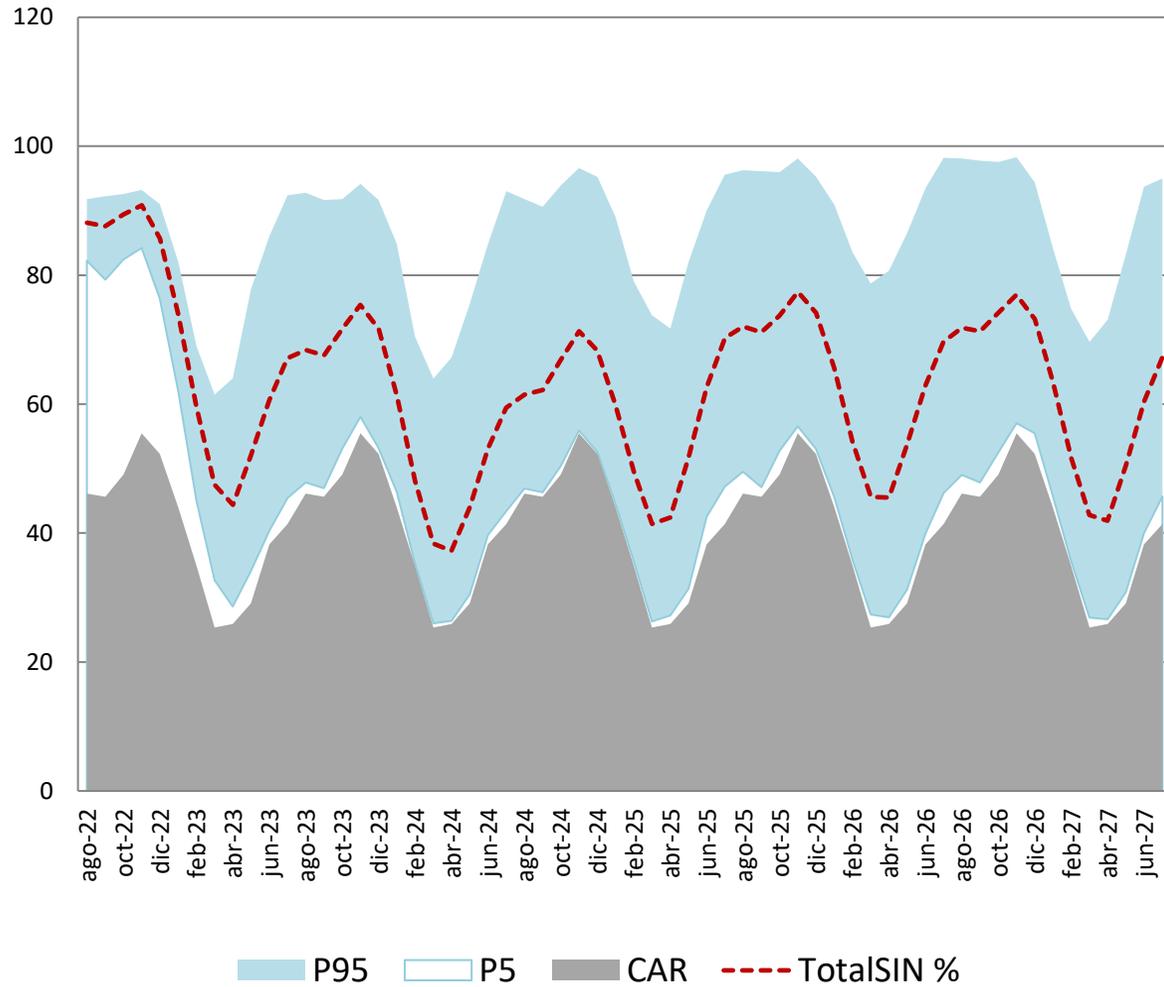


## Participación de la generación en la atención de la demanda

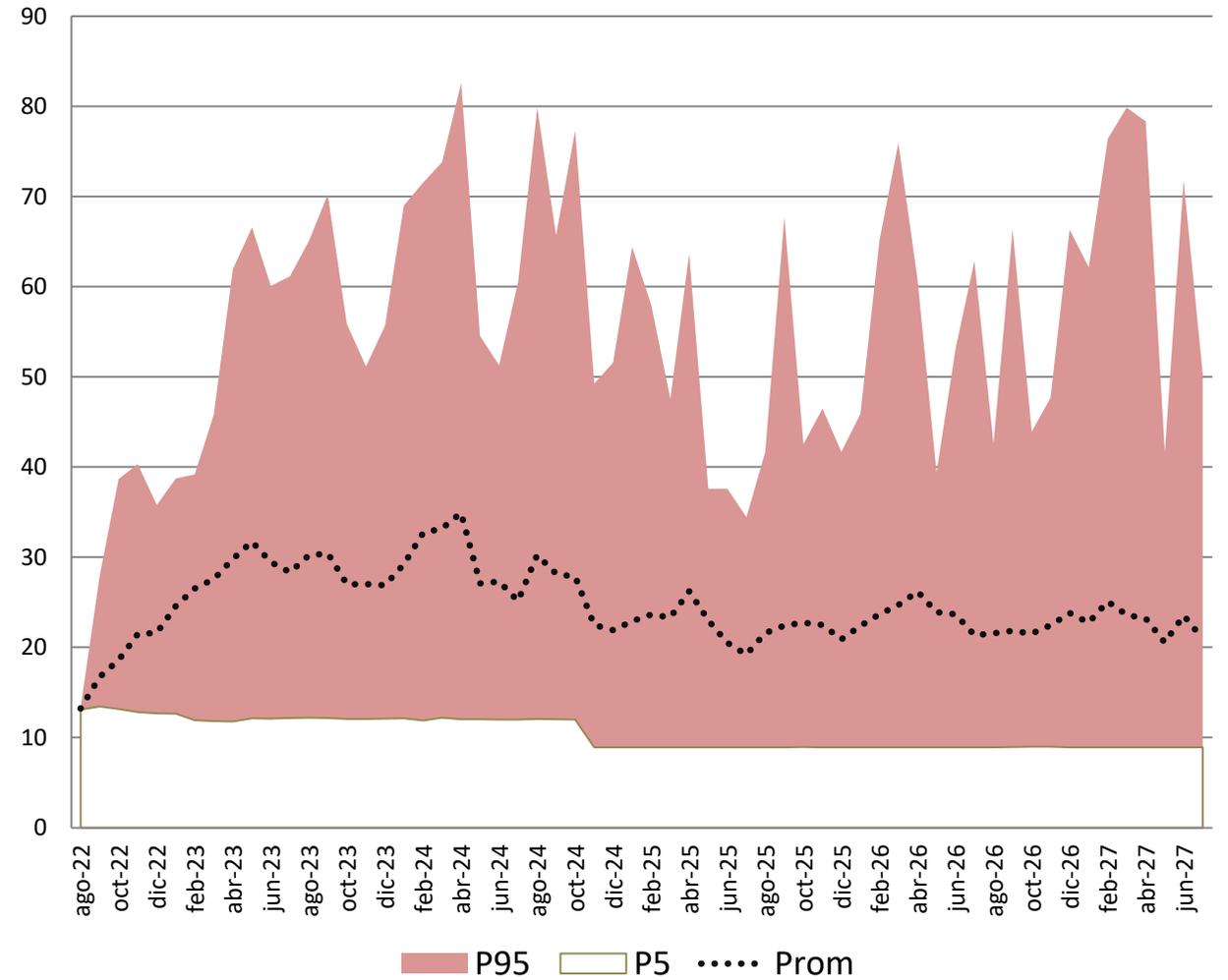


# Resultados Estocásticos

## Embalse de SIN %

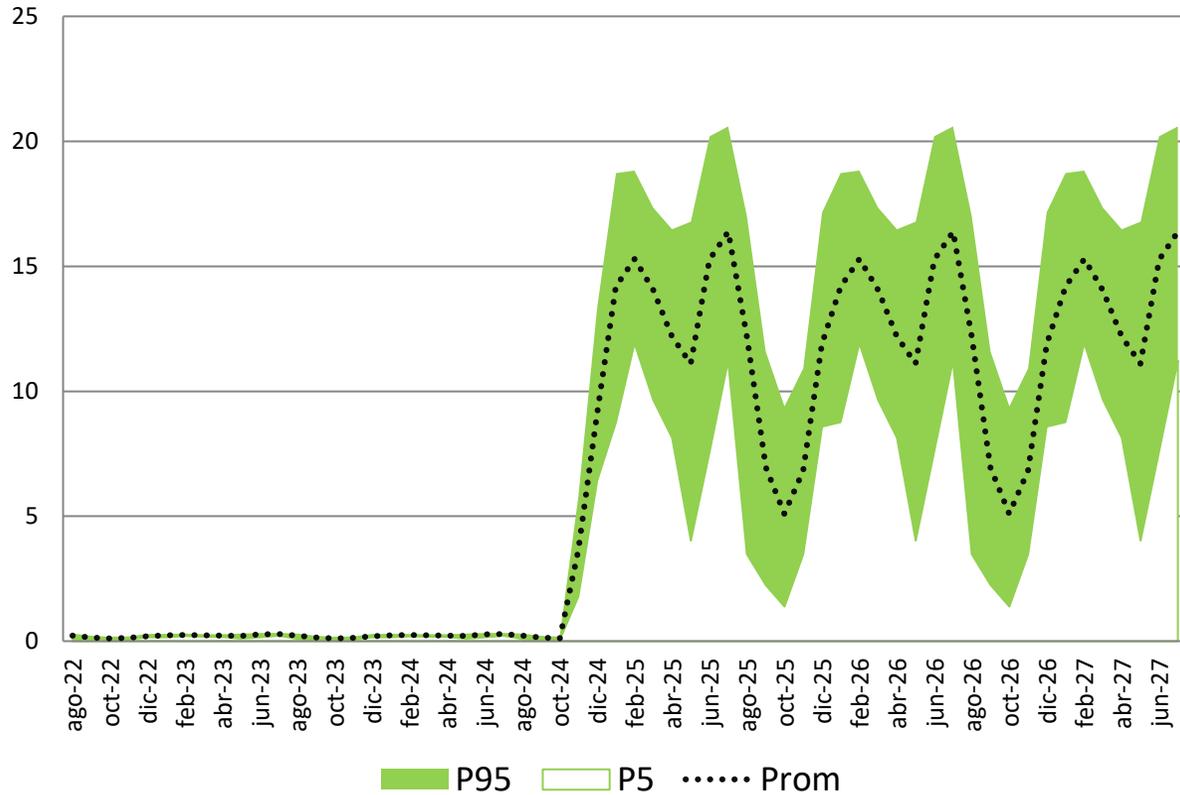


## Generación Termica GWh/dia

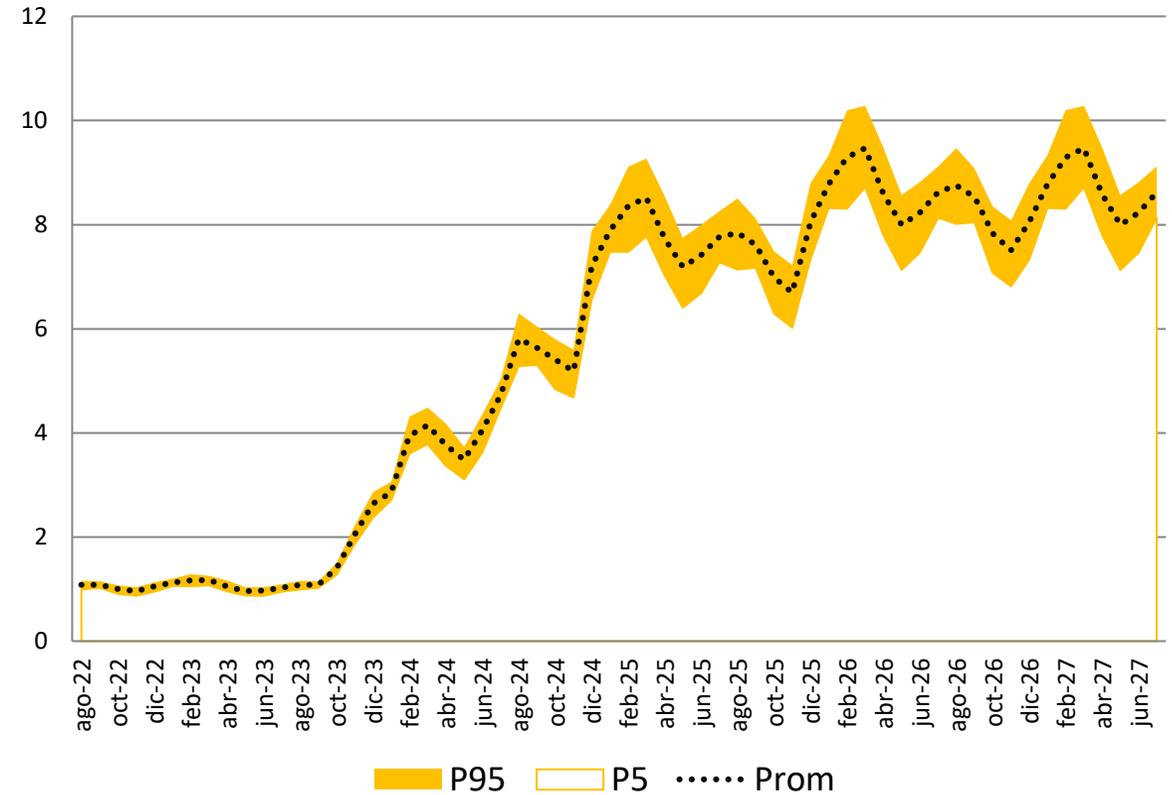


# Resultados Estocásticos

## Generación Eolica- GWh/dia

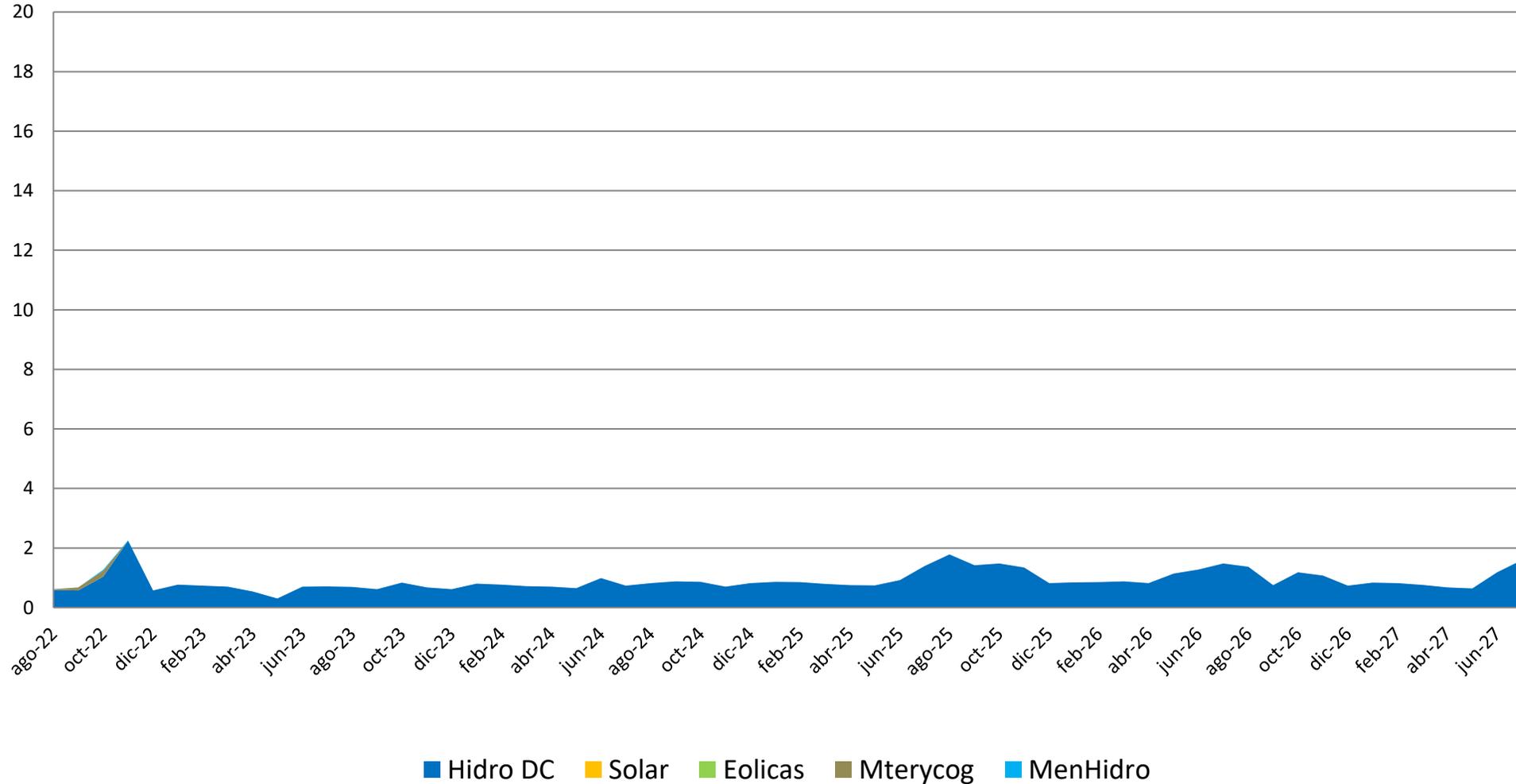


## Generación Solar GWh/dia



# Resultados de Vertimientos Turbinables

## Vertimientos Energéticos del SIN - GWH/dia



# Conclusiones y recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 y 5 años, con los supuestos considerados de entrada de proyectos y las sensibilidades a tiempos de entrada de los mismos, las simulaciones muestran que la demanda es atendida cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.



De acuerdo a las fechas de entrada en operación para los proyectos de generación que cumplen con lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, se evidencia un cambio importante en los porcentajes de participación de la atención de la demanda de las diferentes tecnologías de generación, siendo el cambio más representativo el relacionado con la generación proveniente de fuentes renovables, las cuales pasan de un 1,2% al inicio del horizonte del estudio a 32% al final del mismo para en análisis de largo plazo

# Conclusiones y recomendaciones



Los niveles de aportes de las semanas previas al estudio derivan en una generación térmica similar para todos los escenarios del caso estocástico, presentando valores aproximados a los 12 GWh-día para las primeras etapas del estudio. Este valor corresponde al mínimo requerido desde el punto de vista de restricciones eléctricas



La entrada en operación de los proyectos de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a las fechas oficiales declaradas por los agentes, son de gran importancia para lograr el impacto esperado de la entrada masiva de proyectos de generación en áreas particulares del SIN.



El supuesto de fecha de entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión impactan de manera considerable los resultados de los análisis, razón por la cual se recomienda continuar con el seguimiento a esta información y más aún al panorama de desarrollo de los mismos, para permitir dar señales oportunas al sector que garanticen la atención segura y confiable de la demanda del SIN.

# 3. Curva S



# Marco Regulatorio



## Resolución CREG 071 de 2006

“Artículo 8. Auditoría para plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales. La obligación de cumplir con la Curva S, con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y con la puesta en operación de la misma, será objeto de verificación mediante una auditoría que deberá ser contratada por el Administrador de la Subasta de acuerdo con las disposiciones contenidas en el numeral 1.5 del Anexo 1 de esta resolución.”

(...)

**1.5 CONTRATACIÓN DE LA AUDITORÍA PARA PLANTAS O UNIDADES DE GENERACIÓN NUEVAS O ESPECIALES. (...)**

## Resolución CREG 061 de 2007

“Artículo 10. Firmas auditoras. Las firmas que practicarán las auditorías para la construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales, a las que se refiere la Resolución CREG 071 de 2006 (...) deberán ser seleccionadas de la lista de firmas de (...) que adopte el Consejo Nacional de Operación CNO- mediante Acuerdo, (...)”

### Lista de Firmas Auditoras

#### Actuales

## Acuerdo CNO 1148\*

- ✓ Ingetec S.A
- ✓ Compañía Colombiana de Consultores S.A.S
- ✓ Deloitte Asesores y Consultores Ltda.
- ✓ Sedic S.A
- ✓ JSAENE S.A.S

- Estudios Técnicos S.A.S
- Gómez Cajiao y Asociados S.A.
- Lee e Infante S.A.S
- Pricewaterhouse Coopers Asesores Gerenciales Ltda.
- Ernst & Young SAS
- Crowe Horwath Colombia S.A.

\* Acuerdo actual No. 1481 de noviembre de 2021



# Firmas Auditoras

---



## DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES LTDA.

- PESCADERO-ITUANGO, VIGENCIA 2021
- PESCADERO-ITUANGO, VIGENCIA 2022

## INGETEC S.A.

- TERMOEBR (Estación Rubiales)
- TERMOPROYECTOS (Estación Jagüey)
- ACACIA2 (Tomadores CxC)

## USAENE S.A.S

- CIERRE DE CICLO DE LAS UNIDADES 1 Y 2 - TCDC
- TERMO CARIBE 3
- EL TESORITO
- APOTOLORRU (Tomadores CxC)
- GUAYEPO (Tomadores CxC)

## CCC SEDIC

- EL PASO SOLAR
- LA LOMA SOLAR
- PARQUE ALPHA
- PARQUE BETA
- CASA ELÉCTRICA
- WINDPESHI

# Plantas en Operación y Plantas con Pérdida OEF



# Proyectos Subasta 2019 - Resolución CREG 104 de 2018



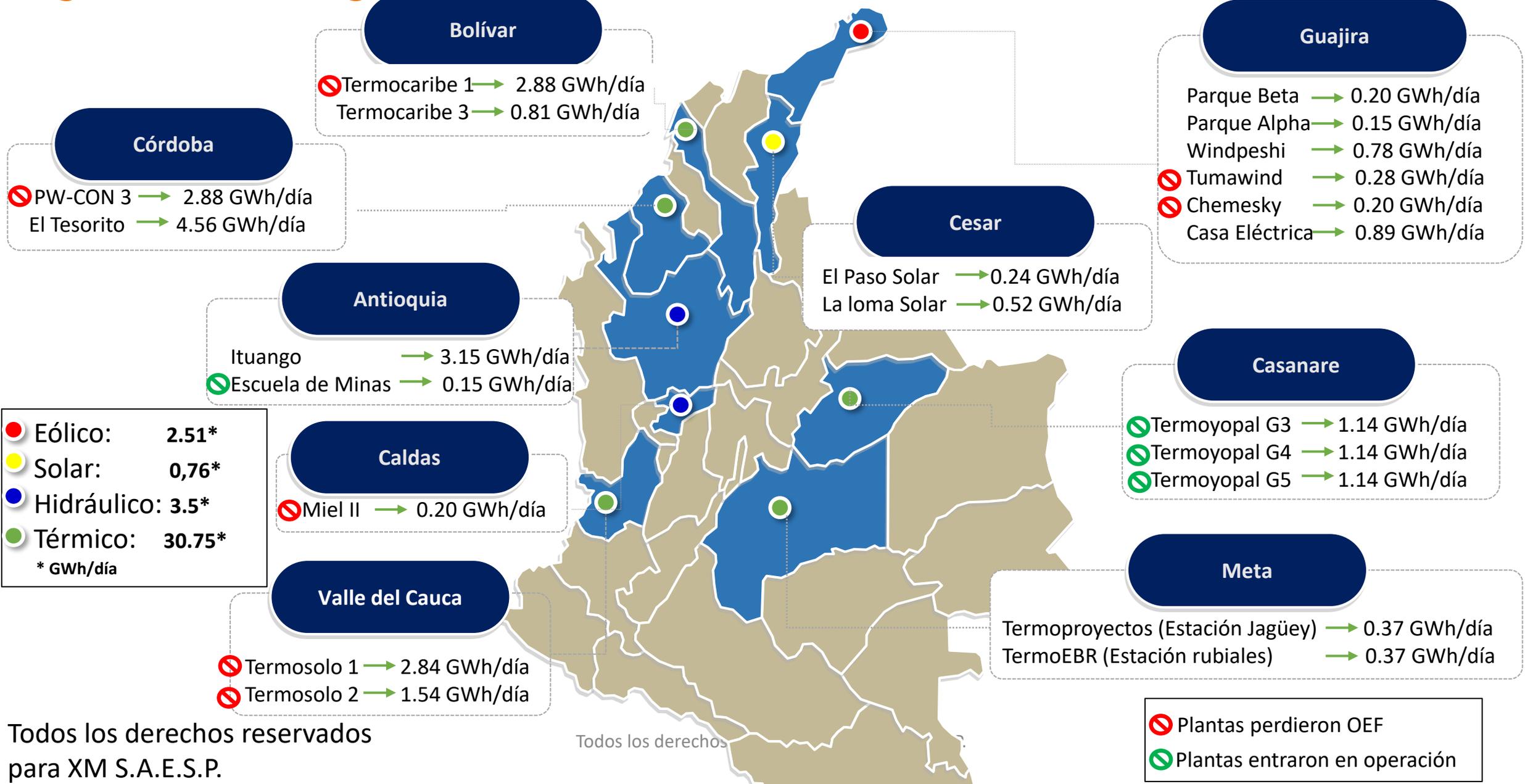
Proyecto, planta y/o unidad de generación	Clasificación de la planta y/o unidad de generación	Inicio Período de Vigencia (dd/mm/aaaa)	Fin Período de Vigencia (dd/mm/aaaa)	Tipo de Tecnología	Observaciones
ESCUELA DE MINAS	55 MW Especiales	1/12/2022	30/11/2032	HIDRÁULICA	Entró en operación el 30 de septiembre de 2019.
TERMOYOPAL G3	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 31 de agosto de 2020.
TERMOYOPAL G4	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 31 de agosto de 2020.
TERMOYOPAL G5	50 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2028	TÉRMICA	Entró en operación comercial el 11 de febrero de 2021.
MIEL II	116.8 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	HIDRÁULICA	Se declaró el 10 de febrero de 2021, a través de la Resolución CREG 013 de 2021, un incumplimiento grave e insalvable de las obligaciones asignadas.
TERMOSOLO1	148 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	TÉRMICA	El 23 de abril de 2021 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
TERMOSOLO2	80 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	TÉRMICA	El 23 de abril de 2021 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
CHEMESKY	98.85 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	EÓLICO	El 22 de enero de 2022 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.
TUMAWIND	197.77 MW Nuevas	1/12/2022	30/11/2042	EÓLICO	El 22 de enero de 2022 se consolidaron los efectos previstos en el Artículo 36 de la Resolución CREG 061 de 2007.

A photograph of a wind farm at sunset, with several wind turbines visible against a golden sky. The image is overlaid with a dark blue semi-transparent shape that contains the text.

Proyectos Tomadores del  
Cargo -  
Resolución CREG 132 de  
2019



# Ubicación por departamento de proyectos nuevos con asignación de energía



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

Todos los derechos reservados

# 4. Situación Operativa

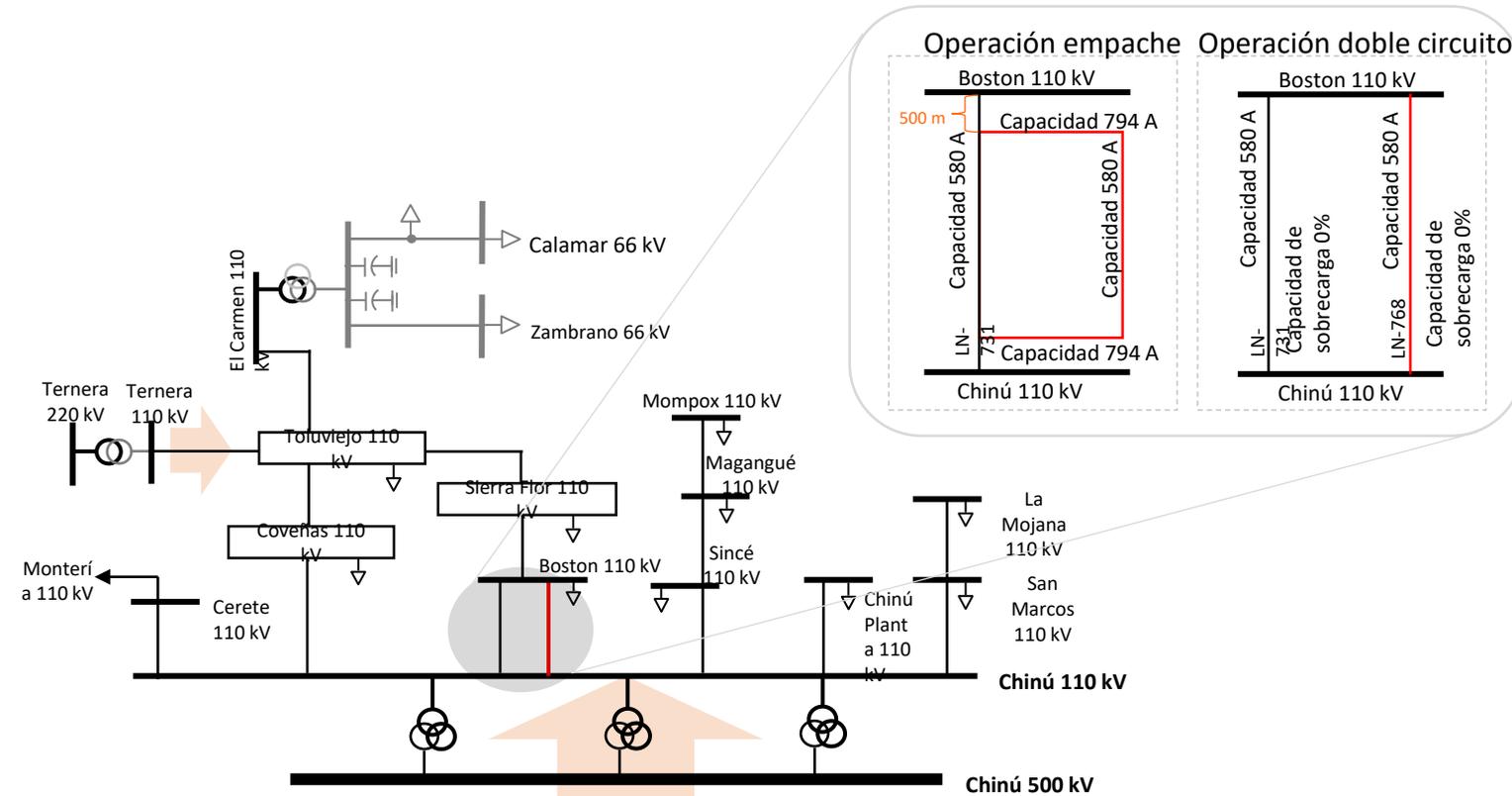


# | Impacto proyectos | Caribe



# Segundo circuito Chinú – Boston 2 110 kV

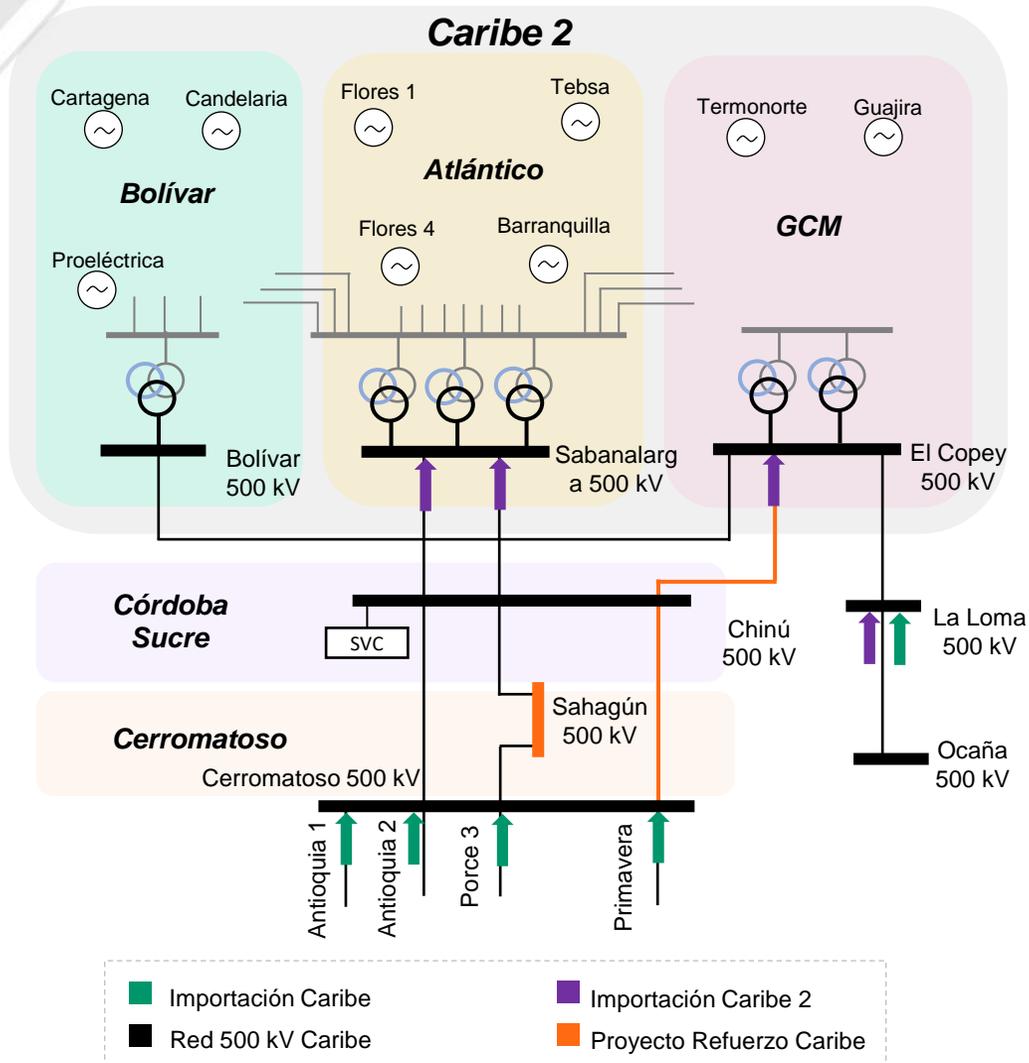
## En operación desde el 13 de julio 2022



Con este circuito en operación, se presenta un aumento en la confiabilidad en la atención de la demanda la subárea Córdoba - Sucre al eliminar varias de las restricciones asociadas a limite térmico y por baja tensión, al pasar la capacidad de corriente del corredor, de 790 A con los circuitos empachados a 1160 A de capacidad del corredor con los circuitos por separado.

