

# INFORME CND DIRIGIDO AL CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Documento XM-CND-011

Jueves, 06 de julio de 2023

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión



## 1. Variables del SIN

- Demanda SIN
- Hidrología
- Generación
- Restricciones
- Seguimiento a la senda de referencia

## 2. Expectativas Energéticas

- Información de supuestos
- Análisis energético de mediano, largo plazo y sensibilidades

## 3. Situación Operativa

- Reporte variables hidrológicas
- Situación Operativa Caribe
- Situación Operativa Dispac
- Indicadores de operación
- Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

# 1. Variables del SIN

Demanda del SIN

Hidrología

Generación

Restricciones

Seguimiento a la senda de referencia

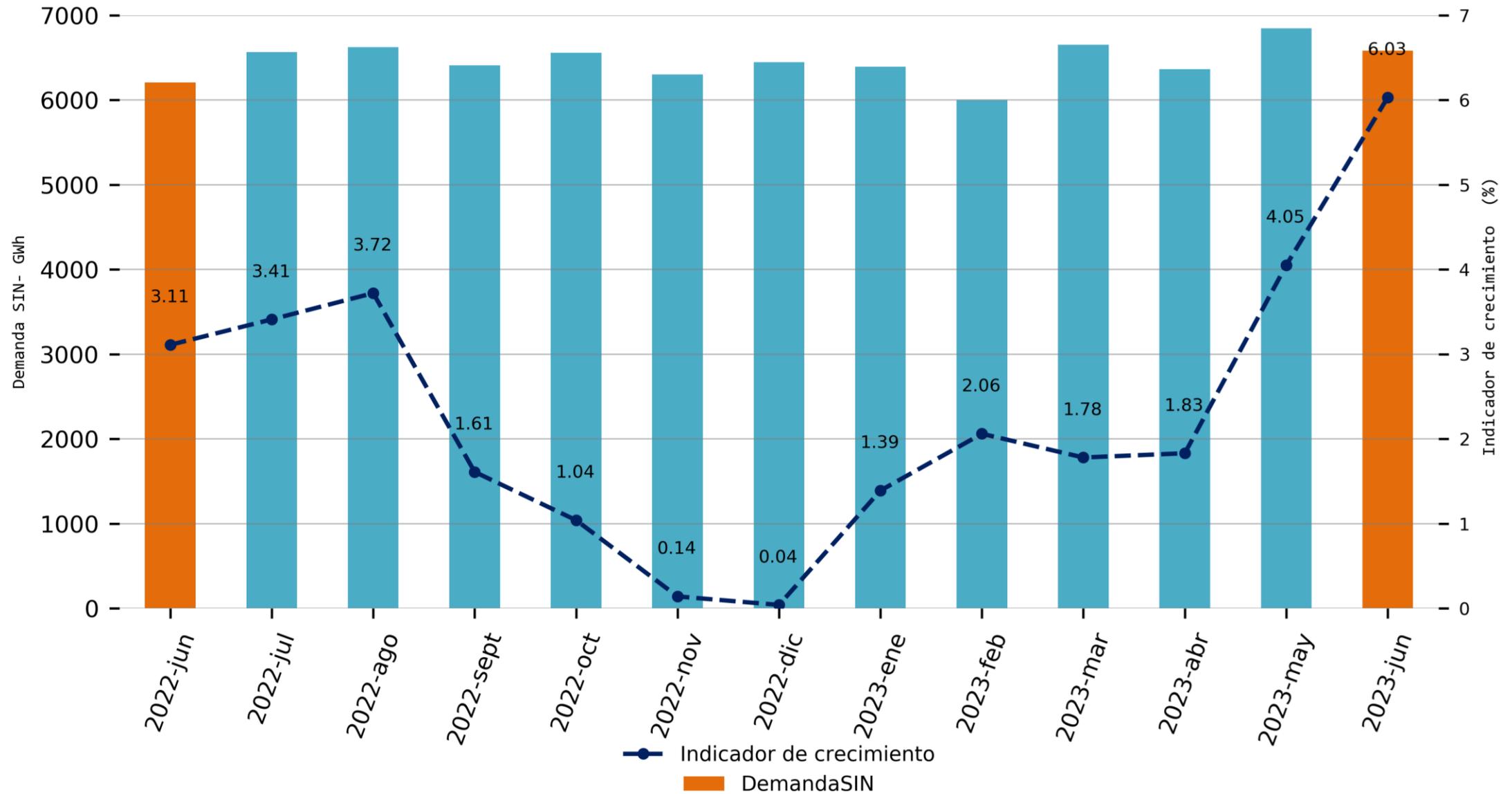


Sumamos energía,  
sumamos pasión

# ¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?



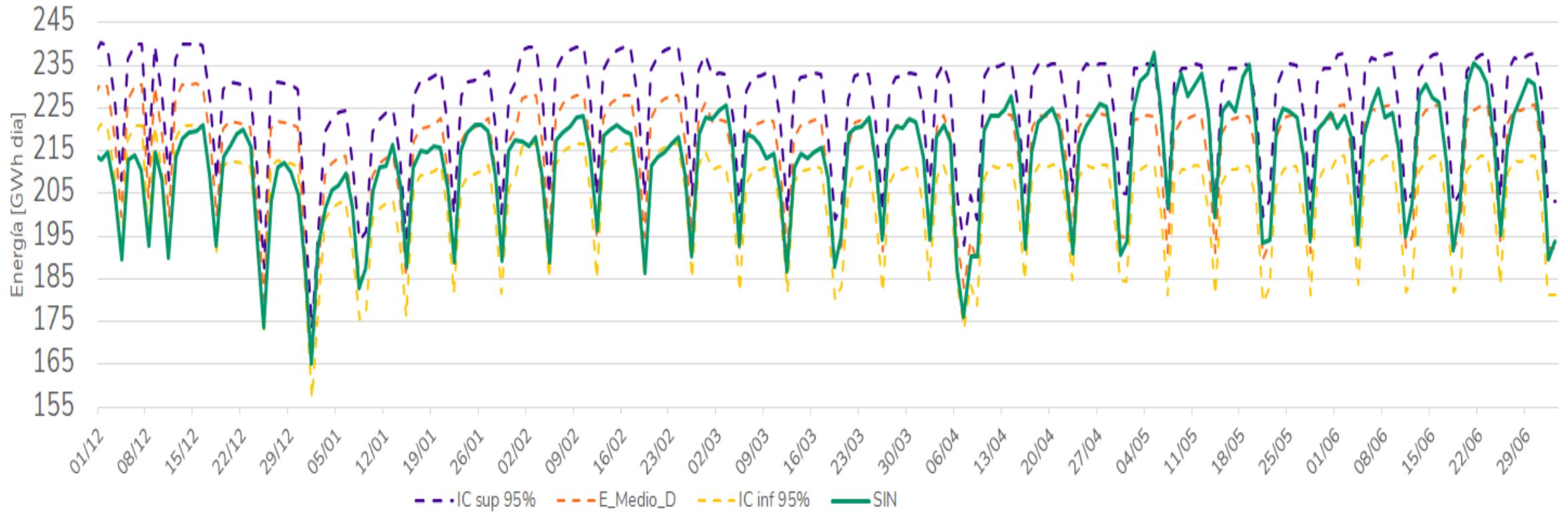
# Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Información hasta el 2023-06-30  
 Información actualizada el 2023-07-04

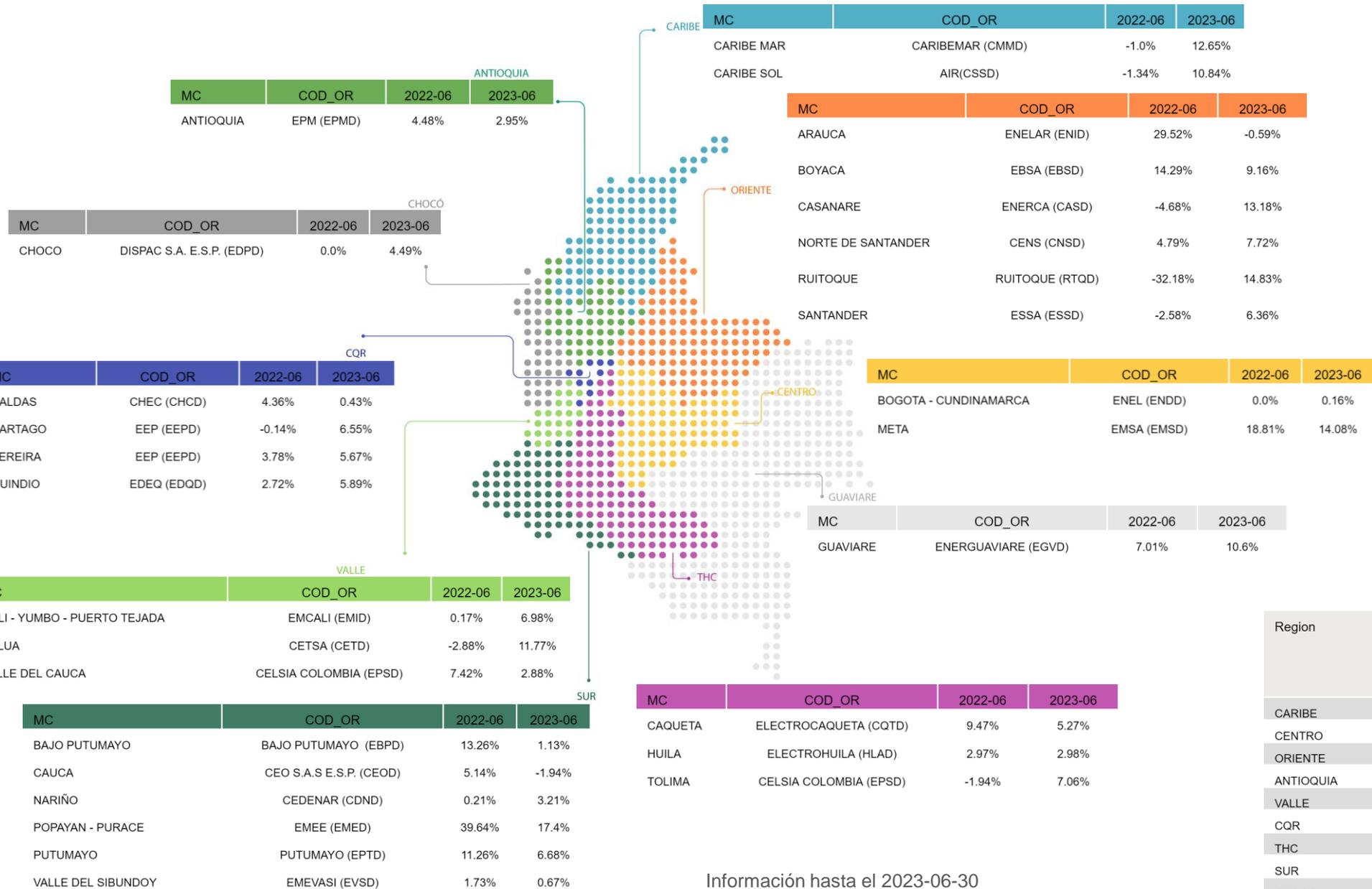
# Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

Escenarios de Energía de la UPME vs Demanda atendida



El mes de mayo cerró un 2.7% por encima del escenario medio y un 8.4% por encima del e IC inferior 95% de la UPME.

# Demanda comercial de energía del SIN - junio 2023



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

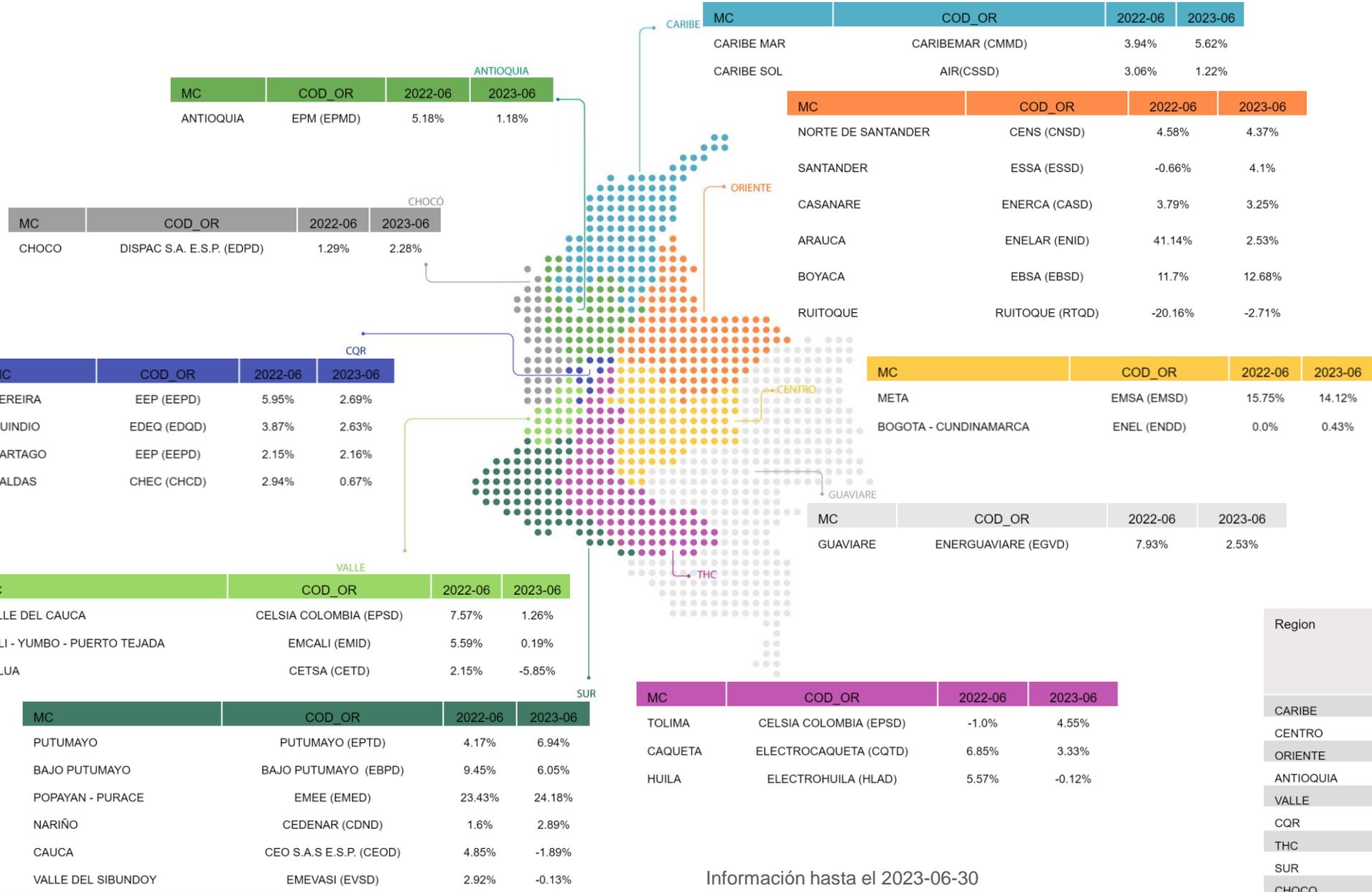
\*De acuerdo con el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018 un Mercado de Comercialización se define como conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente 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] 2022-06	Demanda Comercial [GWh] 2023-06	Variación 2022-06	Variación 2023-06
CARIBE	1669.37	1865.01	-1.16%	11.78%
CENTRO	1509.05	1537.64	5.55%	1.86%
ORIENTE	865.34	927.27	6.54%	7.14%
ANTIOQUIA	863.23	888.88	4.48%	2.95%
VALLE	561.92	594.12	2.73%	5.57%
CQR	259.83	267.33	3.67%	2.85%
THC	248.88	261.79	1.03%	5.19%
SUR	175.51	176.84	3.68%	0.72%
CHOCO	21.42	22.37	1.31%	4.49%
GUAVIARE	5.69	6.28	7.01%	10.6%

Información hasta el 2023-06-30  
 Información actualizada el 2023-07-04

# Demanda comercial de energía del SIN Acumulada hasta junio 2023



•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.

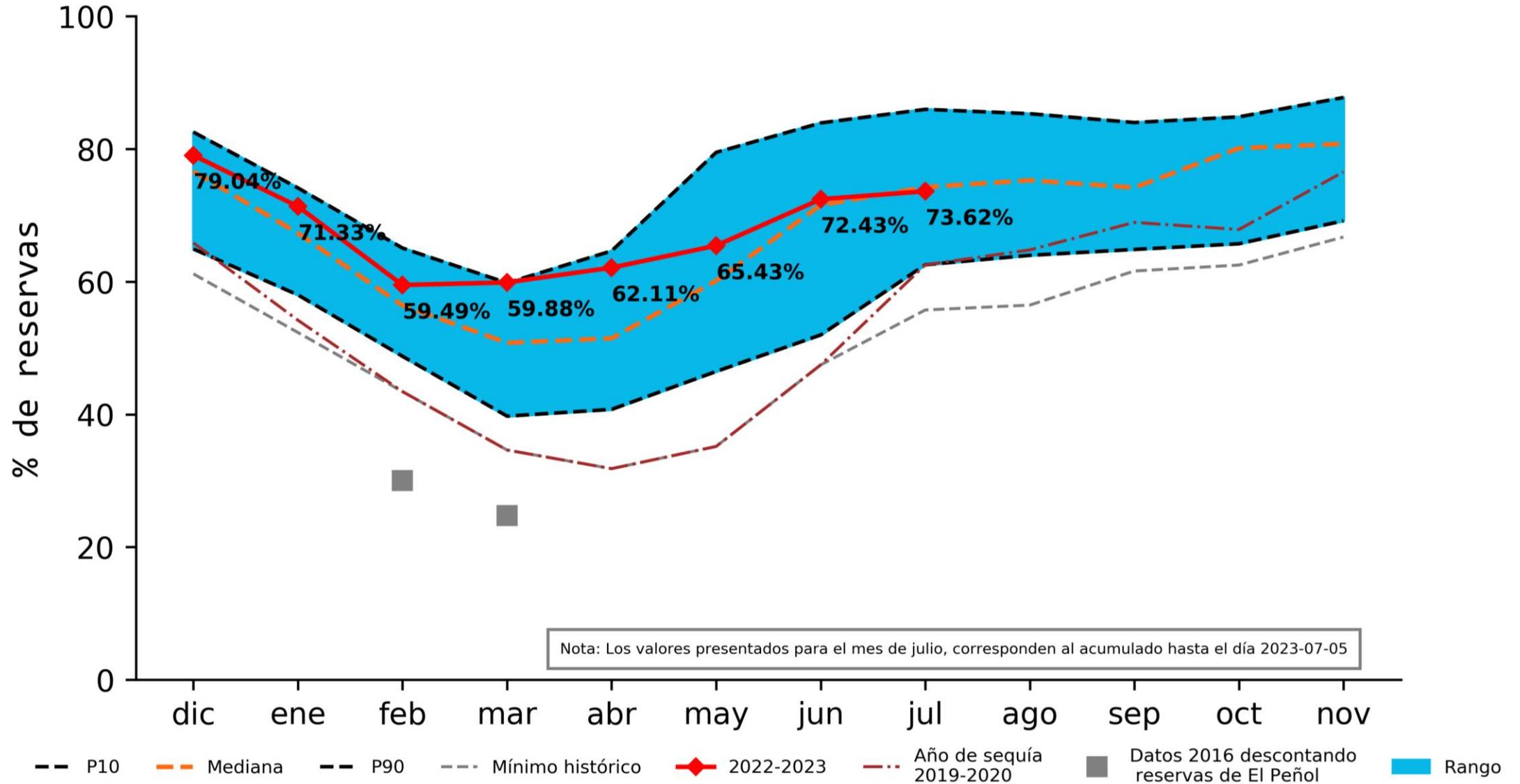
Region	Demanda Comercial [GWh] 2022-06	Demanda Comercial [GWh] 2023-06	Variación 2022-06	Variación 2023-06
CARIBE	10266.24	10631.04	3.52%	3.55%
CENTRO	9026.06	9213.56	5.85%	2.07%
ORIENTE	5254.43	5607.06	7.57%	6.69%
ANTIOQUIA	5239.32	5302.18	5.18%	1.18%
VALLE	3484.79	3501.7	6.2%	0.39%
CQR	1567.99	1592.59	3.7%	1.54%
THC	1509.79	1547.96	2.35%	2.51%
SUR	1047.9	1056.97	3.67%	0.86%
CHOCO	129.54	132.52	1.29%	2.28%
GUAVIARE	36.7	37.62	7.93%	2.53%

Información hasta el 2023-06-30  
 Información actualizada el 2023-07-04

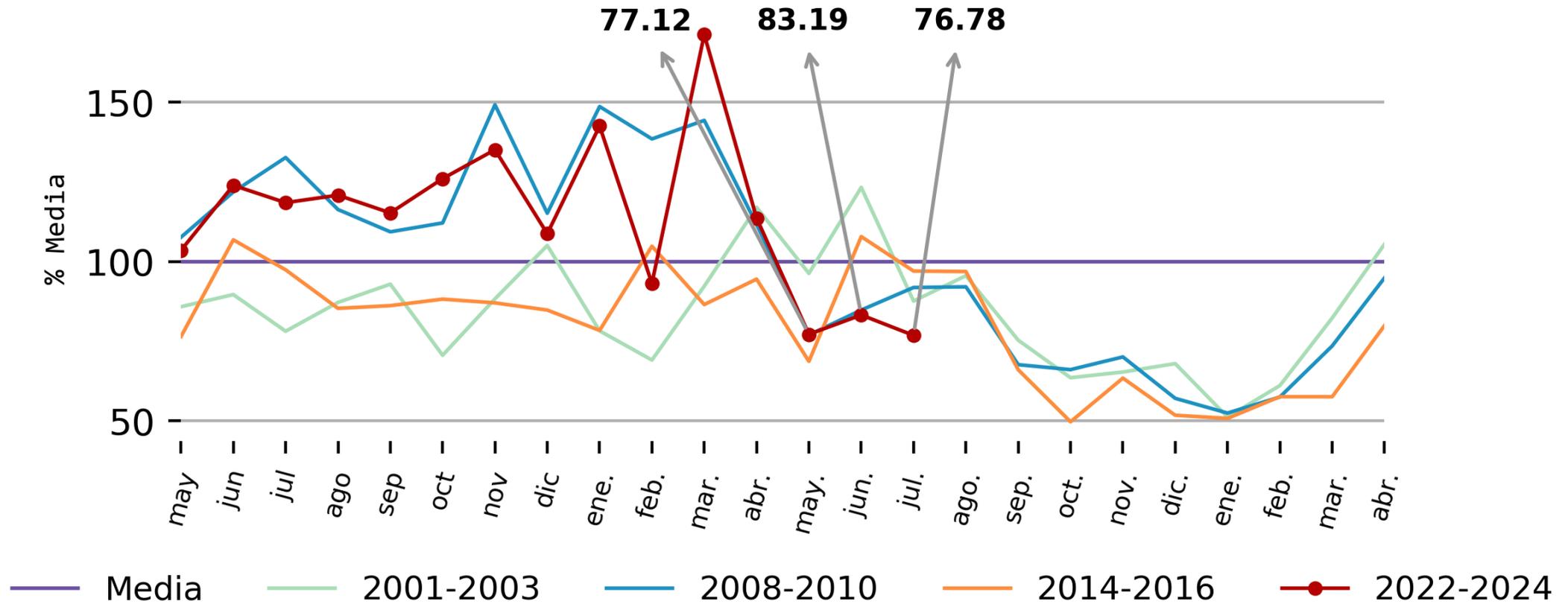
# ¿Cómo está la situación energética?



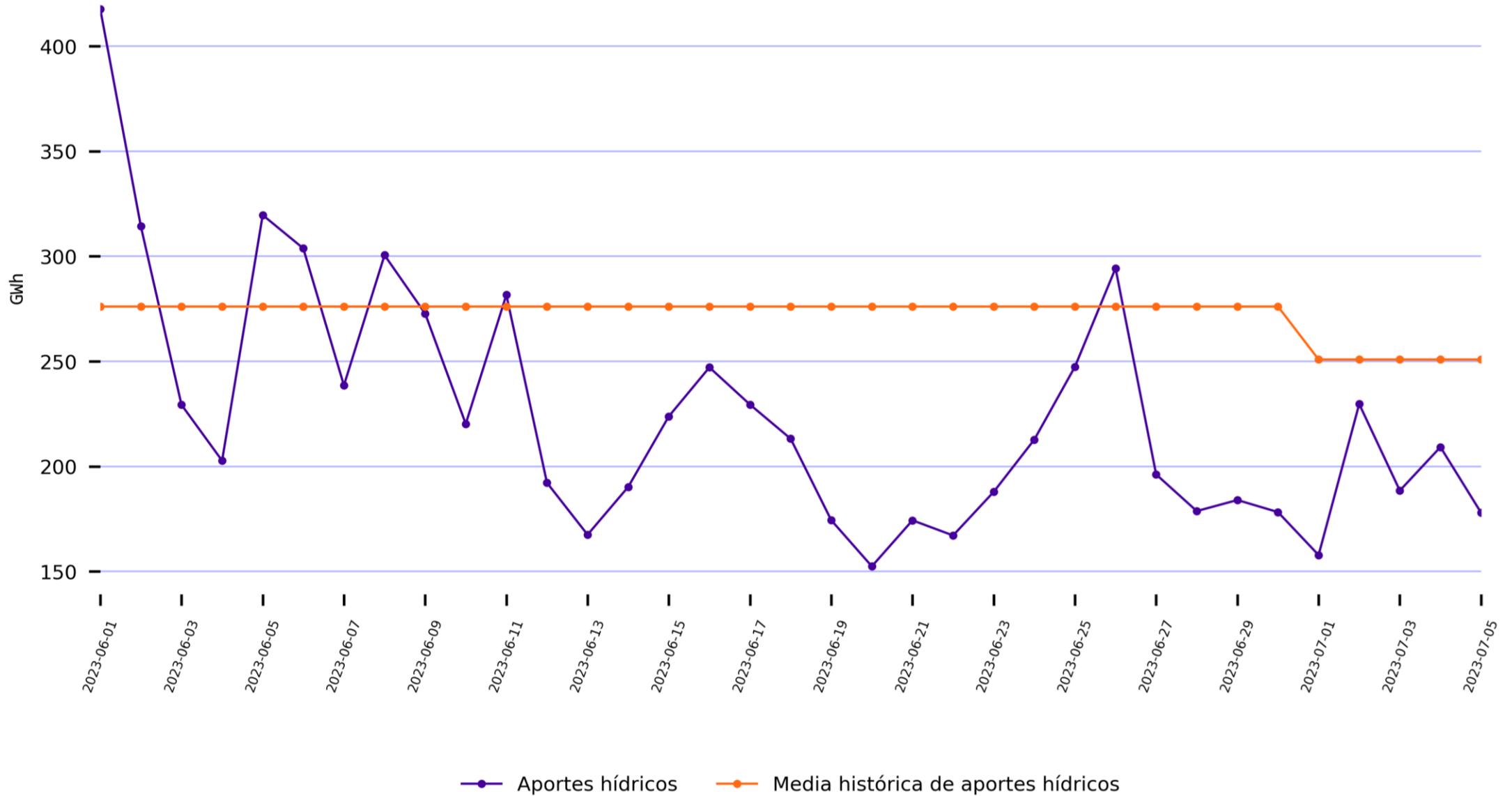
# Reservas hídricas



# Aportes hídricos

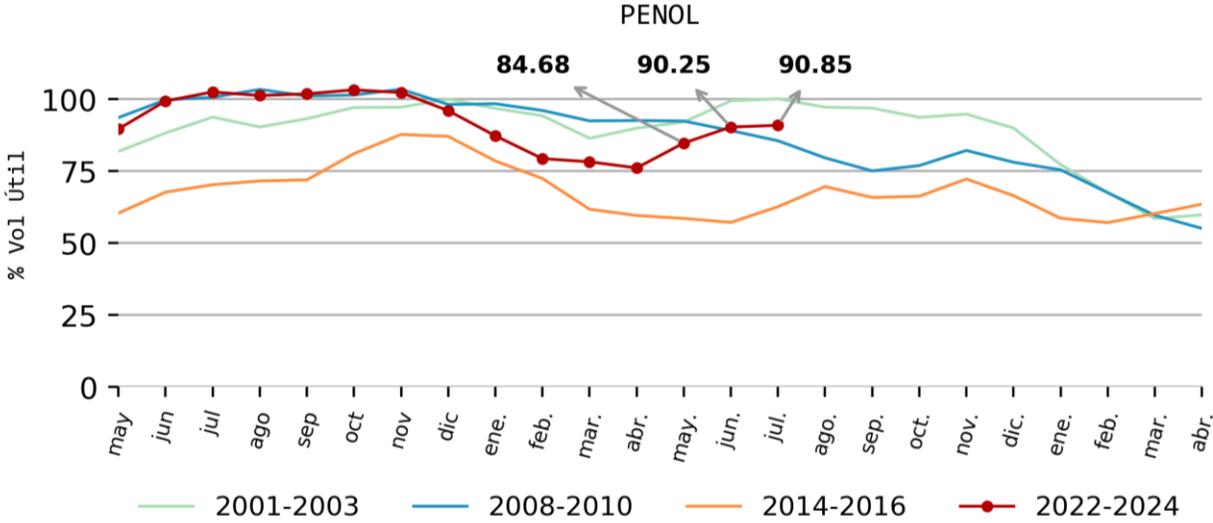


# Aportes hídricos diarios

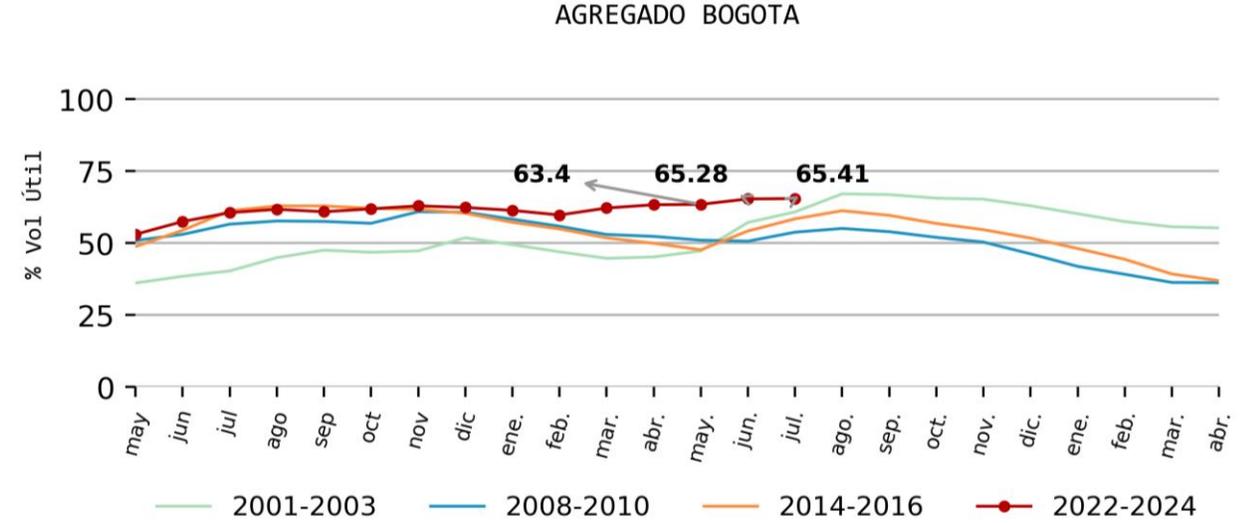


# Evolución de principales embalses

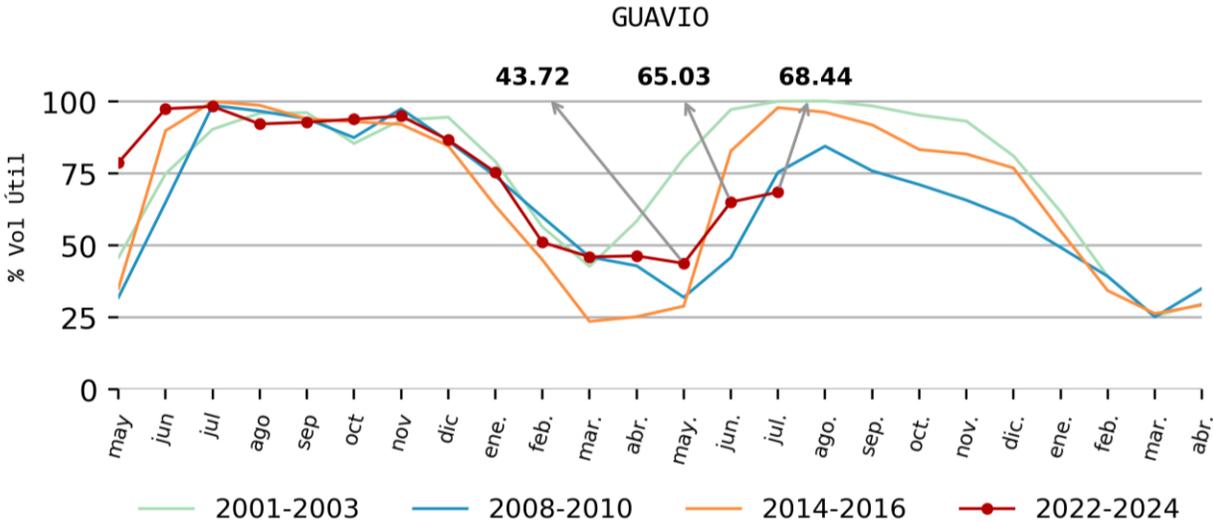
PENOL



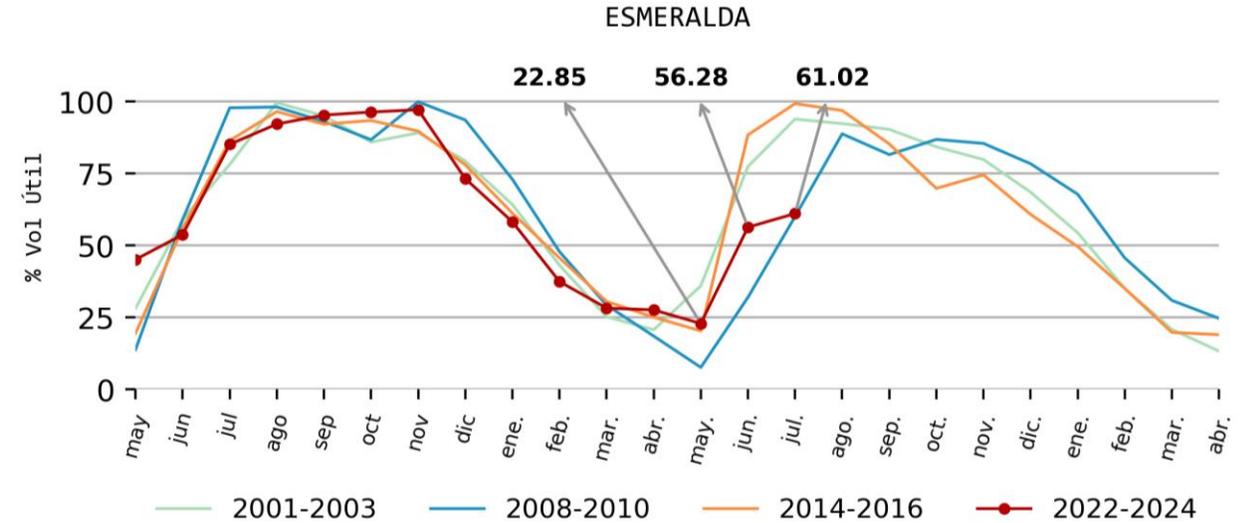
AGREGADO BOGOTA



GUAVIO



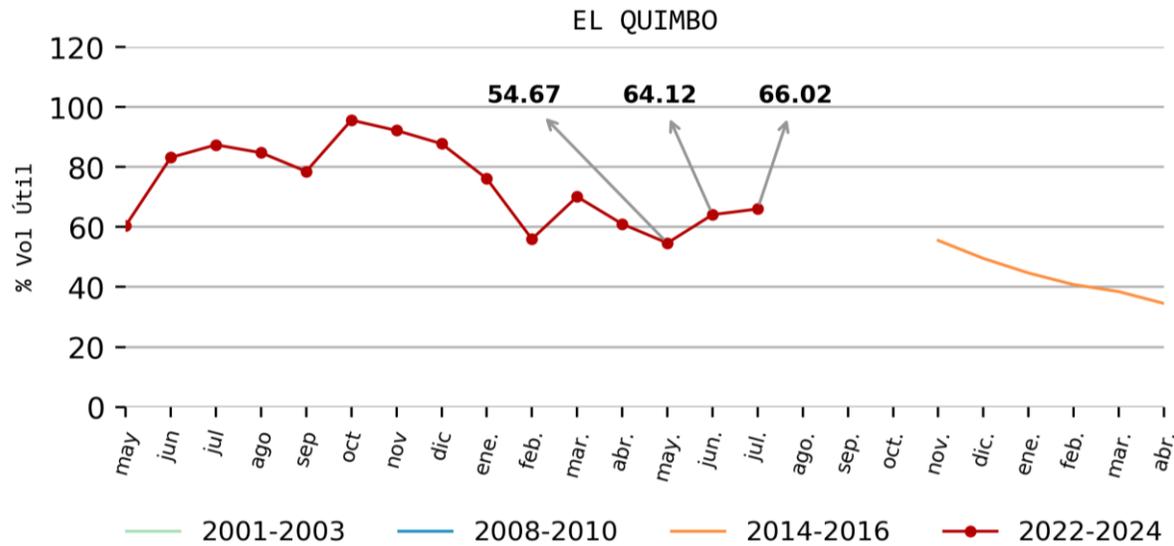
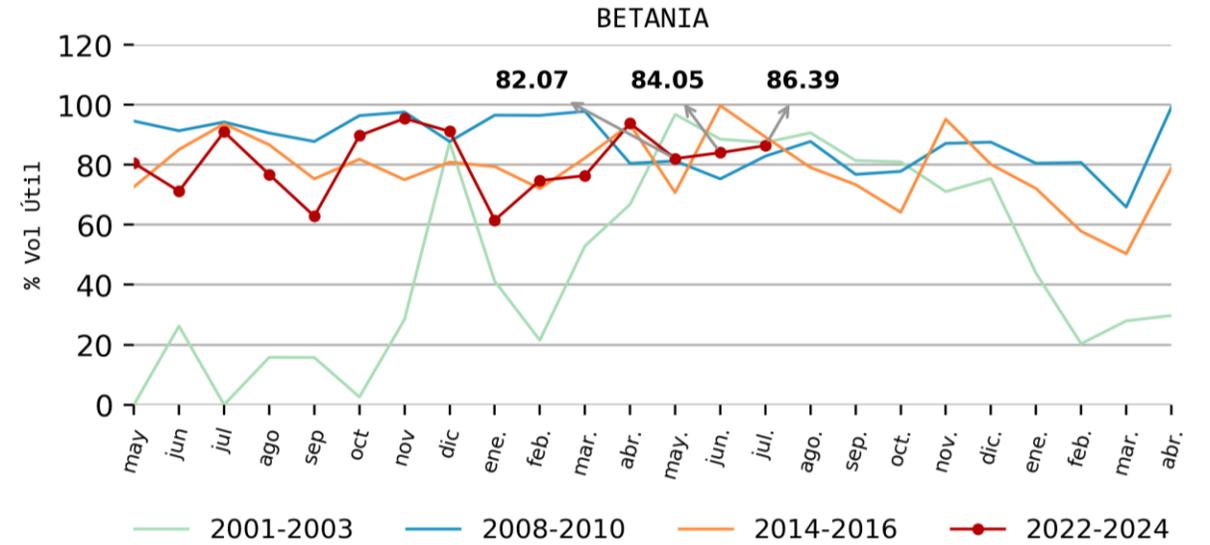
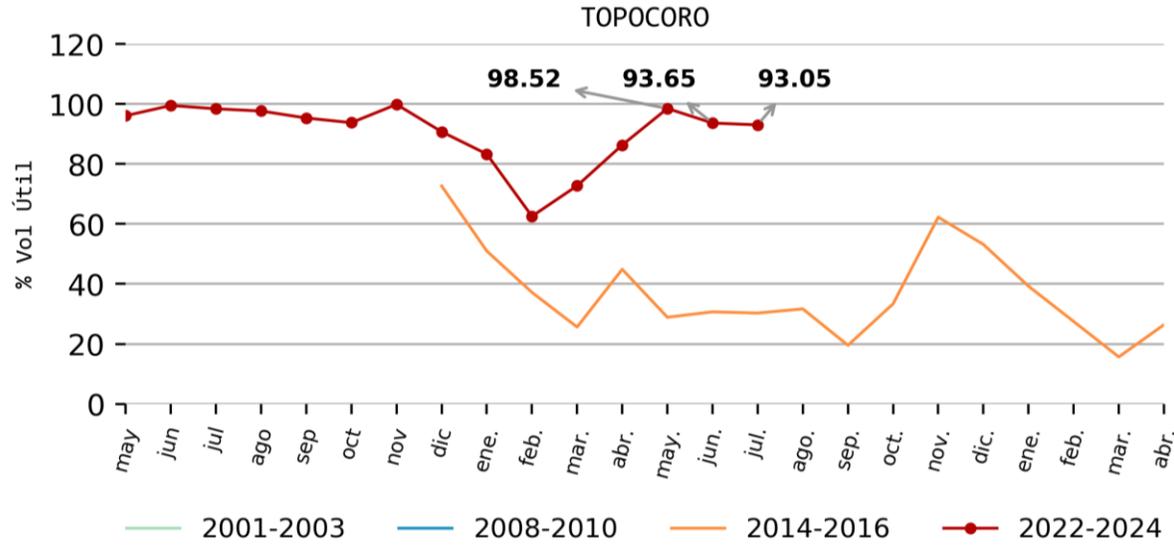
ESMERALDA



Información hasta el 2023-07-05

Información actualizada el 2023-07-06

# Evolución de principales embalses

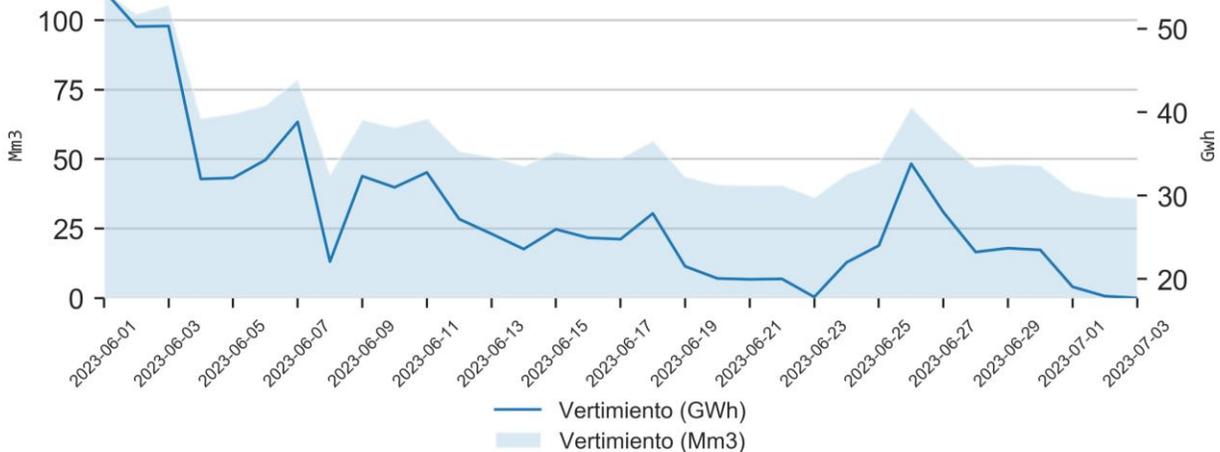


Información hasta el 2023-07-05

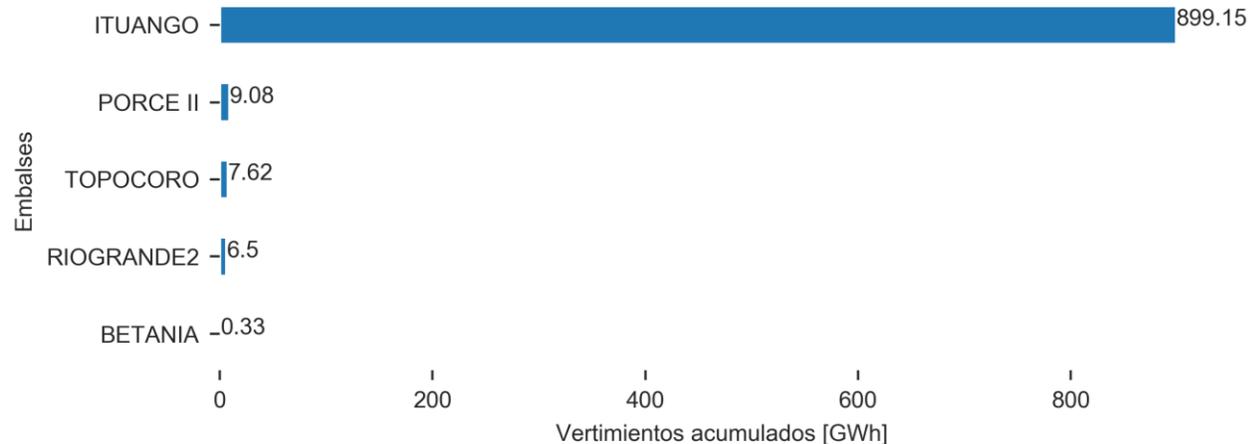
Información actualizada el 2023-07-06

# Vertimientos del SIN

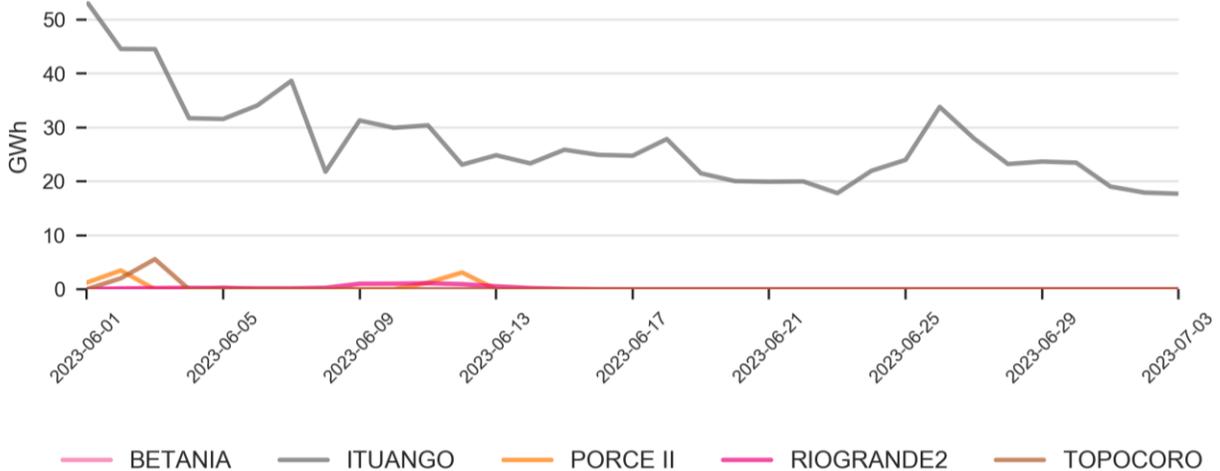
Vertimientos



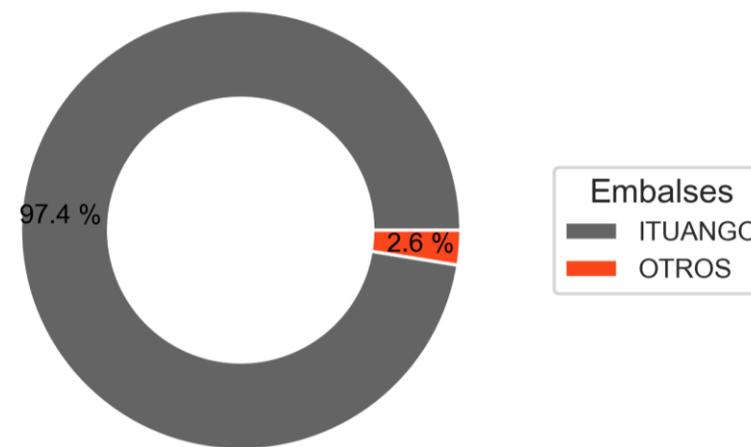
Vertimientos acumulados por embalse



Vertimientos



Participación vertimientos por embalse



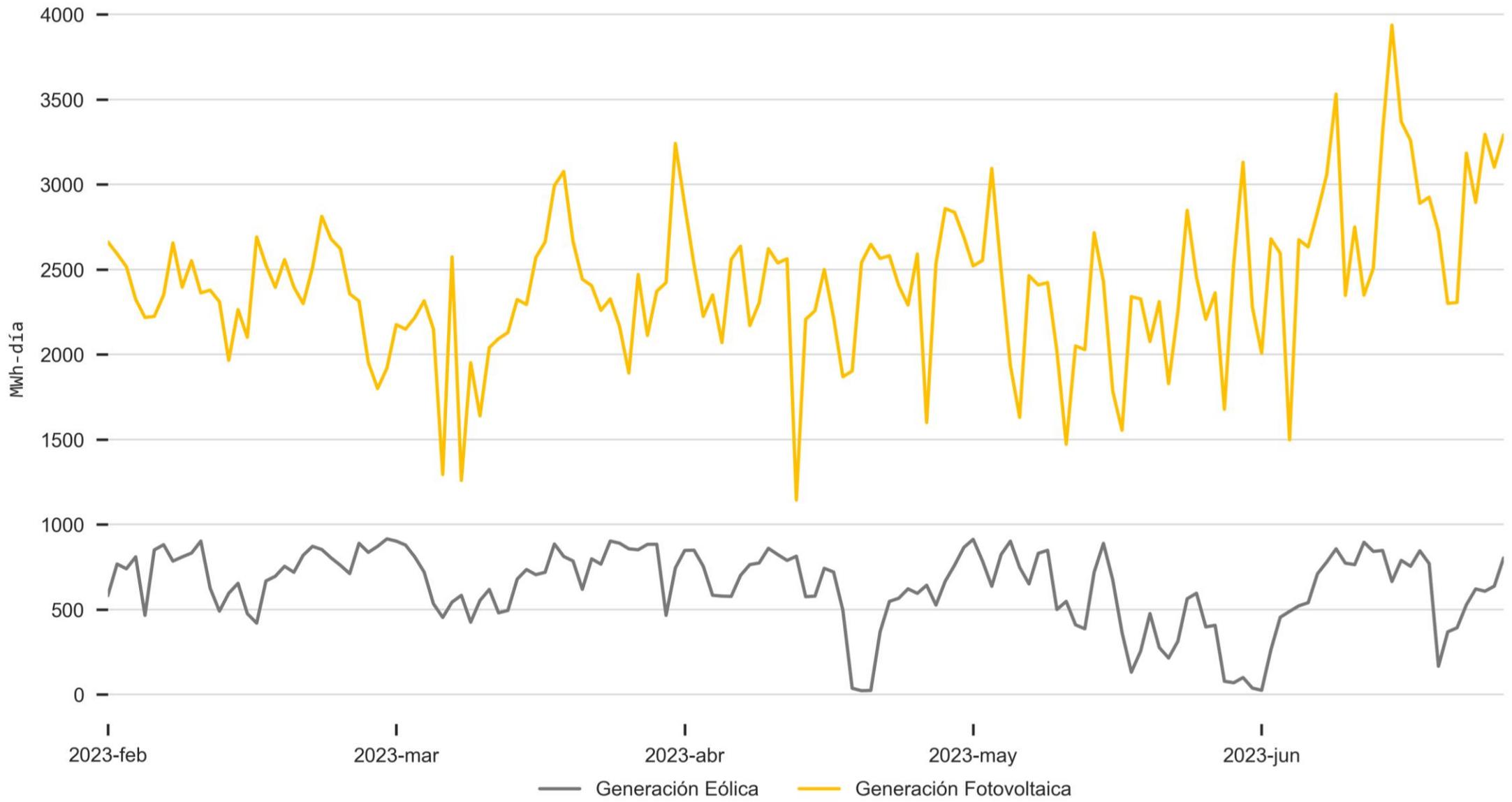
Los vertimientos acumulados se consideran desde 2023-06-01 hasta 2023-07-03.

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

Información hasta el 2023-07-03

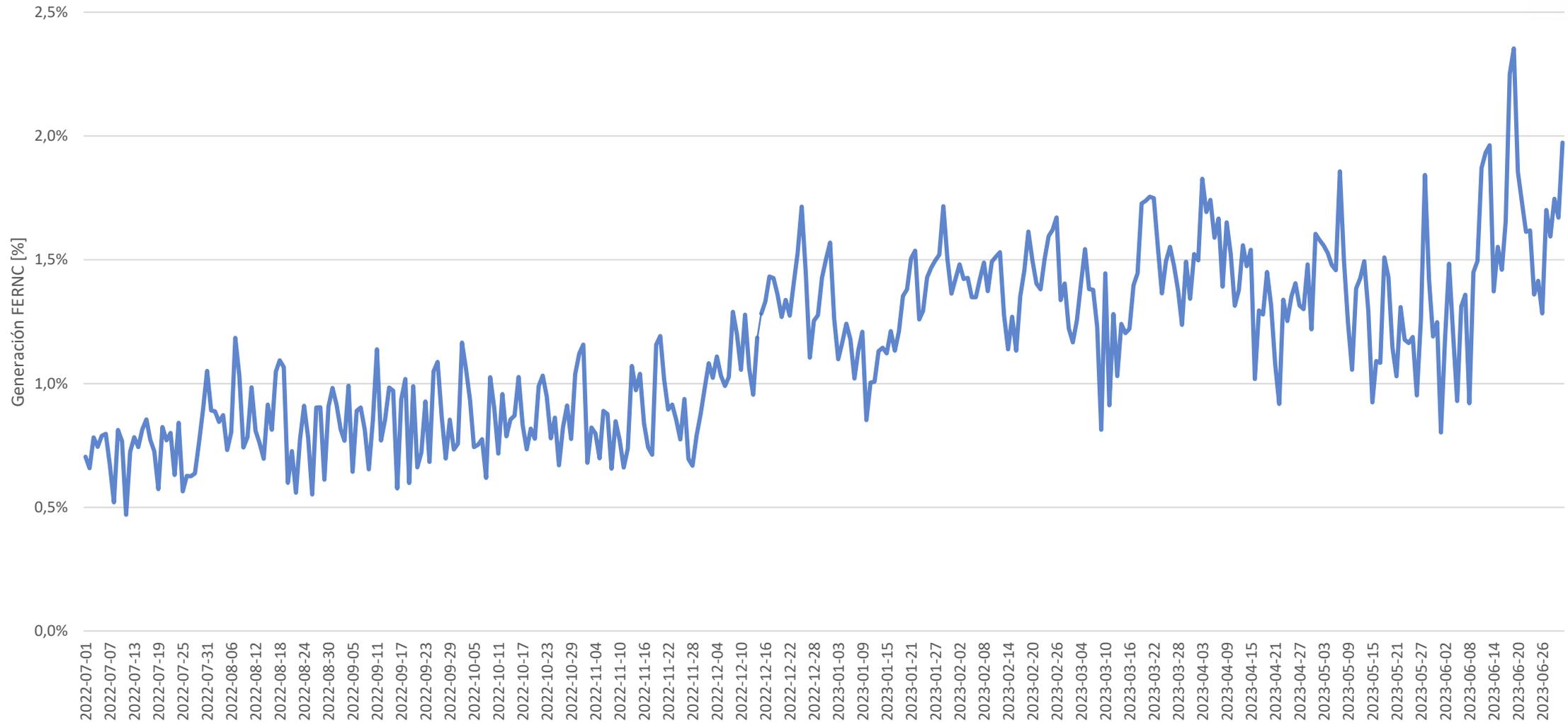
Información actualizada el 2023-07-04

# Generación FERNC



Se considera la generación de los recursos en pruebas iniciales y operación comercial.

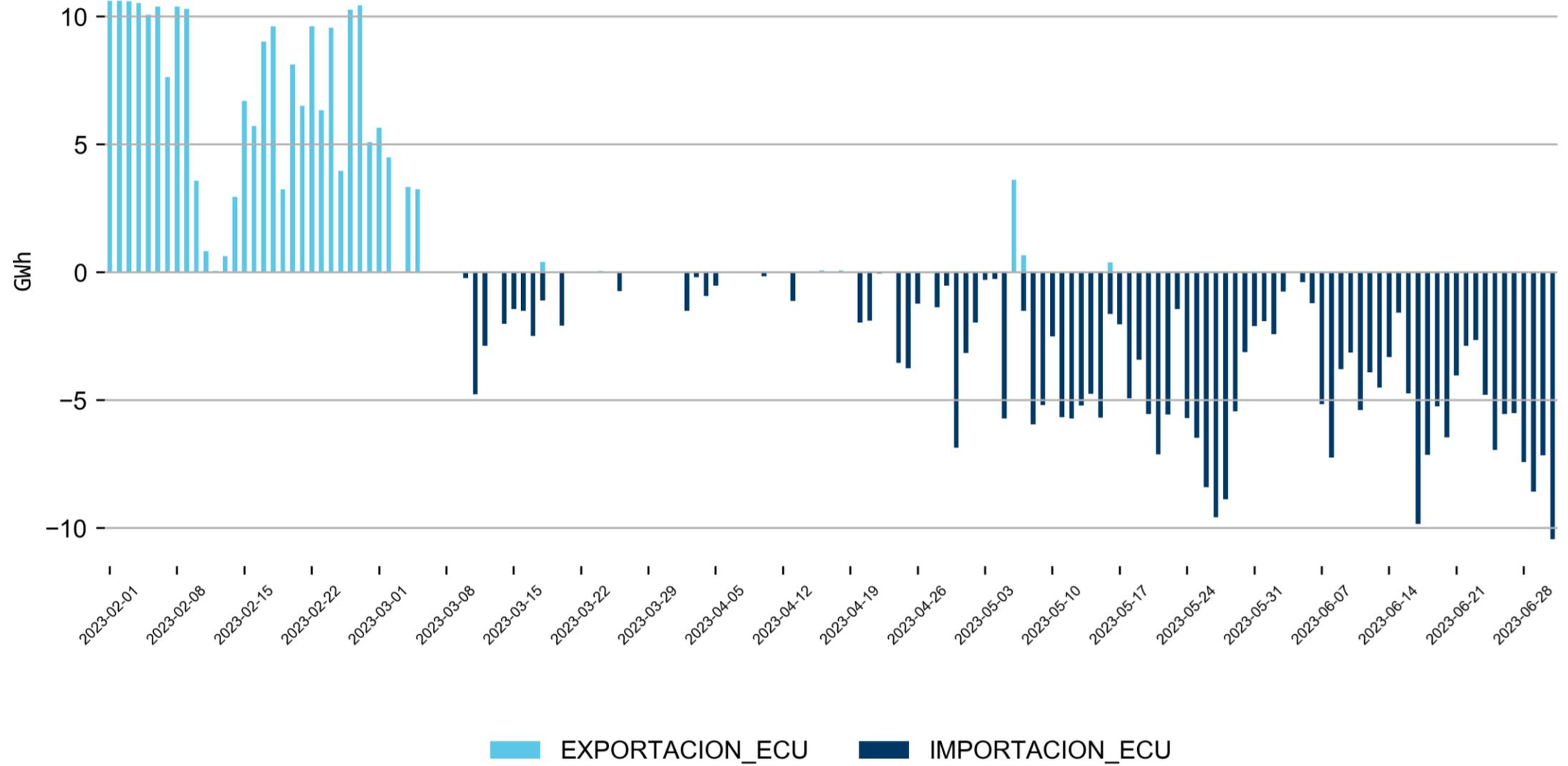
# Porcentaje de participación de la Generación FERNC en el SIN



Información hasta el 2023-07-01

Información actualizada el 2023-07-04

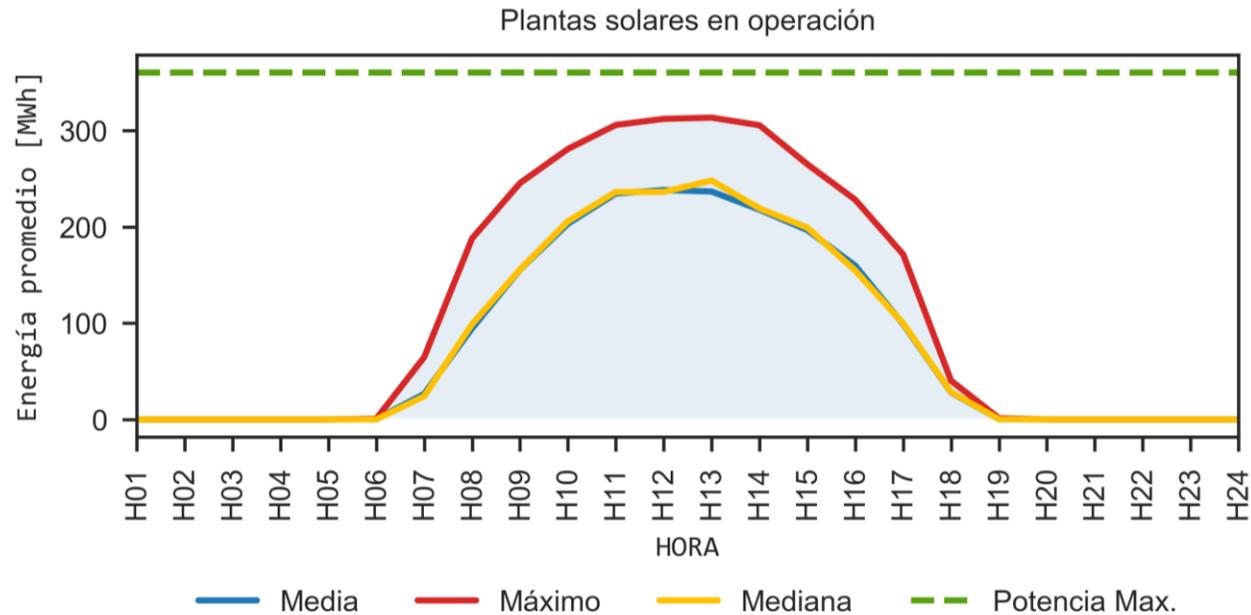
# Importaciones y exportaciones de energía



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

Información hasta el 2023-07-01  
Información actualizada el 2023-07-04

# Curva Generación Solar - Plantas en Operación

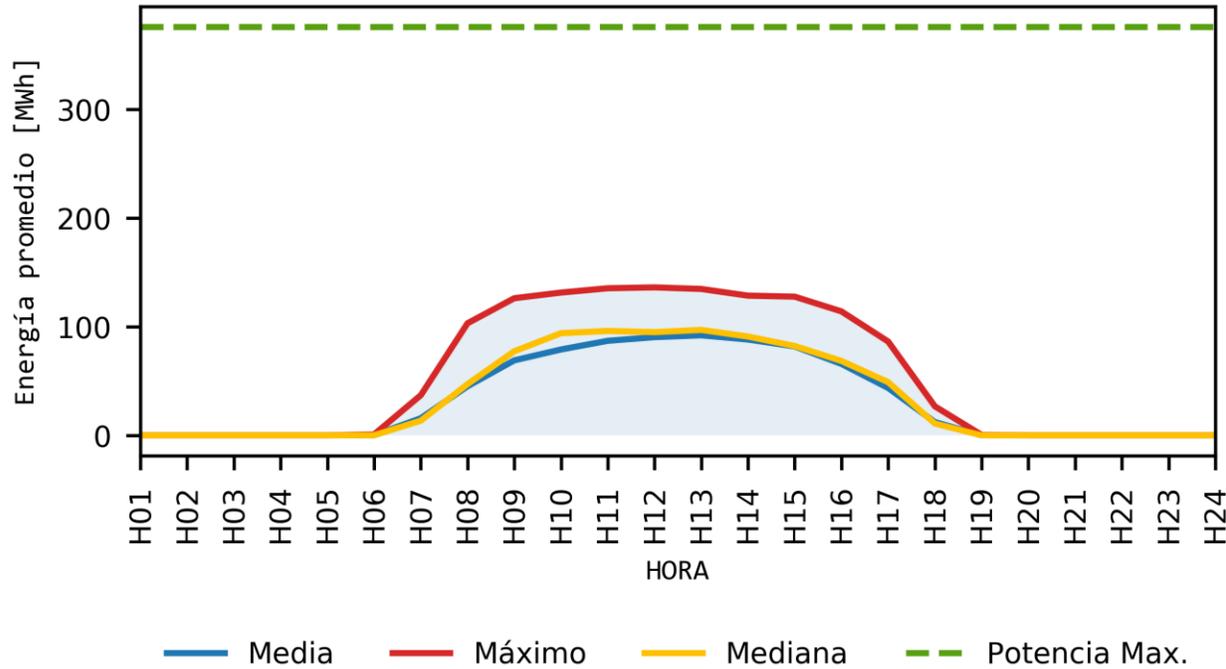


Corresponde a la generación real de los recursos solares en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2023 hasta el 30 de junio de 2023. Adicionalmente se consideran las plantas en operación con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
GRANJA SOLAR FLANDES	19.9	145.75	30.5%
CELSIA SOLAR DULIMA	19.9	142.08	29.7%
SINCE	18.5	124.61	28.1%
LA SIERPE	19.9	122.32	25.6%
LA TOLUA	19.9	116.04	24.3%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	19.9	105.3	22.0%
TRINA-VATIA BSLIII	19.9	102.13	21.4%
TRINA-VATIA BSLII	19.9	99.88	20.9%
TRINA-VATIA BSLI	19.9	99.05	20.7%
BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	17.9	95.05	22.1%
CERRITOS	9.9	74.33	31.3%
CELSIA SOLAR YUMA	9.1	66.67	30.5%
GRANJA SOLAR SAN FELIPE	9.1	62.31	28.5%
GR PARQUE SOLAR TUCANES	9.9	61.94	26.1%
GRANJA SOLAR LANCEROS	9.1	56.09	25.7%
LA MEDINA	9.9	54.94	23.1%
MONTELIBANO	9.9	54.53	22.9%
LOS CABALLEROS	9.9	52	21.9%
TIERRA LINDA	9.9	49.4	20.8%
GY SOLAR AURORA	9.9	46.91	19.7%
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	41.22	21.3%
CELSIA SOLAR ESPINAL	9.9	32.99	13.9%
HELIOS I	16	29.09	7.6%
GRANJA SOLAR BELMONTE	5.06	20.15	16.6%
CELSIA SOLAR CARMELO	9.9	14.46	6.1%
CELSIA SOLAR LA PAILA	9.9	13.87	5.8%
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.8	9.2	3.9%
Total	360.82	1892.32	

# Curva Generación Solar - Plantas en Pruebas

Plantas solares en pruebas

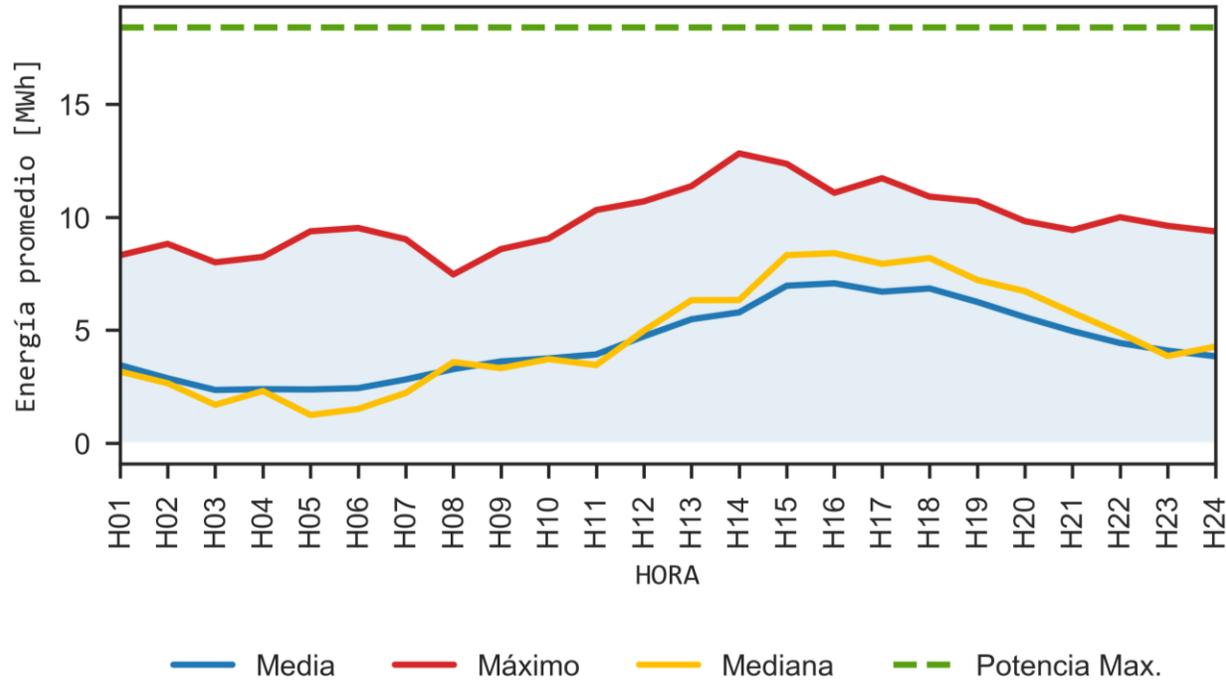


Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
EL PASO	67	420.94
LATAM SOLAR LA LOMA	150	213.53
PETALO DEL MAGDALENA	9.9	62.41
CELSIA SOLAR LA VICTORIA I	19.9	32.48
LOS GIRASOLES	9.5	32.21
CELSIA SOLAR LA VICTORIA II	19.9	23.83
FUNDACION	100	0
Total	376.2	785.4

Corresponde a la generación real de los recursos solares en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2023 hasta el 30 de junio de 2023 . Adicionalmente se consideran las plantas en pruebas con capacidad efectiva mayor a 5 MW.

