

**Senda de embalse agregado para el
Verano 23-24 – Propuesta CNO
Estatuto de desabastecimiento
Noviembre 10/2023**

Antecedentes

- El SPO en reunión extraordinaria del 30 de octubre de 2023 revisa la metodología vigente para determinación de la senda de verano, y teniendo en cuenta las condiciones climáticas actuales de confirmación del fenómeno “El Niño” en 2023-2024, conceptúa que la senda a definir debe considerar un enfoque determinístico en vez de uno estocástico como el de dicha metodología.

El CNO y el CND deberán remitir a la CREG, una propuesta de senda de referencia para la estación de verano 2023-2024 antes del 15 de noviembre del 2023, según lo dispuesto en la resolución CREG 209 de 2020.



El Niño active; positive Indian Ocean Dipole strengthens

An El Niño and a positive IOD are underway.

Oceanic indicators firmly exhibit an El Niño state. Central and eastern Pacific sea surface temperatures (SSTs) continue to exceed El Niño thresholds. Models indicate further warming of the central to eastern Pacific is likely.



For historical purposes, periods of below and above normal SSTs are colored in blue and red **when the threshold is met for a minimum of 5 consecutive overlapping seasons**. The ONI is one measure of the El Niño-Southern Oscillation, and other indices can confirm whether features consistent with a coupled ocean-atmosphere phenomenon accompanied these periods.

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8	-1.0	-1.0
2022	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-0.9	-0.8	-0.9	-1.0	-1.0	-0.9	-0.8
2023	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.5	0.8	1.1	1.3	1.5			

https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

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.



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

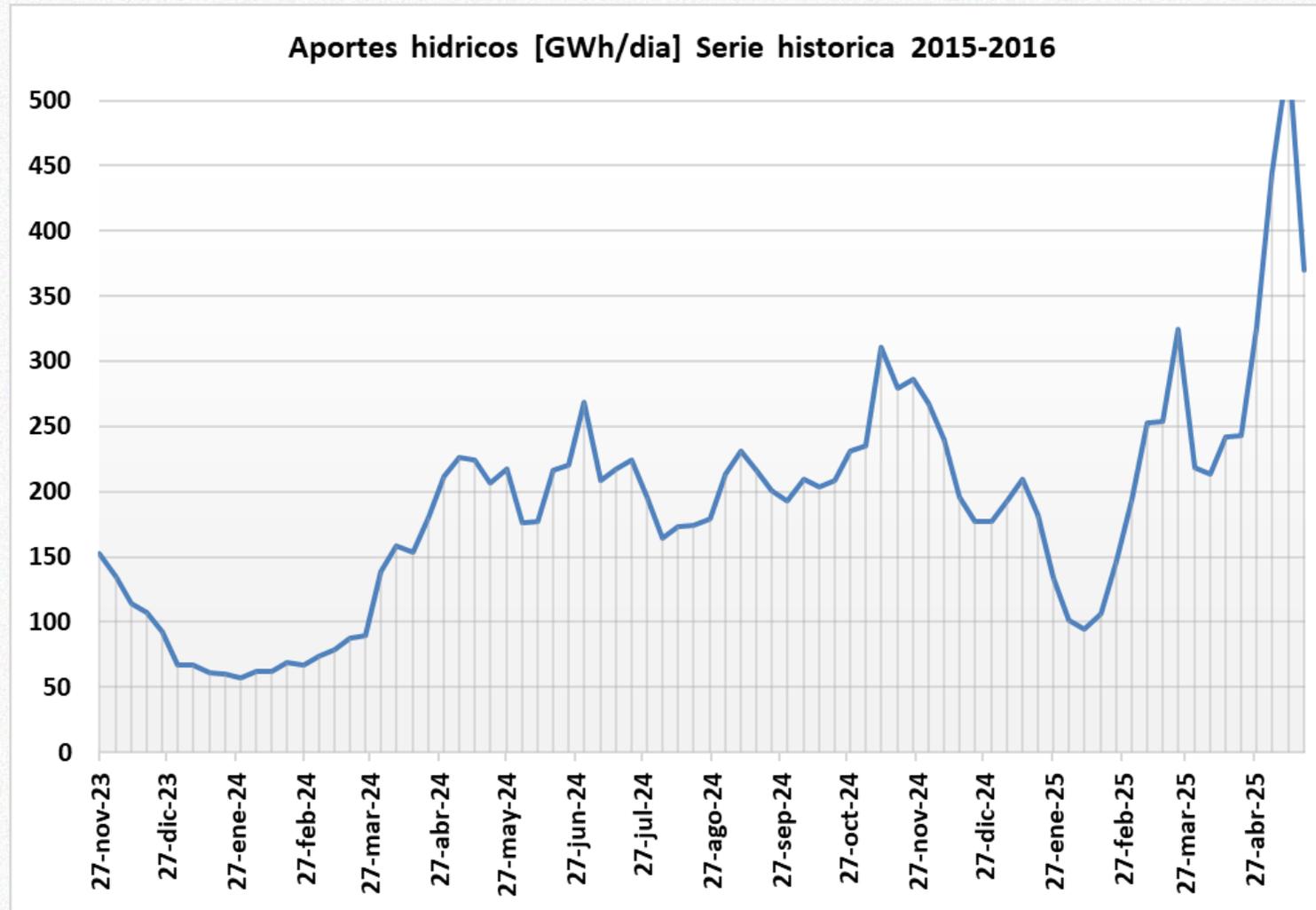
* Se incluye restricción al embalse de Miraflores e Ituango reportado por EPM en comunicación del día 15 de junio y 11 de abril de 2023 respectivamente.