En red completa y un escenario de demanda máxima de la subárea Córdoba - Sucre (operación año 2022) este cambio en la configuración, representa una disminución de carga del circuito Chinú – Boston 1 110 kV cercana al 30%, con lo que se elimina la restricción por sobrecarga de este circuito en estado normal de operación.

# Cerromatoso – Chinú 3 + Chinú – El Copey 500 kV y Subestación Sahagún 500 kV



## Impacto operación área Caribe

- Aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe de 1650 MW a 2000 MW
- Aumenta la capacidad de importación de potencia de las subáreas Caribe 2 de un valor entre 1100 y 1300 a un valor entre 1300 y 1400 MW (Según punto de operación SIN)
- Aumenta la fortaleza en tensión en nodos del área, con lo que disminuye el impacto de la contingencia sencilla de un circuito a 500 kV
- Disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- Facilita la realización de mantenimientos de enlaces intercosta.
- La declaración de condición en emergencia de la subárea GCM, se mantiene ya que está se debe a la ocurrencia de FIDVR.
- Se tiene disponible el punto de conexión para la central Tesorito.

# | Entrada proyectos generación

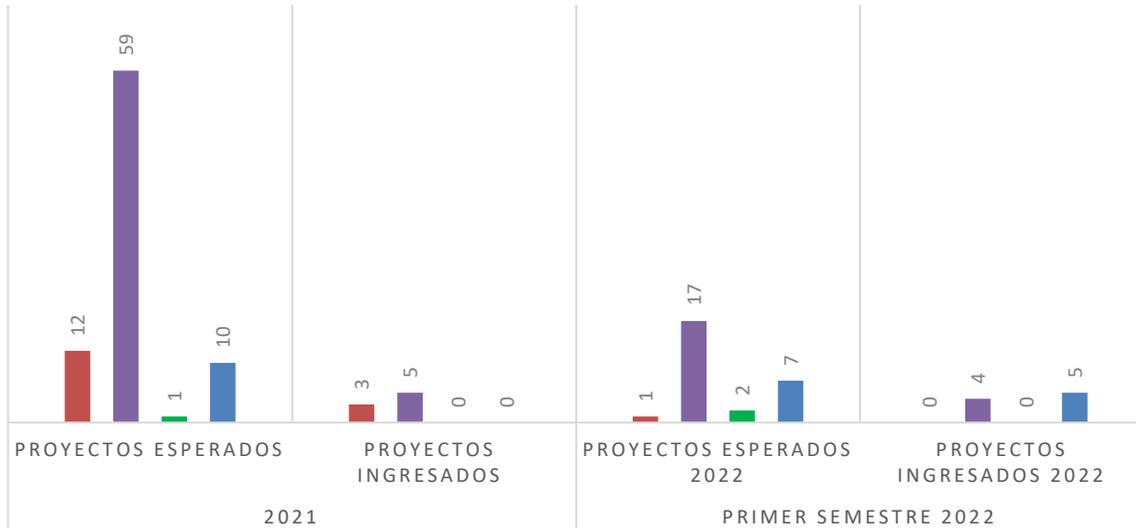


# Entrada en operación proyectos de generación

Se considera como ingresado cuando el proyecto es declarado en operación comercial.

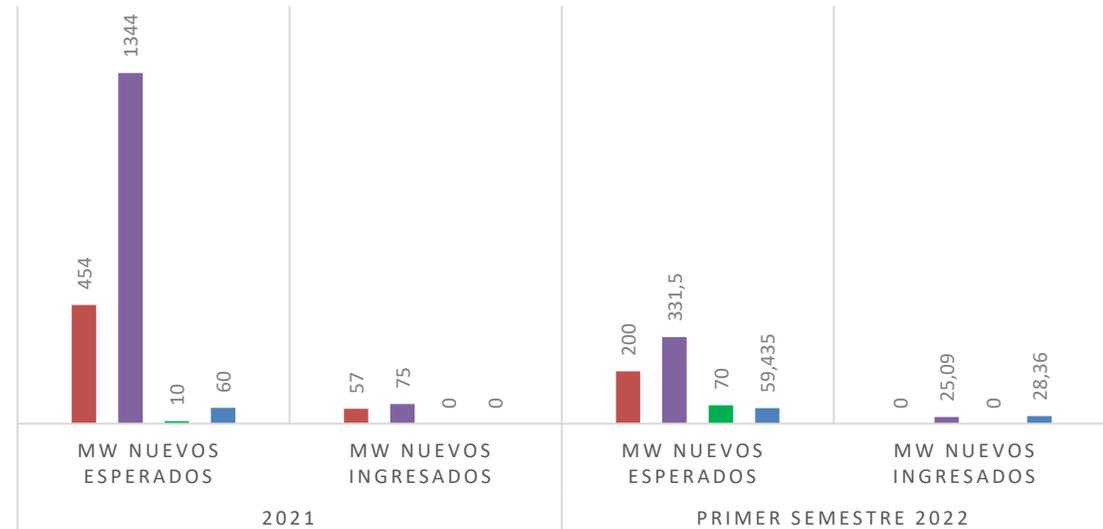
## N° DE PROYECTOS

■ Térmica ■ Solar ■ Eólica ■ Hidráulico Menor



## MW TOTAL PROYECTOS

■ Térmica ■ Solar ■ Eólica ■ Hidráulico Menor



1868 MW

132 MW

660 MW

53 MW

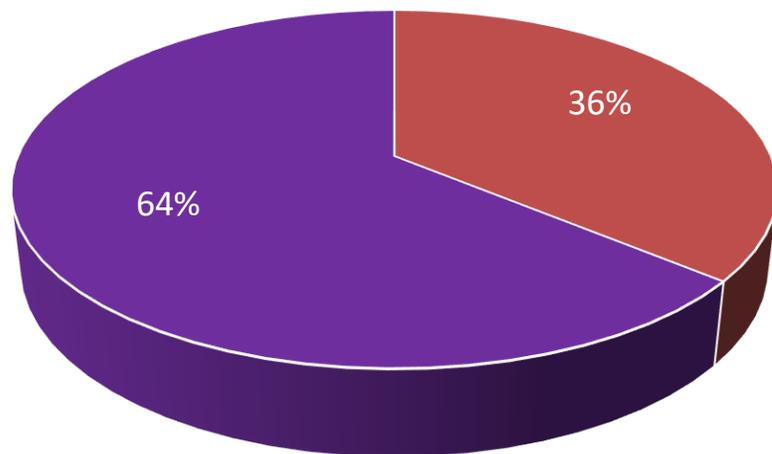
7%

8%

# Plantas en pruebas

MW Solares en el sistema

■ Capacidad solar en operación [MW] ■ Capacidad solar en pruebas [MW]



Se tienen 445 MW solares en el sistema:  
285 MW pruebas  
160 MW en operación comercial

## PLANTAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

Nombre	Capacidad [MW]	FPO
AUTOG CELSIA SOLAR LEVAPAN	4.99	11/06/2022
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	03/09/2017
AUTOG COLOMBINA DEL CAUCA	0.3	30/05/2022
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	27/12/2020
CELSIA SOLAR BOLÍVAR	8.06	03/02/2019
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	31/05/2020
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	07/08/2021
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	31/05/2022
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	30/04/2021
HELIOS I	9.9	03/03/2022
LA SIERPE	19.9	25/09/2021
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3	30/09/2020
TRINA-VATIA BSLI	19.9	10/09/2020
TRINA-VATIA BSLII	19.9	22/01/2021
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	28/08/2021

## PLANTAS EN PRUEBAS

Nombre	Capacidad [MW]	FIPPS
EL PASO	67	02/12/2018
LATAM SOLAR LA LOMA	150	14/02/2022
BOSQUES SOLARES LLANOS 4	19.9	13/06/2022
BOSQUES SOLARES LLANOS 5	17.9	13/06/2022
PARQUE EÓLICO GUAJIRA 1	19.9	05/07/2022
PÉTALO DE CÓRDOBA	9.9	25/07/2022
SINCÉ*	19.9	30/07/2022

**Actualmente se tienen en el SIN 304 MW en pruebas iniciales, previas a la declaración en operación.**

\*Información reportada por el agente el 25/07/22

**El 4 de agosto se espera el inicio de pruebas de la planta térmica El Tesorito (200 MW)**

# Conexión proyecto solar La Loma



# Conexión proyecto Solar La Loma



**2017**

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



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

**11/2021**

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

**02/2022**

- Luego de cumplir los requisitos definidos en la reglamentación vigente se conectó al SIN y **desde el 14 de febrero se encuentra en etapa de pruebas.**

**05/2022**

- Por solicitud de ENEL, UPME modificó la FPO del proyecto al 31/10/2022 y derogó la conexión temporal.
- XM escribió a UPME e informó sobre la situación al CNO
- ENEL interpuso recurso de reposición

**06/2022**

- UPME dio respuesta a XM, indicando que debía esperarse la respuesta del recurso de reposición

**07/2022**

- XM informó a CNO sobre la respuesta de la UPME
- UPME respondió el recurso de reposición donde **confirma la derogatoria** de la conexión temporal dejando sin punto de conexión a la planta conectada en pruebas.
- XM envió comunicación a ENEL y OR, indicando que entiende que la conexión actual no cumple con lo definido en el concepto

# Seguimiento Entrada proyecto Sahagún



# Apertura Cerromatoso – Chinu 1 500 kV entrada S/E Sahagún 500 kV

---



## Antecedentes

- Se realizan gestiones por parte de CND con CELSIA, ITCO, URRRA, TEBSA y CNO, buscando minimizar riesgos durante la realización de los trabajos.
- Las consignaciones iniciaron el 26 de julio al medio día. Sufrieron un atraso por indisponibilidad del circuito La Loma – Copey 500 kV.
- El nuevo circuito Chinú – Copey 500 kV fue energizado el 24 de julio a las 17:27 horas. Aún no ha sido declarado en operación comercial.
- Se espera se declare en operación comercial el proyecto UPME 09 de 2019 el día Jueves 4 de agosto finalizando el día y posteriormente dar inicio a las pruebas de Tesorito.

## Recomendaciones

- Durante la ejecución de los trabajos, maximizar la disponibilidad del parque de generación del área Caribe 2.
- Maximizar la disponibilidad de la Red de 500 kV entre el interior del país y el área Caribe 2.
- Seguimientos diarios de los pronósticos de la demanda de energía del área Caribe 2 por parte de los Operadores de red y actualizaciones requeridas según lo establecido en el Acuerdo CNO 1303, con el fin de contar con una demanda lo más cercana al tiempo real.

# | Situación DISPAC



# Situación Operativa

---



EL SIETE – QUIBDÓ se encuentra indisponible desde el sábado 16 de julio de 2022, por operación de las protecciones, que registró una sobrecorriente a tierra, a una distancia de aproximadamente 11,6 kilómetros desde la subestación El Siete.

DISPAC informó que se encuentra gestionando la mediación de las autoridades del municipio del Carmen de Atrato – Chocó, con los líderes de la comunidad indígena de El Fiera, sin embargo, la comunidad no ha permitido el acceso a la torre si no se llega a un acuerdo económico con ellos.

En la operación en tiempo real se han observado bajas tensiones en Quibdó 110 kV y no se ha reportado DNA por parte de DISPAC asociado a esta causa.

El 30 de julio a las 18:18 se presenta DNA por disparo del circuito Virginia - Certeguí 110 kV, dejando sin tensión las subestaciones QUIBDÓ 110 kV, ITSMINA 110 kV y CERTEGUÍ 110 kV, las cuales estaban conectadas radialmente.

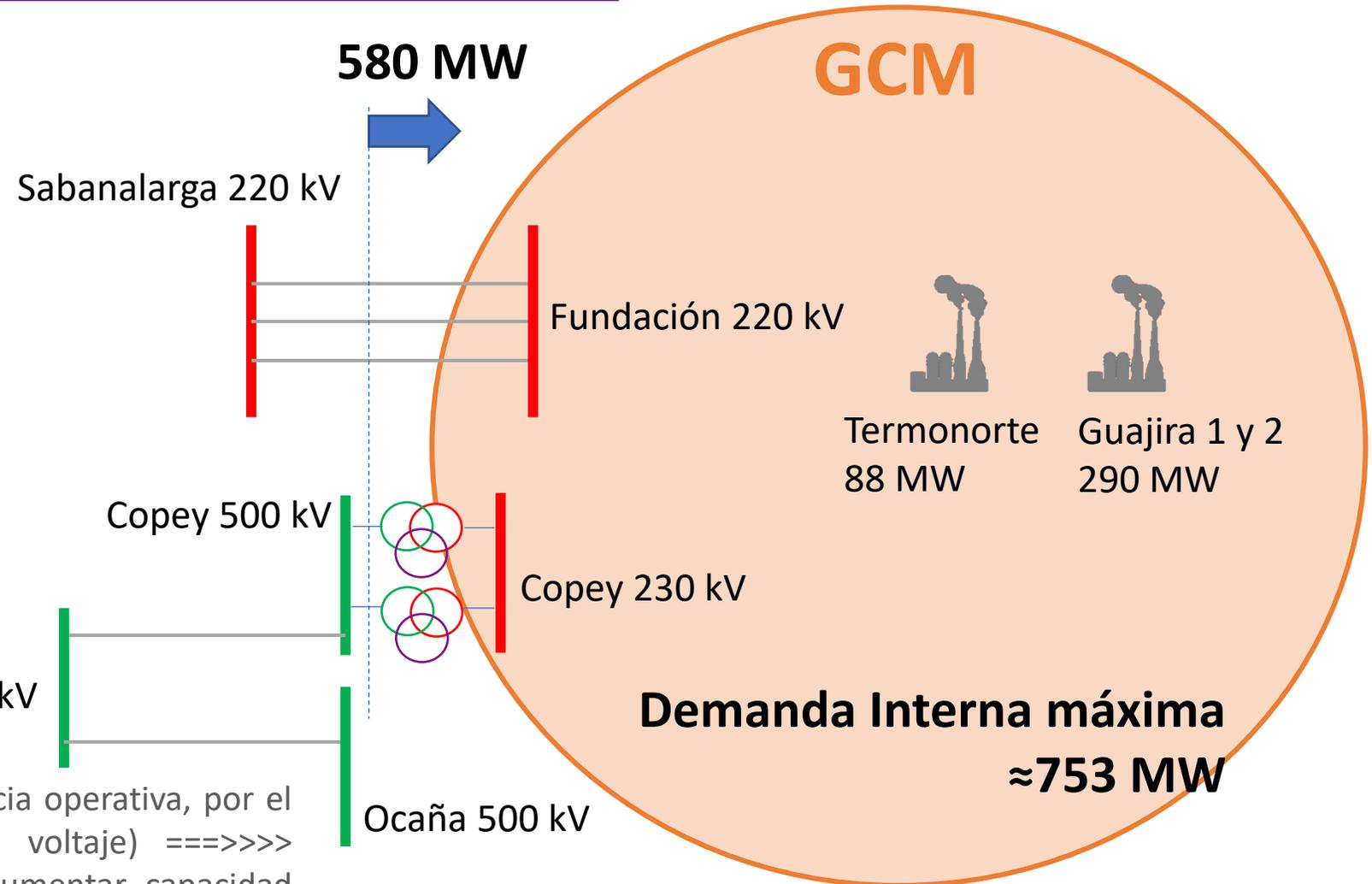
# Situación operativa GCM



# Características área Caribe – Subárea GCM

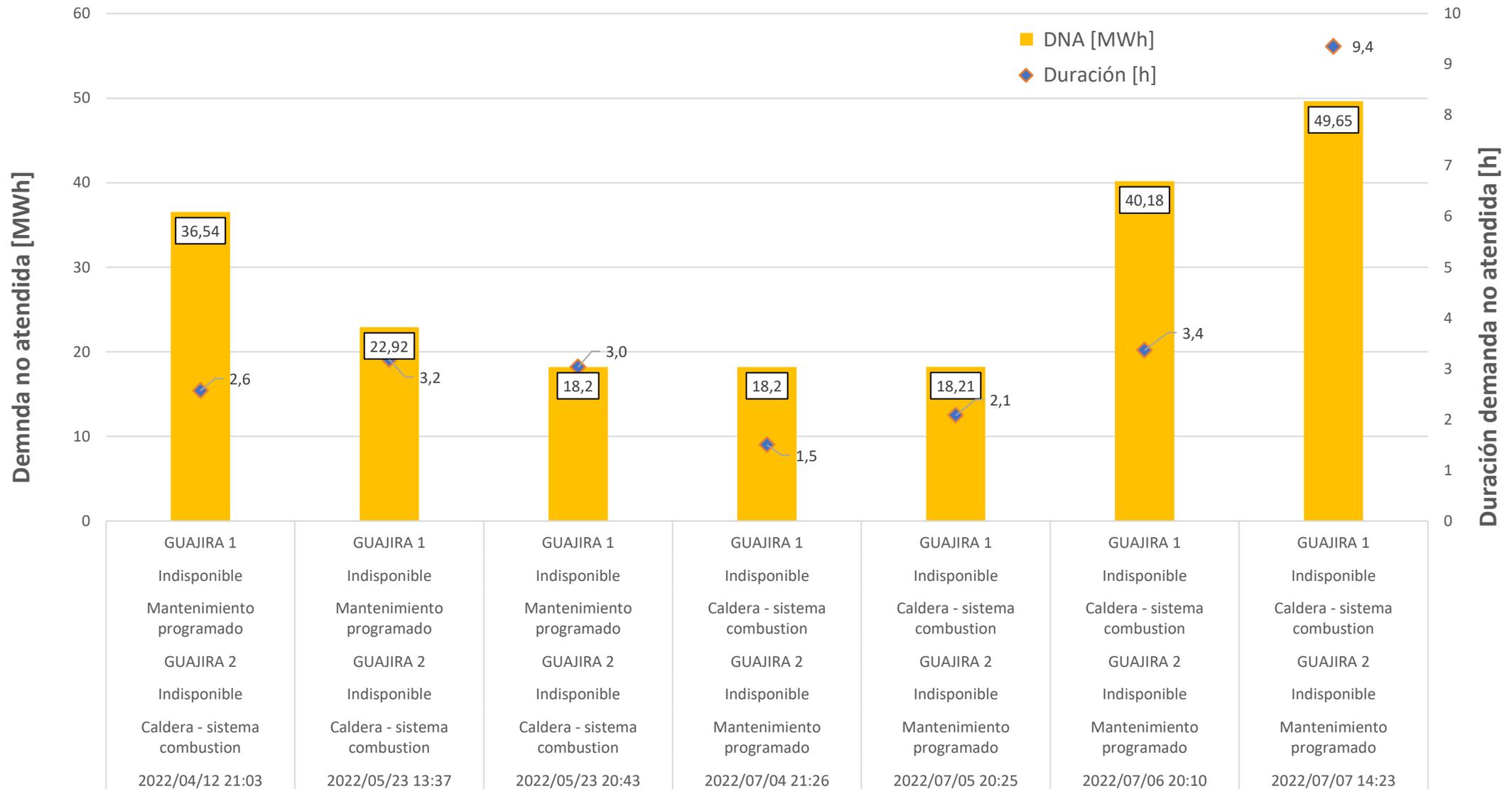
Gen Interna mínima = Demanda interna GCM – Intercambio máximo

Con la red existente y dado el atraso en obras de expansión, se debe controlar un límite máximo de 580 MW por los elementos de conexión de la subárea y programar un número mínimo de unidades equivalentes para el soporte de tensión ante contingencia de uno de los circuitos del corredor Ocaña – La Loma – Copey 500 kV



Abril de 2022: Se hizo declaración emergencia operativa, por el fenómeno FIDVR (recuperación lenta de voltaje) ==>>>> programar generadores disponibles para aumentar capacidad corto circuito.

# Racionamiento GCM vs indisponibilidad Guajira



# Recomendaciones

---



- 01** **A los generadores del área:**  
Adelantar gestiones tendientes a maximizar la disponibilidad de las unidades.
- 02** **A ITCO y GEB:**  
Adelantar gestiones tendientes a poner en operación a la mayor brevedad posible los proyectos de transmisión en construcción.
- 03** **A los Agentes (Aire y Afina):**  
Considerar en los planes de expansión de la red de distribución (STR y SDL) opciones de mitigación al fenómeno FIDVR.  
Evaluar el impacto de los cambiadores automáticos de tap's bajo carga a nivel del SDL en el fenómeno de fluctuaciones de tensión evidencia en la sub estaciones del área.  
Instalar equipos que permitan registrar con precisión el comportamiento de la carga frente a perturbaciones (PMU).
- 04** **A la UPME:**  
Definir proyectos de expansión que mitiguen la ocurrencia de fenómenos de FIDVR y los impactos sistémicos del mismo.  
(Compensadores síncronos)
- 05** **Al CNO:**  
Avanzar en la estandarización del reporte de modelos de carga que permitan representar el comportamiento evidenciado en los análisis postoperativos.

| Cambio de  
parámetros  
circuitos área  
Oriental



# Disminución capacidad nominal



ENEL COLOMBIA solicitó modificar los parámetros técnicos de las siguientes líneas:

Línea	Parámetro a actualizar	Valor anterior	Valor nuevo
Bacatá - Chía 1 115 kV	<b>Capacidad nominal (A)</b>	<b>854.0</b>	<b>800.0</b>
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0
Bacatá - El Sol 1 115 kV	<b>Capacidad nominal (A)</b>	<b>854.0</b>	<b>800.0</b>
	Elemento que impone el límite operativo	Transformador de corriente	Línea de transmisión
	Límite de emergencia durante 30 minutos (A)	1000.0	800.0
	Límite térmico (A)	900.0	800.0

El cambio se hizo efectivo a partir del 26/07/2022

Justificación dada por ENEL COLOMBIA\*

*“Actualmente la línea **Bacatá – Chía 115 kV (BTIA)** tiene 21,8 km de los cuales 13,6 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y el resto en otro **conductor instalado en el año 1957**. Por su parte, la línea **Bacatá – El Sol 115 kV (BTES)** tiene 36 km de los cuales 12,4 km se encuentran en un conductor instalado en el año 2008 y **el resto en otro conductor instalado en el año 1957***

*...para los tramos con conductor con más de 60 años en operación y debido a las diferentes condiciones ambientales que se han presentado, el crecimiento de la carga, así como los eventos en los que se han presentado sobrecorrientes (fallas y/o descargas atmosféricas), **se ha presentado pérdida de la memoria elástica del conductor, por lo cual se presenta mayor elongación a la esperada en los diseños, disminuyendo las distancias de seguridad.***

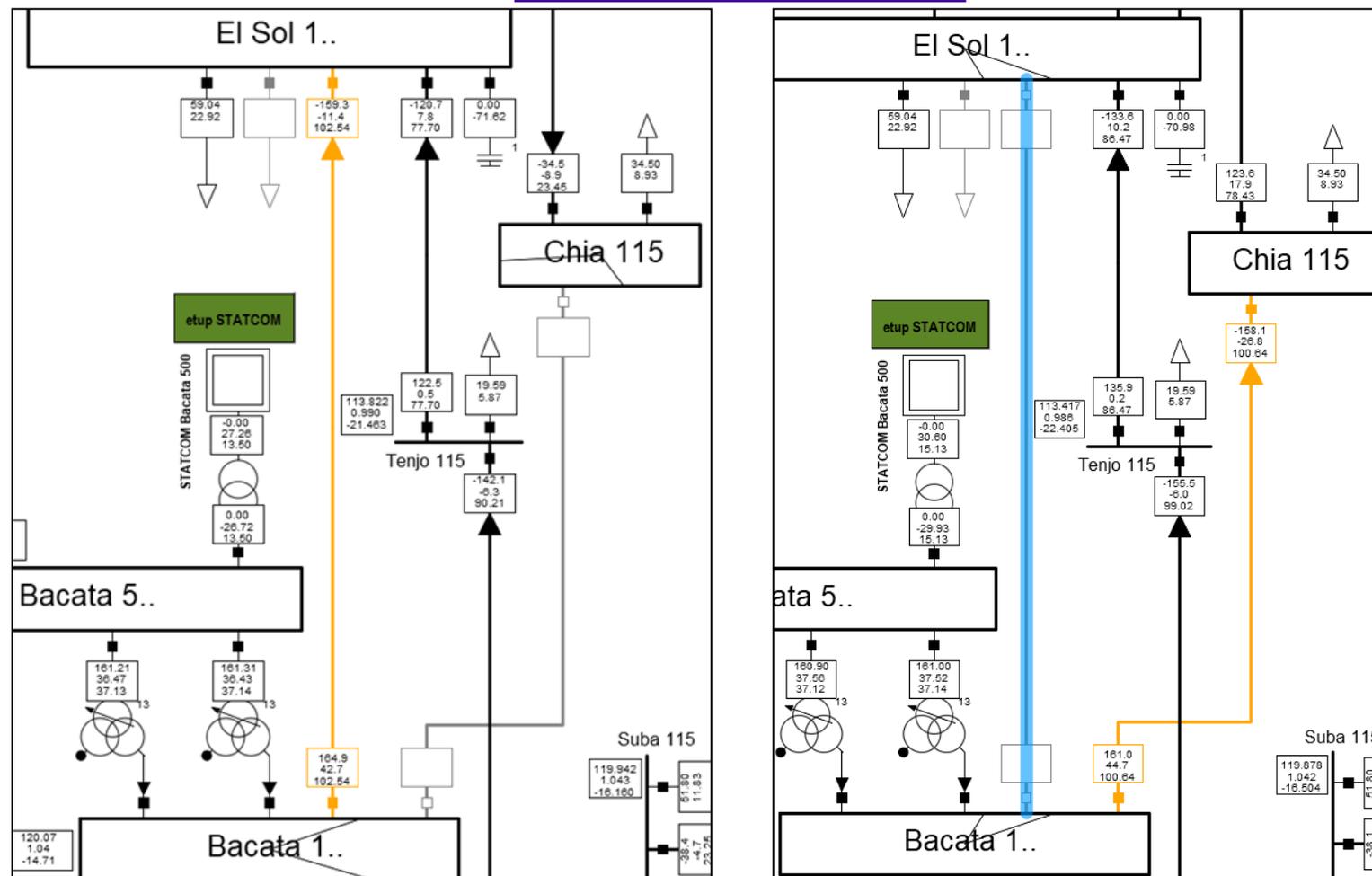
*Adicionalmente, estos corredores de líneas atraviesan diferentes sectores de los municipios de Cota, Chía y Cajicá (Cundinamarca), con varias condiciones topográficas, en las que se presentan múltiples invasiones a las servidumbres, en las que se construyen desde casas hasta almacenes de tipo agropecuario. La empresa ha realizado levantamientos y gestiones con las Alcaldías (especialmente de Cota) para liberar la franja, pero es un proceso jurídico largo y dinámico.”*  
subrayado fuera de texto

# Impacto del cambio

27 de julio Periodo 20

Dada la red disponible, los pronóstico de demanda y los nuevos parámetros de Bacata - Chia 1 115 kv y Bacatá - el Sol 1 115 kV, desde el **27 de julio en punta 2** ha sido necesario programar **generación de seguridad en Termo Zipa** para evitar sobrecargas ante la n-1 de uno de los dos circuitos.

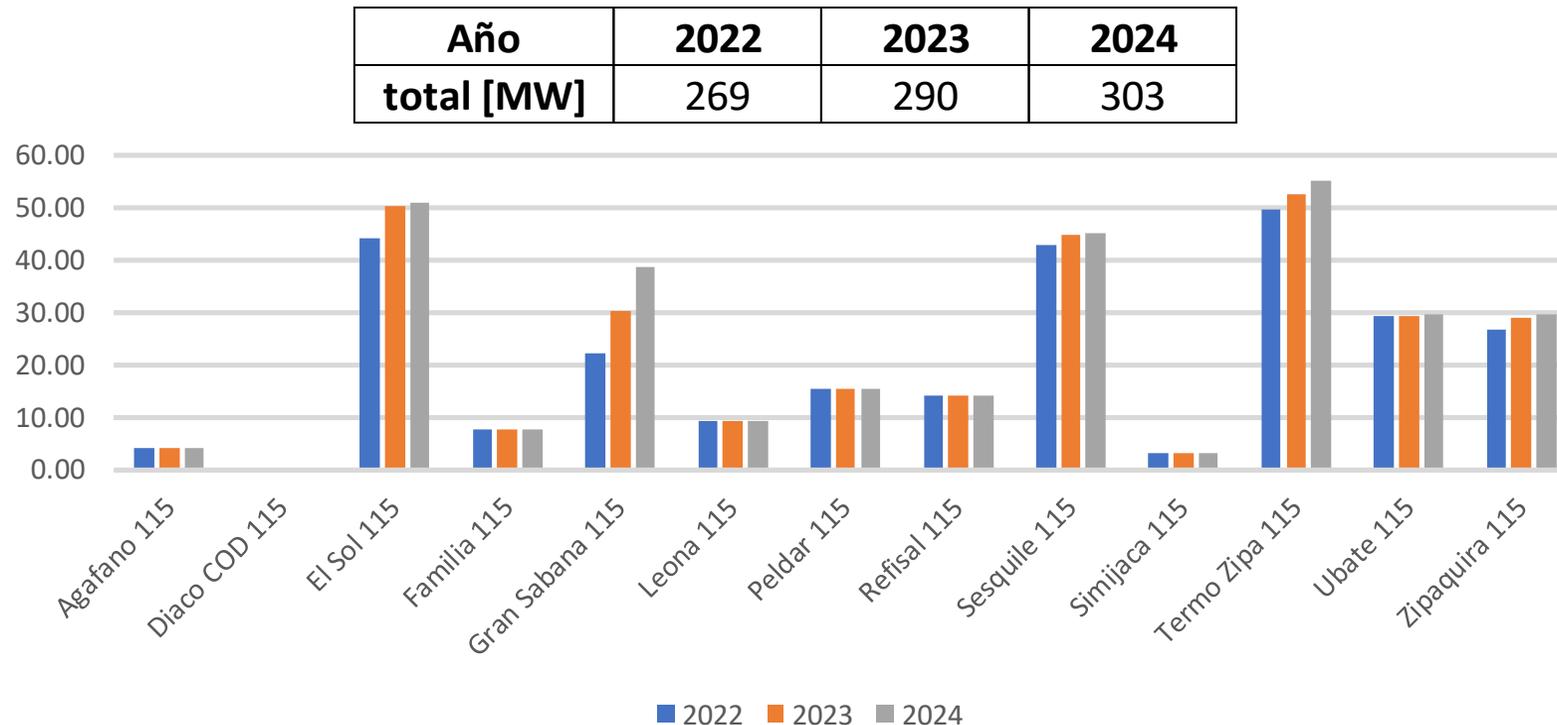
Teniendo en cuenta el impacto de este cambio sobre la generación de seguridad en Termozipa hasta tanto entren las obras estructurales del área, el CND solicitó el 25 de julio a ENEL COLOMBIA el plan de trabajo para normalizar la capacidad de estos circuitos.



# Situación Mediano/Largo plazo



Se identifica que para aliviar la restricción con las proyecciones de demanda a 2022 se debe programar aproximadamente 25 MW en Temozipa. Teniendo en cuenta la proyección de demanda reportada por Enel a 2024, se deberán programar alrededor de 50 MW adicionales de seguridad para cubrir la contingencia.



# Respuesta ENEL (27 de julio)



“Por lo tanto, el incremento de la probabilidad de escenarios con generación de seguridad en la zona manifestado por XM, tiene como causa raíz el atraso del proyecto Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV y no el cambio de parámetros propuesto por Enel Colombia.

No obstante lo anterior, Enel Colombia desde el plan de expansión del STR de Enel versión 2021, presentado a la UPME, ha venido estructurando estrategias viables en el corto plazo con el fin de mitigar los retrasos del proyecto del STN mediante obras del STR como: la **Repotenciación a 1200A de las líneas Bacatá – Chía-115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV**, también el **cierre del enlace Guateque - Sesquilé 115 kV**; permitiendo un punto de inyección desde el sistema de Boyacá. Adicionalmente, se está explorando la factibilidad técnica de la construcción de una nueva línea que permita importar más potencia desde una frontera STN a la zona Sabana Norte de Bogotá.