# Curva Generación Eólica - Plantas en Operación

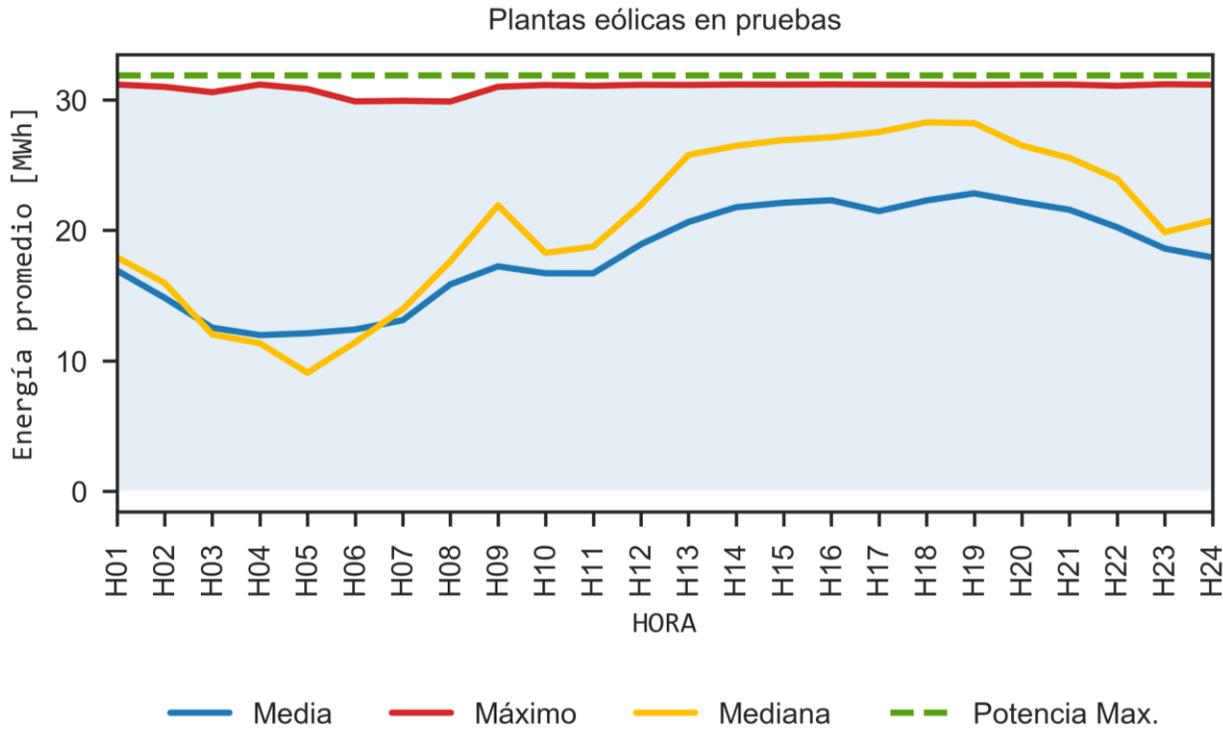
Plantas eólicas en operación



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]	Factor de planta [%]
JEPIRACHI 1 - 15	18.42	106	24.0%
Total	18.42	106	

Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en operación que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2023 hasta el 30 de junio de 2023.

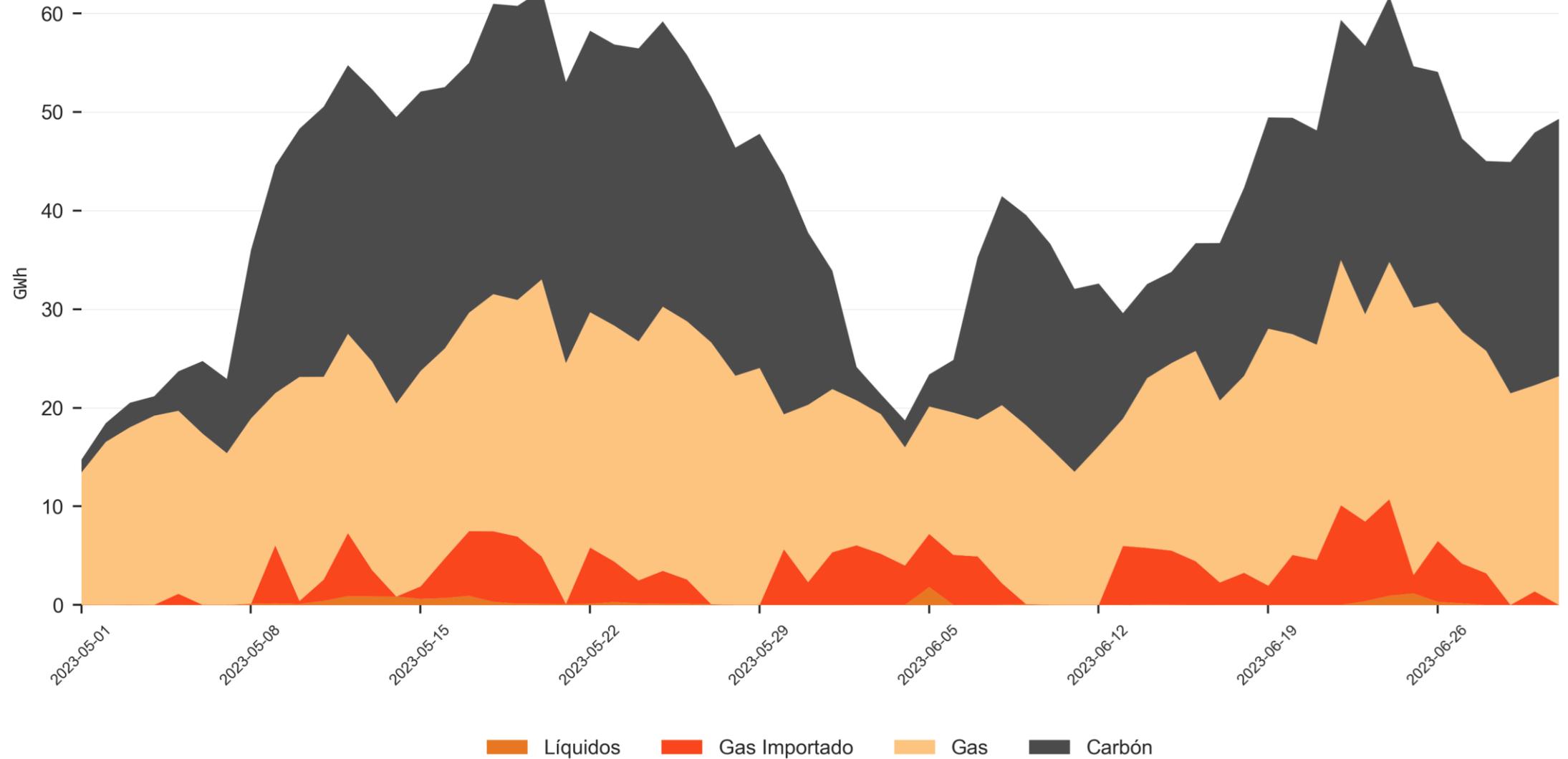
# Curva Generación Eólica - Plantas en Pruebas



Planta	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Generación Promedio [MWh-día]
PARQUE EOLICO GUAJIRA I	19.9	256.98
PARQUE EOLICO WESP01	12	176.19
Total	31.9	433.17

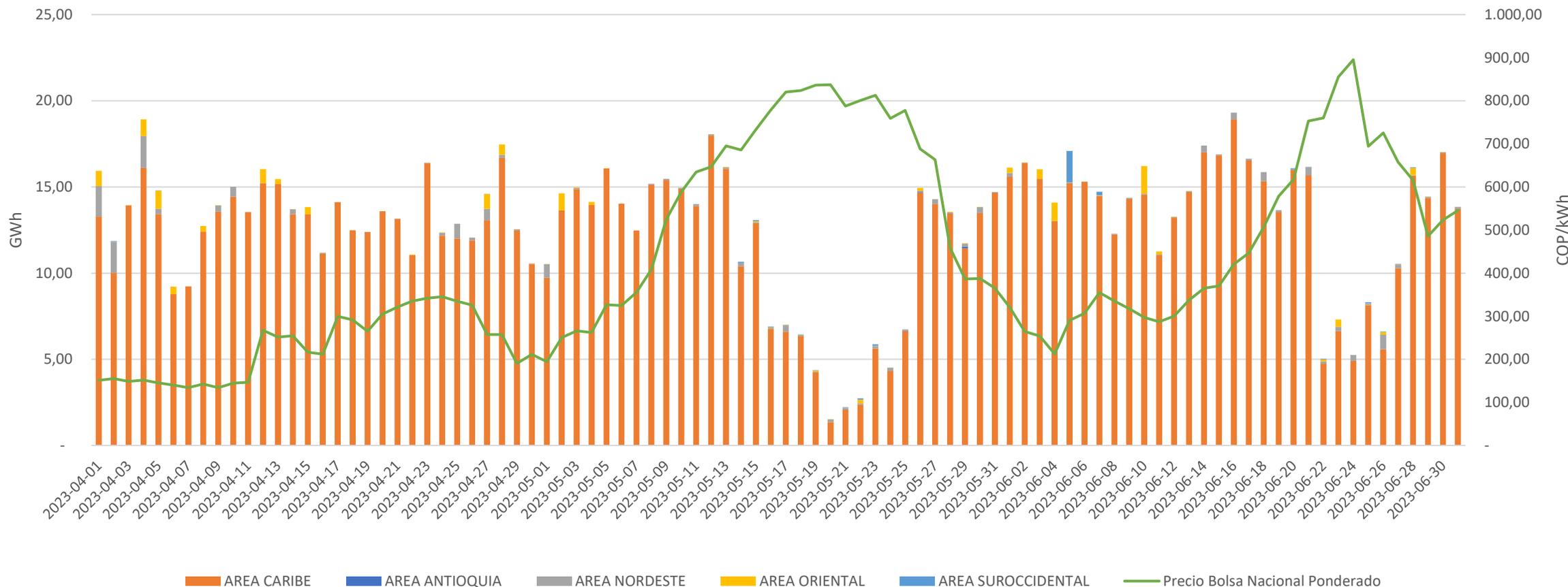
Corresponde a la generación real de los recursos eólicos en pruebas que inyectaron energía al SIN desde el 01 de junio de 2023 hasta el 30 de junio de 2023.

# Evolución Generación térmica Despachada Centralmente



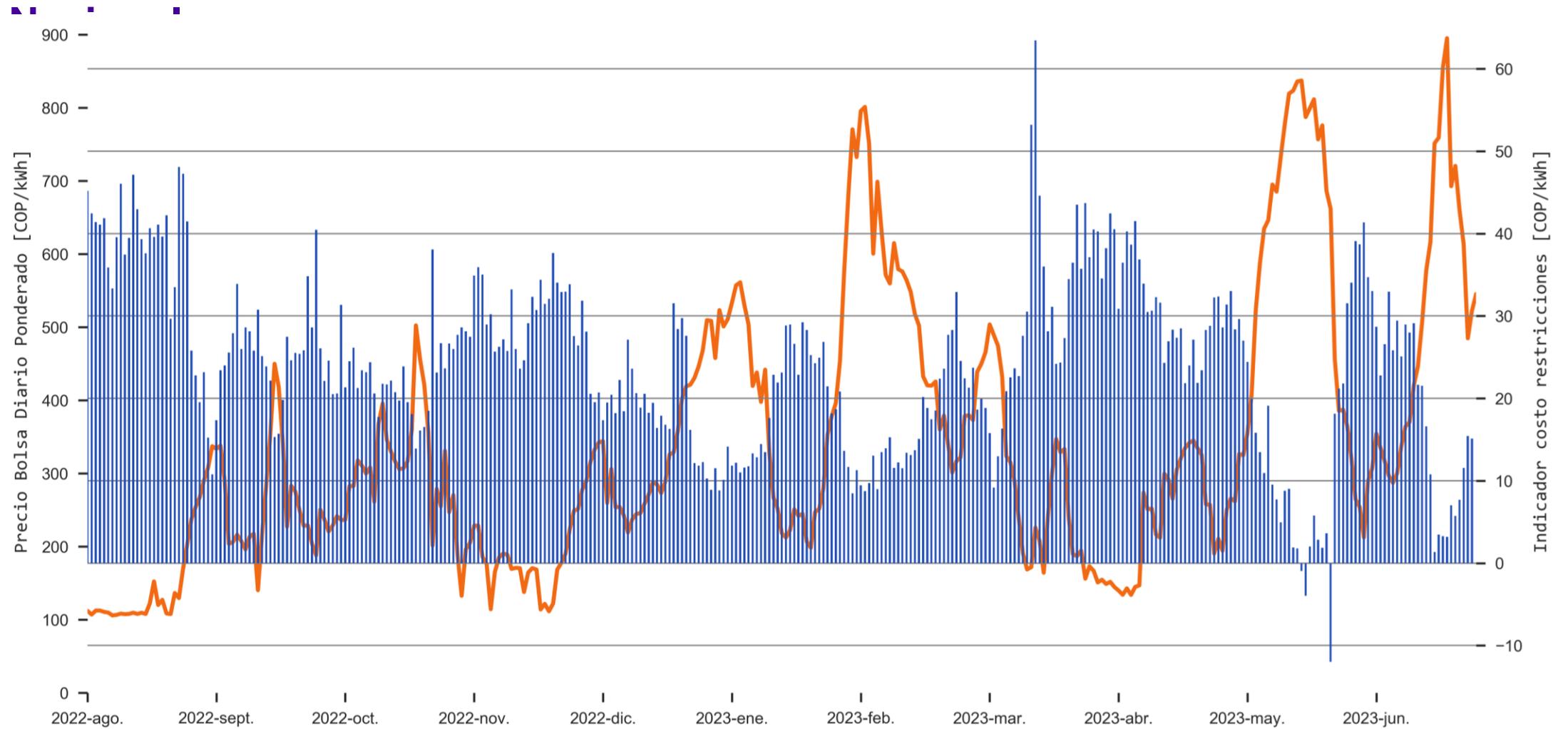
Información hasta el 2023-07-01  
Información actualizada el 2023-07-04

# Generación Térmica Fuera De Merito Por Área vs Precio De Bolsa



Información hasta el 2023-07-01  
 Información actualizada el 2023-07-04

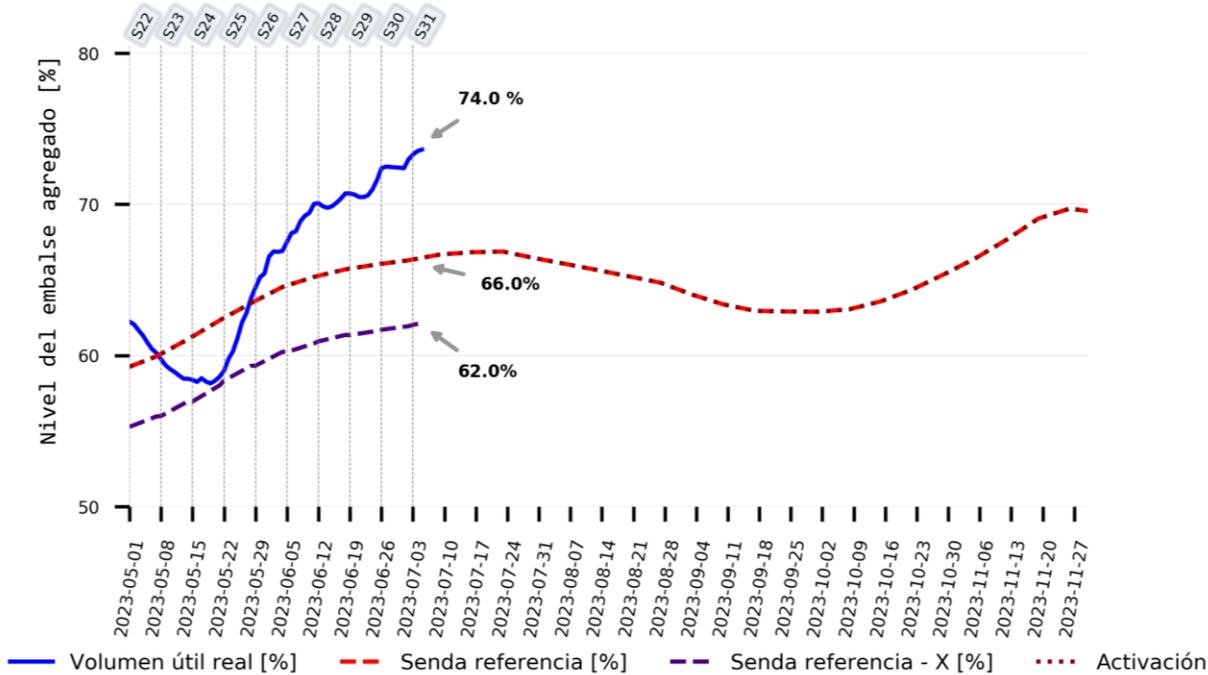
# Indicador de seguimiento al costo de restricciones vs Precio de Bolsa



— PPPBolsaDiario  
■ Indicador costo restricciones

Información hasta el 2023-07-01  
Información actualizada el 2023-07-04

# Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN



Fecha cálculo X	Semana	Senda referencia - X [%]	Senda referencia [%]	Volumen útil real [%]
2023-05-01	S22	55.27	59.25	62.24
2023-05-08	S23	55.99	60.1	59.75
2023-05-15	S24	56.95	61.25	58.39
2023-05-22	S25	58.33	62.48	58.98
2023-05-29	S26	59.32	63.61	64.49
2023-06-05	S27	60.22	64.63	67.51
2023-06-12	S28	60.93	65.27	70.07
2023-06-19	S29	61.34	65.74	70.72
2023-06-26	S30	61.7	66.06	72.38
2023-07-03	S31	62.03	66.35	73.29
2023-07-05	S31	62.13	66.46	73.62

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

# Senda de referencia del Embalse Agregado del SIN

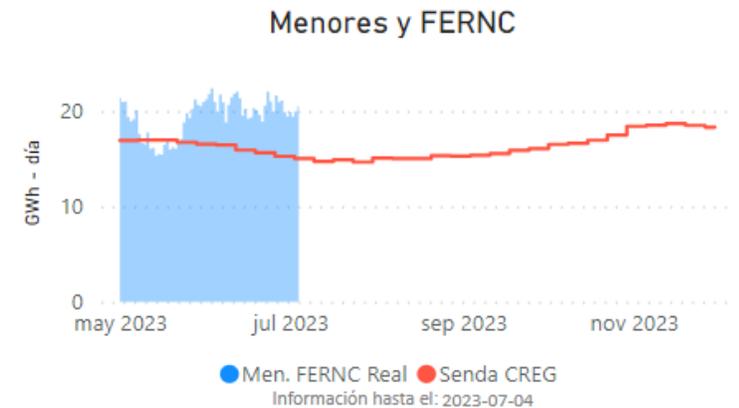
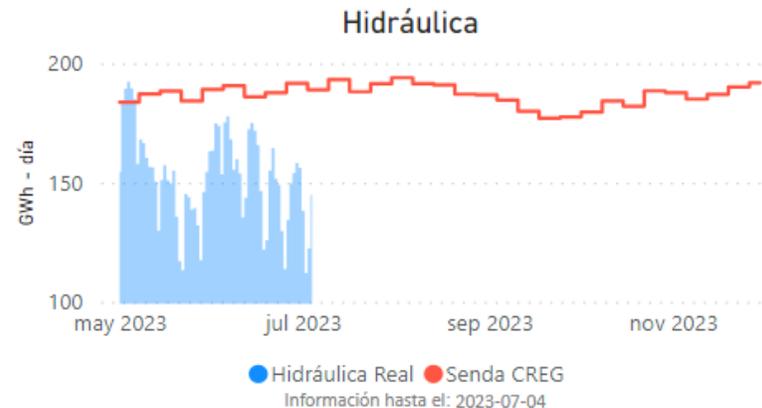
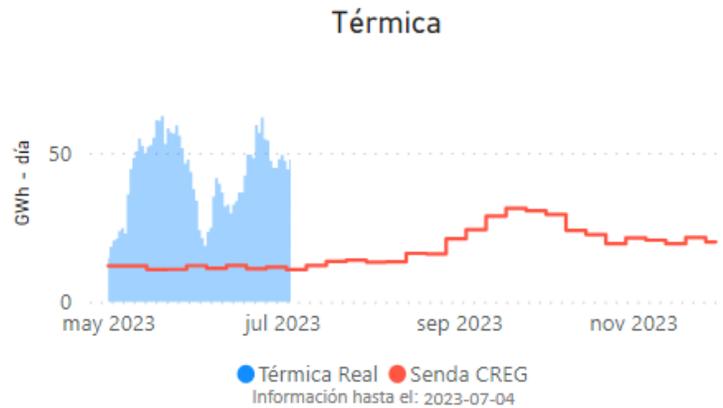
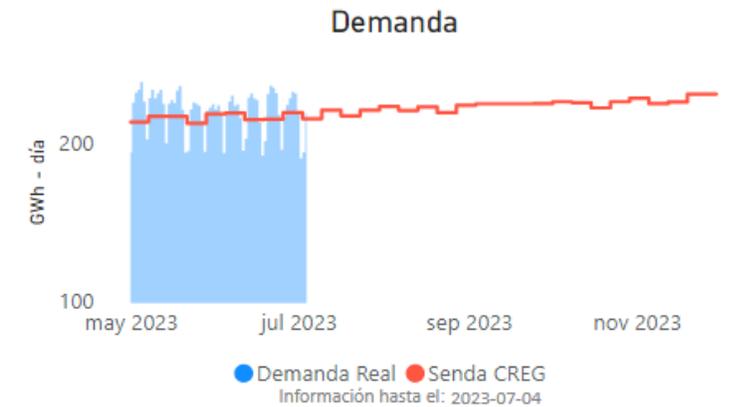
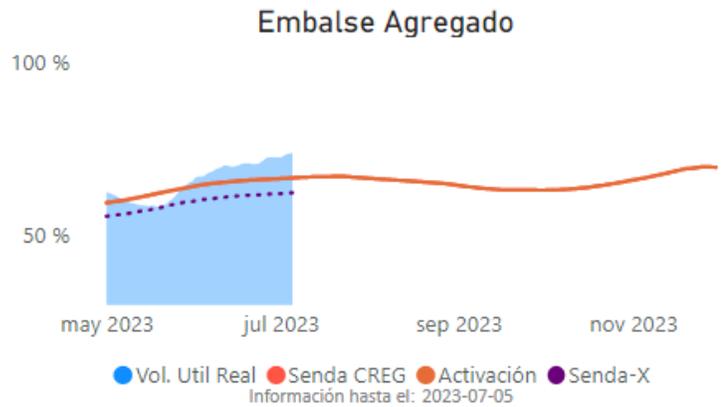
REFERENCIA CREG

Rango de fechas

01/05/2023

30/11/2023

	Embalse	Aportes	Demanda	Hidráulica	Térmica	Men&FERNC	Neto Import.
[%]	7,16 %	-14,83 %	1,61 %	-18,86 %	269,01 %	18,99 %	
[GWh]	1.233,48	-2.552,07	225,44	-2.300,25	2.024,06	201,57	297,12



Información hasta el 2023-07-05

Información actualizada el 2023-07-06

## 2. Expectativas Energéticas



Sumamos energía,  
sumamos pasión

# Información supuestos

Actualización de supuestos para corridas energéticas

# Actualización en la entrada en operación proyectos



Se recibe actualización de información de Termocandelaria el día 13 de junio de 2023, indicando que la fecha estimada de puesta en operación del proyecto es **30 de julio de 2023.**  
**(actualmente en pruebas)**

# Actualización en consideración de proyectos



En el CNO extraordinario del 14 de abril de 2023, ENEL solicitó que no se consideraran las plantas Cartagena 1, 2 y 3 en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre del 2023.

**Cartagena 3 tiene consignaciones solicitadas a la fecha hasta el 30 de noviembre de 2023.**



El proyecto **Windpeshi no es considerado** de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023



Los proyectos **Acacias2 y Camelias no son considerados** en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023



# Restricciones en la operación de los embalses

Adicionalmente se solicita a los agentes verificar si se requiere actualizar las curvas de potencia vs nivel de embalse reportadas al CND según Acuerdo CNO 1558

aes

Actualizó información 3/03/2023

epm

Actualizó información 15/06/2023

CODIGO	NOMBRE	Nivel del embalse					
		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
		m1	m2	m3	m4	m5	m6
504	MIEL I	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
508	SOGAMOSO	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
105	SAN CARLOS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
103	JAGUAS	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
101	URRA	0.0%	25.0%	35.0%	50.0%	75.0%	100.0%
403	CHIVOR	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	50.0%	100.0%
408	BETANIA	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
213	GUAMO	0.0%	19.9%	39.6%	62.6%	82.4%	100.0%
506	PORCE III	0.0%	10.0%	20.0%	30.0%	43.0%	100.0%
104	PLAYAS	0.0%	15.0%	30.0%	45.0%	61.0%	100.0%
102	GUATAPE	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
505	PORCE II	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
112	TRONERAS	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
113	GUADALUPE 3	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
114	GUADALUPE 4	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%
115	LA TASAJERA	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%	50.0%	100.0%
409	ALTOANCHICAY	0.0%	2.1%	4.6%	35.2%	39.5%	100.0%
404	PRADO	0.0%	15.3%	22.1%	36.5%	43.9%	100.0%
414	SALVAJINA	0.0%	11.2%	18.3%	29.4%	32.1%	100.0%
412	CALIMA	0.0%	10.0%	25.0%	50.0%	75.0%	100.0%
399	EL QUIMBO	0.0%	20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%

	Potencia máxima						
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
	m1	m2	m3	m4	m5	m6	
	252	279	312	351	381	396	4 Jun 2021 - E2021-004321
	525	579	654	774	819	819	4 Jun 2021 - E2021-004321
	1240	1240	1240	1240	1240	1240	2 Feb 2016 - 201644001878-3
	170	170	170	170	170	170	2 Feb 2016 - 201644001878-3
	148	220	241	270	316	338	4 Feb 2016 - 455006
	640	720	800	920	960	1000	12 Nov 2019 - 4.944-2020
	362	406	446	481	511	540	3 Feb 2016 - 00128009
	1030	1110	1160	1195	1225	1250	28 Feb 2020 - 00207296
	614	634	654	674	700	700	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	197	200	202	204	207	207	15 Jun 2023 - 202344017174-3
	560	560	560	560	560	560	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	405	405	405	405	405	405	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	40	40	40	40	40	40	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	270	270	270	270	270	270	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	202	202	202	202	202	202	5 Jun 2020 - 202044014541-3
	102	170	238	306	306	306	8 Jun 2020 - 20200130086735
	280	280	345	345	355	355	21 Ene 2016 - 201600001480
	33.5	38	40	44	46	46	21 Ene 2016 - 201600001480
	180	227	248	280	285	285	21 Ene 2016 - 201600001480
	132	132	132	132	132	132	21 Ene 2016 - 201600001480
	221	286	334	371	394	400	9 Jun 2019 - 202044014911-3

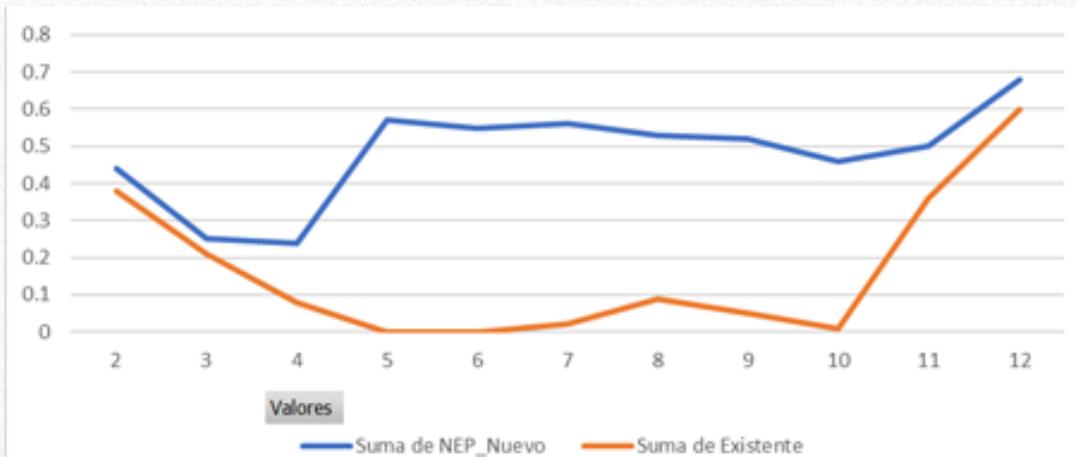
Se requiere actualizar por:

No coincide con CEN

No tiene pendiente decrecientes

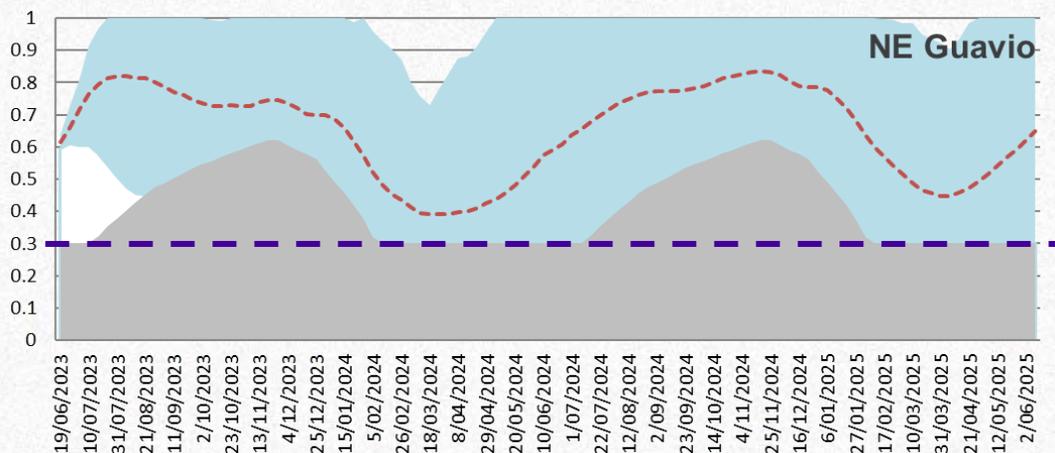
# Solicitud actualización de NEP

## Ejemplo planta existente



Con el objetivo de contar con la mejor información, XM recomendó a la CREG:

- ➔ Solicitar declarar nuevamente el valor de NEP de acuerdo con los parámetros actuales y la ENFICC vigente de las plantas.
- ➔ Definir un procedimiento de actualización obligatoria del NEP con cada verificación de ENFICC cuando esta cambie.



Y a los agentes con restricciones en sus embalses :

- ➔ Declarar el NEP cuando se tengan tengan restricciones temporales de tipo operativo en sus embalses.

EMBALSE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
GUAVIO NEP	28%	19%	11%	2%	0%	0%	0%	12%	33%	37%	35%	33%

# 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-largo-plazo.aspx>



## Condición Inicial Embalse



Jul 02, 72.97 %

## Intercambios Internacionales



No se consideran

## Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

## Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para junio 2023

## Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas

## Embalses



MOI, MAX(MOS,NEP)  
Desbalances de 3.76 GWh/día promedio  
Se incluye Restricción CAR sistémica

## Información combustibles



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

## Expansión Generación



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

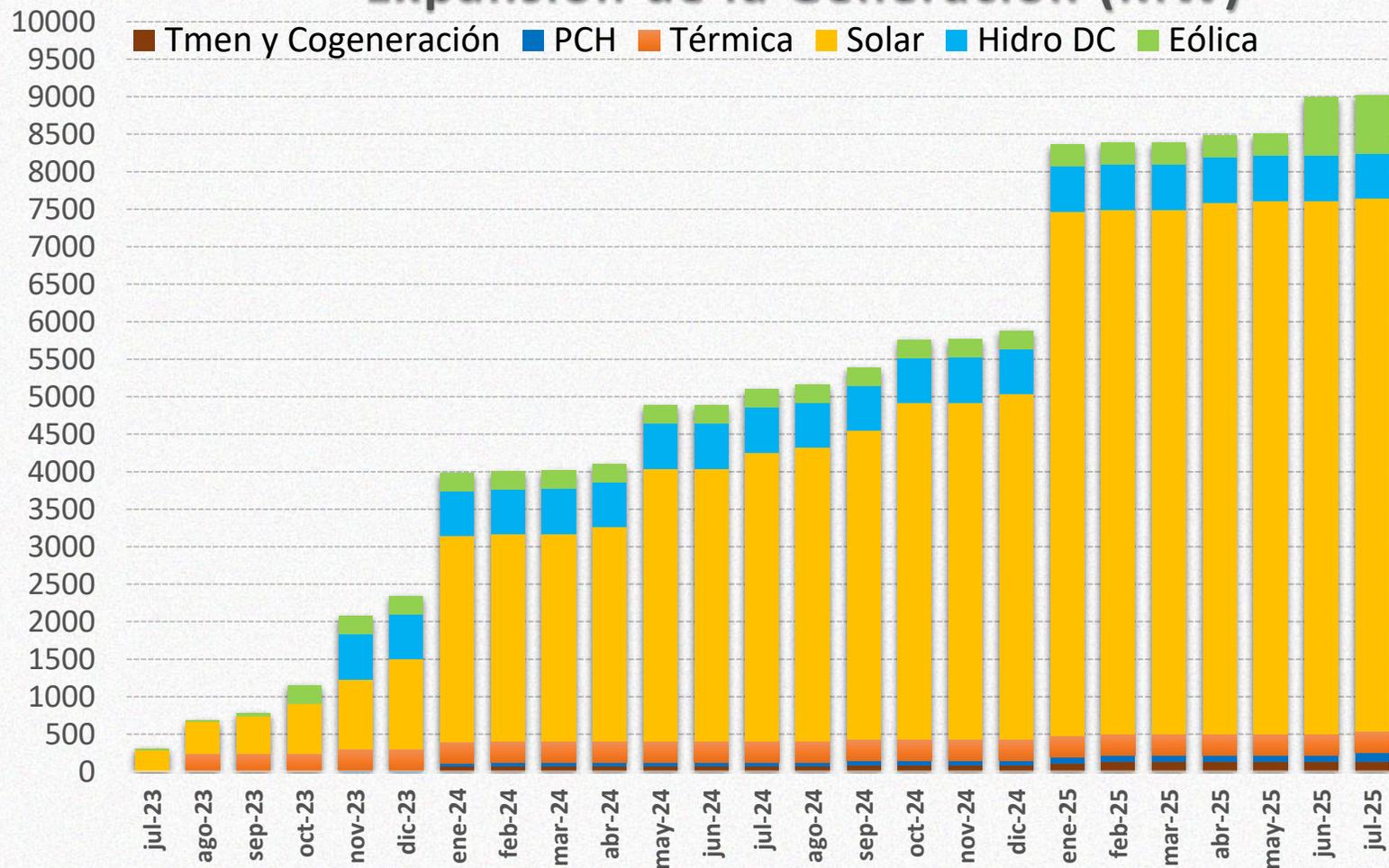
\* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

\* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

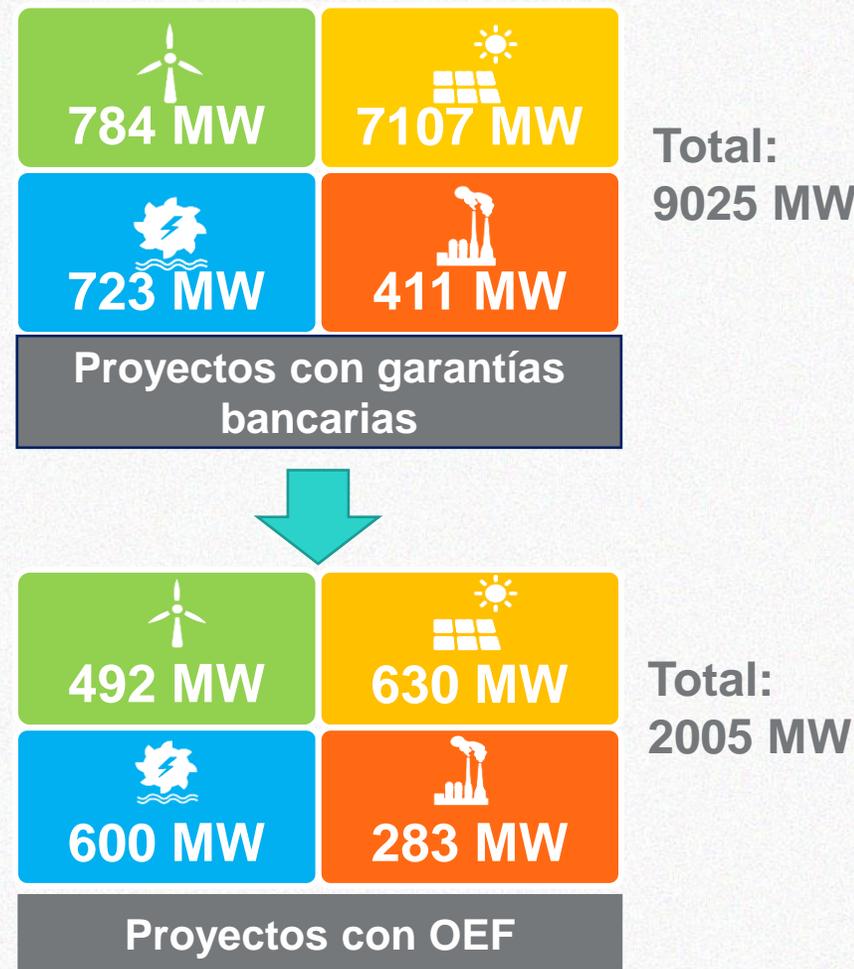
\* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO 700 del 13 de abril de 2023.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Expansión de la Generación (MW)



### Detalle de proyectos de generación:



Fueron considerados los proyectos de generación que en el horizonte de análisis que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021. En los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

\* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Demanda

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

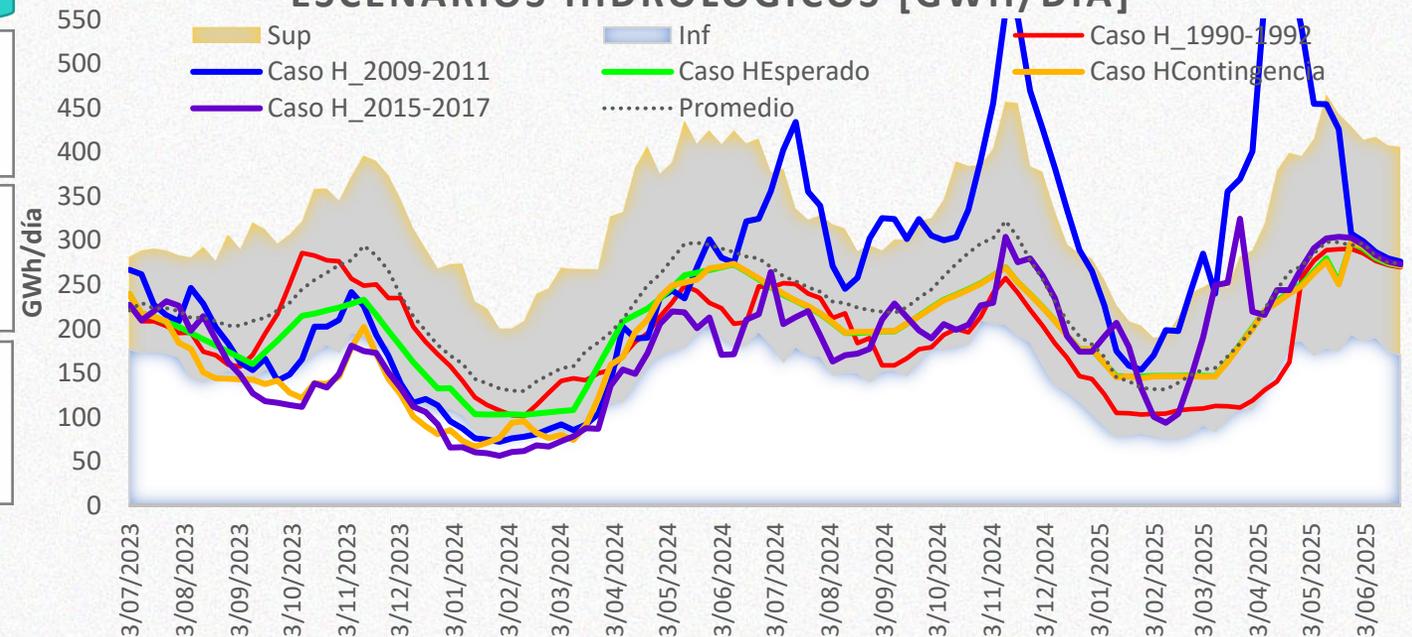
Demanda del SIN - GWh/día



## Hidrología

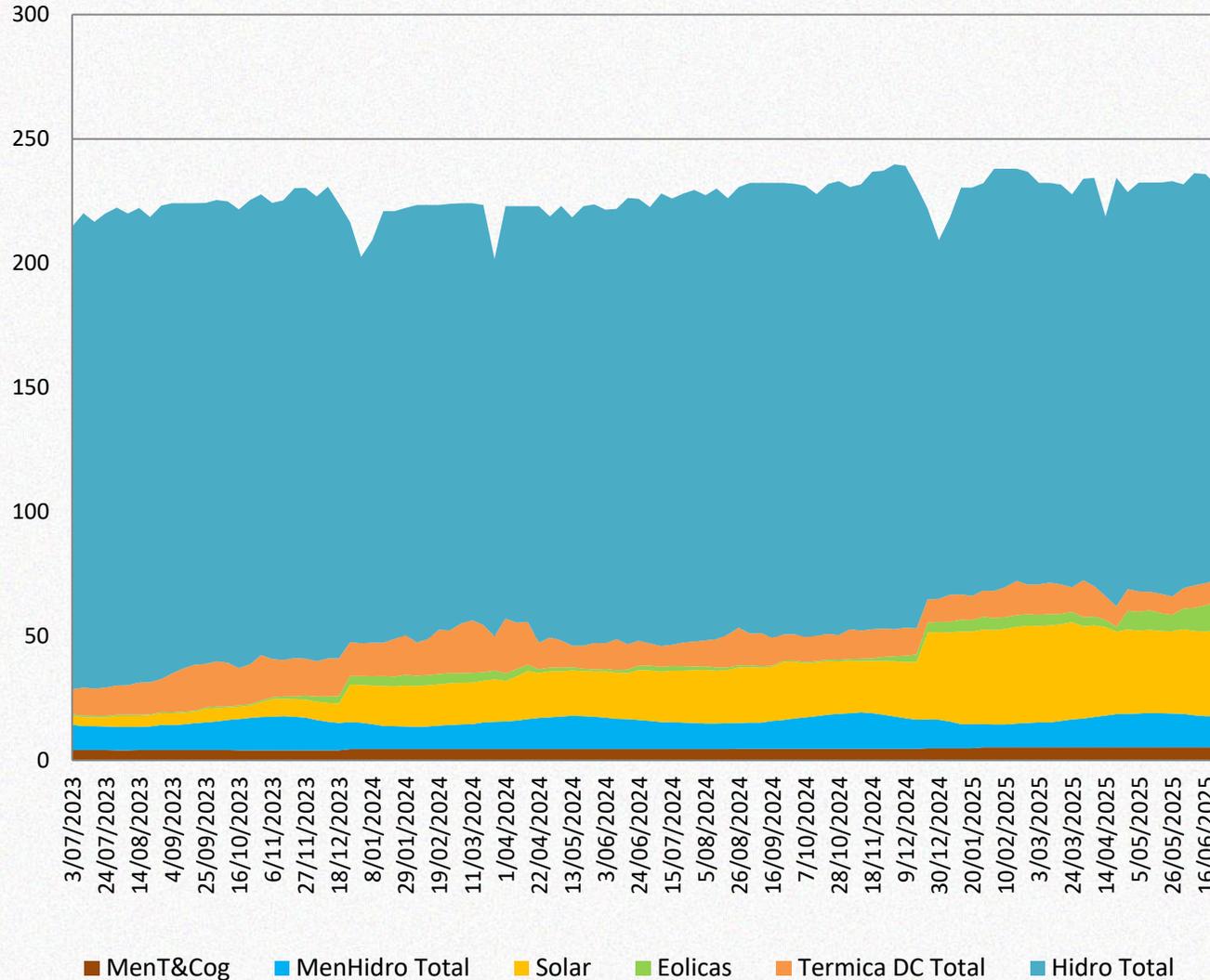
<b>1</b>	<b>H 1990-1992:</b> hidrología histórica del periodo jul de 1990 a jun de 1992	<b>4</b>	<b>Caso Contingencia CNO:</b> hidrología del escenario contingencia del CNO.
<b>2</b>	<b>H 2009-2011:</b> hidrología histórica del periodo jul de 2009 a jun de 2011	<b>5</b>	<b>Caso H Crítica :</b> Hidrología histórica del periodo jul 2015 a jun de 2017 .
<b>3</b>	<b>Caso Esperado CNO:</b> hidrología del escenario esperado del CNO.	<b>Estocástico</b>	<b>100 Series Sintéticas:</b> A partir de hidrología Histórica

ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [GWH/DÍA]

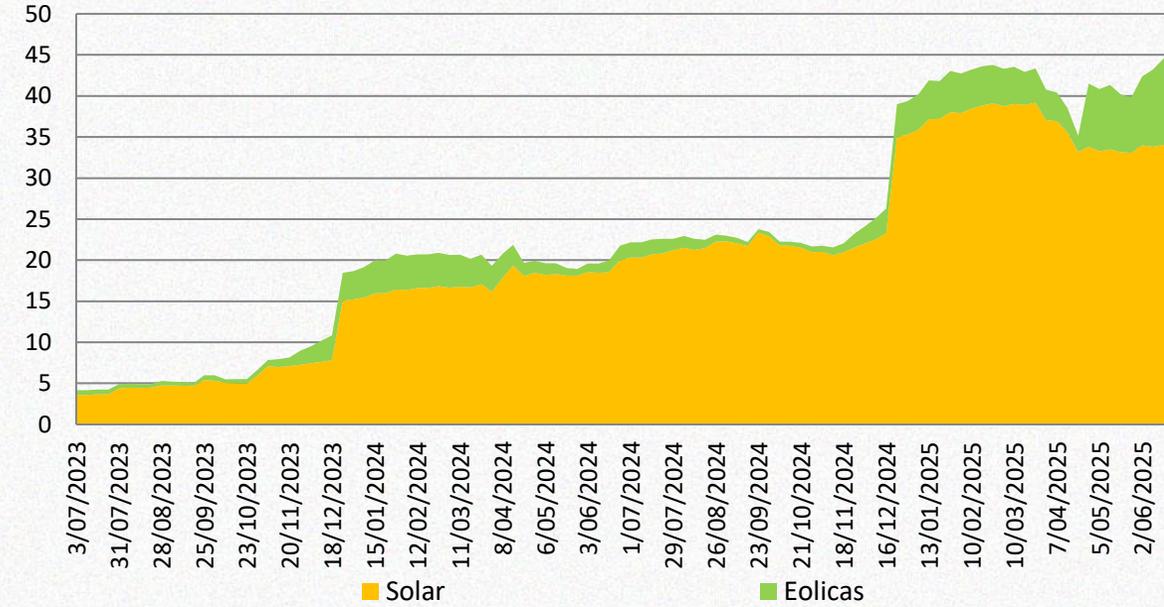


# Resultados Estocástico

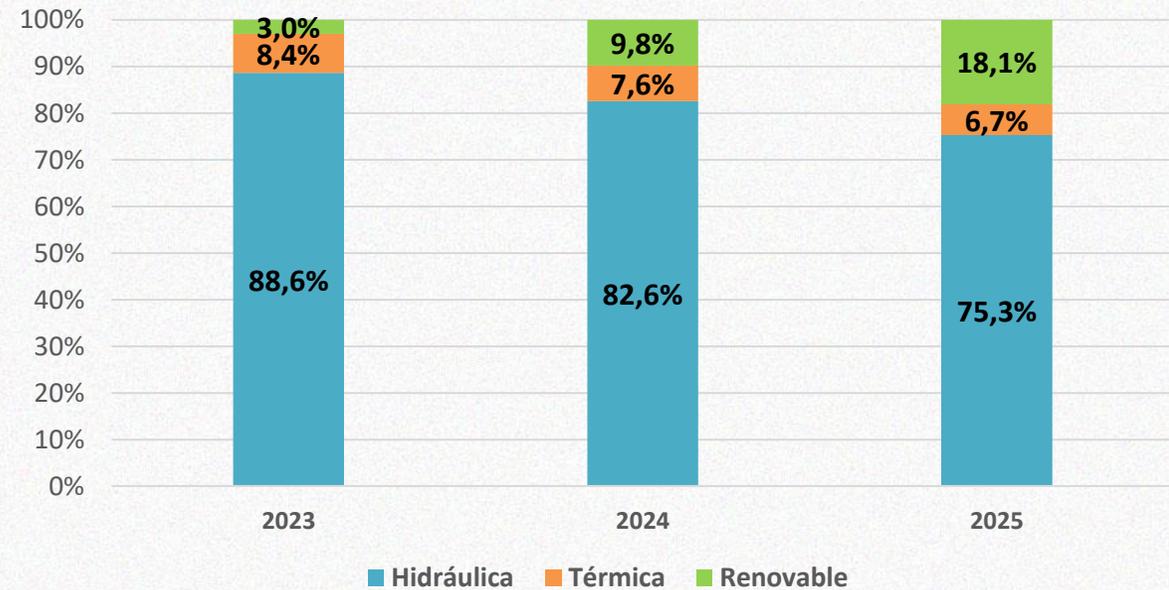
## Generación Promedio - GWh/día



## Generación FERNC Promedio - GWh/día



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

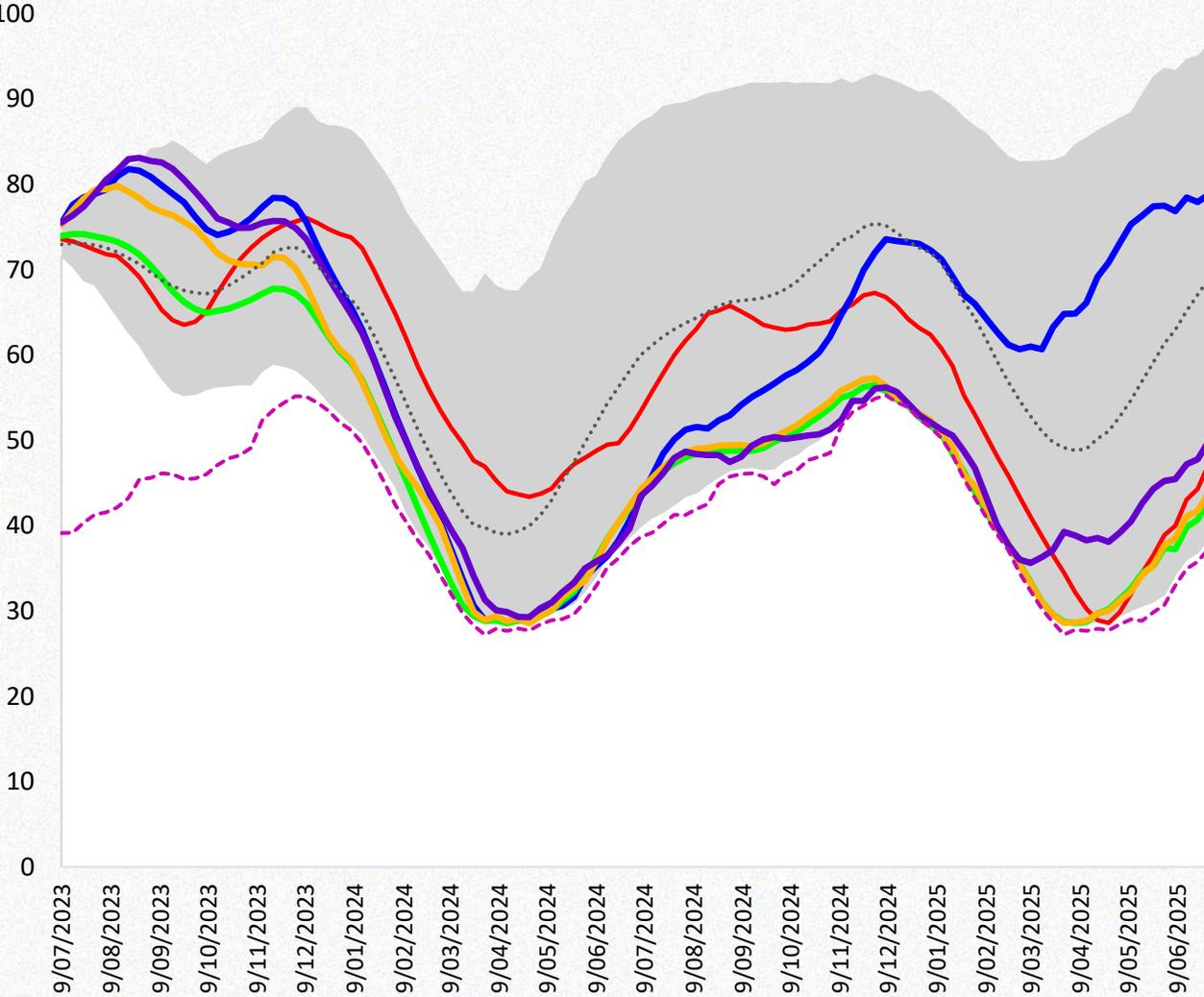


Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

# Resultados Determinísticos

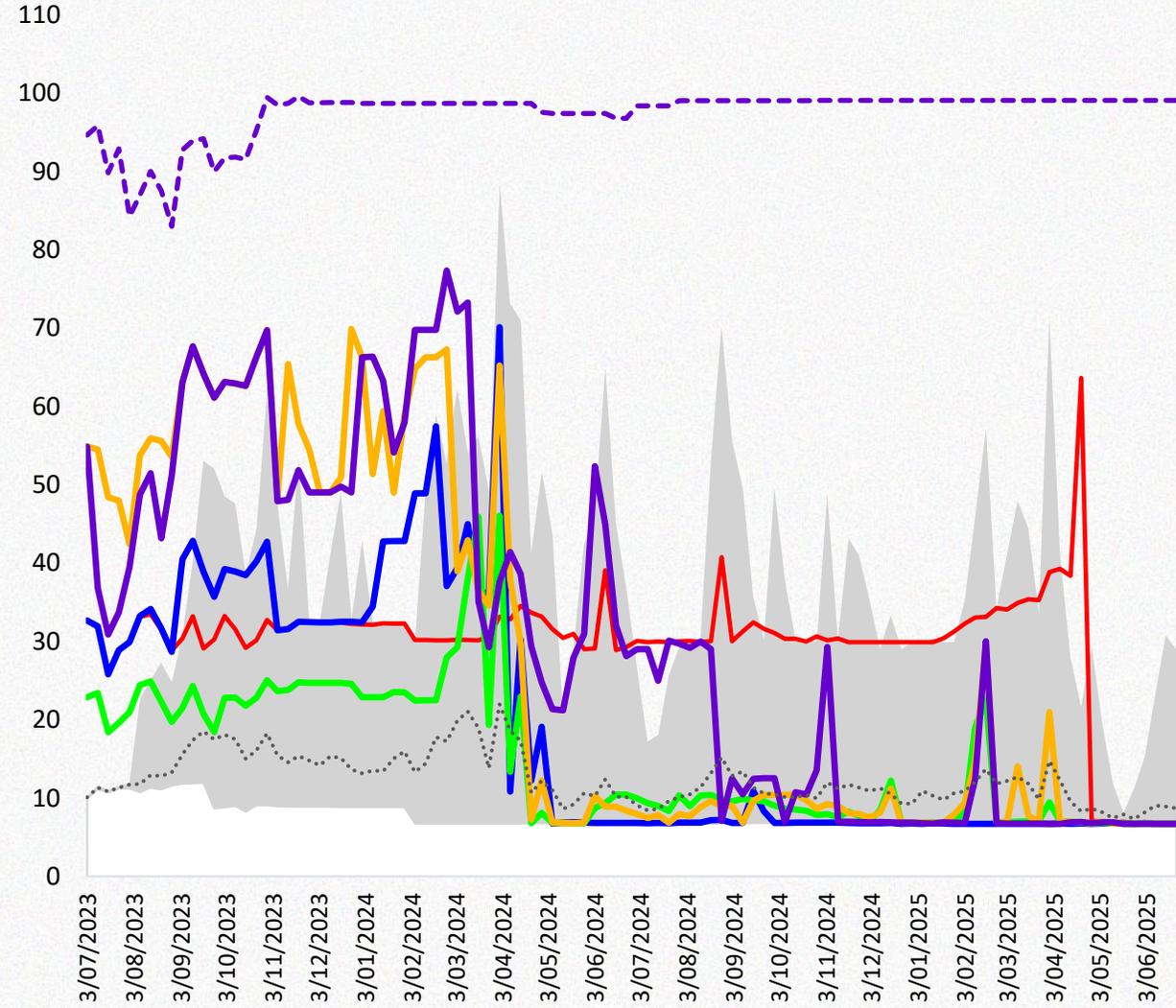


## Embalse Agregado SIN %



- Sup
- Inf
- Caso H\_1990-1992
- Caso H\_2009-2011
- Caso H Esperado
- Caso H Contingencia
- Caso H\_2015-2017
- Promedio
- CAR