* 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.

Datos de entrada y supuestos considerados

Escenario Hidrológico

Se selecciona como escenario hidrológico la serie histórica 2015-2017



Datos de entrada y supuestos considerados

Artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014 Parágrafo I.

iii. Condición inicial volumen de los embalses. *Corresponderá al nivel del embalse que defina la CREG. En todo caso el nivel inicial del embalse estará entre el nivel real y el embalse final de la senda de la estación precedente. Para definir lo anterior, la Comisión tendrá en cuenta lo siguiente:*

- El nivel real del embalse disponible en el momento del cálculo de la senda.*
- El nivel real del embalse descontando el valor observado al final de la senda precedente de la variable X_{pps-1} , definida en el parágrafo del artículo 2 de la presente resolución.*
- El embalse final de la senda de la estación precedente.*
- La situación energética.*

Parágrafo 2. *Cuando la CREG defina un nivel inicial de embalse útil del SIN diferente al real, el CND aplicará el siguiente procedimiento para desagregarlo en los diferentes embalses:*

- Se calcula la relación entre el nivel inicial útil definido por la CREG en porcentaje y el nivel real útil del SIN en porcentaje.*
- La relación determinada en a) se multiplica por el nivel real útil de cada embalse del SIN.*
- Si el nivel del embalse determinado en b) es inferior al nivel mínimo útil histórico del embalse, se ajusta el nivel del embalse al nivel mínimo útil histórico.*
- Si con el anterior procedimiento, el nivel de embalse del SIN es superior al definido por la CREG, el CND definirá la forma de ajustar los embalses que estén por encima del mínimo, de tal forma que se logre ajustar el nivel inicial de embalse del SIN a lo definido por la CREG.*

Condición Inicial
Embalse



Nov 27
75.16%

Embalses iniciando en semana **48/2023** Se usa la condición actual real más cercana al inicio de la estación de verano. La condición inicial empelado corresponde a la real del 7 de noviembre **75.16%**