El primer proyecto del plan de mitigación propuesto por Enel se encuentra en ejecución y su alcance es la repotenciación de las líneas: Bacatá - Chía 115 kV, Bacatá - El Sol 115 kV y Noroeste – Tenjo - El Sol 115 kV para que su capacidad nominal sea 1200 A. **El proyecto se encuentra en la fase de adquisición de equipos y materiales.** El estudio técnico económico fue radicado en marzo de 2022 con número 20221110042132 y **se encuentra en revisión por parte la UPME.** El segundo proyecto está **en revisión con el equipo de XM** y su alcance consiste en cerrar la bahía de línea Sesquilé a Guateque 115kV, acción que **implica el cambio de los CTs en la bahía Termozipa a Sesquilé 115kV y la implementación de un esquema suplementario.**”

# Recomendaciones

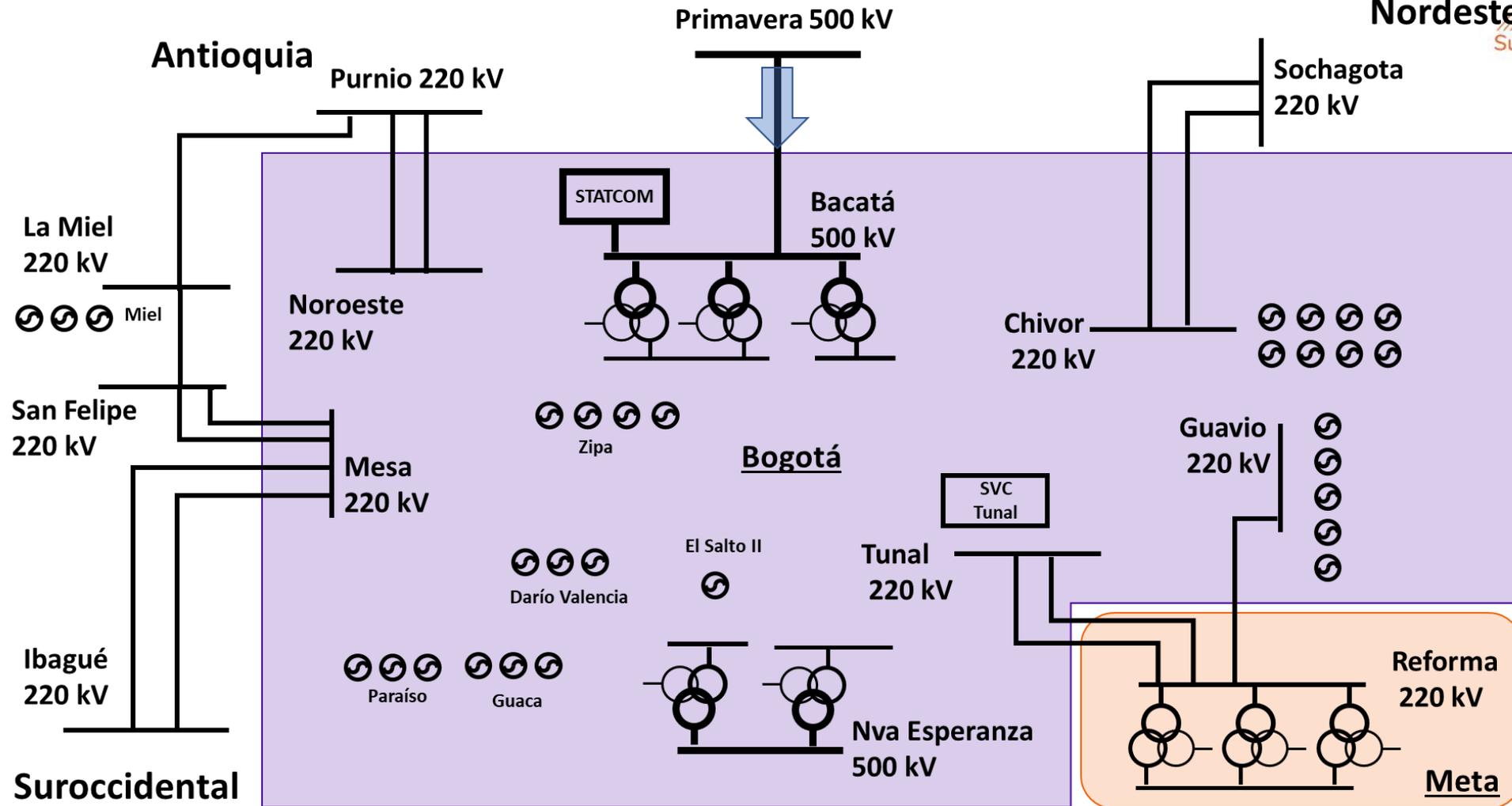


- Identificar alternativas y presentar cronograma de trabajo de normalización de la capacidad de los circuitos Bacatá – Chía y Bacatá – El Sol 115 kV . **ENEL**
- Reportar el cronograma de trabajo de la repotenciación de los circuitos Bacatá – Chía- 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV. **ENEL**
- Definir e informar cronograma para adelantar las obras identificadas desde el 2021 en los análisis conjuntos CND – ENEL, como requeridas para el cierre del enlace Guateque - Guateque 115kV: Aumento de la capacidad de transformación en Guavio 220/110 kV y cambio de los CTs en la bahía Terozipa a Sesquilé 115kV. **ENEL**
- Realizar seguimiento a los cronogramas presentados por ENEL (**CNO- CND**)

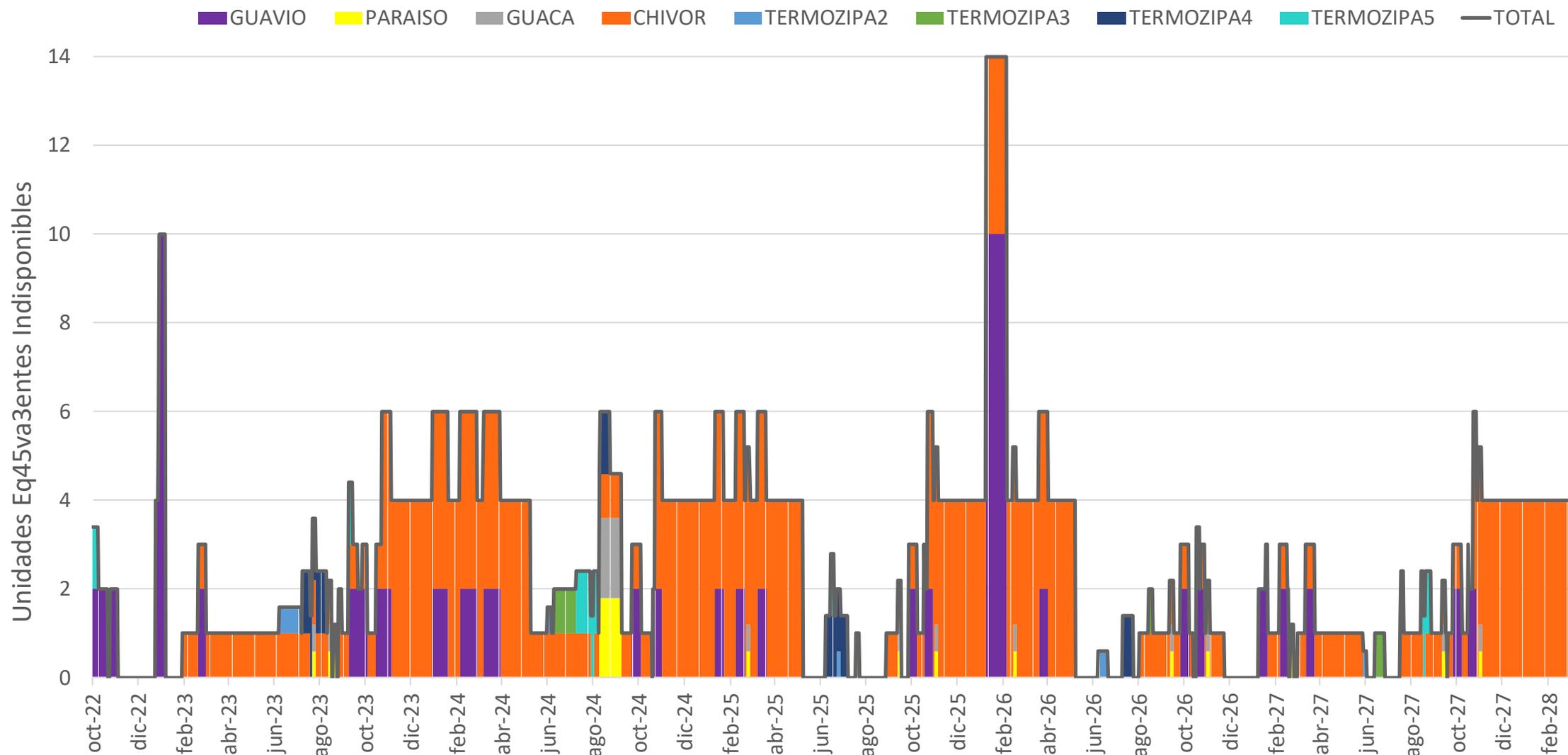
# Situación área Oriental



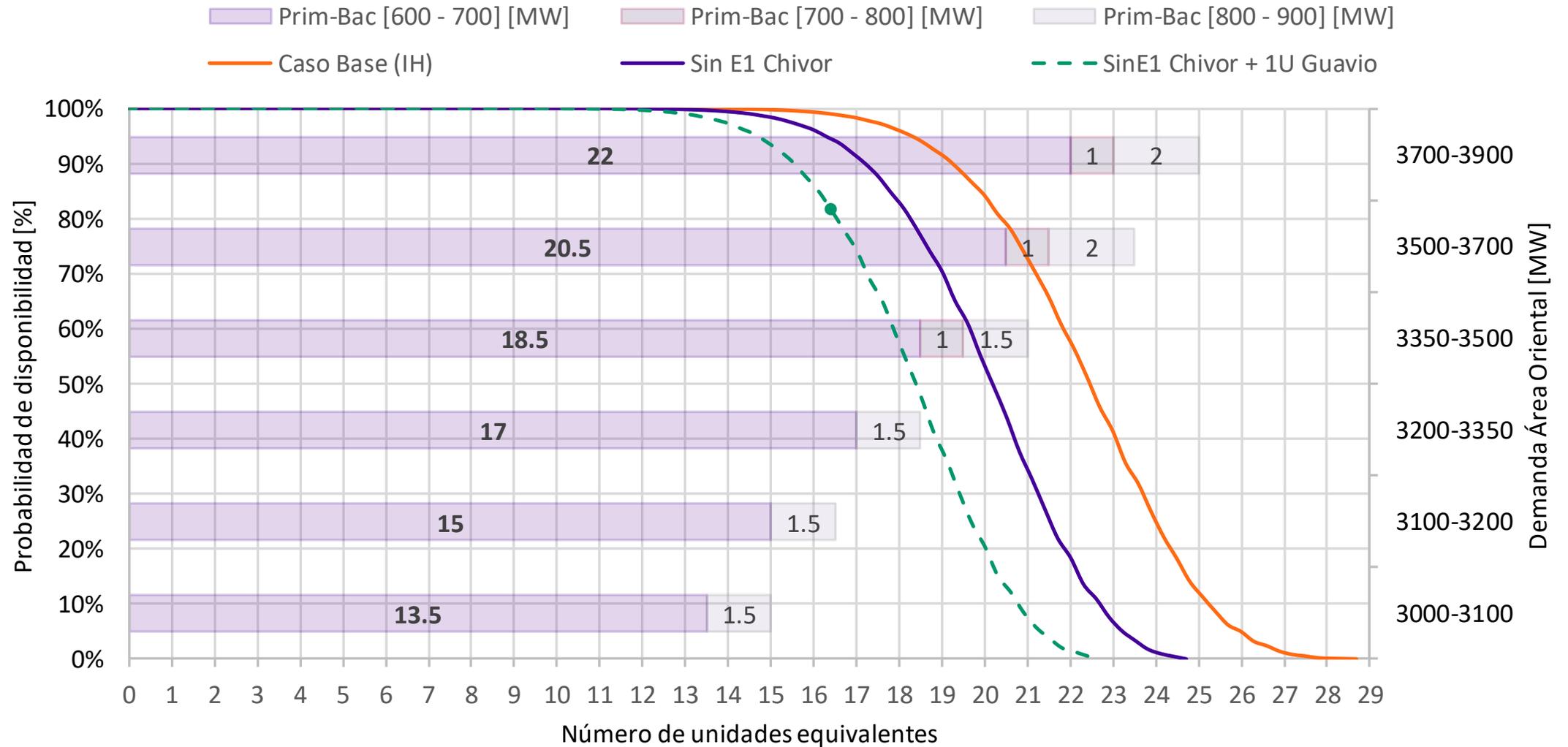
# Topología Área Oriental - Actual



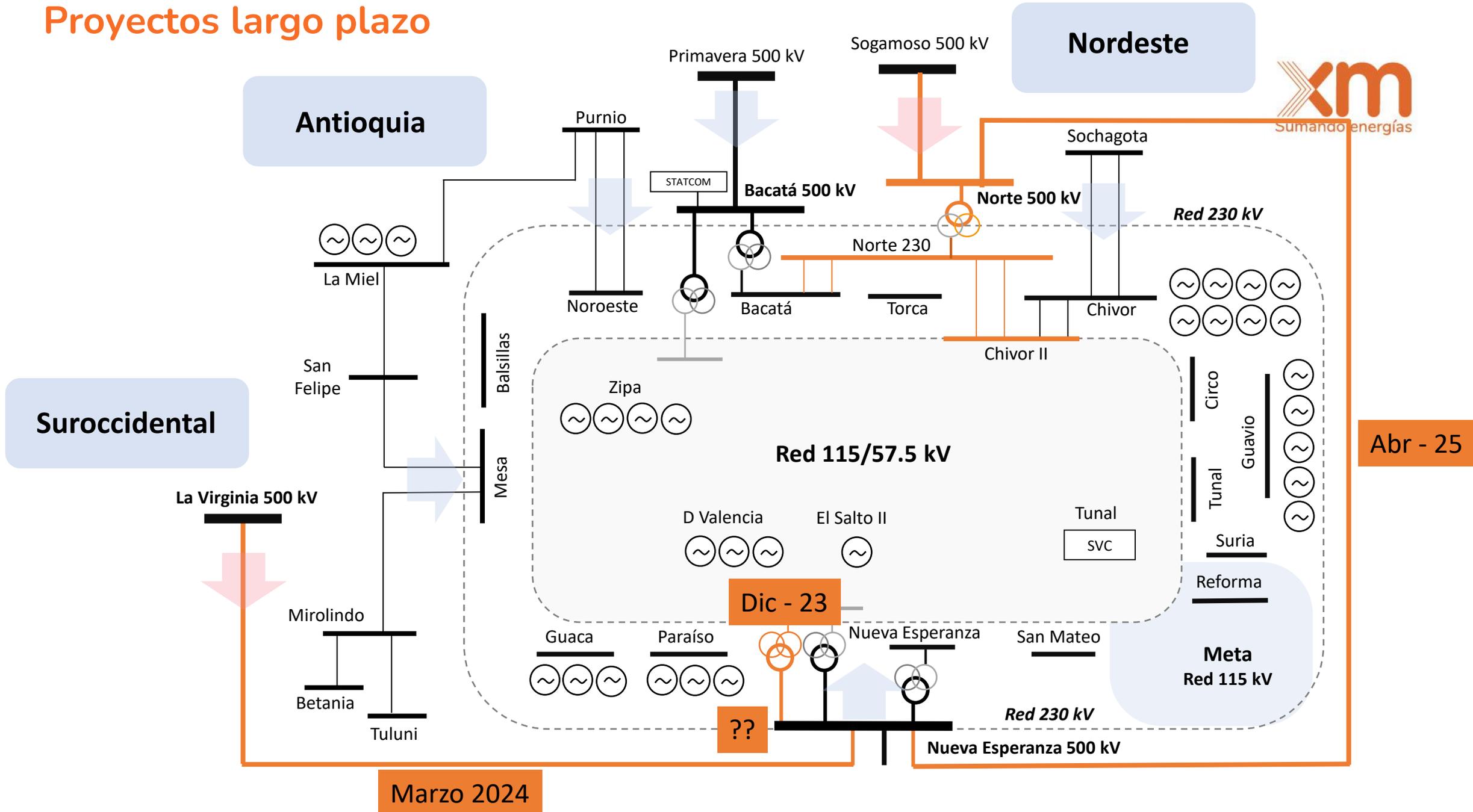
# Mantenimientos de Generación Oriental



# Unidades equivalentes requeridas



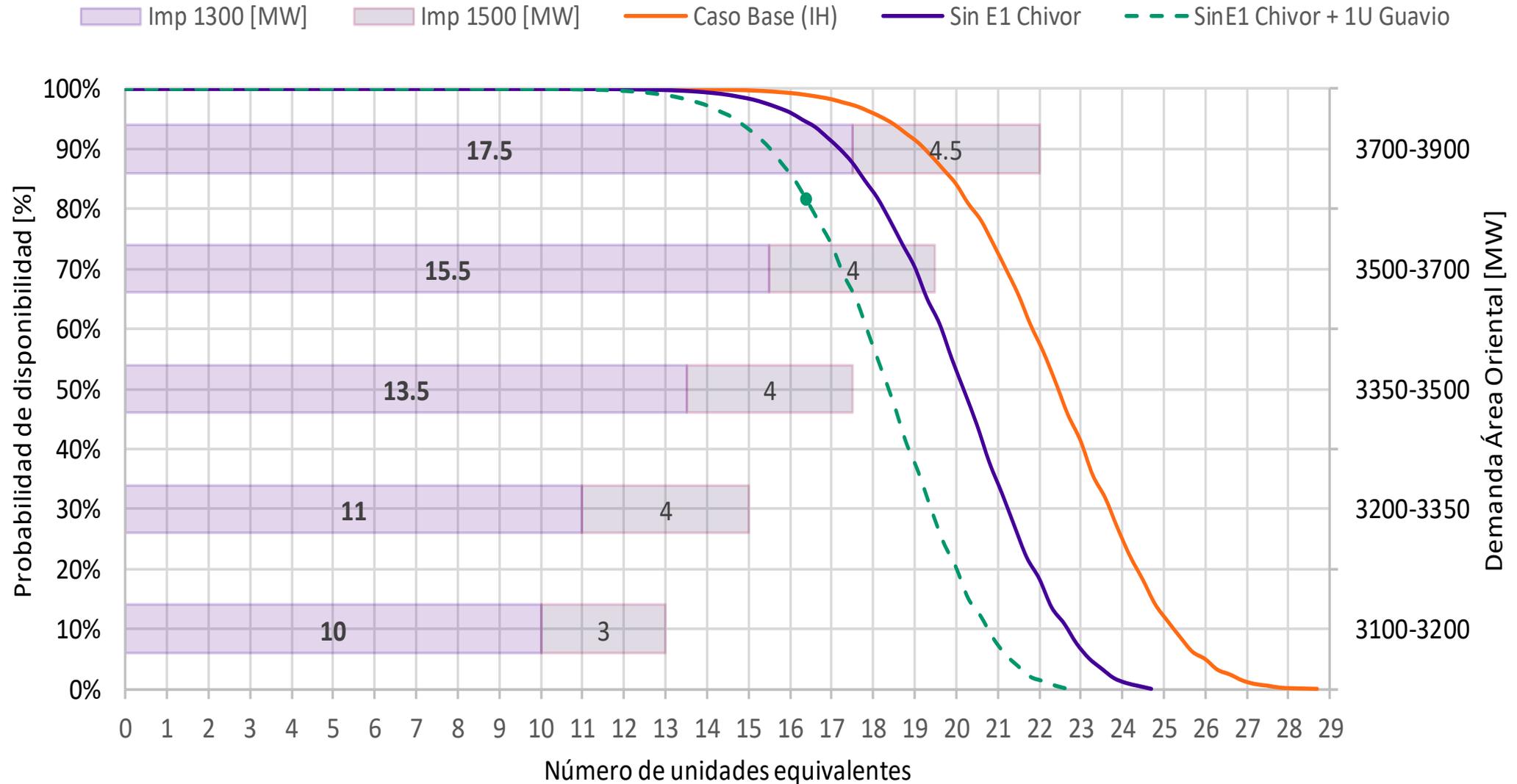
# Proyectos largo plazo



Abr - 25

Marzo 2024

# Unidades equivalentes requeridas Virginia – Nva Esperanza 500 kV (Marzo 2024)



# Conclusiones

---



- Se presentan mantenimientos simultáneos de las principales plantas del área en el 2026.
- Se presenta la coincidencia periódica de mantenimientos de una etapa de Chivor y una unidad de Guavio (6 unidades equivalentes). Disminuyendo la probabilidad de contar con los recursos necesarios para la operación segura del área.
- Con la entrada oportuna de los proyectos de expansión se flexibiliza la operación del área y es posible reducir los riesgos en la operación.

# Recomendaciones

---



- Definir el escenario de demanda a considerar en los análisis, con el fin de identificar la demanda esperada para cada año. **(UPME, ENEL, EMSA, Grandes consumidores)**
- Realizar una coordinación de los trabajos de Chivor tendientes a minimizar los riesgos para la operación del área por simultaneidades con otras unidades o con años críticos para la atención de la demanda del área. **(AES, ENEL, CND, CO)**
- Adelantar todas las acciones sectoriales posibles tendientes a entrar en operación los proyectos del área a la mayor brevedad posible. **(TODOS)**
- Identificar e incluir en el plan de expansión de los OR obras tendientes a minimizar los riesgos para la atención futura de la demanda ante atraso en las obras del STN. **(ENEL – EMSA)**
- Mantener un trabajo permanente en el grupo de trabajo del área oriental, tendiente a identificar medidas u obras de mitigación ante posibles atrasos adicionales en los proyectos. **(Coordina UPME)**

# Resumen IPOEMP II e ITR 2022



# Alcance IPOEMP II-2022

## Situación Actual (2022)

- Topología a 01/08/2022
- Estado actual de restricciones y recomendaciones operativas
- Límites de importación de potencia
- Requerimiento de unidades por área para el soporte de tensión

## Entrada Progresiva de Proyectos (2022-2023)

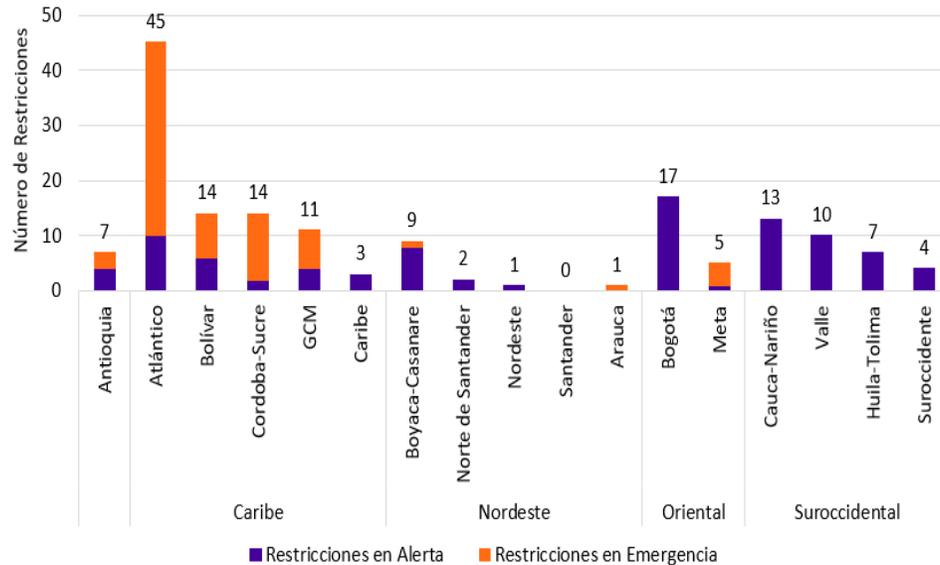
- Sensibilidad en la operación del SIN ante entrada de proyectos
- Recomendaciones para disminución posibles de restricciones
- Análisis de fortaleza de red con métricas SCR

## Situación Final 2023

Impacto proyectos STR y STN en la red a 31/12/2023

# Restricciones IPOEMP II 2022

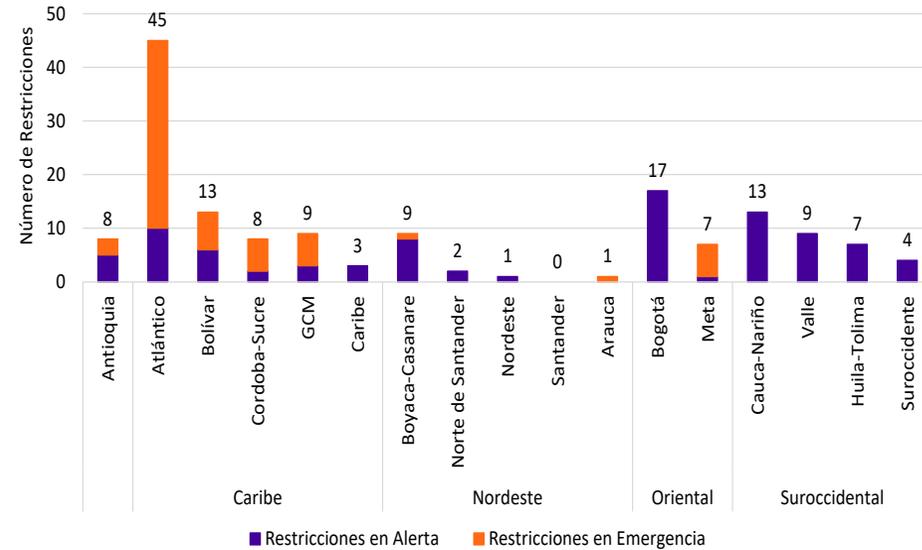
Estado de las restricciones IPOEMP I 2022



**163** Cortes en alerta: 92  
Cortes en emergencia: 71

**Cortes alerta:** Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Estado de las restricciones IPOEMP II 2022



**156** Cortes en alerta: 91 (-1)  
Cortes en emergencia: 65 (-6)

**Cortes Emergencia:** Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

# Proyectos Generación 2022 y 2023 con CEN > 20 MW

## Colombia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	600	600
 Eólico	50	1190
 Térmico	587	-
 Solar	844	1952
Total	2081	3742

## Antioquia

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	600	600
 Eólico	-	-
 Térmico	-	-
 Solar	200	-
Total	800	600

## Sur occidente

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	-	-
 Eólico	-	-
 Térmico	60	-
 Solar	374	259
Total	434	

## Caribe

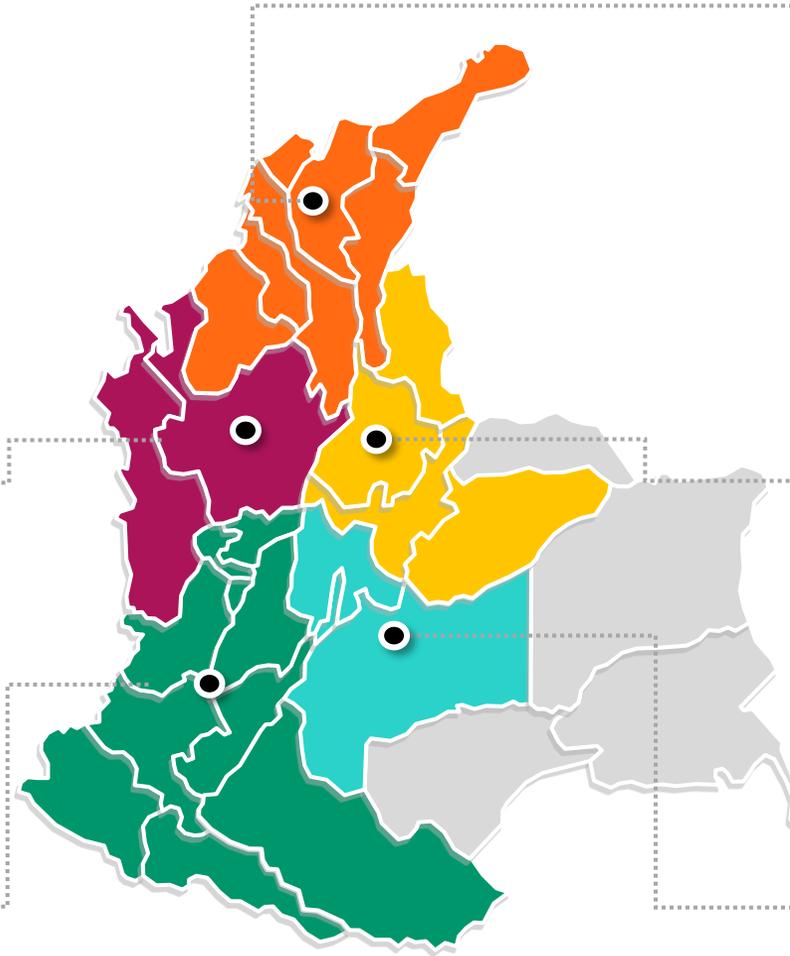
	2022 [MW]	2023 [MW]
 Eólico	50	1190
 Térmico	483	
 Solar	217	1149
Total	750	2339

## Nordeste

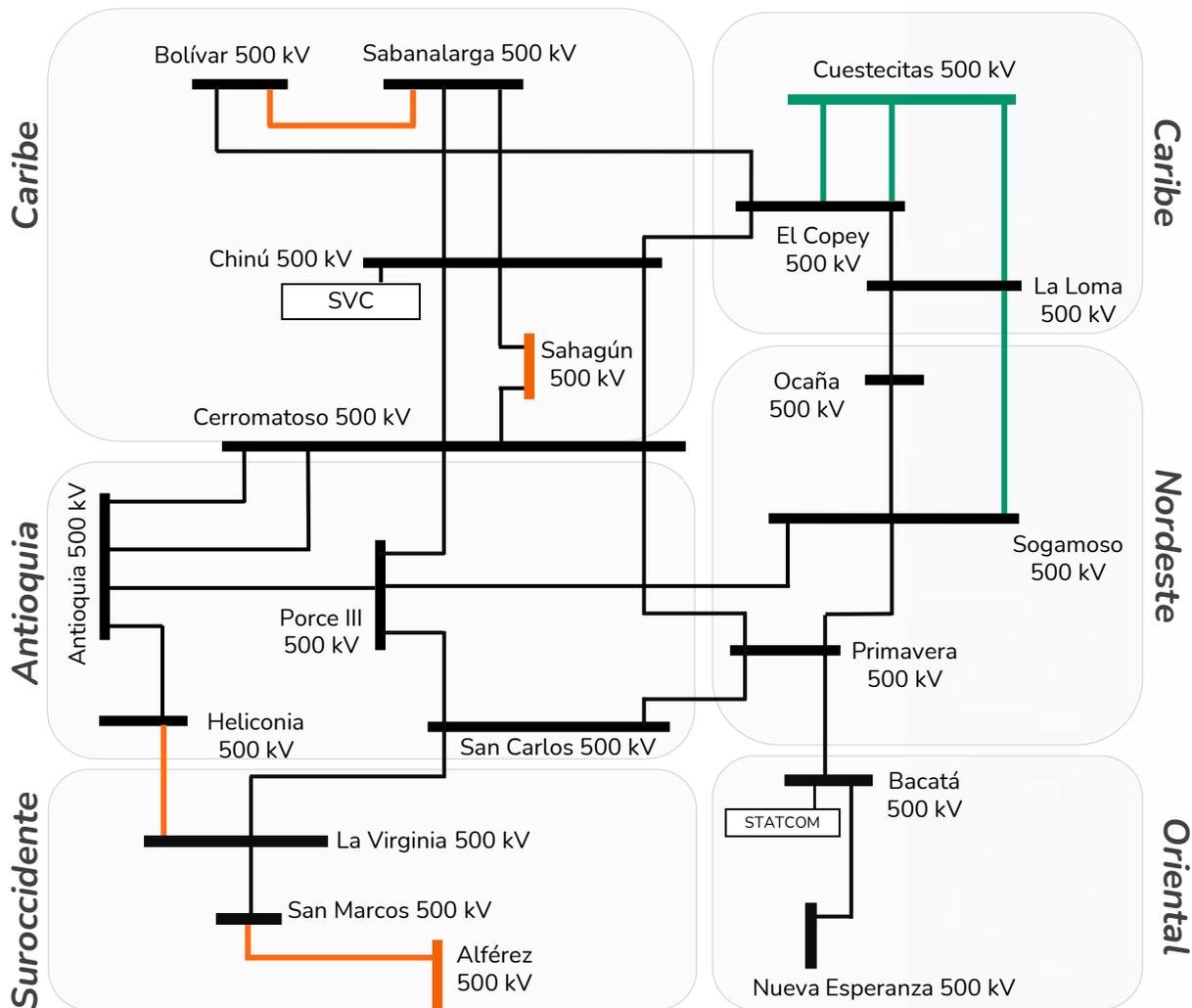
	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	-	-
 Eólico	-	-
 Térmico	-	-
 Solar	25	315
Total	25	315

## Oriental

	2022 [MW]	2023 [MW]
 Hidráulico	-	-
 Eólico	-	-
 Térmico	44	-
 Solar	28	229
Total	72	229



# Condición Actual de Operación

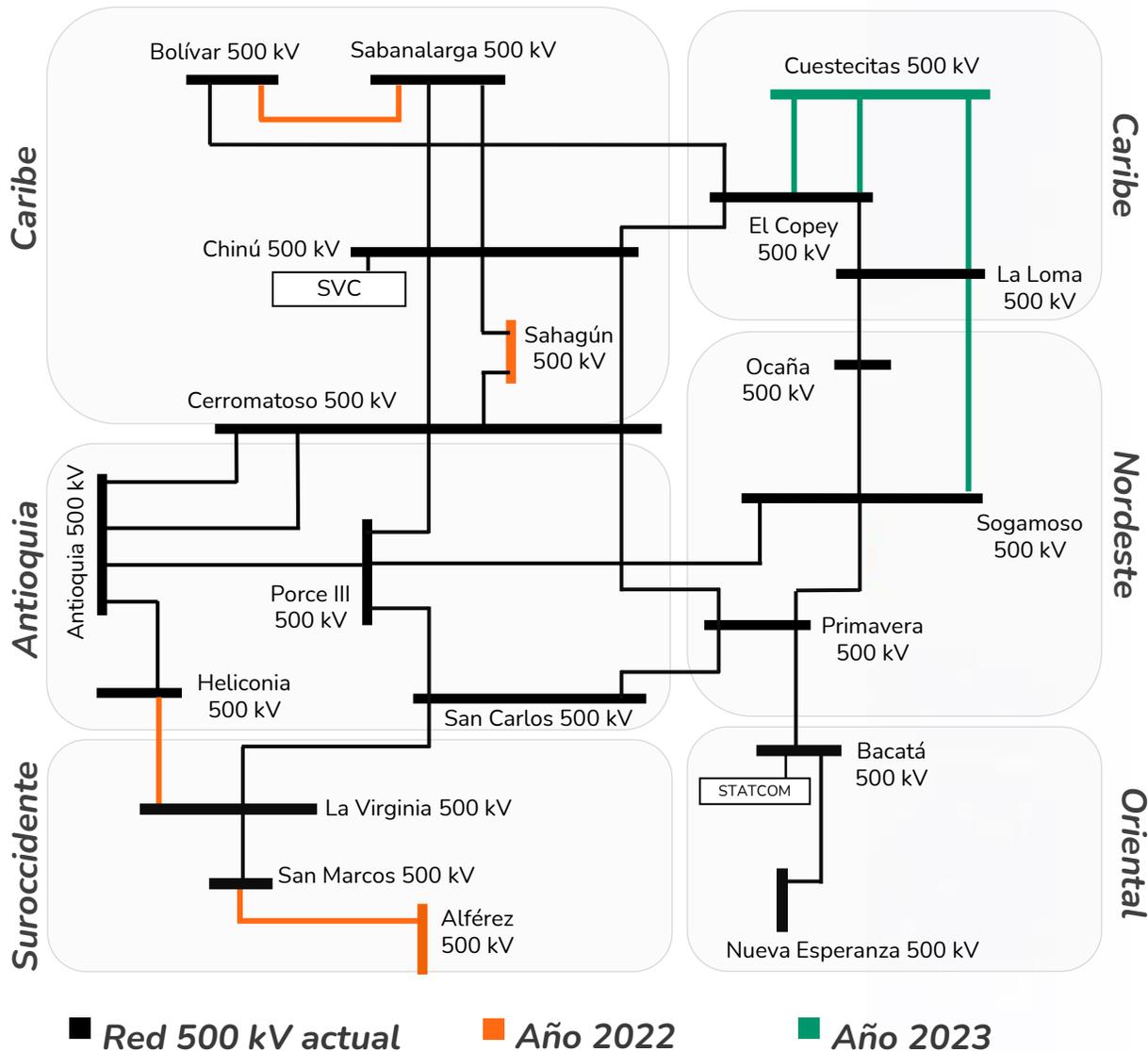


Área	Importación [MW] / Limitante
<b>Caribe</b>	Máxima importación del área <b>2000 MW</b> limitante N-1 Circuito corredor Ocaña – La Loma – El Copey 500 kV
<b>Nordeste</b>	Sin límite de importación
<b>Oriental</b>	Máxima importación de <b>900 MW</b> por Primavera – Bacatá 500 kV para cubrir sobrecarga Purnio – Noroeste 1 y 2 230 kV + Agotamiento reserva de Mvar / Primavera – Bacatá 500 kV.
<b>Suroccidente</b>	Máxima importación de <b>500 MW</b> por San Carlos – Virginia 500 kV por La Virginia 500/230 kV / San Marcos 500/230 kV o San Marcos 500/230 kV / La Virginia 500/230 kV.
<b>Antioquia</b>	Sin límite de importación

**Impacto área Caribe**

- Cerromatoso – Chinú 3 500 kV, Chinú – El Copey 500 kV (en operación desde el 30/07/2022), aumenta la capacidad de importación de potencia del área Caribe de 1650 MW a **2000 MW** y de Caribe 2 de un valor entre 1100 – 1300 MW a un valor entre **1300 y 1400 MW**. Disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión.