## Generación Térmica [GWh/día]

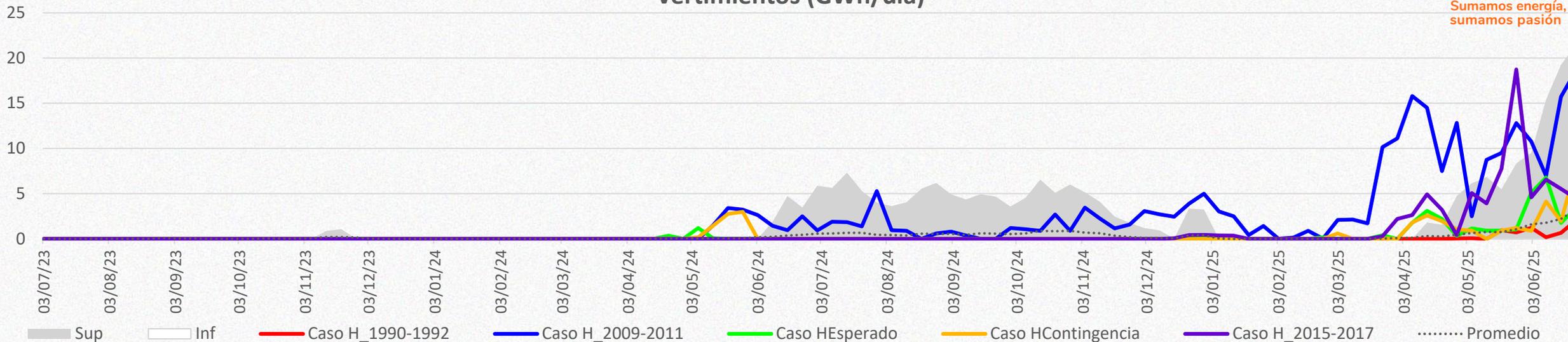


- Sup
- Inf
- Caso H\_1990-1992
- Caso H\_2009-2011
- Caso H Esperado
- Caso H Contingencia
- Caso H\_2015-2017
- Promedio
- Max GT Disponible

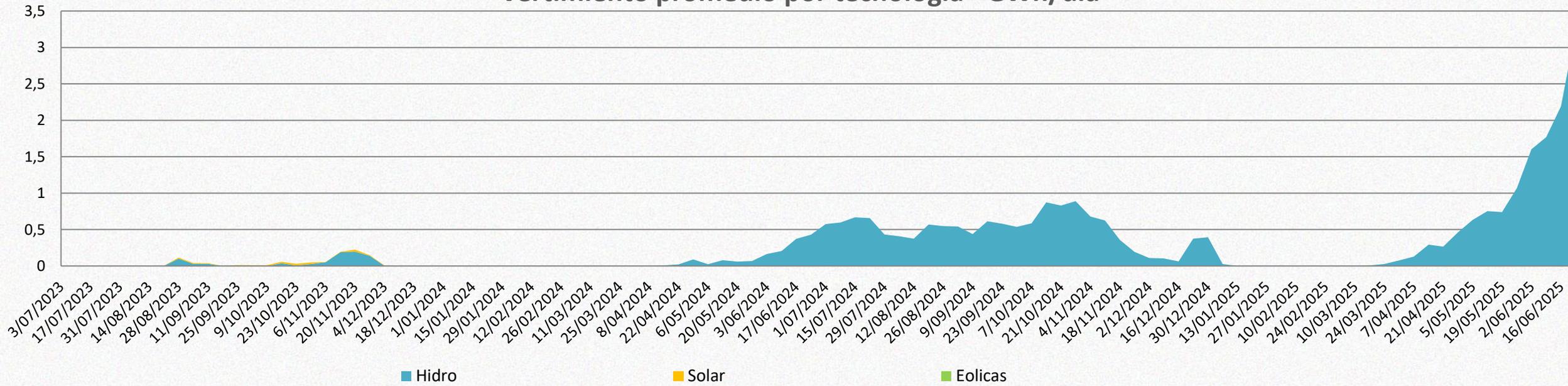
# Resultados de Vertimientos



## Vertimientos (GWh/día)



## Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



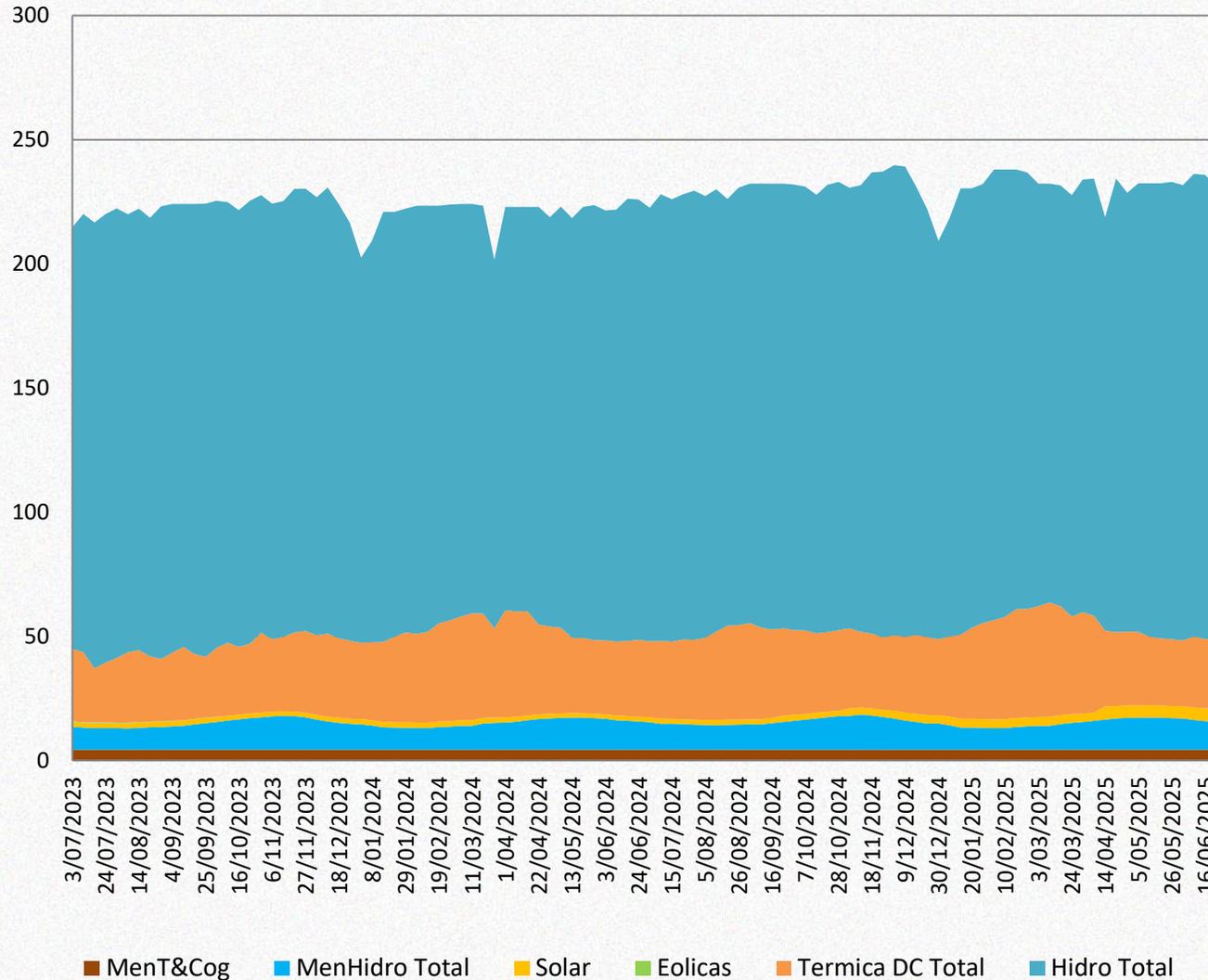
Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

# Sensibilidad proyectos con OEF atrasando un año su FPO

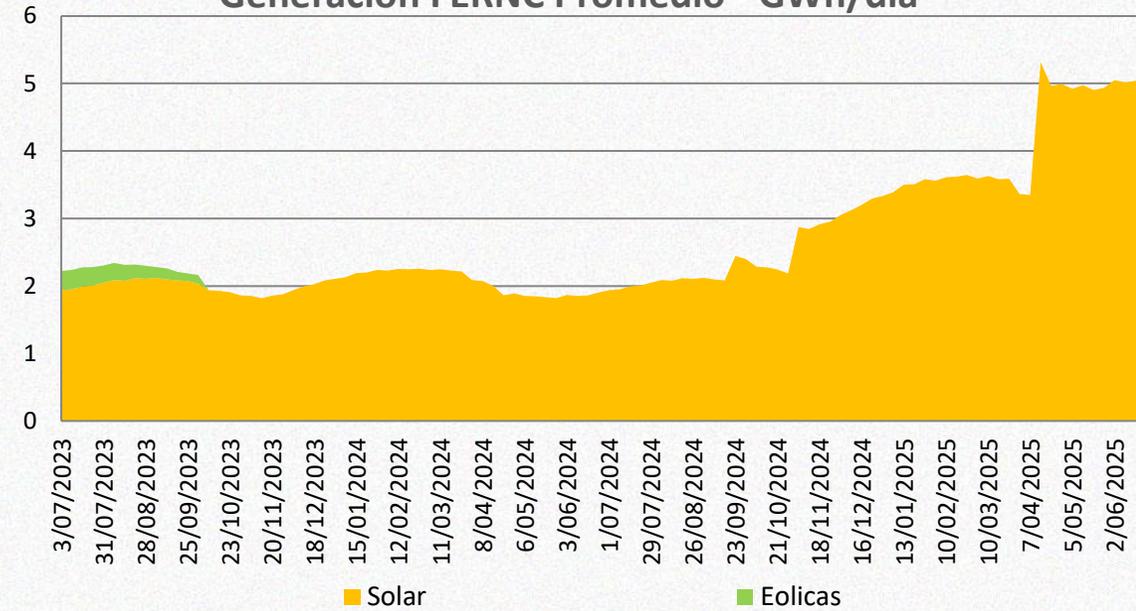
Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) considerando un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO) sobre el modelo estocástico y series determinísticas deficitarias 1990-1992, 2009-2011, 2014-2016 y 2015-2017.

# Resultados Estocástico

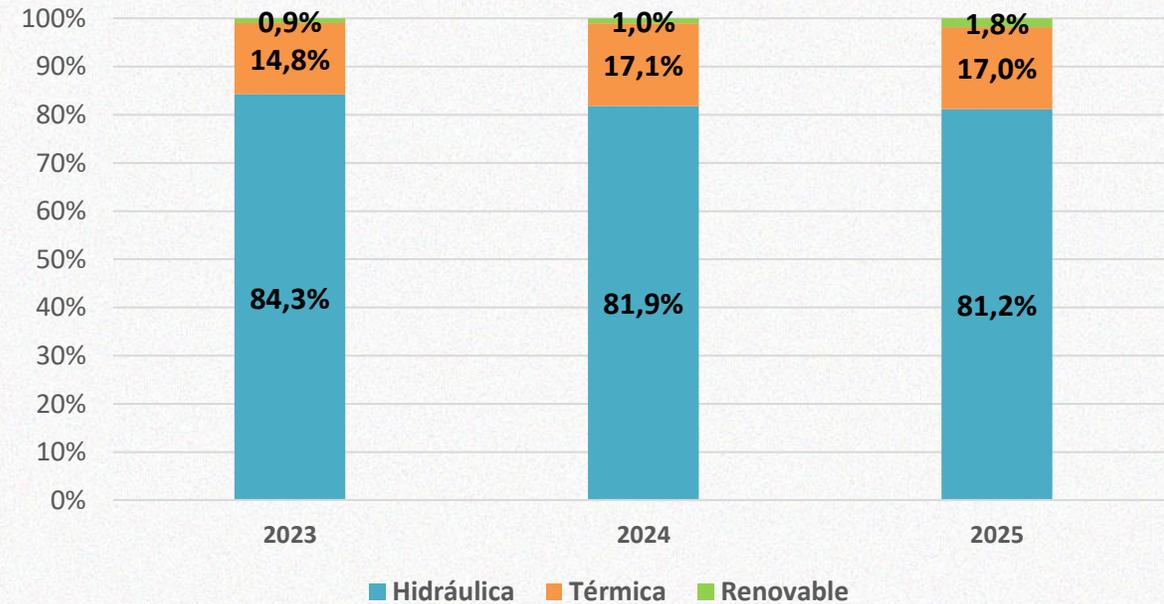
## Generación Promedio - GWh/día



## Generación FERNC Promedio - GWh/día



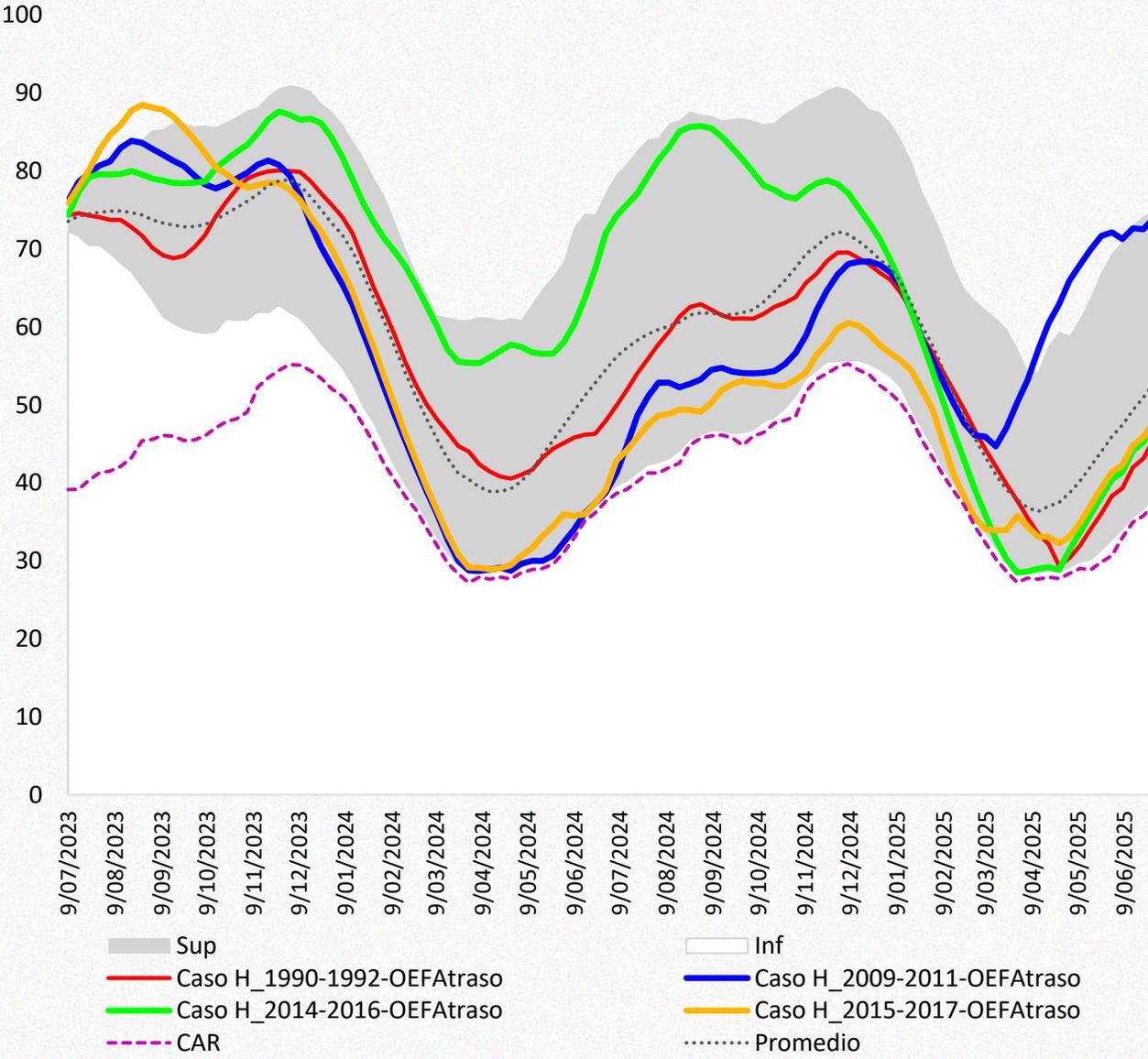
## Participación de la generación en la atención de la demanda



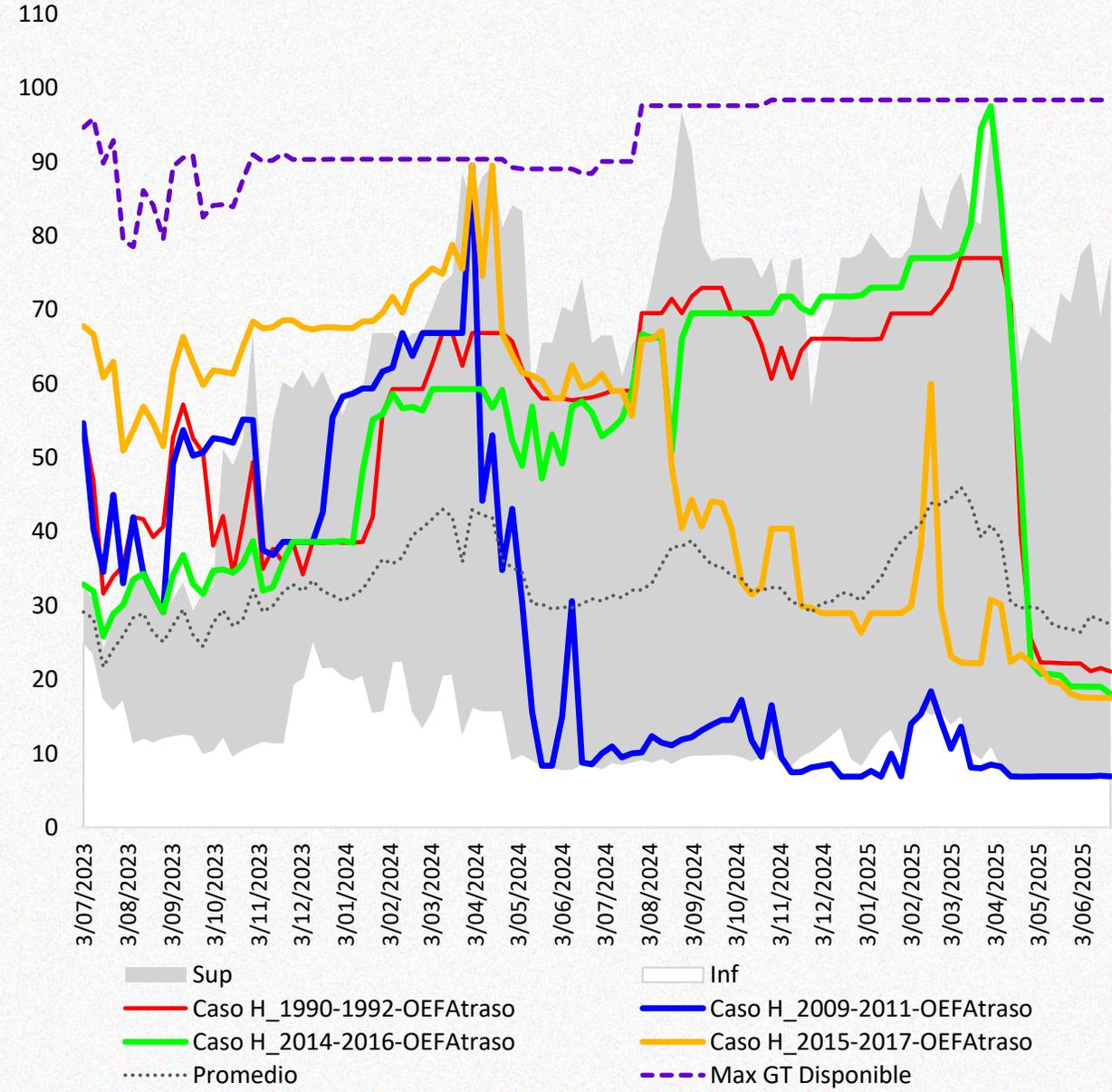
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

# Resultados Determinísticos

## Embalse Agregado SIN %



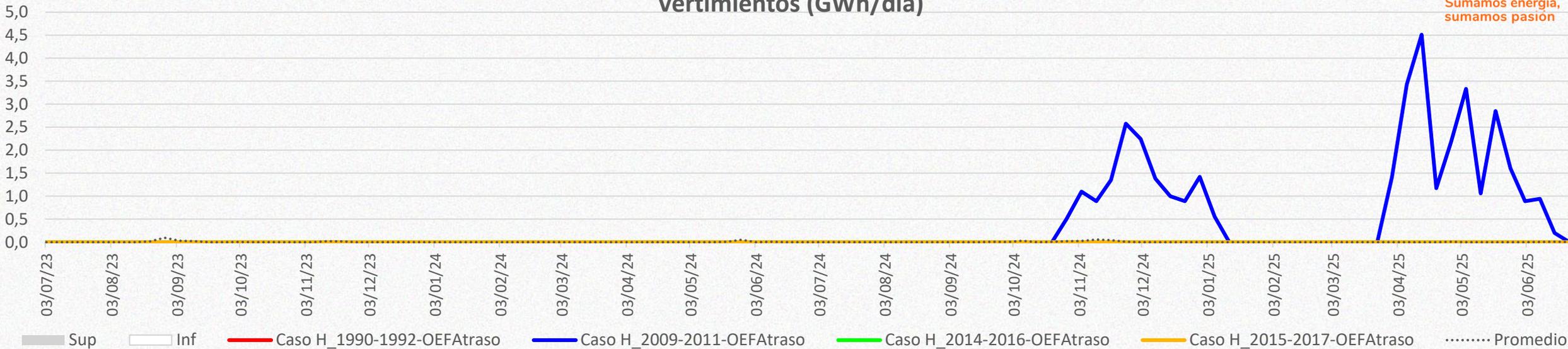
## Generación Térmica [GWh/día]



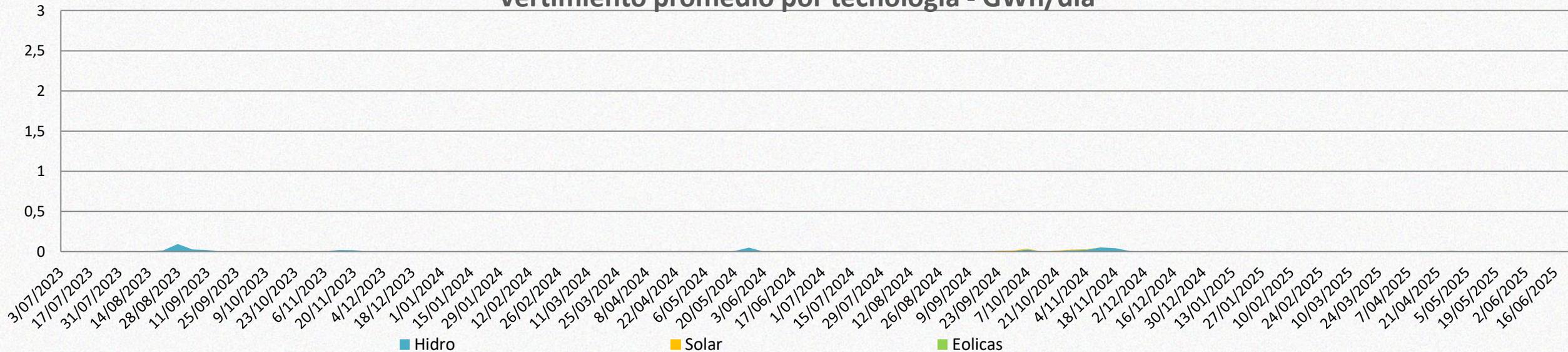
# Resultados de Vertimientos



### Vertimientos (GWh/día)



### Vertimiento promedio por tecnología - GWh/día



Energía aprovechable vertida por restricciones de red, hidráulicas o de balance por sobreoferta de recursos

# Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 2 años, con los supuestos considerados como escenario base 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 3.0% al inicio del horizonte del estudio a 18.1% al final del mismo.



Bajo el escenario de solo proyectos con OEF atrasados un año en su FPO se observa que no se incumplen los criterios de confiabilidad. Lo anterior, requiere la anticipación del uso de generación térmica que permite gestionar adecuadamente el recurso hídrico previo al evento del déficit de aportes hídricos.



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 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.

# 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.

## Tipo de simulación

Estocástico - 100 series

## Horizonte del estudio

5 años

### Condición Inicial Embalse



Junio 30 – 72.43%

### Intercambios Internacionales



No se consideran intercambios

### Mantenimientos Generación



Aprobados, solicitados y en ejecución en el horizonte

### Costos de racionamiento



Ultimo Umbral UPME para junio 2023

### Parámetros del SIN



PARATEC. Heat Rate + 15% Plantas a Gas



MOI, MAX(MOS,NEP)  
Desbalances de 3.7 GWh/día promedio  
Curva CAR sistémica

### Información combustibles



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

### Expansión Generación



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

### Demanda del SIN



Escenario medio Proyección UPME actualizada en Octubre 2022

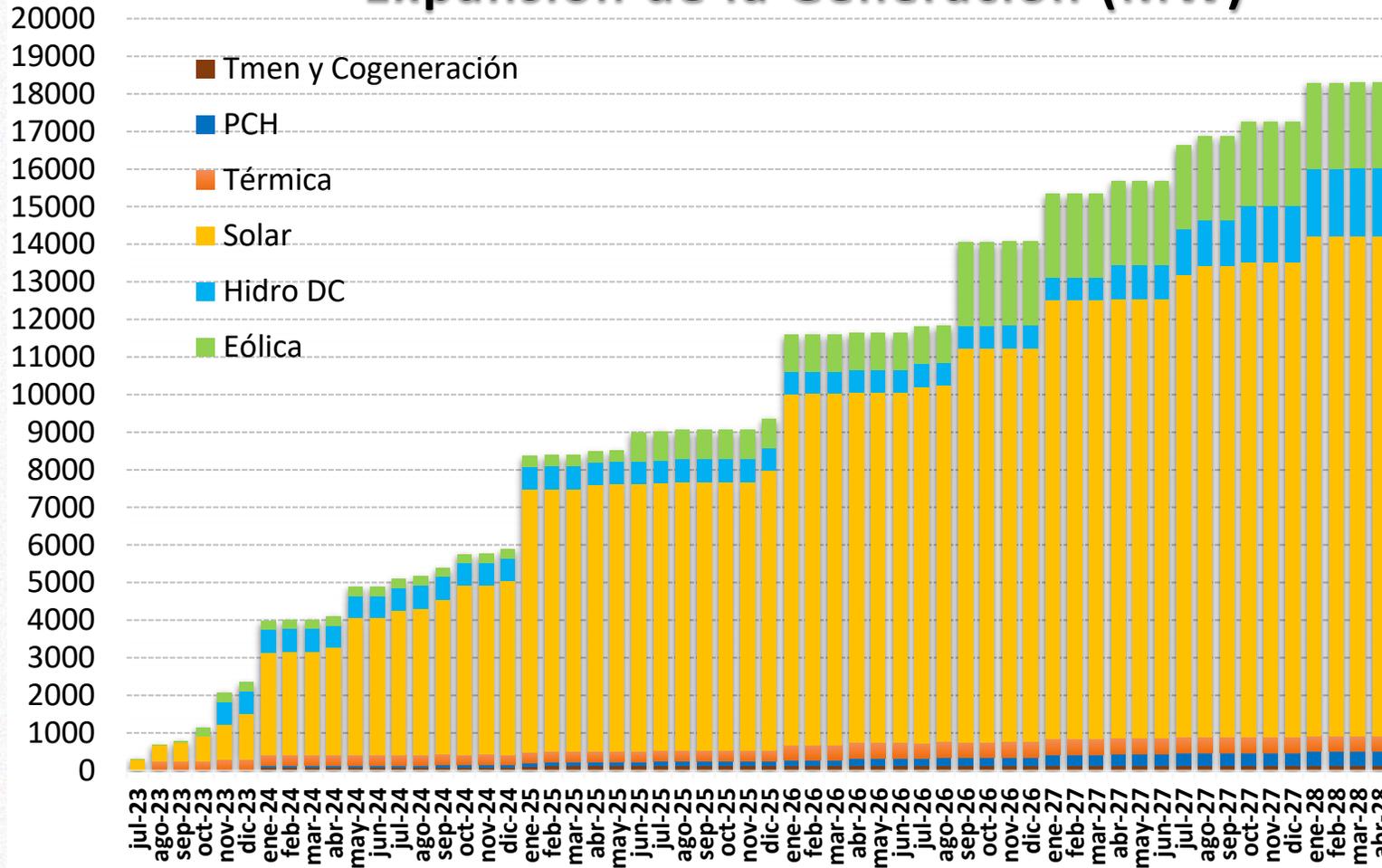
\* Se incluye mantenimiento de vaciado de conducción de la central Chivor reportados por AES Colombia en comunicación del 6 de dic de 2022

\* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 03 de marzo y 11 de abril de 2023 respectivamente.

\* Se incluye restricción al embalse y unidades de Guavio por mantenimiento de la bocatoma, de acuerdo a información reportada por ENEL en comunicación del 11 de abril de 2023 y reunión del CNO del 13 de abril de 2023.

# Datos de entrada y supuestos considerados

## Expansión de la Generación (MW)



## Detalle de proyectos de generación a mayo del 2028:



Proyectos con garantías bancarias

Total:  
18401 MW



Proyectos con OEF

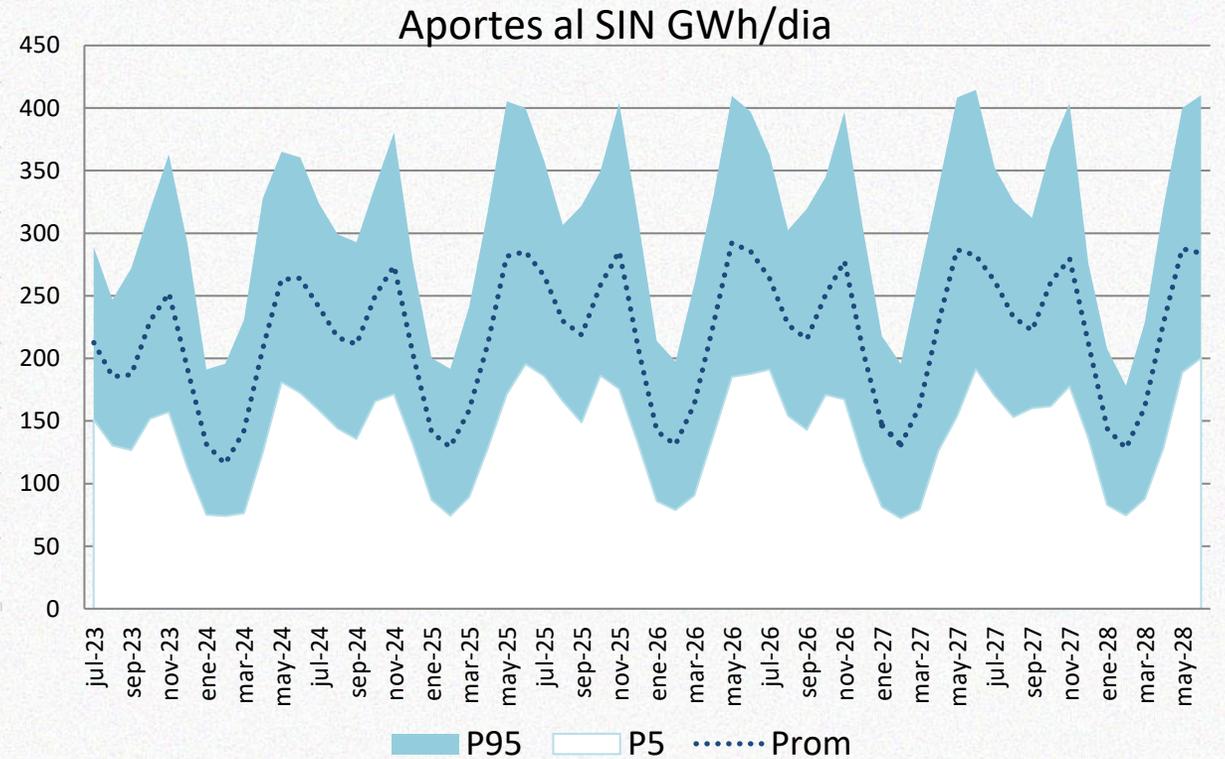
Total:  
2560 MW

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

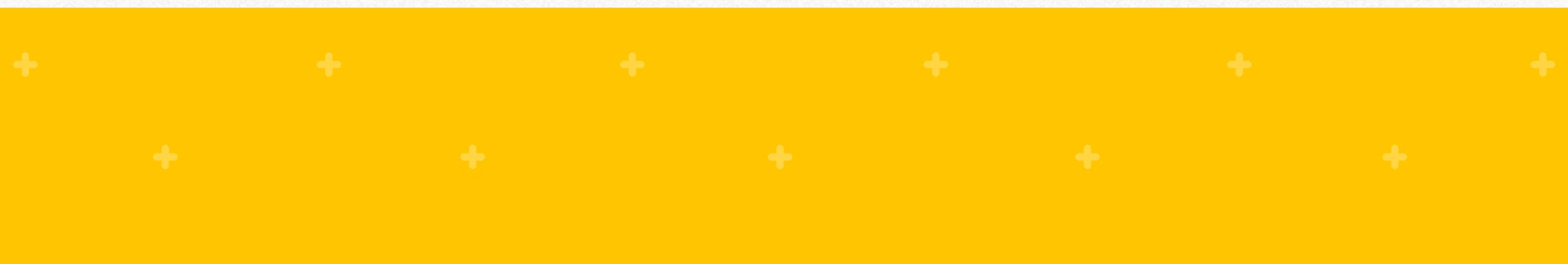
- Proyectos que cuentan con garantía bancaria de acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO del 14 de abril de 2023

# Datos de entrada y supuestos considerados

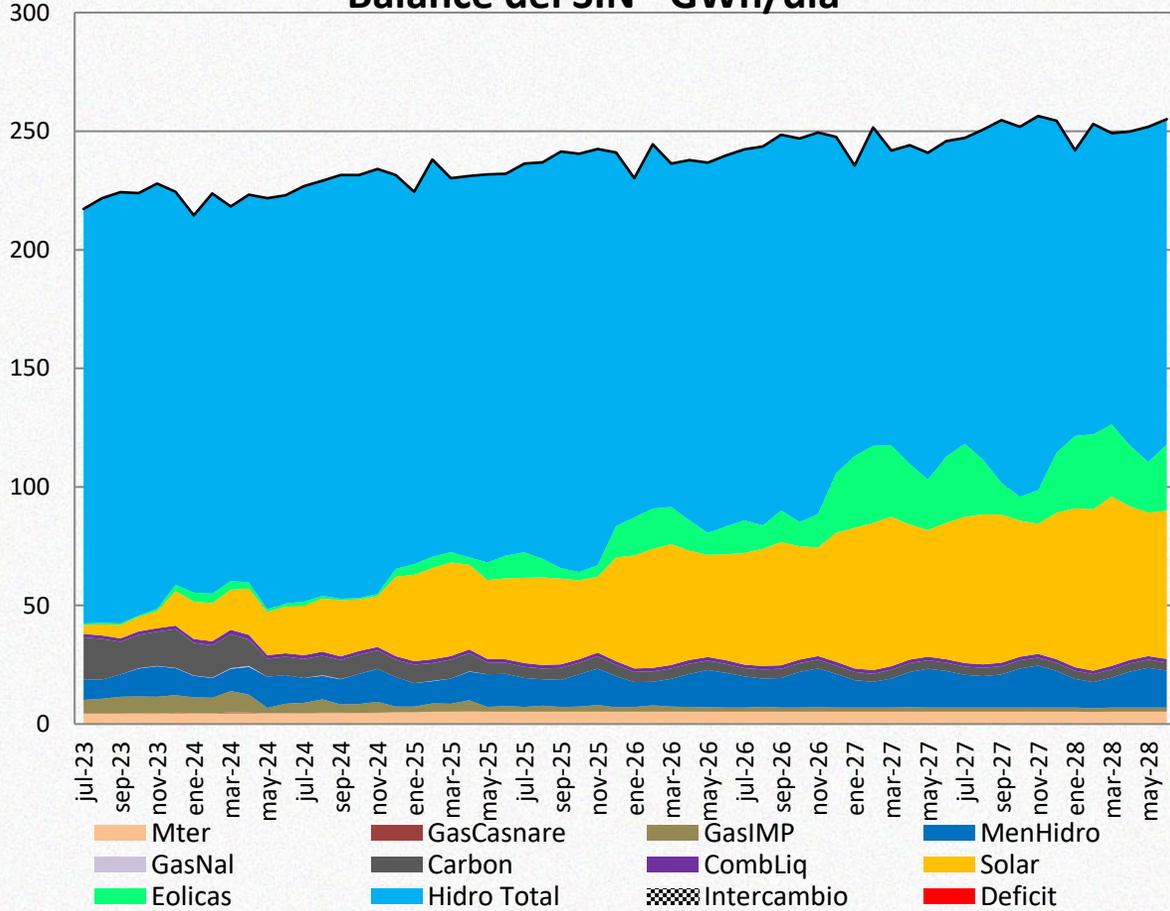


# **Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo**

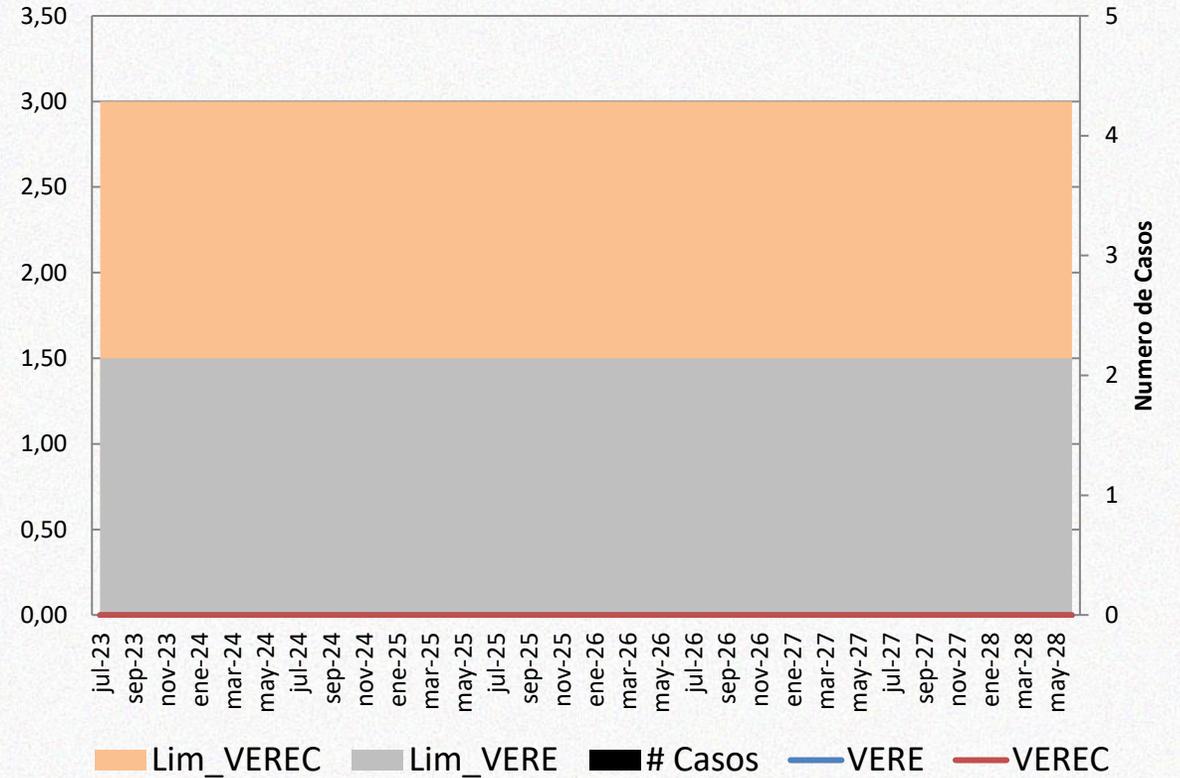


# Resultados Largo Plazo – Estocástico

## Balance del SIN - GWh/día

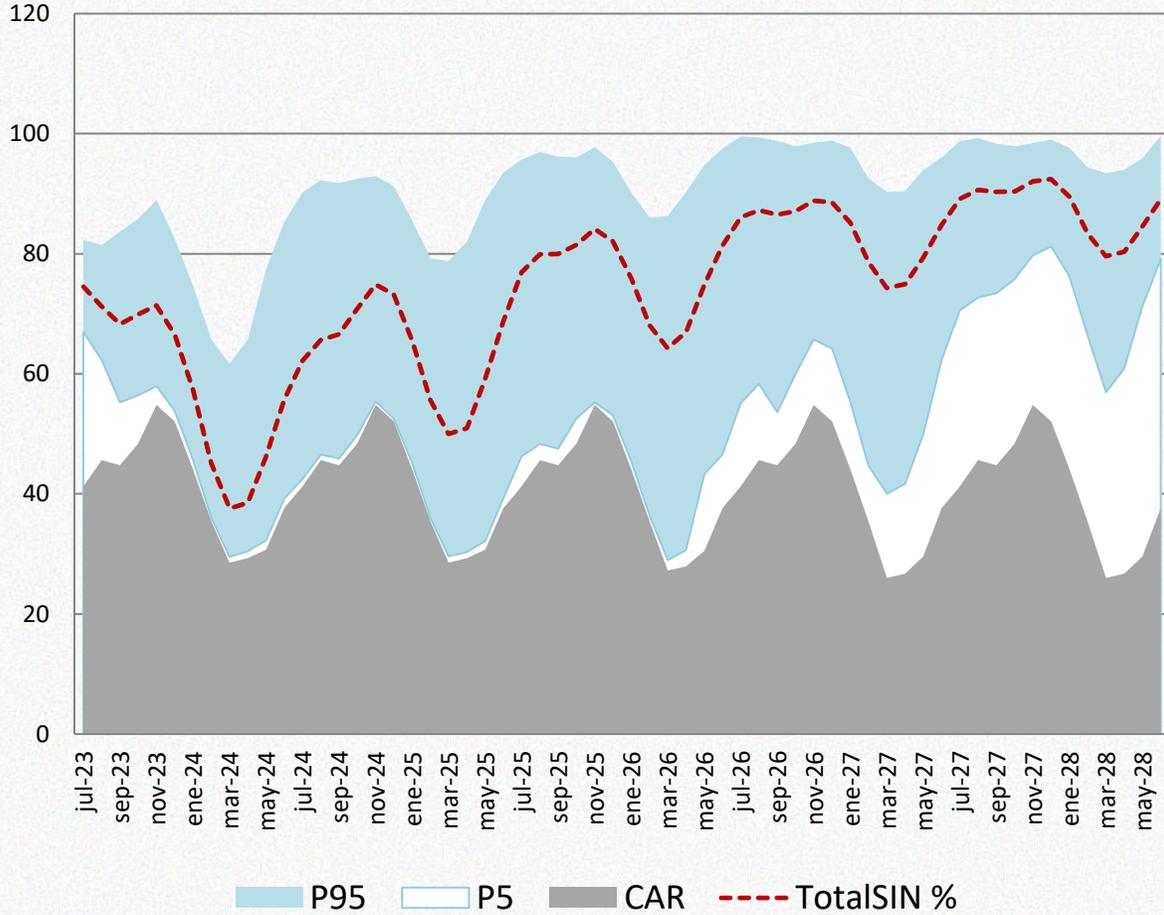


## Indices de confiabilidad

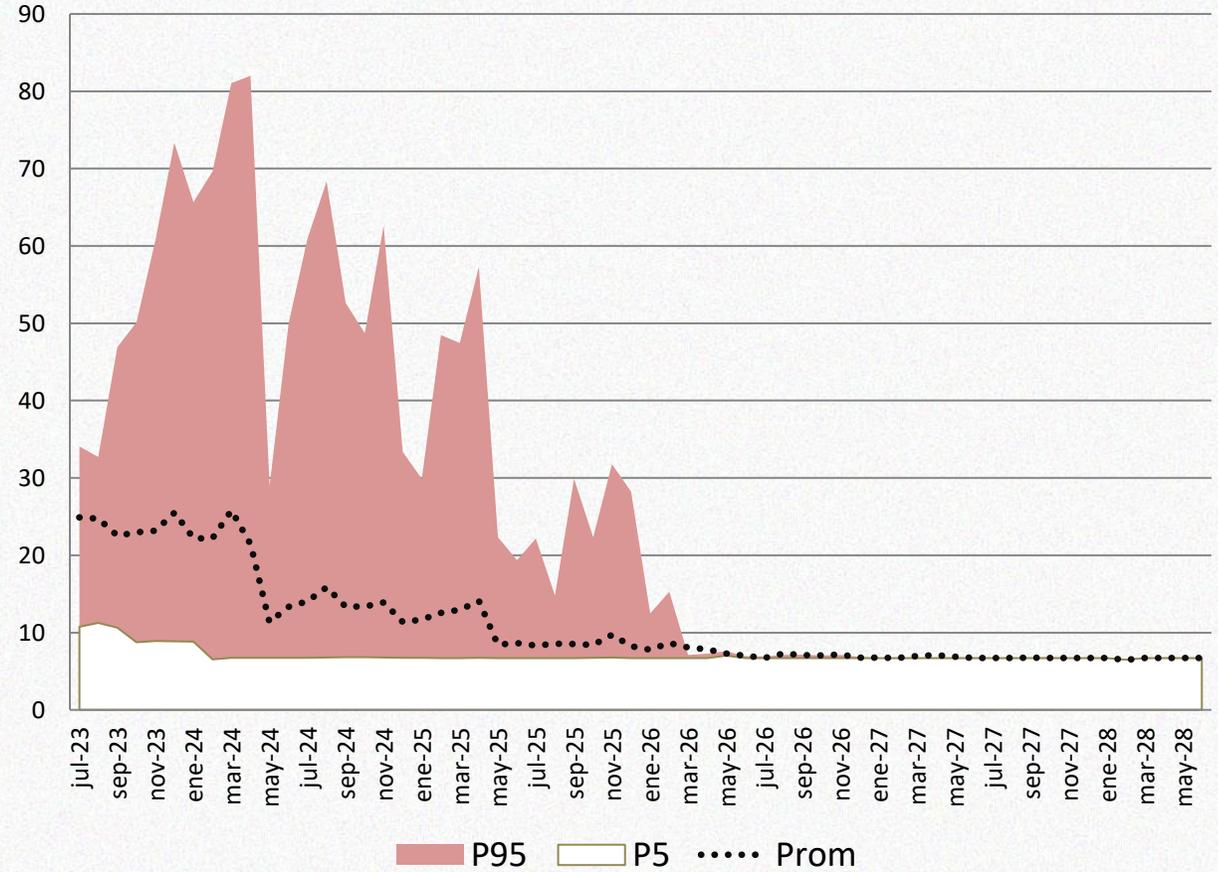


# Resultados Largo Plazo – Estocástico

### Embalse de SIN %

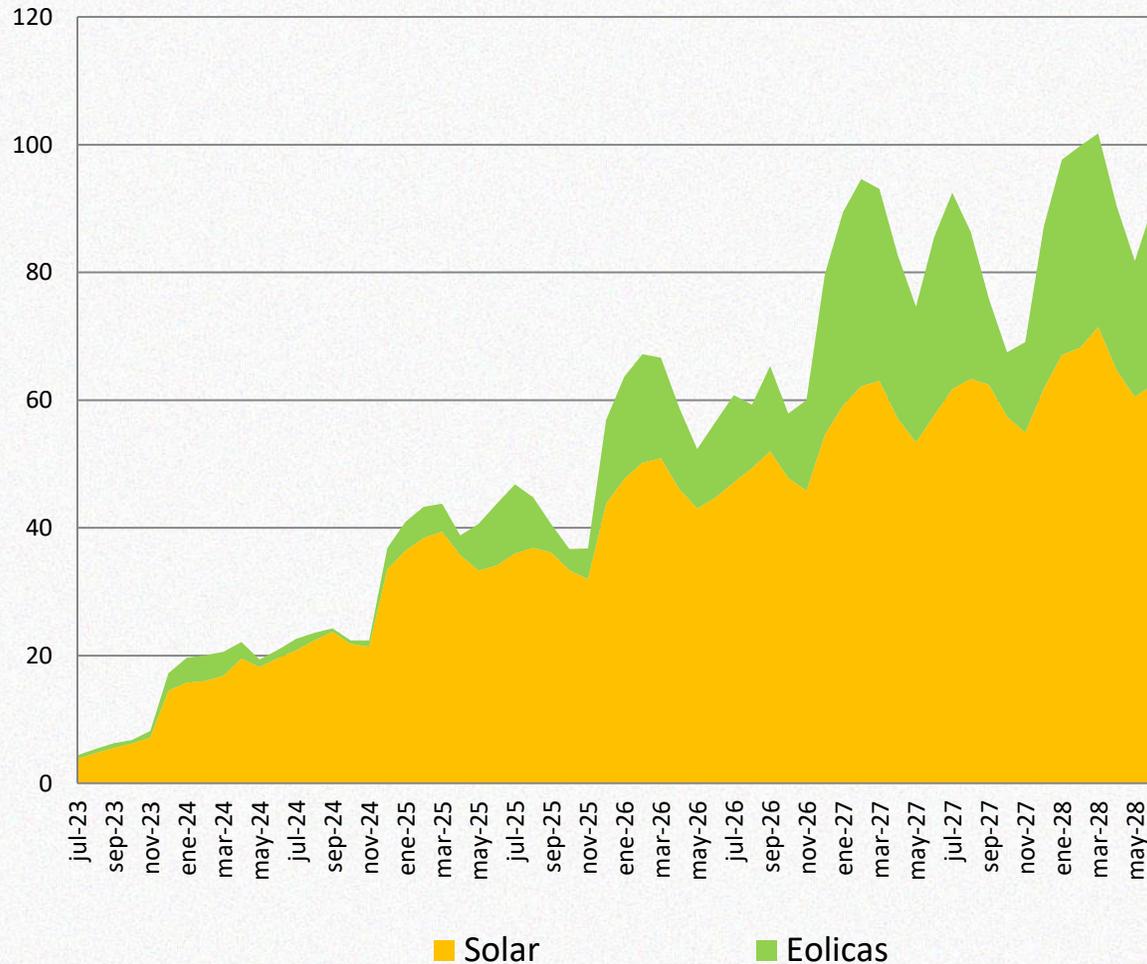


### Generación Termica GWh/dia

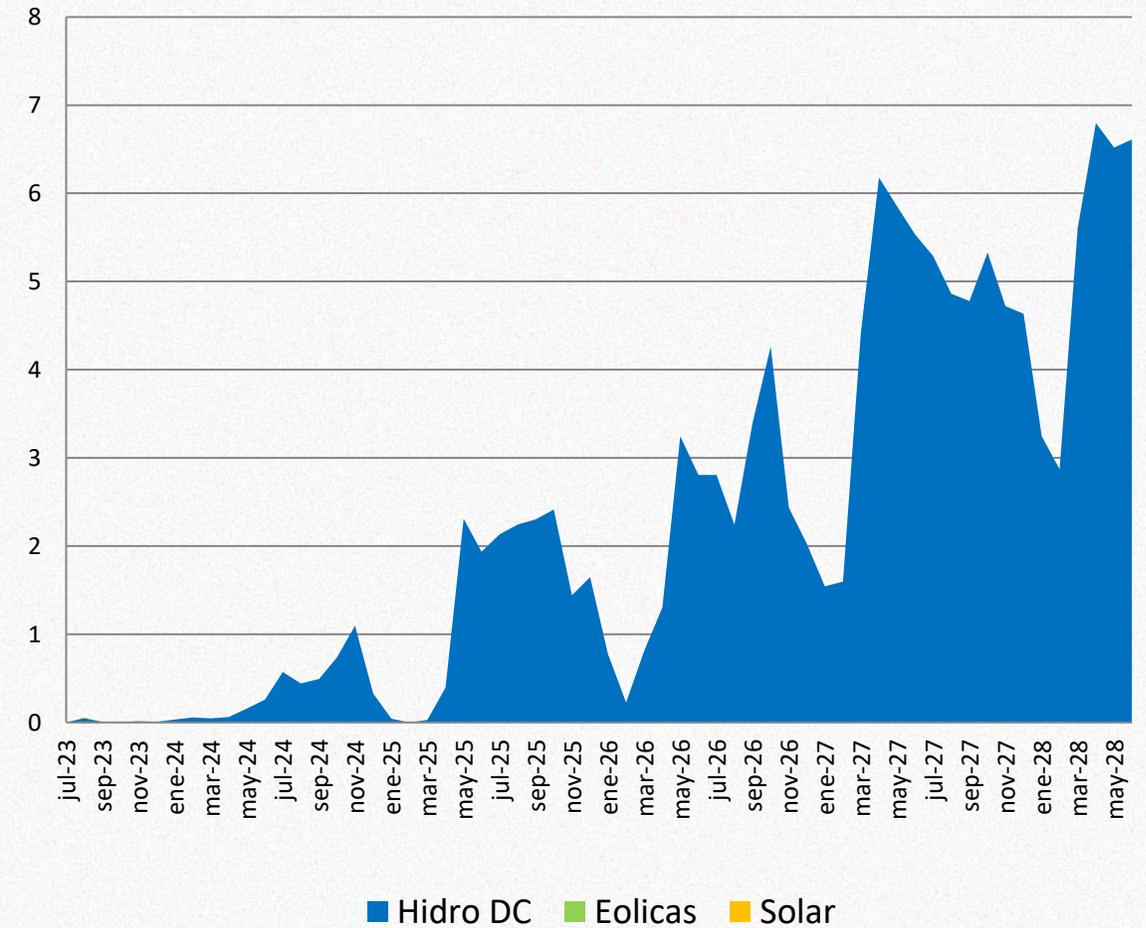


# Resultados Largo Plazo – Estocástico

## Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

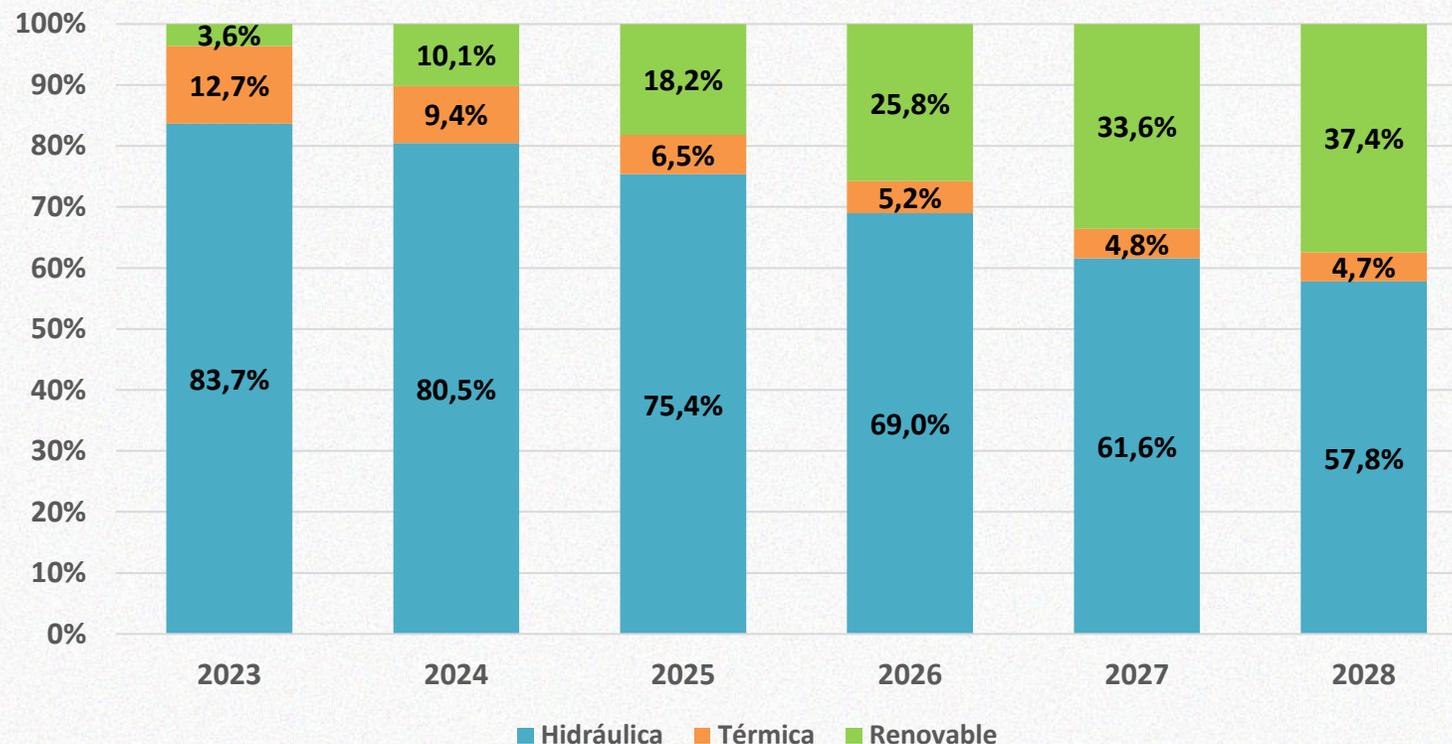


## Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



# Resultados Largo Plazo – Estocástico

Participación de la generación en la atención de la demanda

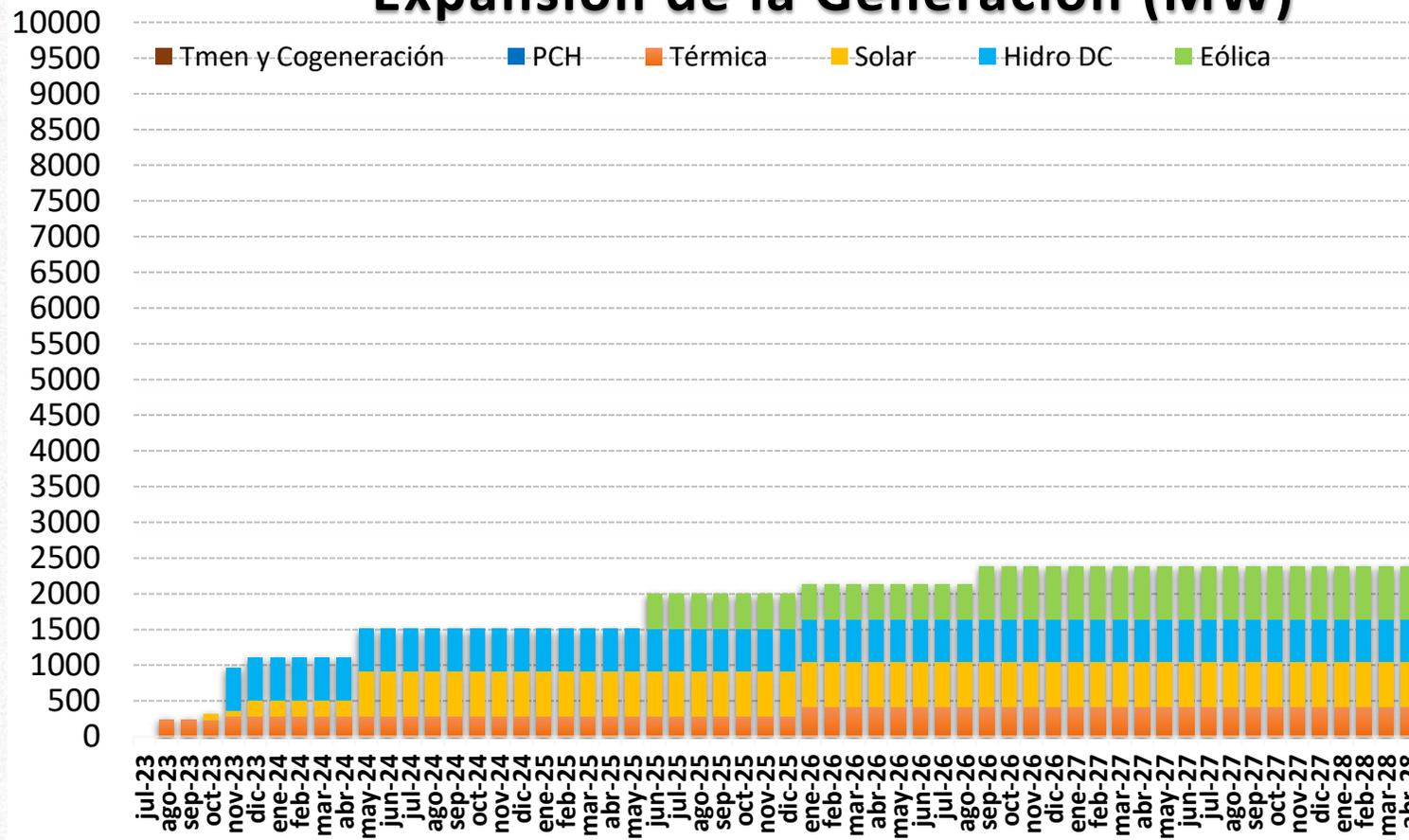


# **Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasados un año**

Se realiza sensibilidad a los proyectos de generación considerando solo aquellos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

# Datos de entrada y supuestos considerados

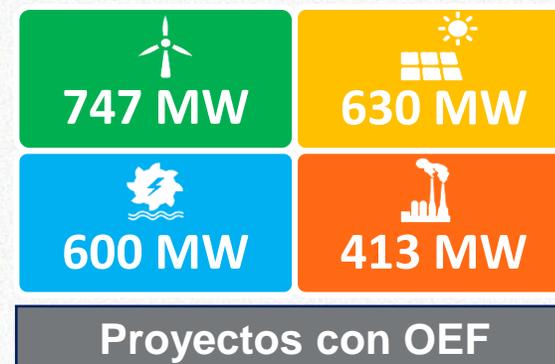
## Expansión de la Generación (MW)



## Detalle de proyectos de generación a mayo del 2028:



Total:  
18401 MW



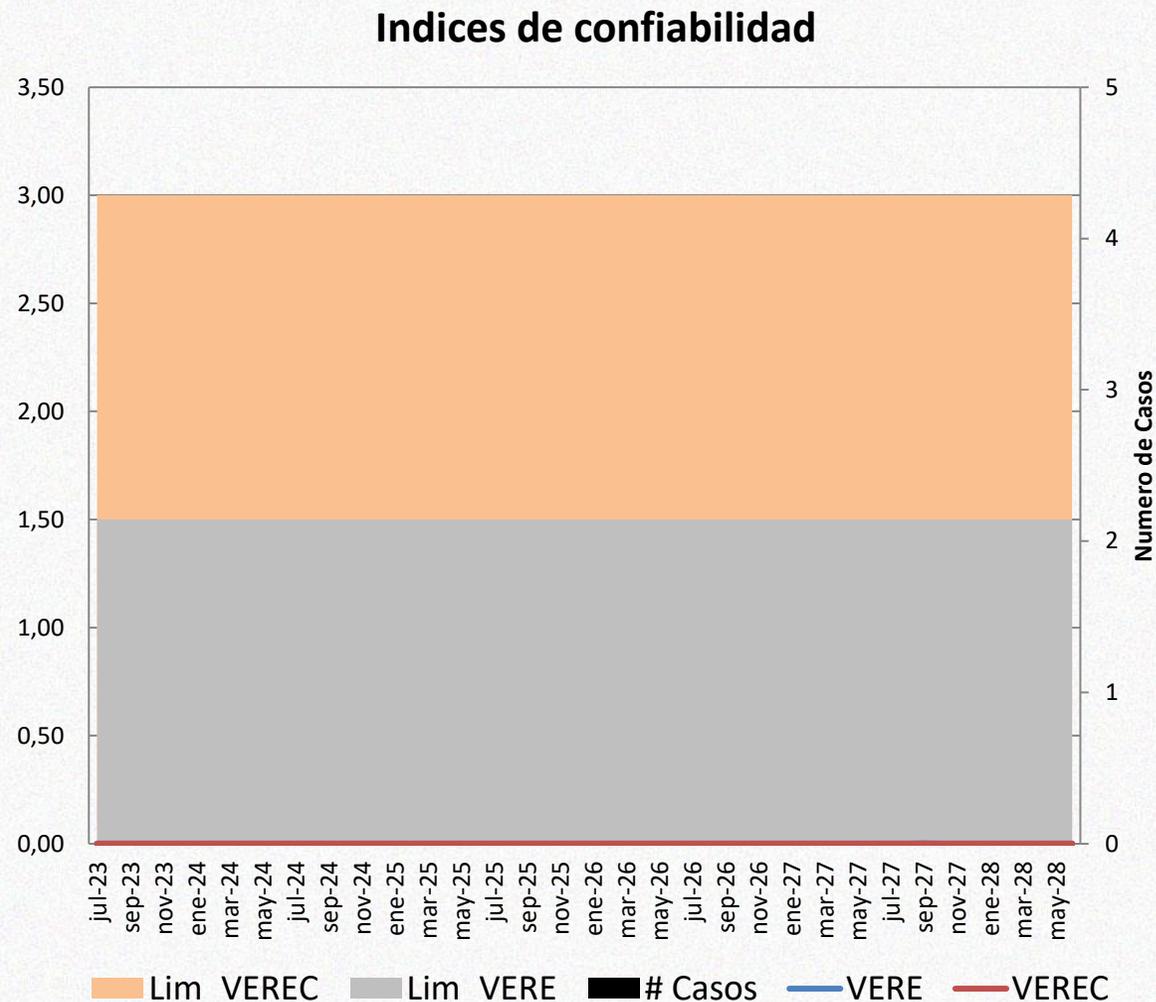
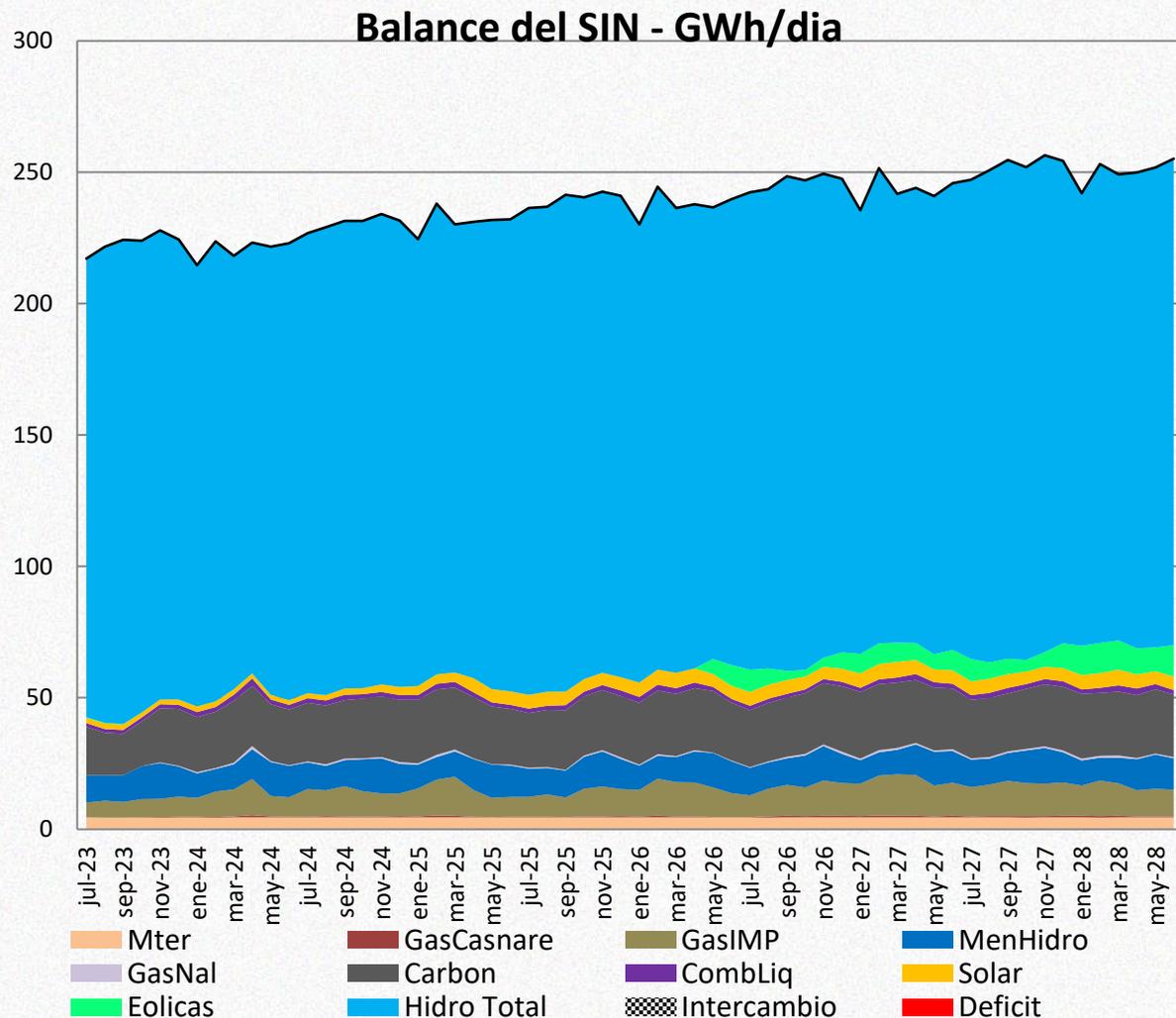
Total:  
2560 MW

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.
- Para los proyectos de generación supeditados se tiene en cuenta la fecha mayor entre el proyecto de generación y el proyecto de transmisión que lo supedita.