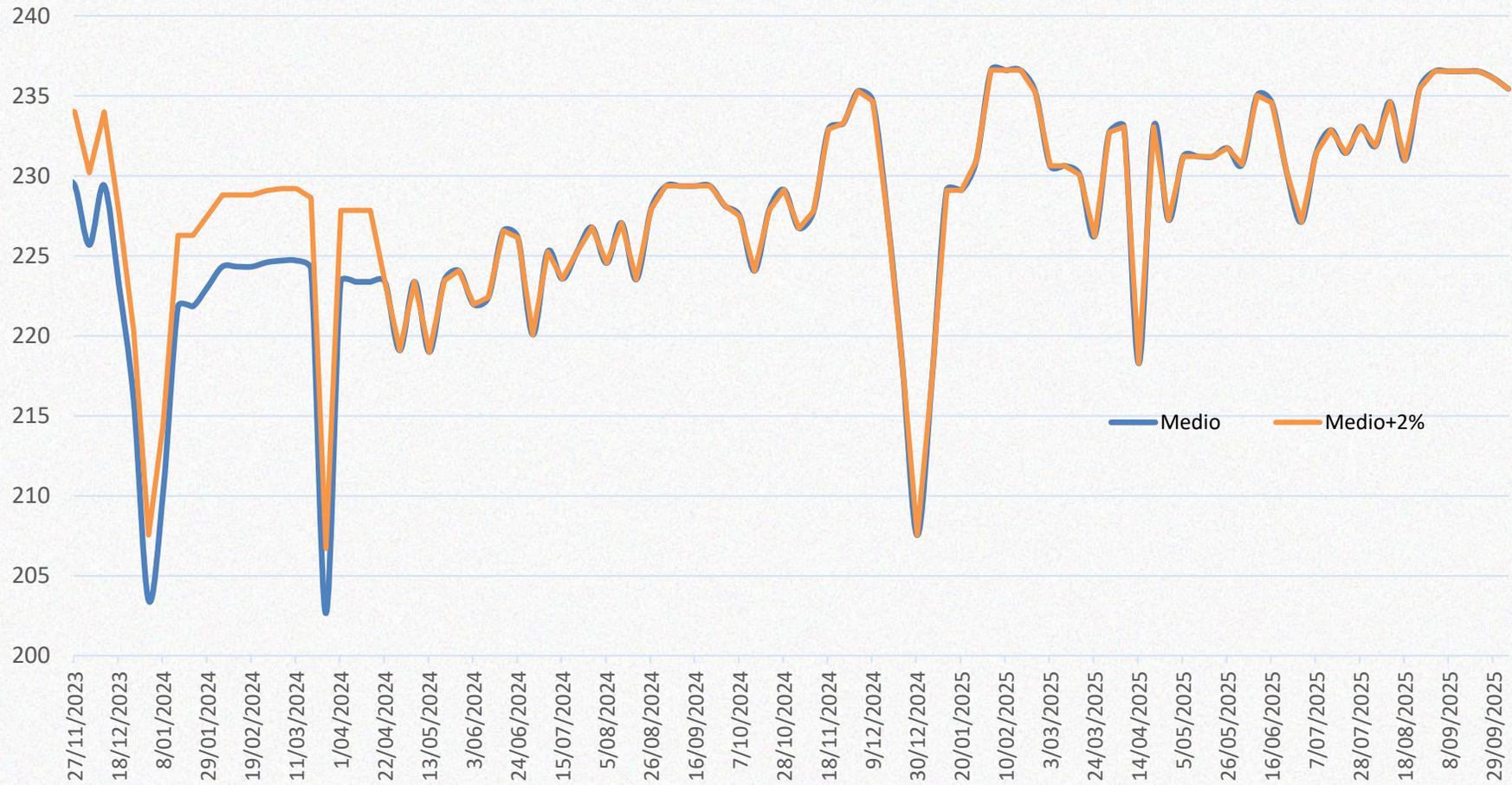
En aplicación de la resolución
CREG 101-027 de 2023

Datos de entrada y supuestos considerados

Demanda

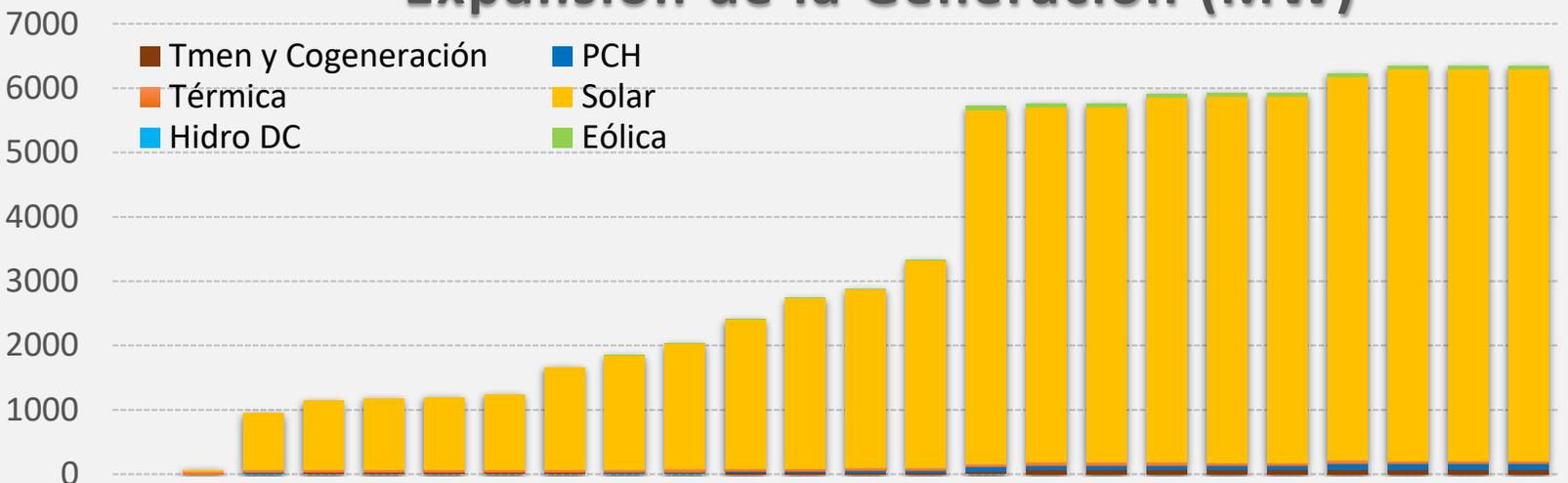
Escenario **medio*** de la UPME (Actualización Julio 2023) + 2% (hasta abril 2024)
* cálculo por el CND a resolución semanal