# Impacto proyectos 500 KV en el SIN años 2022 – 2023.



## Red de transmisión de potencia a 500 kV en Colombia

Proyecto	L km	FPO
Subestación Sahagún 500 kV Agosto 2022		
Heliconia – La Virginia 500 kV	158	Segundo semestre 2022
San Marcos – Alférez 500 kV	35	Segundo semestre 2022
Sabanalarga – Bolívar 500 kV	64	Segundo semestre 2022
El Copey – Cuestecitas I 500 kV	215	31/08/2023
El Copey – Cuestecitas II 500 kV	215	21/09/2023
La Loma – Sogamoso 500 kV	200	31/12/2023
Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	31/12/2023

### Impacto área Caribe

- **Sabanalarga – Bolívar 500 kV**, brinda confiabilidad a la atención de la demanda del área Caribe, disminuye el requerimiento de unidades equivalentes para soporte de tensión, aumenta la capacidad de importación de potencia del área a 2050 MW.

### Impacto área Suroccidente

- **Heliconia – La Virginia 500 kV**, aumenta el límite de importación de potencia del área (a través de la red de 500 kV) de 500 MW a **560 MW**, además de disminuir el requerimiento de unidades equivalentes para el soporte de tensión.
- **San Marcos – Alférez 500 kV**, la capacidad segura de importación por la red 500 kV aumentará de 560 MW a **600 MW**, siendo la limitante sobrecarga en la transformación San Marcos o La Virginia 500/220 kV ante contingencia sencilla.

# Impacto proyectos en el SIN años 2022 - 2023

## Área Caribe

Subestación El Río 220 kV  
**FPO:** 31/08/2022

Se genera anillo a nivel de 220 kV entre las subestaciones Flores, Caracolí, Tebsa y el Río 220 kV, mitiga la restricción por contingencia sencilla de un ATR Tebsa 220/110 kV. Tendrá mayor impacto con la entrada del transformador El Río 220/110 kV (30/06/2024).

Proyecto La Loma 110 kV  
Circuitos La Loma – El Paso y La Loma –  
La Jagua 110 kV  
**FPO:** 31/01/2023

Elimina la condición radial de La Jagua y el Paso 110 kV. Elimina la restricción por baja tensión en El Banco y La Jagua 110 kV y la necesidad de los ESPS en estas barras. Disminuye el requerimiento de unidades para soporte de tensión. Mitiga las restricciones por contingencia sencilla de un transformador Valledupar 2 u 11 220/110 kV y un circuito Copey – Valledupar 220 kV, eliminando la necesidad ESPS de sobrecarga. Permite aumentar el límite de importación de potencia del área hasta 2150 MW

Puede activarse la restricción de sobrecarga de La Jagua – Codazzi 110 kV ante la contingencia del circuito EL Copey – La Loma 500 kV, se requiere el aumento de capacidad del circuito la Jagua – Codazzi 110 kV de 200 a 300 A.

No alivia el fenómeno de recuperación lenta de tensión de la subárea.

Subestación Cuestecitas 500 kV y Línea  
Copey - Cuestecitas 500 kV  
**FPO:** 31/08/2023

Incrementa perfil de tensión en los nodos de la subárea GCM. Se revisará la conexión de los reactores de línea en Sabanalarga a Chinú 1 y 2 500 kV. Los límites de importación de potencia del área Caribe y Caribe 2 se mantienen.

# Impacto proyectos en el SIN años 2022 - 2023

## Área Caribe

Línea Bonda - Río Córdoba 230 kV  
**FPO:** 30/11/2023

Ayuda a eliminar restricciones ante escenario de exportación de potencia de la subárea GCM al resto del SIN.

Circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV  
**FPO:** 31/12/2023

Mejora perfil de tensión de GCM. Con la entrada en operación del circuito Sogamoso – La Loma 500 kV, el límite de importación del área Caribe será de 2200 a 2250 MW y Caribe 2 entre 1450 y 1500 MW. Se eliminan las restricciones asociadas a sobrecarga de los circuitos La Jagua – Codazzi 110 kV, El Copey - El Paso 110 kV y El Paso - La Loma 110 kV ante contingencia sencilla del circuito La Loma – El Copey 500 kV. Aumenta la capacidad de importación de la subárea GCM.

## Área Antioquia

Generación Ituango  
Unidad 1 300 MW y Unidad 2 300 MW  
**FPO** octubre 2022  
Unidad 3 300 MW y Unidad 4 300 MW  
**FPO** 2023

Aumenta la capacidad de generación del área y del SIN. Ante algunos escenarios de demanda y con despachos particulares se pueden presentar altos valores de carga en el circuito Barbosa - Guatapé 220 kV en estado estacionario. las unidades de Ituango serán las de mayor capacidad en el sistema (300 MW)

DFACTS subestaciones Envigado  
y Guayabal 110 kV – Etapa 1.  
**FPO:** 01/01/2023

Mitiga restricciones en la red de Medellín: Ancón Sur - Miraflores 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV y Occidente - Heliconia 230 kV / Ancón Sur - Envigado 110 kV .

# Impacto proyectos en el SIN años 2022 - 2023

## Área Oriental

Transformadores Santa Helena 1 y 2  
230/115 kV **FPO:** Tercer trimestre 2022

Subestación Catama 115 kV  
**FPO:** 30/12/2022

Elimina algunas restricciones asociadas a la importación de la subárea, mejora el control de tensión en nodos de la subárea, Hasta la entrada de la subestación Catama 115 kV puede activarse restricción por sobrecarga del circuito Santa Helena - Ocoa 1 115 kV ante N-1 de un ATR de Villavicencio 230/115 kV y del circuito Reforma - Suria 230 kV

Segundo transformador Nueva  
Esperanza 500/115 kV  
**FPO** 31/12/2023

Mejora el soporte de tensión en la red de 115 kV de Bogotá. El impacto considerable de este proyecto se observa con la entrada en operación el circuito Virginia – Nueva Esperanza 500 kV.

## Área Suroccidental

Subestación Renacer 230 kV Etapa final  
**FPO:** 31/12/2022

Mejora la confiabilidad de la carga del Putumayo, mitiga la activación de restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en la red de Cauca-Nariño.

Aumento de capacidad de los TC's de  
300/5 a 600/5 A S/E Pasto, Catambuco,  
San Martín, Rio Mayo y El Zaque  
**FPO:** 01/12/2023

Elimina las restricciones asociadas a sobrecarga por contingencia sencilla en los circuitos entre estas subestaciones, mitigando la programación de techos asociados a importación y exportación de potencia entre Colombia y Ecuador

# Impacto proyectos en el SIN años 2022 - 2023

## *Área Nordeste*

Interconexión Casanare – Vichada  
El circuito Yopal – Paz de Ariporo  
115 kV se secciona para conectar  
las nuevas subestaciones Yopalosa,  
San Luis y Santa Rosalía a 115 kV  
**FPO:** 22/04/2022

Se incrementa de manera radial la carga en la subestación Yopal 115 kV, atendiendo por el circuito que va hacia Paz de Ariporo 115 kV, cargas adicionales en Yopalosa, San Luis y Santa Rosalía a 115 kV.

Circuito La Loma - Sogamoso 500 kV  
**FPO:** 31/12/2023

Aumenta el perfil de tensión de los nodos de la red 500 kV, se espera un mayor uso de los reactores de Sogamoso 500 kV, 230 kV y Ocaña 13.8 kV para el control de tensión, se tendrá.

# Recomendaciones

## A los agentes:

- Validar constantemente el avance de los proyectos y actualizar con la mejor información disponible el portal de proyectos del MDC.
- Revisar los supuestos a considerar en los estudios de planeamiento y retroalimentar al CND sobre cualquier diferencia que se identifique en magnitud de demanda, fecha de proyectos y obras, etc.  
[www.xm.com.co](http://www.xm.com.co) -> *Planeación* -> *Planeamiento mediano plazo* -> *Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo (IPOEMP)*
- Revisar los resultados de los análisis y cambios esperados en la operación del sistema en el horizonte de análisis, con el fin de que sean incorporados en sus procesos de ser necesario.
- Revisar las señales de agotamiento de red que se generan en el informe y validarlos con sus estudios y planes de expansión, con el fin de definir oportunamente acciones de control.
- A los promotores de proyectos FERNC, evaluar con sus fabricantes las características eléctricas del nodo donde se conectarán y enviar al CND la mejor información posible de los modelos e información de detalle de la red de conexión de los proyectos, para ser incorporados en los estudios.

# Recomendaciones

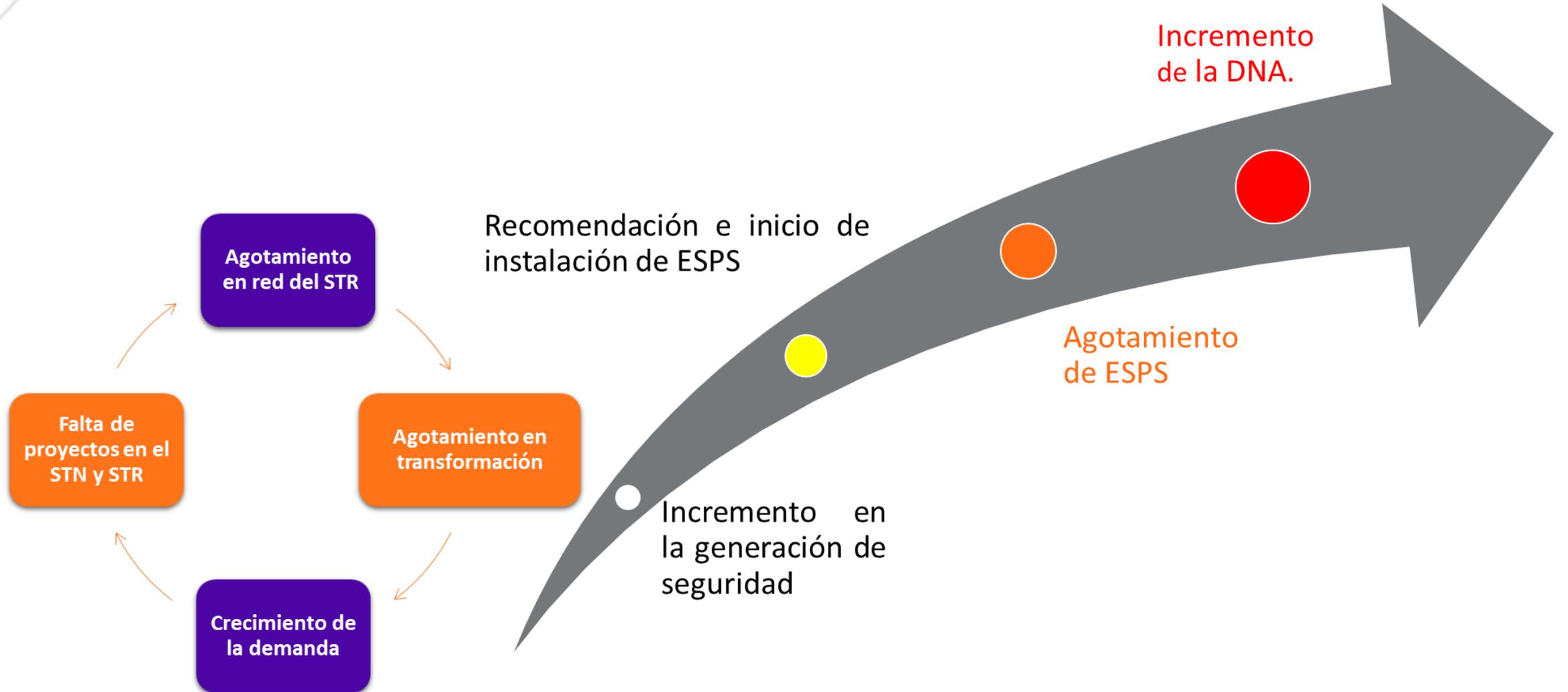
## A la UPME:

- Incorporar en el plan de expansión nuevos equipos con capacidad de aporte de corriente de cortocircuito, que permitan una operación segura en el área GCM frente al fenómeno FIDVR. (Compensadores síncronos).
- Monitorear la integración de nuevos proyectos de generación (independientemente de la tecnología) en la red del STR para evitar posibles atrapamientos.
- Hacer uso de las métricas SCR y WSCR en los análisis de planeamiento de la expansión y en la evaluación de puntos de conexión.
- Priorizar proyectos de expansión, que permitan aumentar la fortaleza de red, en las subáreas que presentan bajos niveles de WSCR, como pueden ser: compensación síncrona, generación convencional, redes de transmisión, entre otros. Con el propósito de garantizar la conexión segura de los recursos previstos de generación FERNC y los proyectos futuros.

# Informe Trimestral de Restricciones



# Consideraciones



# Objetivo

- Presentar los análisis realizados por el CND de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 062 de 2000, en particular, en el Artículo 9.

Esquemas suplementarios - ESPS



Radialidades del SIN, cargabilidad mayor al 95%.

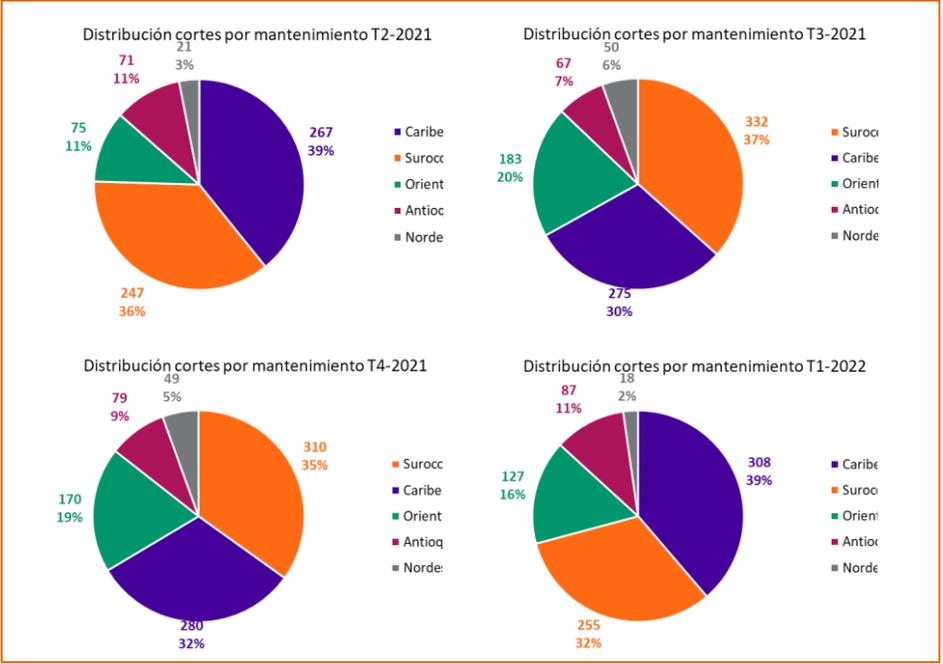
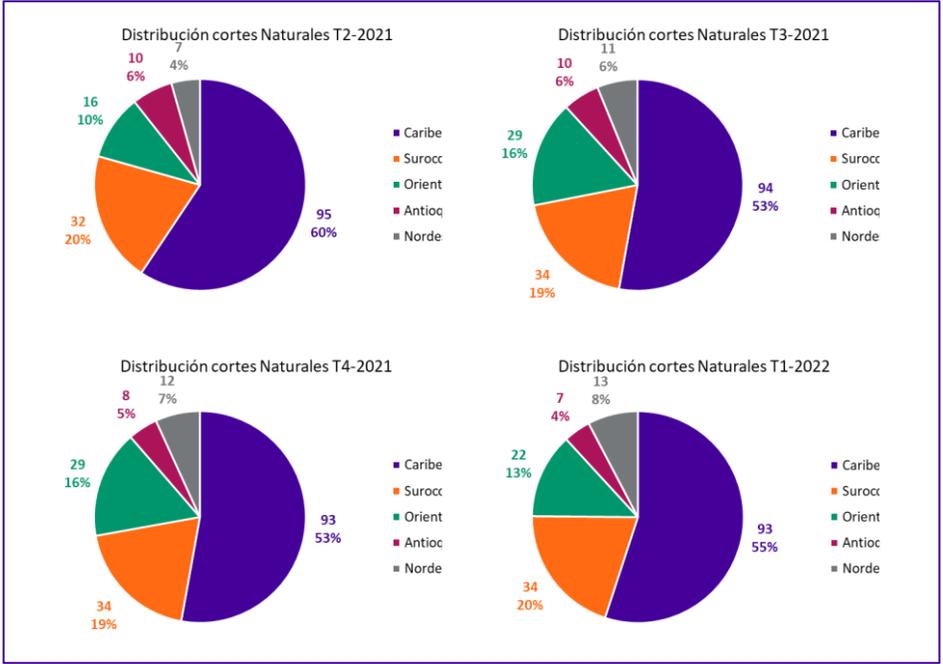
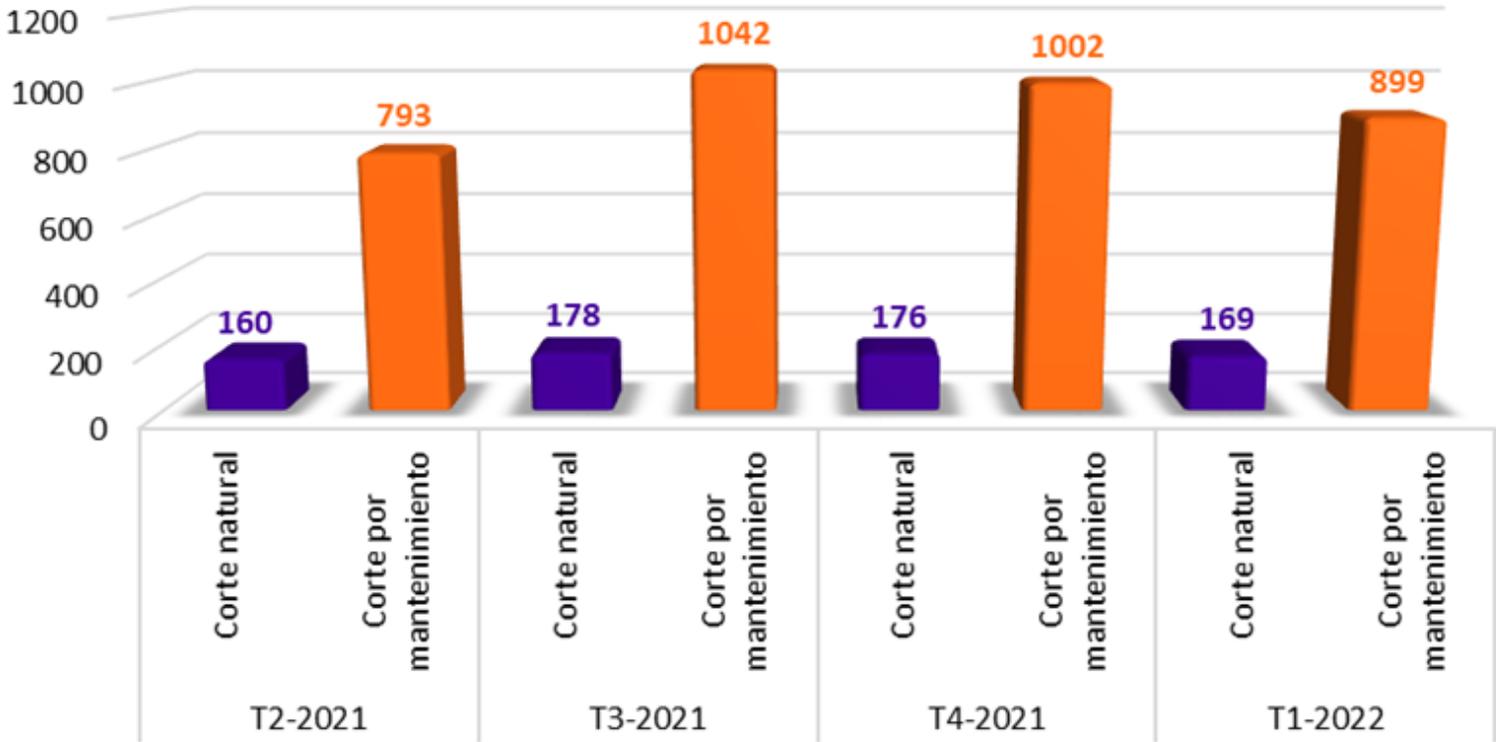


Analizar cortes por encima del 95% del valor nominal y obras de expansión previstas para eliminar o mitigarlos

Costos asociados a generación fuera de mérito

# Evolución cortes activos en el SIN

## Número de cortes activos SIN

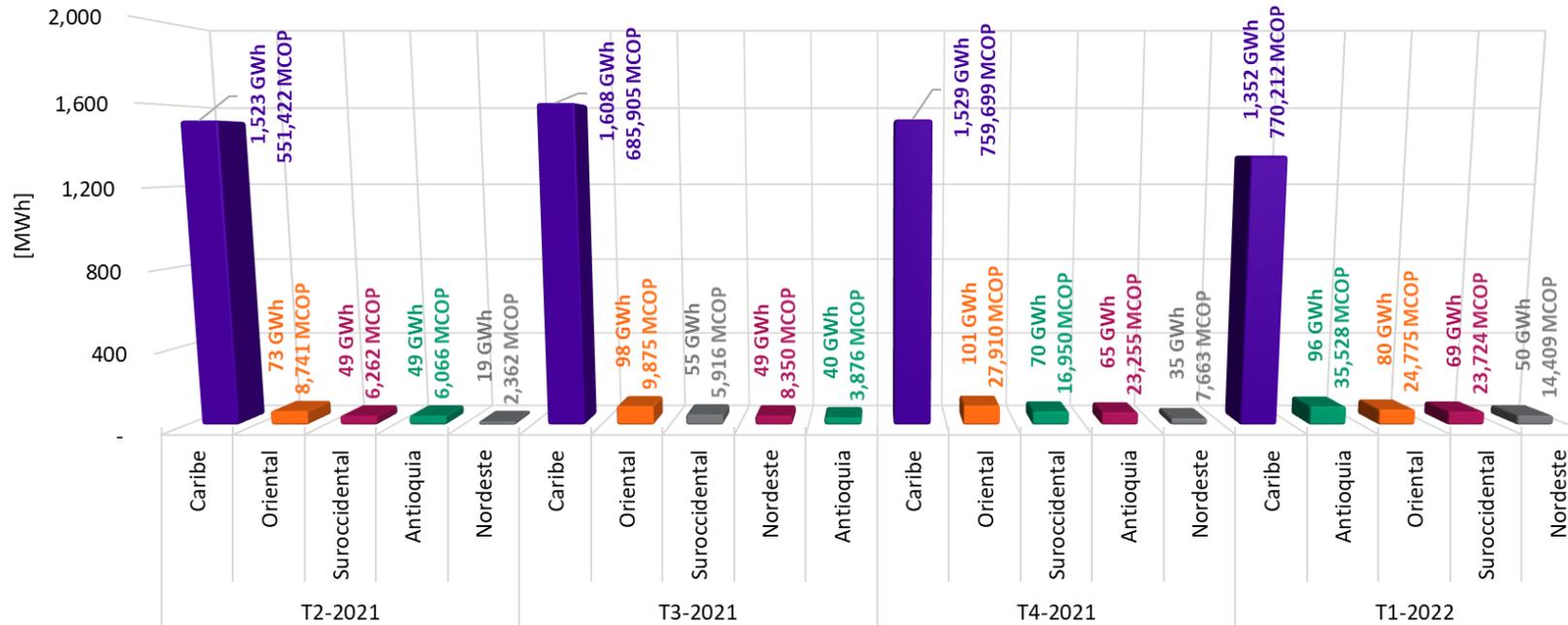


- **Corte activo natural:** corresponde a los reportados en los IPOEMP

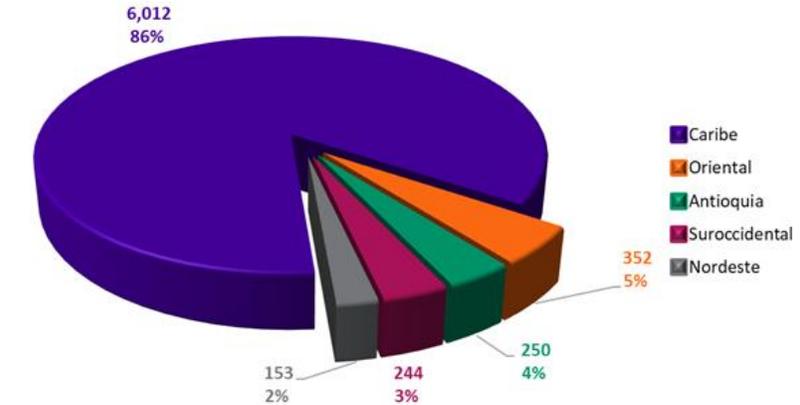
# Evolución energía fuera de mérito



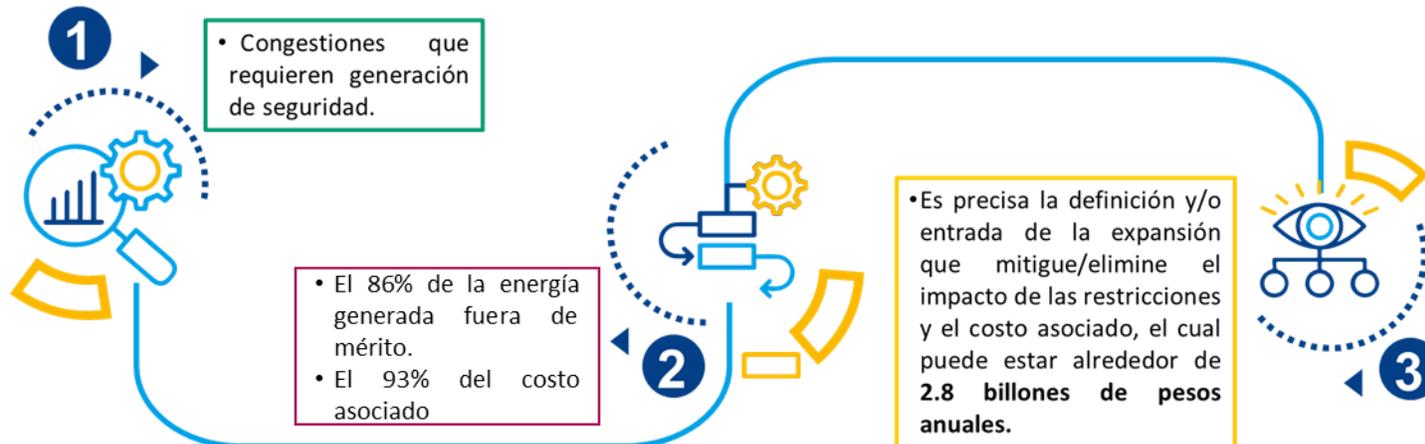
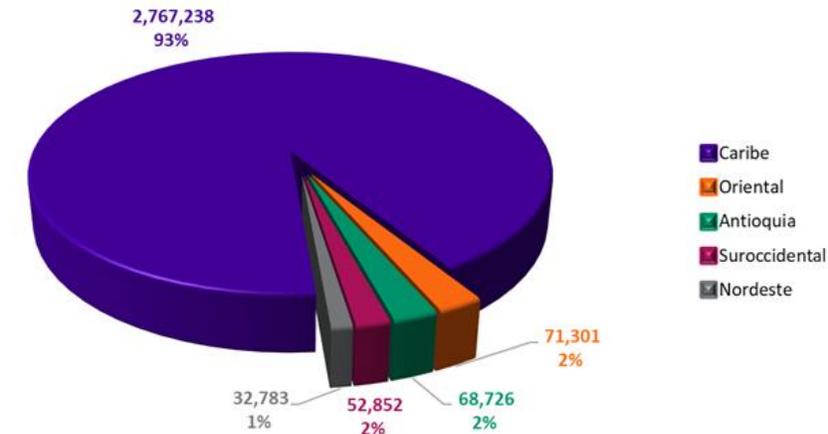
Evolución trimestral RECOMPOS [GWh] / [MCOP]



Distribución RECOMPOS [GWh]



Distribución RECOMPOS [MCOP]



# DNA en el SIN por condición de red radial

## Caribe 17.1 GWh (53%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA [% SIN]
GCM	7,117	22%
Bolívar	6,634	20%
Córdoba-Sucre	2,803	9%
Cerromatoso	402	1%
Atlántico	174	1%

## Antioquia 0.6 GWh (2%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA [% SIN]
Antioquia	583	2%

## Sur 4.7 GWh (15%)

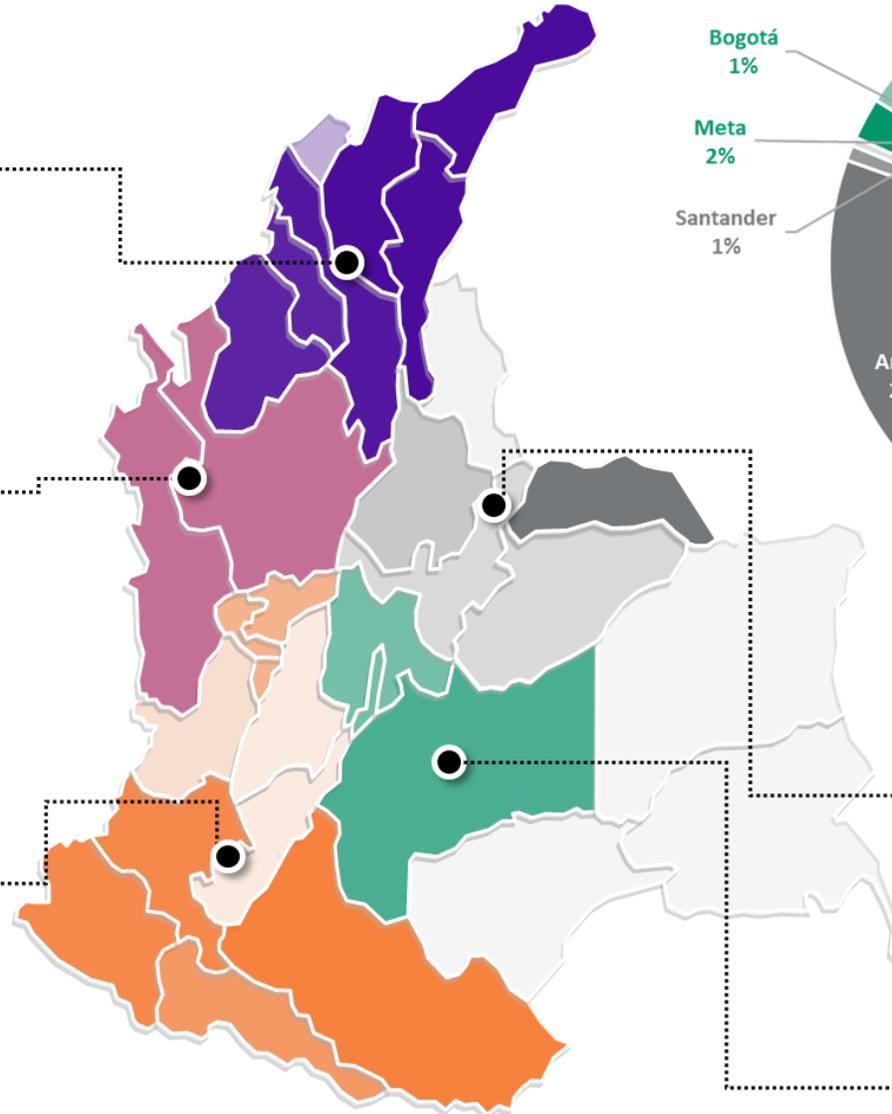
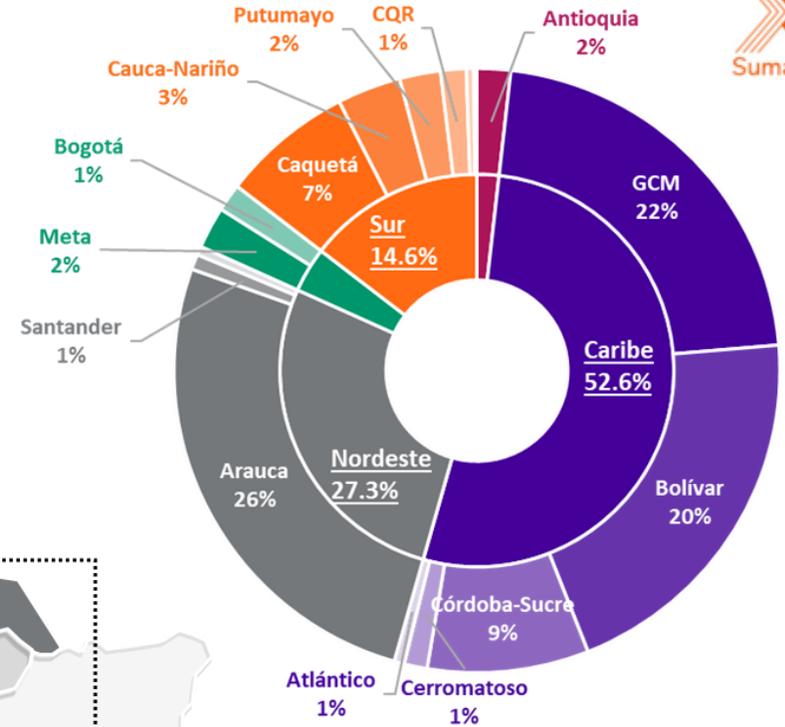
Subárea	DNA [MWh]	DNA [% SIN]
Caquetá	2,291	7%
Cauca-Nariño	1,108	3%
Putumayo	711	2%
CQR	444	1%
Valle	128	0%
Huila-Tolima	55	0%

## Nordeste 8.9 GWh (27%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA [% SIN]
Arauca	8,482	26%
Santander	266	1%
Boyacá-Casanare	150	0%
Norte de Santander	-	0%

## Oriental 1.2 GWh (4%)

Subárea	DNA [MWh]	DNA [% SIN]
Meta	728	2%
Bogotá	479	1%



T2-2021

T1-2022

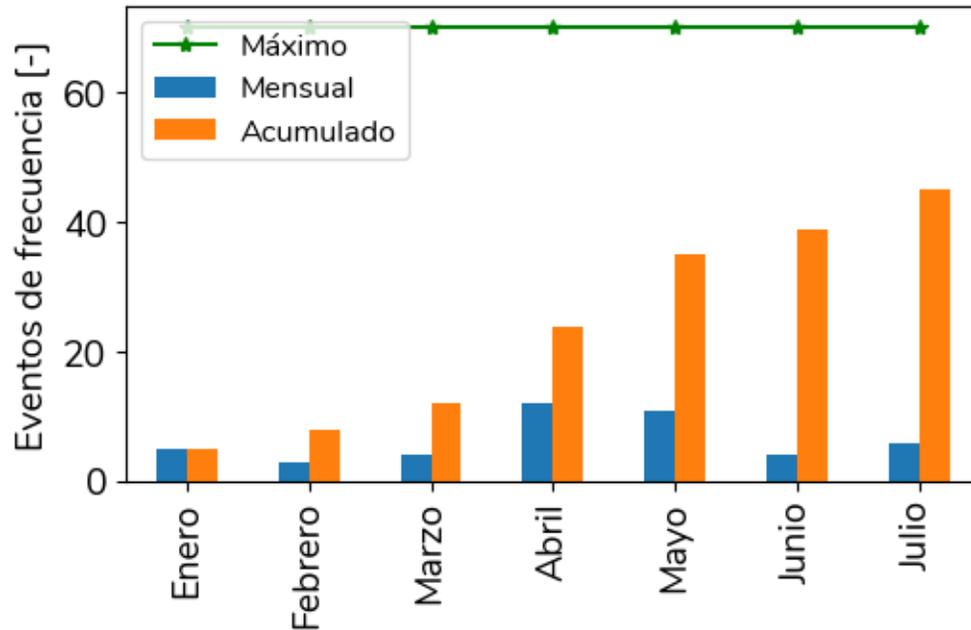
A photograph of a wind farm at sunset. The sky is a mix of orange and purple, and the wind turbines are silhouetted against it. In the foreground, two workers wearing hard hats and safety gear are standing in a field of tall grass, looking towards the turbines. The image is framed by a dark blue border that tapers to a point on the right side.