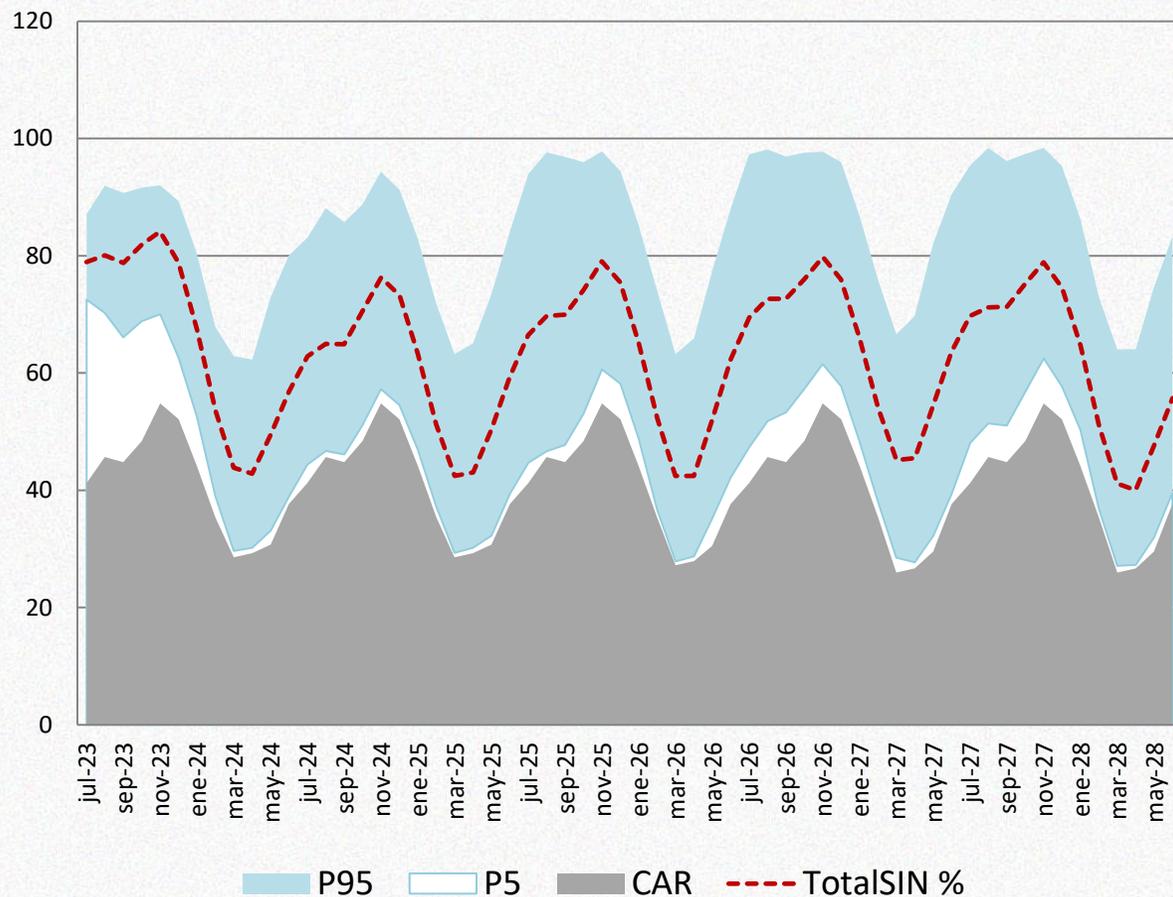
Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO del 14 de abril de 2023

# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

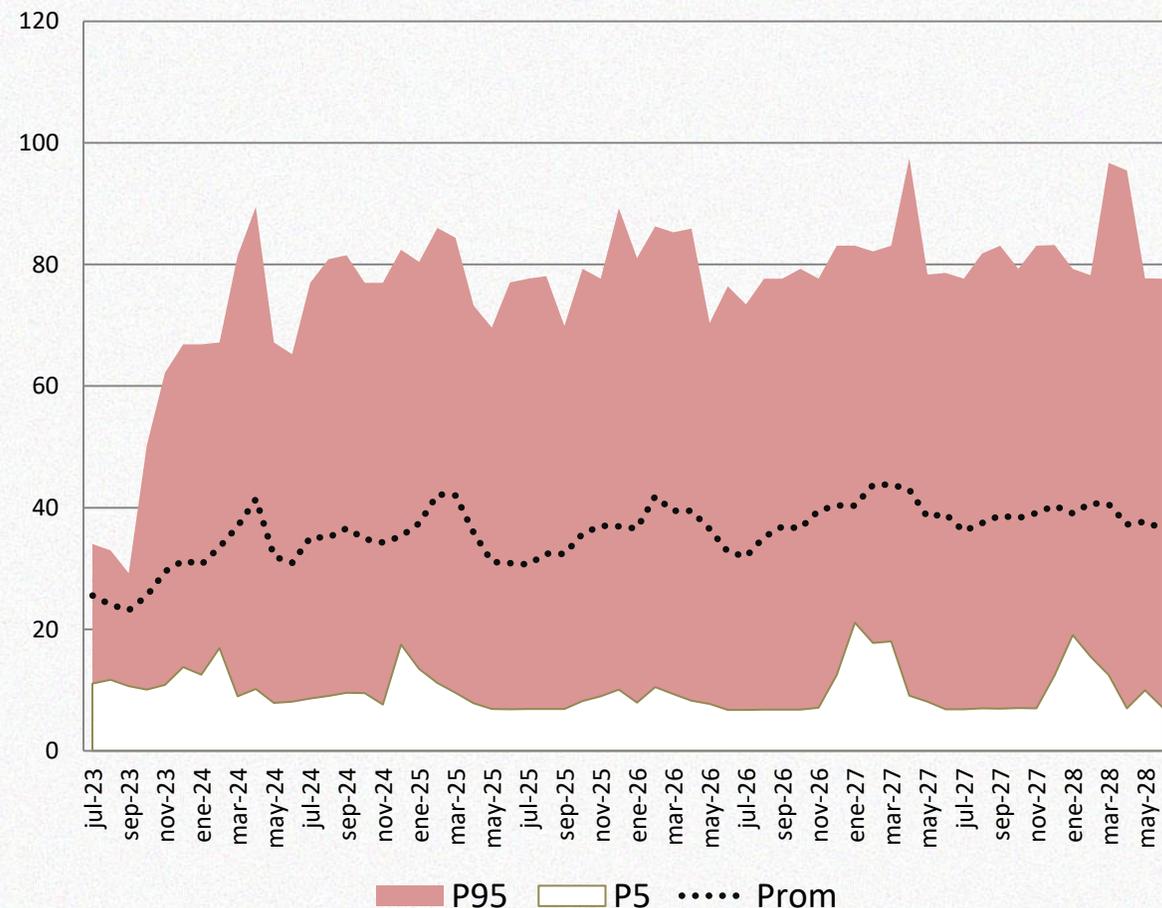


# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

## Embalse de SIN %

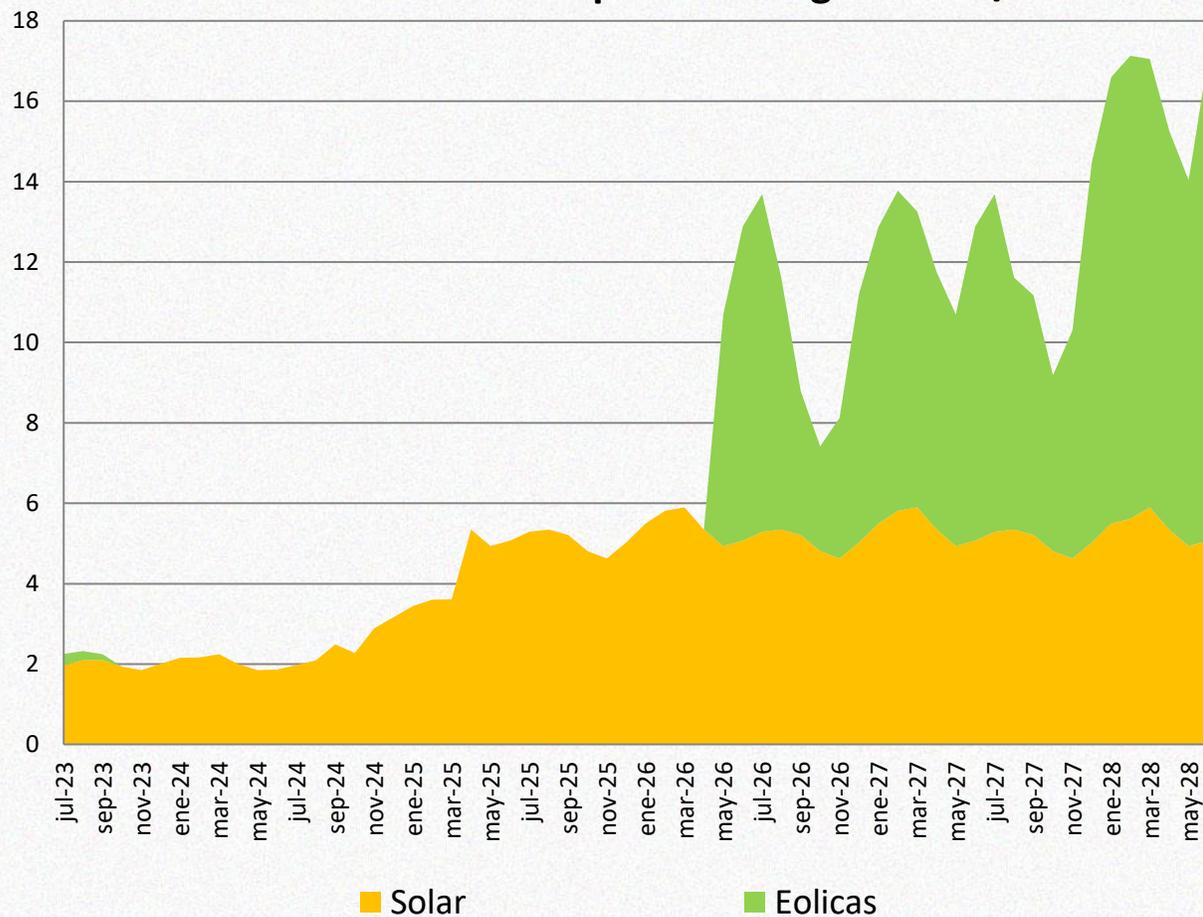


## Generación Termica GWh/dia

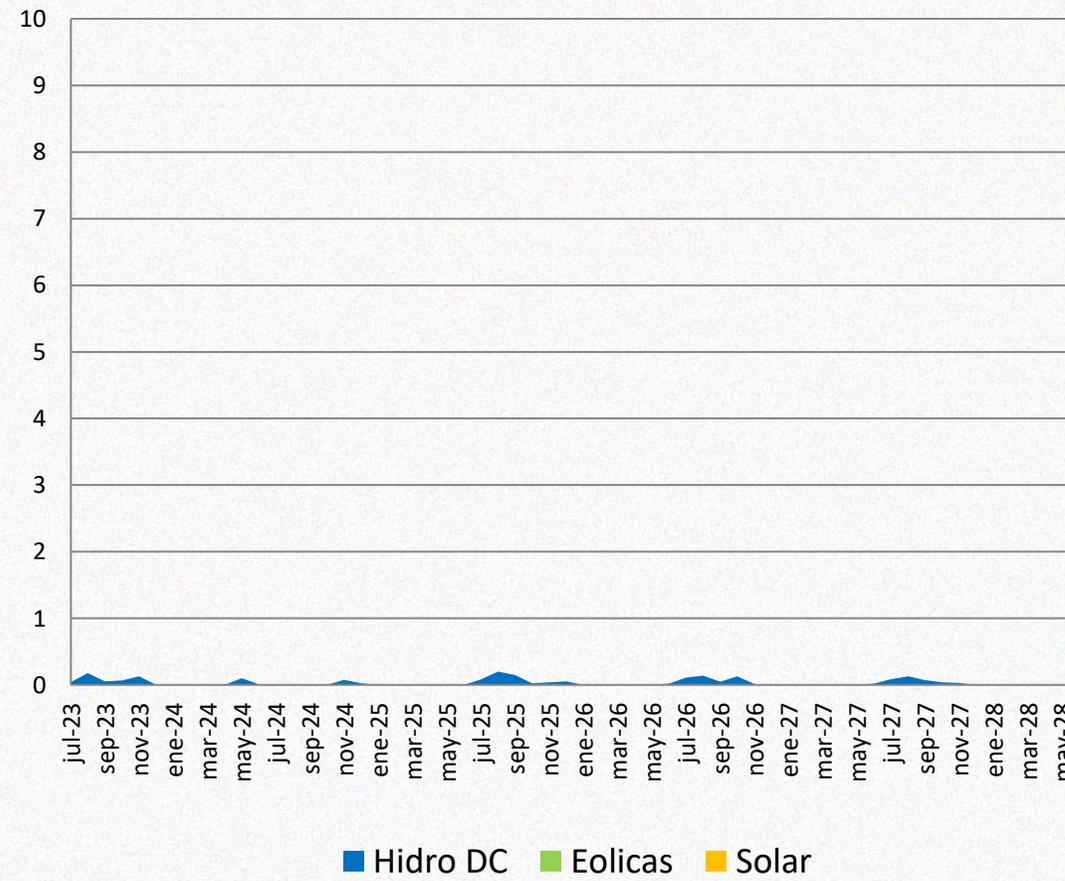


# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

## Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

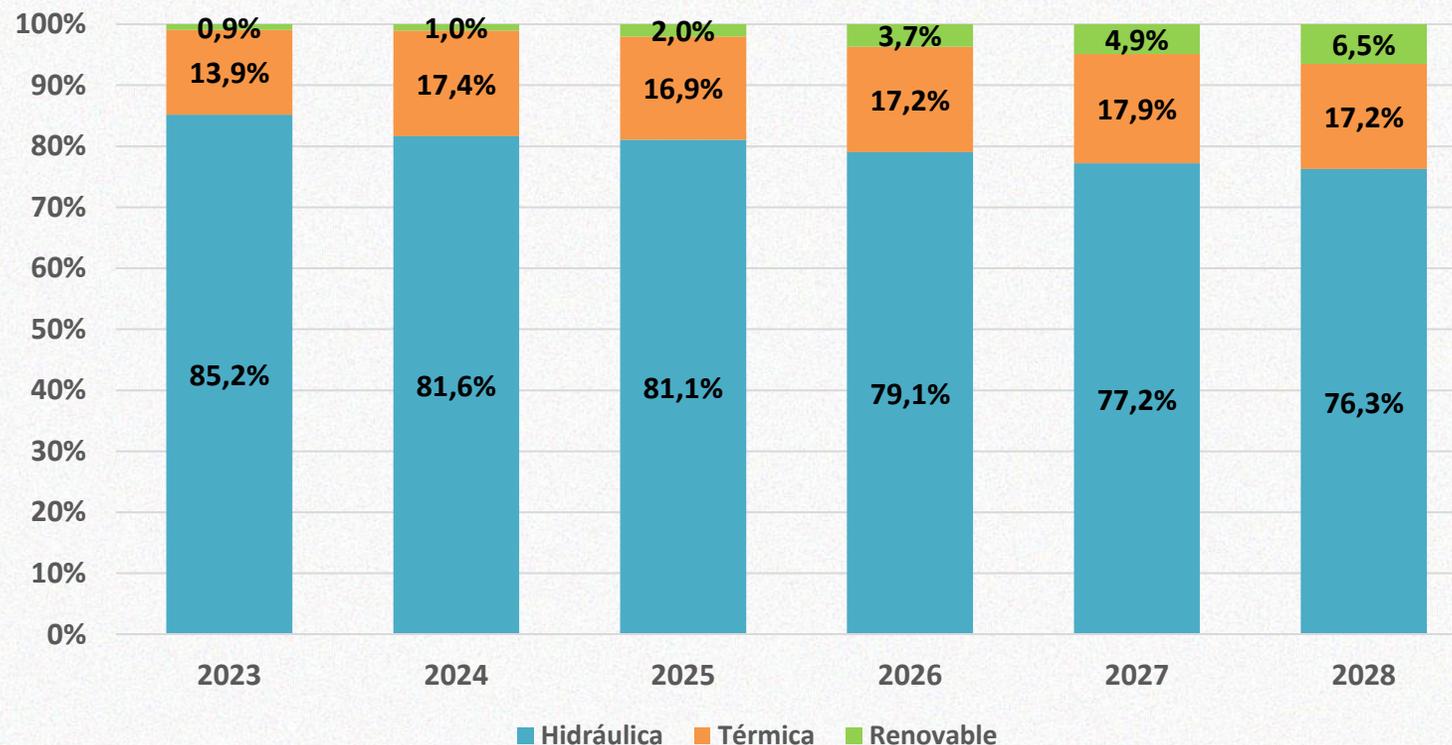


## Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Participación de la generación en la atención de la demanda

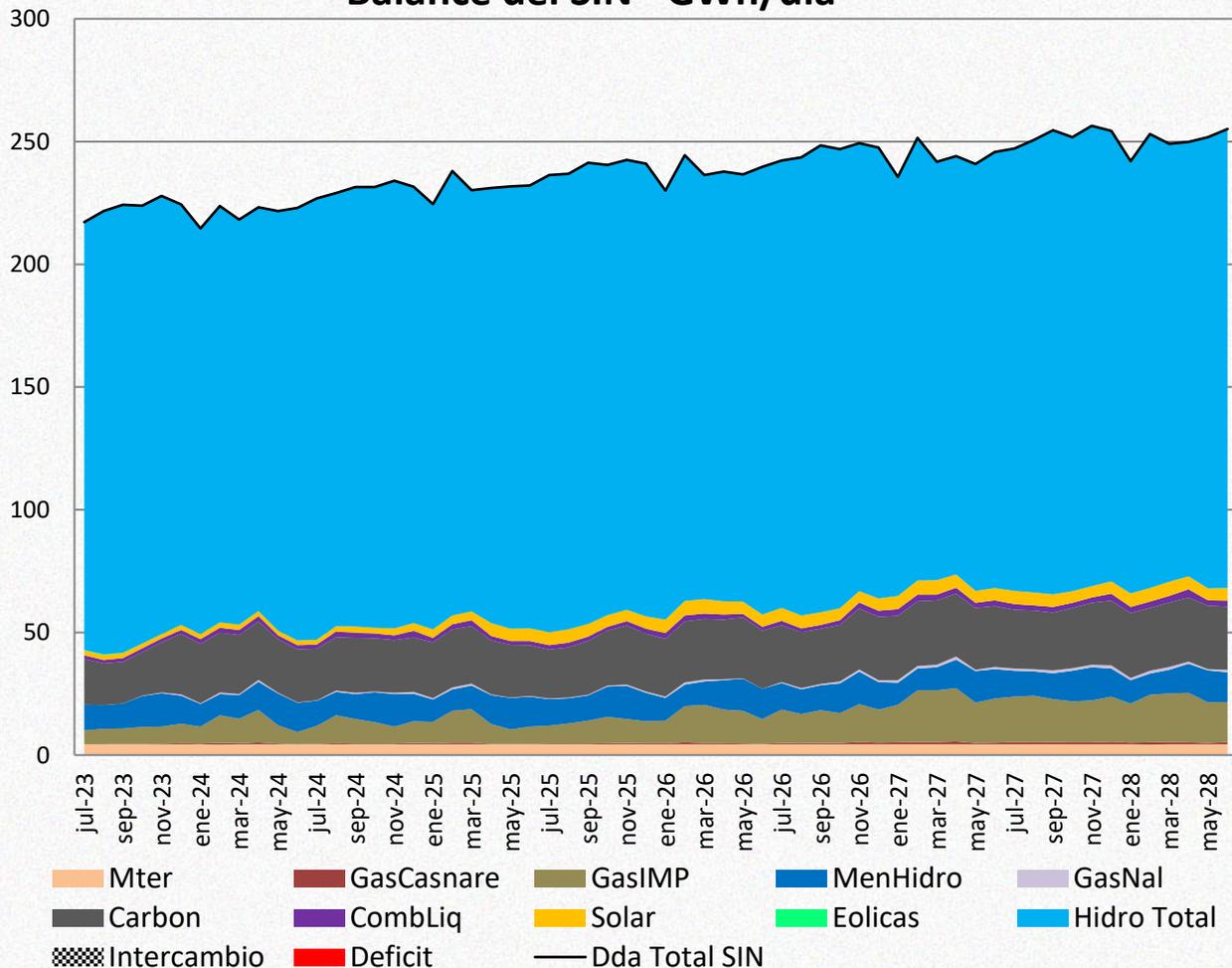


# **Análisis Energético de Largo Plazo Autónomo – Sensibilidad OEF atrasado y sin proyectos eólicos**

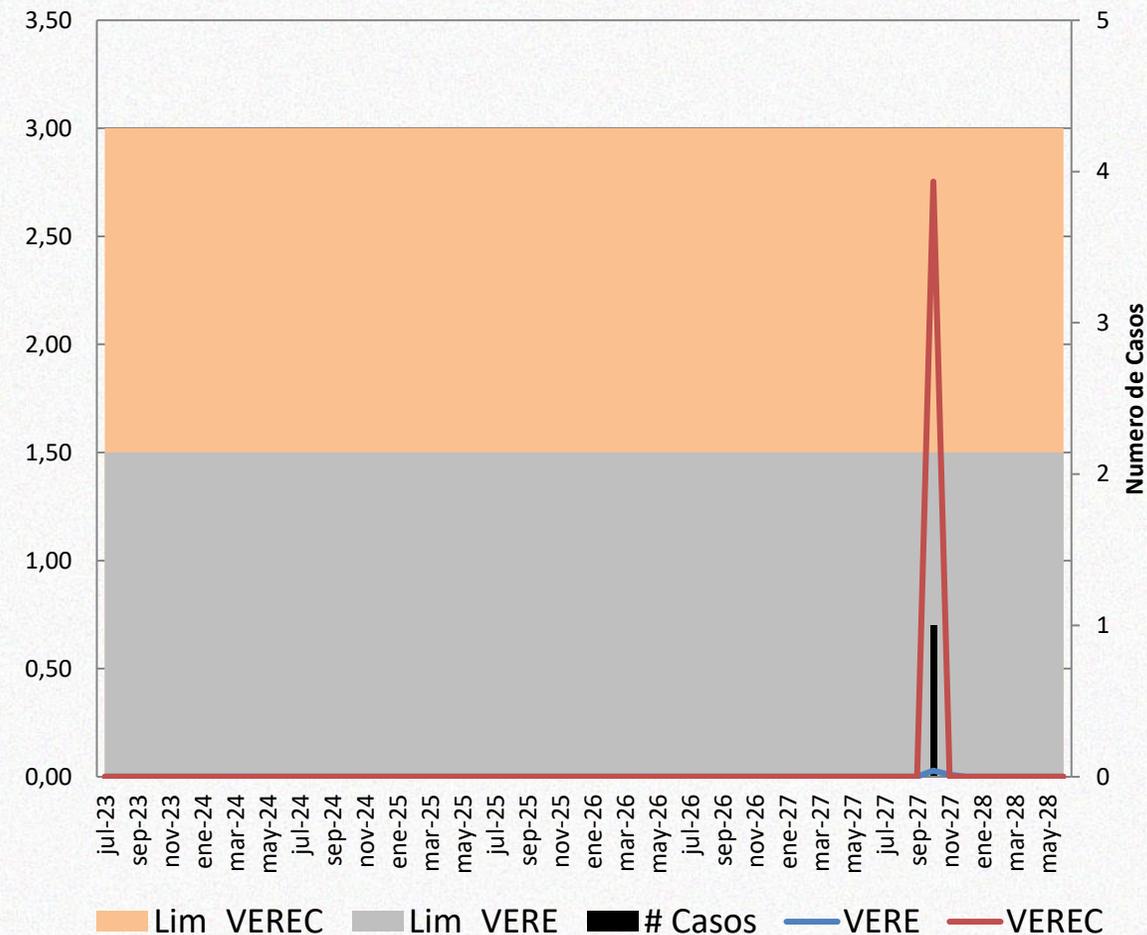
Se realiza sensibilidad considerando solo aquellos proyectos NO eólicos que tiene Obligaciones de Energía Firme (OEF) con un atraso de un año en su Fecha de Puesta en Operación (FPO)

# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

## Balance del SIN - GWh/dia



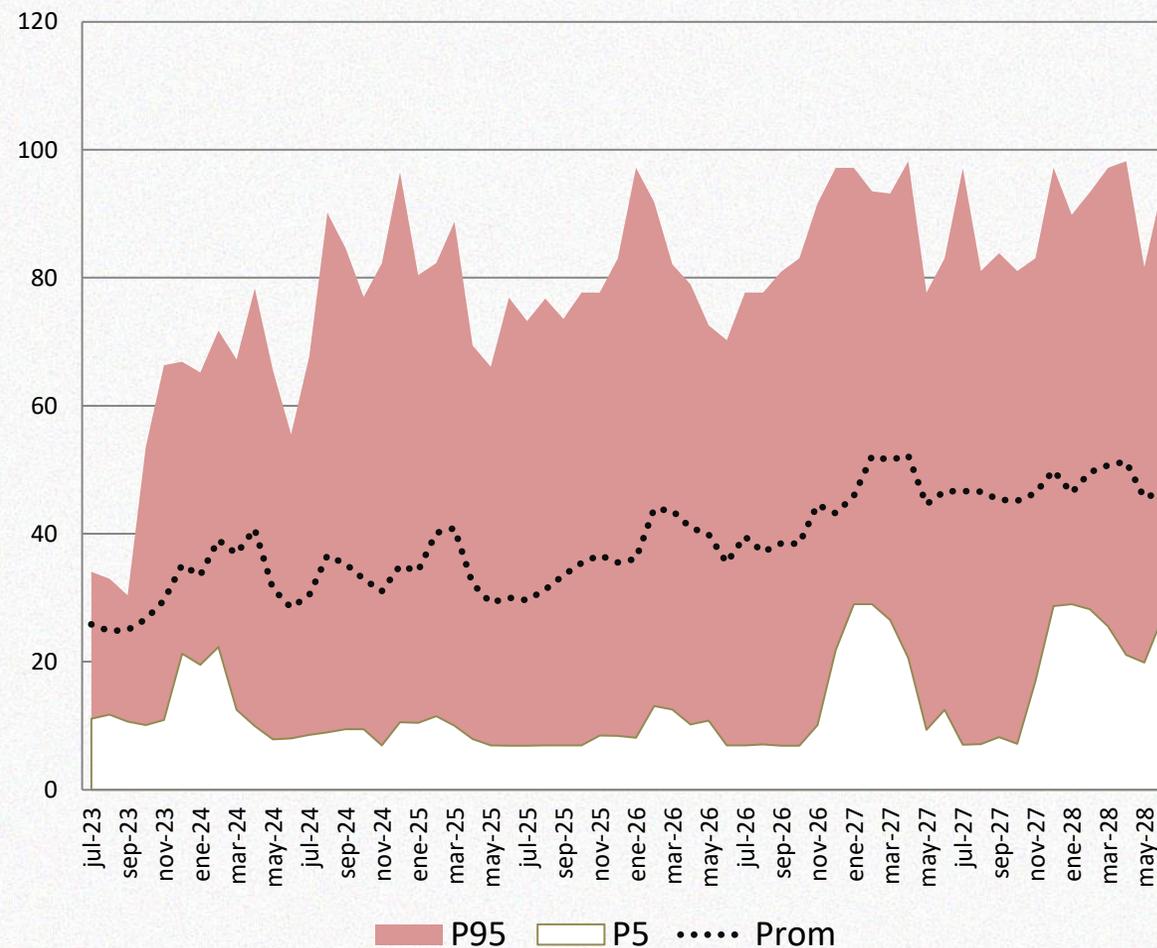
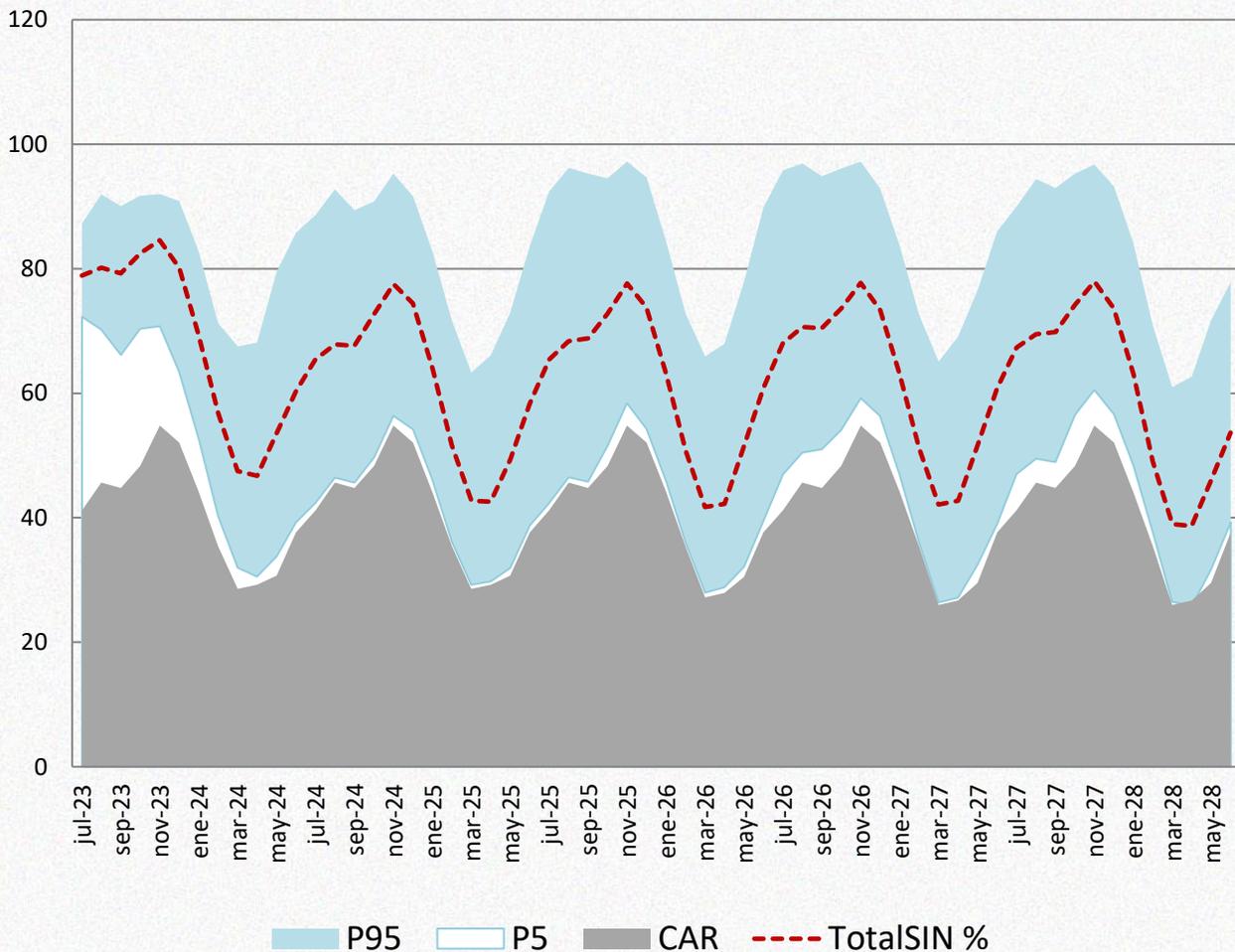
## Indices de confiabilidad



# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

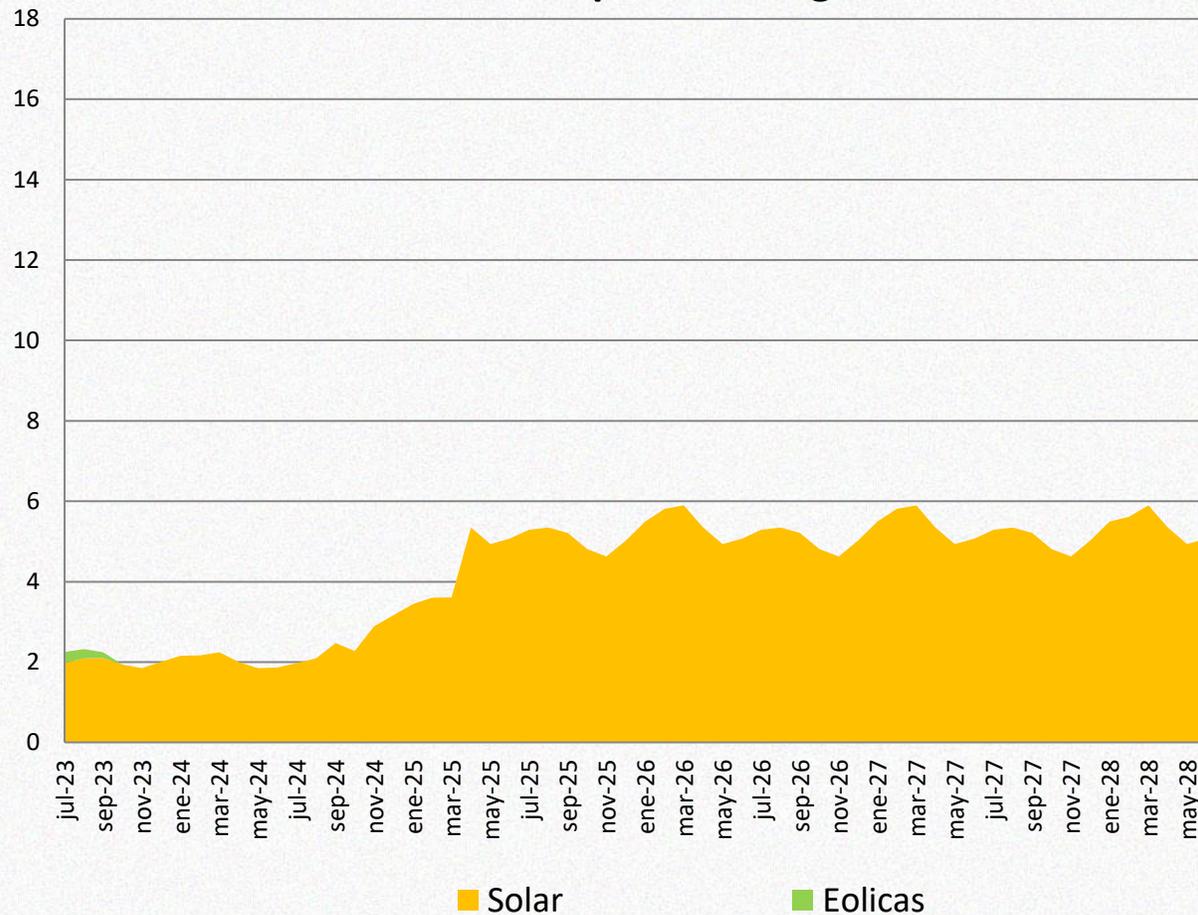
## Embalse de SIN %

## Generación Termica GWh/dia

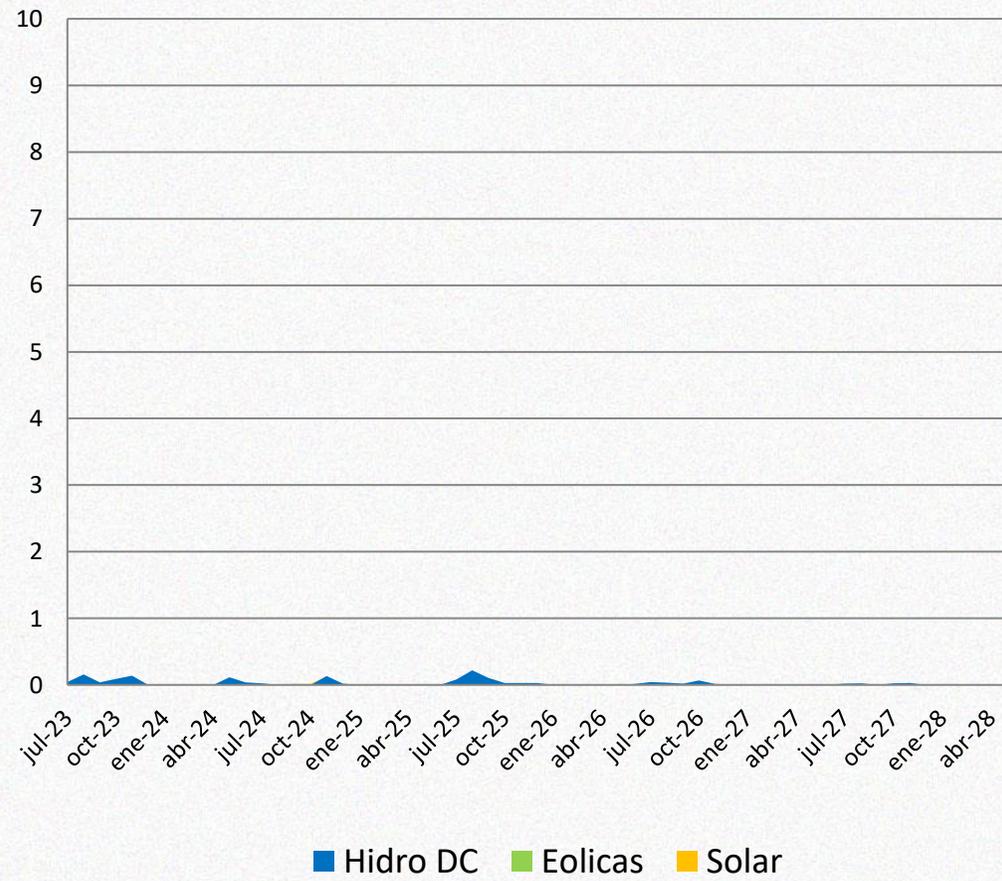


# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

## Generación Renovable por Tecnología - GWh/día

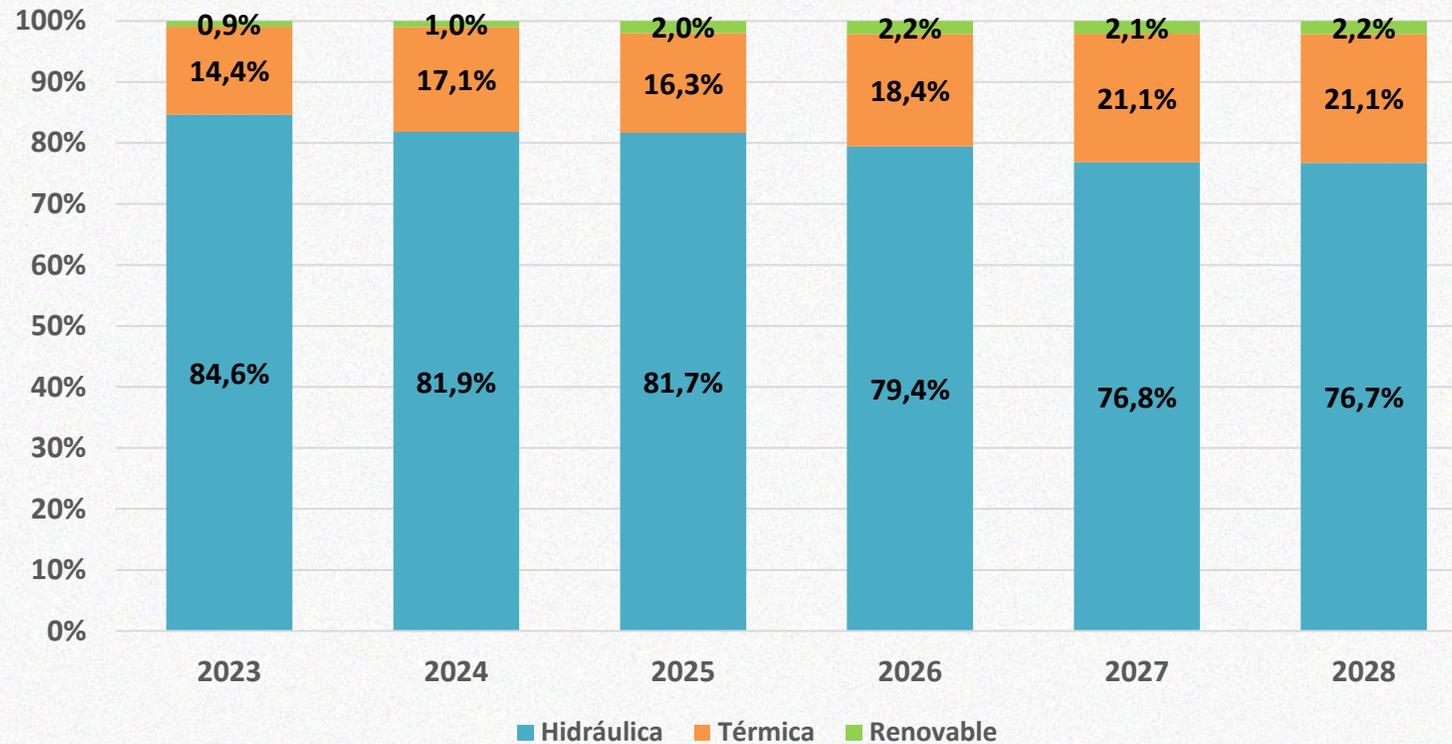


## Vertimientos Energéticos del SIN - GWh/día



# Resultados Largo Plazo – Estocástico (Sensibilidad)

Participación de la generación en la atención de la demanda



# Conclusiones y Recomendaciones



En el horizonte de simulación de 5 años, con los supuestos considerados (demanda, entrada de proyectos de generación, entre otros), las simulaciones muestran que se cumplen 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 no convencionales, las cuales pasan de un 3.6% al inicio del horizonte del estudio a 37 % en el año 2028.



Para el caso de sensibilidad a la expansión de la generación que considera proyectos OEF (Sin eólicos en la guajira) atrasados un año, se presenta un caso con déficit que NO implica violación de los criterios de confiabilidad del sistema establecidos en el código. Se observa una mayor participación de la generación térmica con altos valores (promedios mensuales que pueden superar 95 GWh/día) en series deficitarias extremas y en meses de los veranos del horizonte



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 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. Situación Operativa

# Reporte variables hidrológicas

# Marco Normativo

## Res. CREG 025/1995 y sus modificaciones (Código de Operación)

### “6.2. DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS

**Las empresas de generación, propietarias de plantas hidráulicas deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los siguientes datos para cada embalse:**

- **Nivel del embalse** a las 05:00 horas del día en curso, especificando la cota leída en el embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y los millones de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) correspondientes a esa cota.
- **El agua turbinada por la planta** en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm<sup>3</sup>.
- **El agua vertida por el embalse** en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm<sup>3</sup>.
- **El agua descargada del embalse por compuertas de fondo o cualquier otro sistema**, en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso, expresada en Mm<sup>3</sup>.
- **El promedio de aportes al embalse** en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresados en metros cúbicos por segundo (m<sup>3</sup>/Seg).
- **Relación de mantenimientos o indisponibilidades previstas para el día siguiente en el sistema hidráulico asociado al embalse, tal que se afecte la operación del mismo.** Se debe especificar el período de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

(...)”

# Marco Normativo

## Res. CREG 025/1995 y sus modificaciones (Código de Operación)

(...)

*Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas filo de agua deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los aportes naturales de todos los ríos que entran al embalse expresados en m<sup>3</sup>/seg.*

*La anterior información debe ser enviada al CND de acuerdo con el formato "Declaración de datos hidrológicos". Anexo CO-3.*

(...)

### **6.5. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN DEL CND A LAS EMPRESAS**

**El CND pondrá a disposición de las empresas generadoras, comercializadoras, transportadoras, distribuidoras y CRDs la información operativa del día anterior en forma consolidada.** *Asimismo, actualizará estacionalmente el documento "Parámetros Técnicos del SIN", a partir de la información básica recibida." (Subrayado fuera de texto)*



INFORME DIARIO DE OPERACIÓN

<https://ido.xm.com.co/ido/SitePages/Default.aspx>

En este sitio podrá consultar el IDO en el que encuentra el **resultado de la operación del Sistema Interconectado Nacional de Colombia del día anterior**. Puede ser consultado por temas, o en forma completa, en la web o desde cualquier dispositivo móvil.

➤ IDO completo

➤ Generación

➤ Intercambios internacionales

➤ Disponibilidad

➤ Sucesos

➤ Costos

➤ AGC programado

➤ Hidrología

➤ Eventos generadores

➤ Despacho por Recurso/Unidad

➤ Meteorología fuentes renovables



**Información relevante para la toma de decisiones.**

Publicado antes de las 06:30 am con el fin que la información allí contenida se conozca oportunamente por todos los agentes de manera simultánea para el día de operación.



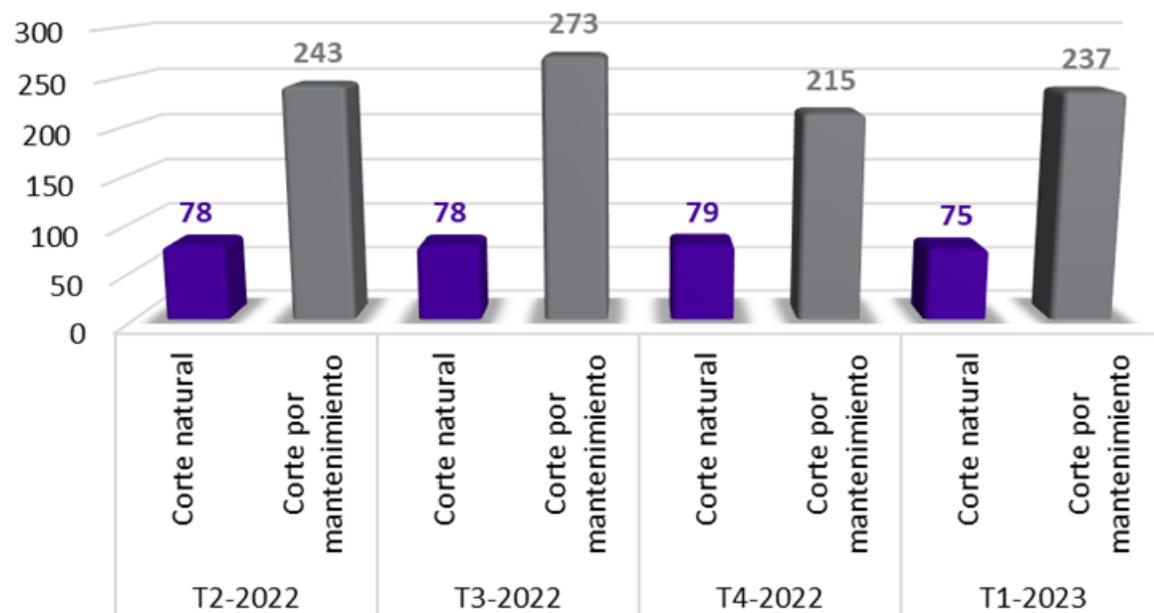
**Cualquier modificación a la información diaria reportada posterior a la hora inicial de publicación del IDO es una fuente de error para la toma de decisiones.**

Lo anterior sin desconocer que existen otros lineamientos regulatorios para el reporte y validación de información operativa de eventos de generación, maniobras en activos de uso del STN, STR, activos de conexión al STN y modificaciones a los datos hidrológicos.

# Situación Operativa Caribe

# Evolución Indicadores Área Caribe 2022-2023

## Evolución de cortes Caribe



## Restricciones naturales del área Caribe

75

Cortes en alerta: **21**  
Cortes en emergencia: **54**

*IPOEMP I - 2023 (Enero – Marzo)*

El área Caribe concentra alrededor del 50% de las restricciones naturales (en red completa) del sistema, de las cuales el 70% se encuentran en estado de emergencia y el 30% en estado de alerta.

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

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



## DNA y Reconciliaciones

DNA

15.7GW (61%)

Reconciliaciones

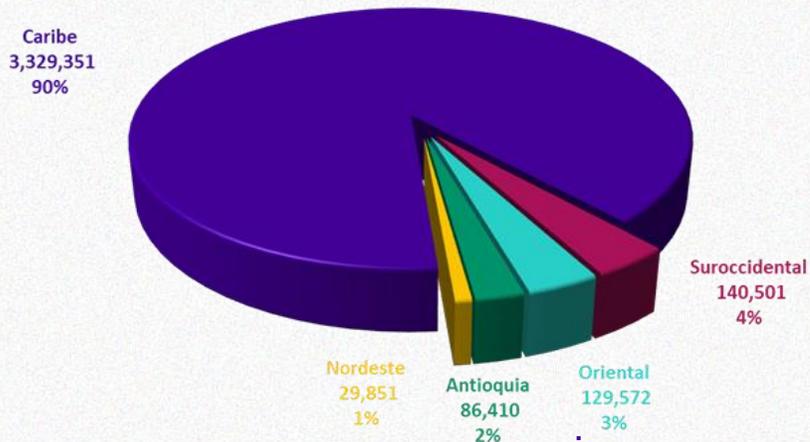
3.3 BCOP (90%)

ESP

35 (74%)

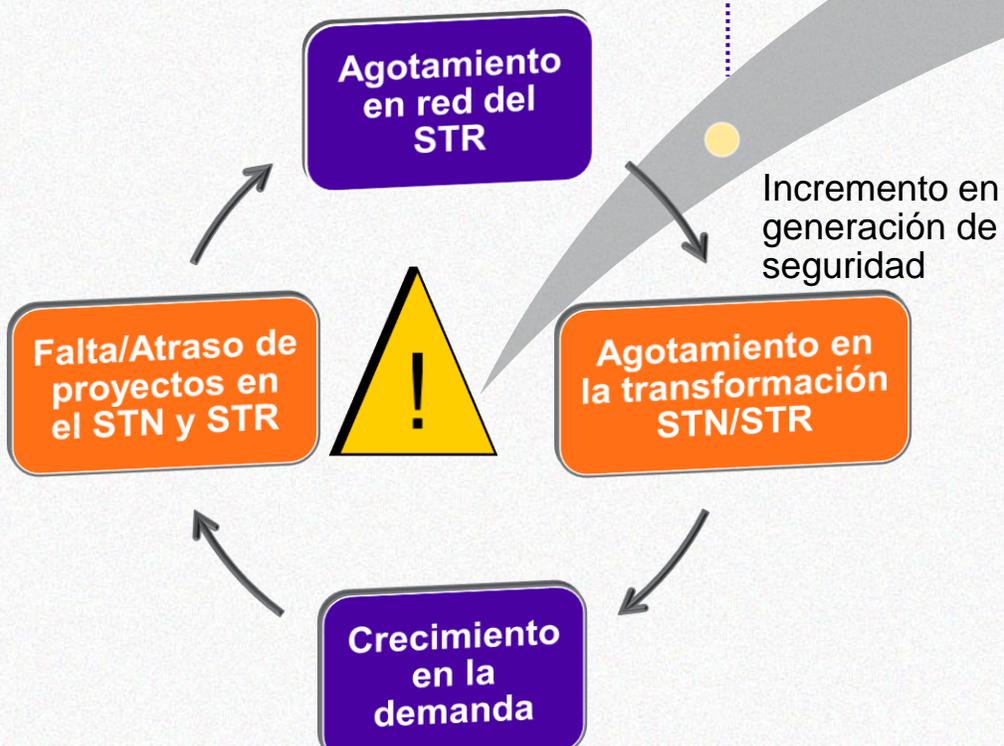
*ITR T2 (Abril -22 – Marzo de 2023)*

Distribución costo asociado a RECONPOS [MCOP]



Caribe 15.7 GWh (61%)

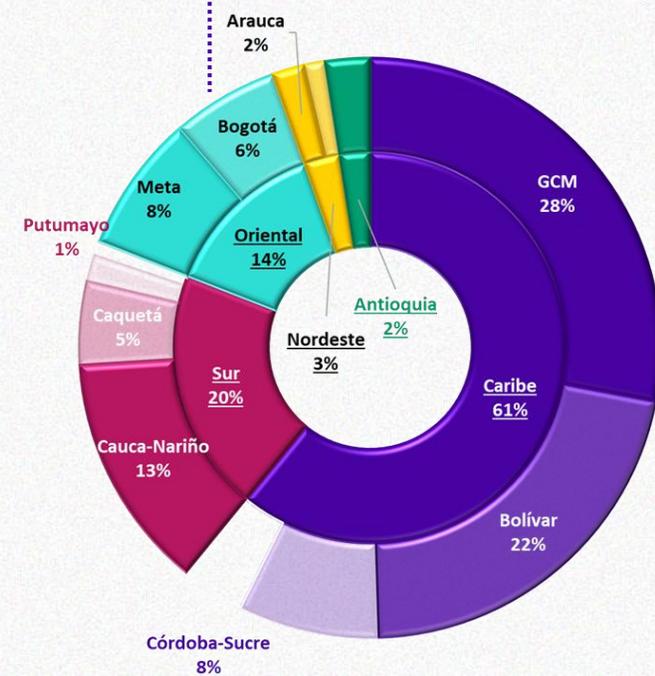
Subárea	DNA [MWh]	DNA Respecto al SIN [%]
Bolívar	5569	22%
GCM	7229	28%
Córdoba-Sucre	2018	8%
Atlántico	792	3%
Cerromatoso	134	1%



Recomendación e instalación ESP

Agotamiento ESP

Incremento DNA



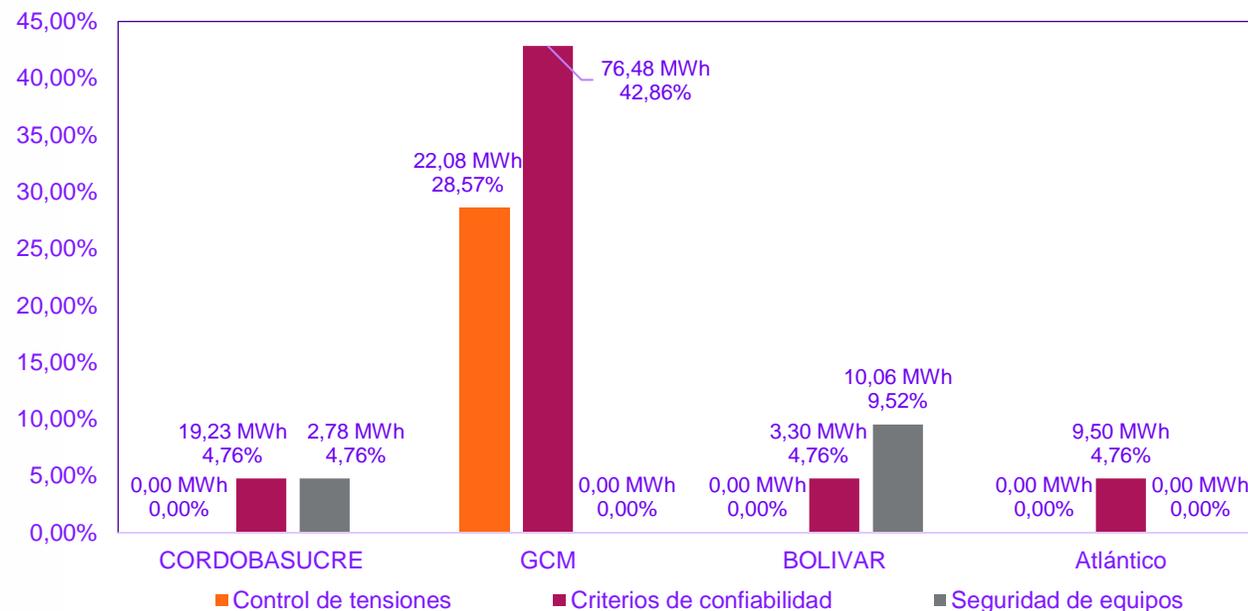
# Clasificación DNA JUNIO 2023



## % DNA EN JUNIO 2023



## % DNA POR INSTRUCCIÓN CND



ORIGEN	CAUSA	DNA [MWh]
PROGRAMADA	CONSIGNACIONES	1458,37
NO PROGRAMADA	EVENTOS	1685,49
	INSTRUCCIÓN CND	143,43

CAUSA RAÍZ	CORDOBASUCRE	GCM	BOLIVAR	Atlántico
Control de tensiones	0,00 MWh	22,08 MWh	0,00 MWh	0,00 MWh
Criterios de confiabilidad	19,23 MWh	76,48 MWh	3,30 MWh	9,50 MWh
Seguridad de equipos	2,78 MWh	0,00 MWh	10,06 MWh	0,00 MWh

# Situación Operativa Actual:

**Subárea Bolívar y Córdoba Sucre:**  
**Declarada en estado de emergencia en Junio de 2023** por bajas tensiones y recuperación de tensión en las cargas radiales.