Demanda del SIN - GWh/día



Datos de entrada y supuestos considerados

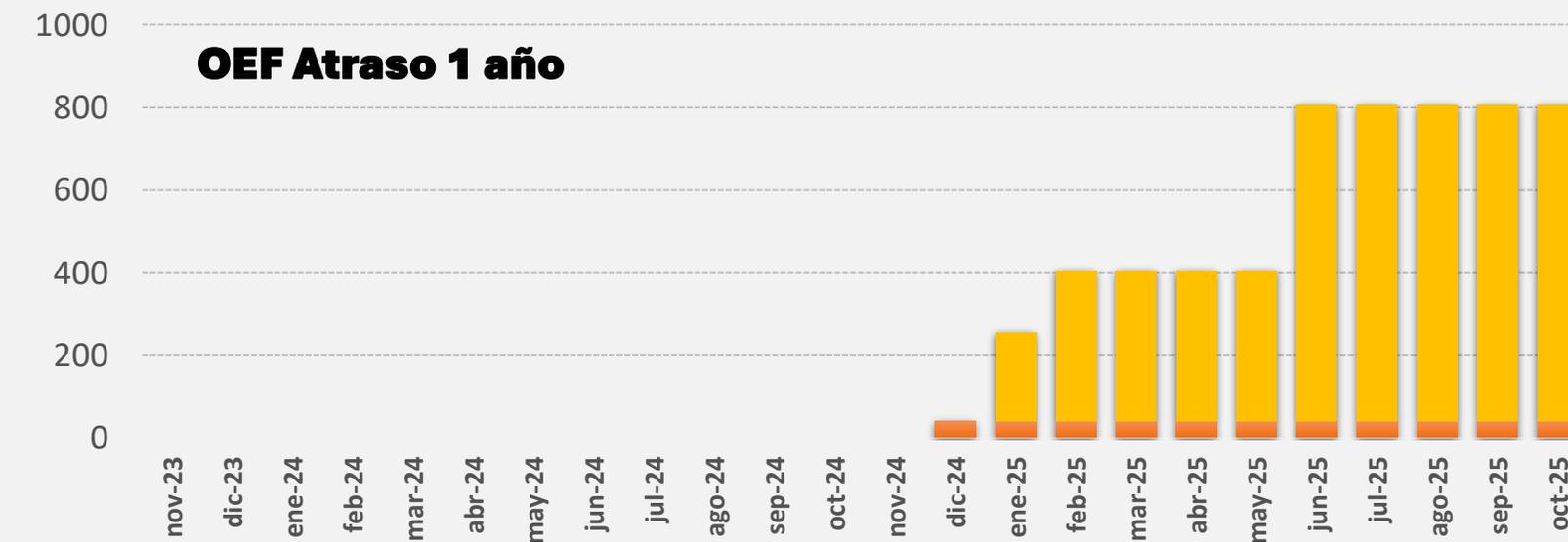
Expansión de la Generación (MW)



Detalle de proyectos de generación:

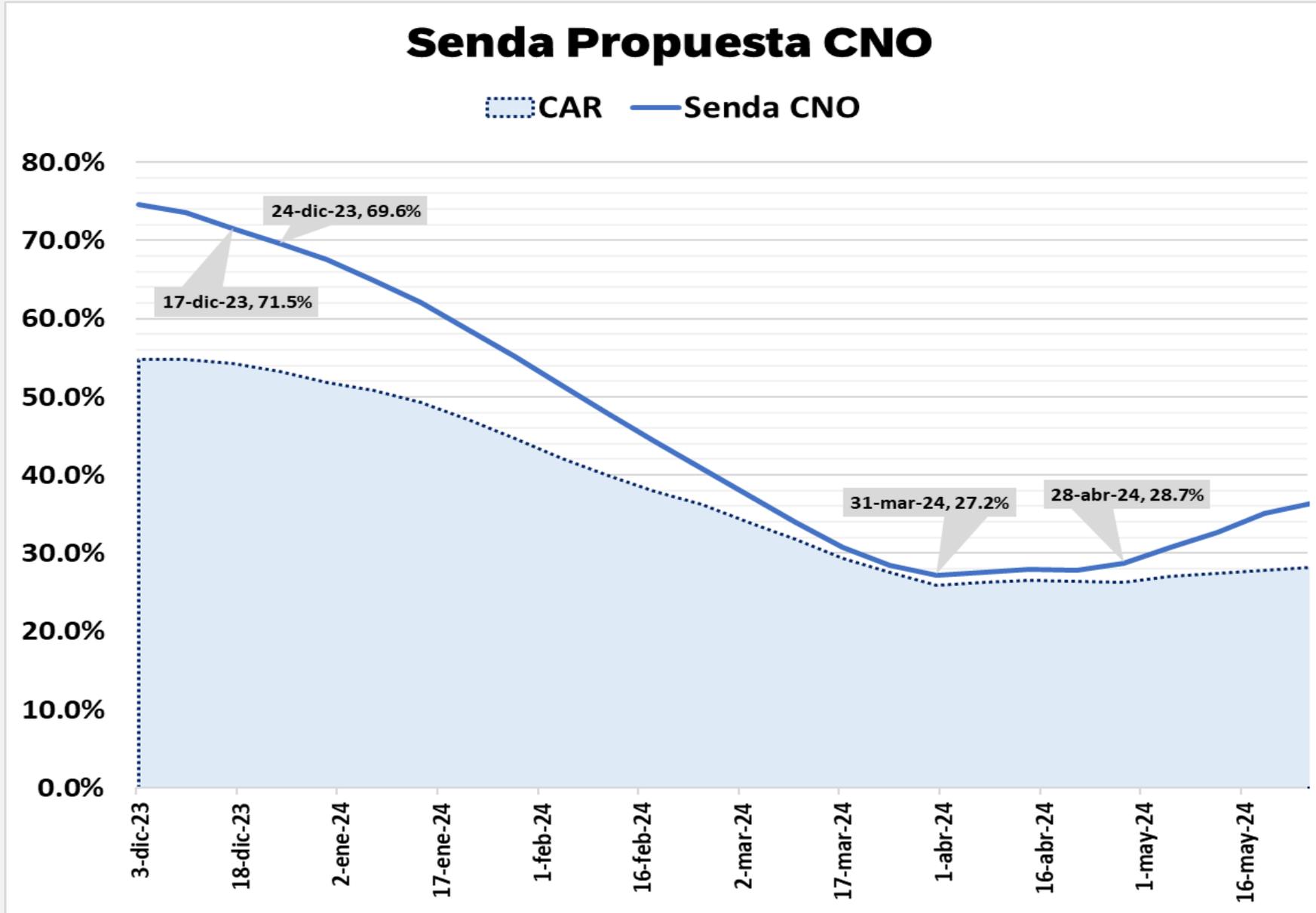


OEF Atraso 1 año

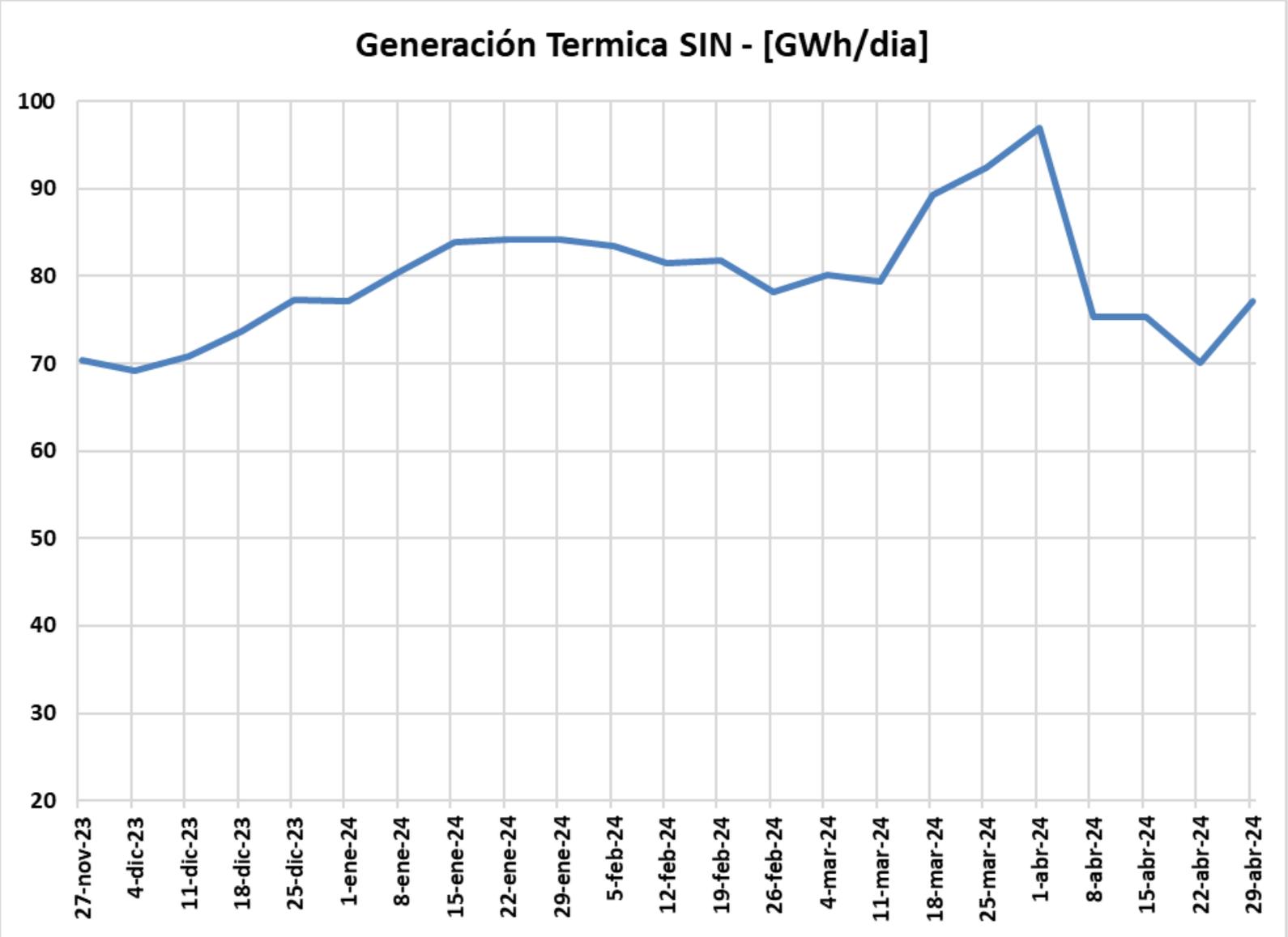


* Ver detalle de proyectos considerados en el Anexo - Proyectos considerados

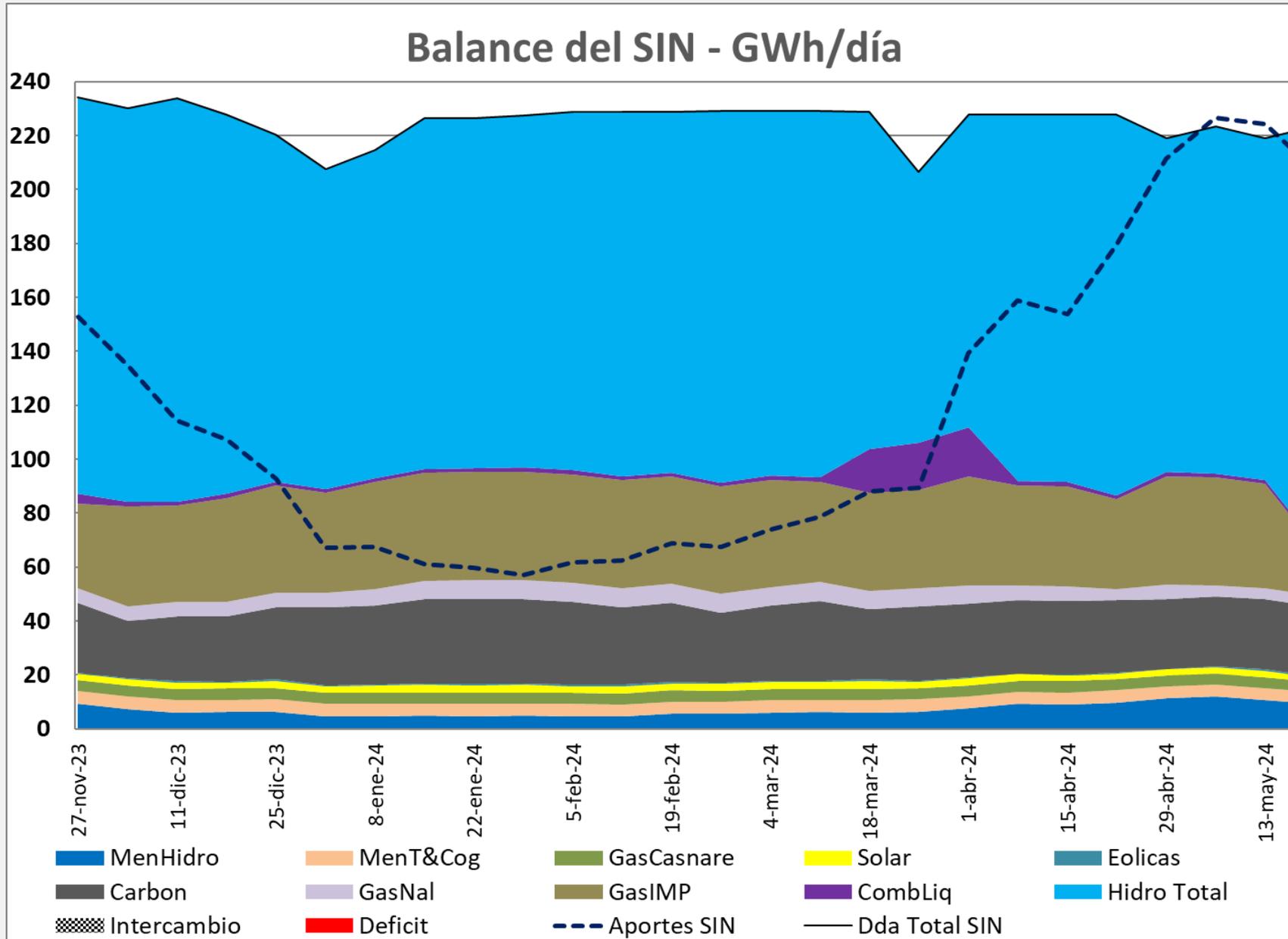
Resultados Senda de Verano 2023-2024



Resultados Senda de Verano 2023-2024



Resultados Senda de Verano 2023-2024



Anexo – Valores diarios senda de verano – Dic/23 a Abr/24

Dia	Diciembre	enero	febrero	marzo	abril
1	74.76%	67.11%	53.09%	38.40%	27.26%
2	74.68%	66.73%	52.56%	37.90%	27.31%