# Indicadores de Operación

The logo for 'xm Sumando energías'. The 'x' is formed by several parallel orange lines that converge to the right. The 'm' is a solid white, rounded letter. Below the 'xm' is the text 'Sumando energías' in a white sans-serif font, with 'energías' in orange.

xm  
Sumando energías

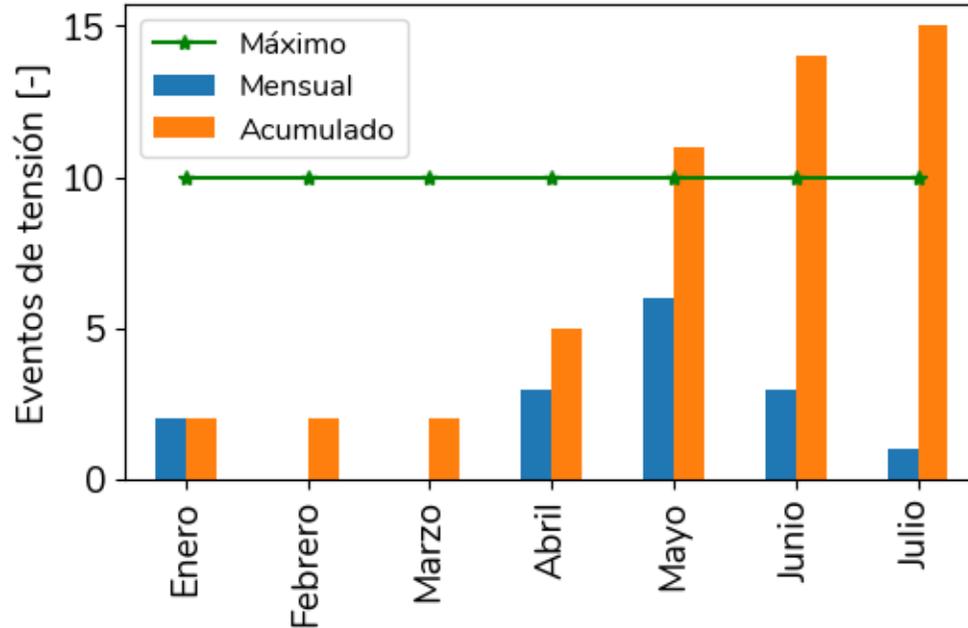
# Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Julio de 2022 se presentaron 6 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2022-07-13 08:14	1.0	59.6	Evento de frecuencia por el disparo de la unidad GECELCA 3.2 durante realización de pruebas con 273 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.632 Hz.	No
2022-07-02 08:29	1.0	59.7	Evento de frecuencia en el SIN por disparo de la unidad de generación QUIMBO 1 con 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.737 Hz.	No
2022-07-02 07:18	1.0	59.7	Evento de frecuencia en el SIN por disparo de la unidad de generación QUIMBO 1 con 200 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.741 Hz.	No
2022-07-12 16:15	1.0	59.8	Evento de frecuencia por el disparo de la unidad GECELCA 3.2 durante realización de pruebas con 230 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.750 Hz.	No
2022-07-12 16:15	1.0	59.8	Evento de frecuencia por el disparo de la unidad GECELCA 3.2 durante realización de pruebas con 230 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.750 Hz.	No

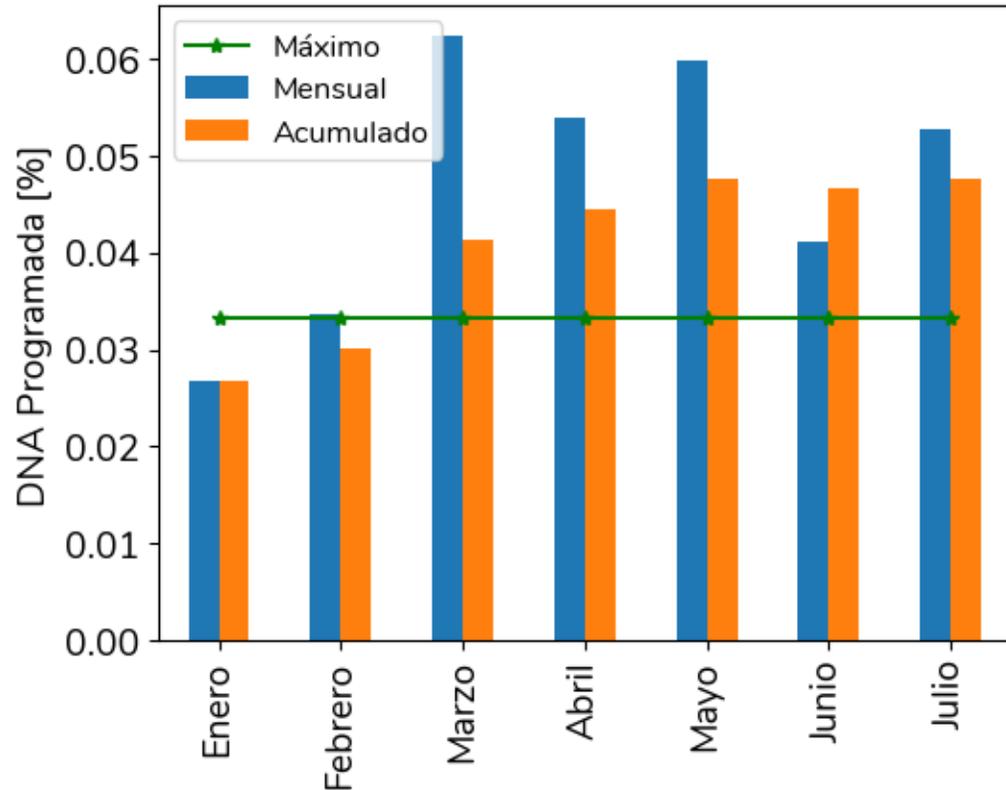
# Eventos de Tensión Fuera de Rango



Fecha/hora	Descripción	Causa
2022-07-22 14:31	Evento de tensión por disparo de los activos BL1 SAN JUAN (SAMPI) A CUESTECITAS 220 KV, SAN JUAN (SAMPI) CAMPO 2M030 220 KV, BL1 SAN JUAN (SAMPI) A VALLEDUPAR 220 KV, SAN JUAN (SAMPI) CAMPO 2M020 220 KV, BL1 CUESTECITAS A SAN JUAN (SAMPI) 220 kV y BL1 VALLEDUPAR A SAN JUAN (SAMPI) 220 kV, dejando sin tensión la subestación SAN JUAN (SAMPI) 220 kV	Evento STN

Durante el mes de Julio de 2022 se presentó un evento de tensión en el sistema

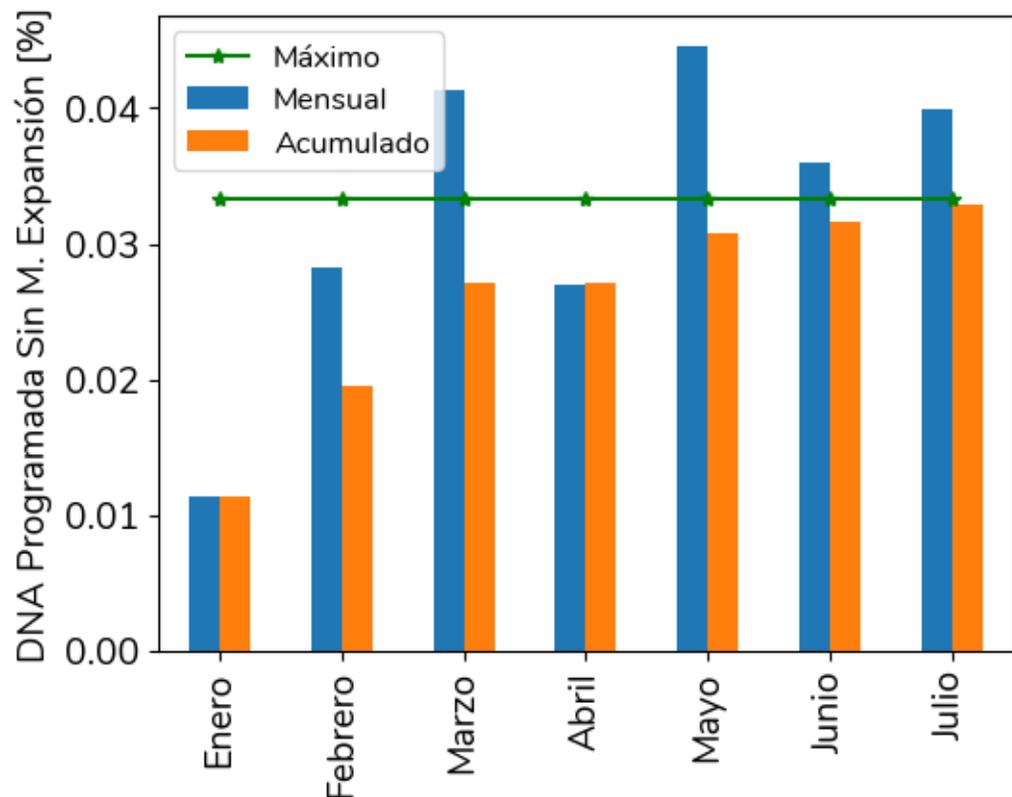
# DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 3.381 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripcion
2022-07-10 04:13	542.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0212210 y C0208558 de los activos BOSTON - CHINU 1 110 kV y BT SIERRA FLOR 1 60 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-07-19 06:36	346.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0212326 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV.
2022-07-04 07:00	312.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206538, C0206561 y C0211527 de los activos RIOHACHA 1 30 MVA 115/34.5/13.2 kV, BT RIOHACHA 1 30 MVA 115 kV y BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-07-10 06:06	283.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207637, C0207638, C0207639 y C0207640 de los activos BL1 VALLEDUPAR A SALGUERO 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV, BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 KV y VALLEDUPAR 9 40 MVA 115/34.5 KV, respectivamente.
2022-07-14 07:03	267.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0212327 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2022-07-12 06:50	207.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0212332 y C0212277 de los activos BARRA EL CARMEN 66 KV y EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV.

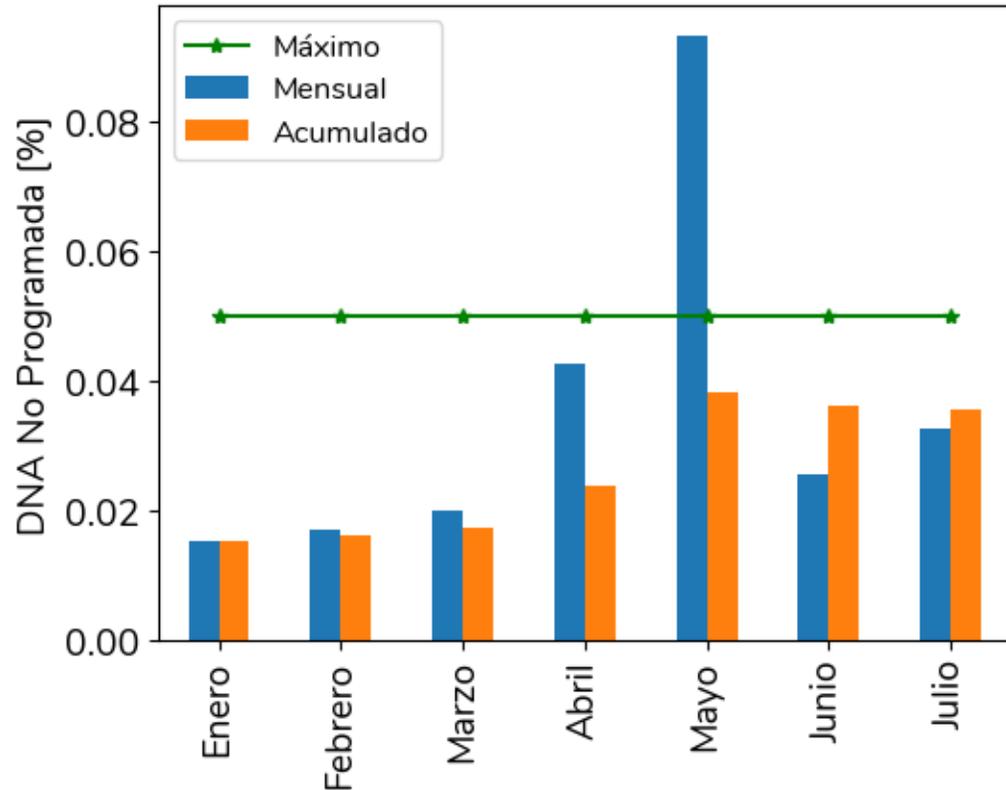
# DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 2.555 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2022-07-19 06:36	346.1	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0212326 del activo EL PASO - EL COPEY 1 110 kV.
2022-07-04 07:00	312.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206538, C0206561 y C0211527 de los activos RIOHACHA 1 30 MVA 115/34.5/13.2 kV, BT RIOHACHA 1 30 MVA 115 kV y BT RIOHACHA 4 30 MVA 110 kV, respectivamente.
2022-07-10 06:06	283.8	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0207637, C0207638, C0207639 y C0207640 de los activos BL1 VALLEDUPAR A SALGUERO 34.5 kV, BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 34.5 KV, BT VALLEDUPAR 9 40 MVA 115 KV y VALLEDUPAR 9 40 MVA 115/34.5 KV, respectivamente.
2022-07-14 07:03	267.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0212327 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2022-07-12 06:50	207.9	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0212332 y C0212277 de los activos BARRA EL CARMEN 66 KV y EL CARMEN - TOLUVIEJO 1 110 kV.
2022-07-03 08:05	186.2	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0206529 y C0206504 de los activos BT VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110 kV y VEINTE DE JULIO 2 50 MVA 110/13.8 kV respectivamente.

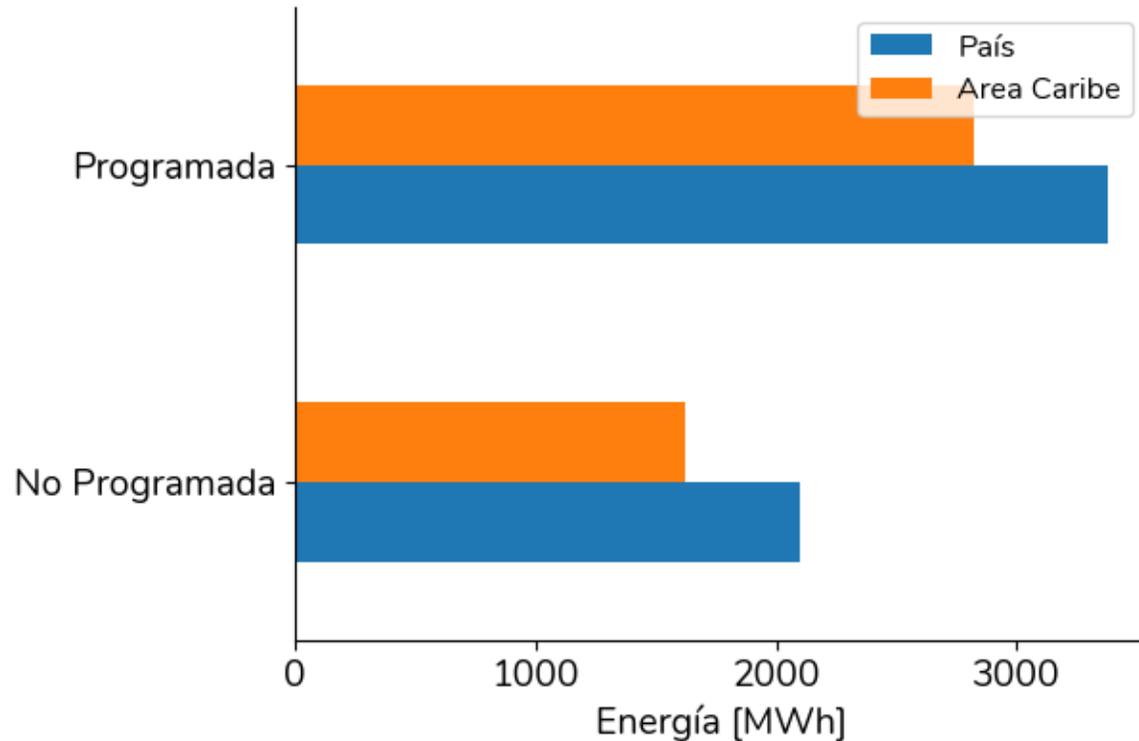
# DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 2.097 GWh en el mes de Julio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

Fecha/hni	Energía	Descripción
2022-07-27 00:00	363.4	Continúa demanda no atendida por disparo de los activos RIOHACHA 1 30 MVA 110/13.8 kV, RIOHACHA 4 30 MVA 110/13.8 kV y RIOHACHA 5 20 MVA 110/13.8 kV.
2022-07-03 05:10	215.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación emergencia C0212308 del activo VALLEDUPAR - CODAZZI (CESAR) 1 110 kV.
2022-07-19 08:54	178.1	Demanda no atendida por apertura de emergencia del activo BT ZARAGOCILLA 3 35 MVA 66 KV.
2022-07-22 01:57	133.7	Demanda no atendida por disparo de los activos BL1 TERNERA A ZARAGOCILLA 66 kV, BL1 PROELECTRICA A CARTAGENA 66 kV, BL2 PROELECTRICA A CARTAGENA 66 kV, BL1 MEMBRILLAL A PROELECTRICA 66 kV, BL1 BOSQUE A BOCAGRANDE 66 kV, BL1 BOCAGRANDE A CARTAGENA 66 kV, CARTAGENA 4 150 MVA 220/66/13.78 kV y BT CARTAGENA 5 100 MVA 66 kV, dejando sin tensión las S/Es CARTAGENA 66 kV, BOCAGRANDE 66 kV y ZARAGOCILLA 66 kV.
2022-07-17 07:11	127.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación de emergencia C0205102 del activo BT AGUACHICA 31 32 MVA 115 kV.

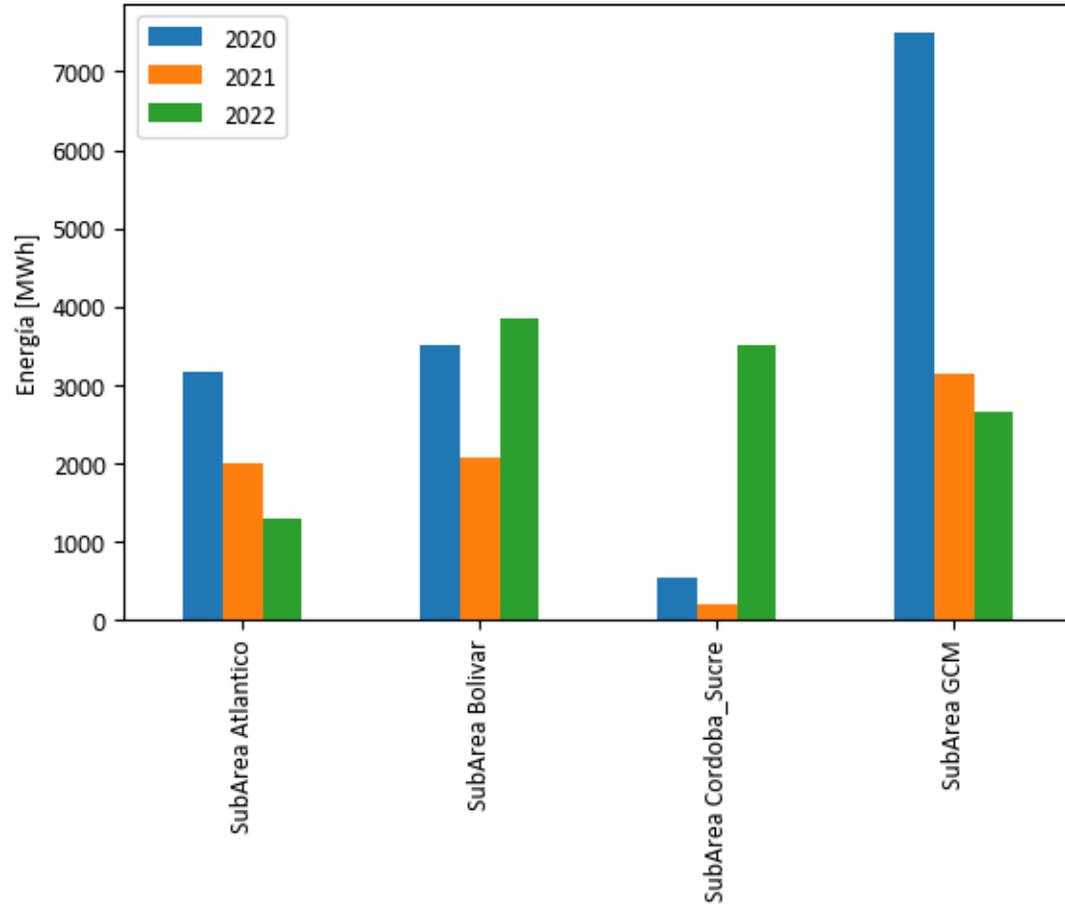
# DNA Caribe vs. País



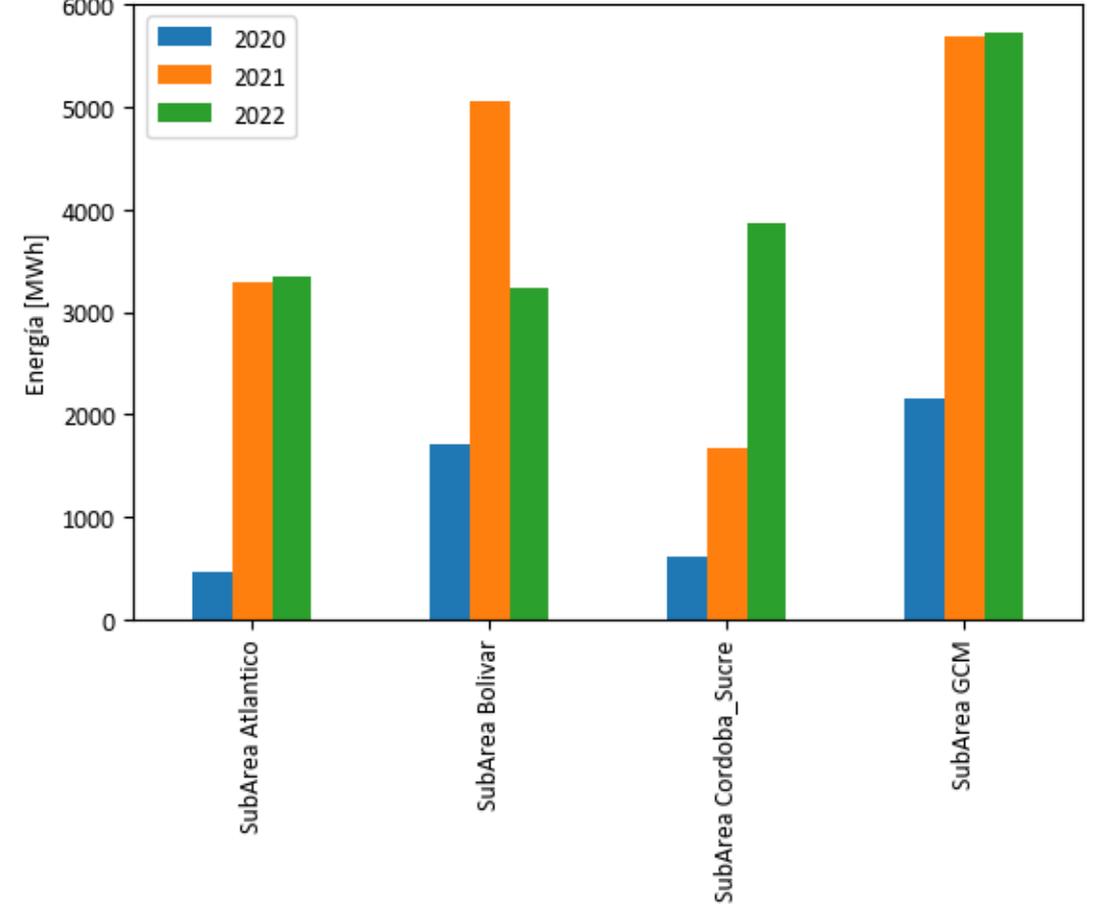
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fue de 2.825 GWh, siendo un 83.55% de la demanda no atendida programada nacional (3.381 GWh) para el mes de Julio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fue de 1.624 GWh, siendo un 77.43% de la demanda no atendida no programada nacional (2.097 GWh) para el mes de Julio.