**Subárea Bolívar:** DNA en el Gambote 66 kV (baja tensión y sobrecarga de Ternera – Gambote 66 kV).

**Subárea Bolívar:** baja tensión en nodos a 66 kV Carmen, Zambrano, Calamar, San Jacinto y alto valor de carga del Carmen 110/66 kV

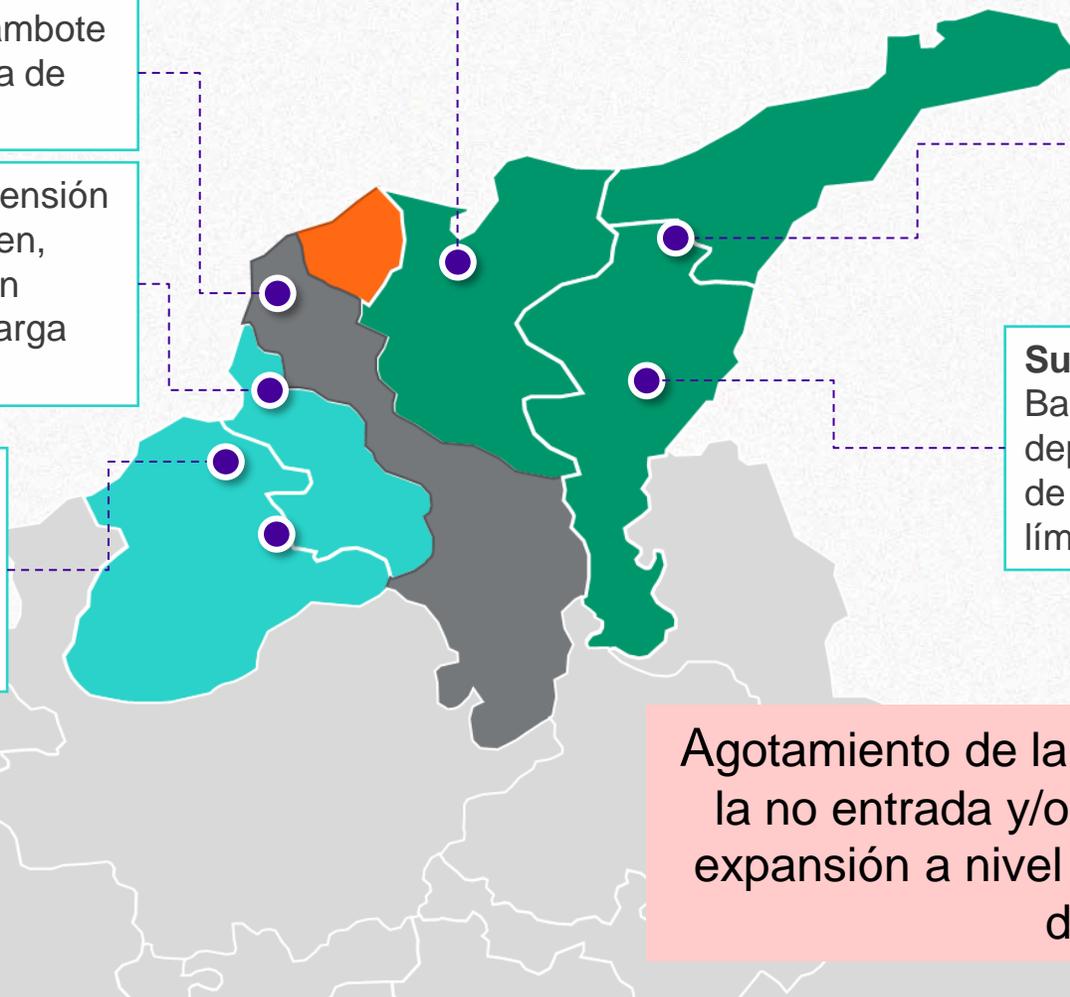
**Subárea Córdoba – Sucre:**  
Sobrecarga estado estacionario Chinu – Since 110 kV y bajas tensiones en Mompox

**Área Caribe:** Agotamiento de red. 35 Esquemas suplementarios de protección (ESPS) que mitigan la programación de DNA en condición de red completa y que ante contingencia sencilla se presenten eventos en cascada, minimizando la afectación de la demanda

**Subárea GCM:** **Declarada en estado de emergencia en Abril de 2022** por susceptibilidad a ocurrencia del fenómeno de Recuperación lenta de tensión inducida por falla (FIDVR).

**Subárea GCM:** DNA en el Banco (baja tensión) y alta dependencia de generación de Guajiras para control de límite de importación

Agotamiento de la red en el área Caribe, debido a la no entrada y/o no definición de proyectos de expansión a nivel de STR y crecimiento continuo de la demanda.



# Potencia segura atendible en nodos en configuración radial

Subárea	Nodo	Corredor	I [A] a tensión nominal	P [MW]	Restricción	Proyecto que elimina la restricción
GCM	El Banco 110 kV	El Paso – El Banco 110 kV	220	38	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	No hay obra de expansión definida.
	La Jagua 110 kV	Valledupar–Codazzi–La Jagua 110 kV	260	45	U < 0.9 p.u. Recuperación transitoria de tensión	La Loma – La Jagua (FPO 31/10/2023).
	San Juan 110 kV	Valledupar–San Juan 110 kV	350	57	U < 0.9 p.u.	Nueva San Juan 220/110 kV (FPO: 30/06/2025).
Córdoba Sucre	Mompox 110 kV	Chinú–Sincé–Magangué–Mompox 110 kV	430 (*)	75 (*)	U < 0.9 p.u. Sobrecarga	No hay obra de expansión definida.
Bolívar	San Jacinto 66 kV	El Carmen 110/66/13.8 kV	310	37 devanado 66 kV	Recuperación transitoria de tensión	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) <b>proyecto sin promotor asignado.</b>  AFINIA evaluar la instalación de un transformador EL Carmen 110/66 kV en paralelo o remplazar el existente por otro de mayor capacidad.
	Calamar 66 kV					
	Zambrano 66 kV					
	El Carmen 66 kV					
	Zambrano 66 kV	El Carmen – Zambrano 66 kV	190	18	Sobrecarga U < 0.9 p.u.	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) <b>proyecto sin promotor asignado.</b>
	Gambote 66 kV	Tenera – Gambote 66 kV	280	26	U < 0.9 p.u.	Carreto 66 kV (FPO: 2027) y Carreto 500 kV (FPO: 2027) <b>proyecto sin promotor asignado.</b>

(\*) Capacidad de demanda con tensión de operación en Chinú de 117 kV. A tensión nominal del nodo el valor de demanda atendible es del orden de 56 MW.

## Consideraciones:

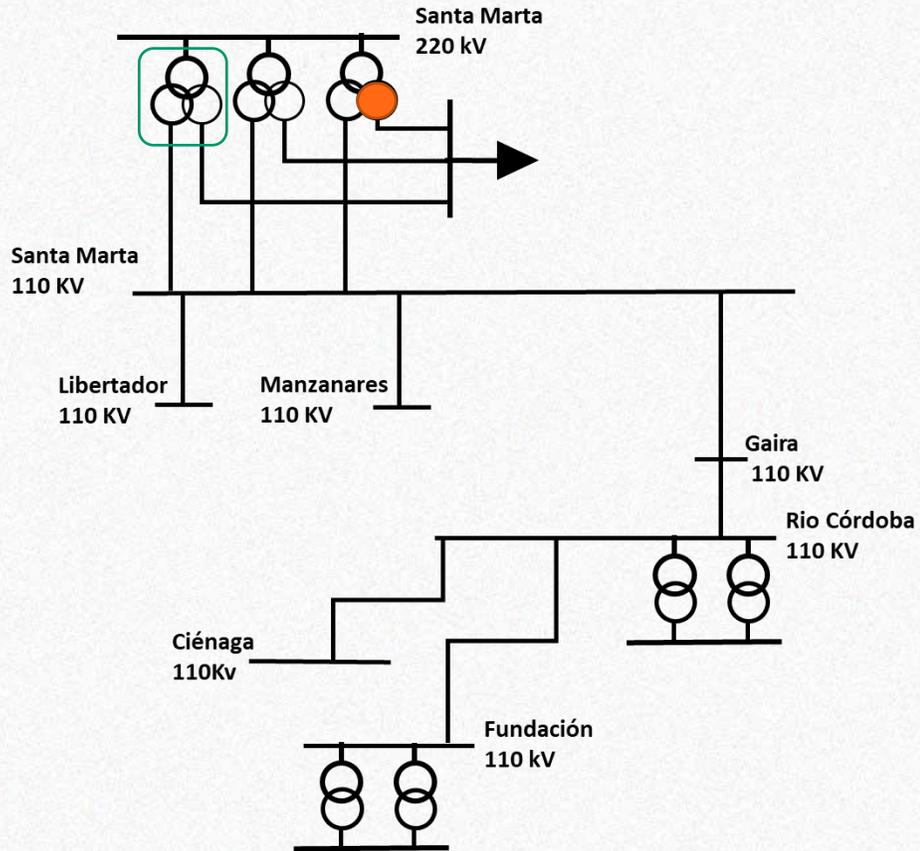
El valor de máxima carga atendible es indicativo y referencial, ya que depende del punto de operación (tensión en los nodos) y características de la carga (F.P.).

El valor presentado fue calculado a partir de:

- Demanda máxima atendible calculada con la tensión nominal en el nodo al inicio del corredor. Es de resaltar que la tensión de operación debe ser la mayor dentro lo posible, ya que permite disminuir carga de los equipos y favorecer la recuperación de tensión.
- Cumplimiento en los nodos de los criterios regulatorios de tensión en estado estacionario y de recuperación transitoria de tensión ante falla.
- Cumplimiento capacidad nominal declarada de los equipos que componen el corredor (línea de transmisión, transformador).
- Estabilidad de tensión a partir de evaluación por curvas PV en el nodo frontera.

- Previendo el incremento de demanda, los OR, UPME y CND deben identificar acciones para una operación segura hasta la entrada del proyecto que elimina restricción
- Realizar un seguimiento permanente al avance de aquellas obras que ya están definidas, buscando su entrada en operación lo más pronto posible.
- Hacer seguimiento al pronóstico de carga en los nodos radiales antes mencionados (MW, Mvar).

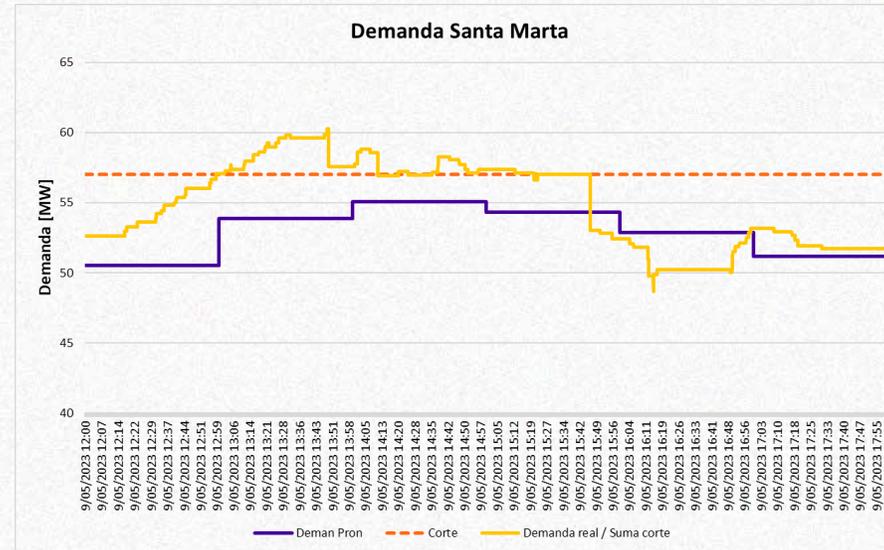
# Situación Operativa Santa Marta



## Corte

BT Santa Marta 1 34.5 kV + BT Santa Marta 2 34.5 kV + BT Santa Marta 9 34.5 kV (9)

57 MW



DNA  
93MWh

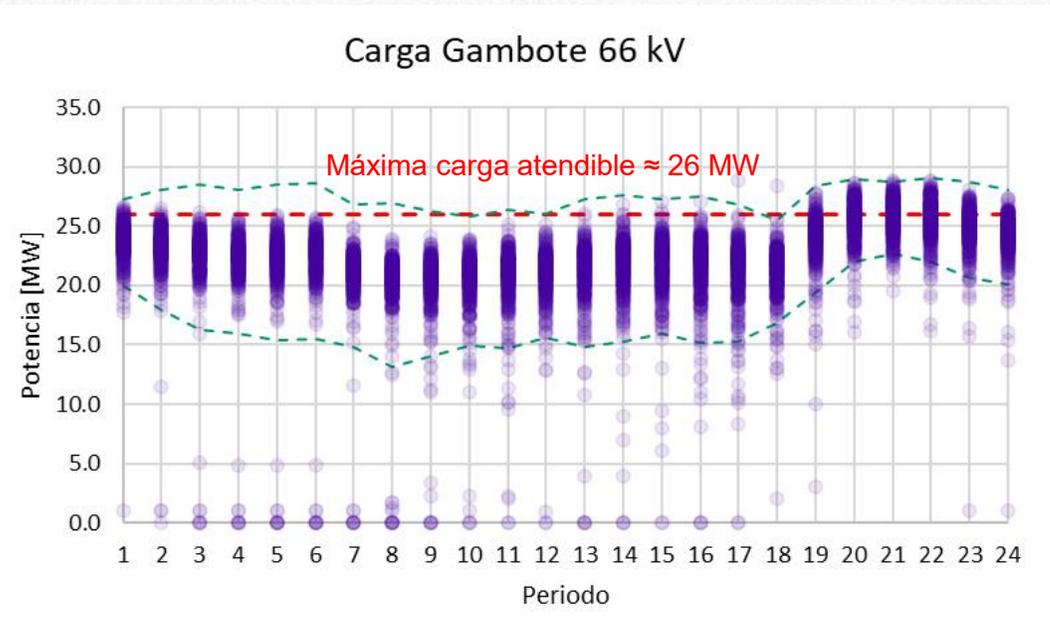
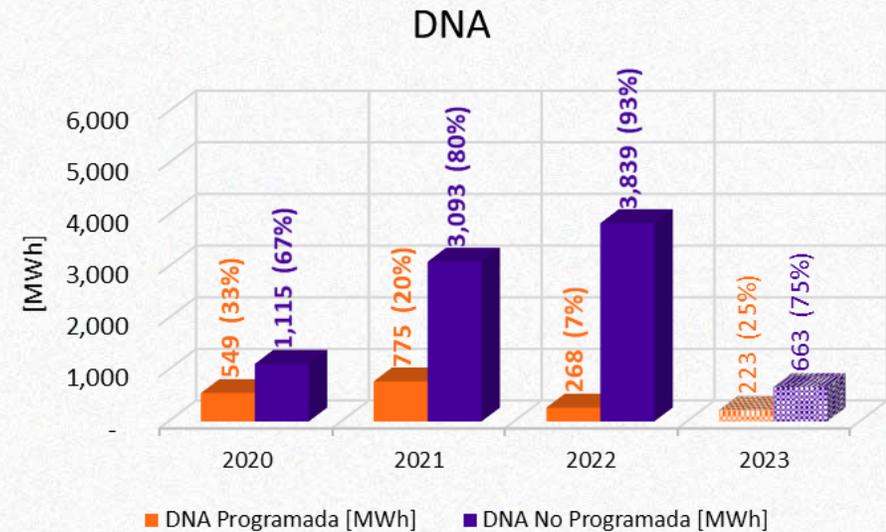
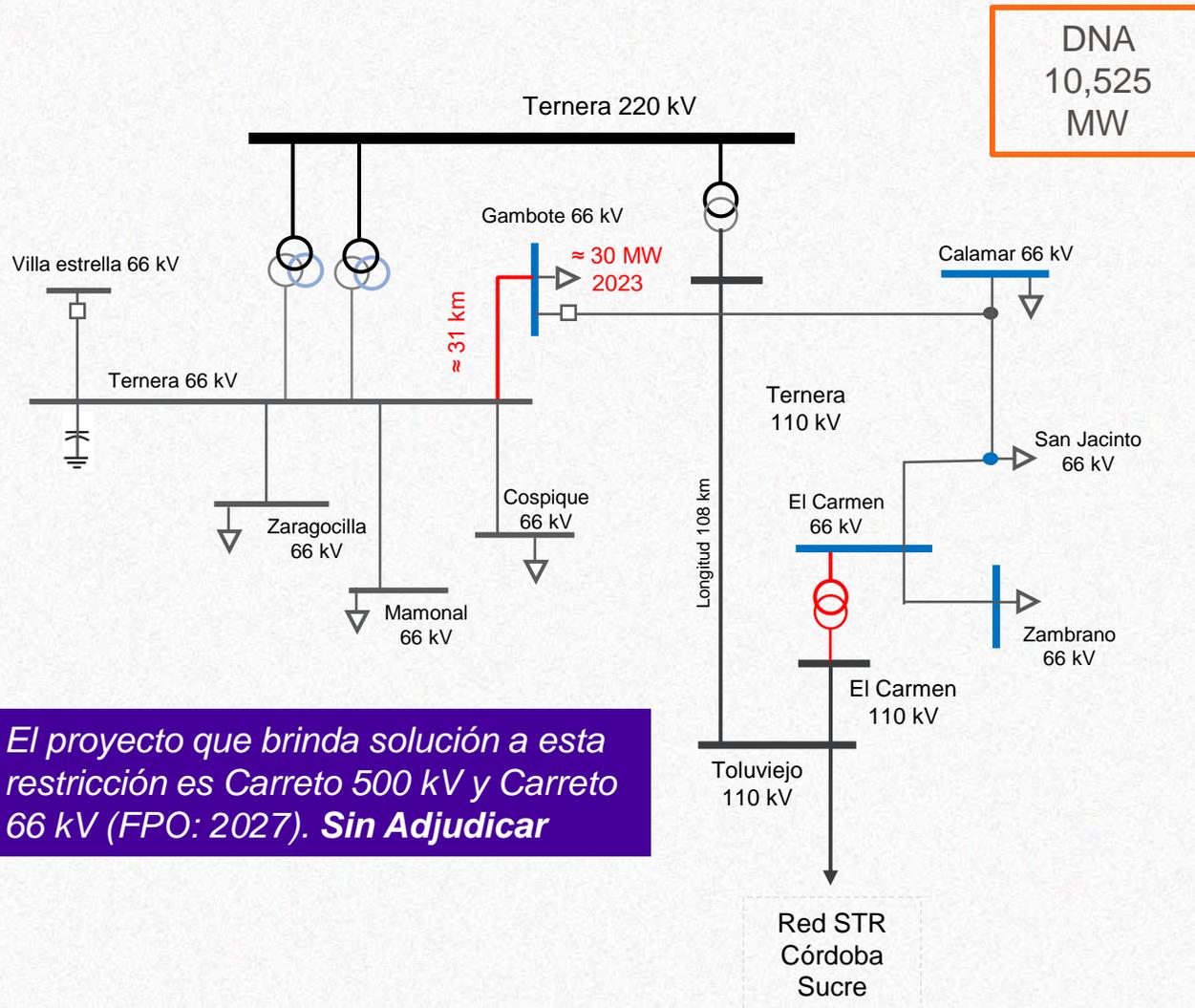
*El proyecto que brinda solución a esta restricción es Bureche 110 kV (FPO: diciembre 2026). AIRE*

### Acción operativa:

- Se Implementó ESPS

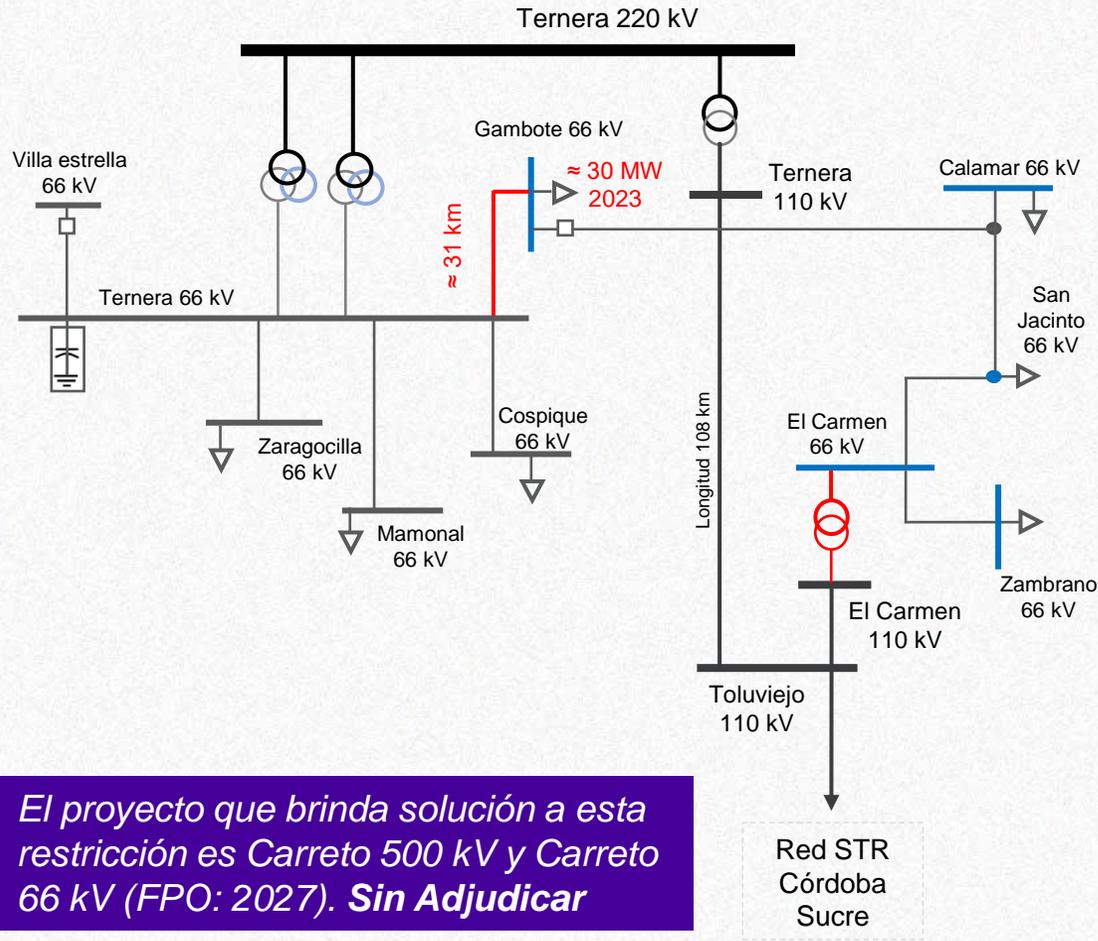
# Situación operativa nodos en configuración radial subárea Bolívar 66 kV

## Nodo Gambote 66 kV



# Situación operativa nodos en configuración radial subárea Bolívar 66 kV

## Nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV

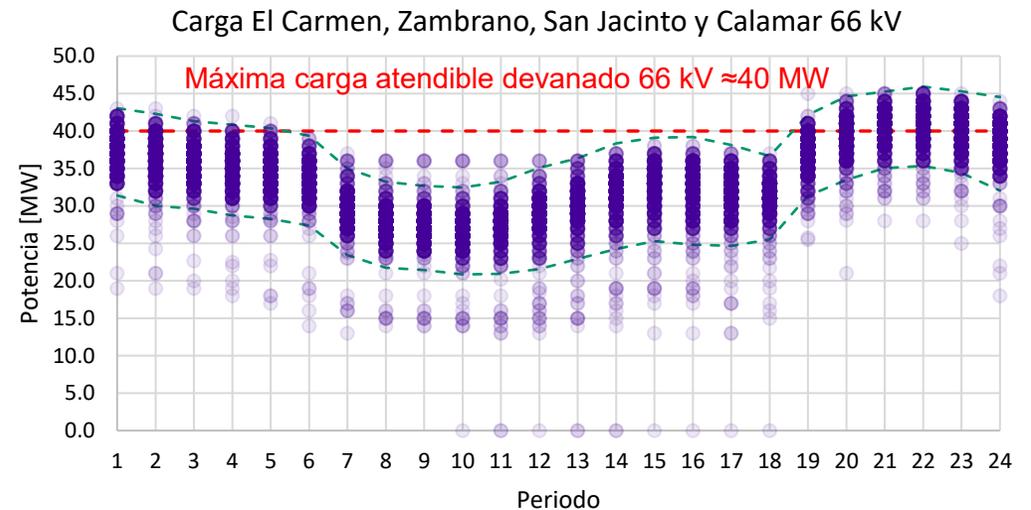


El proyecto que brinda solución a esta restricción es Carreto 500 kV y Carreto 66 kV (FPO: 2027). Sin Adjudicar

### En escenarios de alta demanda se identifica:

- Baja tensión en nodos El Carmen, Zambrano, San Jacinto y Calamar a 66 kV que no es posible gestionar desde Ternera 110 kV y Chinú 110 kV (nodos de control).

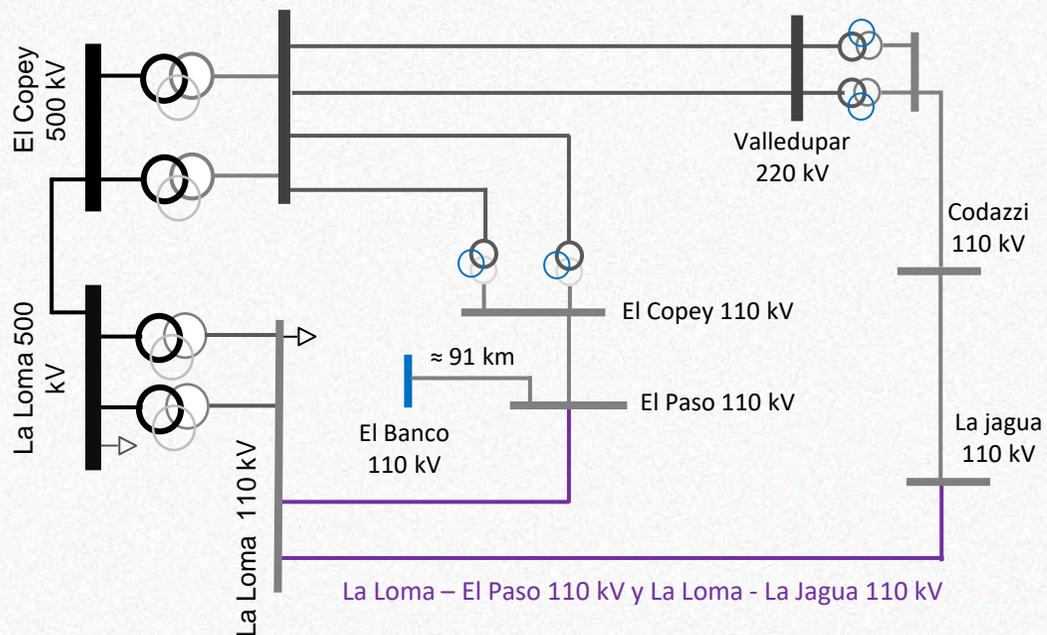
Esta restricción **limita la capacidad de importación del área Caribe**. Se recomienda AFINIA evaluar de forma prioritaria la instalación de un segundo transformador en paralelo en el Carmen o instalar uno de mayor capacidad.



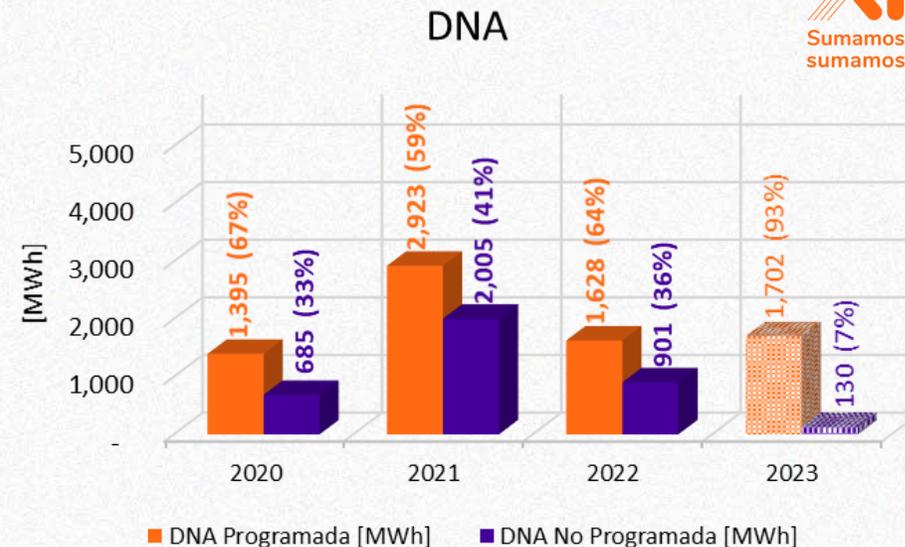
El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión

# Situación operativa nodo El Banco – El Paso 110 kV

## Subárea GCM)

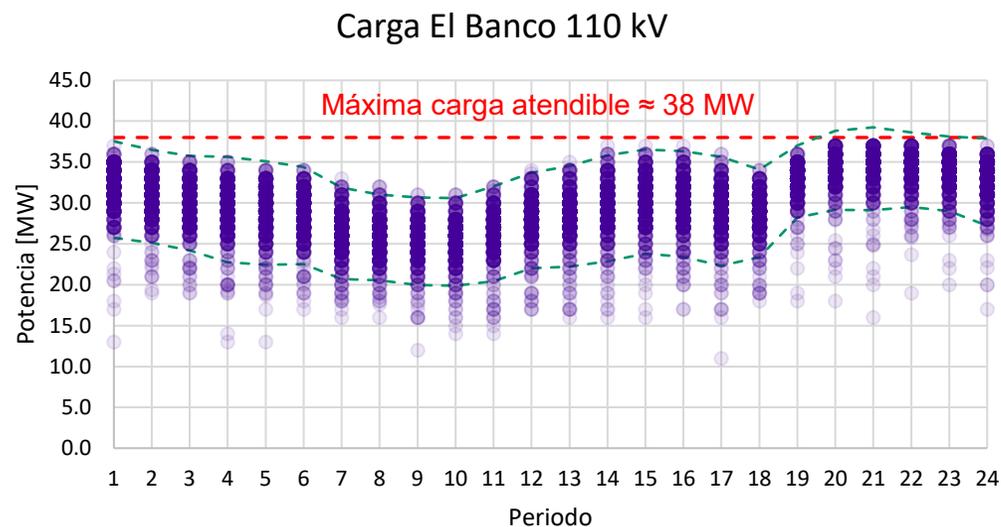


DNA  
11,369  
MW



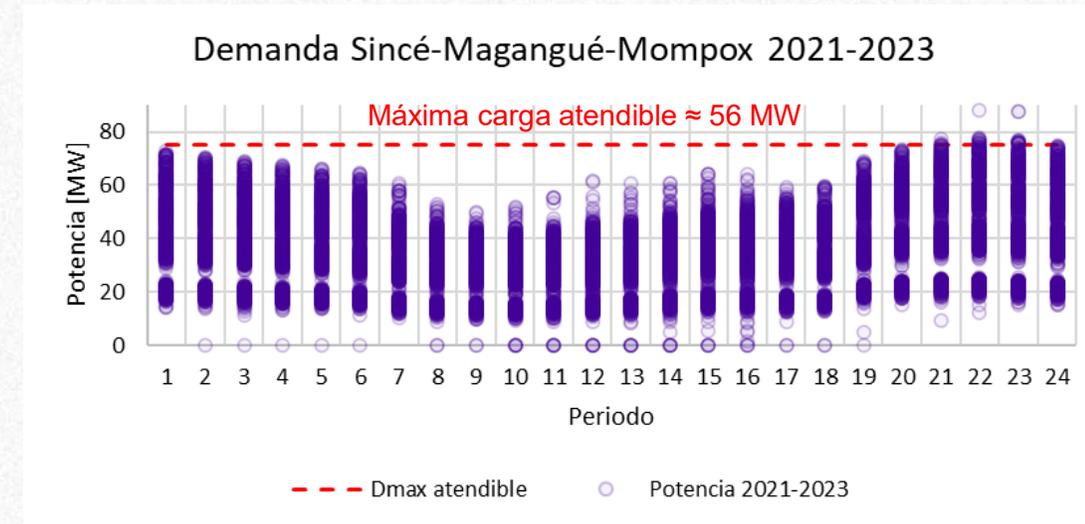
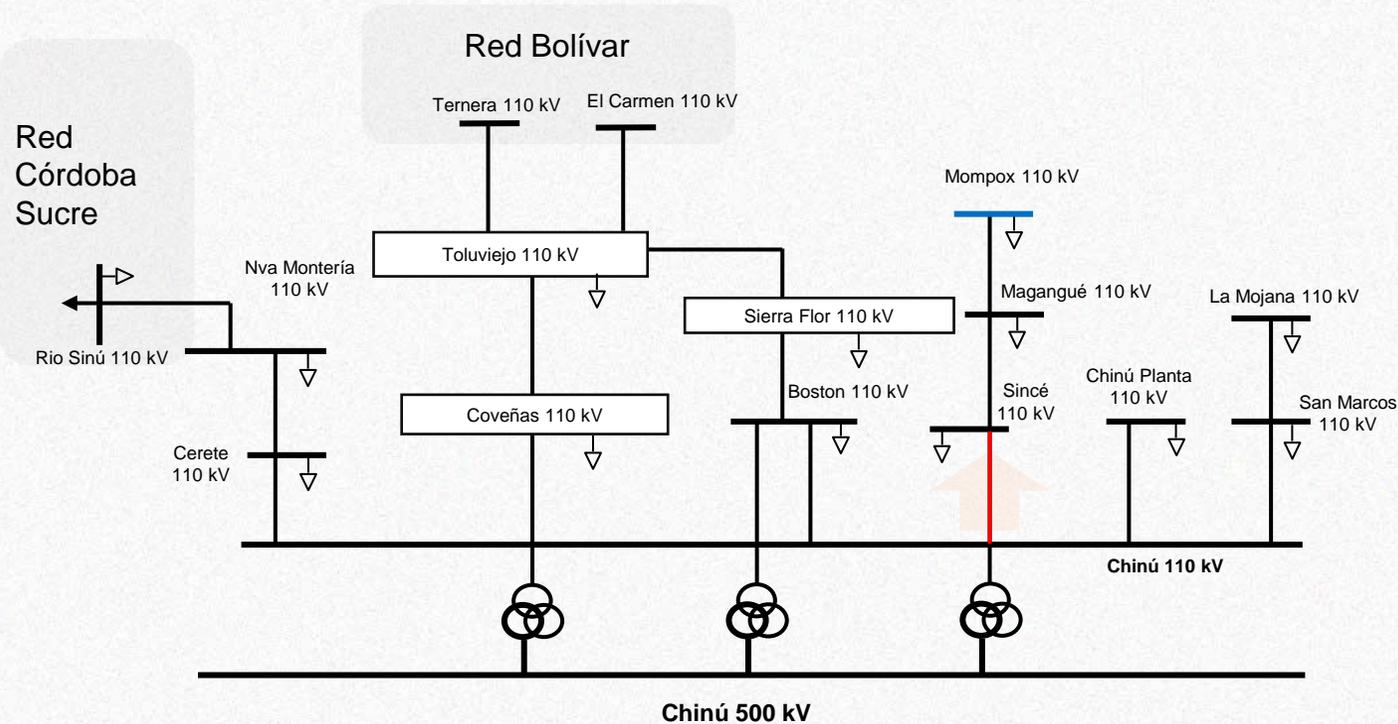
Con la entrada de los circuitos **La Loma – La Jagua** y **La Loma – El Paso 110 kV (FPO: 31/10/2023)** se mitigan las restricciones de baja tensión en los nodos de EL Paso y La Jagua 110 kV.

La restricción por baja tensión en el Banco 110 kV, **no tiene obra definida que la elimine.**



*El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión*

# Situación operativa Córdoba Sucre



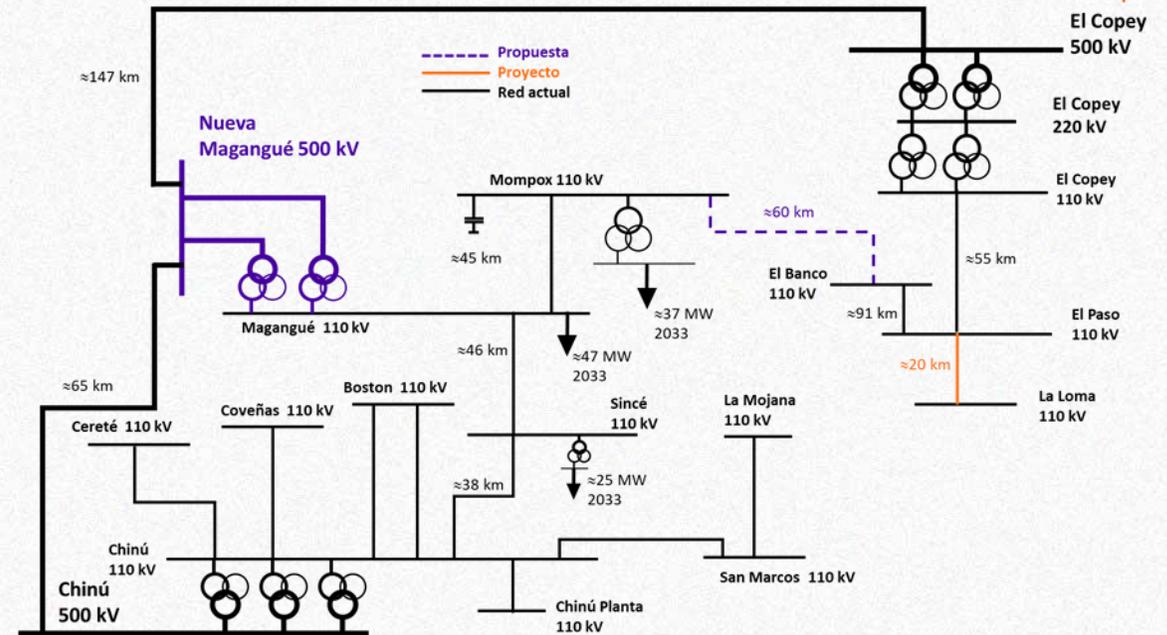
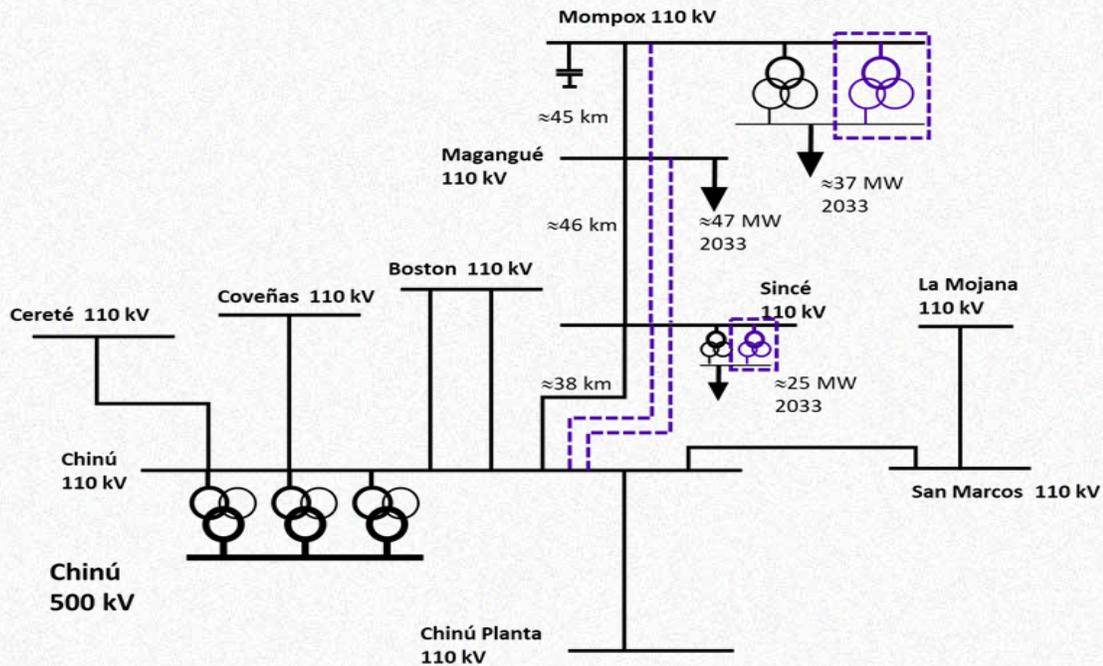
*El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión*

**Sobrecarga Chinú – Sincé 110 kV.** En red completa presenta carga cercana a su capacidad nominal.

**Baja tensión en el nodo Mompox 110 kV.** Baja tensión de operación en red completa.

Asociado a estas restricciones se identifica como máxima carga atendible por Chinú - Sincé – Magangué - Mompox 110 kV  $\approx$  56 MW y FP  $<0.9$  el proyecto compensación Mompox 2x8 Mvar (FPO 30/10/2023) mitiga la pero no elimina la restricción.

# Alternativas Propuestas (ITR)



Corredor doble circuito a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú, Sincé y Magangué y nuevo circuito entre las subestaciones Magangué y Mompox a 110 kV.

Impacto:

- Elimina baja tensión en Mompox 110 kV en red completa
- Elimina sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV.
- Elimina Condición de red radial ( $\approx 865$  MWh en 2022).

Beneficio/Costo:

1.92 – 8.03 con una probabilidad del 97.5%  
3.68 – 6.16 con una probabilidad del 65.0%



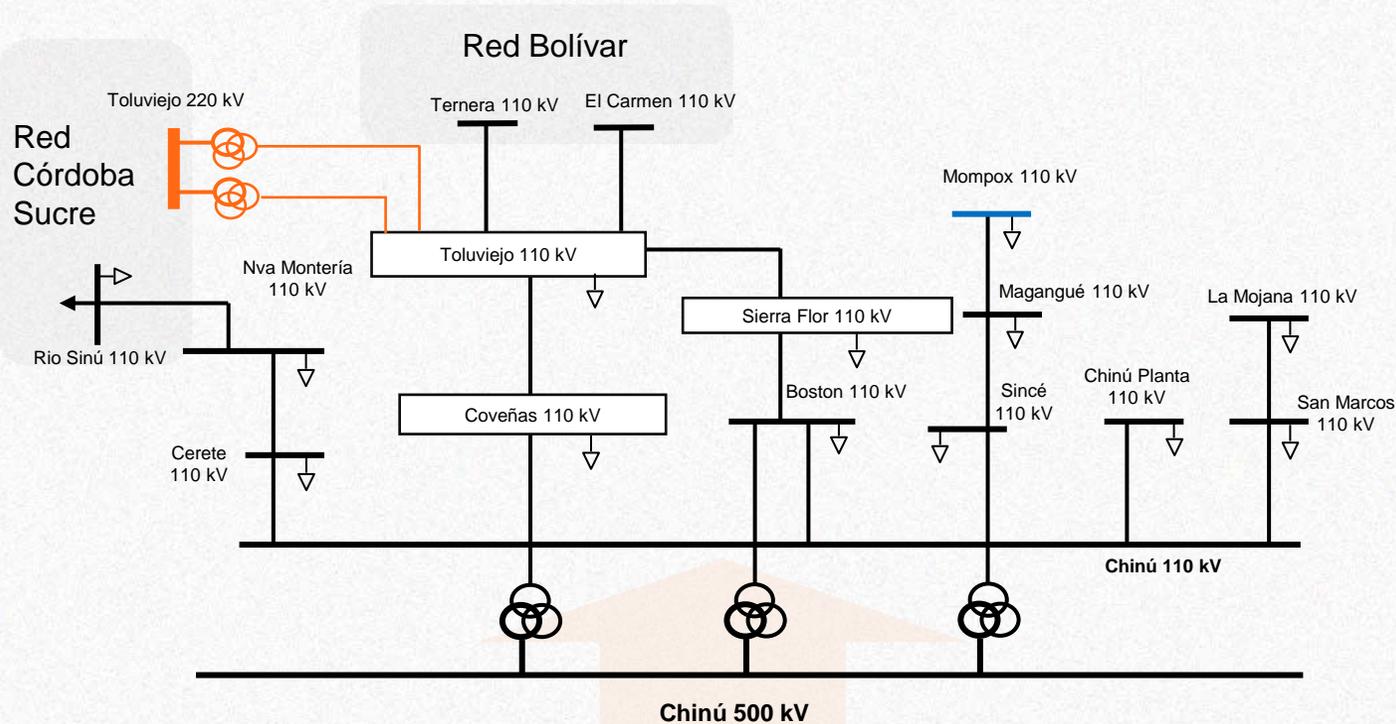
Nueva SE Magangué 500/110 kV con doble transformación 500/110 kV y línea Mompox – El Banco 110 kV. Esta propuesta está alineada con una iniciativa preliminar que aún se encuentra en desarrollo por parte de Afinia .

Impacto:

- Elimina la baja tensión en Mompox 110 kV en estado normal de operación
- Elimina Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - Sincé 110 kV.
- Elimina Condición de red radial ( $\approx 865$  MWh en 2022)

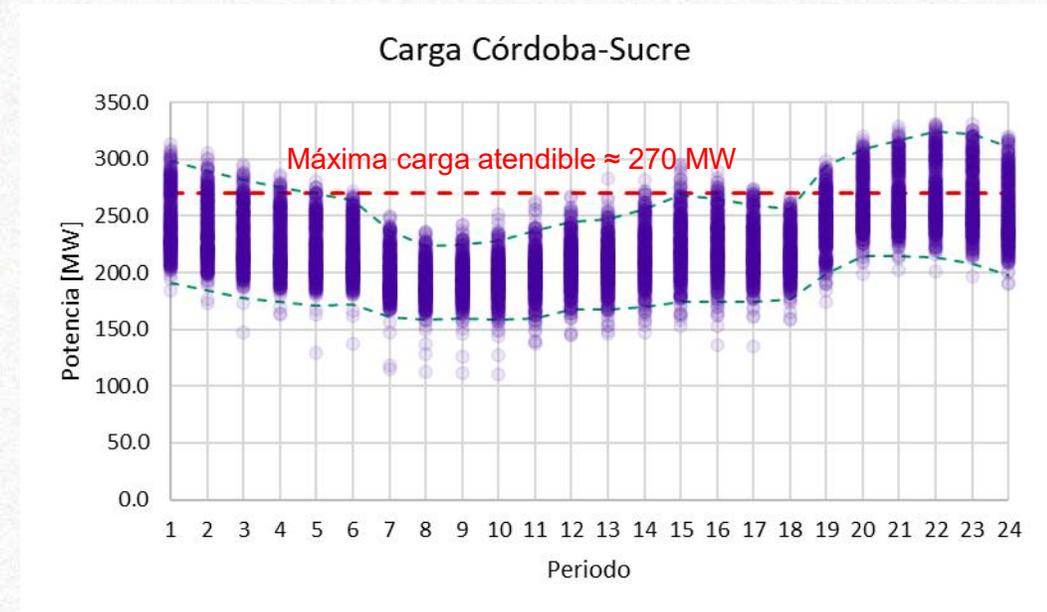


# Situación operativa Córdoba Sucre



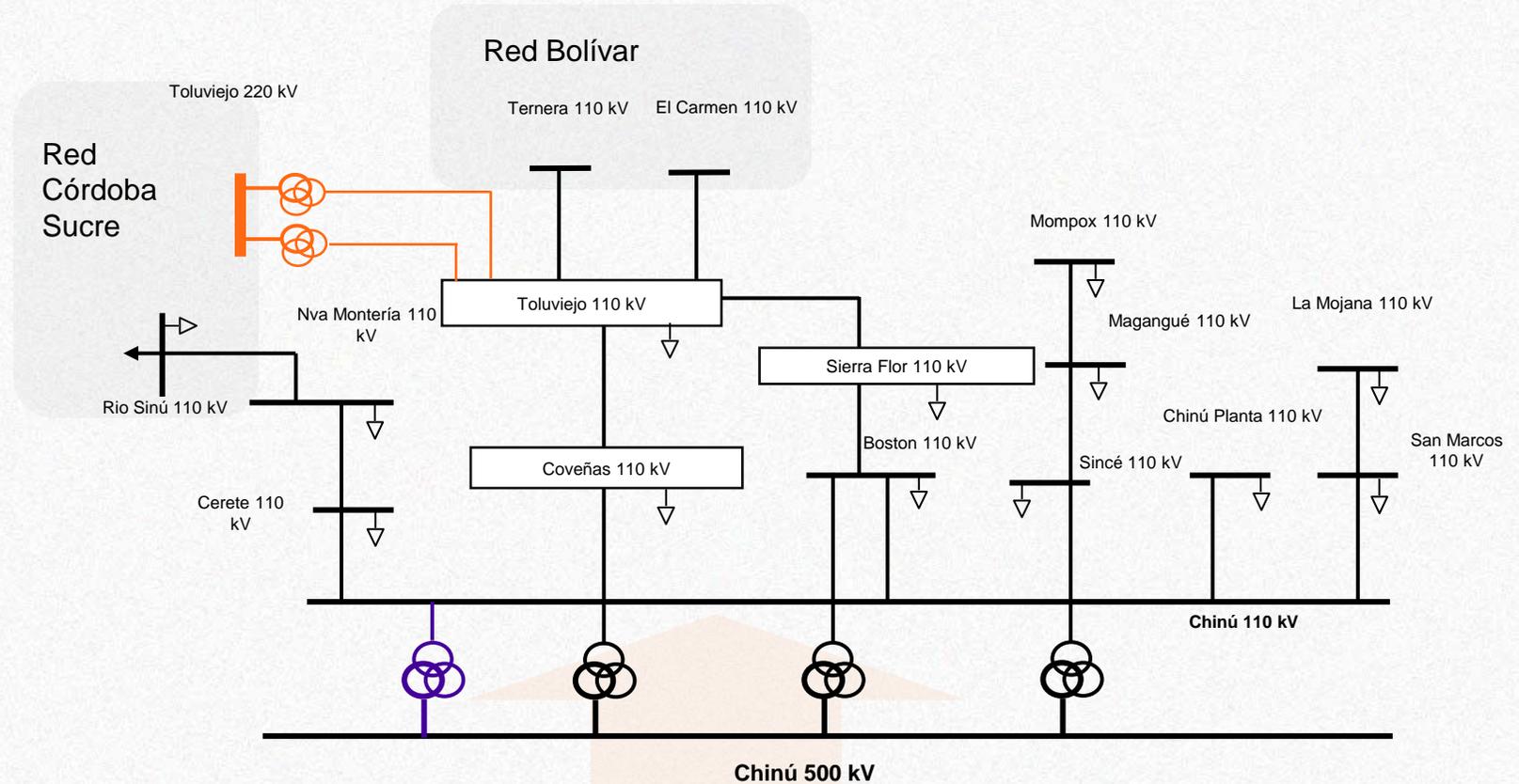
**Alto valor de carga transformadores de Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV en condición de red completa.** A junio de 2023 se tiene un ESPS por sobrecarga de uno de estos transformadores con el que se comanda DNA para mitigar la salida de toda la subárea.

El proyecto que brinda solución a esta restricción es PTR05304 Toluvejo 220/110 kV (FPO 31/12/2025).



*El valor de demanda máxima atendible es indicativo al depender de la tensión en el nodo de conexión*

# Alternativas Propuestas (ITR)



Cuarto transformador Chinú 500/110 kV.



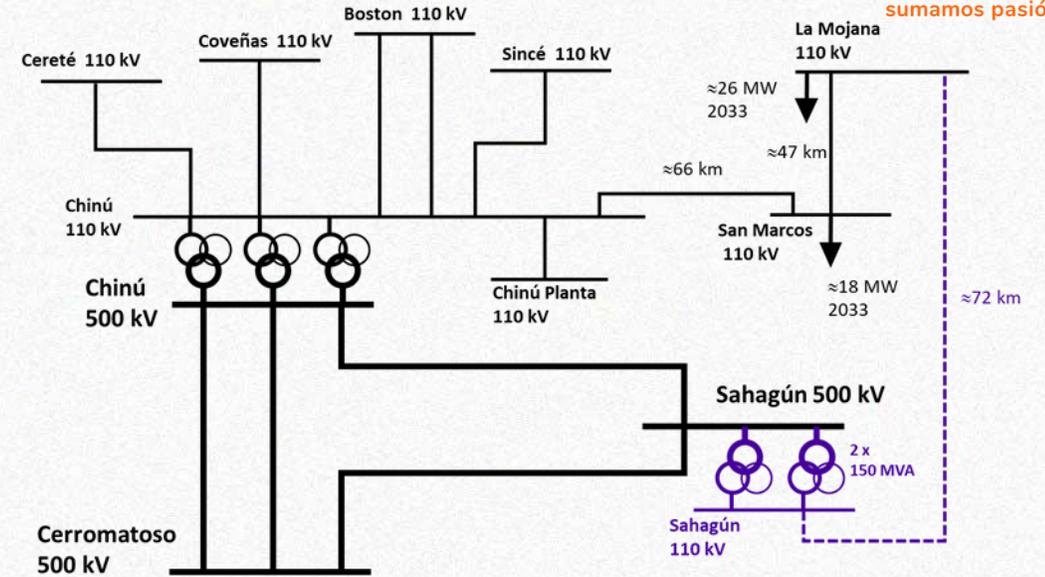
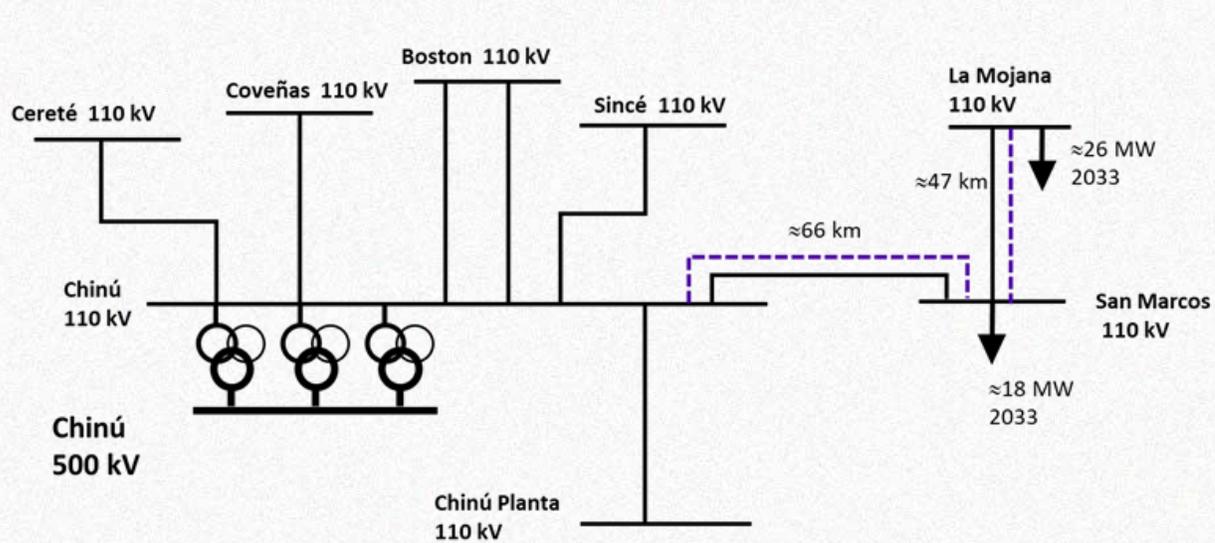
Documento: ITR IV - 2022



Beneficio/Costo<sup>1</sup>:

- $0.45^2 - 32.36$  con una probabilidad del 97.5%
- $4.16 - 17.35$  con una probabilidad del 65.0%

# Alternativas Propuestas (ITR)



Nuevo corredor a nivel de 110 kV entre las subestaciones Chinú, San Marcos y La Mojana.



Nueva SE Sahagún 110 kV con doble transformación 500/110 kV y línea Sahagún – La Mojana 110 kV. Esta propuesta está alineada con una iniciativa preliminar que aún se encuentra en desarrollo por parte de Afinia.



Impacto:

- Elimina Sobrecarga en red completa del circuito Chinú - San Marcos 110 kV.
- Elimina Condición de red radial (≈905 MWh en 2022)



Se recomienda repotenciar:

- La Mojana – San Marcos 110 kV: 377 A (471 A Térmico).
- Chinú – San Marcos 110 kV: 380 A (580 A Térmico).
- Magangué – Mompox 110 kV: 200 A (580 A Térmico).



Impacto:

- Elimina Sobrecarga en red completa de Chinú - San Marcos 110 kV.
- Elimina Condición de red radial (≈905 MWh en 2022)

# Conclusiones

Se deben implementar medidas de mitigación URGENTES por parte de los operadores de red del área, que permitan mitigar la afectación en la prestación del servicio estado estacionario con red completa y degrada y ante contingencia.

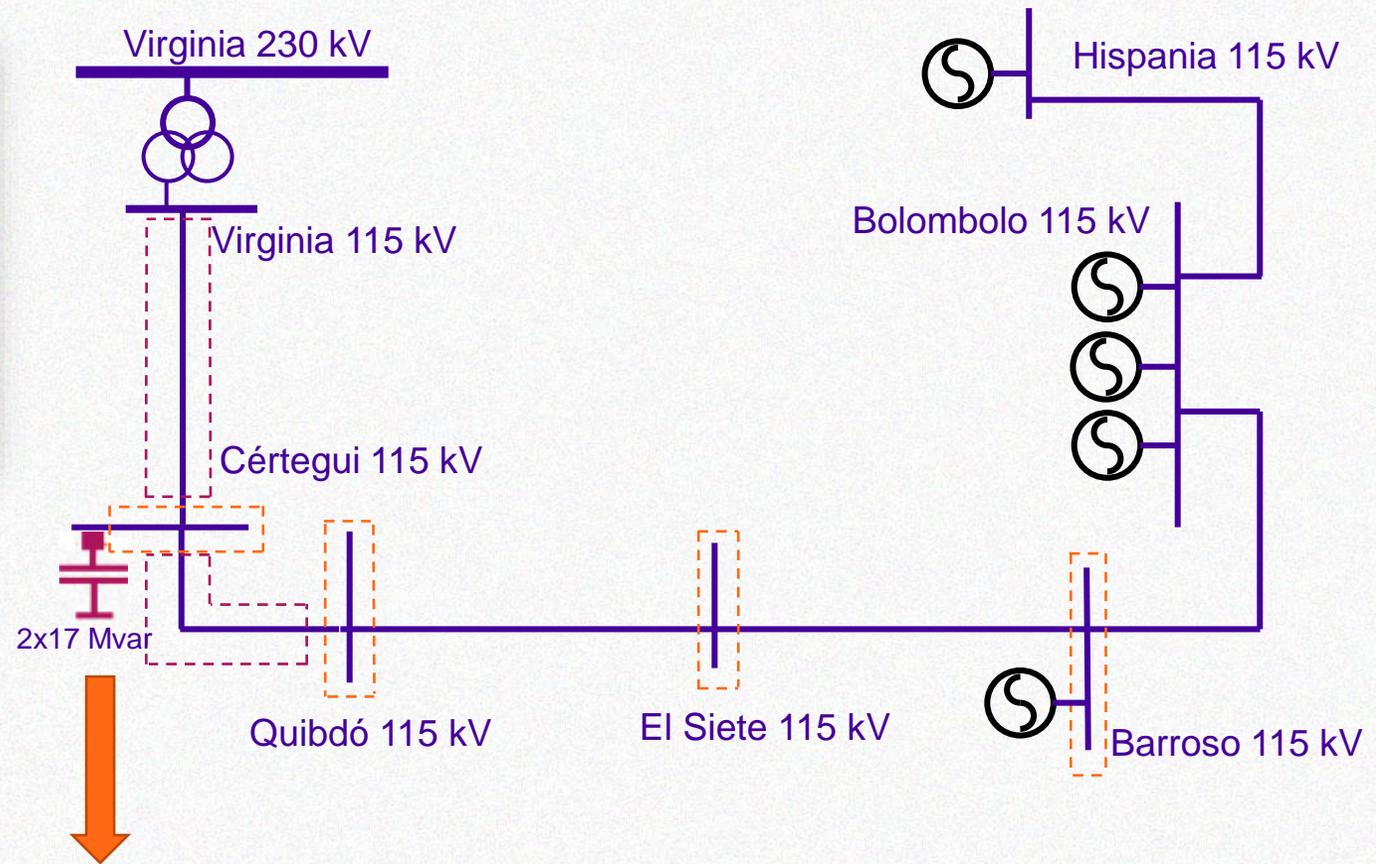
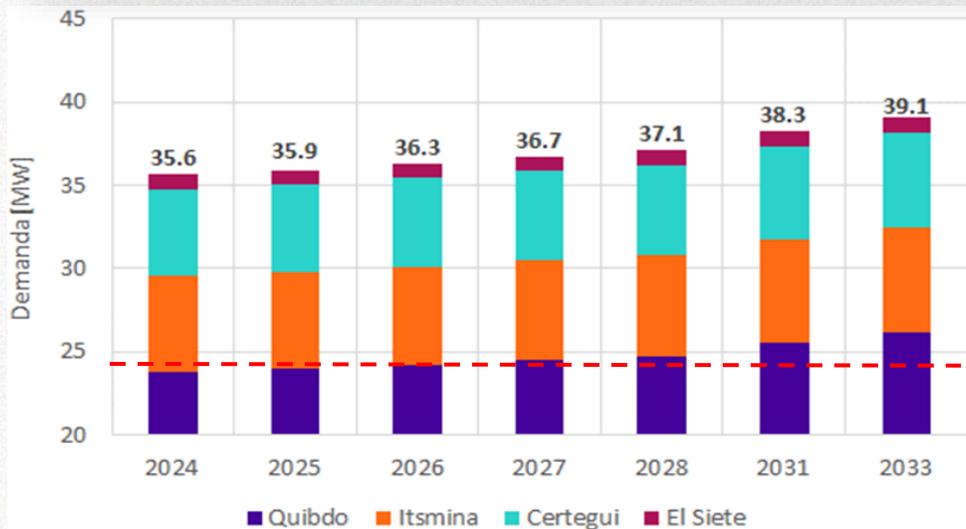
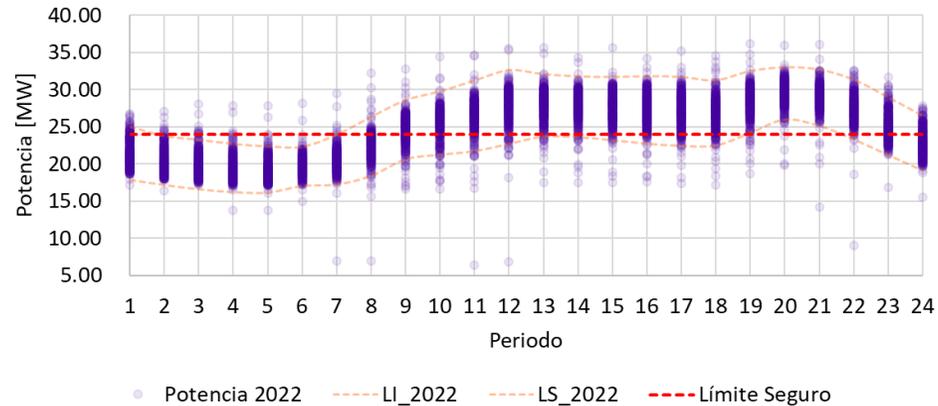
De no contarse con las obras requeridas para garantizar una operación segura y confiable del sistema (Fortaleza de red) en el mediano y largo plazo es posible se deba limitar la generación de FERNC a instalarse en la región Caribe.

Hasta tanto no se definan, convoquen y pongan en servicio nuevas obras de expansión estructural en la región Caribe a nivel del STR y STN, se continuará incrementando la DNA por agotamiento de red e incrementando la necesidad de generación de seguridad en el área.