3	74.60%	66.34%	52.03%	37.40%	27.37%
4	74.44%	65.96%	51.50%	36.91%	27.43%
5	74.29%	65.57%	50.99%	36.43%	27.49%
6	74.13%	65.19%	50.47%	35.94%	27.54%
7	73.97%	64.80%	49.96%	35.46%	27.60%
8	73.81%	64.41%	49.44%	34.97%	27.64%
9	73.66%	64.03%	48.93%	34.49%	27.69%
10	73.50%	63.64%	48.41%	34.00%	27.73%
11	73.21%	63.26%	47.90%	33.54%	27.77%
12	72.93%	62.87%	47.39%	33.09%	27.81%
13	72.64%	62.49%	46.87%	32.63%	27.86%
14	72.36%	62.10%	46.36%	32.17%	27.90%
15	72.07%	61.60%	45.84%	31.71%	27.90%
16	71.79%	61.10%	45.33%	31.26%	27.90%
17	71.50%	60.60%	44.81%	30.80%	27.90%
18	71.23%	60.10%	44.30%	30.46%	27.90%
19	70.96%	59.60%	43.81%	30.11%	27.90%
20	70.69%	59.10%	43.33%	29.77%	27.90%
21	70.41%	58.60%	42.84%	29.43%	27.90%
22	70.14%	58.11%	42.36%	29.09%	28.01%
23	69.87%	57.63%	41.87%	28.74%	28.13%
24	69.60%	57.14%	41.39%	28.40%	28.24%
25	69.30%	56.66%	40.90%	28.23%	28.36%
26	69.00%	56.17%	40.40%	28.06%	28.47%
27	68.70%	55.69%	39.90%	27.89%	28.59%
28	68.40%	55.20%	39.40%	27.71%	28.70%
29	68.10%	54.67%	38.90%	27.54%	28.99%
30	67.80%	54.14%		27.37%	29.27%
31	67.50%	53.61%		27.20%	