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



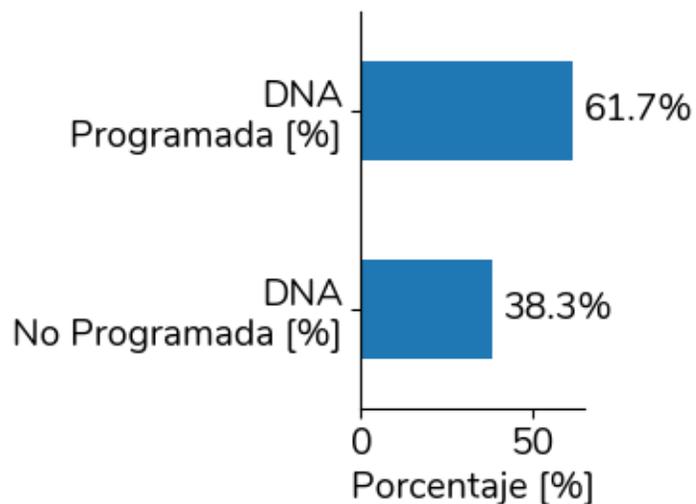
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 31 de Julio



# Resumen – Demanda no atendida

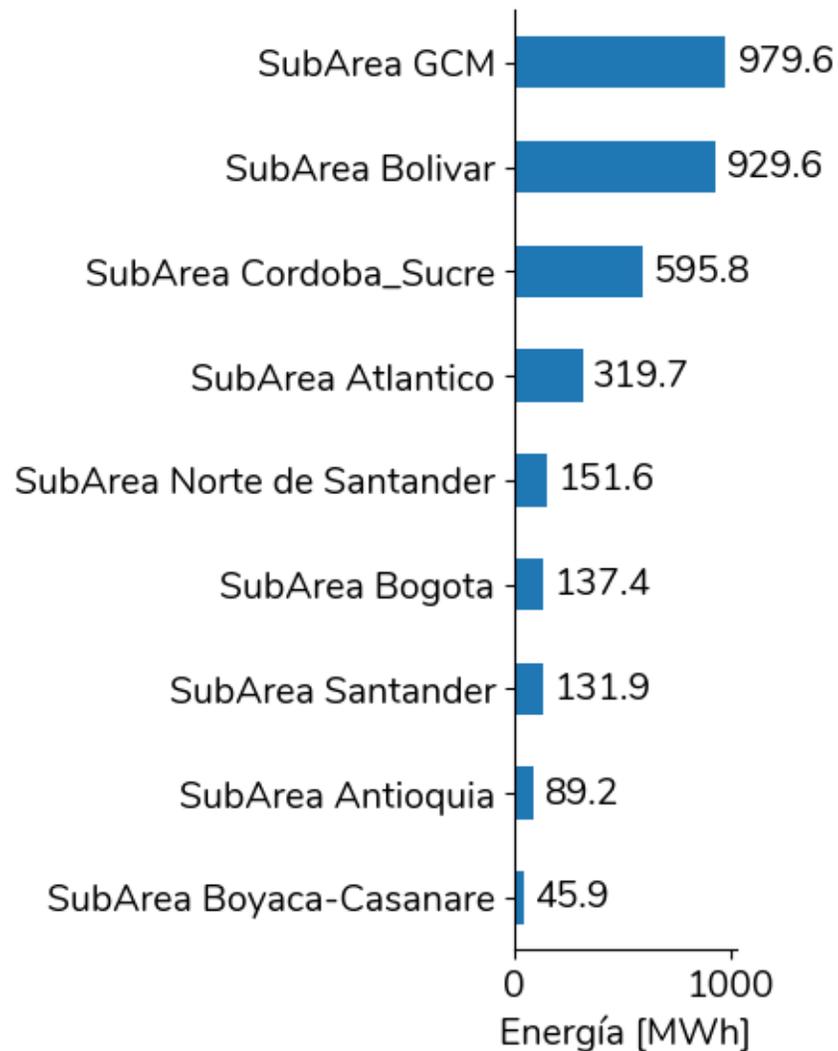


## % DNA

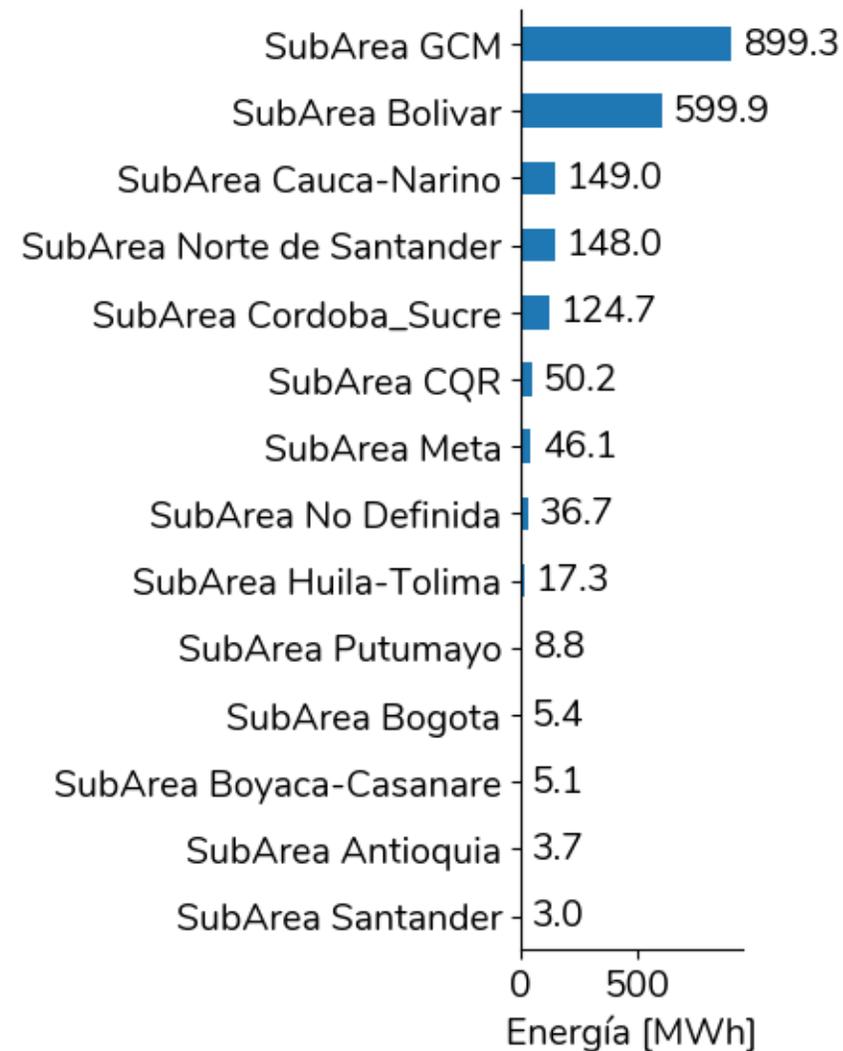


El total de demanda no atendida en Julio fue 5.48 GWh

## DNA Programada



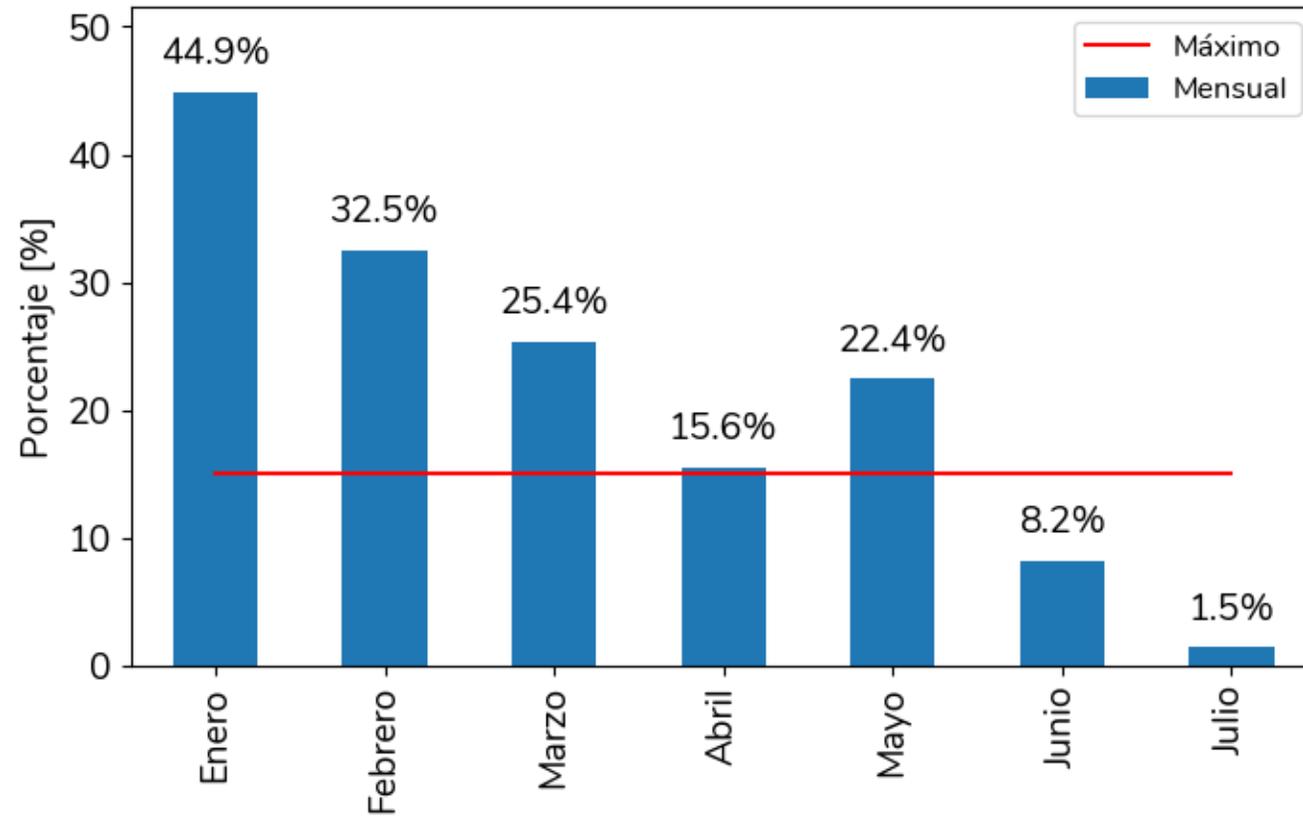
## DNA No Programada



# Desviación Plantas Menores



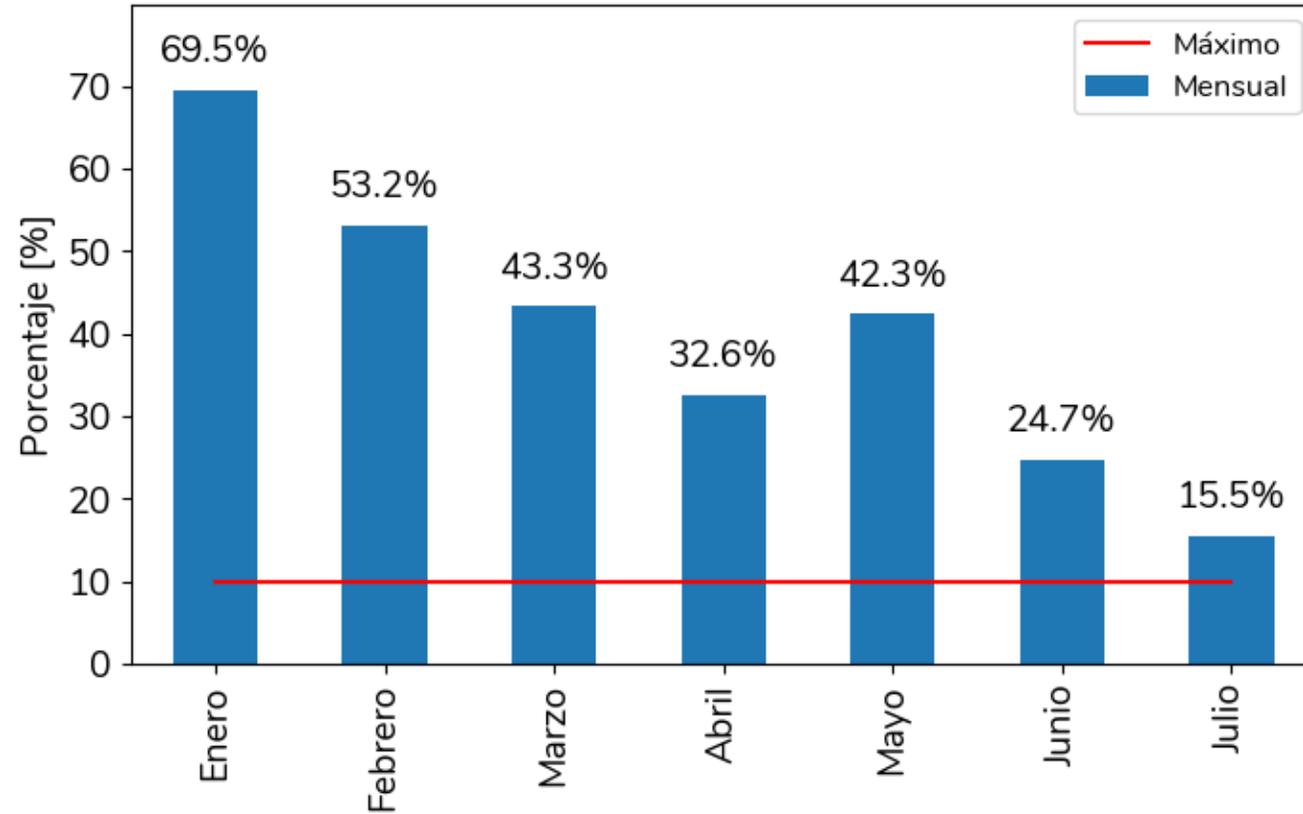
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



# Desviación Plantas Menores



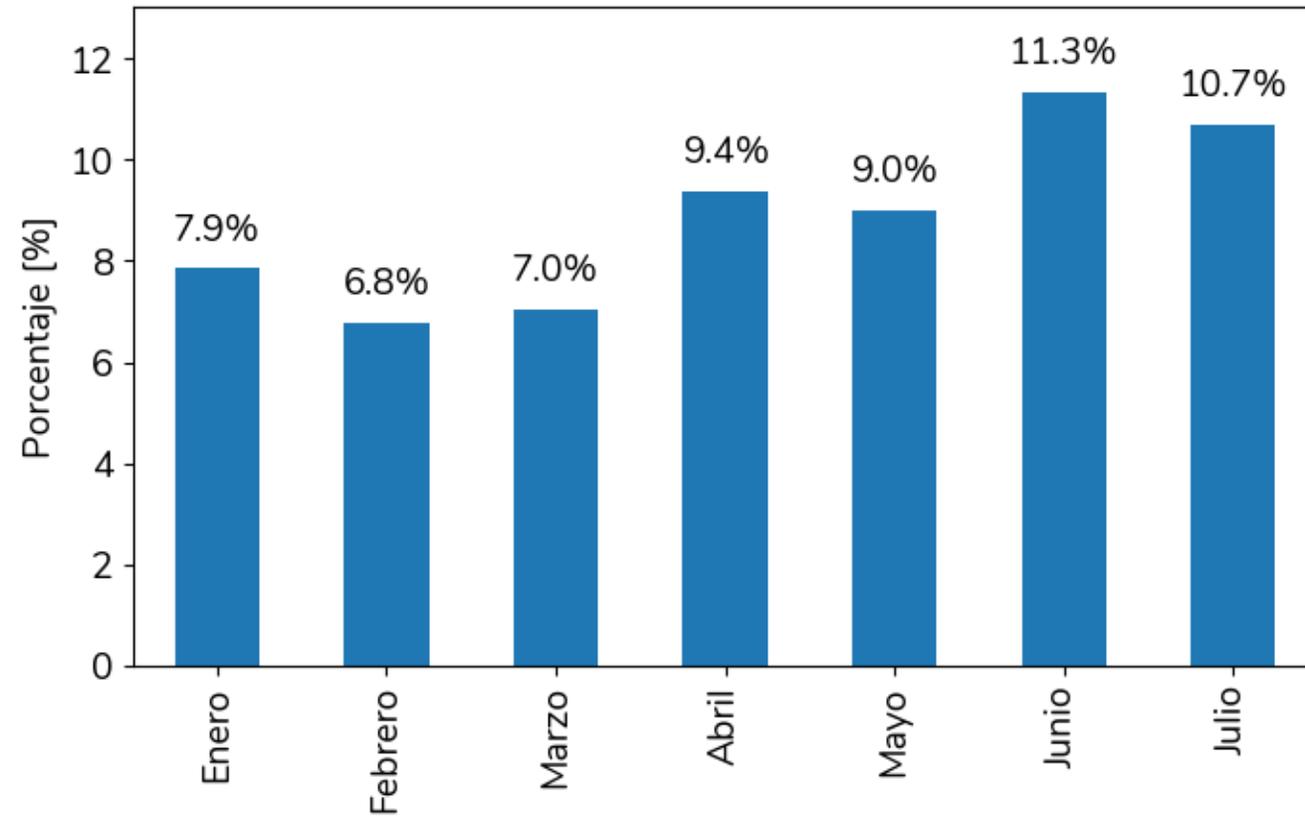
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 10%



# Participación PNDC en la generación total del SIN

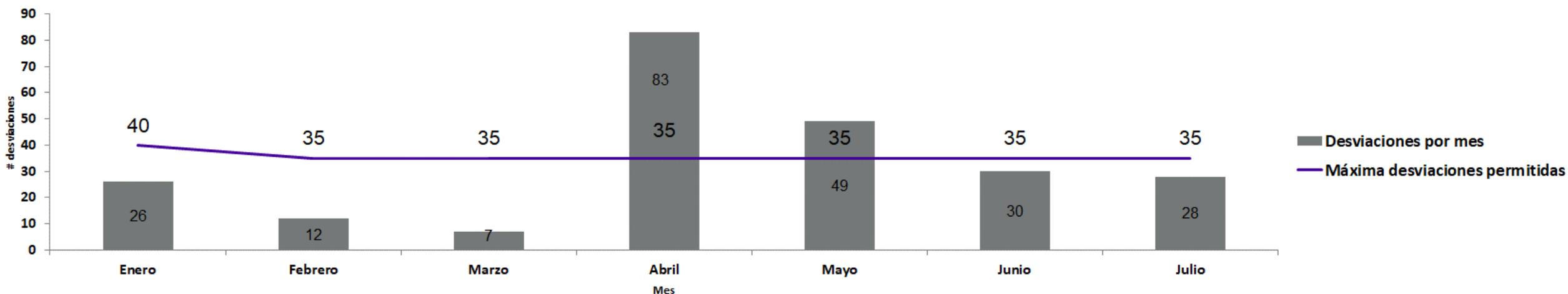


Participación PNDC en la generación total del SIN

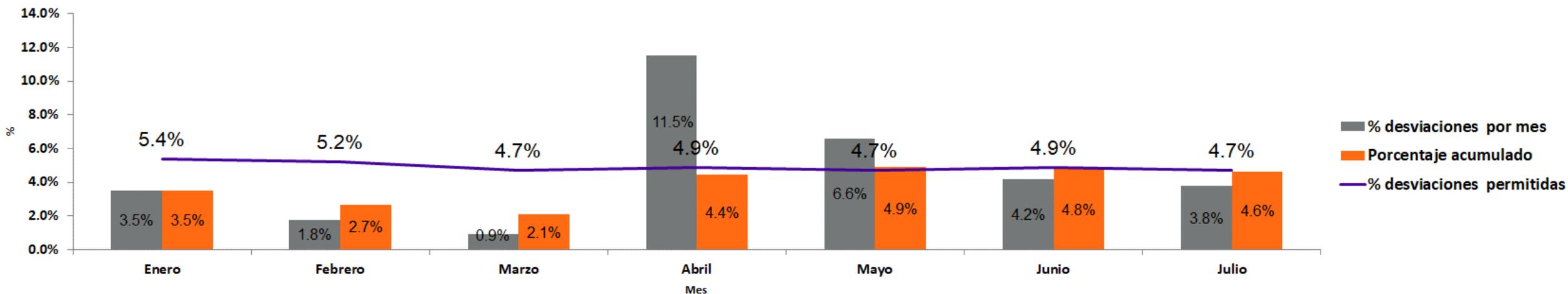


# Indicador de calidad del pronóstico oficial junio 2022

## Número de desviaciones mayores al 5%

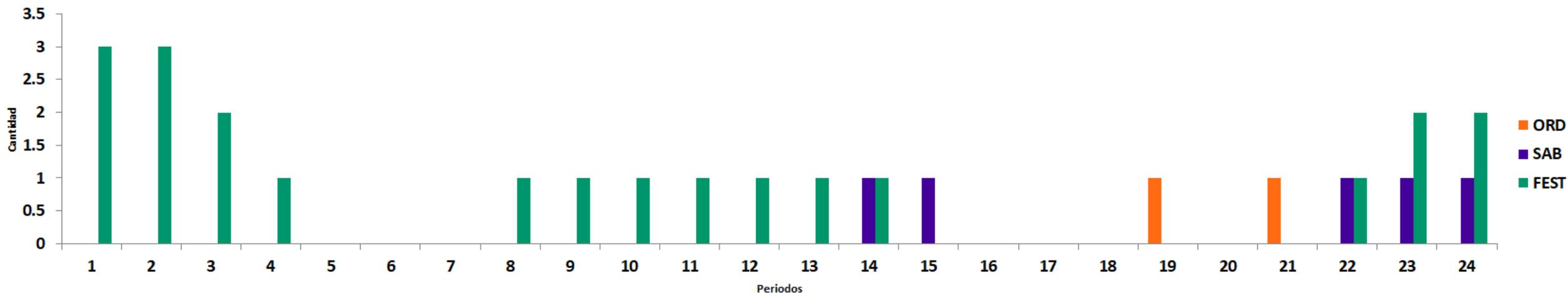


## Porcentaje de desviaciones mayores al 5% por mes y acumulado

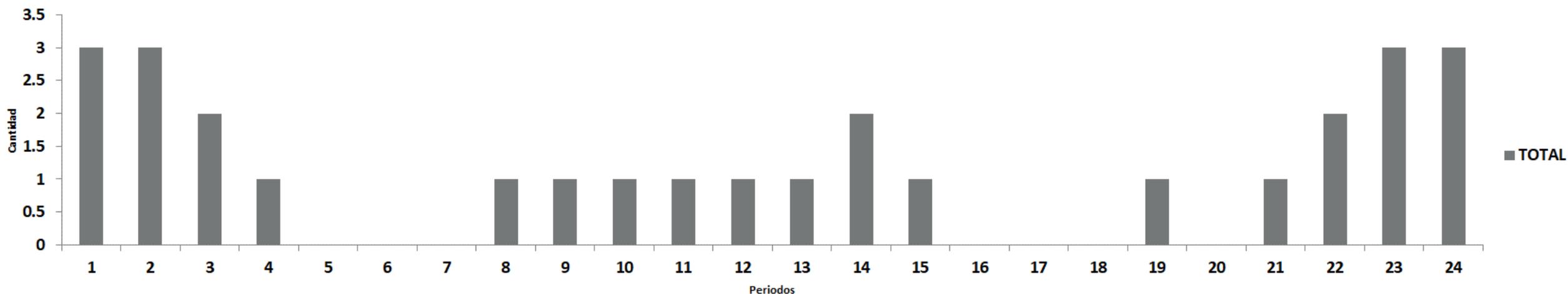


# Indicador de calidad del pronóstico oficial julio 2022

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

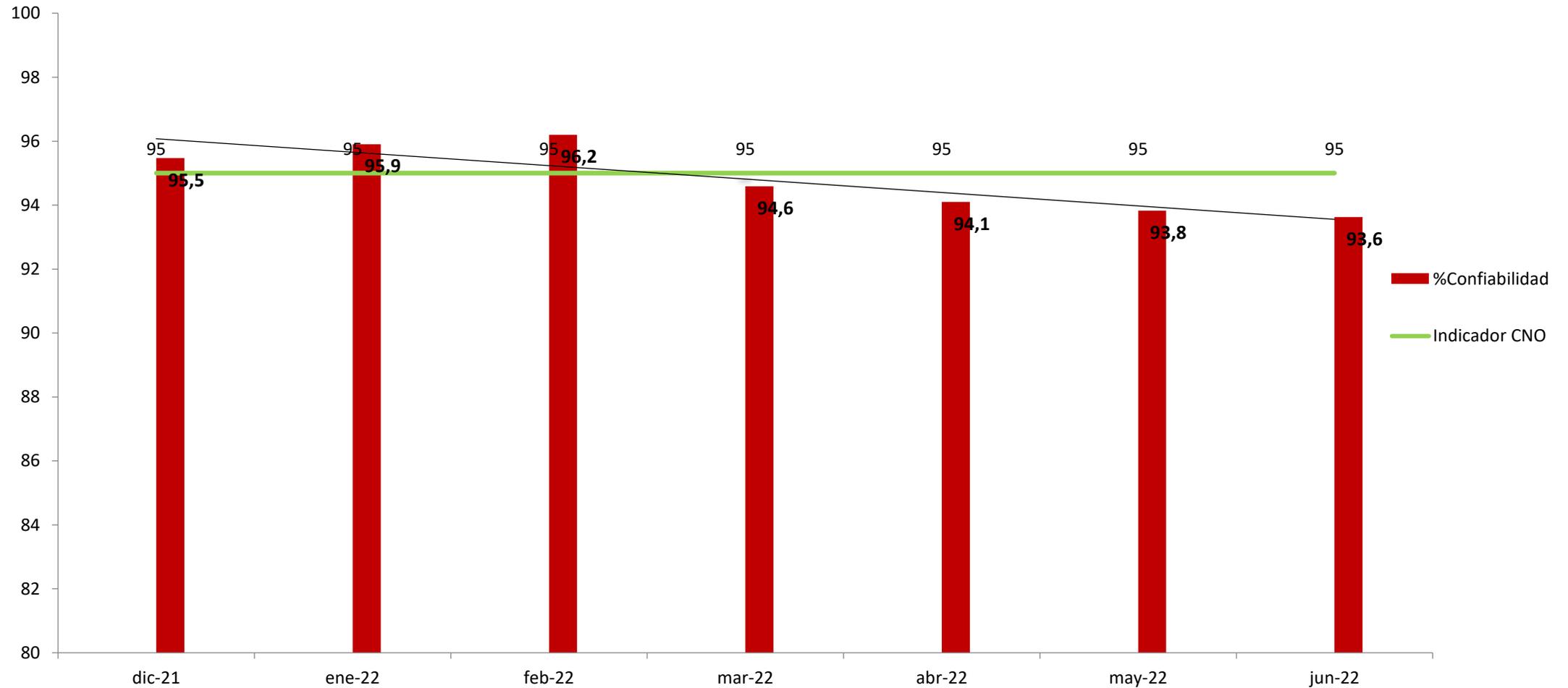


### Desviaciones totales superiores al 5% para el SIN



# Indicador de calidad de la supervisión

## Indicador de calidad de la Supervisión



\*Información correspondiente al indicador del mes de junio de 2022

# Reserva GCM menor al 10%

Día	Periodos menor al 10%	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24	
01-jul																										
02-jul																										
03-jul																										
04-jul																										
05-jul	21																									
06-jul	21																									
07-jul	21																									
08-jul	1-2-3, 11 al 24	■	■	■								■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
09-jul	1	■																								
10-jul																										
11-jul	21																									
12-jul	21																									
13-jul	20,21																									
14-jul	20,21,22,23																									
15-jul	20,21																									
16-jul	20,21																									
17-jul	21																									
18-jul	20,21																									
19-jul	20,21,22,23																									
20-jul	20,21,22,23																									
21-jul	20,21,22,23																									
22-jul	20-21-22-23																									
23-jul	19,20,21,22,23																									
24-jul	19,20,21,22,23																									
25-jul	20,21,22,23,24																									
26-jul	19,20,21,22,23																									
27-jul	19,20,21,22,23																									
28-jul	19,20,21,22,23																									
29-jul	19,20,21,22,23																									
30-jul	20,21																									
31-jul	20,21																									

**GRACIAS**



# Anexos



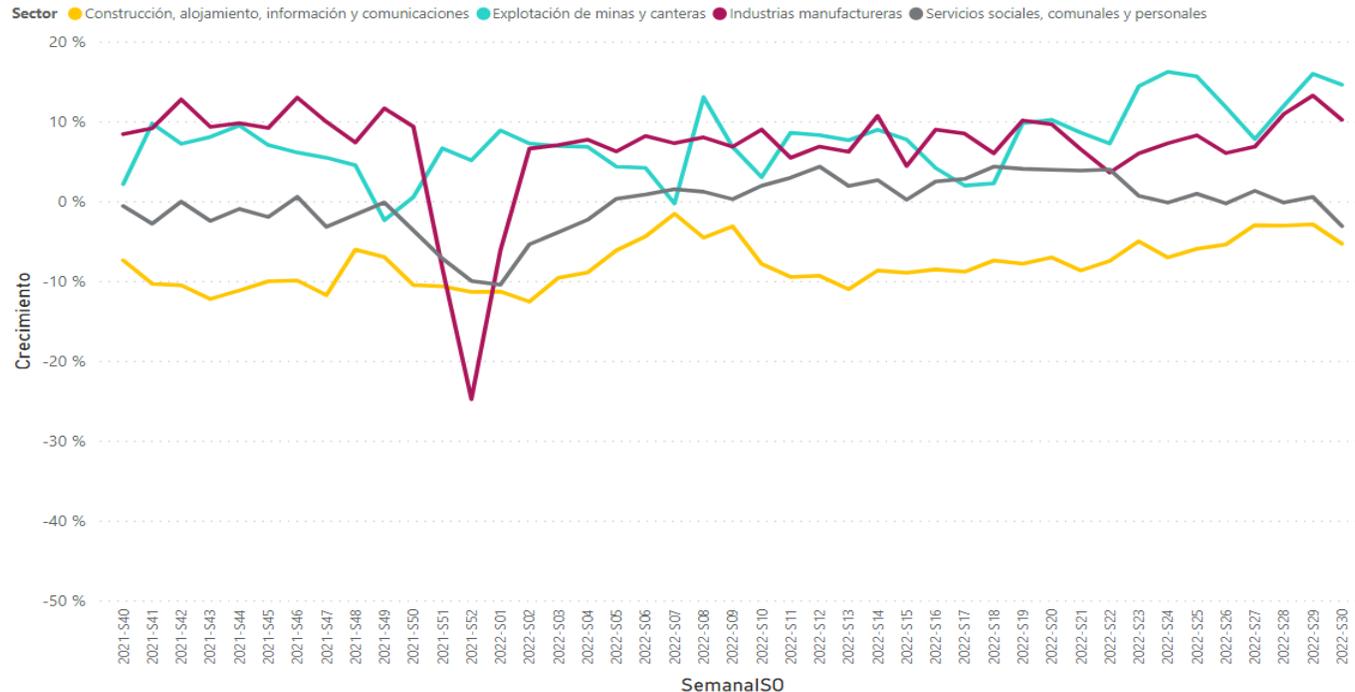
# Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2021-07	Demanda [GWh] 2022-07	Variación [%]	Participación [%]
No Regulado	2001.05	2076.24	7.35%	32.72%
Regulado	4341.74	4268.9	1.76%	67.28%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2021-07	Demanda [GWh] 2022-07	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	453.03	547	24.79%	26.35%
Transporte y almacenamiento	40.71	43.04	9.52%	2.07%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	129.14	134.89	7.97%	6.5%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	111.13	114	6.22%	5.49%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	71.54	72.05	4.46%	3.47%
Servicios sociales, comunales y personales	135.68	136.91	4.31%	6.59%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	33.51	33.67	3.84%	1.62%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	110.59	108.71	1.73%	5.24%
Industrias manufactureras	915.72	885.97	0.0%	42.67%

# Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas\*

## Evolución actividades económicas - Semanal



La participación de estas actividades en la demanda industrial (No Regulada) del 16 marzo de 2020 al 28 de julio de 2022 fue del 43.5% del sector de industrias manufactureras; el 24.8% de la explotación de minas y canteras; el 6.5% de los sectores de construcción, alojamiento, información y comunicaciones; y el 6.9% de los servicios sociales, comunales y personales.

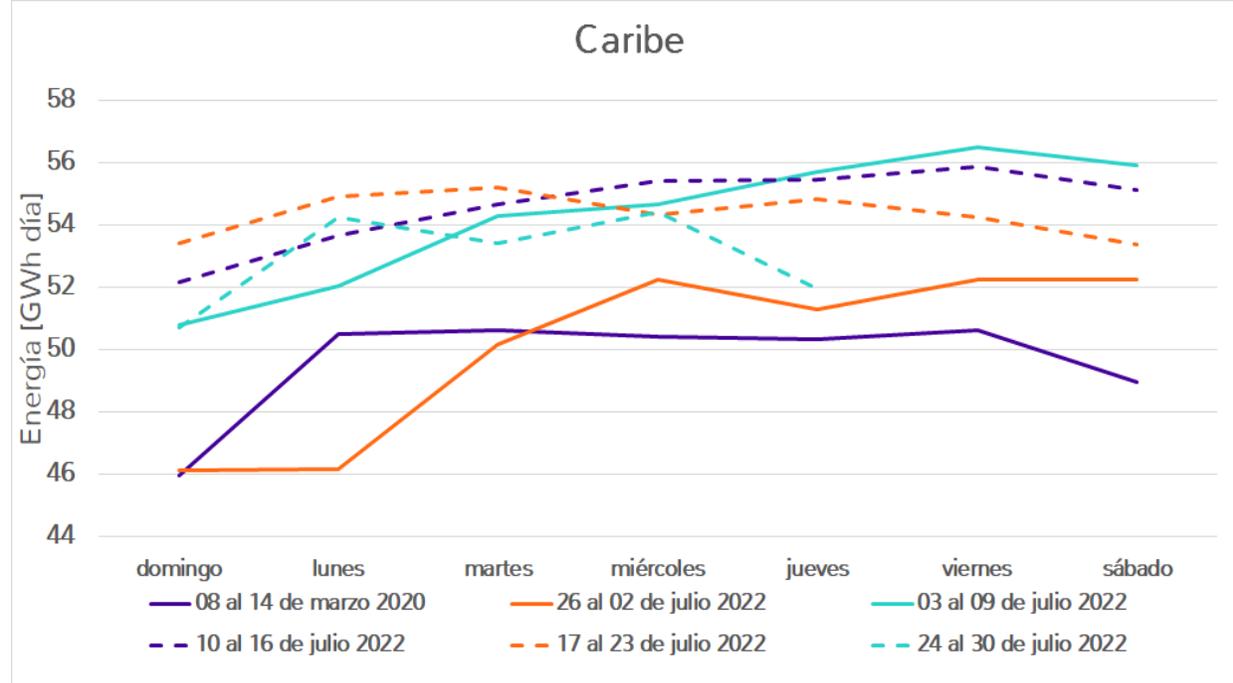
Para la **semana del 25 al 31 de julio de 2022 (2022-S30)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 10.19% y 14.58% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** se han logrado recuperar para dicha semana con crecimiento de -3.11%; Sin embargo, las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -5.32% para esta misma semana.