# Situación Operativa Dispac

# Situación Choco (Declarada en Alerta)

Demanda Quibdó, Cértegui e Istmina a 2022



Aun con la compensación en Certequi 115 kV, se requieren obras estructurales para garantizar la seguridad y confiabilidad en el departamento de Choco

# Declaración alerta DISPAC (Febrero de 2023)

**Asunto: Declaración estado de alerta con posibilidad de operación en estado de emergencia en la red de DISPAC – Choco.**

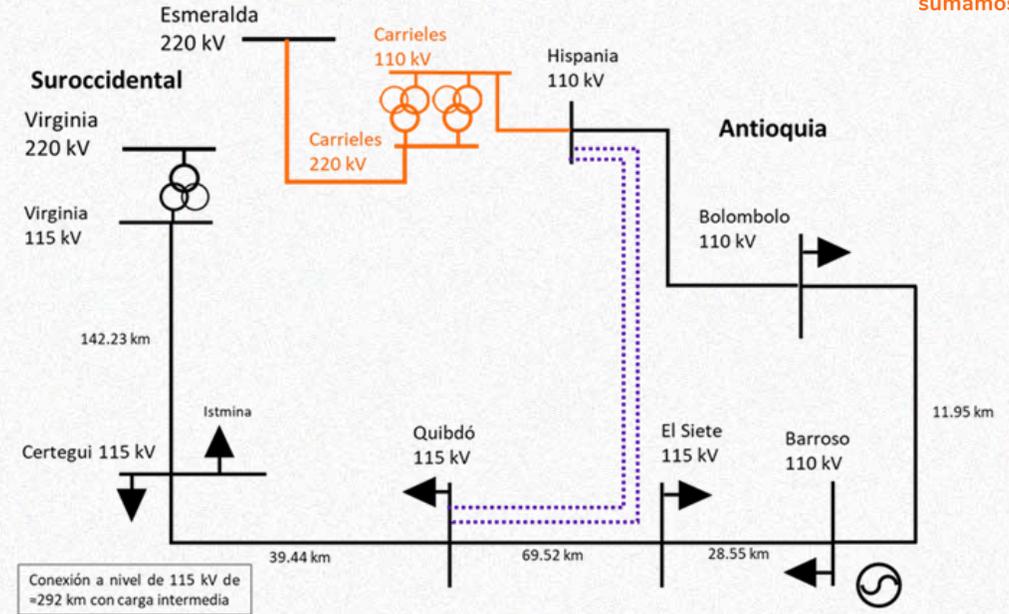
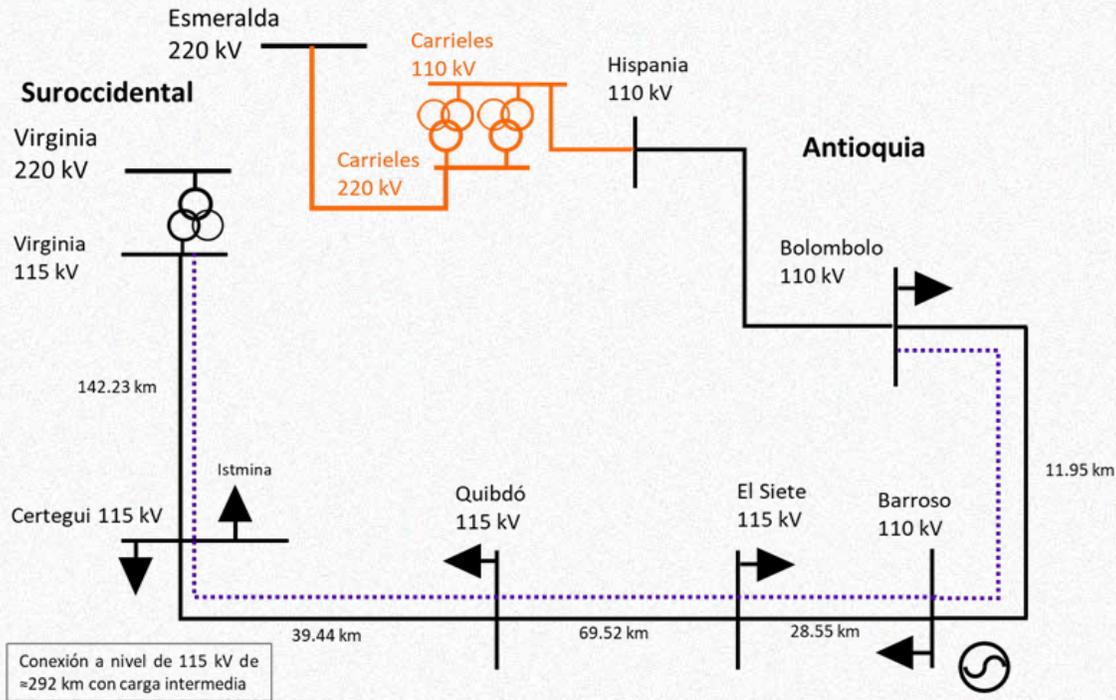
Respetado ingeniero Olarte:

De acuerdo con los análisis eléctricos y postoperativos que realiza el CND, se ha identificado en la red de DISPAC en el departamento de Choco, que en escenarios de red degradada o ante contingencia N-1 y cuando el total de la demanda de las cargas de Istmina, Certegui y Quibdó supera aproximadamente 24 MW, se pueden presentar tensiones fuera de los límites regulatorios en las barras del corredor de 110 kV comprendido entre las subestaciones Virginia y Bolombolo. Dado lo anterior, se informa que:

- La red de DISPAC operará a partir de la fecha en estado alerta con posibilidad de evolución a estado de emergencia, teniendo en cuenta que la demanda de las subestaciones Istmina, Certegui y Quibdó puede superar el límite seguro de importación, lo cual genera que ante contingencia N-1 o red degradada por indisponibilidad o mantenimiento la tensión en algunos de los nodos de la subárea se encuentre por debajo de los límites de calidad establecidos en la reglamentación, y por tanto, no es posible bajo esta condición atender completamente la demanda.

Dado lo anterior, recomendamos incluir en la agenda de la próxima reunión de seguimiento del Grupo de trabajo de DISPAC, una presentación detallada por parte del operador de red de cada una de las medidas operativas que tiene previstas implementar para mitigar el riesgo de desatención de demanda en el corto y mediano plazo, así como las obras estructurales que tiene previstas en su plan de expansión para garantizar la atención segura y confiable de la demanda en el departamento del Choco.

# Alternativas valoradas en Informes ITR



Segundo corredor Virginia – Bolombolo 115(110) kV. Esta propuesta se realiza para el caso en que no entre en operación el proyecto El Siete o uno de impacto similar en la zona de influencia.

Documento: ITR IV - 2022



Beneficio/Costo1:  
4.94 - 7.30 con una probabilidad del 97.5%  
5.70 – 6.64 con una probabilidad del 65.0%



Doble circuito Hispania – Quibdó 115 kV. Esta propuesta se realiza para el caso en que no entre en operación el proyecto El Siete o uno de impacto similar en la zona de influencia.

Documento: ITR IV – 2022

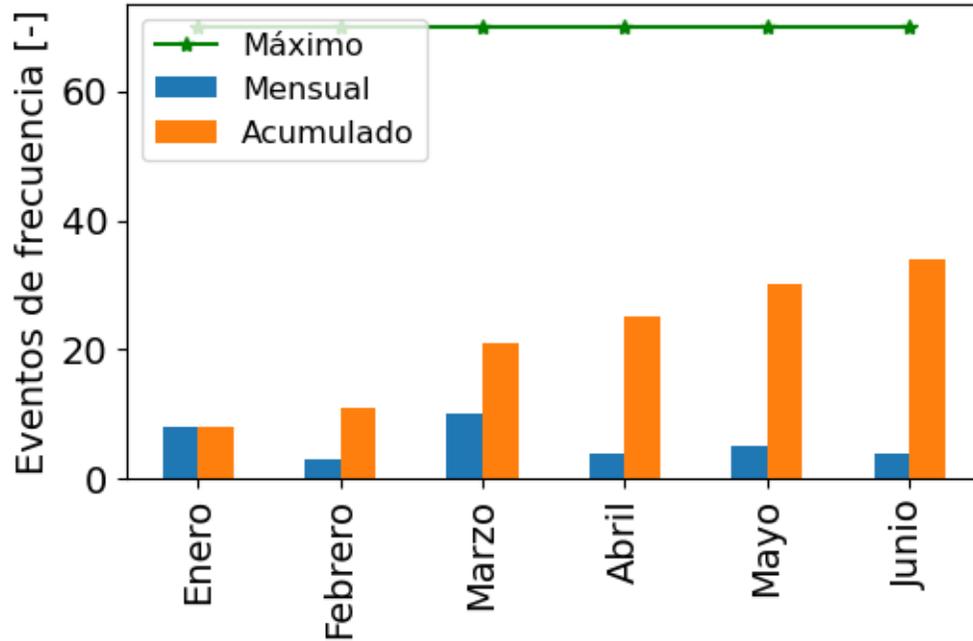


Beneficio/Costo1:  
14.31 – 20.70 con una probabilidad del 97.5%  
16.17 – 18.84 con una probabilidad del 65.0%

<sup>1</sup>Estos resultados se actualizaron de acuerdo con la proyección del IPC de XM y el CRO1 vigente

# Indicadores de operación

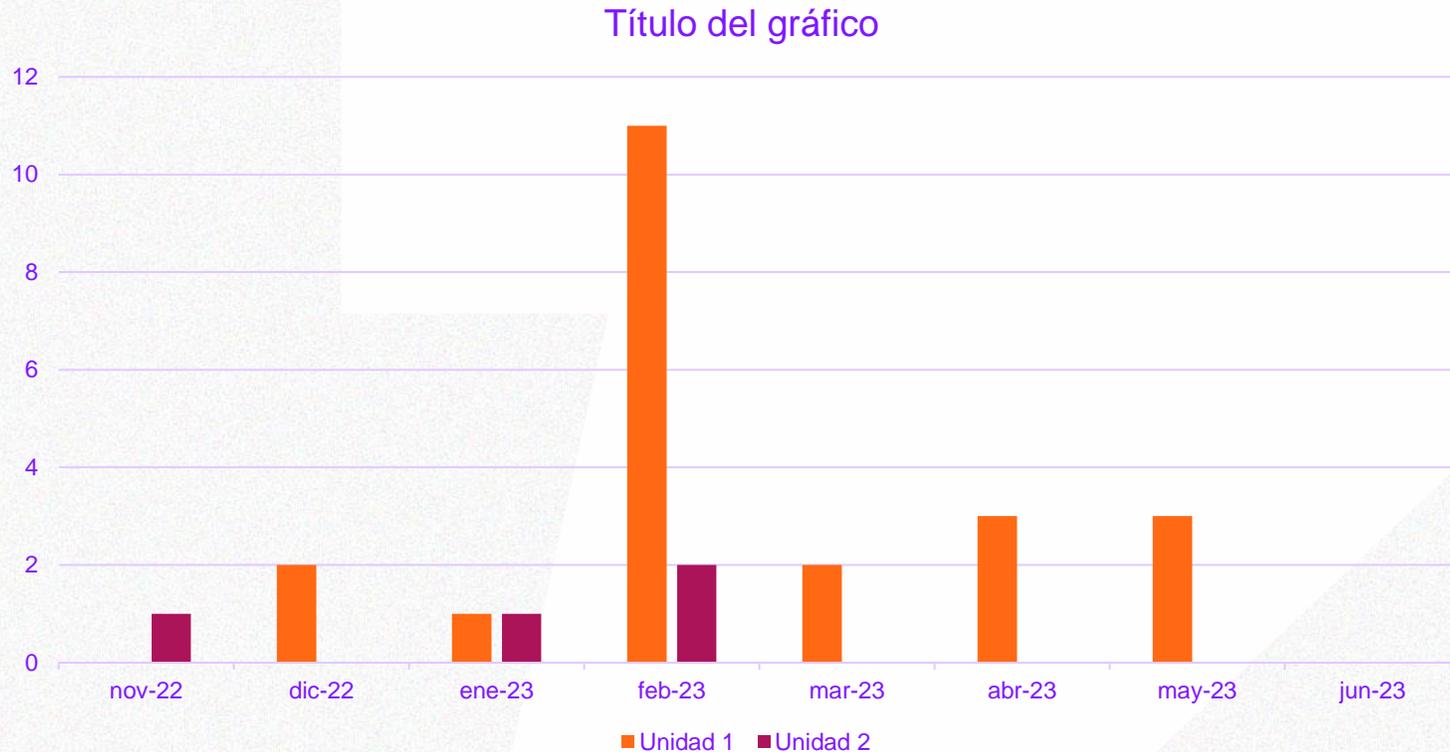
# Eventos Transitorios de Frecuencia



Durante el mes de Junio de 2023 se presentaron 4 eventos de frecuencia transitoria en el sistema

Fecha	Duracion	Frecuencia	Descripcion	EDAC
2023-06-03 08:04	1.0	59.6	Evento de frecuencia por disparo del activo ALTO ANCHICAYA - YUMBO 1 230 kV, causando la salida de las unidades de generación del ALTO ANCHICAYA 1, 2 y 3 con 400 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59.648 Hz.	No
2023-06-23 04:31	1.0	59.7	Evento de frecuencia por disparo de la unidad SOGAMOSO 3 con un valor de generación de 238 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,712 Hz.	No
2023-06-06 15:09	1.0	59.8	Evento de frecuencia por pérdida de carga en Ecuador, Central Cocacodo Unidad 8, equivalente a 161 MW. La frecuencia alcanzó un valor mínimo de 59,7714 Hz.	No
2023-06-22 00:11	1.0	59.8	Evento de frecuencia por disparo de unidades TEBSA 24 y 14 con 262 MW. La frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,793 Hz.	No

# Eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparos Unidades de Ituango

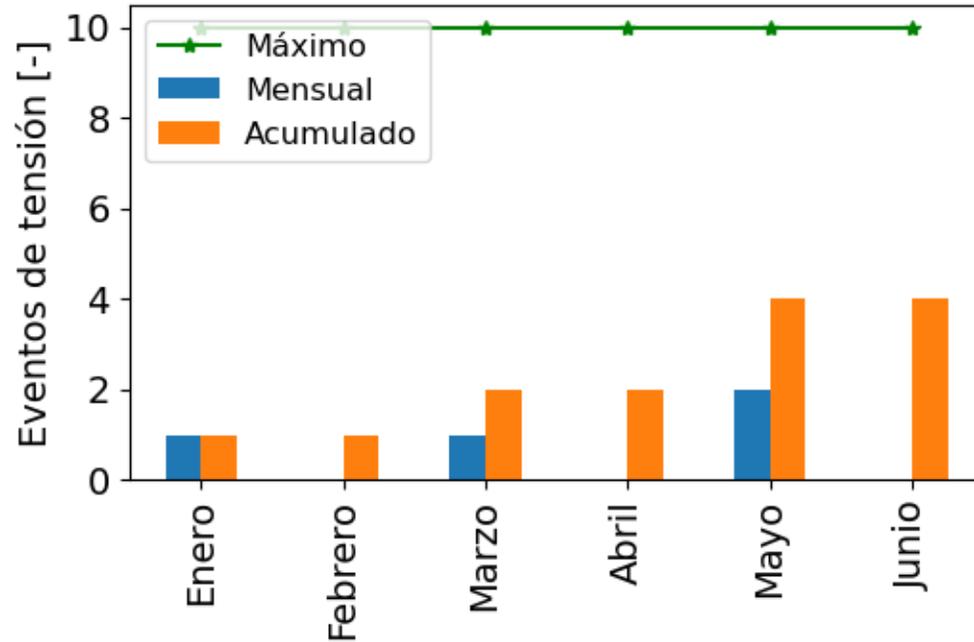


Mes	Unidad 1	Unidad 2
nov-22	0	1
dic-22	2	0
ene-23	1	1
feb-23	11	2
mar-23	2	0
abr-23	3	0
may-23	3	0
jun-23	0	0

Se han presentado 26 eventos de frecuencia debido a las unidades 1 y 2 de Ituango desde el inicio de las pruebas de estas unidades.

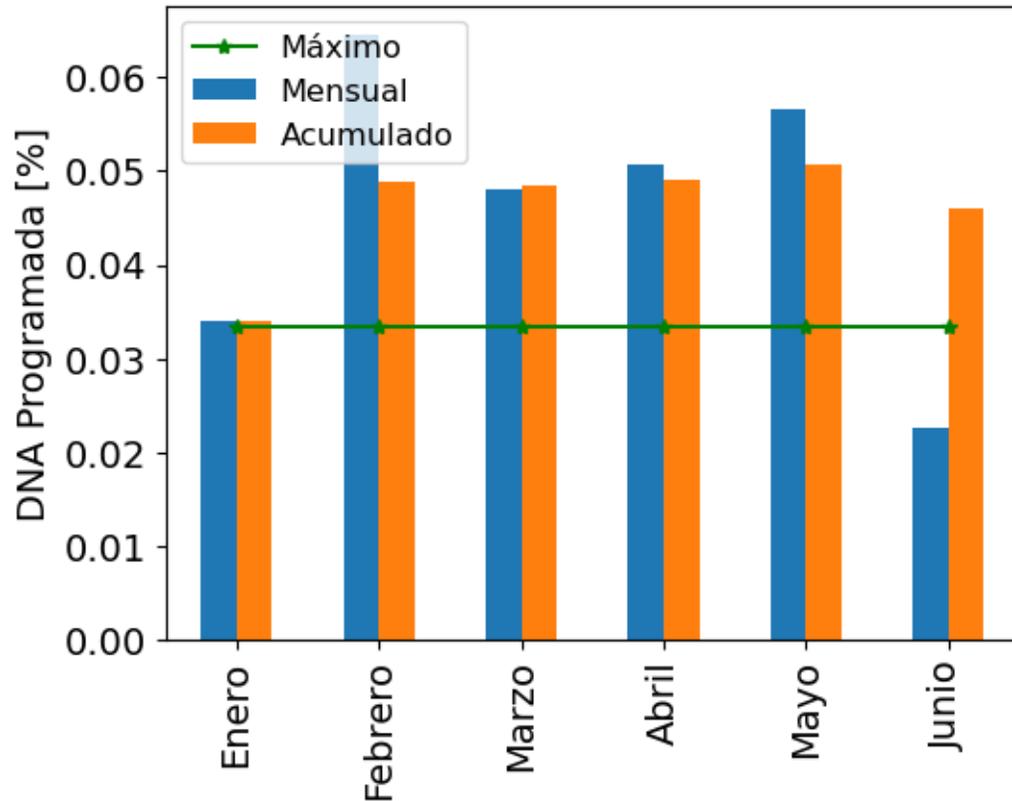
En el mes de Junio no se presentaron eventos de frecuencia transitorios ocasionados por disparo de unidades de Ituango

# Eventos de Tensión Fuera de Rango



Durante el mes de Junio de 2023 no se presentaron eventos de tensión en el sistema

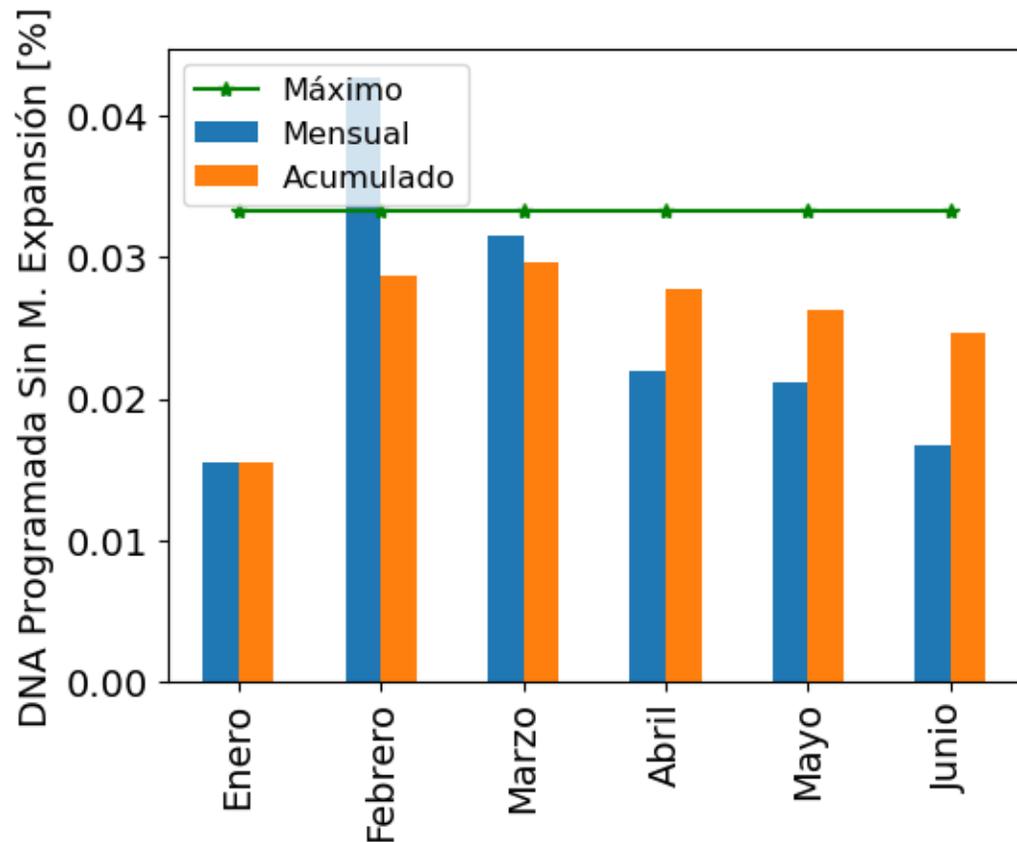
# DNA Programada



Por causas programadas se dejaron de atender 1.458 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/h	Energía	Descripcion
2023-06-16 05:12	302.8	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222931 del activo TERNERA - GAMBOTE 1 66 kV.
2023-06-20 07:38	184.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2000943, C2000946 y C2000944 de los activos BL1 BARANOA A MALAMBO 110 kV, BARANOA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT BARANOA 1 60 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-06-02 07:02	151.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216313, C0223359 y C0223360 de los activos LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV y BL1 SAN MARCOS (SUCRE) A CHINU 110 kV.
2023-06-04 07:00	145.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222927 del activo EL BOSQUE 3 30 MVA 66/13.8/7.6 kV.
2023-06-21 08:19	113.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220648 del activo BL1 OCCIDENTE A SAN JERONIMO 110 kV.
2023-06-10 07:33	90.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222929 del activo EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/7.89 kV.

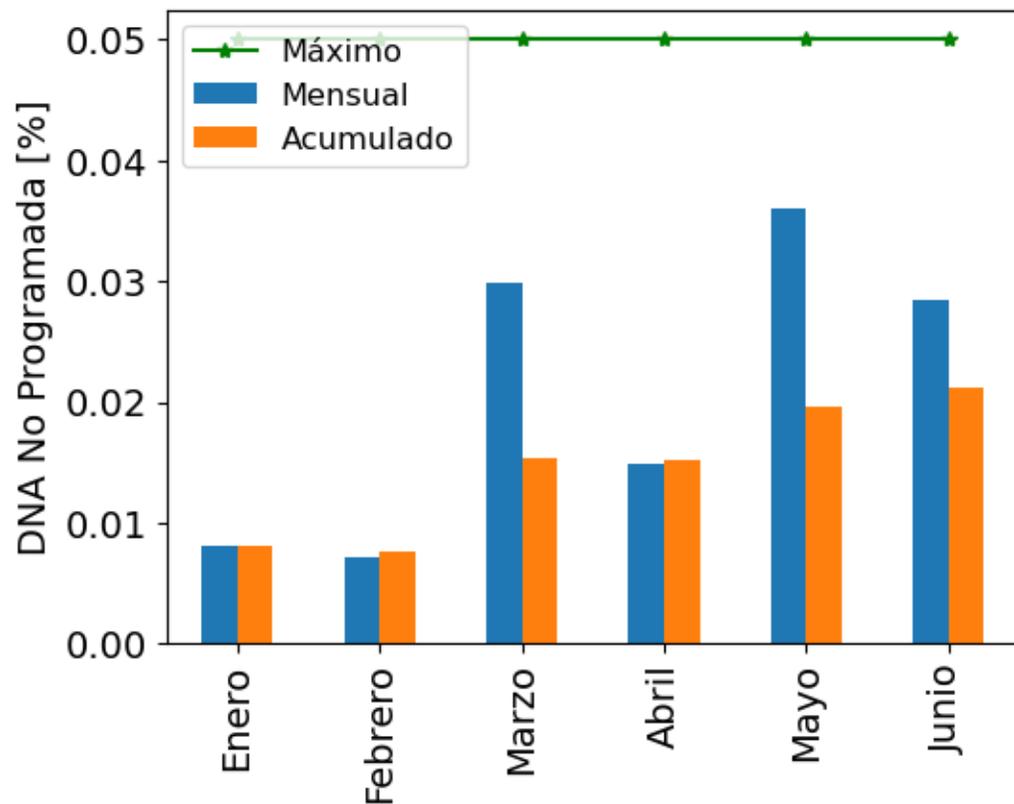
# DNA Programada sin M. Expansión



Por causas programadas se dejaron de atender 1.070 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha/hora	Energía	Descripción
2023-06-20 07:38	184.7	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C2000943, C2000946 y C2000944 de los activos BL1 BARANOA A MALAMBO 110 kV, BARANOA 1 60 MVA 110/34.5/13.8 kV y BT BARANOA 1 60 MVA 110 kV, respectivamente.
2023-06-02 07:02	151.5	Demanda no atendida por trabajos en las consignaciones C0216313, C0223359 y C0223360 de los activos LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV, CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV y BL1 SAN MARCOS (SUCRE) A CHINU 110 kV.
2023-06-04 07:00	145.5	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222927 del activo EL BOSQUE 3 30 MVA 66/13.8/7.6 kV.
2023-06-21 08:19	113.0	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0220648 del activo BL1 OCCIDENTE A SAN JERONIMO 110 kV.
2023-06-10 07:33	90.3	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0222929 del activo EL BOSQUE 2 33 MVA 66/13.8/7.89 kV.
2023-06-25 06:12	85.4	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0224056 del activo BARRA PUERTO CAICEDO 115 KV.
2023-06-25 06:13	73.7	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0223002 del activo VALLEDUPAR - SAN JUAN 1 110 kV.

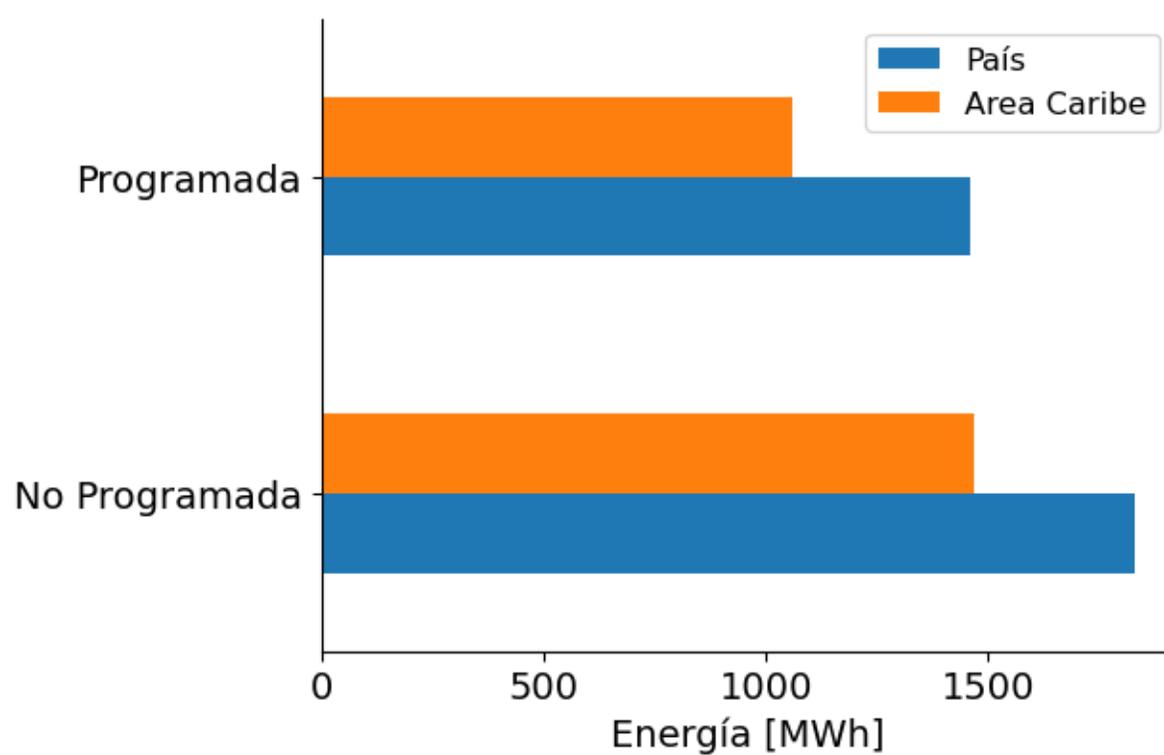
# DNA No Programada



Por causas no programadas se dejaron de atender 1.829 GWh en el mes de Junio. Las demandas no atendidas no programadas más significativas fueron:

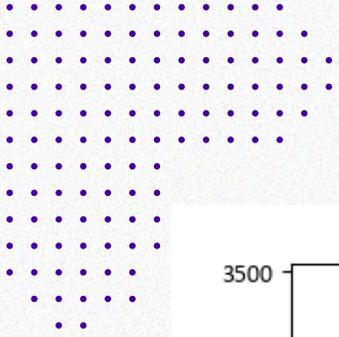
Fecha/h	Energía	Descripcion
2023-06-23 14:27	381.3	Demanda no atendida por disparo del activo CORDIALIDAD 1 60 MVA 110/13.8 kV.
2023-06-24 00:00	193.8	Demanda no atendida por disparo del activo CORDIALIDAD 1 60 MVA 110/13.8 kV.
2023-06-22 05:05	188.8	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 EL CARMEN A ZAMBRANO 66 kV, dejando sin tensión la S/E radial ZAMBRANO 66 kV.
2023-06-14 07:34	187.2	Demanda no atendida por disparo del activo BT CORDIALIDAD 1 50 MVA 110 kV.
2023-06-06 13:18	103.4	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 BALSILLAS A FACATATIVA 115 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales FACATATIVA 115 kV y VILLETA 115 kV.
2023-06-09 14:58	101.0	Demanda no atendida por disparo de los activos LA REFORMA - OCOA 1 115 kV, LA REFORMA - OCOA 2 115 kV, GRANADA - OCOA 1 115 kV, BARZAL - OCOA 1 115 kV y OCOA - SANTA HELENA 1 115 kV, dejando sin tensión las S/Es GRANADA 115 kV, SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV, SANTA HELENA 115 kV, SURIA 115 kV, PUERTO LOPEZ 115 kV, PUERTO GAITAN 115 kV y CAMPOBONITO 115 kV.
2023-06-04 09:52	100.9	Demanda no atendida por disparo del activo EL CARMEN - TSAN JACINTO 1 66 kV, dejando sin tensión las S/Es radiales SAN JACINTO 66 kV y CALAMAR 66 kV.

# DNA Caribe vs. País



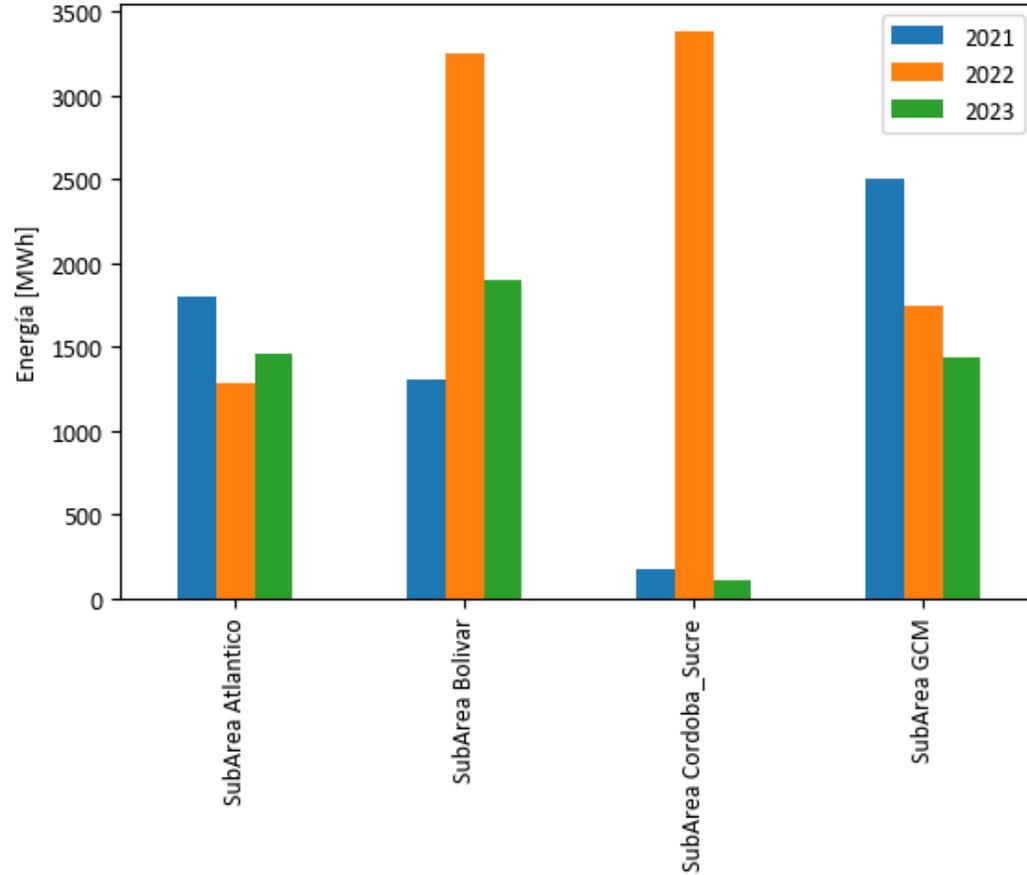
La demanda no atendida programada para el Área Caribe fué de 1.059 GWh, siendo un 72.61% de la demanda no atendida programada nacional (1.458 GWh) para el mes de Junio.

La demanda no atendida no programada para el Área Caribe fué de 1.468 GWh, siendo un 80.26% de la demanda no atendida no programada nacional (1.829 GWh) para el mes de Junio.

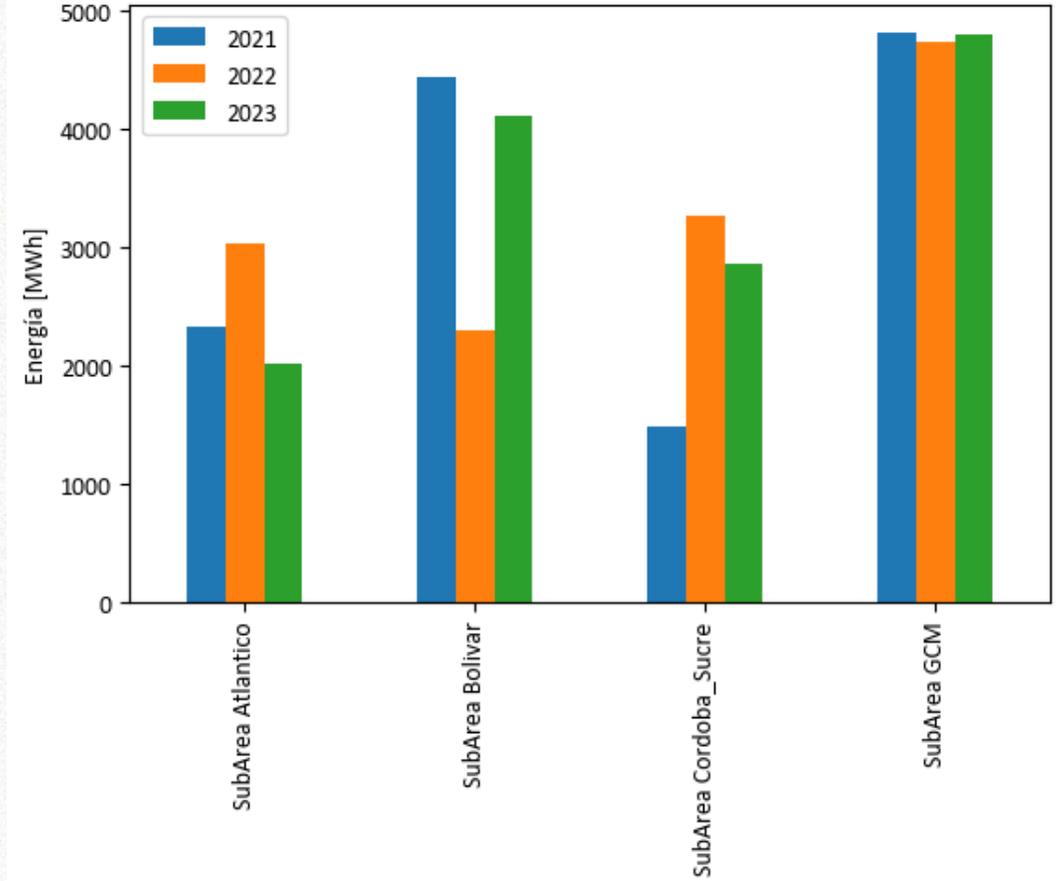


# DNA Caribe

DNA No Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Junio



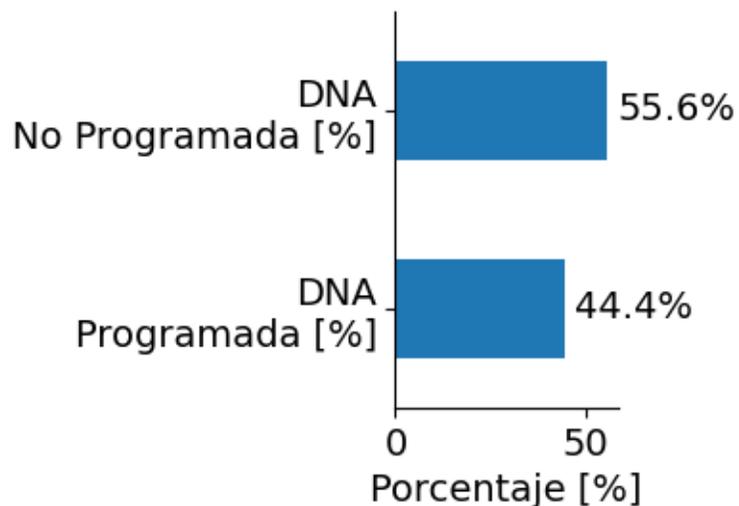
DNA Programada Área Caribe del 01 de Enero al 30 de Junio



# Resumen – Demanda no atendida

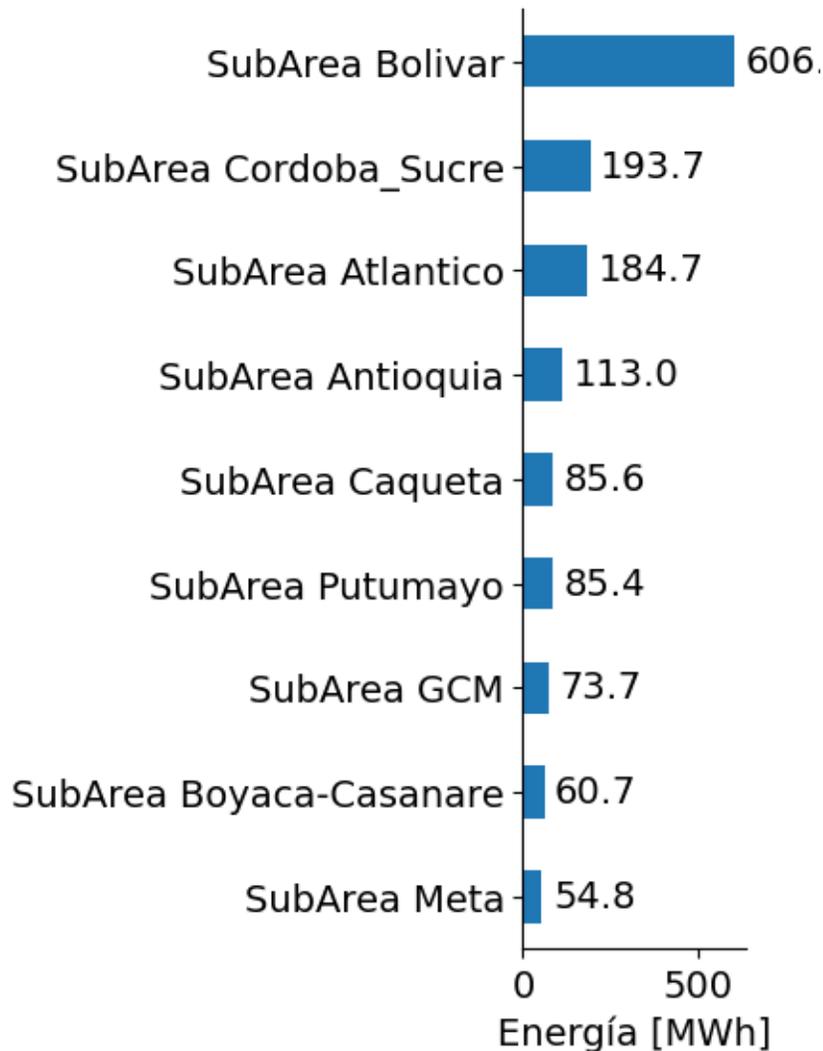


## % DNA

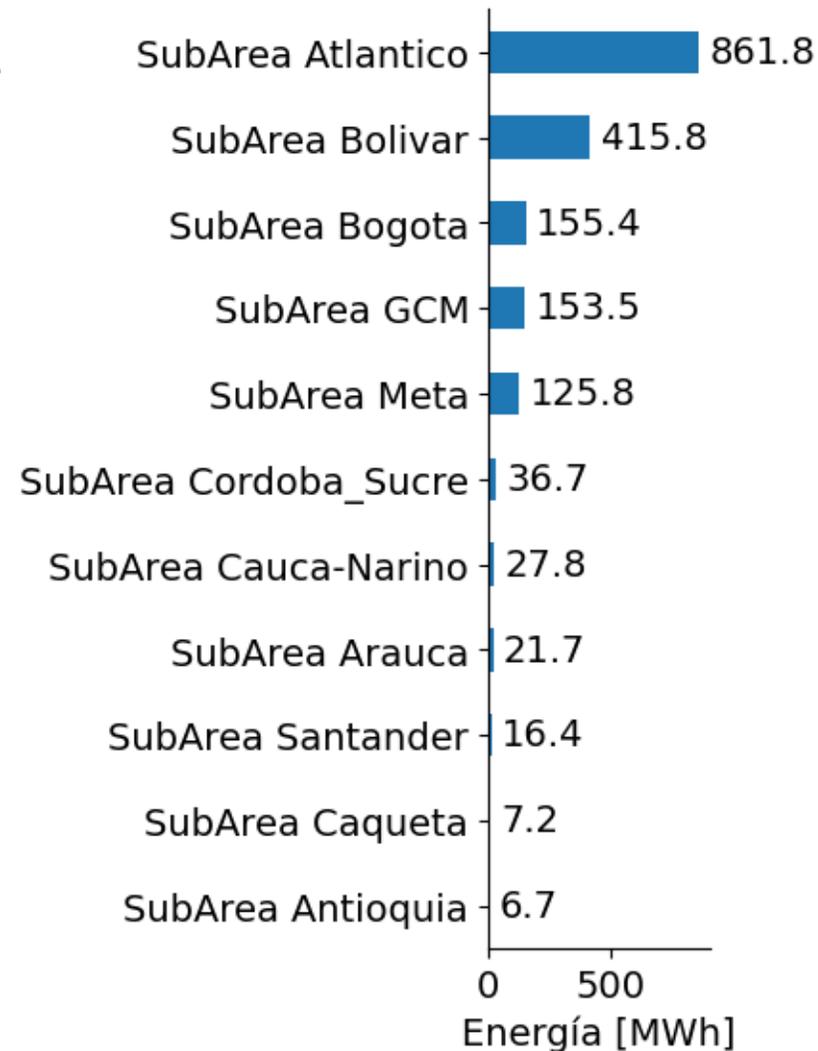


El total de demanda no atendida en Junio fue 3.29 GWh

## DNA Programada



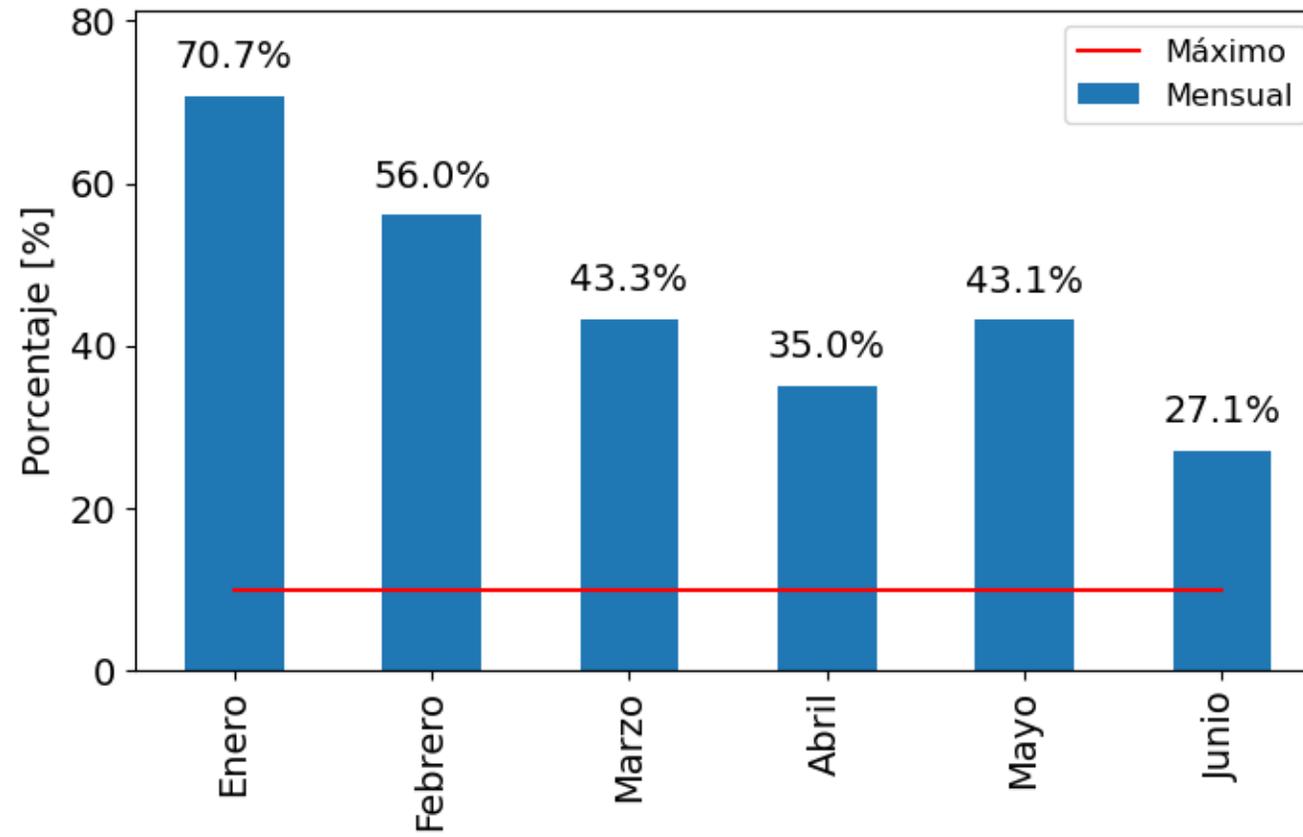
## DNA No Programada



# Desviación Plantas Menores



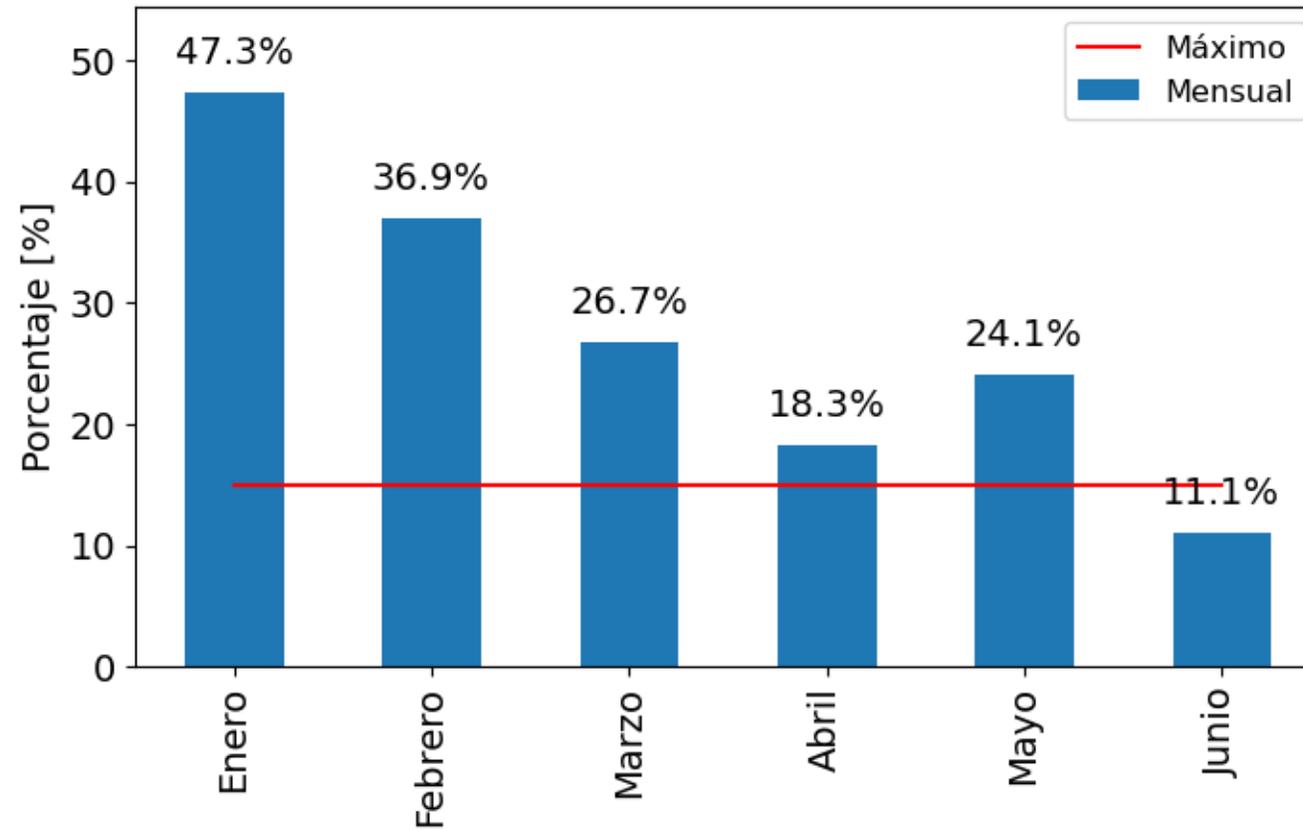
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC  
horas del mes con desviación mayor al 10%



# Desviación Plantas Menores



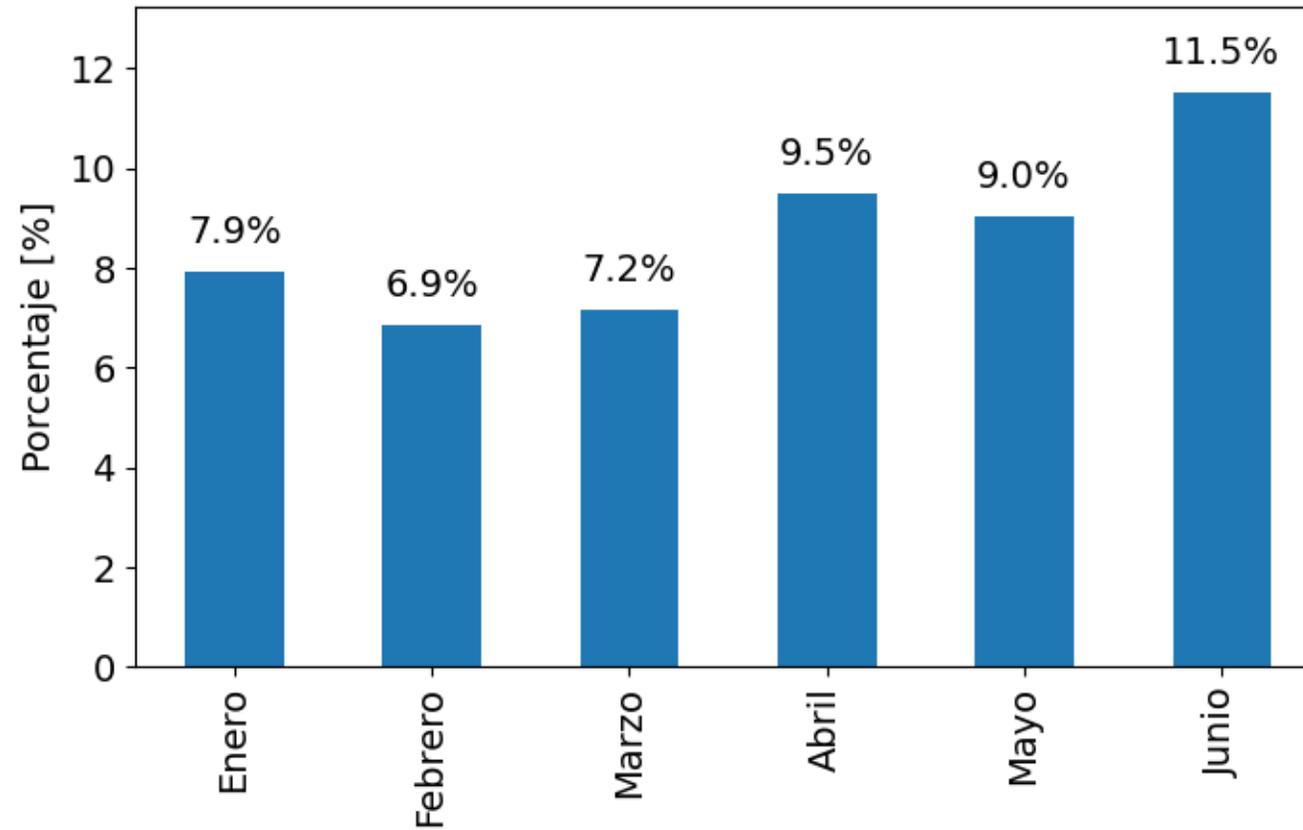
## Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC horas del mes con desviación mayor al 15%



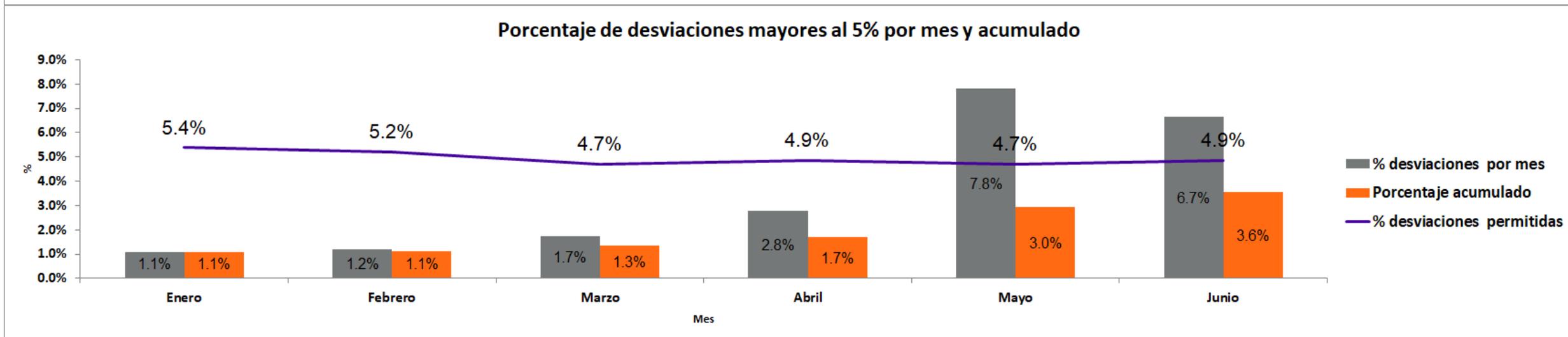
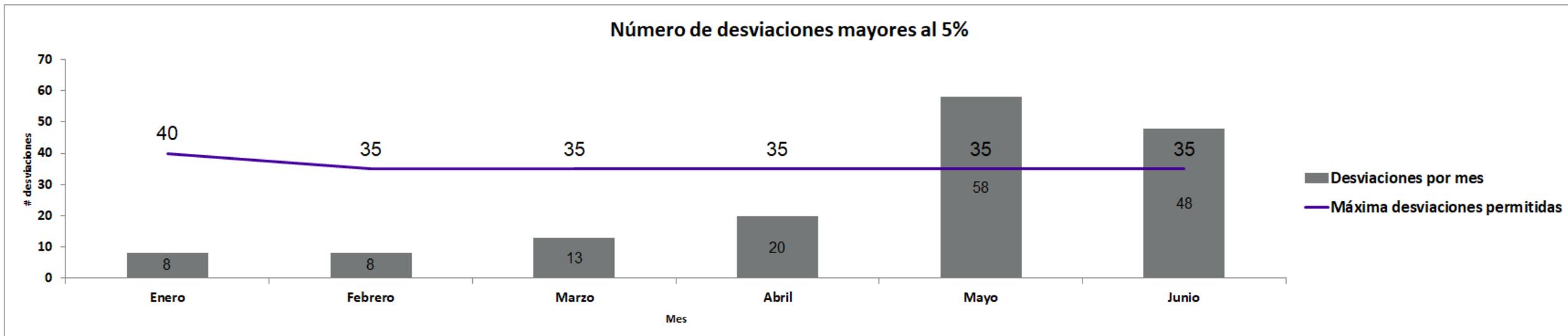
# Participación PNDC en la generación total del SIN



Participación PNDC en la generación total del SIN

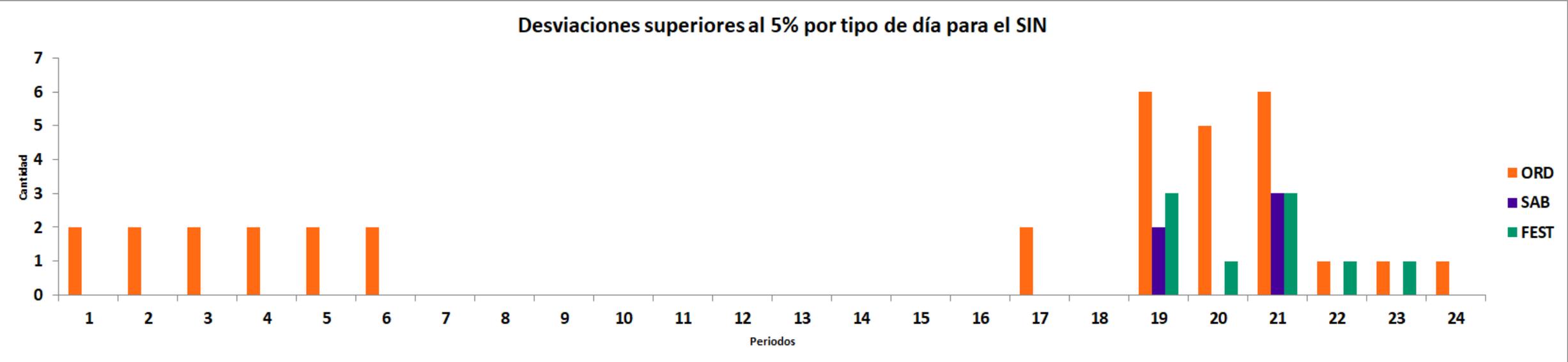


# Indicador de calidad del pronóstico oficial junio 2023



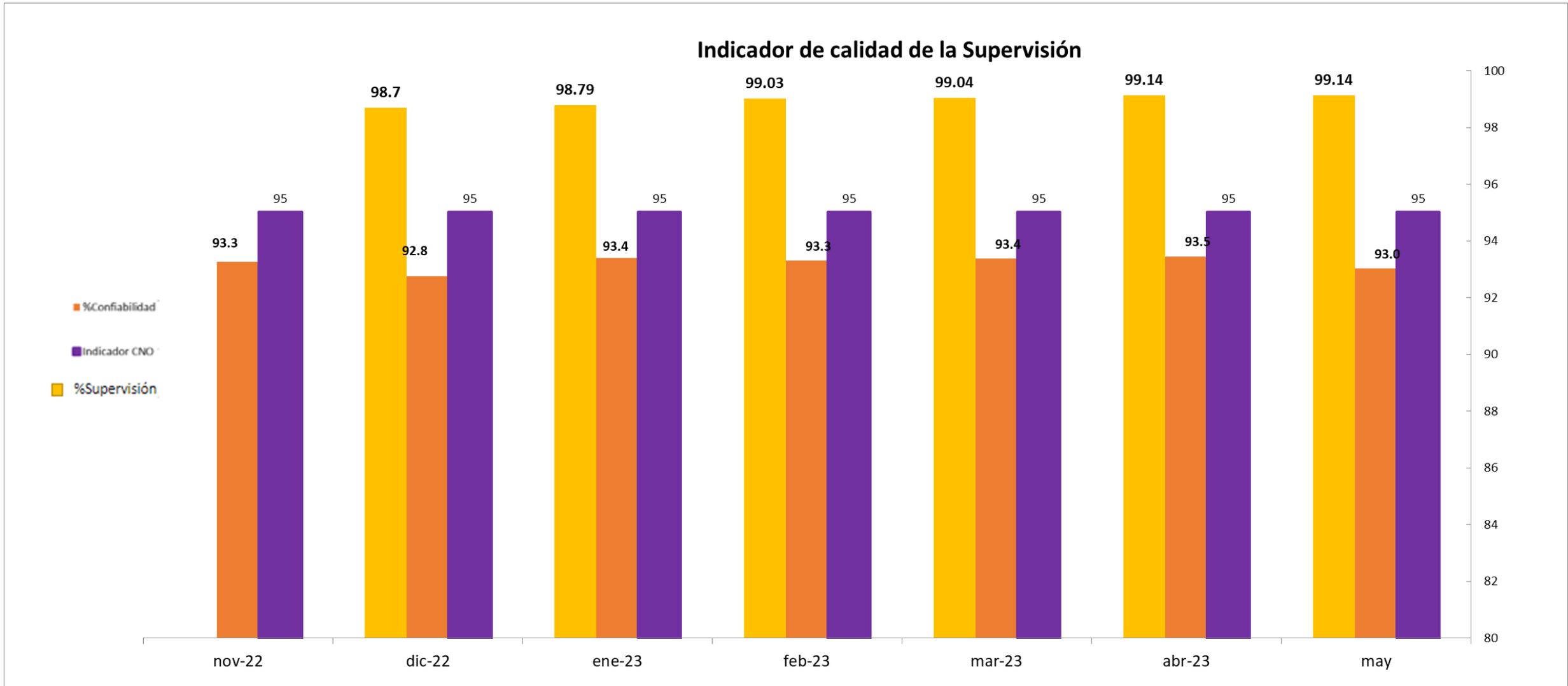
\*Información actualizada el 03 de julio de 2023

# Indicador de calidad del pronóstico oficial junio 2023

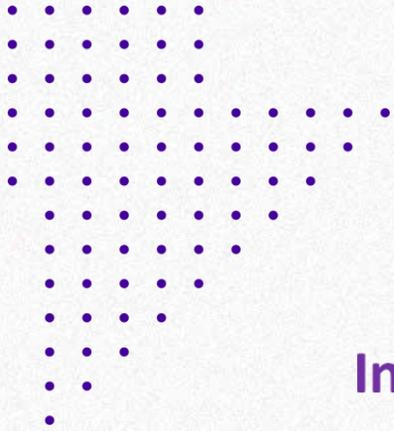


\*Información actualizada el 03 de julio de 2023

# Indicador de calidad de la supervisión

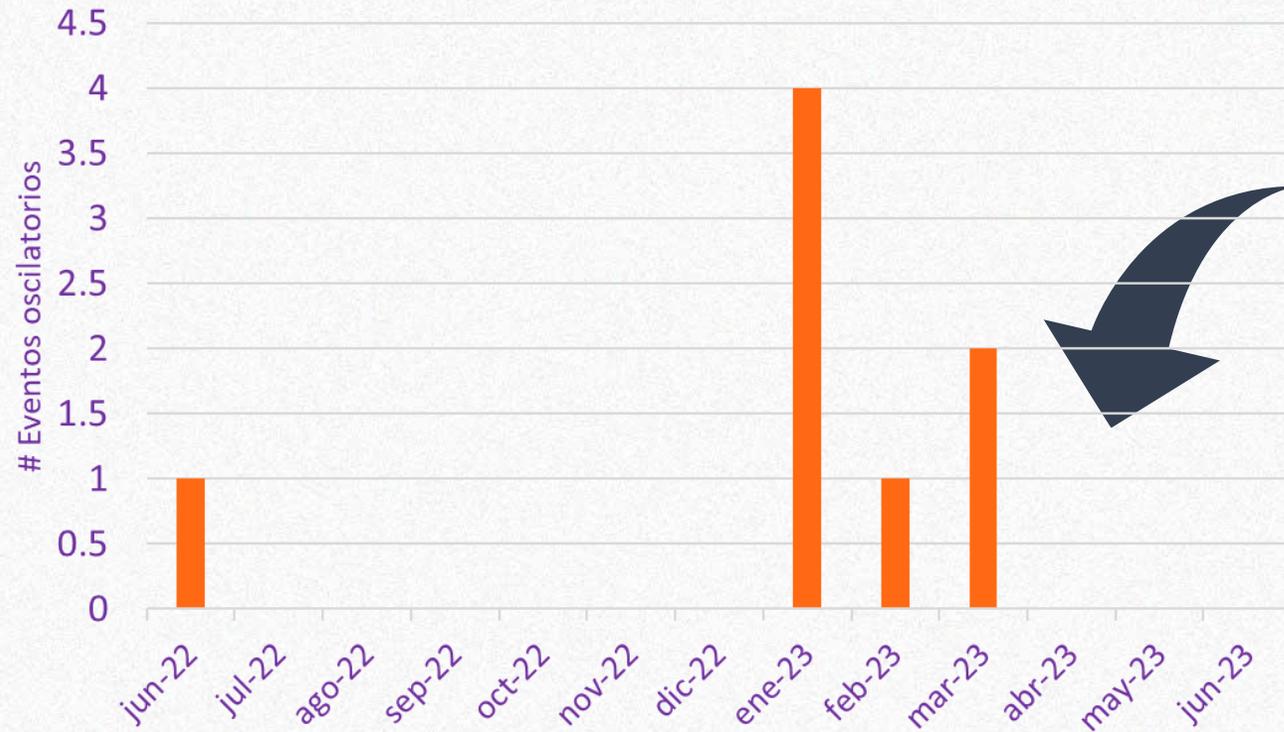


\*Información correspondiente al indicador del mes de mayo de 2023



# Indicador propuesto (2023)

## Indicador oscilaciones baja frecuencia



### 03 Abril de 2023:

Debido a respuesta oscilatoria, se aumenta la banda muerta de Betania, unidades 2 y 3, hasta que ajusten los PSS.