Anexo – Proyectos considerados con OEF

Hidro DC		
Proyecto	CEN	Fecha
Total	0.00	

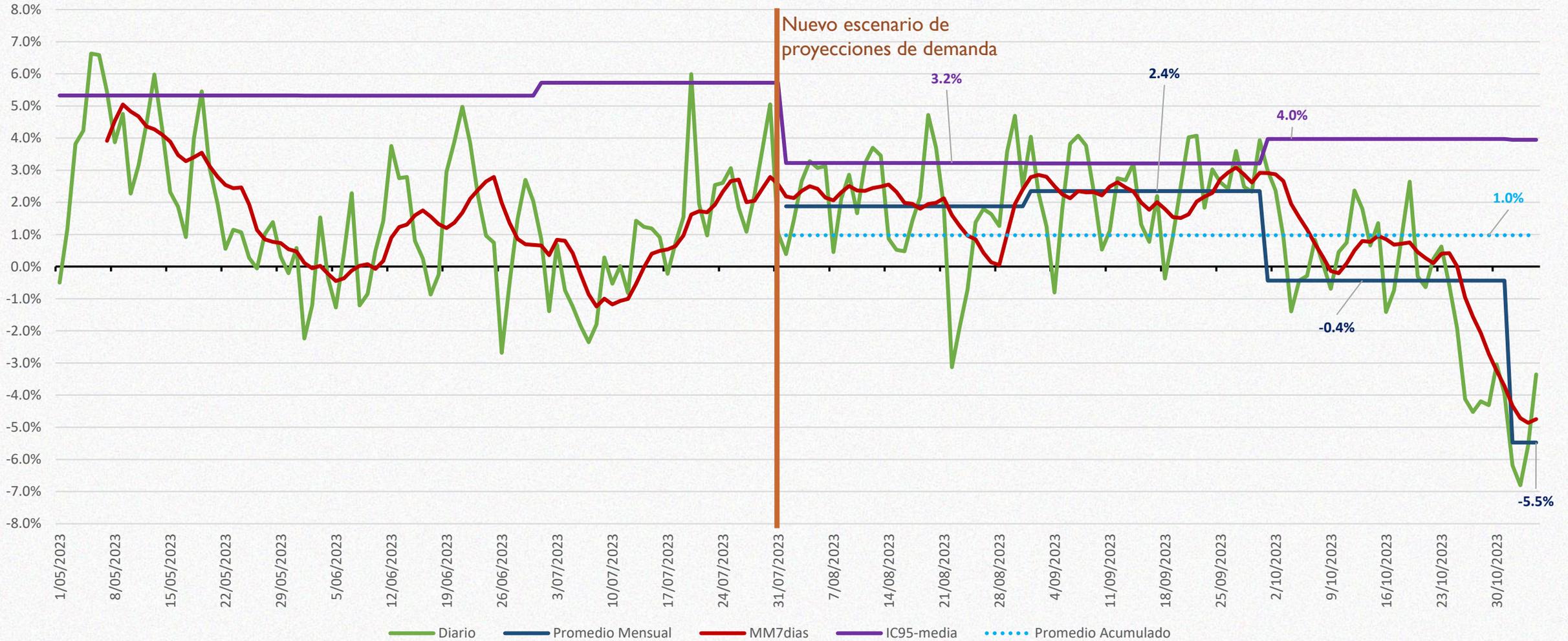
Eólica		
Proyecto	CEN	Fecha
Total	0.00	

Térmica		
Proyecto	CEN	Fecha
TERMOCARIBE3	42.00	30/11/2023
Total	42	

Solar		
Proyecto	CEN	Fecha
S_Sunnorte	35.00	31/12/2023
S_Union	100.00	31/12/2023
S_LaMata	80.00	31/12/2023
S_LatamSolar	150.00	31/01/2024
S_Guayepo	400.00	31/05/2024
Total	765	

Anexo – Comportamiento de la demanda

Comportamiento de la demanda diaria respecto al escenario medio de la UPME (*)



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

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