\*Información hasta el 28 de julio de 2022

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

# Caribe\*

## Caribe



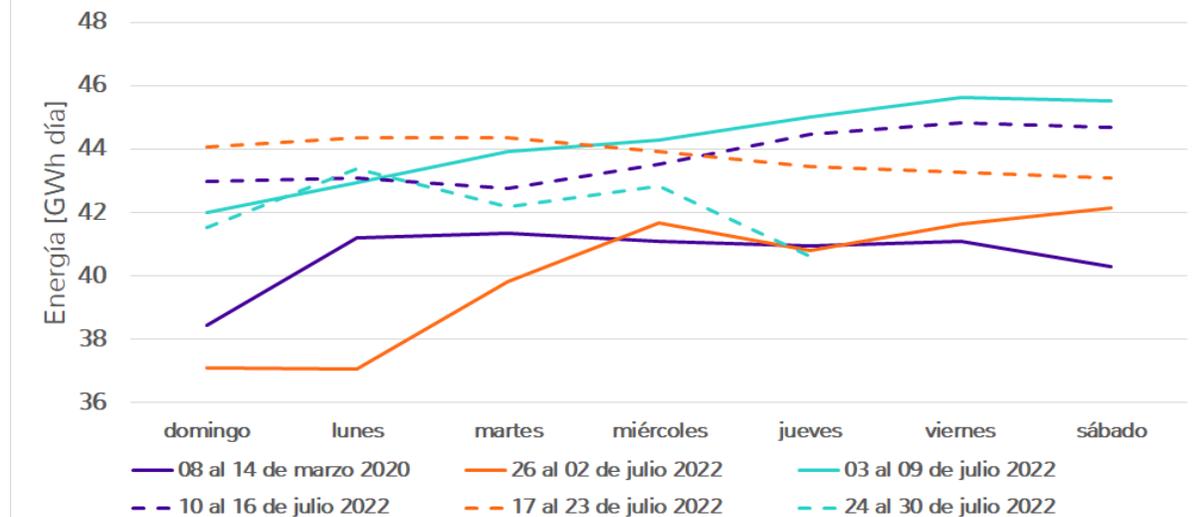
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 9.8% para la semana del 17 al 23 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

## Caribe No Regulado



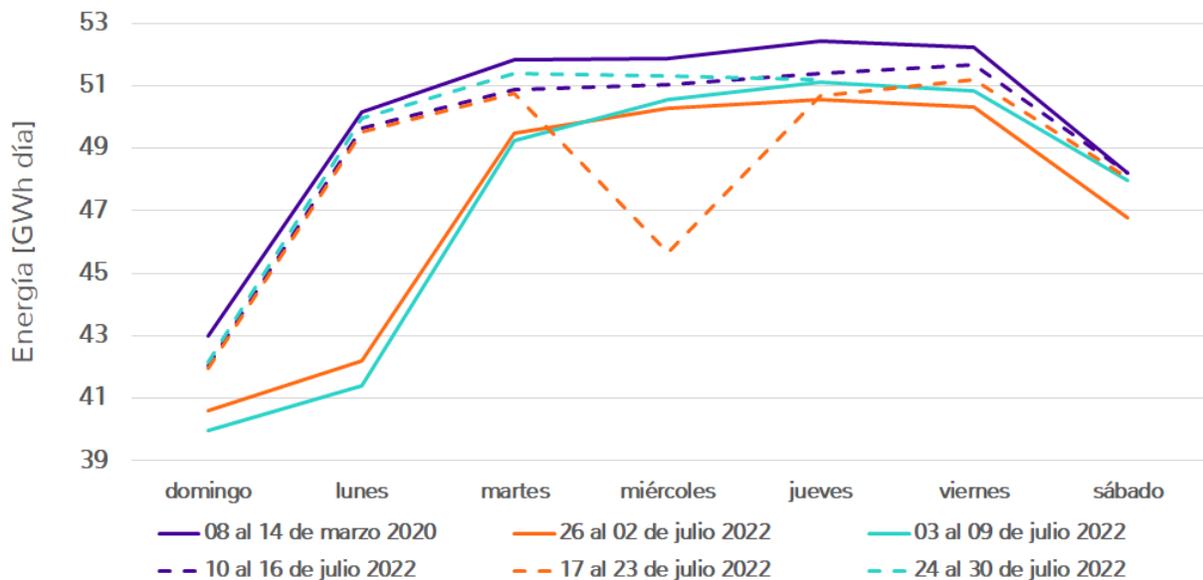
## Caribe Regulado



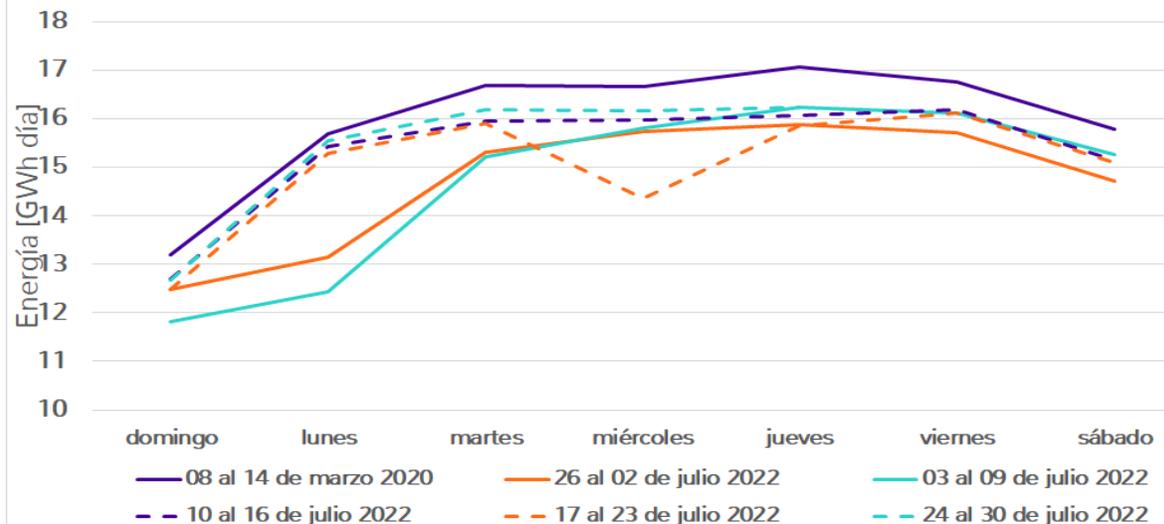
\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

# Cundinamarca y Meta\*

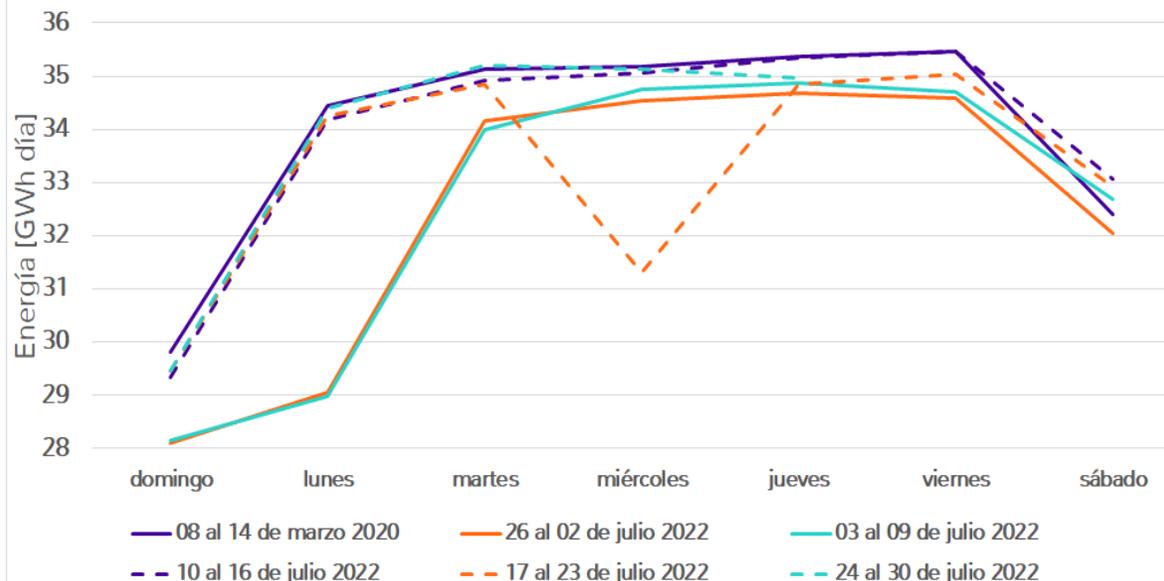
## Cundinamarca y meta



## Cundinamarca y meta No Regulado



## Cundinamarca y meta Regulado

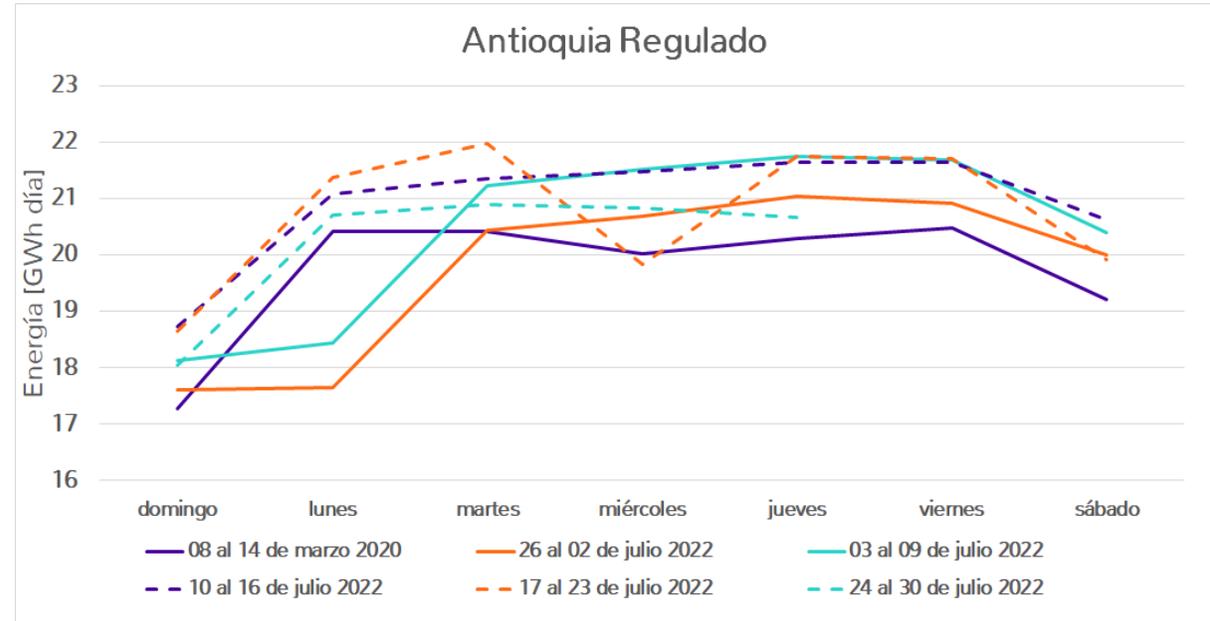
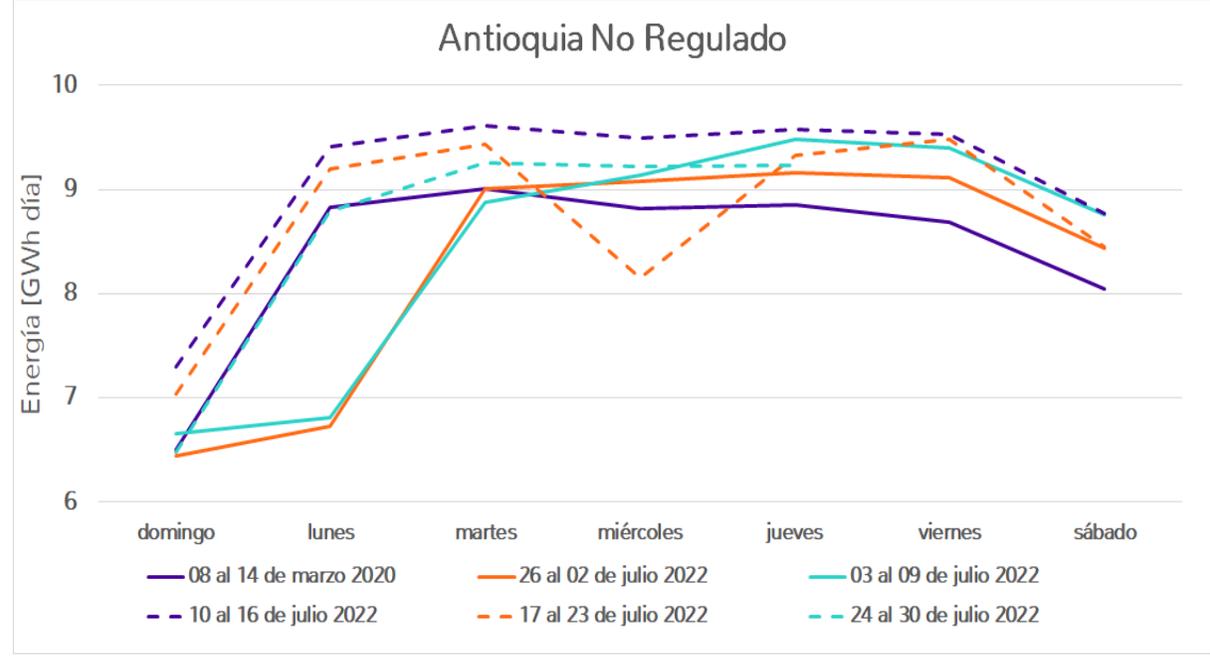
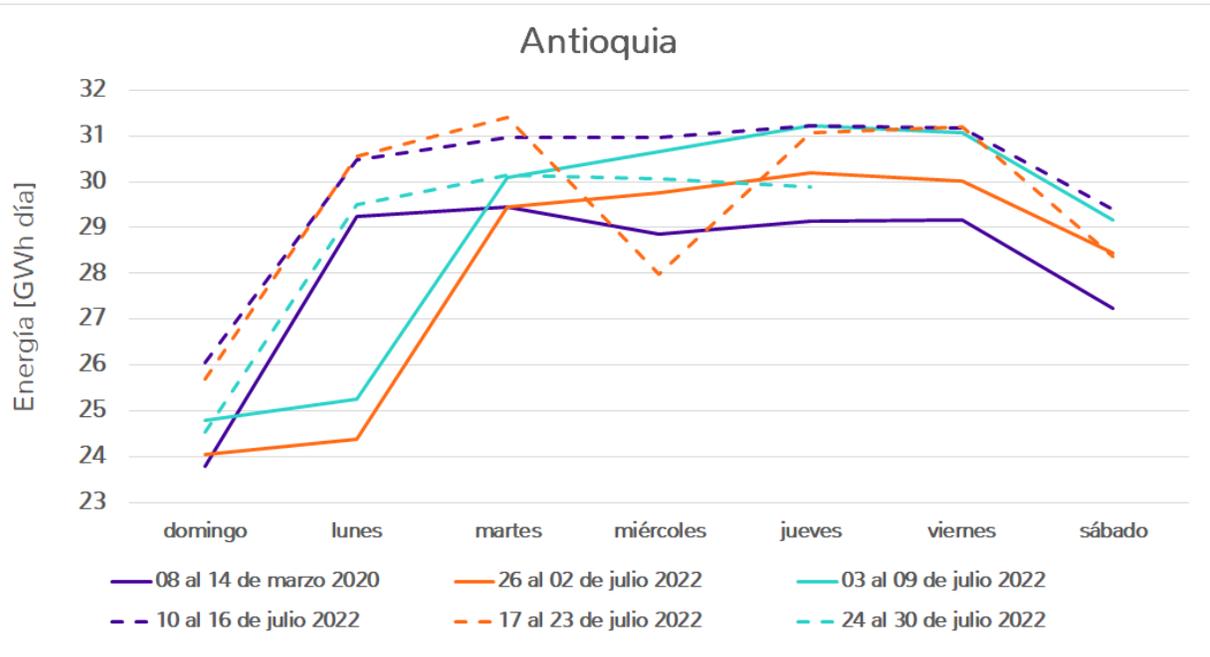


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 1.4% para la semana del 17 al 23 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

# Antioquia\*



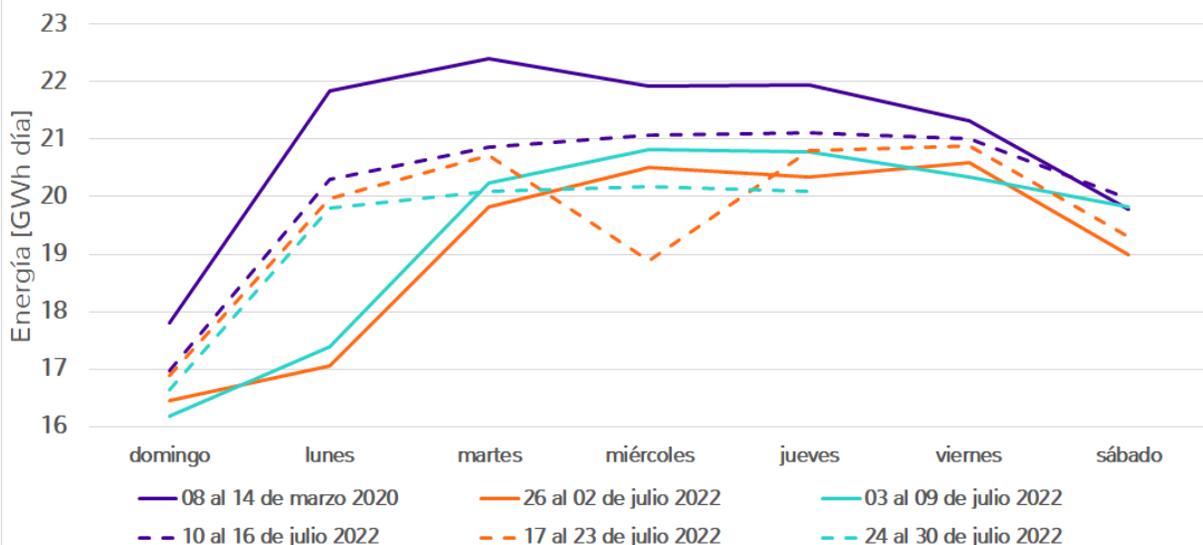
Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 7.1% para la semana del 17 al 23 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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



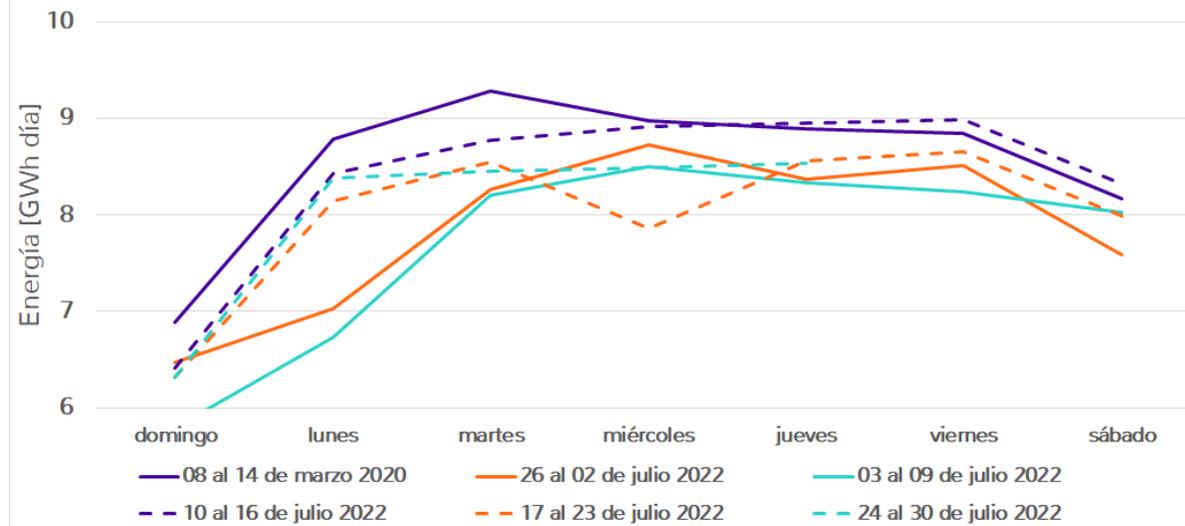
# Valle\*

## Valle

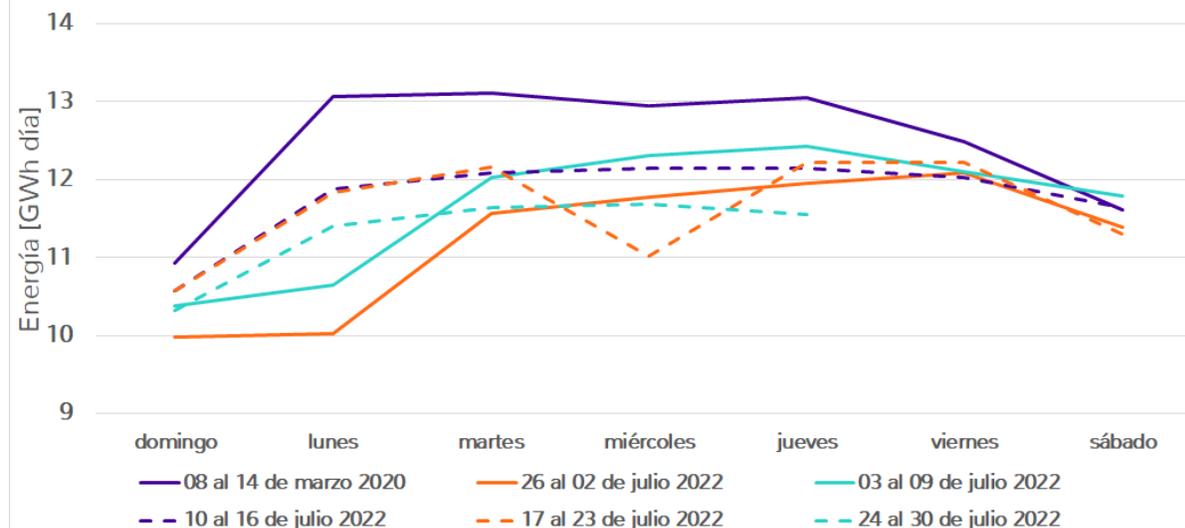


Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 4.5% para la semana del 17 al 23 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

## Valle No Regulado



## Valle Regulado

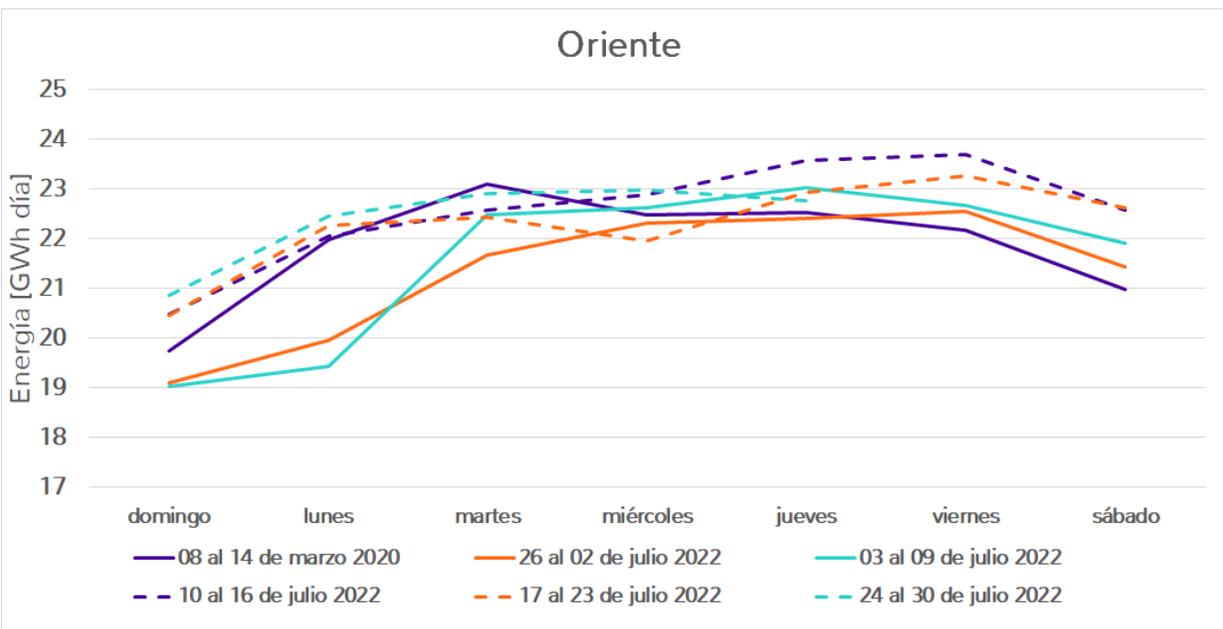


\*El crecimiento es calculado a través del promedio ponderado por tipo día (ordinario, sábado, Domingos-Festivos)

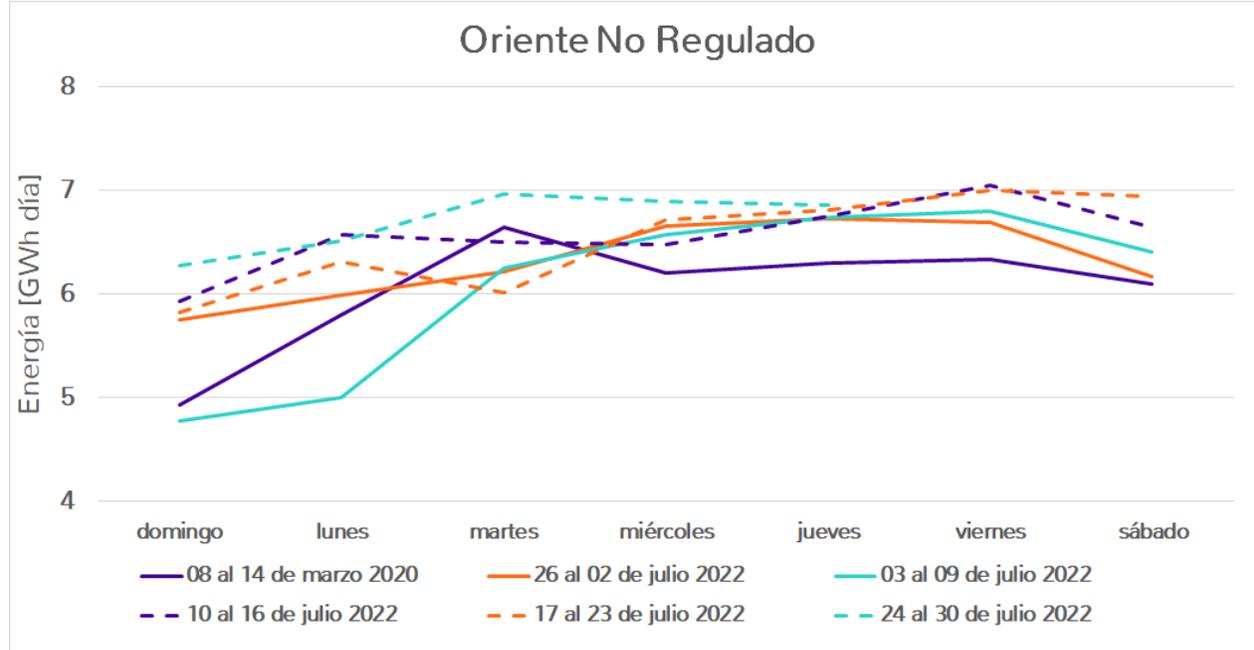


# Oriente\*

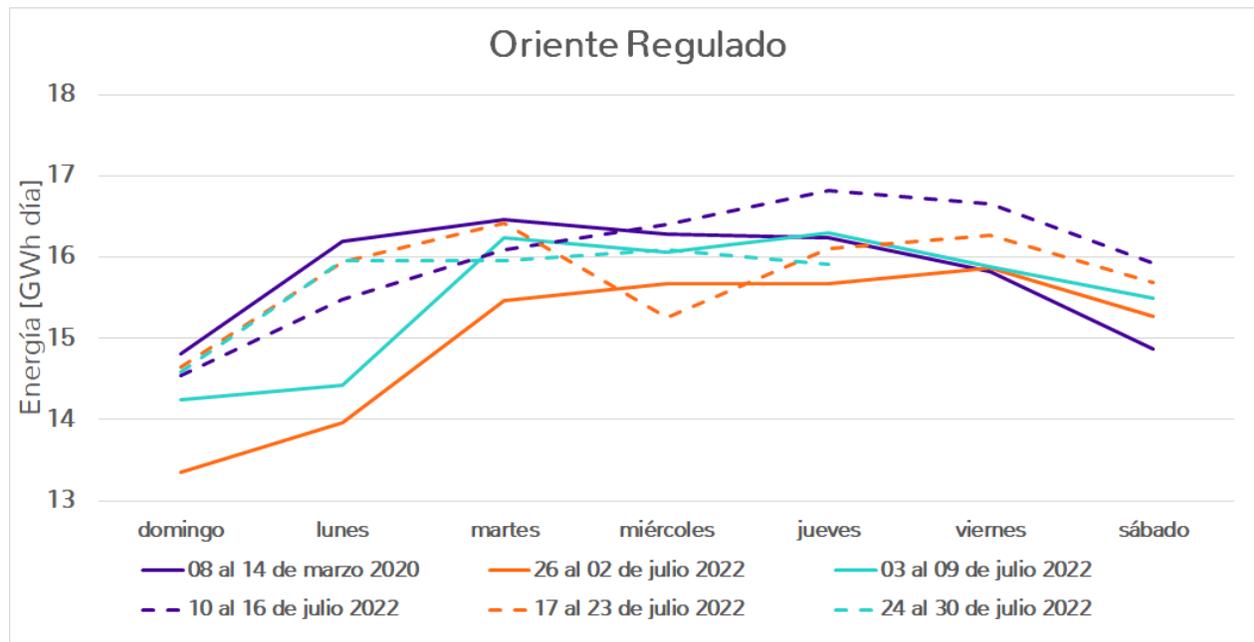
## Oriente



## Oriente No Regulado



## Oriente Regulado

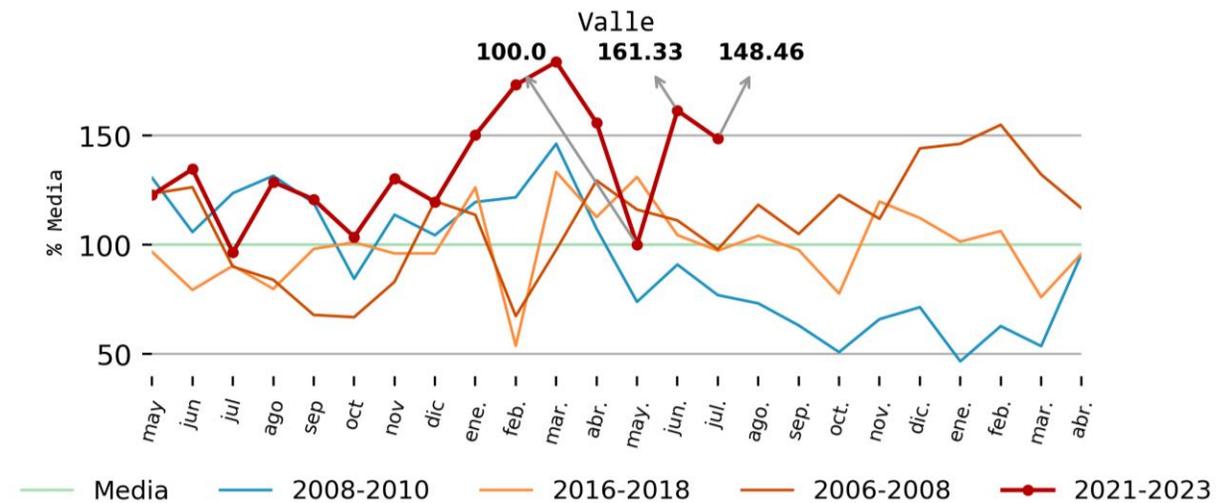
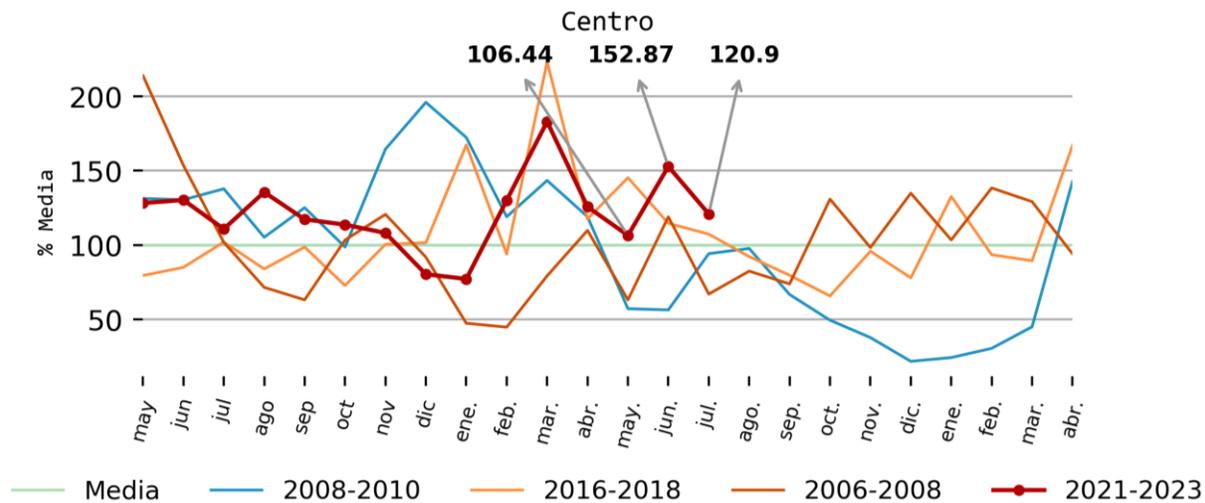
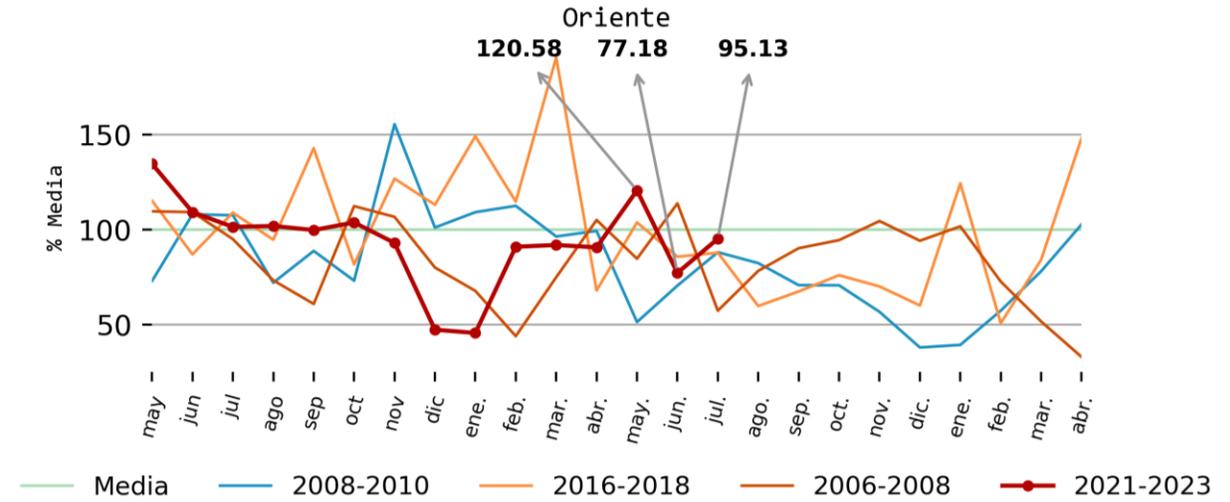
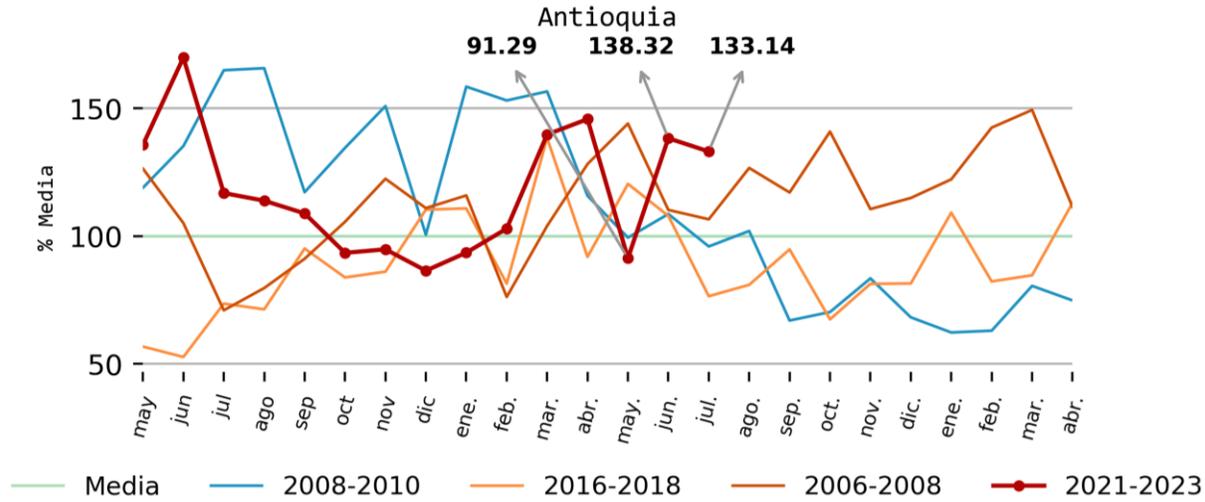