**Definición:** Cantidad de eventos oscilatorios con duración mayor a un minuto, amplitud mayor o igual a 60 mHz, y amortiguamiento menor o igual a 5% del modo de baja frecuencia (0.05 Hz a 0.1 Hz).

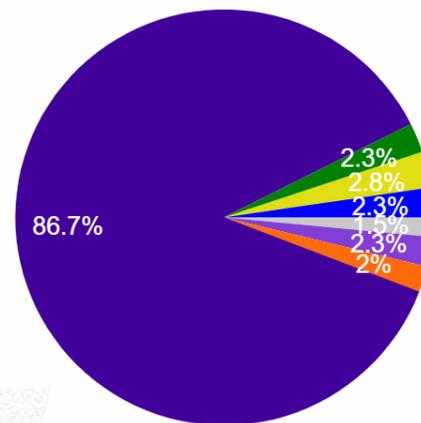
# Indicadores Mantenimientos Acuerdo CNO 963

(Seguimiento Semestral enero 1 – junio 30 de 2023)

# Porcentaje de Adelanto y Atraso de las desconexiones según la duración programada en el plan

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



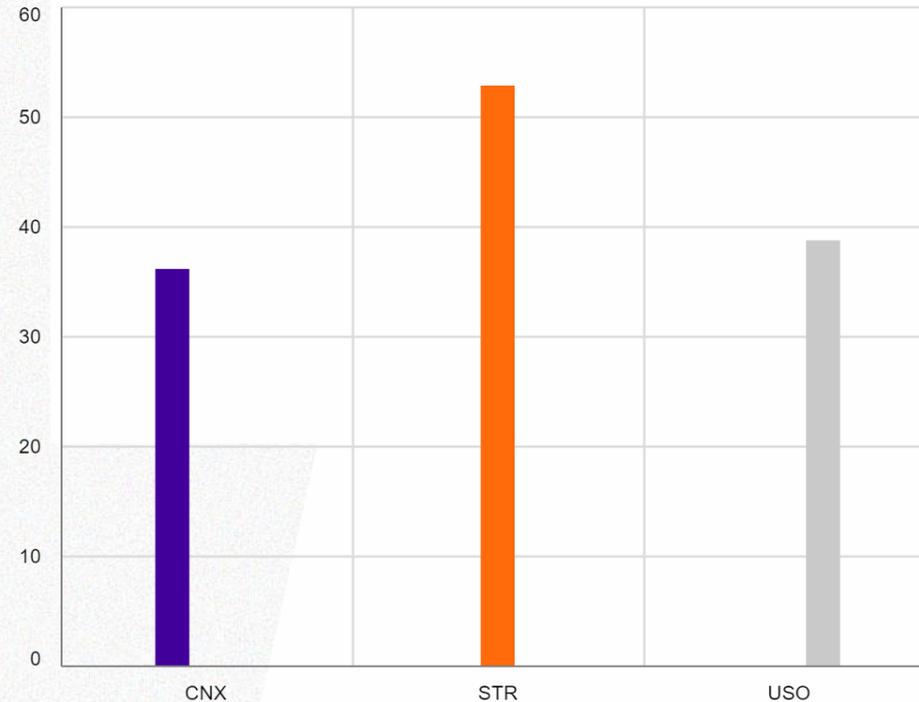
Rangos	Valor %
Adelanto mayor al 50%	1.5
Adelanto entre el 30% y el 50%	2.0
Adelanto entre el 20% y el 30%	2.3
Ajustadas entre el 80% y el 120%	86.7
Atraso entre el 20% y el 30%	2.8
Atraso entre el 30% y el 50%	2.3
Atraso mayor al 50%	2.3

Quando la duración de las desconexiones está entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas. Se entiende que hay adelanto de las desconexiones cuando su duración es inferior al 80% de la programada. Se entiende que hay atraso de las desconexiones cuando su duración es superior al 120% de la programada.

# Índice del porcentaje de Consignaciones Ejecutadas por Plan

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



Activo	ICP	CP	C
USO	38.7	387.0	1000.0
CNX	36.1	122.0	338.0
STR	52.8	1786.0	3381.0

**ICP:** Índice de Consignaciones ejecutadas del Programa de Mantenimiento

**CP:** Total de Consignaciones del Programa de Mantenimiento ejecutadas

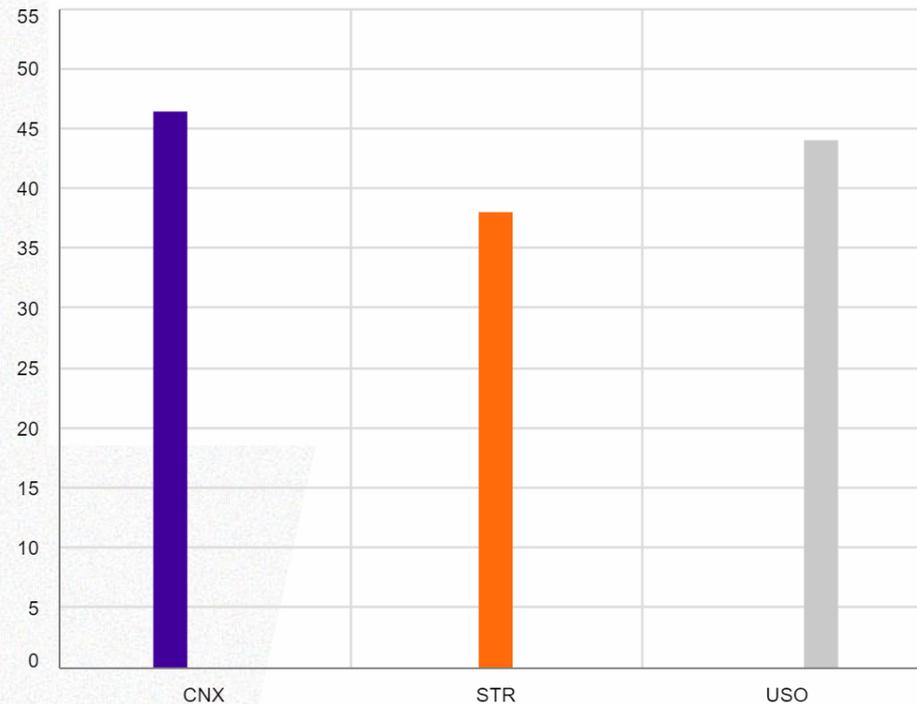
**C:** Total de Consignaciones ejecutadas

**El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.**

# Índice del porcentaje de consignaciones ejecutadas por fuera del programa de mantenimiento

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



Activo	ICFP	CFP	C
USO	44.0	440.0	1000.0
CNX	46.4	157.0	338.0
STR	38.0	1284.0	3381.0

**ICFP:** Índice de Consignaciones ejecutadas Fuera del Programa de Mantenimiento

**CFP:** Total de Consignaciones Fuera del Programa de Mantenimiento ejecutadas

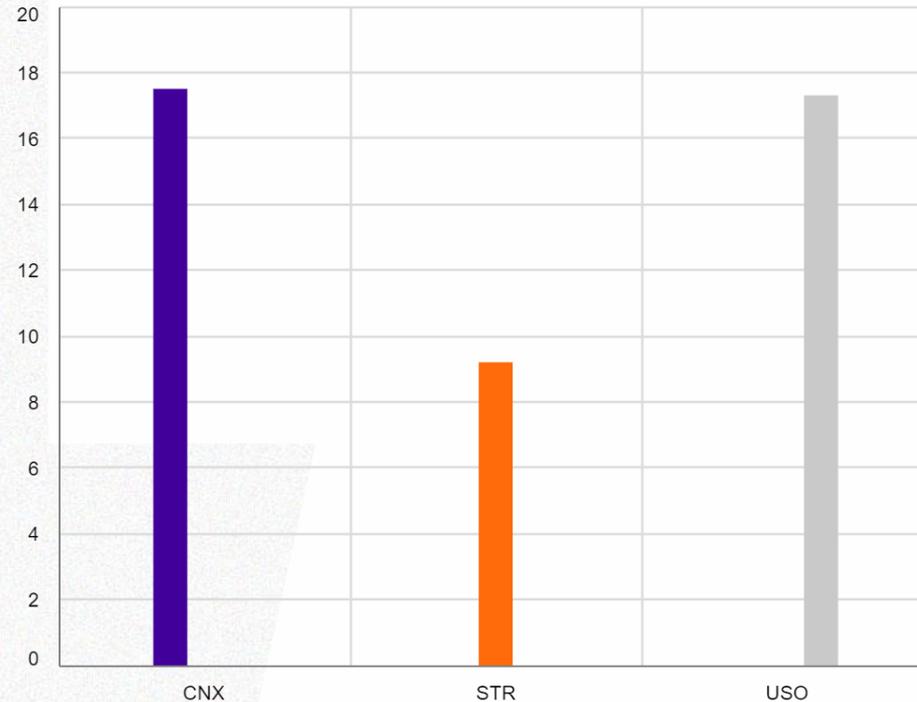
**C:** Total de Consignaciones ejecutadas

**El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.**

# Índice del porcentaje de consignaciones de emergencia

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



Activo	ICE	CE	C
USO	17.3	173.0	1000.0
CNX	17.5	59.0	338.0
STR	9.2	311.0	3381.0

**ICE:** Índice de Consignaciones ejecutadas de Emergencia

**CE:** Total de Consignaciones de Emergencia ejecutadas

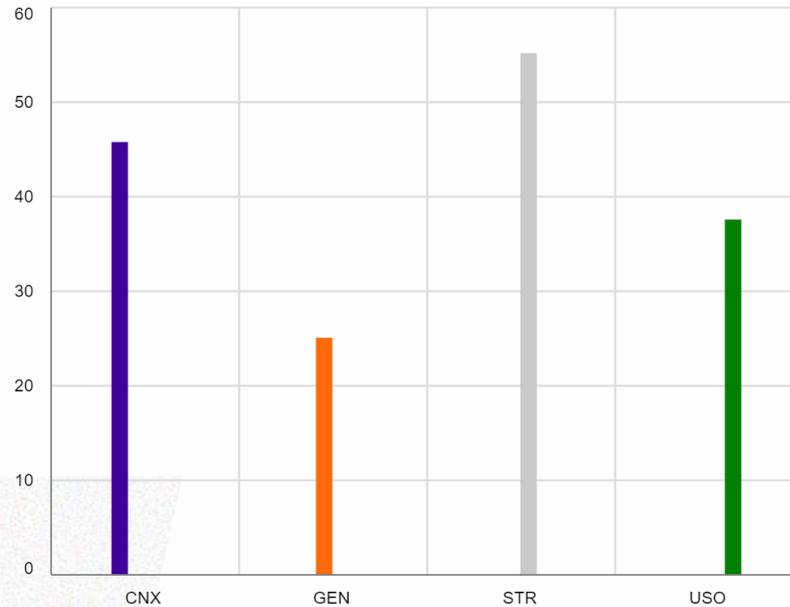
**C:** Total de Consignaciones ejecutadas

**El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.**

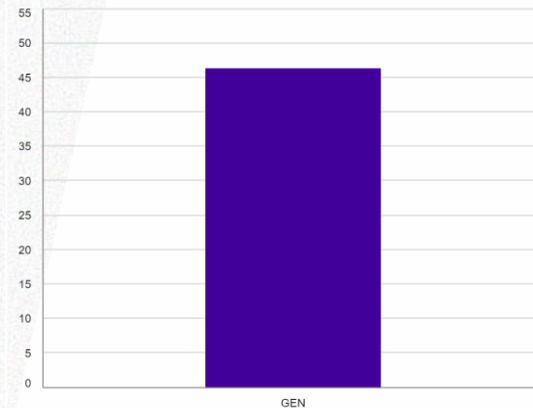
# Índice de porcentaje de cumplimiento del programa de mantenimiento

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



Activo	Valor (%)	Consig. ejecutadas	Consig. programadas
USO	37.5	196.0	523.0
CNX	45.7	43.0	94.0
STR	55.1	607.0	1101.0
GEN	25.0	37.0	148.0



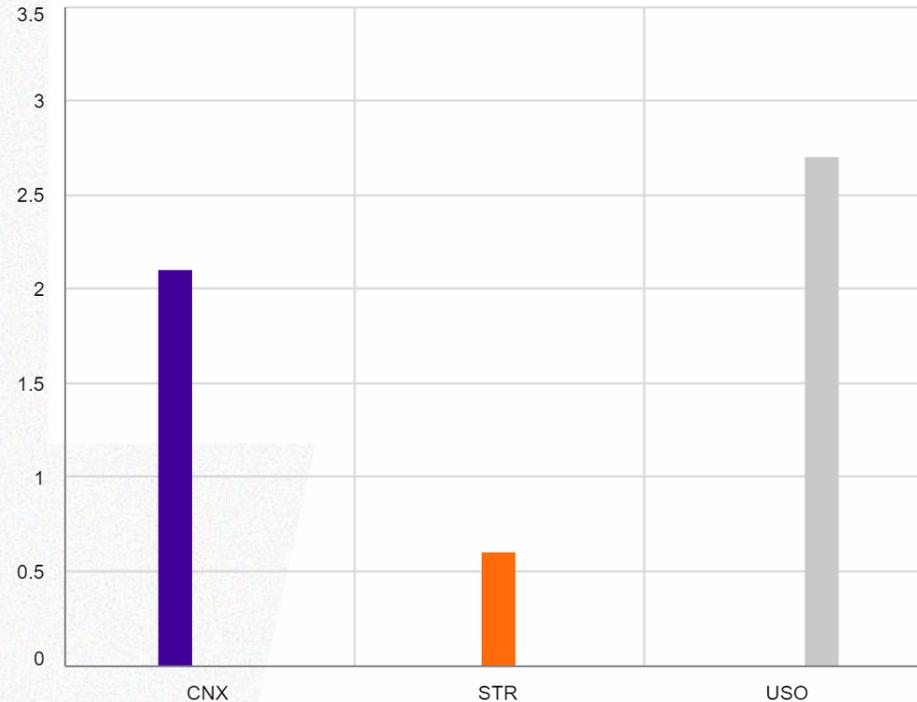
Activo	ICHC	HME	HMP
GEN	46.3	8488.5	18314.6

**ICHC:** Índice de Cumplimiento en horas de consignación de Mantenimientos de Generación  
**HME:** Total horas de mantenimiento ejecutadas de Mantenimientos de Generación.  
**HMP:** Total horas de mantenimiento programadas de Mantenimientos de Generación.

# Índices de porcentaje de modificaciones al programa de mantenimiento por solicitud del CND

Desde 01/01/2023

Hasta 30/06/2023



Activo	IMPCND	CPMCND	CPS
USO	2.7	14.0	523.0
CNX	2.1	2.0	94.0
STR	0.6	7.0	1101.0

**IMPCND:** Índice de Modificaciones al Programa de Mantenimiento por solicitud del CND.

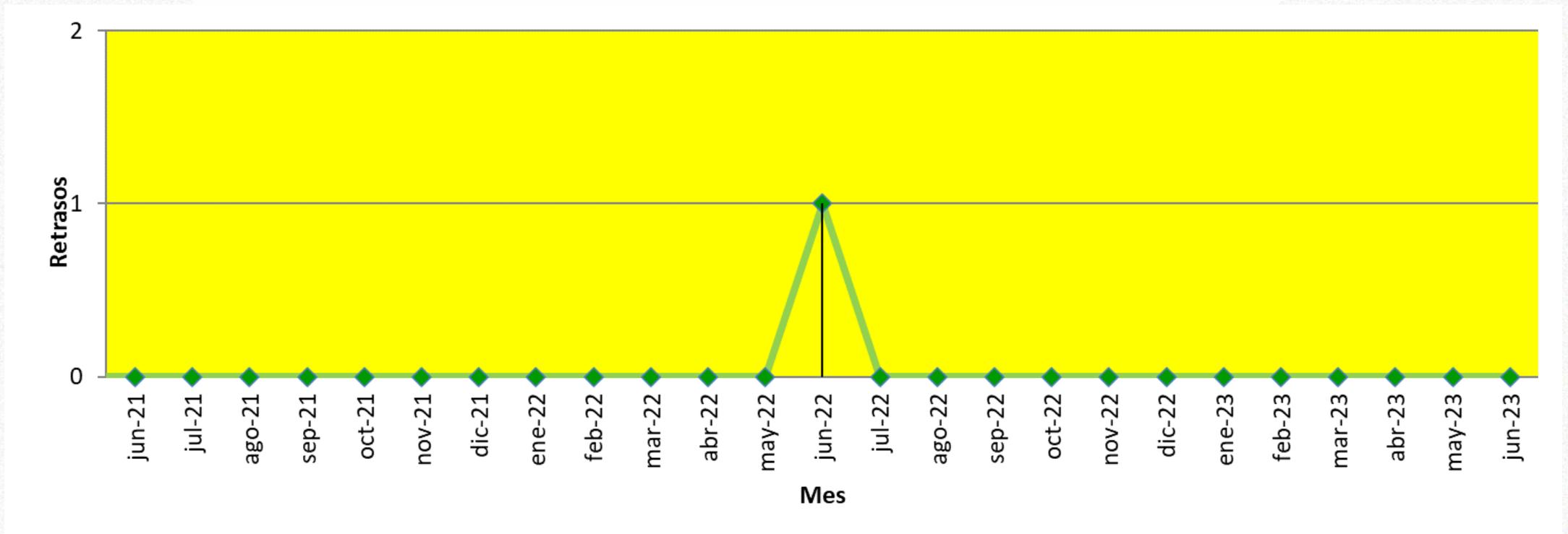
**CPMCND:** Total de Consignaciones del Programa de Mantenimiento, modificadas por solicitud del CND

**CPS:** Total de Consignaciones Solicitadas del Programa de Mantenimiento

El total de consignaciones ejecutadas considera Plan, Fuera de Plan y Emergencia.

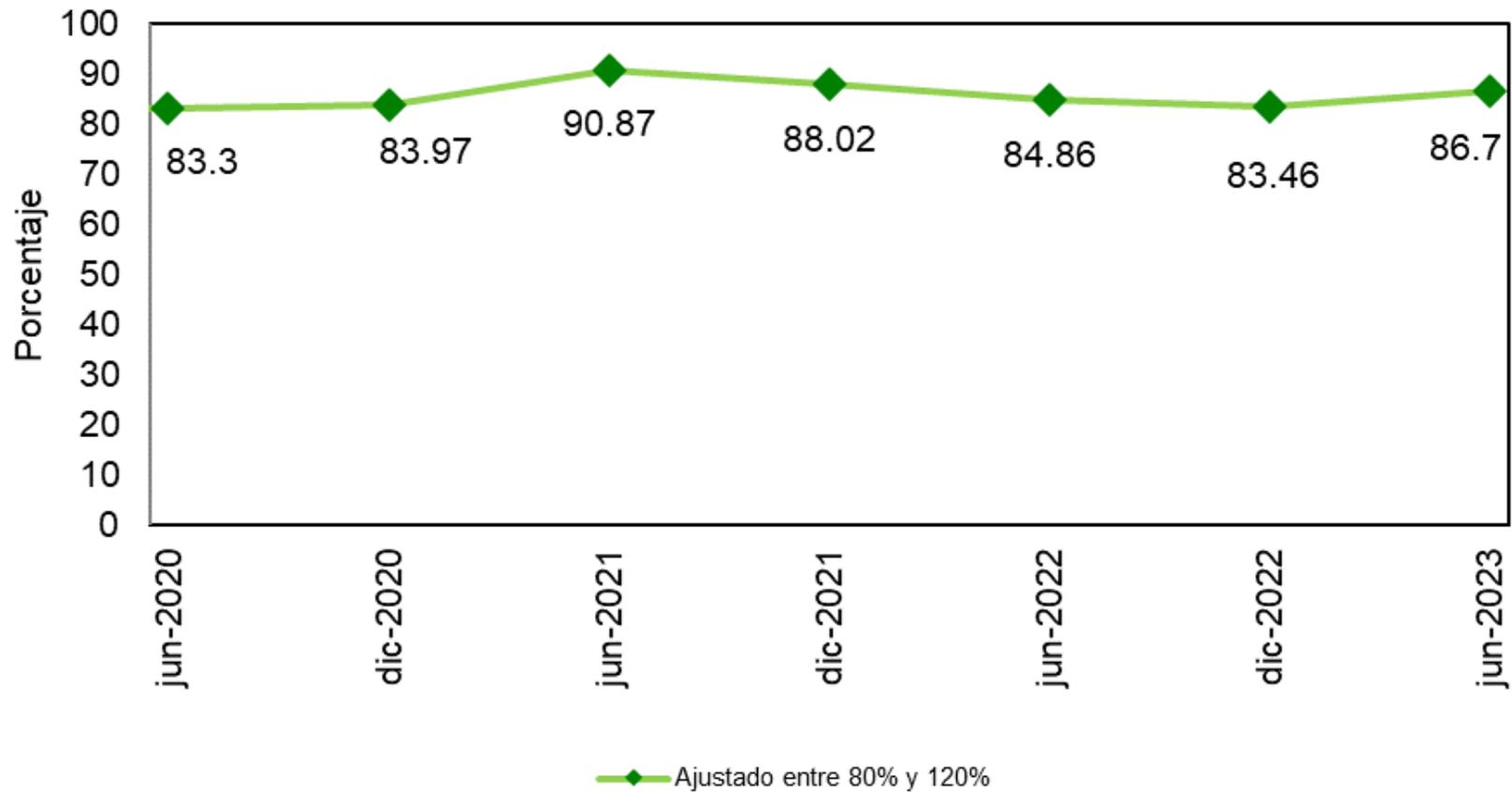
# Indicador Oportunidad Planeación Corto Plazo (IOAC)

No tener definido el estado de las consignaciones el jueves de cada semana a las 16:00 horas, se constituye en un retraso.



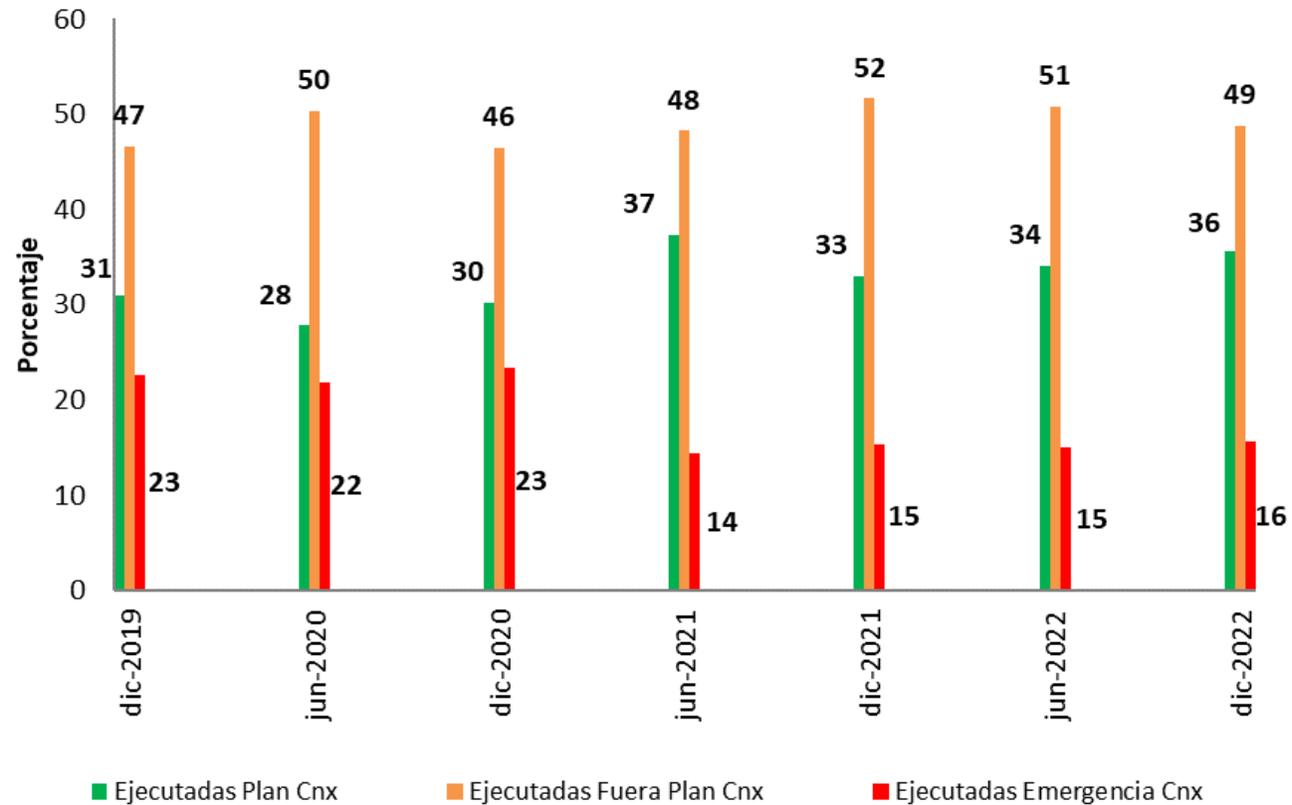
# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

Cuando la duración de la desconexión esta entre el 80% y el 120% de la duración programada, se considera que están ajustadas



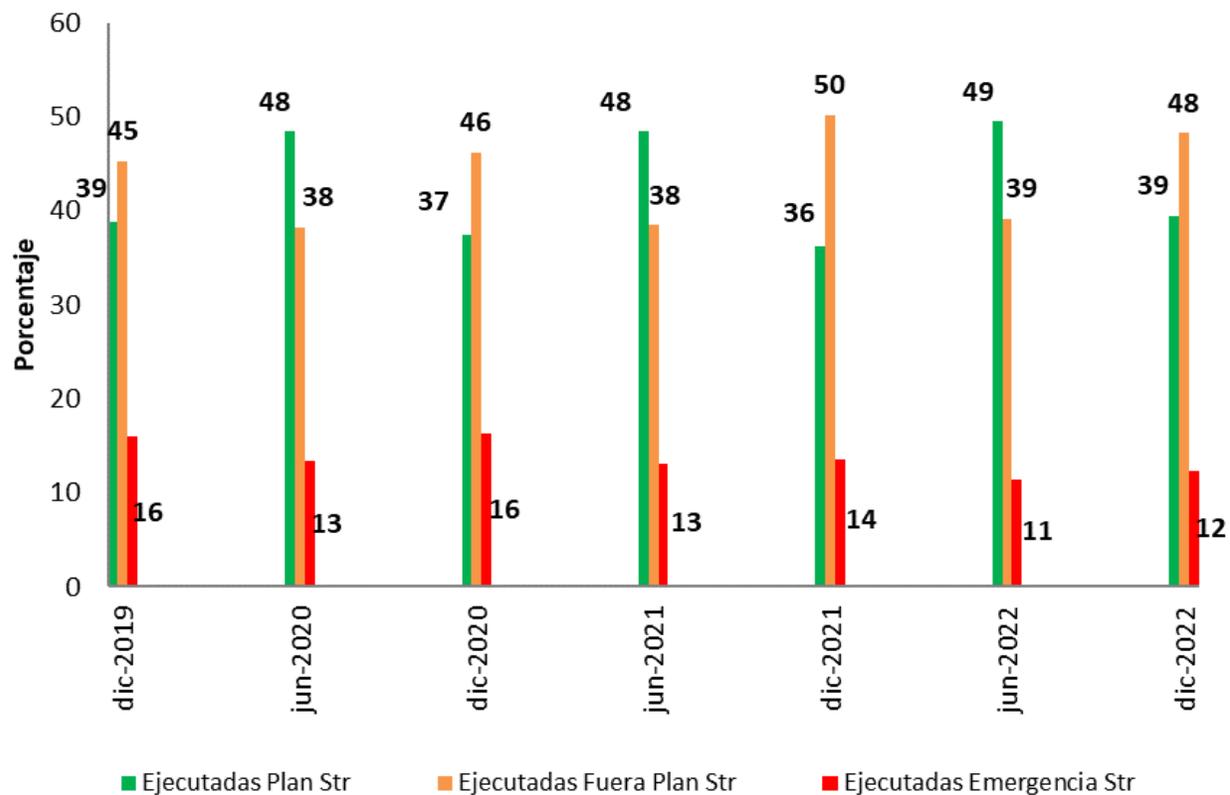
# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de conexión



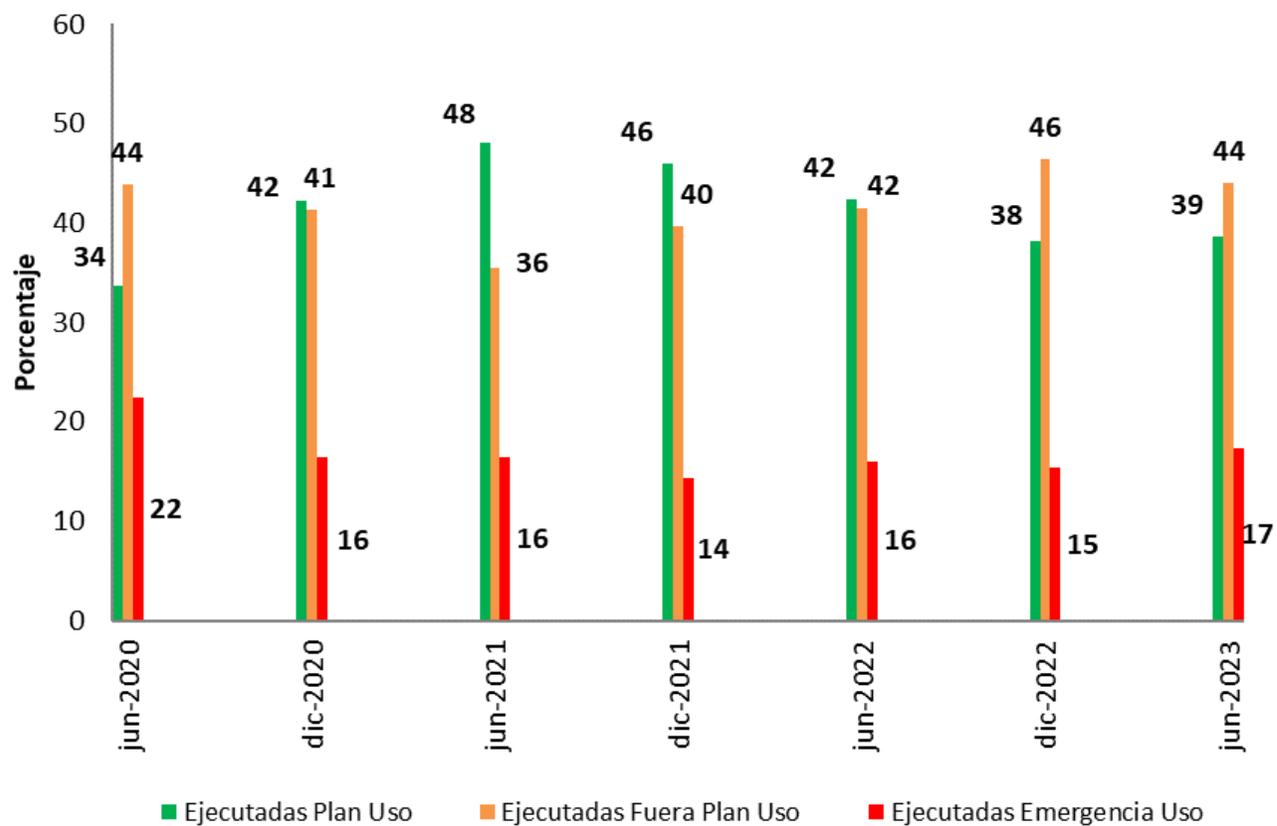
# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Str



# Historia Indicadores Acuerdo CNO 963

## Porcentaje de consignaciones ejecutadas activos de Uso



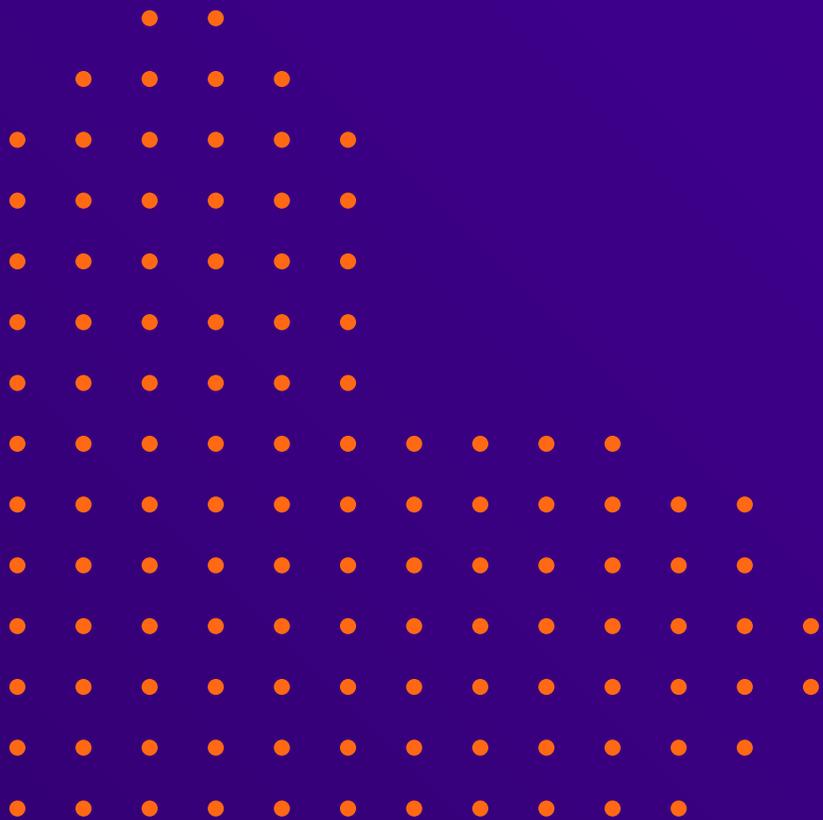
## Indicadores Acuerdo CNO 963

En términos generales se puede apreciar que:

- ✓ El índice de **adelanto y atraso** de las desconexiones para el rango ajustado se encuentra en un 86.70%. El valor del indicador en el anterior semestre fue 83.46%, evidenciándose que se **aumentó** en el porcentaje, el indicador se mantiene en el rango en el cual se considera que las duraciones de las desconexiones estuvieron ajustadas.
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso**, el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **plan** corresponde a 36,10%, 52,80% y 38,70% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 35,68%, 39,38% y 38,18%, evidenciándose un **aumento** en los activos de **conexión, STR** y de **Uso** .
- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **fuera de plan** corresponde a 46,40%, 38,00% y 40,00% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 48,76%, 48,24% y 46,44%, evidenciándose una **disminución** para los activos de **conexión, STR y Uso**

## Indicadores Acuerdo CNO 963

- ✓ Para los activos de **conexión, STR y uso** el índice de porcentaje de consignaciones ejecutadas por **Emergencia** corresponde a 17,50%, 9,20% y 17,30% respectivamente. Los valores obtenidos en el anterior semestre fueron 15,56%, 12,37% y 15,37%, evidenciándose un **aumento** para los activos de **conexión y Uso** y una **disminución** para los activos de **STR**.
- ✓ El índice de porcentaje de consignaciones modificadas por solicitud del CND se encuentra en el rango de 0.60 % y 2.70 % dependiendo del tipo de activo. Los valores de este indicador en el anterior semestre estuvieron en el rango de 0.53 % y 15 %, por lo tanto, se aprecia una disminución en este indicador.
- ✓ Con respecto a las **4719** consignaciones ejecutadas en este semestre, se evidencia un aumento importante con respecto a las **3782** consignaciones ejecutadas en el semestre anterior. En porcentaje este aumento fue del **24.77%**.

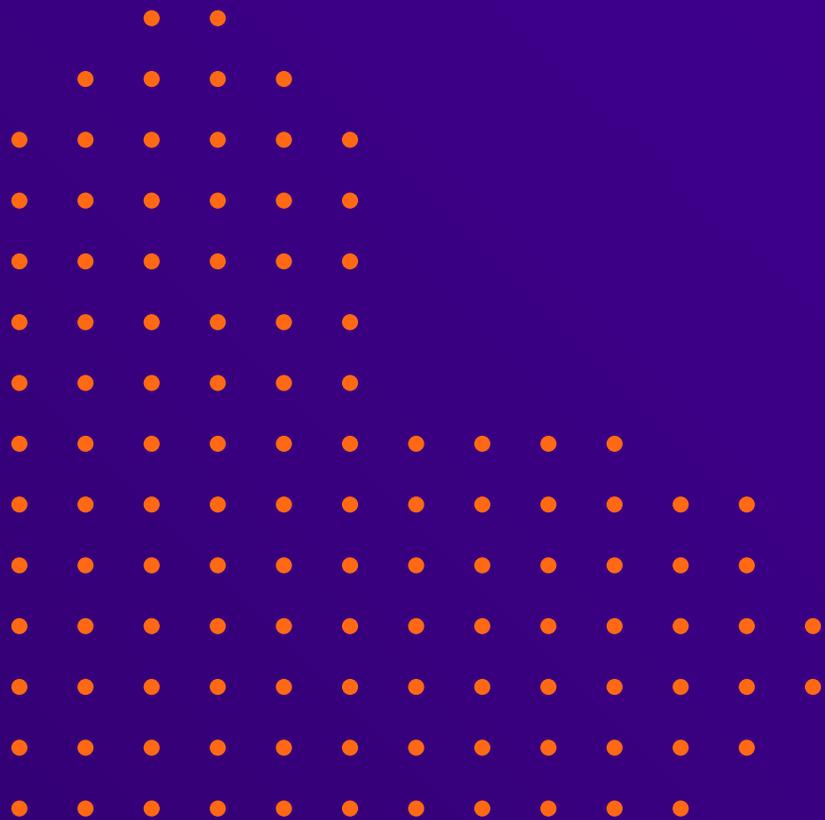


# GRACIAS

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión



# Anexos

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión

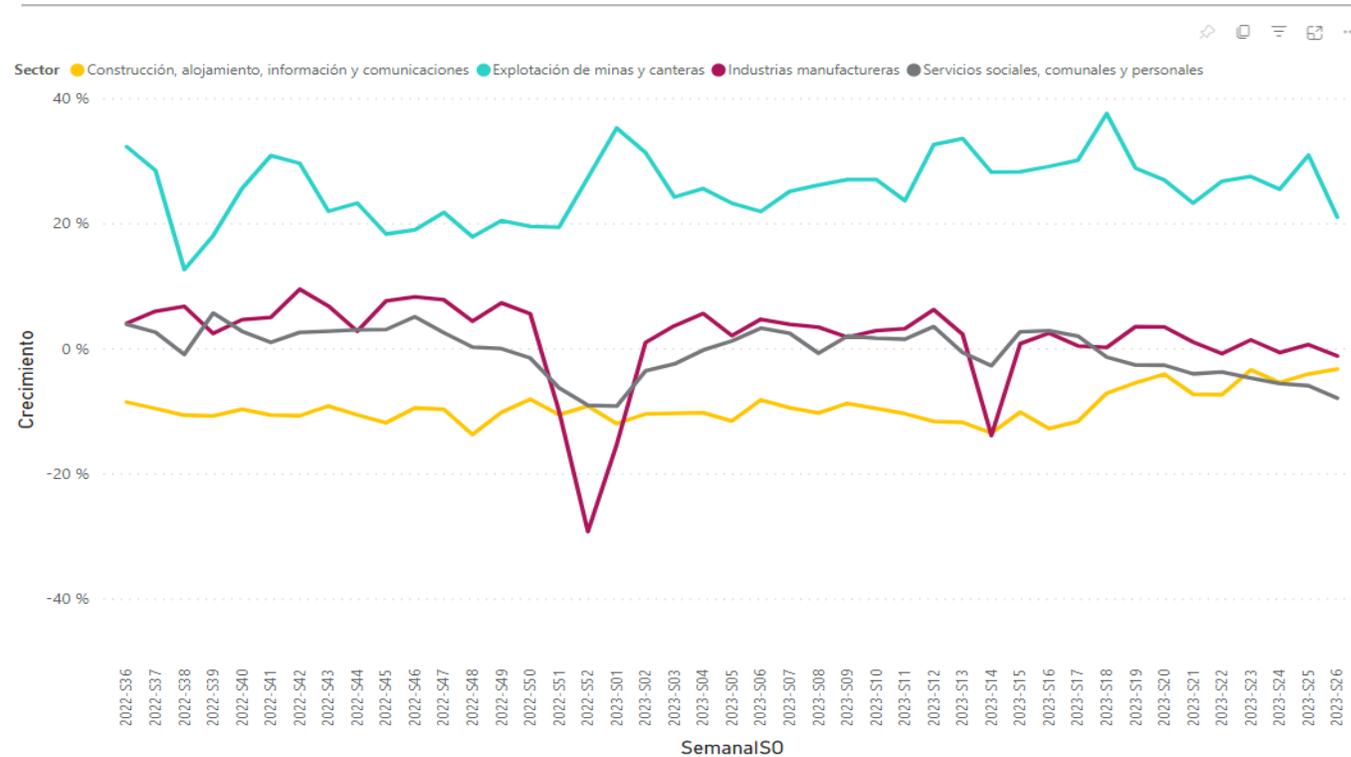
# Demanda de energía Regulada y No Regulada

Tipo de Mercado	Demanda [GWh] 2022-06	Demanda [GWh] 2023-06	Variación [%]	Participación [%]
Regulado	4130.81	4466.95	8.17%	68.22%
No Regulado	2049.42	2080.58	1.45%	31.78%

Actividad Comercial	Demanda [GWh] 2022-06	Demanda [GWh] 2023-06	Variación [%]	Participación [%]
Explotación de minas y canteras	551.92	622.79	12.84%	29.93%
Transporte y almacenamiento	41.12	45.42	10.57%	2.18%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	110.68	118.45	7.01%	5.69%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	70.23	74.26	5.52%	3.57%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	34.17	34.89	2.12%	1.68%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	131.49	133.19	1.29%	6.4%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	107.55	107.88	0.32%	5.19%
Servicios sociales, comunales y personales	138.06	129.73	-6.09%	6.24%
Industrias manufactureras	864.2	813.95	-6.24%	39.12%

# Crecimiento ponderado de las principales actividades económicas\*

## Evolución actividades económicas - Semanal

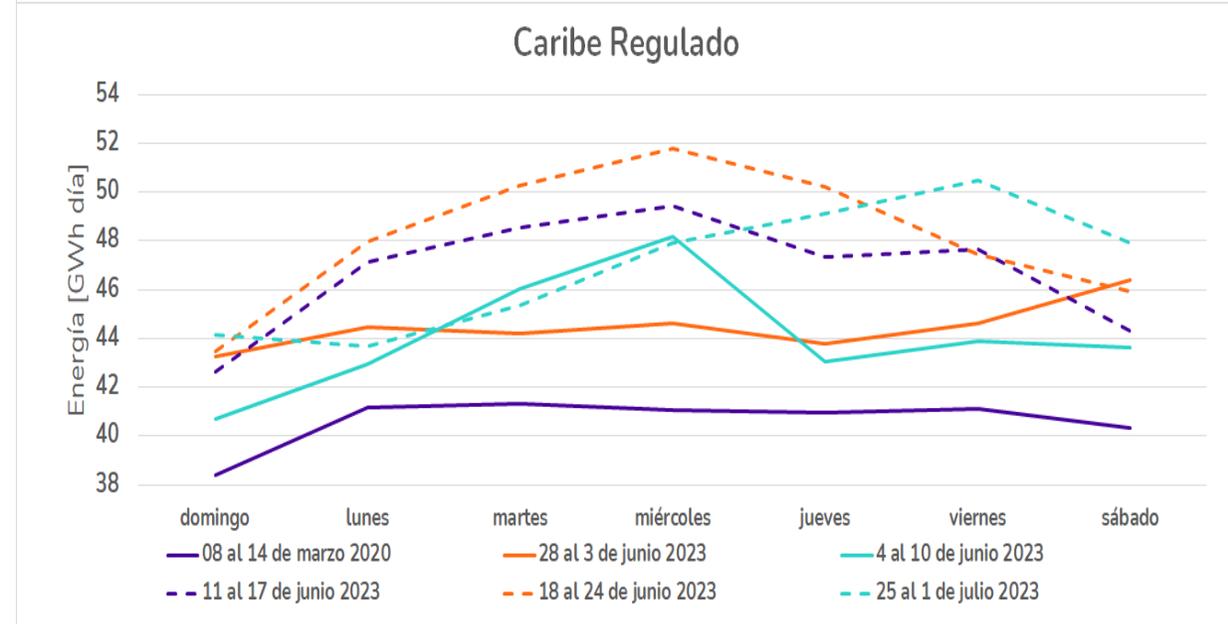
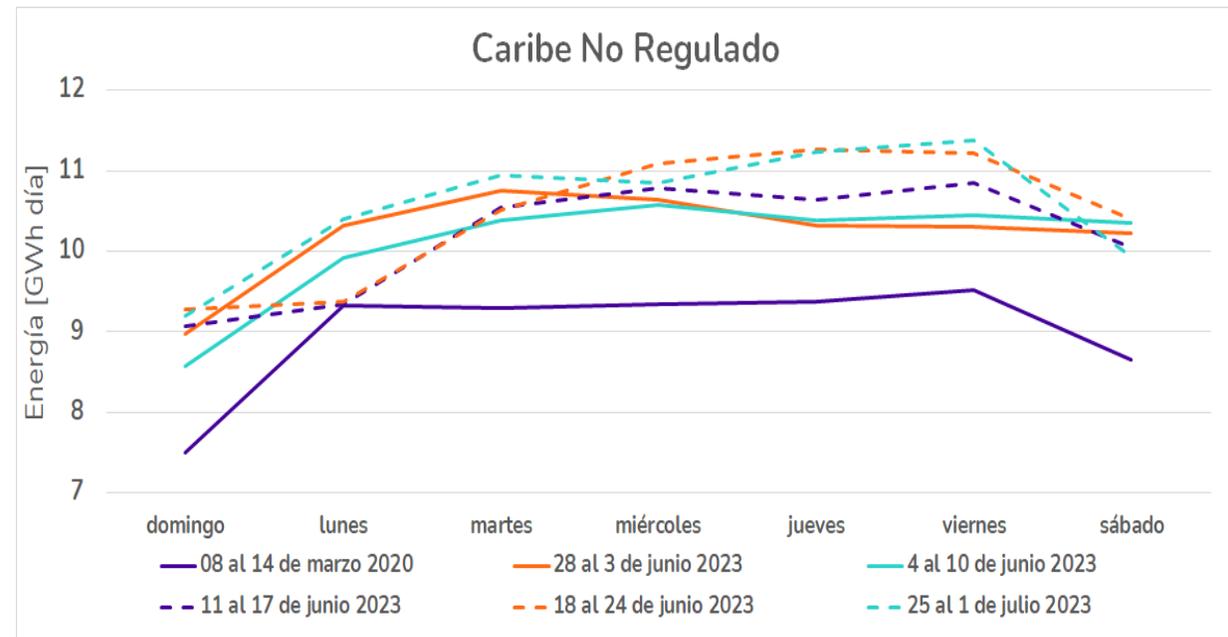
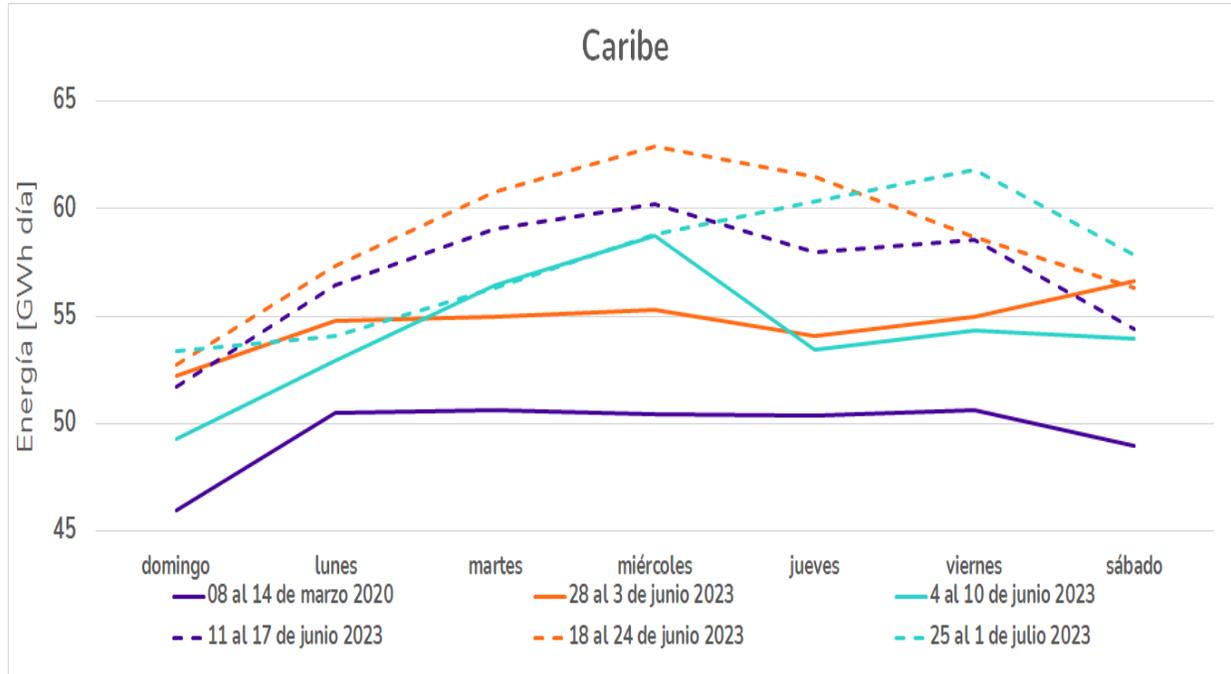


Para la **semana del 19 al 25 de junio de 2023 (2023-S26)** las **industrias manufactureras** y **explotación de minas y canteras** se han recuperado de los efectos del Paro Nacional y COVID-19 hasta alcanzar valores de un 0.59% y 30.89% respectivamente contra la demanda base (9 al 15 de marzo 2020). Por otra parte, los **Servicios sociales, comunales y personales** presentaron un decrecimiento de 5.97% para esta semana y las actividades de **Construcción, alojamiento, información y comunicaciones** continúa con un decrecimiento de -4.08% respectivamente para esta misma semana.

\*Información hasta el 03 de julio de 2023

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

# Caribe\*



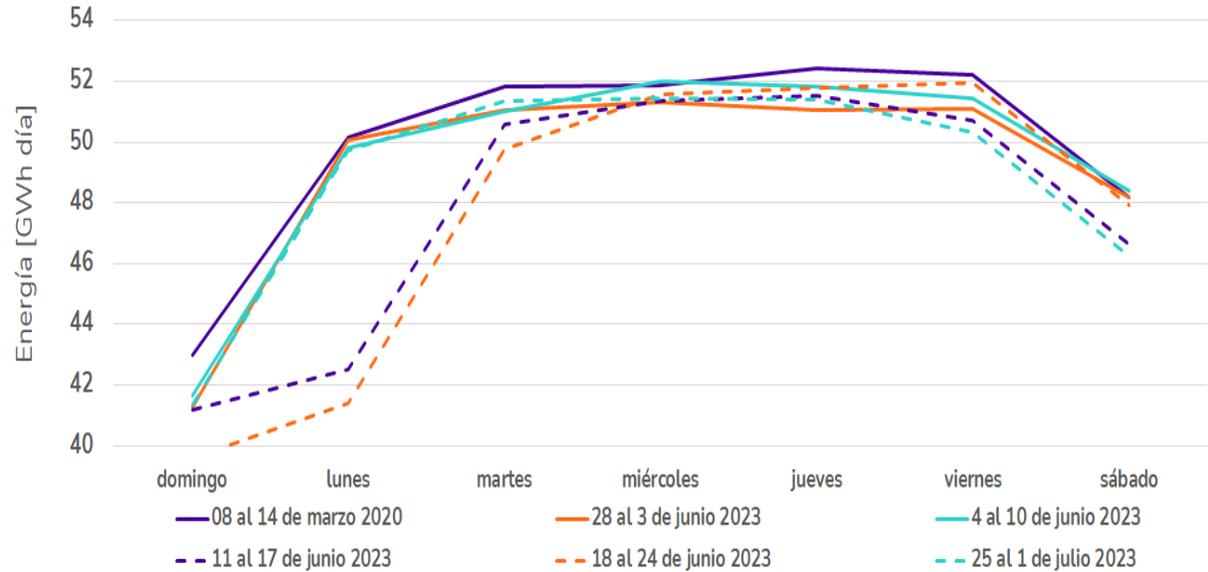
Compuesta por los departamentos de Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Magdalena, Cesar y Guajira.

Se observa un crecimiento de la demanda del área Caribe en un 15.9% para la semana del 25 al 01 de julio de 2023 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)

# Cundinamarca y Meta\*

Cundinamarca y meta

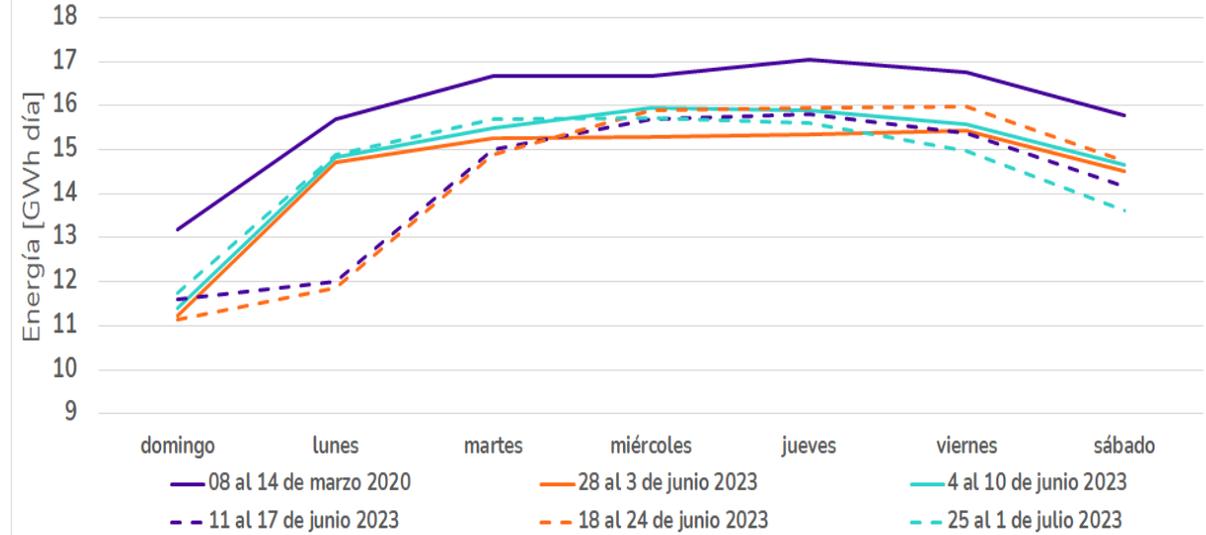


Compuesta por los departamentos de Cundinamarca y Meta.

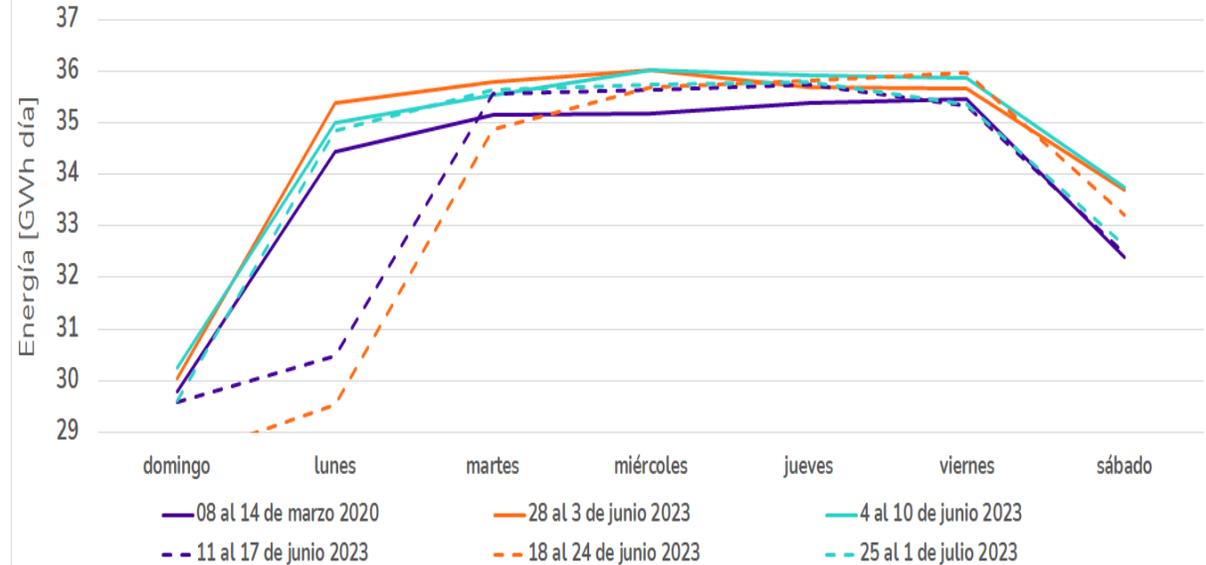
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Centro en un 4.5% para la semana del 25 al 01 de julio de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

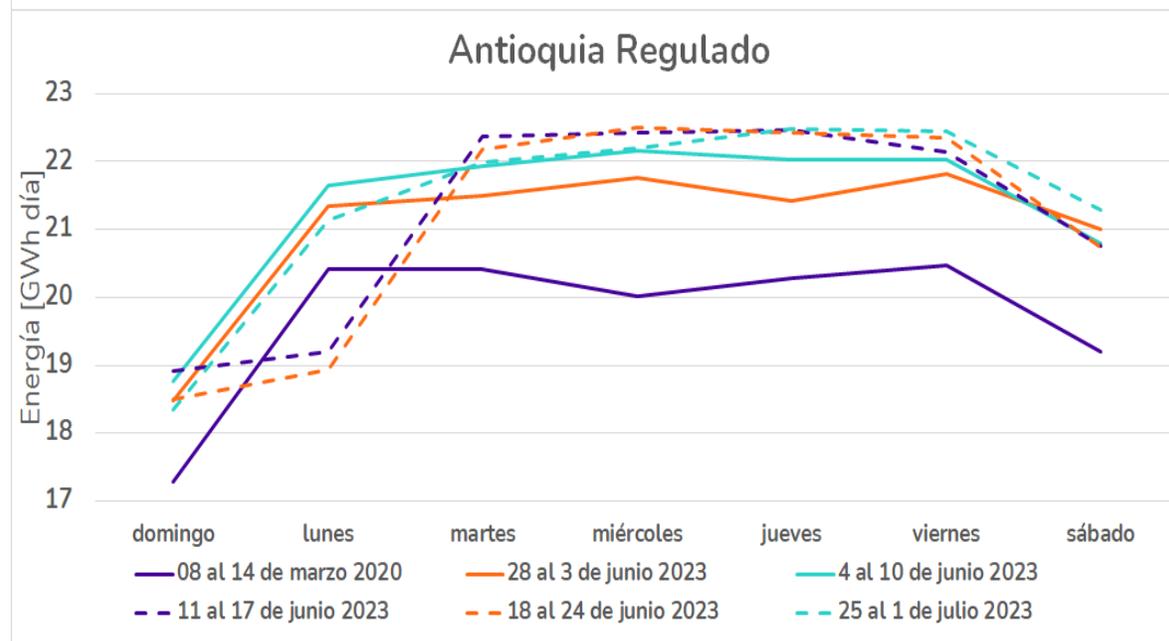
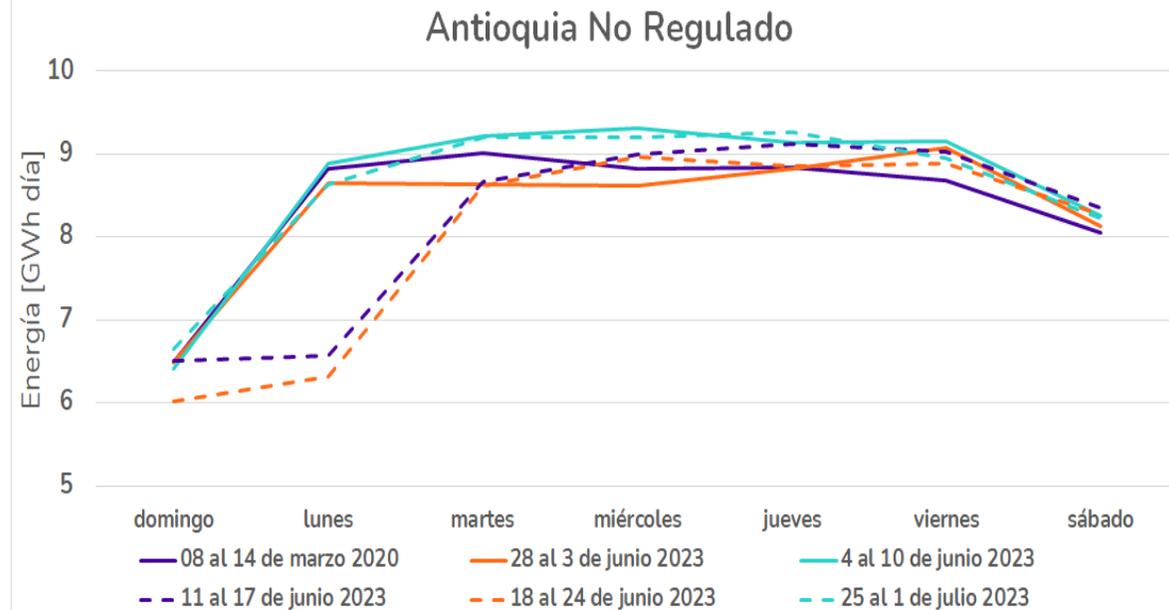
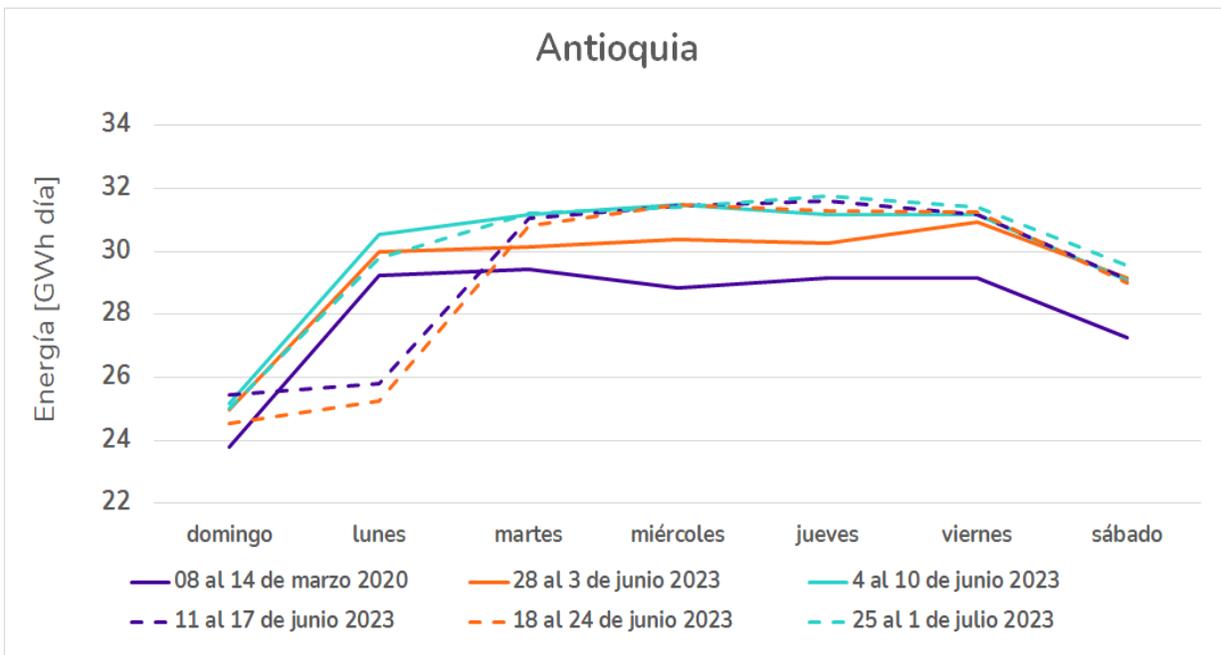
Cundinamarca y meta No Regulado



Cundinamarca y meta Regulado



# Antioquia\*

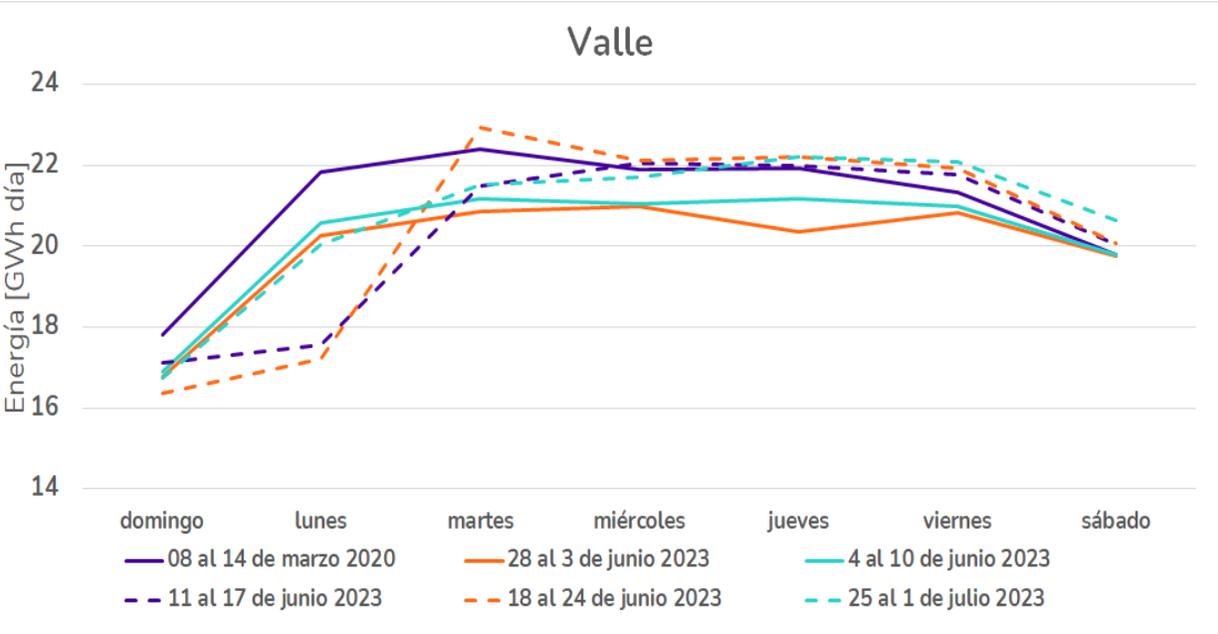


Se observa un crecimiento de la demanda del área Antioquia en un 3.4% para la semana del 25 al 01 de julio de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

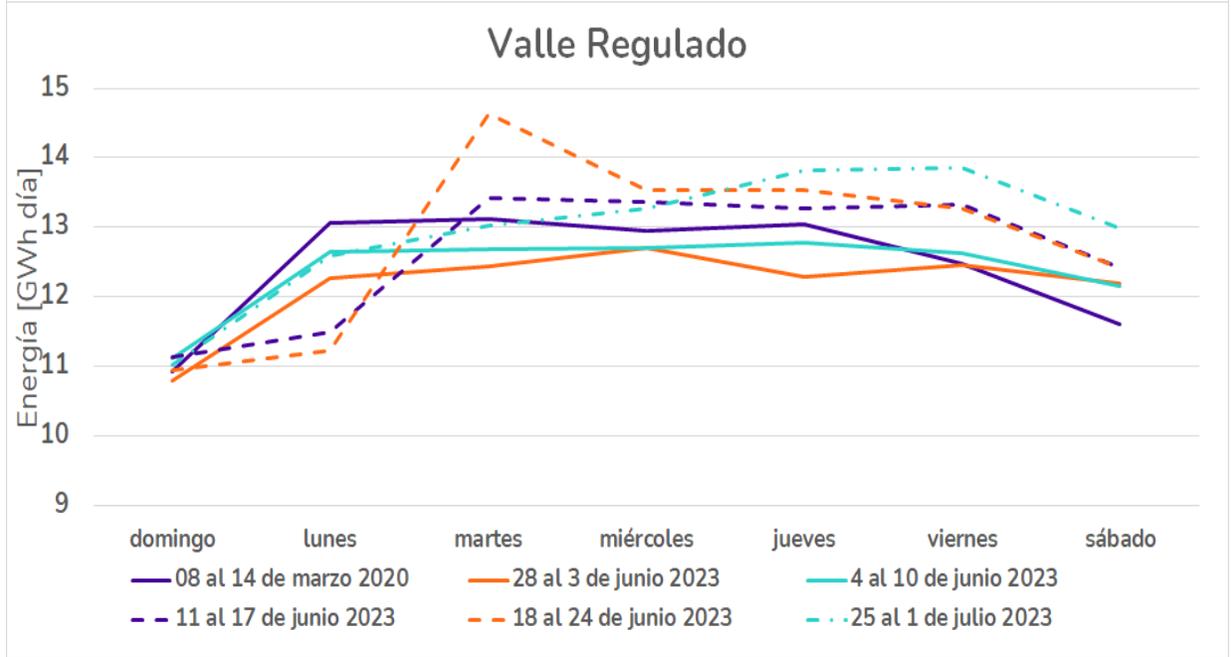
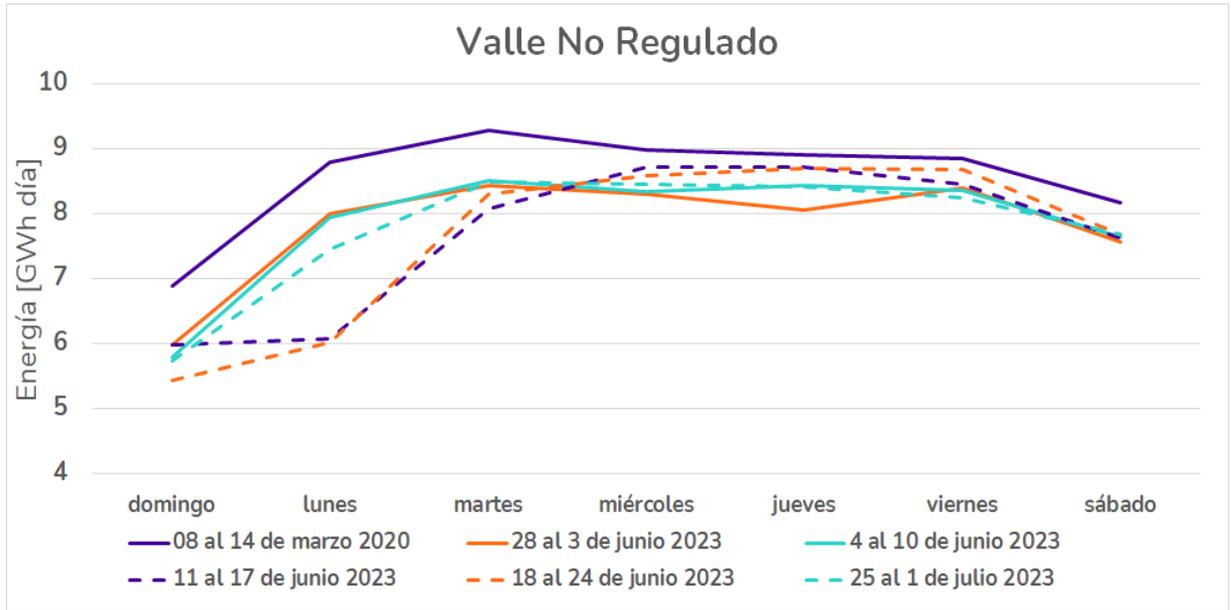


# Valle\*



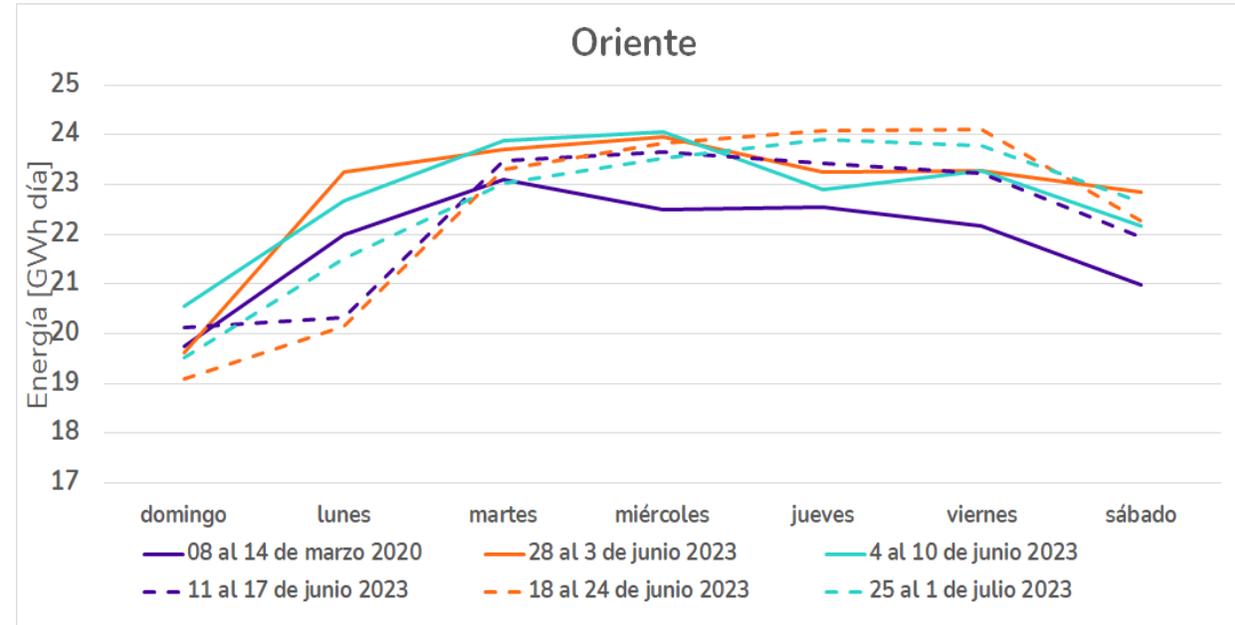
Se observa un decrecimiento de la demanda del área Valle en un 2.9% para la semana del 25 al 01 de julio de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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



# Oriente\*

## Oriente

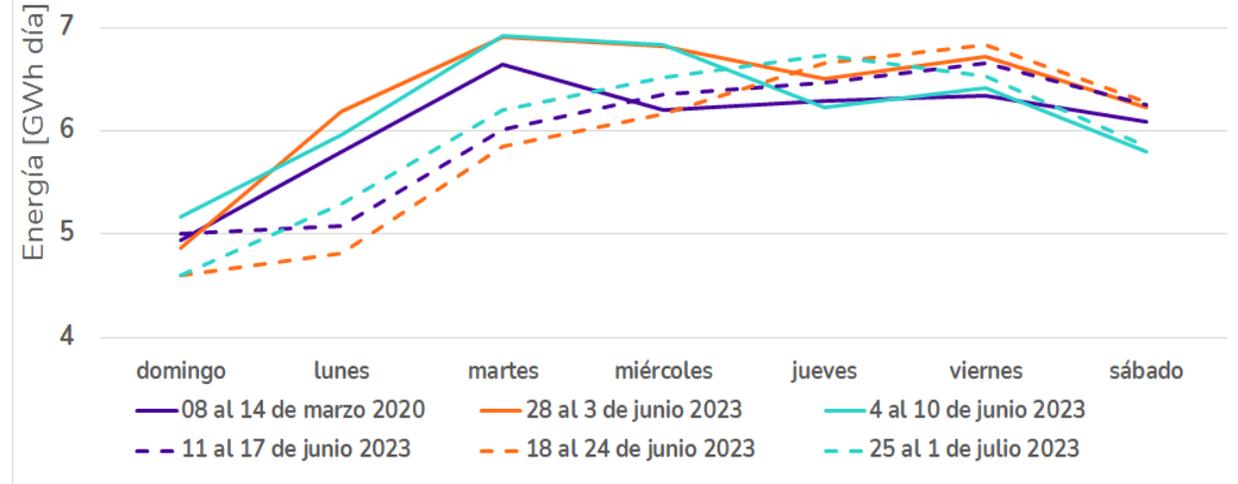


Compuesta por los departamentos de Santander, Norte de Santander, Boyacá, Casanare y Arauca.

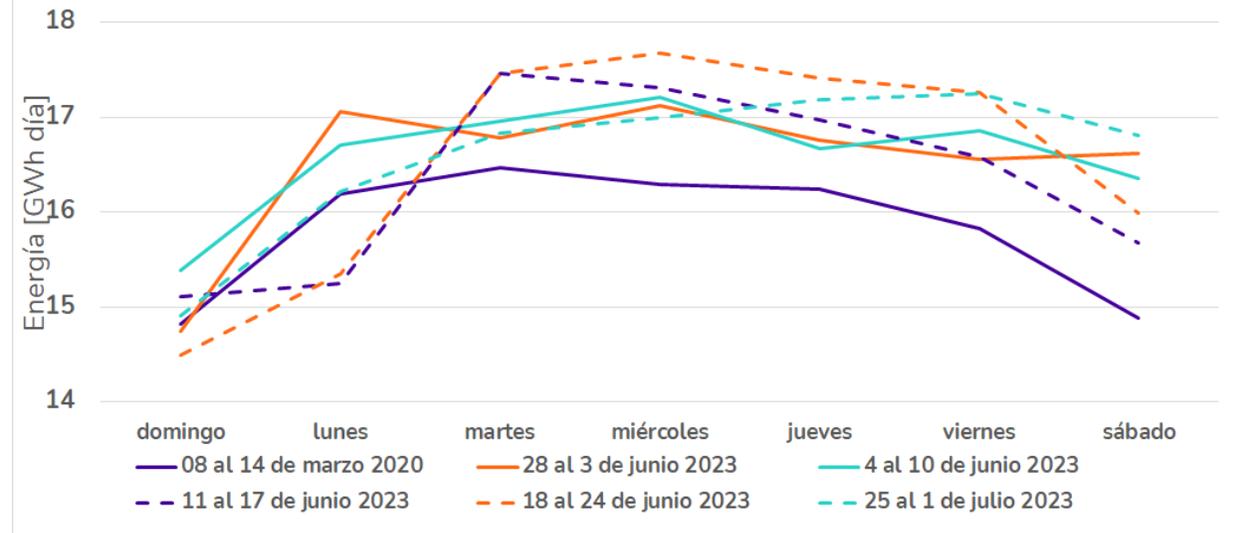
Se observa un crecimiento de la demanda del área Oriente en un 2.4% para la semana del 25 al 01 de julio de 2023 sobre la demanda de la semana pre-covid del 8 al 14 de marzo de 2020.

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

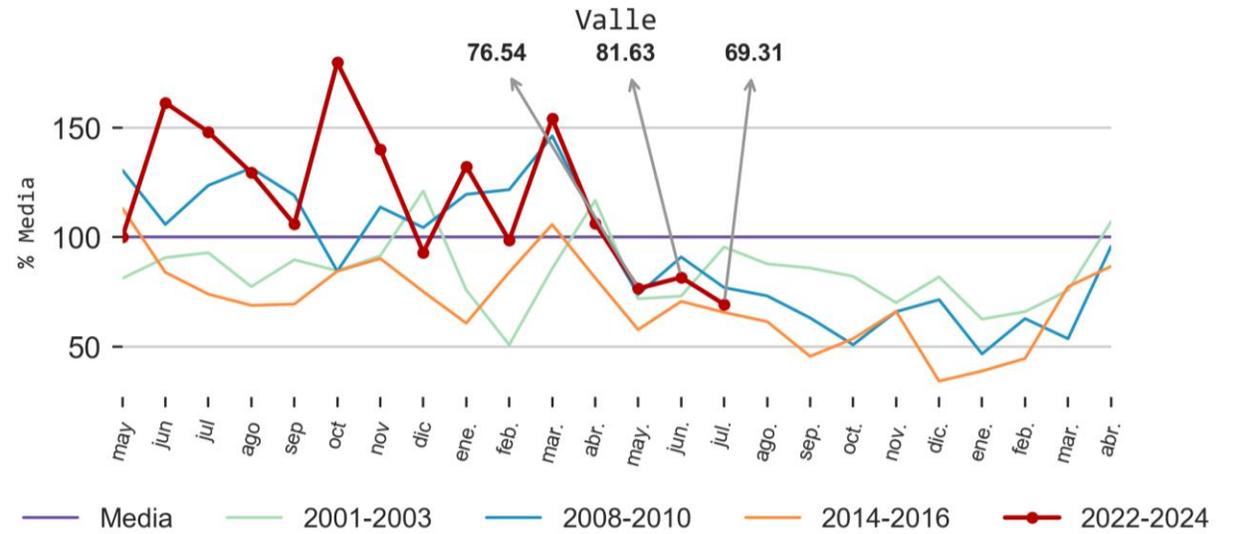
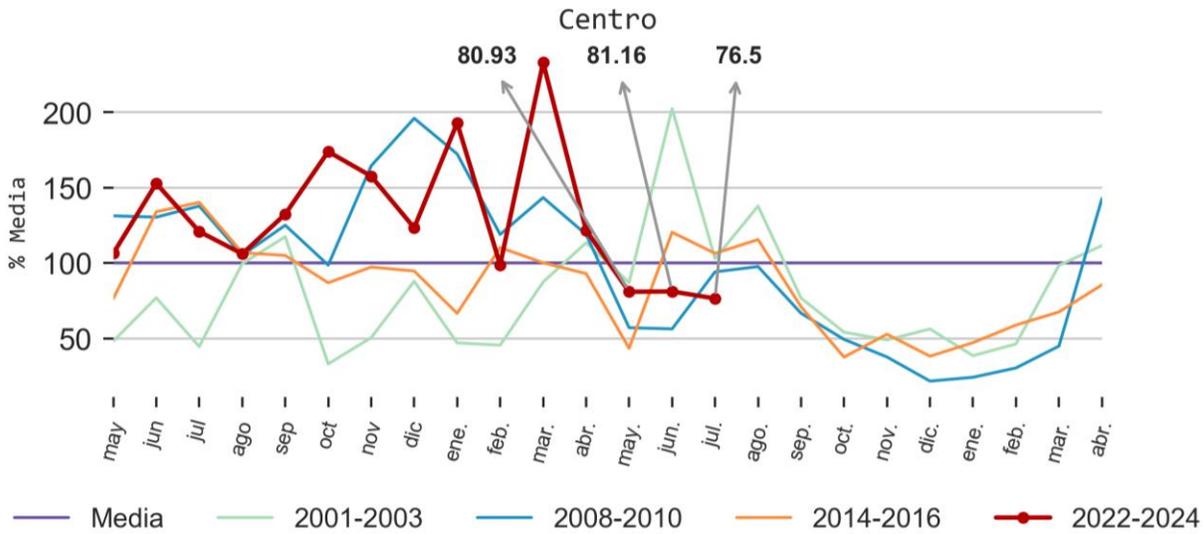
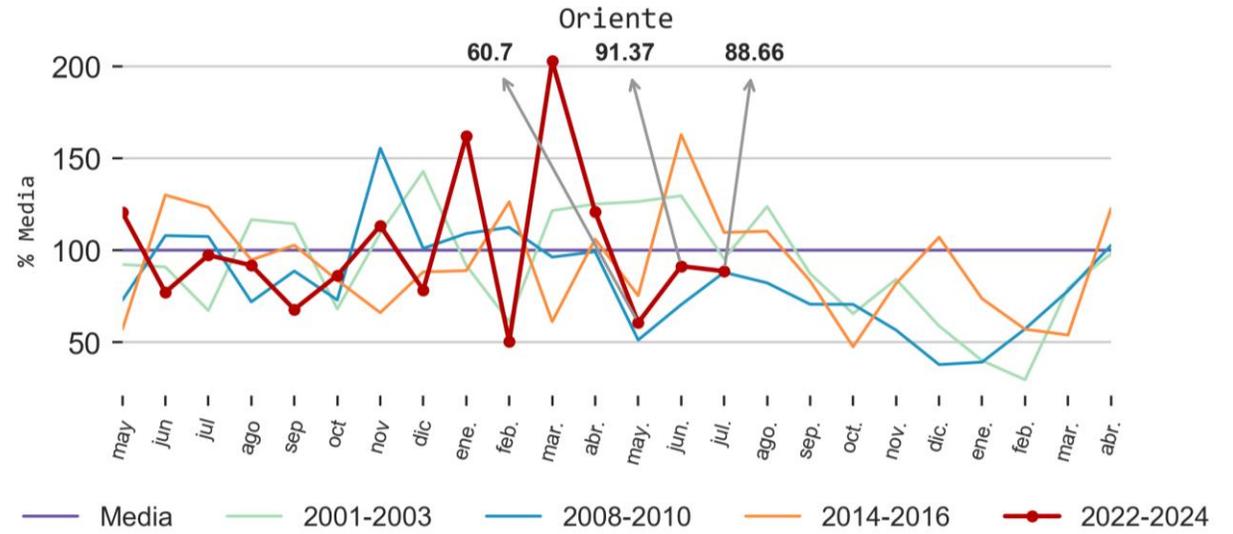
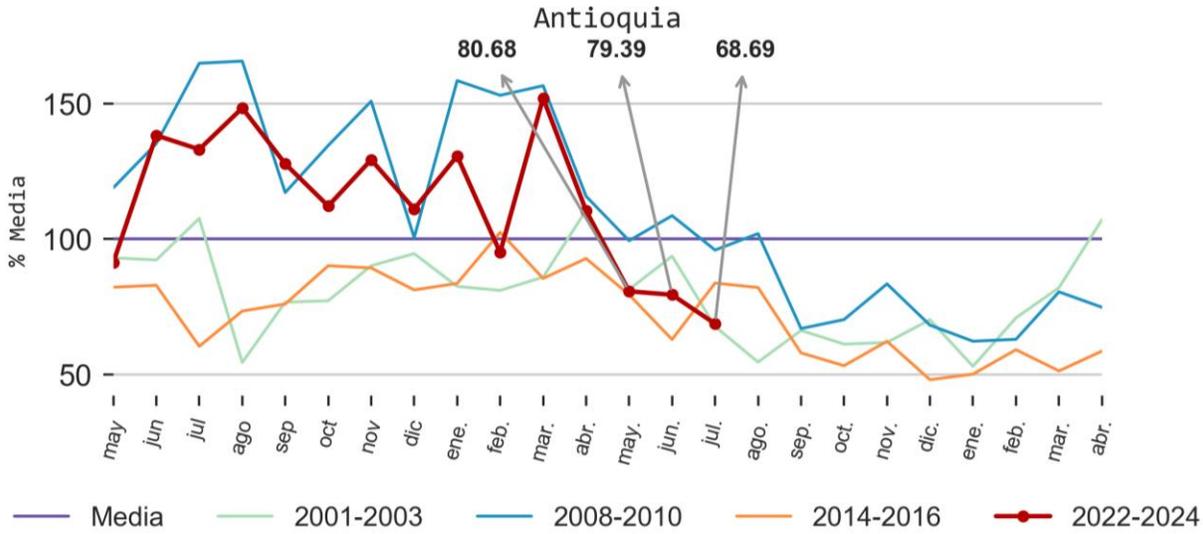
## Oriente No Regulado



## Oriente Regulado



# Aportes por regiones



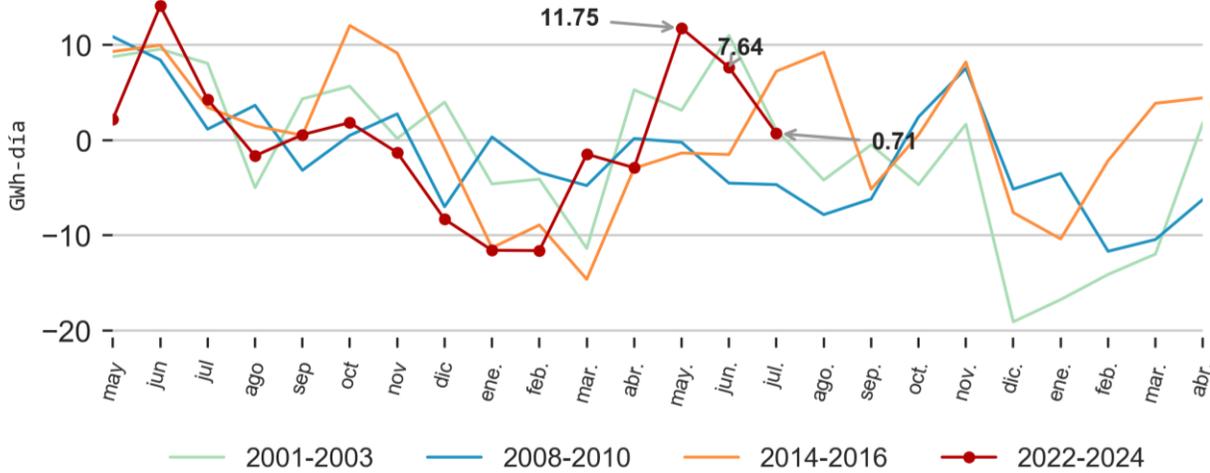
Similitud ENSO e hidrología

Información hasta el 2023-07-03

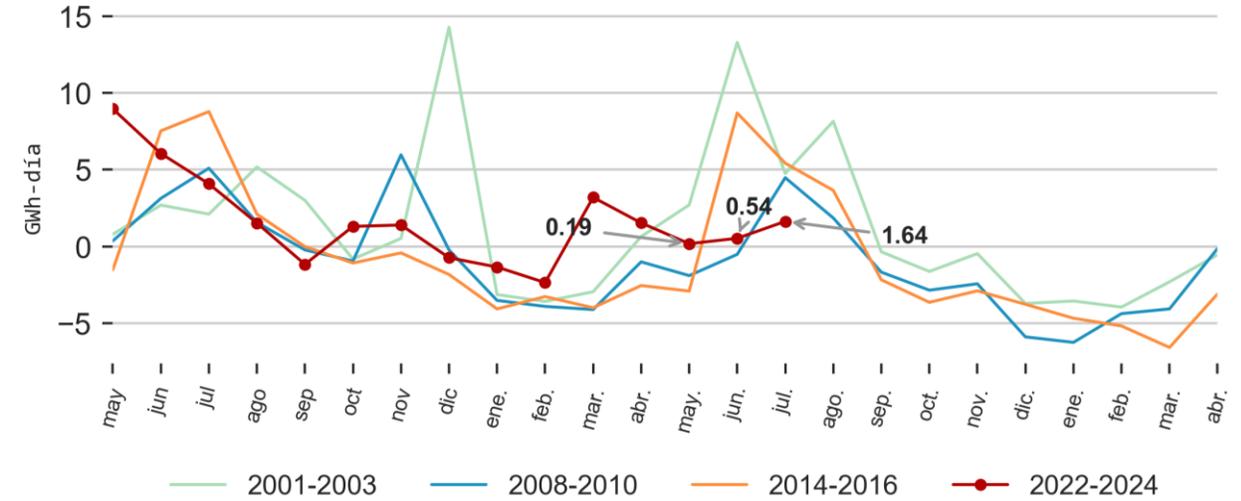
Información actualizada el 2023-07-04

# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

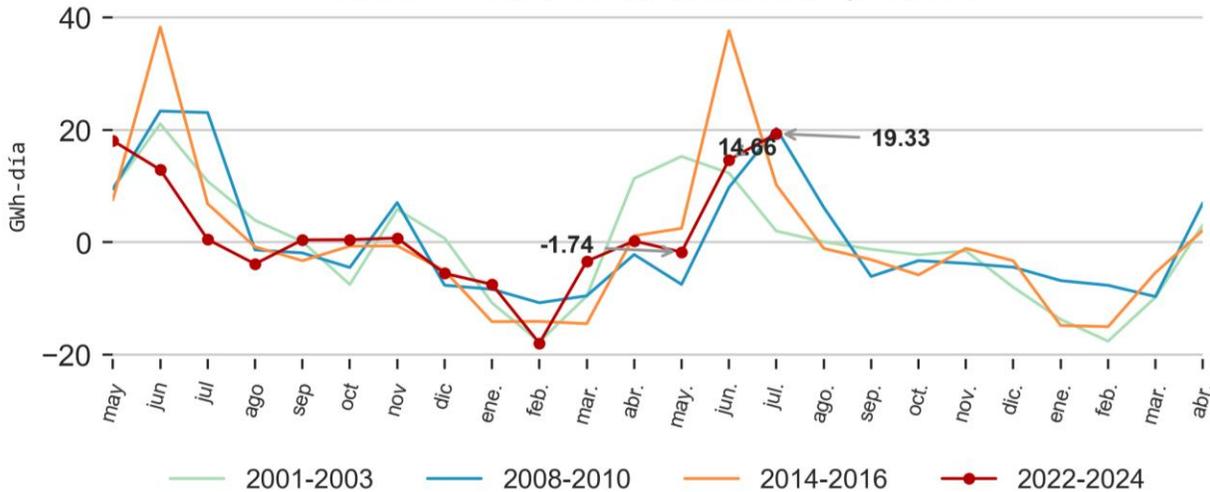
PENOL - Tasa de embalsamiento promedio



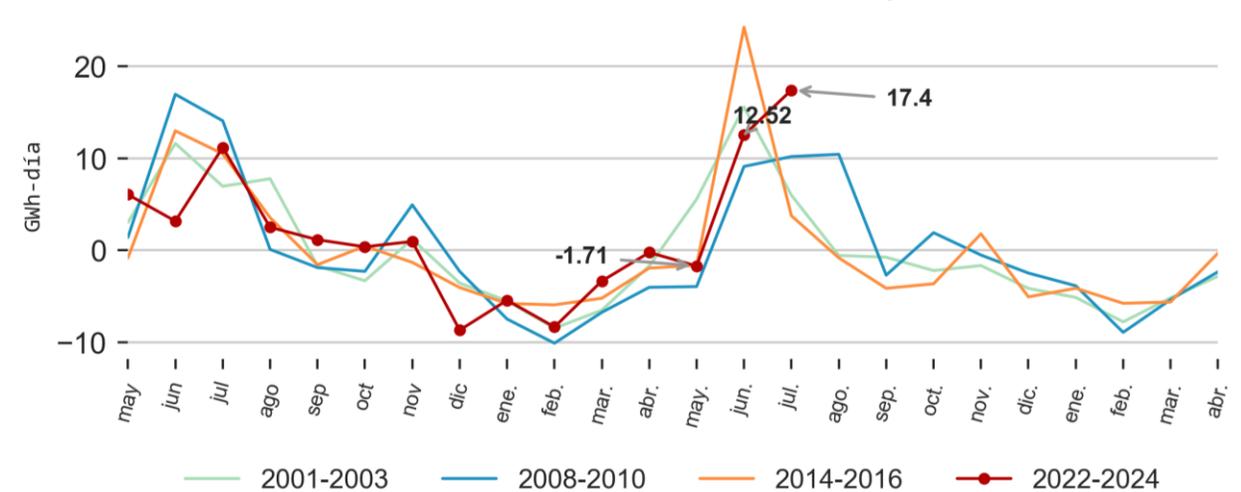
AGREGADO BOGOTA - Tasa de embalsamiento promedio



GUAVIO - Tasa de embalsamiento promedio



ESMERALDA - Tasa de embalsamiento promedio

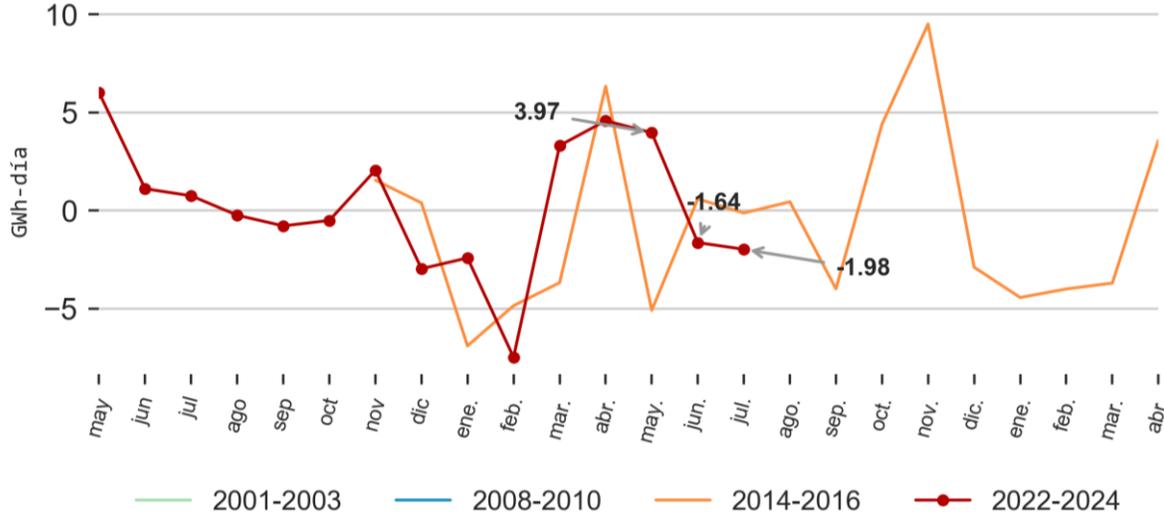


Información hasta el 2023-07-03

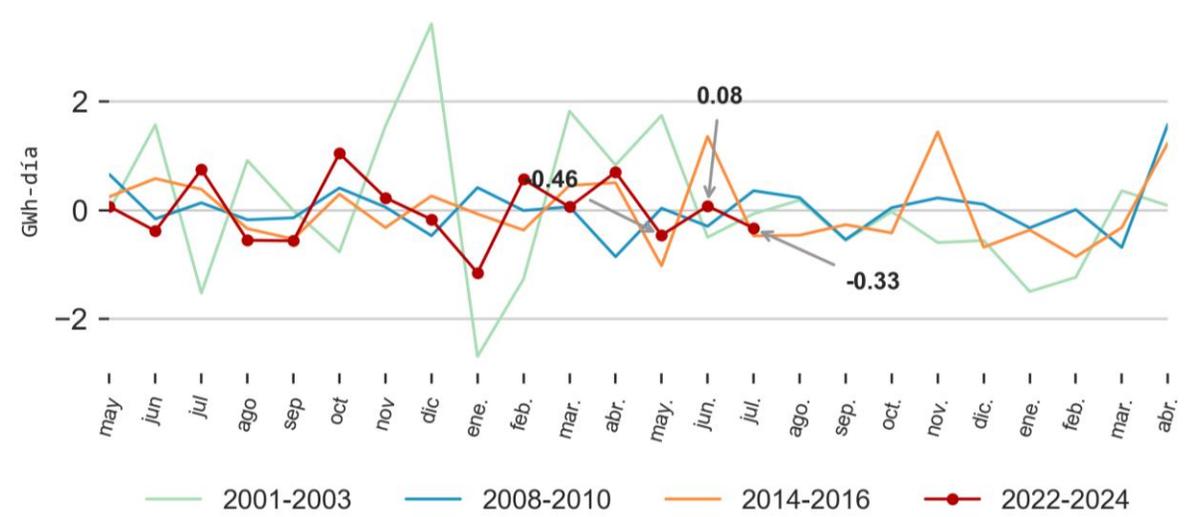
Información actualizada el 2023-07-04

# Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

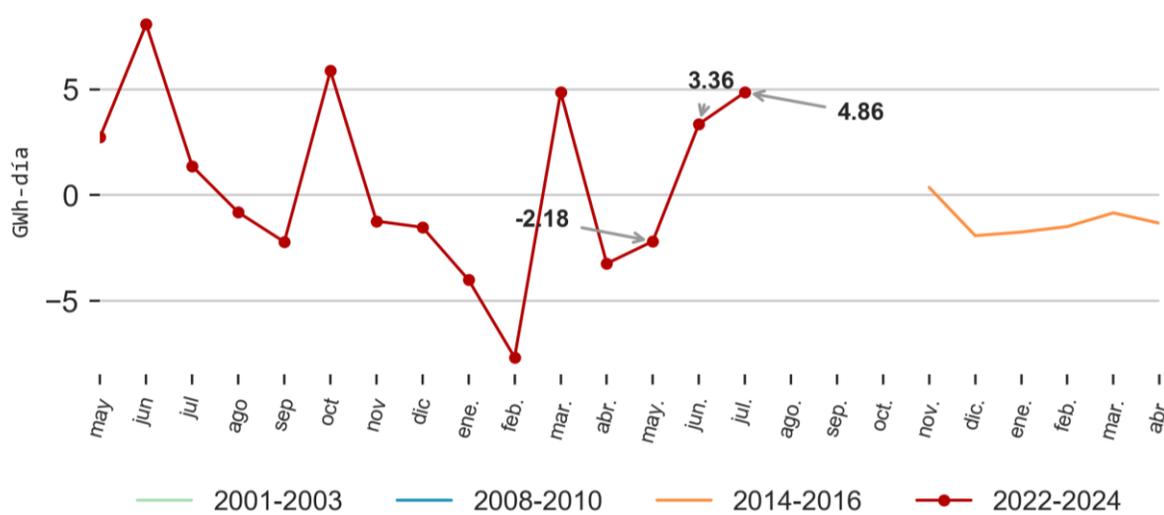
TOPOCORO - Tasa de embalsamiento promedio



BETANIA - Tasa de embalsamiento promedio



EL QUIMBO - Tasa de embalsamiento promedio



Información hasta el 2023-07-03

Información actualizada el 2023-07-04

# Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO3	300.00	11/10/2023
ITUANGO4	300.00	28/10/2023
<b>Total</b>	<b>600.00</b>	

\*Correspondientes a las unidades 3 y 4 del proyecto, las unidades 1 y 2 ya se encuentran operativas en el estudio

PCH		
Proyecto	CEN	Fecha
H_CascadaGra	2.00	30/06/2023
H_CHLaNoque	9.90	31/10/2023
H_TZII	10.50	31/12/2023
H_Hidronare	19.90	31/12/2023
H_Quinchia	2.40	31/01/2024
H_LaFlorida	3.20	30/06/2024
H_Chilsa	2.07	31/07/2024
H_Ventana	6.70	31/08/2024
H_Sirgua	10.00	30/12/2024
H_Conde	3.52	31/12/2024
H_RioMultat1	9.23	31/12/2024
H_AurraSucia	14.00	31/12/2024
<b>Total</b>	<b>93.42</b>	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_Wayuu	12.00	30/06/2023
E_Carreto	10.00	30/06/2023
E_Guajiral	19.90	31/08/2023
E_Magdalena	99.90	30/09/2023
E_Culantral	99.90	30/09/2023
E_Ahumado	50.00	31/12/2024
E_ParqueAlph	212.00	5/05/2025
E_ParqueBeta	280.00	5/05/2025
<b>Total</b>	<b>783.70</b>	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
C_CANDELARIA	241.00	30/07/2023
TERMOCARIBE3	42.00	30/10/2023
<b>Total</b>	<b>283</b>	

Termicas Menores y Cogeneración		
Proyecto	CEN	Fecha
T_AutoSogamo	15.00	30/12/2023
T_CogIncauca	60.00	31/12/2023
T_TCasanare1	9.90	31/08/2024
T_MilpaSamac	18.00	31/12/2024
T_Villanueva	25.00	1/02/2025
<b>Total</b>	<b>128</b>	

\* Cartagena 1, 2 y 3 no son consideradas en el planeamiento operativo energético a partir del 1 de diciembre de 2023 de acuerdo a información entregada por ENEL en el CNO 701 del 14 de abril de 2023

\* El proyecto Windpeshi no es considerado de acuerdo con comunicación de ENEL COLOMBIA radicada en XM con el número 202344015301-3 del 24 de mayo de 2023

\* Los proyectos Acacias2 y Camelias no son considerados en el planeamiento energético de acuerdo a lo indicado por CELSIA a través de comunicación 202344017732 del 20 de junio de 2023

# Anexo – Proyectos considerados Res CREG 075/21

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_PetaloMagd	9.90	10/07/2023
S_Victoria1	19.90	12/12/2023
S_Paipa_I	88.00	30/06/2023
S_Paipa_II	72.00	30/06/2023
S_ElCampano	99.00	30/06/2023
S_TamarindI	9.90	30/06/2023
S_TamarindII	9.90	30/06/2023
S_AutBavaria	6.00	30/06/2023
S_Sunnorte	35.00	18/08/2023
S_PlanetaRic	19.90	31/07/2023
S_SanIsidro	19.09	31/07/2023
S_SanFelipe	90.00	1/08/2023
S_Morrosqll1	19.50	31/08/2023
S_Morrosqll2	19.50	31/08/2023
S_Victoria2	19.90	12/12/2023
S_BSBolvr500	19.90	30/09/2023
S_LaMata	80.00	30/09/2023
S_ElColibri	19.90	30/09/2023
S_Cordoball	9.90	30/09/2023
S_BSBolvr501	19.90	30/09/2023
S_BSBolvr502	19.90	30/09/2023
S_Lalguana	19.50	31/10/2023
S_Union	100.00	31/10/2023
S_BSBolvr503	19.90	31/10/2023
S_BSBolvr504	19.90	31/10/2023
S_Caracoli	50.00	31/10/2023
S_Jumi	9.90	31/10/2023
S_CRLI	9.90	31/10/2023
S_PN1	9.90	31/10/2023
S_SGD	9.90	31/10/2023
S_JuanaMaria	9.40	31/10/2023
S_ParqueOLDT	9.90	31/10/2023
S_LatamSolar	150.00	3/11/2023
S_Fundacion	99.90	7/11/2023
S_Colorados	9.90	30/11/2023
S_Colorados2	9.90	30/11/2023
S_PoloNuevo2	9.90	30/12/2023
S_Baranao	19.30	30/12/2023
S_Pradera	40.00	30/12/2023
S_Proserpida	19.50	31/12/2023
S_PetaloCesa	9.90	31/12/2023
S_PortonSol	102.00	31/12/2023
S_Tepuy	83.00	31/12/2023
S_AtlanPhoto	199.50	31/12/2023
S_Cordobita	9.90	31/12/2023
S_Oicata	9.90	31/12/2023
S_Chicamoch1	19.90	31/12/2023
S_Chicamoch2	19.90	31/12/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Chicamocha	19.90	31/12/2023
S_Alejandria	9.90	31/12/2023
S_PetaloSucr	9.90	31/12/2023
S_Bugalagr	9.90	31/12/2023
S_Badell	8.60	31/12/2023
S_Shangrila	160.00	31/12/2023
S_Escobal1	19.90	31/12/2023
S_Escobal2	19.90	31/12/2023
S_Escobal3	19.90	31/12/2023
S_Escobal4	19.90	31/12/2023
S_Escobal5	19.90	31/12/2023
S_Girasoles	9.50	31/12/2023
S_ElTropezon	9.90	31/12/2023
S_Dinamarca	9.90	31/12/2023
S_Versalles	9.90	31/12/2023
S_Sincerin	9.90	31/12/2023
S_Arenal	2.00	31/12/2023
S_Alma2	9.80	31/12/2023
S_LasMarias	99.50	31/12/2023
S_Sachica	9.90	31/12/2023
S_Zapatoca	15.50	31/12/2023
S_Barranquit	9.90	31/12/2023
S_MataRedond	25.00	31/12/2023
S_LaMena	9.90	31/12/2023
S_BSLlanos7	99.90	31/12/2023
S_Piojol	9.90	31/12/2023
S_Piojoll	9.90	31/12/2023
S_Piojolll	9.90	31/12/2023
S_Numbana	9.90	31/12/2023
S_ElGuamo	9.00	31/12/2023
S_HondaSol1	9.90	31/12/2023
S_ApuloSol1	9.90	31/12/2023
S_Buenavista	9.90	31/12/2023
S_SoldeMarII	9.90	31/12/2023
S_CentroSola	9.90	31/12/2023
S_Morrosqll3	19.90	31/12/2023
S_HondaSol2	9.90	31/12/2023
S_PSColima	9.90	31/12/2023
S_PSCondor	9.90	31/12/2023
S_Morichal	9.90	31/12/2023
S_Ardobelal	9.90	31/12/2023
S_Pacande	50.00	31/12/2023
S_PSRovira	3.20	31/12/2023
S_PSeques	9.90	31/12/2023
S_Ardobelall	9.90	31/12/2023
S_ElArbolito	9.90	31/12/2023
S_PtoTejada	19.90	31/12/2023
S_SolyCielo1	9.90	31/12/2023

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_BrisaSol3	9.90	31/12/2023
S_Natagaima	5.00	31/12/2023
S_Purificac	2.00	31/12/2023
S_CenitCopey	6.60	31/12/2023
S_Filigrana	9.90	31/01/2024
S_SanOro	2.50	31/01/2024
S_ElBongo	2.50	31/01/2024
S_SanPelayo	2.50	31/01/2024
S_SanSerapio	2.50	31/01/2024
S_Ceiba	8.00	28/02/2024
S_Guayacan	8.00	31/03/2024
S_BSLlanos	79.60	1/04/2024
S_Chinu	350.00	15/04/2024
S_Guayepo	400.00	20/04/2024
S_PSFBaranoa	19.90	30/04/2024
S_Zambranoll	15.50	30/04/2024
S_Ligustrol	99.90	30/06/2024
S_JuanMina	19.90	30/06/2024
S_AutMalambo	9.90	30/06/2024
S_Malambol	50.00	30/06/2024
S_LaMartina	9.90	30/06/2024
S_TERR	19.90	30/06/2024
S_ParqueUrra	19.90	31/07/2024
S_Uraba1	9.90	31/07/2024
S_Uraba2	19.90	31/07/2024
S_Fotosfera	9.90	31/07/2024
S_Sandaloll	9.90	31/08/2024
S_Summall	200.00	31/08/2024
S_Pubenza	50.00	30/09/2024
S_Ligustroll	99.90	30/09/2024
S_Santander	40.00	30/09/2024
S_FVLizama	40.00	30/09/2024
S_SFPWilches	19.90	30/09/2024
S_LaFortuna	9.90	30/09/2024
S_Charcos	99.90	30/09/2024
S_CgOrquidea	4.95	30/09/2024
S_CogCatleya	9.90	30/09/2024
S_Apbaql	4.20	31/10/2024
S_Andromeda	100.00	29/11/2024
S_PtrWilches	15.00	1/12/2024
S_LaCayena	19.90	31/12/2024
S_Atlantico1	30.00	31/12/2024
S_yariguies	200.00	31/12/2024
S_Andes	85.00	31/12/2024
S_PetaCesall	19.90	31/12/2024
S_AtlandicIV	19.90	31/12/2024
S_PSBochica	19.90	31/12/2024
S_Sahagun	400.00	31/12/2024

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_ElRoble	19.50	31/12/2024
S_Suarez	8.00	31/12/2024
S_Toluviejo	150.00	31/12/2024
S_JacobTolu	9.90	31/12/2024
S_Manglares	99.90	31/12/2024
S_Sahagun200	200.00	31/12/2024
S_Tangara	99.90	31/12/2024
S_Domenica	19.90	31/12/2024
S_TolimaNort	50.00	31/12/2024
S_Carare	200.00	31/12/2024
S_Corocora	9.90	31/12/2024
S_Hatogrande	9.90	31/12/2024
S_Sue1	9.90	31/12/2024
S_PSMinero	9.90	31/12/2024
S_PSRockra	9.90	31/12/2024
S_Chinchina	19.90	31/12/2024
S_Turpiales	278.60	31/12/2024
S_Zuba2	60.00	31/12/2024
S_Zuba1	19.90	31/12/2024
S_Laguna	9.90	31/12/2024
S_Novillero	9.90	31/12/2024
S_Ternera	9.90	31/12/2024
S_Primavera	57.00	31/12/2024
S_LaMina	9.90	31/12/2024
S_LaTabla	9.90	31/12/2024
S_Inti	9.90	31/12/2024
S_Mariquita	5.10	31/12/2024
S_Guanacaste	9.90	31/12/2024
S_PSSolek	9.90	31/12/2024
S_Zawady	9.90	31/12/2024
S_ZainoSolar	9.90	31/12/2024
S_PSChenche	9.90	31/12/2024
S_SabanaSol	9.90	31/12/2024
S_Nobsa	9.90	31/12/2024
S_LosVenados	15.00	31/12/2024
S_Palermo2	9.90	31/12/2024
S_Torrealba	4.99	31/12/2024
S_Coyaimall	9.90	31/12/2024
S_LaIndia	43.00	31/12/2024
S_Azaharl	4.99	31/12/2024
S_Campoalegr	9.90	31/12/2024
S_PSEncanto	9.90	31/12/2024
S_Wimke	76.00	30/03/2025
S_Gualanday	19.90	31/03/2025
S_Macaregua	19.90	30/04/2025
<b>Total</b>	<b>7107</b>	

# Anexo – Proyectos considerados con OEF

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
ITUANGO3	300.00	11/10/2023
ITUANGO4	300.00	28/10/2023
<b>Total</b>	<b>600.00</b>	

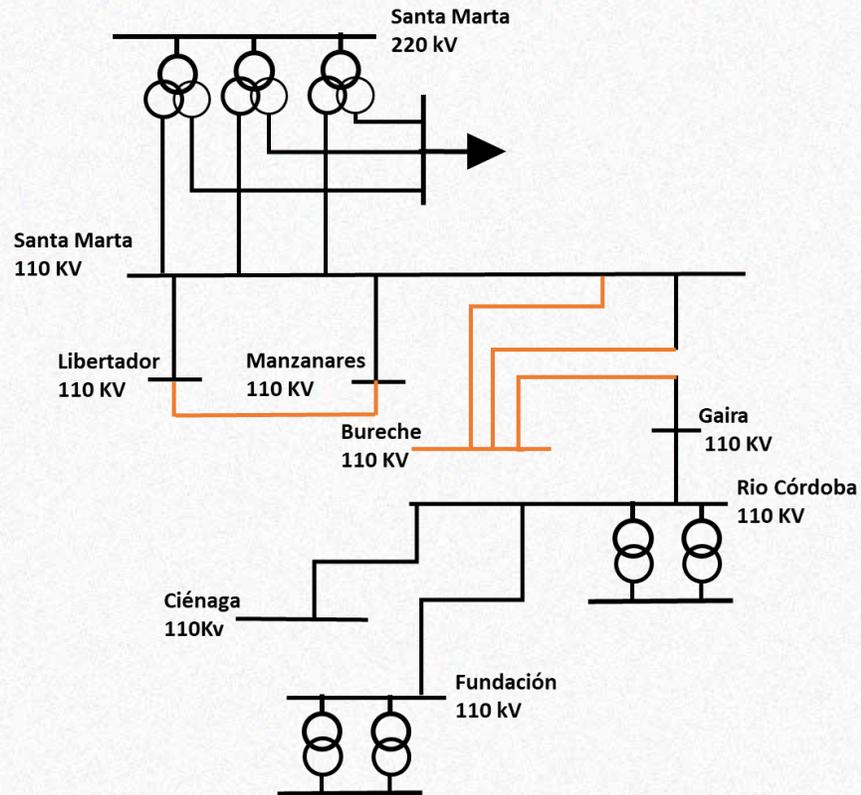
\*Correspondientes a las unidades 3 y 4 del proyecto, las unidades 1 y 2 ya se encuentran operativas en el estudio

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
C_CANDELARIA	241.00	30/07/2023
TERMOCARIBE3	42.00	30/10/2023
<b>Total</b>	<b>283</b>	

Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
E_ParqueAlph	212.00	05/05/2025
E_ParqueBeta	280.00	05/05/2025
<b>Total</b>	<b>492</b>	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_LaMata	80.00	30/09/2023
S_LatamSolar	150.00	10/11/2023
S_Guayepo	400.00	20/04/2024
<b>Total</b>	<b>630</b>	

# Proyecto estructural



## Descripción

- Línea Santa Marta – Bureche 1 110 kV.
- Línea Santa Marta – Bureche 2 110 kV.
- Línea Bureche - Gaira
- Manzanares - Libertador 110 kV.

46 % de carga de Santa Marta.

50% de carga de Libertador.

**FPO: 31/12/2026 (FPO UPME para 2024)**

**Promotor : AIRE**

## Fenómeno FIDVR:

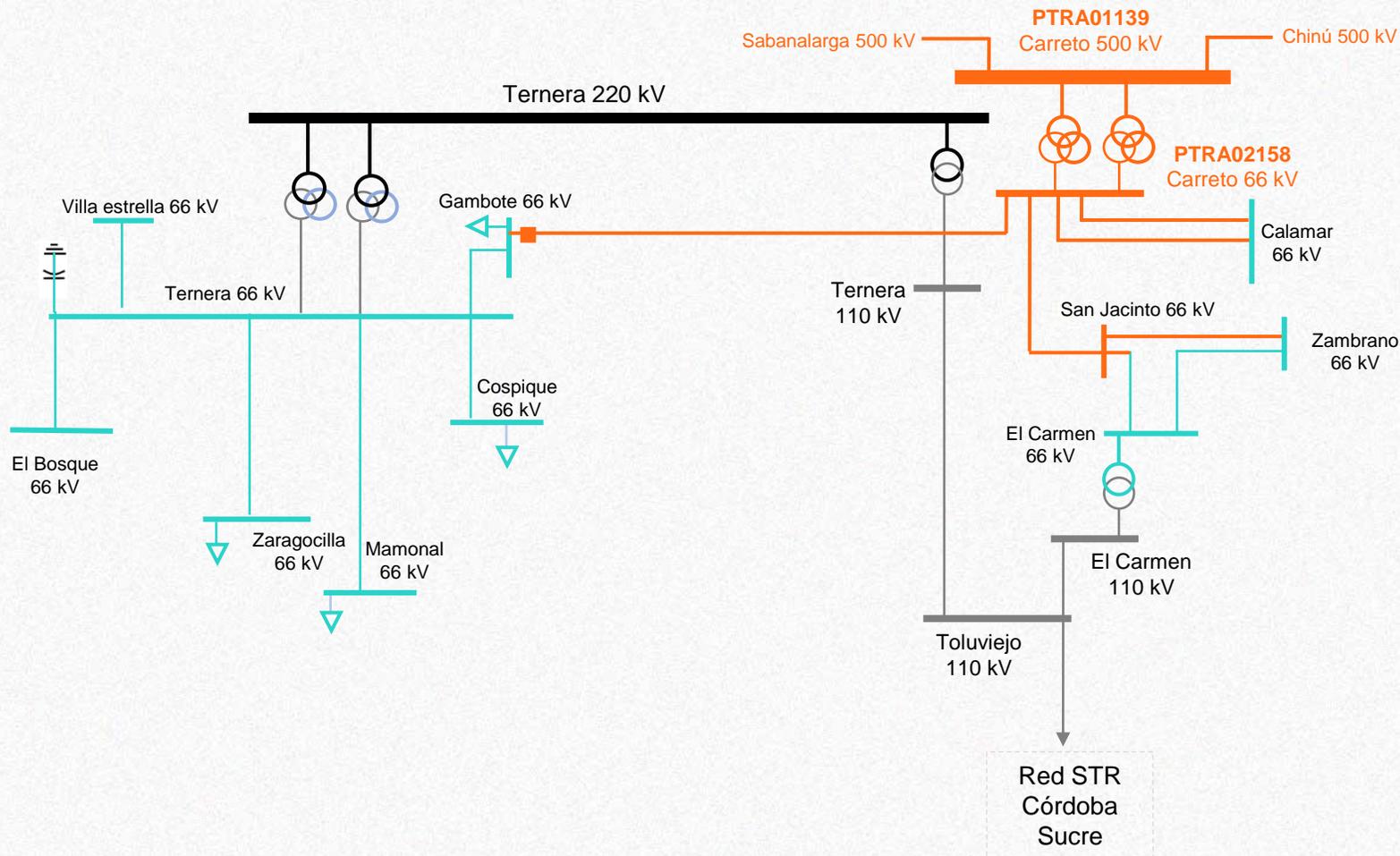
### Descripción:

- Compensador Síncrono de 30 MVAR

**FPO: Sin Definir**

**Promotor: Sin Definir**

# Proyectos Carreto 500kV y Carreto 66 kV



## Carreto 500 kV:

### Descripción:

- Reconfigura Chinú – Sabanalarga 1 500 kV en Chinú – Carreto 500 kV y Carreto – Sabana 500 kV

**FPO: 31/03/27**

**Promotor: Por definir**

## Carreto 66 kV:

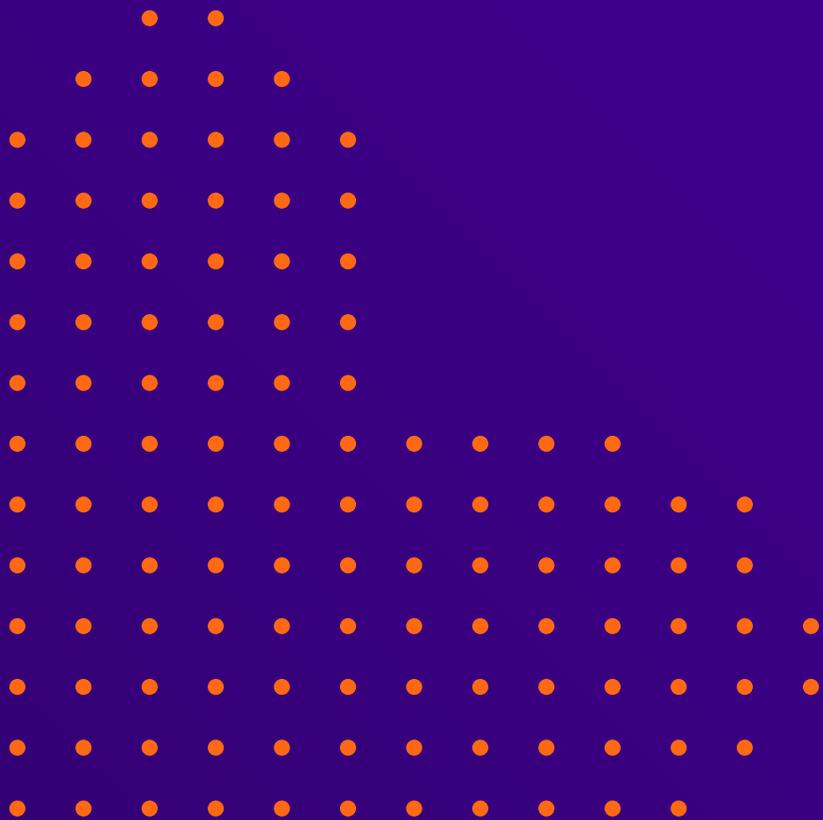
### Descripción:

- Reconfigura la línea El Carmen – Tsal Jacinto - Tcalamar - Gambote 66 kV en:
- Carreto – Gambote 66 kV.
- Carreto – Calamar 66 kV 1 y 2
- Carreto – San Jacinto 66 kV.
- Aumento de capacidad del circuito Carreto – San Jacinto 66 kV a 469 A
- Circuito San Jacinto – Zambrano 66 kV

**FPO: 30/03/2027**

**Promotor: AFINIA**

**No soluciona la problemática sin la expansión a 500 kV.**



# GRACIAS

---



Sumamos energía,  
sumamos pasión