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 3.0% para la semana del 17 al 23 de julio de 2022 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

# Aportes por regiones



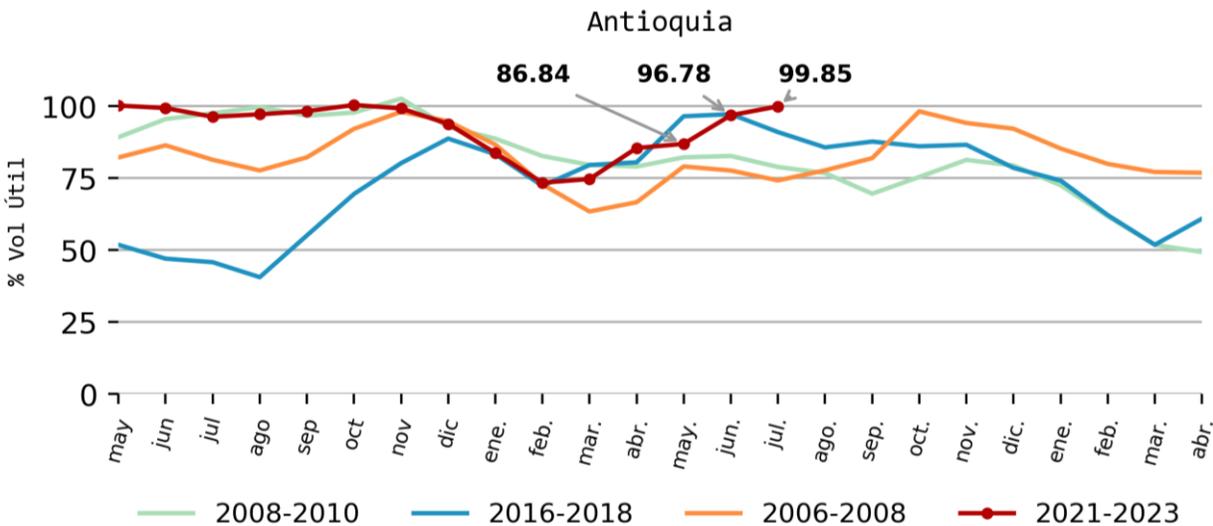
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2022-07-31

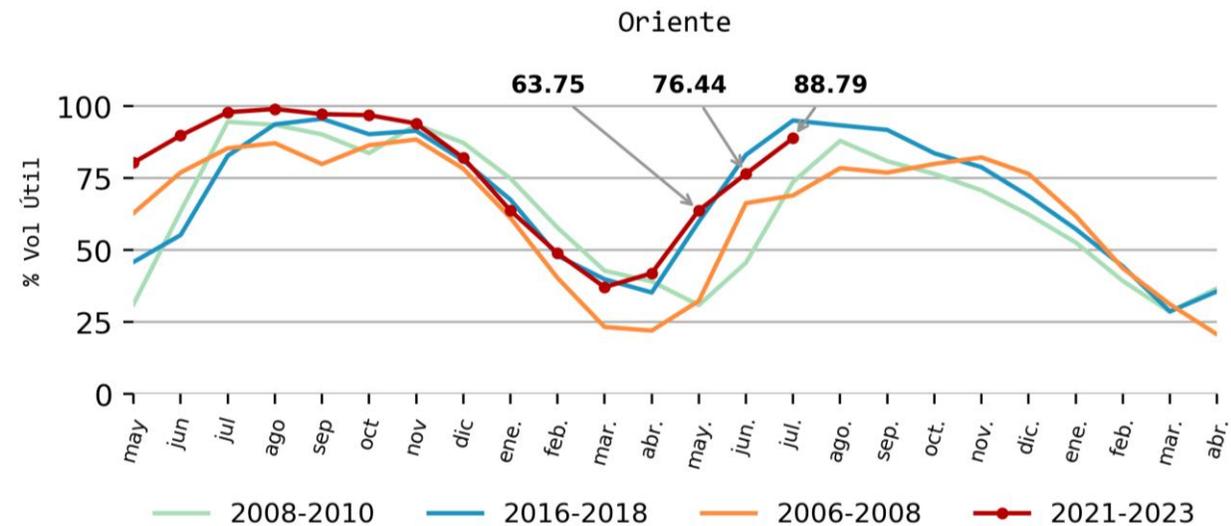
Información actualizada el 2022-08-01

# Evolución de reservas por regiones

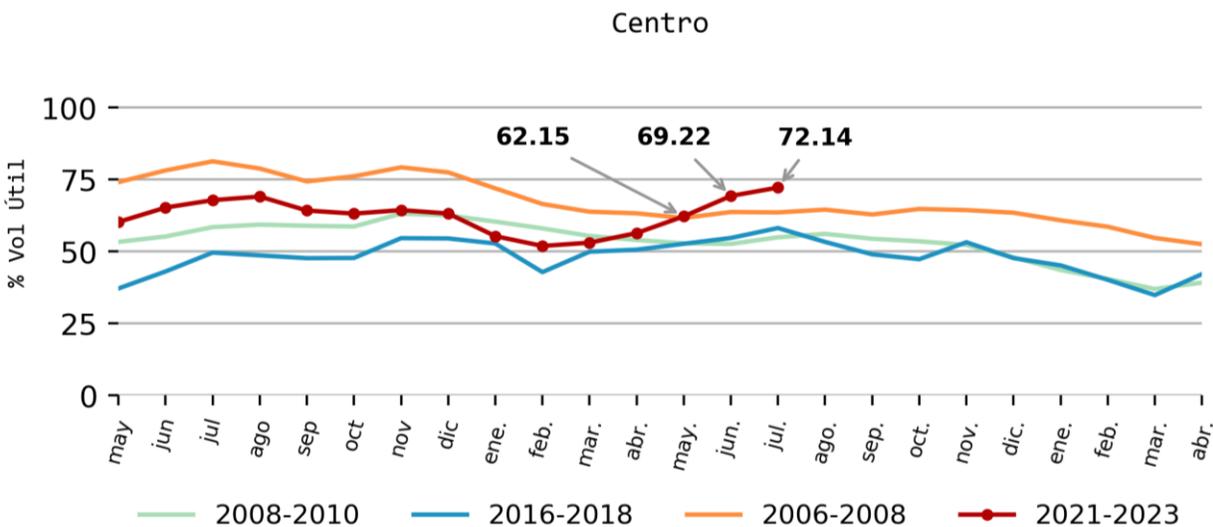
Antioquia



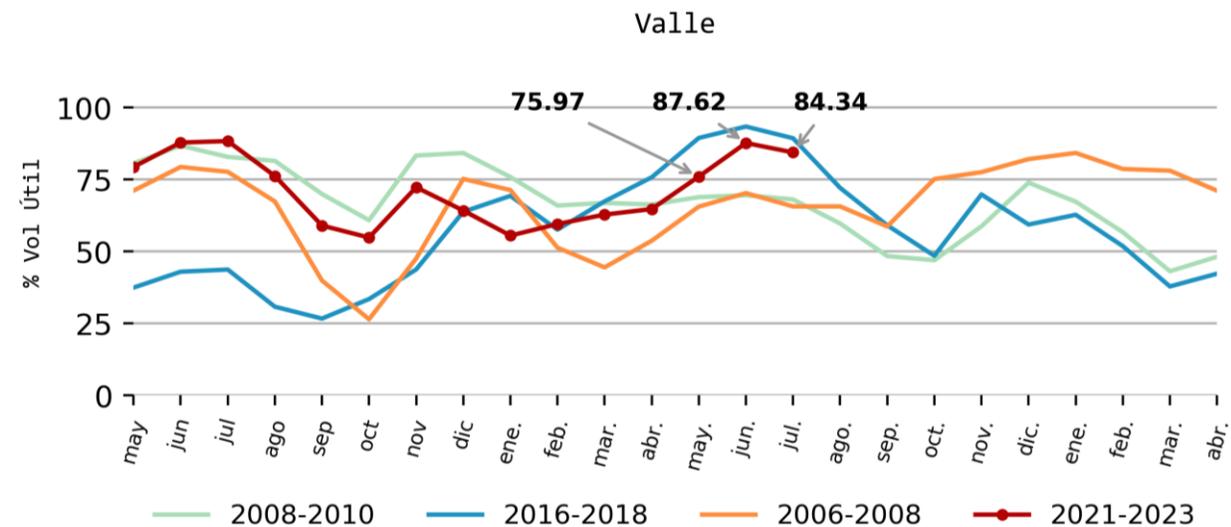
Oriente



Centro



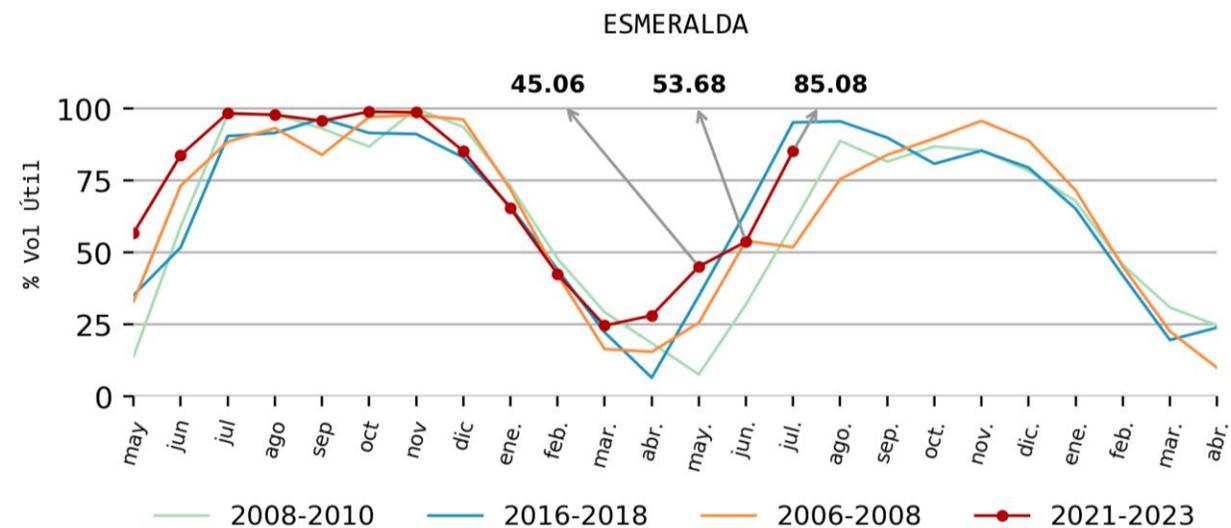
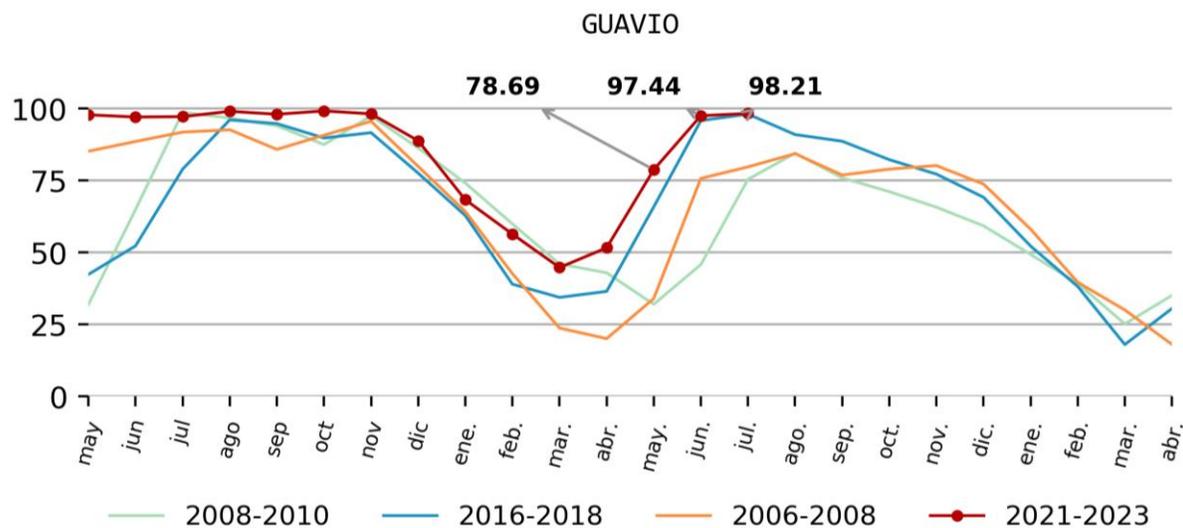
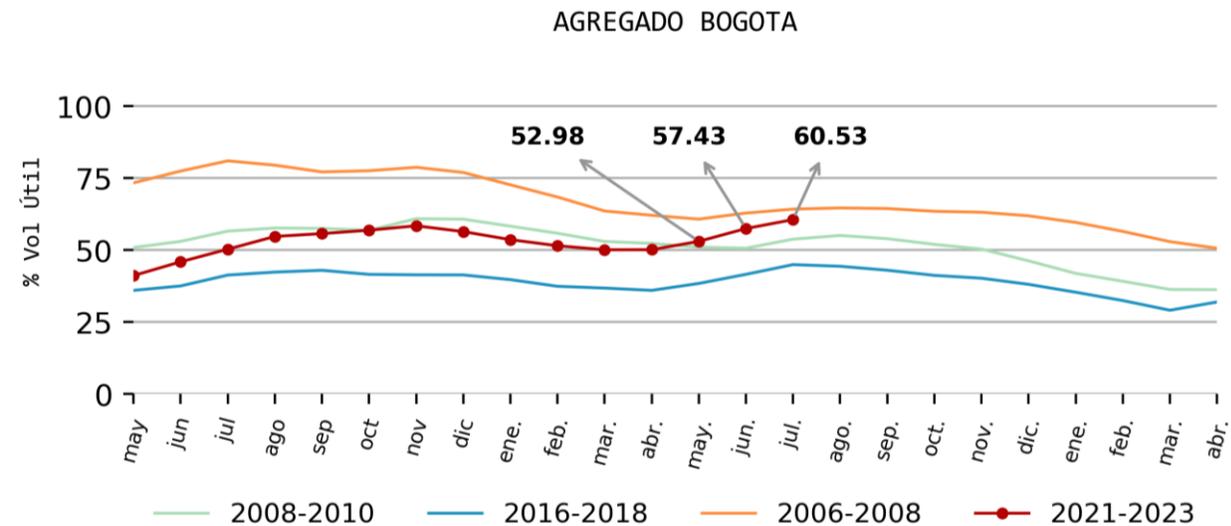
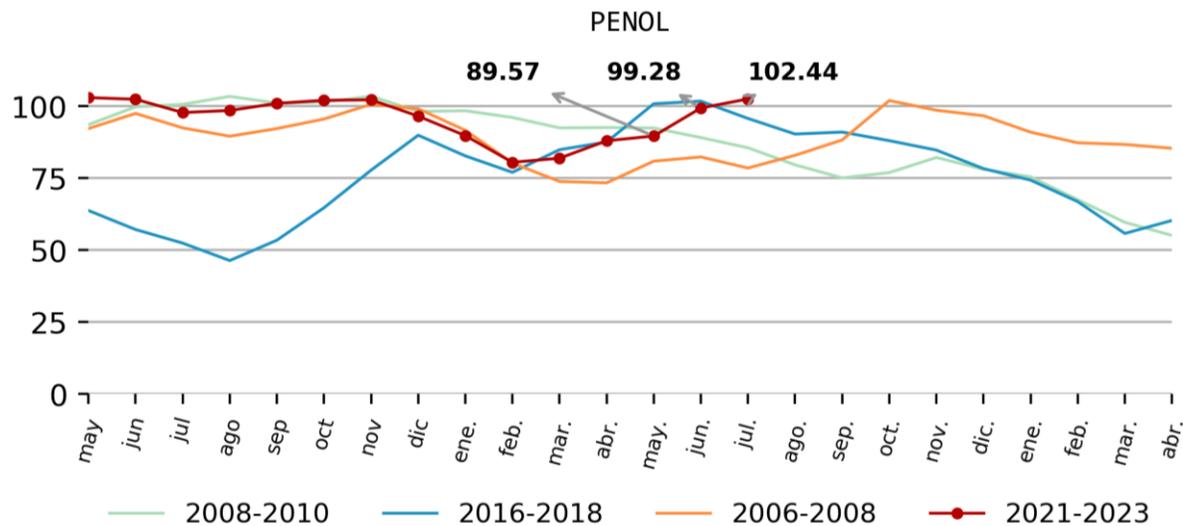
Valle



Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-01

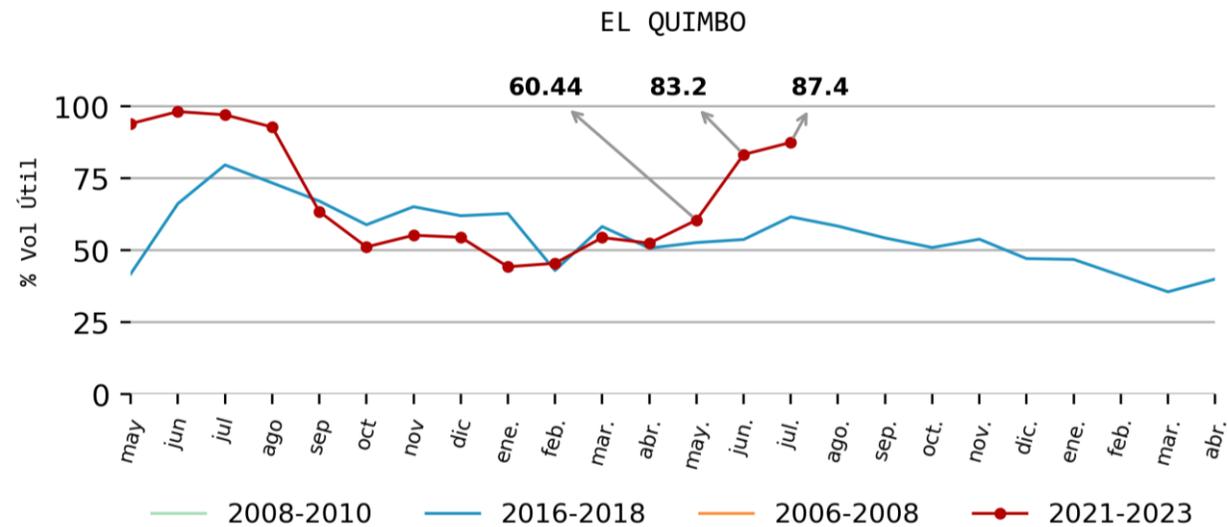
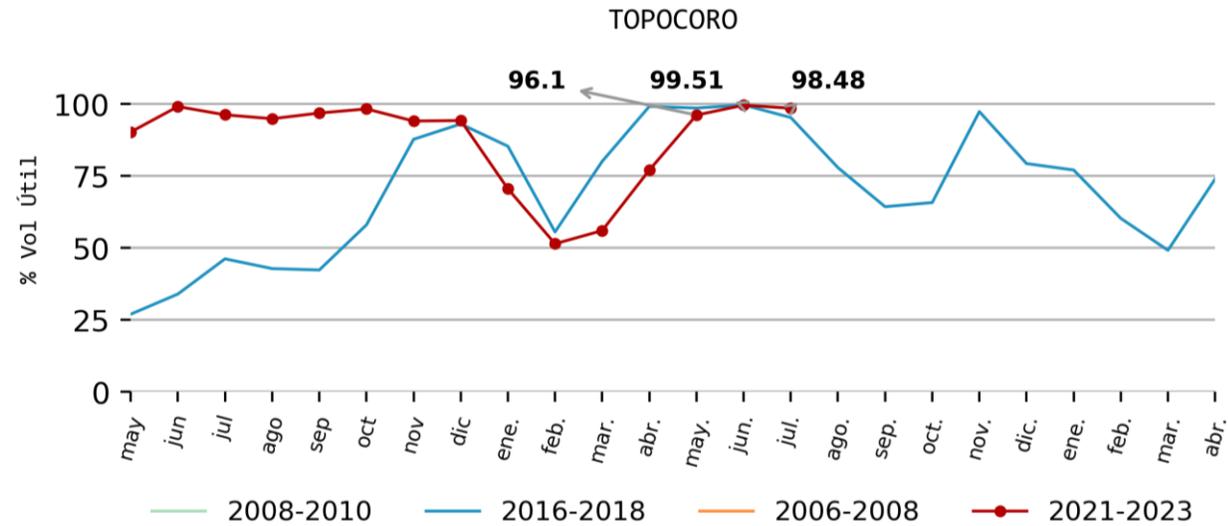
# Evolución de principales embalses



Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-01

# Evolución de principales embalses

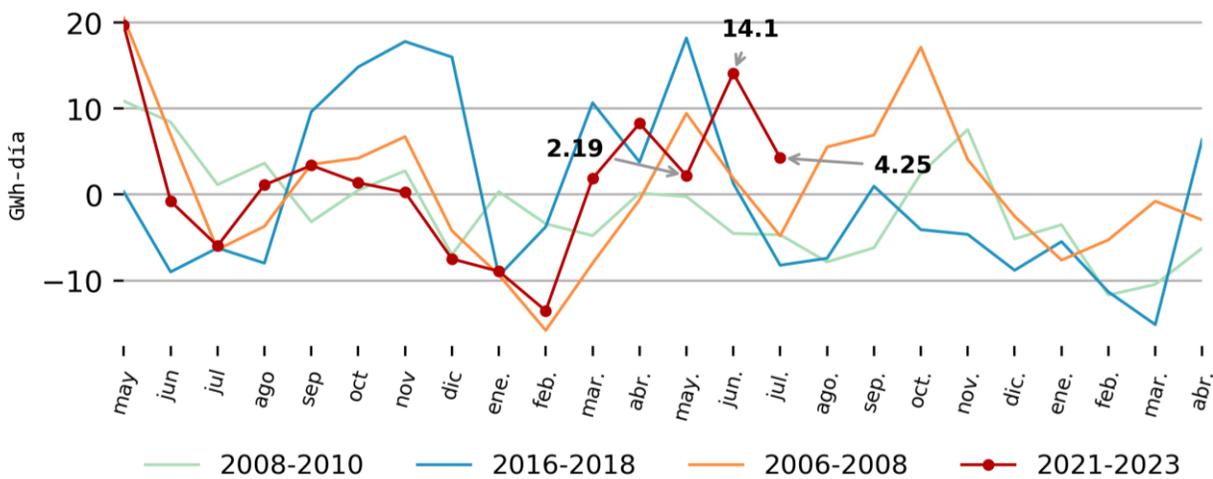


Información hasta el 2022-07-31

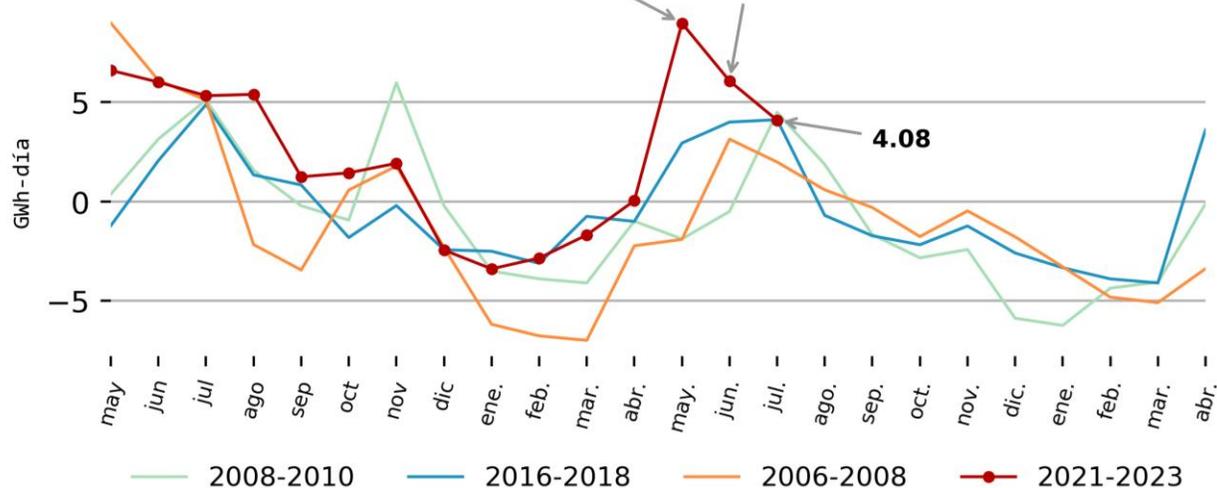
Información actualizada el 2022-08-01

# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

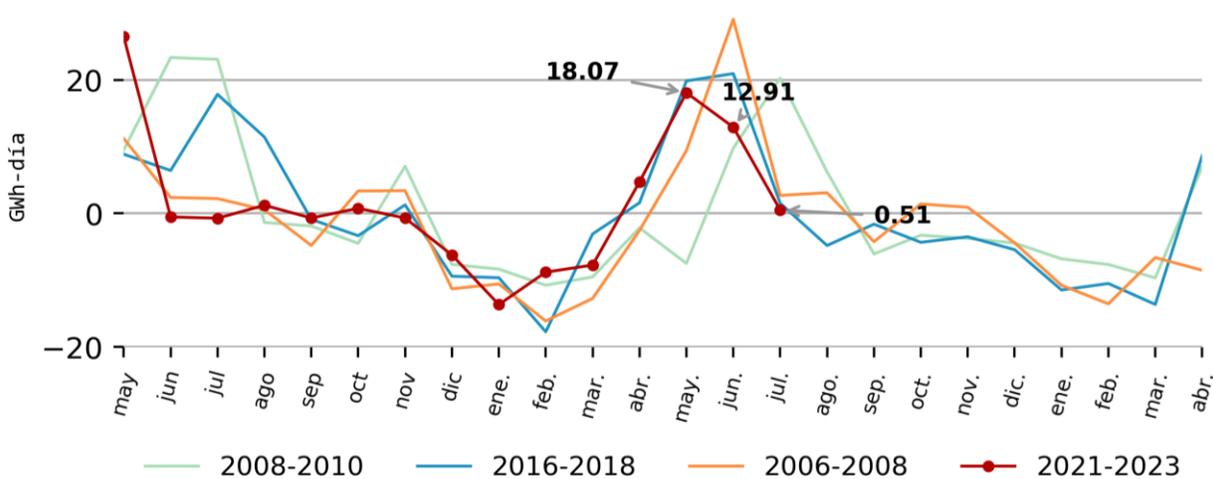
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



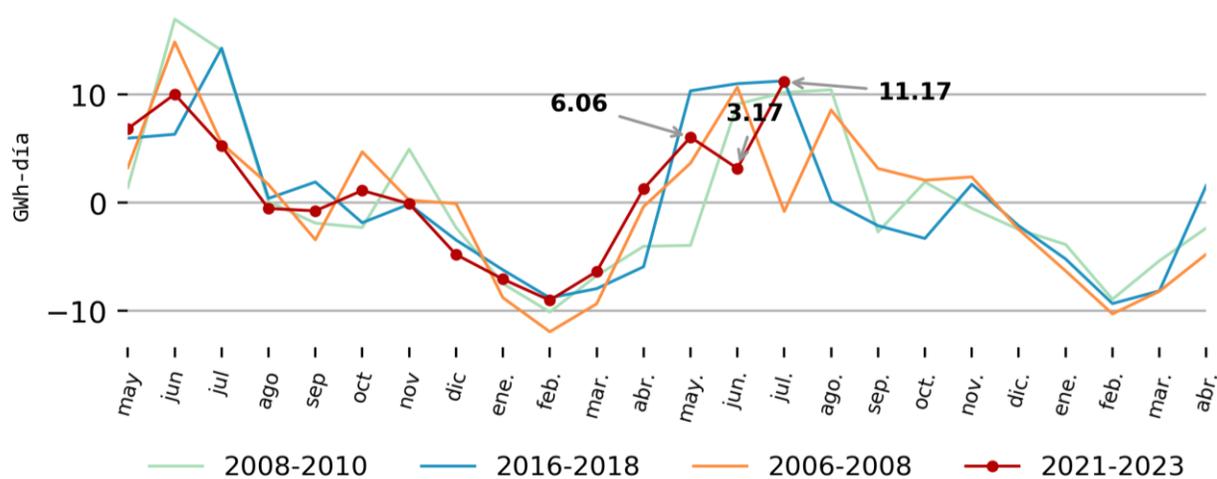
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAUVIO - Tasa de embalsamiento promedio



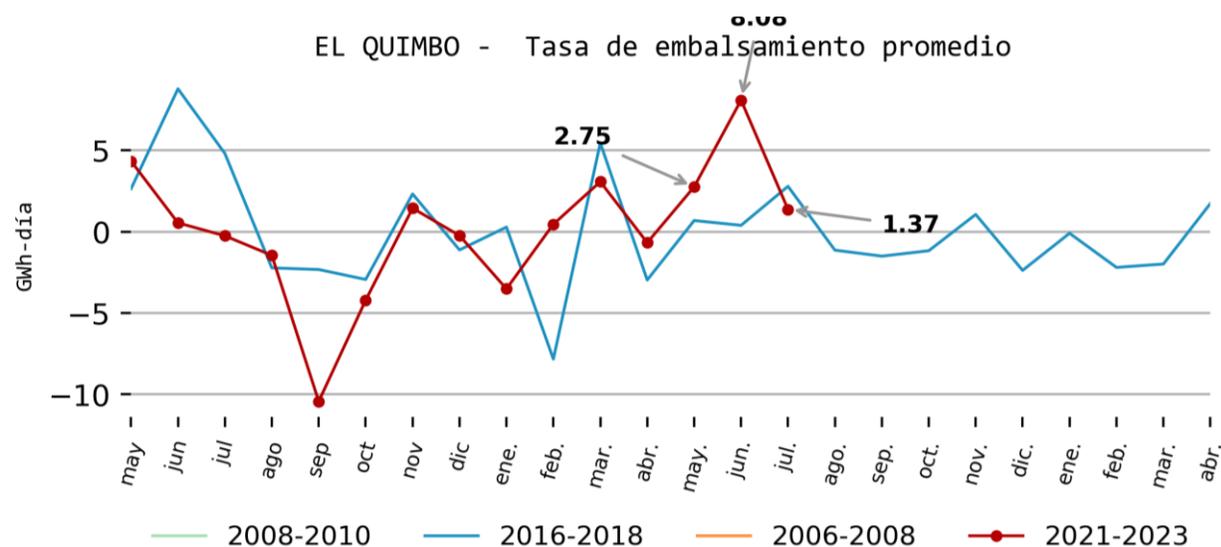
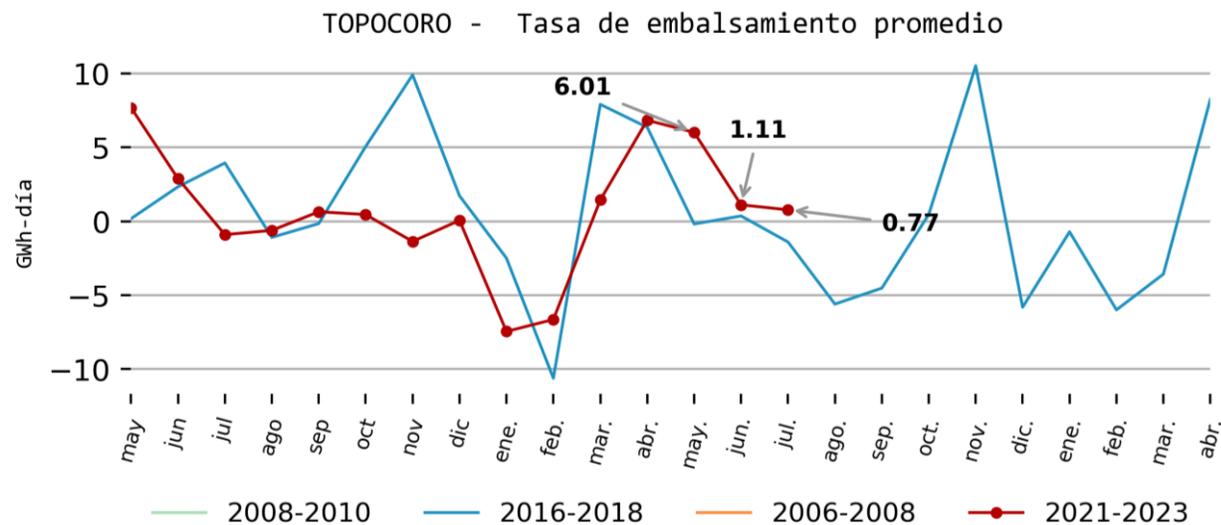
ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-01

# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses



Información hasta el 2022-07-31

Información actualizada el 2022-08-01

# Causas de los cambios de la capacidad efectiva neta en el SIN



Fecha	Agente Representante	Planta	Tipo fuente de energía	Subtipo	Tipo despacho	CEN anterior(MW)	CEN actualizada (MW)	Cambio de CEN (MW)	Observaciones
2022-07-12	ENEL COLOMBIA SA ESP - GENERADOR	BETANIA	Hidraulica	Embalse	DC		540		Se actualiza el FC según Acuerdo CNO 1578

Se considera los cambios de capacidad efectiva neta desde el 01-jul.-2022 hasta el 31-jul.-2022

**GRACIAS**

